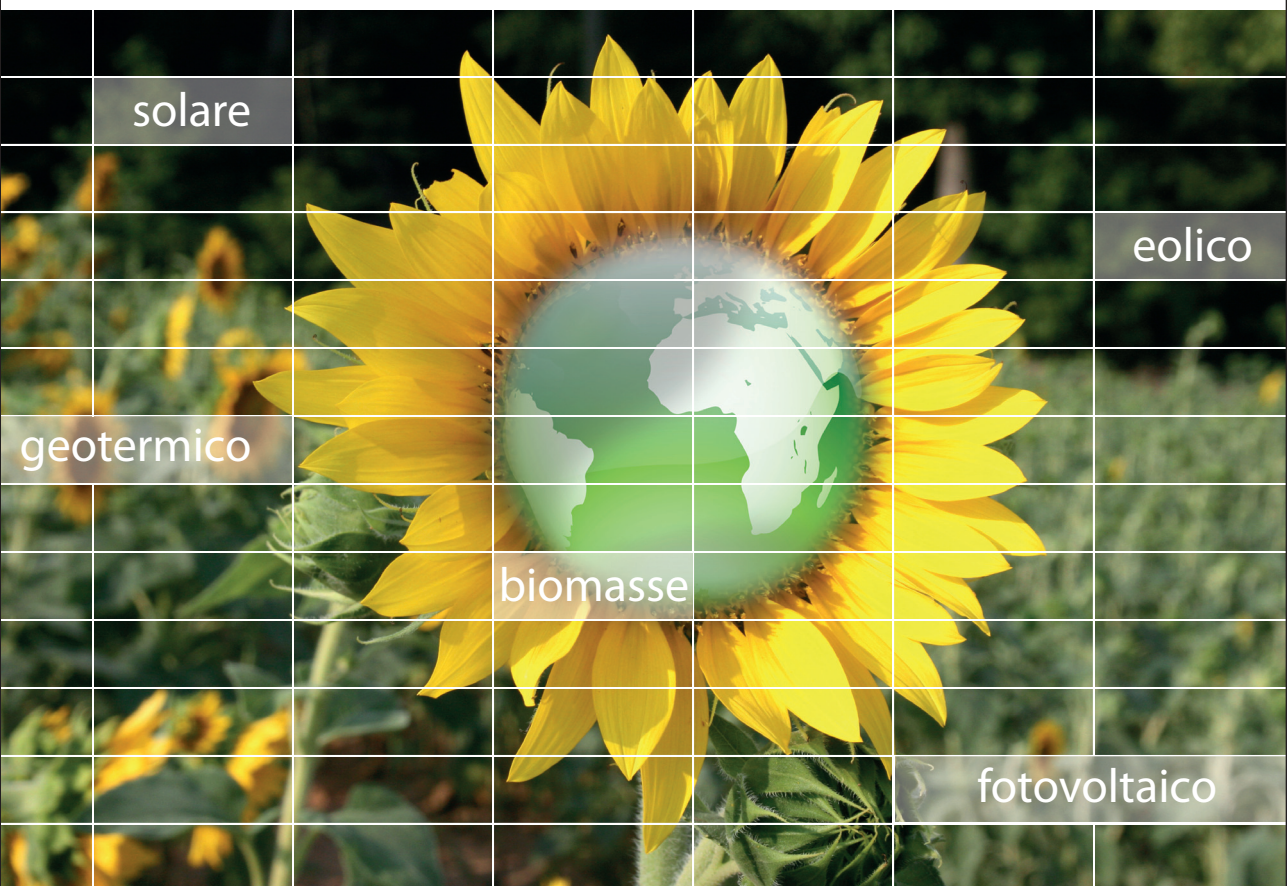


Energie rinnovabili e territorio

Scenari economici, analisi del territorio
e finanza per lo sviluppo





SVIMEZ
Associazione
per lo sviluppo
dell'industria
nel Mezzogiorno



ENERGIE RINNOVABILI E TERRITORIO

**SCENARI ECONOMICI, ANALISI DEL TERRITORIO
E FINANZA PER LO SVILUPPO**

GIANNINI EDITORE

Grafica di copertina **Ciro D'ORIANO**

ISBN - 978- 88-7431-590-1

2011 © Giannini Editore
Napoli - via Cisterna dell'Olio, 6/b
www.giannineditore.it

Ricerca realizzata da



SVIMEZ
Associazione
per lo sviluppo
dell'industria
nel Mezzogiorno



GLI AUTORI

(cfr. pag. 275, Notizie sugli autori)

Direttori della ricerca Massimo DEANDREIS e Riccardo PADOVANI

Team della ricerca SRM Alessandro PANARO (Coordinatore)
Consuelo CARRERAS
Agnese CASOLARO
Anna Arianna BUONFANTI

Team della ricerca SVIMEZ Grazia SERVIDIO (Coordinatore)
Giuseppe DE NATALE
Carmelo PETRAGLIA

Gli autori dei FOCUS TEMATICI pubblicati *on-line*: Massimo BECCARELLO (Confindustria Energia), Alessandro CUGINI (Unione Industriali di Napoli), Gabriele FERRANTE (Pricewaterhousecoopers), Andrea FIDANZA (ENEA), Carlo MANNA (ENEA), Riccardo Maria TOGNI (Pricewaterhousecoopers).

RINGRAZIAMENTI

Nel corso della ricerca sono state raccolte testimonianze privilegiate di Istituzioni, Associazioni di Categoria, Imprese, Infrastrutture che hanno contribuito a fornire valore aggiunto e consentito di svolgere un'analisi più approfondita del settore; a tutti va un ringraziamento particolare di SRM, di SVIMEZ e dei ricercatori che hanno curato il lavoro. Nel dettaglio sono stati intervistati e/o hanno fornito saggi e documentazione specifica:

ISTITUZIONI

Ministero dello Sviluppo Economico, Dipartimento Impresa e Internazionalizzazione, Dirigenti Adriana MAURO e Vincenzo ZEZZA
ENEA, Responsabile Unità Centrale Studi e Strategie, Carlo MANNA
GSE-Gestore Servizi Energetici, Direttore Operativo, Gerardo MONTANINO

ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

Confindustria Energia, Chief Energy Project, Massimo BECCARELLO
Assolare, Presidente, Gianni CHIANETTA
Confindustria, Coordinatore del Gruppo di Lavoro "Qualità del Servizio Elettrico" della Commissione "Energia e Mercato", Alessandro CUGINI
FIRE, Direttore, Dario DI SANTO
APER, Direttore, Marco PIGNI
ANEV, Segretario scientifico, Luciano PIRAZZI
GIFI, Presidente, Valerio NATALIZIA
Federutility, Direttore Generale, Adolfo SPAZIANI

IMPRESE

Terna, Direttore Affari Istituzionali, Stefano CONTI
Enel Green Power, Responsabile dell'unità affari regolamentari, Felice EGIDI
Edison, Responsabile Tematiche Ambientali, Roberto VENAFRO

FINANZA

Mediocredito Italiano del Gruppo Intesa Sanpaolo, Responsabile Ufficio Settori Specialistici, Stefano MELAZZINI

Editing e sviluppo editoriale: Raffaella QUAGLIETTA

La riproduzione del testo, anche parziale, non può essere effettuata senza l'autorizzazione di SRM e della SVIMEZ.

Pubblicazione aggiornata con dati e informazioni disponibili a novembre 2011.

Il tema delle energie rinnovabili va assumendo sempre più un ruolo di primo piano nell'ambito dell'economia mondiale ed europea in particolare. Gli obiettivi che sono stati fissati al 20-20-20 hanno imposto ai Paesi membri dell'Unione europea la definizione di strategie energetiche sempre più finalizzate alla crescita della cosiddetta green economy; un modello fondato sulla sostenibilità dello sviluppo industriale, sulla diffusione di una cultura rivolta sempre più all'efficienza energetica e soprattutto un modello che pone in primo piano la crescita delle "rinnovabili".

Al riguardo è nota la provenienza della quasi totalità dell'energia mondiale da fonti fossili quali petrolio, gas e carbone, che generano problemi connessi ad una loro crescente scarsità (specie il petrolio) ed all'impatto ambientale. Solare, Eolico, Bioenergie, Geotermia sono tra le fonti pulite su cui il nostro Paese sta investendo e deve continuare ad investire per garantire crescita, occupazione ma anche innovazione ed internazionalizzazione, i driver della competitività di una Nazione. Innovazione, in quanto le energie rinnovabili impongono un sistema industriale rivolto alla ricerca di tecnologie anche in un'ottica di filiera; internazionalizzazione, perché la green economy va estendendosi anche oltre le frontiere europee in Nazioni (ad esempio del Nord Africa e dell'area MED in generale) dove vanno generandosi iniziative e grandi progetti molto interessanti.

Sono queste alcune delle basi che hanno animato questa ricerca, curata da SRM e SVIMEZ per la prima volta insieme, che vuole porre all'attenzione la crescente necessità di sviluppare le energie rinnovabili, analizzando il settore dal punto di vista degli scenari economici e soffermandosi sulle caratteristiche settoriali delle varie fonti di energia presenti nel nostro Paese, nonché illustrando lo stato di attuazione anche su base regionale. Non va sottaciuto infatti che il Mezzogiorno data la grande disponibilità di Sole e Vento, "materie prime" delle energie verdi, può e deve essere il territorio capofila della Nazione per avere un ruolo di primo piano in Europa nel settore.

Non mancano anche in questo caso, evidenzia la ricerca, i nodi da sciogliere: il dibattito sugli incentivi e su quale struttura di essi configurare per non far pesare sul bilancio pubblico e su quello delle famiglie oneri troppo gravosi; la necessità di ulteriori investimenti in infrastrutture e, non ultimo, l'esigenza di trovare le vie per semplificare un sistema normativo che rende non facile la vita a chi deve investire nelle fonti stesse; ogni regione ha la sua normativa, i suoi vincoli, le sue esigenze burocratiche, spesso complesse e caratterizzate da lunghe attese per installare impianti.

La ricerca ha anche ricompreso una sezione specifica recante la "voce del territorio" con un set di interviste ad importanti stakeholders; si è ritenuto infatti di rivolgere attenzione alle diverse interpretazioni ed alle diverse opinioni espresse da chi realmente lavora nel comparto e quindi quotidianamente ne conosce e ne testa i punti di forza e debolezza.

Il Mezzogiorno può e deve avere un ruolo importante per l'economia energetica della nostra Nazione; nel Sud si vanno localizzando importanti investimenti di imprese di primario standing e non solo; il settore, tra l'altro, genera anche l'interesse del mondo della finanza; grandi istituti finanziari dispongono di strutture specializzate nel finanziamento di iniziative nel settore energetico, siano esse imprenditoriali o infrastrutturali, nelle energie rinnovabili o stanno realizzando operazioni con tecniche di partenariato pubblico-privato.

La ricerca ha inoltre posto l'accento sulla necessità di utilizzare con efficienza ed efficacia le ingenti risorse previste dalla programmazione dei fondi strutturali 2007-2013. Il Quadro Strategico Nazionale, se si sommano le risorse pubbliche previste dai Programmi operativi delle regioni dell'obiettivo "Convergenza" e dal Programma operativo interregionale "Energie rinnovabili e risparmio energetico", prevede un importo pari a circa 3 miliardi di euro. Anche i programmi europei (tra cui il VII Programma Quadro) offrono grandi opportunità.

Per lo sviluppo di un sistema energetico competitivo, insomma, occorre ancora lavorare, non "fermarsi" e rafforzare le sinergie e le eccellenze che il territorio offre. La ricerca pone in evidenza gli aspetti strutturali e congiunturali del sistema fornendo indicazioni sulla competitività del settore e suggerendo politiche più attive per consentire al Paese di diventare un "best green player".

Un ringraziamento a tutto il team di ricerca per aver portato a termine questo importante lavoro che vuole costituire un contributo di SRM e SVIMEZ a quanti operano per uno sviluppo sano e diffuso del nostro territorio e per rendere sempre più la nostra Nazione competitiva in Europa.

Adriano GIANNOLA
Presidente SVIMEZ

Paolo SCUDIERI
Presidente SRM

*A coloro che con le idee,
le opere e le azioni
contribuiscono allo sviluppo sociale
ed economico del Mezzogiorno,
in una visione europea e mediterranea.*

PREFAZIONE

**PRIMA PARTE
PRESENTAZIONE DEL LAVORO E SCENARI ECONOMICI**

CAPITOLO I - PRESENTAZIONE DELLA RICERCA

1. Le basi di partenza e gli obiettivi	15
--	----

CAPITOLO II - PRINCIPALI RISULTATI DELLA RICERCA E ALCUNE INDICAZIONI DI POLICY

1. Premessa	19
2. I risultati della ricerca	20
3. Indicazioni di policy	32

CAPITOLO III - SCENARI ECONOMICI NAZIONALI ED INTERNAZIONALI

1. Introduzione	35
2. Il contesto europeo	36
3. Il sistema energetico nei paesi del Mediterraneo	44
4. Il contesto nazionale	54
5. Conclusioni	69

**SECONDA PARTE
ANALISI DI SETTORI E TERRITORI**

CAPITOLO I - LO SVILUPPO DEL FOTOVOLTAICO

1. Premessa	73
2. Il mercato, gli investimenti, la tecnologia: un confronto internazionale	74
3. Analisi della potenza e della numerosità degli impianti	77
4. Il sistema d'incentivazione	84
5. Il fotovoltaico nelle regioni italiane	92
6. Alcune stime di impatto economico	107
7. Analisi dei poli energetici provinciali	109
8. Conclusioni	138

CAPITOLO II - LO SVILUPPO DELL'EOLICO

1. Premessa	141
2. Il mercato, gli investimenti, la tecnologia: un confronto internazionale	143
3. Analisi della potenza e della numerosità degli impianti	146
4. Il sistema d'incentivazione: i Certificati Verdi e la Tariffa onnicomprensiva	152
5. Le regioni: un flash statistico e normativo	154
6. Alcune stime di impatto economico	161
7. Conclusioni	164

CAPITOLO III - LO SVILUPPO DELLE BIOMASSE	
1. Introduzione	167
2. Il settore nel contesto mondiale ed europeo	168
3. Analisi della potenza e della numerosità degli impianti	171
4. Le biomasse nelle regioni italiane	187
5. Il sistema d'incentivazione	188
6. Alcuni effetti economici	191
7. Il quadro normativo: Linee Guida nazionali e recepimenti regionali	193
8. Alcune considerazioni conclusive	198

CAPITOLO IV - LO SVILUPPO DELLA GEOTERMIA	
1. Introduzione	199
2. Caratteristiche e potenzialità	200
3. Le criticità	204
4. Il settore geotermico nel contesto internazionale e in Italia	205
5. Le risorse geotermiche nel Mezzogiorno	211
6. Linee programmatiche per la geotermia	214
7. Possibili linee di policy	217

**TERZA PARTE
INDAGINE TERRITORIALE**

CAPITOLO I - GLI OPINION LEADER DELLE RINNOVABILI. I RISULTATI DI UN'ANALISI EMPIRICA

1. Premessa	223
2. Le strategie delle Istituzioni pubbliche del settore	224
3. L'outlook delle imprese e della finanza	228
4. Le posizioni delle Associazioni di categoria	247

CAPITOLO II - I FOCUS TEMATICI	
1. Premessa	259
2. Le politiche di sviluppo pubbliche	259
3. La distribuzione regionale degli incentivi alle fonti rinnovabili elettriche	260
4. Come finanziare gli investimenti nel settore delle energie rinnovabili	260
5. Le rinnovabili nel mondo: stato e prospettive di sviluppo delle rinnovabili in Italia; ruolo degli incentivi e prospettive di sviluppo industriale	261
6. La connessione della rete e lo sviluppo delle "smart grids": analisi delle criticità e delle opportunità	262

BIBLIOGRAFIA	263
---------------------	-----

NOTIZIE SUGLI AUTORI	275
-----------------------------	-----

APPROFONDIMENTI

CAPITOLO I - ENERGIE RINNOVABILI E FINANZA PUBBLICA:

ANALISI DEGLI STRUMENTI E DEGLI INVESTIMENTI NEL MEZZOGIORNO

1. Introduzione
2. Le politiche comunitarie: il VII Programma Quadro di ricerca e sviluppo tecnologico 2007-2013 – Area tematica Energia
3. Le politiche comunitarie: il Programma Energia Intelligente Europa (EIE)
4. I Programmi Operativi Regionali (POR) 2000-2006
5. Il Programma Operativo Interregionale (POI) “Energie rinnovabili e risparmio energetico” 2007-2013
6. I Programmi Operativi Regionali (POR) 2007-2013
7. Alcune considerazioni conclusive

CAPITOLO II - LA DISTRIBUZIONE REGIONALE DEGLI INCENTIVI ALLE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE

1. Premessa
2. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili elettriche dal 2001 al 2011: dai certificati verdi al decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011
3. Gli obiettivi italiani per le fonti rinnovabili elettriche al 2020
4. Stima del costo di incentivazione delle fonti rinnovabili elettriche al 2020 e la loro distribuzione su base regionale
5. Considerazioni conclusive

CAPITOLO III - LE RINNOVABILI NEL MONDO

1. Quadro generale internazionale
2. Stato e prospettive di sviluppo delle rinnovabili in Italia
3. Ruolo degli incentivi e prospettive di sviluppo industriale

CAPITOLO IV - COME FINANZIARE GLI INVESTIMENTI NEL SETTORE DELLE ENERGIE RINNOVABILI

1. Premessa
2. Il settore Fotovoltaico - Il nuovo conto energia
3. Il Partenariato Pubblico Privato
4. Come valutare la convenienza economica di un investimento
5. La redditività di un investimento di un impianto Fotovoltaico

CAPITOLO V - LA CONNESSIONE DELLA RETE E LO SVILUPPO DELLE “SMART GRIDS”: ANALISI DELLE CRITICITÀ E DELLE OPPORTUNITÀ

1. Cenni sullo scenario elettrico italiano
2. Pregi e difetti della normativa elettrica italiana
3. I problemi tecnici di rete
4. Conclusioni

PARTE PRIMA
PRESENTAZIONE DELLO STUDIO E SCENARI ECONOMICI

1. Le basi di partenza e gli obiettivi

In un momento difficile come quello attraversato dall'economia mondiale nel corso dell'ultimo biennio, è afferribile che la *green economy* ha rappresentato uno dei perni del rilancio delle attività imprenditoriali e di investimento. Le fonti rinnovabili hanno avuto e continueranno verosimilmente ad avere un ruolo importante nell'indirizzare i Paesi verso un percorso energetico più sicuro, affidabile e sostenibile. L'espansione delle fonti pulite costituisce una grande opportunità non solo per la diversificazione energetica e la protezione dell'ambiente ma anche per lo sviluppo della ricerca, di una filiera industriale e dell'occupazione. La loro promozione può infatti offrire concrete occasioni di crescita e competitività, avviando nuove attività che possano creare posti di lavoro e sostenere lo sviluppo dell'economia nazionale.

Siamo in uno scenario in cui l'Europa ha posto in modo deciso gli obiettivi per le Nazioni in termini di efficienza energetica e di fonti rinnovabili cosiddetti *20-20-20* e nuove, più ambiziose, prospettive si porranno verosimilmente per il 2025. Siamo in uno scenario in cui il nostro Paese si trova a dover pianificare e concretamente attuare lo sviluppo della filiera delle rinnovabili insieme alla definizione di nuove policy per stimolare l'efficienza energetica nei cittadini, nelle imprese e nelle istituzioni.

SRM e SVIMEZ da sempre sensibili al "valore" delle energie rinnovabili hanno progettato insieme e realizzato questo lavoro che offre un quadro conoscitivo e di analisi di alcune delle questioni più significative che riguardano le, molto discusse, energie pulite e le loro caratteristiche strutturali nel nostro Paese, collocando il settore anche in un contesto più ampio, di respiro internazionale, in modo da consentire una migliore comprensione delle dinamiche sottostanti la sua evoluzione.

Obiettivo della ricerca è stato, dunque, analizzare il ruolo che le rinnovabili rivestono come fattore di sviluppo della competitività, la loro importanza per l'economia, le prospettive di crescita. Con il supporto di dati e statistiche, lo studio dà il necessario risalto a cosa questo settore rappresenta a livello internazionale, di sistema Paese, ma anche di singoli territori regionali. Partendo da un inquadramento generale della realtà del comparto, ne sono stati evidenziati gli andamenti, con particolare riferimento a quattro fonti pulite che sono attualmente caratterizzate da un maggiore sviluppo nel panorama energetico del nostro Paese: la solare fotovoltaica, l'eolica, quella da biomasse e la geotermica, nuova frontiera potenziale dello sviluppo.

Il lavoro rivolge grande attenzione al territorio meridionale, miniera delle energie pulite in particolare per il settore solare e per l'eolico, risorse naturali di cui il territorio dispone e che sta sfruttando seppure con non poche difficoltà. Interessanti opportunità, si ritiene inoltre che possano scaturire per il Sud e per l'intero Paese dallo sviluppo dell'energia geotermica, incredibilmente trascurata in Italia, ma che proprio per la

presenza soprattutto nelle aree del Centro e del Sud del Paese di significative risorse geotermiche, può contribuire al conseguimento di importanti obiettivi energetici a livello nazionale.

La ricerca, senza la pretesa di essere esaustiva, vuole rappresentare lo stato dell'arte del settore dell'energie rinnovabili del Paese in un'ottica nazionale ed internazionale e i punti di forza e debolezza che esso presenta. Lo studio dà il necessario risalto, con il supporto di dati e statistiche, a cosa questo settore rappresenta per la nostra economia e vuole porre anche all'attenzione le difficoltà che ostacolano uno sviluppo sano e concreto del comparto, tra cui ad esempio: la necessità di ridefinire i meccanismi burocratici per favorire la realizzazione di impianti in modo più omogeneo sul territorio, la necessità di realizzare investimenti nelle reti specie al Sud ed evidenzia anche l'esistenza di una sorta di "Federalismo Energetico"; le regioni infatti hanno ancora normative non coordinate e spesso giungono involontariamente ad attivare meccanismi di rivalità fra loro per l'attrazione di investimenti energetici.

Il lavoro evidenzia un sistema di imprese che hanno una loro dinamicità, una grande diversificazione delle attività operative, nonché grande voglia di puntare sul Sud dell'Italia e di investire – nel rispetto dell'ambiente e del futuro del Pianeta – in un comparto che come accennato può rappresentare uno dei volani per la crescita di quest'Area.

Come si potrà constatare esiste anche una significativa volontà da parte del decisore pubblico di investire nel settore data l'esistenza di ingenti risorse europee, statali e regionali che vanno però (dimostrerà la ricerca) messe in sinergia con gli investimenti privati e con l'applicazione di tecniche finanziarie che favoriscano il partenariato. E' il caso ad esempio dei Programmi operativi regionali (POR) e del Programma operativo interregionale (POIN) "Energie rinnovabili e risparmio energetico" 2007-2013 che insieme possono contribuire, se utilizzati a dovere, a rilanciare ancora di più il "Mezzogiorno energetico" e con esso il Paese.

SRM e SVIMEZ hanno guardato all'energia come un *sistema complesso* di *player* ed hanno ritenuto quindi di dover attivare – per lo svolgimento del lavoro – una fitta rete relazionale che ha permesso di realizzare un'importante analisi territoriale. È stata prevista infatti la realizzazione di interviste a personaggi di primo livello che hanno contribuito a fornire indirizzi strategici e testimonianze privilegiate, dando valore aggiunto alla metodologia seguita, nonché a reperire documenti e contributi informativi.

La ricerca è strutturata in diverse sezioni tematiche che approfondiscono l'argomento da varie angolazioni. Ad una prima parte, in cui viene presentato lo studio nel suo complesso ed i risultati del lavoro, fanno seguito quattro parti i cui contenuti sono di seguito specificati.

La prima parte contiene un'analisi degli scenari energetici internazionali e nazionali, in cui le peculiarità del settore in Italia (le dinamiche di crescita della domanda e le caratteristiche dell'offerta di energia prodotta da fonti pulite) sono state esaminate anche in rapporto a quello degli altri paesi europei e dell'Area Med. Sono stati considerati gli aspetti più interessanti della politica energetica europea, le linee programmatiche e l'integrazione euro-mediterranea. Sono state valutate anche le

opportunità di sviluppo legate alla diffusione delle rinnovabili sul territorio italiano, con particolare riferimento ad occupazione e PIL.

La seconda parte contiene quattro capitoli, ciascuna dedicata all'analisi di una delle fonti rinnovabili che sono attualmente caratterizzate da un maggiore sviluppo nel panorama energetico del nostro Paese: il fotovoltaico, l'eolico, le biomasse ed il geotermico. Per ciascuna è stato effettuato un inquadramento generale attraverso l'analisi di dati e statistiche sul tema, a livello internazionale, nazionale e regionale. In particolare il dettaglio territoriale degli scenari attuali è stato esposto, ad eccezione del geotermico, utilizzato in Italia solo in Toscana, per ciascuna delle regioni del Mezzogiorno più due regioni benchmark del Centro-Nord, attraverso alcuni tra i più significativi dati relativi al comparto, tra cui il numero di impianti esistenti, la potenza installata e l'energia elettrica prodotta. Sono stati approfonditi i meccanismi incentivanti utilizzati per il sostegno e la promozione alla loro diffusione; ed infine sono state indagate le ricadute economiche negli scenari futuri di produzione di elettricità, attraverso i dati più significativi disponibili relativi al numero degli occupati, agli investimenti effettuati ed al valore aggiunto generato.

La terza parte contiene le risultanze di un'indagine territoriale empirica realizzata attraverso un piano di interviste a stakeholders pubblici e privati: istituzioni; imprese e mondo della finanza; associazioni di categoria, rilevanti ai fini di comprendere le caratteristiche e le problematiche di questo comparto. Sono stati raccolti contributi, indirizzi strategici e testimonianze che hanno permesso di tracciare un quadro puntuale dei fenomeni e dei cambiamenti in atto nell'ambito del comparto in esame, valutando il ruolo che plausibilmente le fonti rinnovabili potranno ritagliarsi nel portafoglio energetico italiano, considerando anche funzioni e futuro del sistema degli incentivi per il loro sviluppo, individuando i principali ostacoli che ne vincolano uno sviluppo efficiente e sostenibile ed evidenziando proposte per il loro superamento. Una parte è dedicata ad alcuni focus di approfondimento (abstract con rimando ai siti web per le versioni integrali). Essi riguardano temi quali: le politiche di sviluppo pubbliche e l'utilizzo di alcuni strumenti per il finanziamento degli investimenti in rinnovabili, gli incentivi, le connessioni della rete e lo sviluppo delle smart grids.

La pubblicazione è composta da questa parte cartacea e da una parte web, disponibile online sui siti di SRM e SVIMEZ (www.sr-m.it e www.svimez.it).

L'indice è strutturato in modo da fornire un quadro d'insieme dello studio e la collocazione dei singoli approfondimenti.

PRINCIPALI RISULTATI DELLA RICERCA E ALCUNE
INDICAZIONI DI POLICY**1. Premessa**

L'analisi ha approfondito le dinamiche evolutive che hanno interessato il settore ed ha seguito un doppio binario: uno bibliografico-statistico ed uno strategico-territoriale. Nell'ambito del primo approccio, la complessità dell'argomento ha implicato il ricorso a diversi tipi di fonti consentendo di fornire le più diverse interpretazioni dei fenomeni in atto. Nell'ambito del secondo approccio un contributo importante è stato fornito dalle testimonianze dei principali *player* pubblici e privati operanti nel settore, raccolte nell'indagine territoriale e nell'ambito di diversi focus sull'argomento, che hanno consentito di analizzare le problematiche del comparto da un punto di vista non solo descrittivo. L'indagine territoriale ha spesso consentito di interpretare in chiave diversa – attraverso la voce di chi lavora nel settore – le sezioni bibliografiche e statistiche mettendo in evidenza aspetti di grande interesse non rinvenibili in altro modo, e completando l'analisi con informazioni, dati e documenti forniti dalle stesse entità intervistate. Lo sviluppo delle rinnovabili è per l'Italia una strada obbligata e comunque vincente. Oggi le energie pulite sono la frontiera della *green economy*, il loro valore strategico per il futuro è legato alla sicurezza ed alla minore dipendenza del nostro Paese dalle importazioni di gas, petrolio e carbone. Si tratta di una sfida da sostenere per fare fronte al crescente fabbisogno di energia e nel tentativo di ridurre l'esposizione dell'economia italiana agli effetti della disponibilità di prodotti energetici sui mercati internazionali. Spingono in tale direzione le decisioni assunte in sede comunitaria e le connesse misure di sostegno e incentivazione stabilite dai singoli Stati membri. Per l'Italia, la *Strategia europea 20/20/20* si è tradotta in un duplice obiettivo vincolante per il 2020: la riduzione dei gas serra e il raggiungimento di una quota di energia rinnovabile pari al 17% del consumo finale lordo. L'espansione delle rinnovabili costituisce, dunque, una grande opportunità non solo per la diversificazione delle fonti e la protezione dell'ambiente ma anche per lo sviluppo della ricerca, di una filiera industriale e dell'occupazione. La promozione delle energie pulite può infatti offrire concrete occasioni di crescita, avviando nuove attività che creano posti di lavoro e promuovono la competitività dell'economia nazionale.

La crescita delle fonti pulite si accompagna, dunque, allo sviluppo di nuove imprese. E da tenere d'occhio, a tale proposito, è anche la molto dibattuta politica degli incentivi che ha in buona parte inciso sulla crescita delle rinnovabili in Italia. In questo quadro il sostegno del Governo a favore delle fonti alternative ha trovato ampia giustificazione nei benefici di carattere economico, ambientale e di sicurezza energetica che esse producono nel lungo periodo, tuttavia è stato necessario prestare attenzione all'efficienza economica dei meccanismi di incentivazione. Il sistema

italiano figura, infatti, tra i più onerosi al mondo per kilowattora di energia prodotta da fonti pulite anche a causa degli elevati incentivi per le rinnovabili. Ecco perché ridurli nel tempo in maniera progressiva e coerente con il progresso tecnologico raggiunto è stata considerata la strada più efficiente da percorrere per contenere i costi e procedere sulla via dello sviluppo in maniera economicamente e politicamente sostenibile.

In Italia il settore è stato caratterizzato da un rilevante sviluppo anche durante l'ultimo anno. Prime stime rilasciate dal GSE ad inizio marzo 2012 riportano un totale di 41.352 MW di potenza installata per 84.190 GWh prodotti a fine 2011.

Osservando nel dettaglio le caratteristiche delle diverse macroaree, c'è da dire che l'energia da fonti rinnovabili può rivestire un ruolo strategico soprattutto per le grandi risorse di cui dispone il Mezzogiorno, sia su scala internazionale nel campo delle infrastrutture di trasmissione, sia a livello di sistemi produttivi locali. Le regioni meridionali sono in possesso delle potenzialità per giocare un ruolo da protagonista su entrambi i piani, sfruttando, da un lato, la posizione geografica di snodo negli interscambi di energia nel bacino del Mediterraneo, dall'altro, la propria dotazione di risorse rinnovabili come occasione di sviluppo e nuova occupazione interna. Sul fronte interno, soprattutto con riferimento alle "nuove" fonti rinnovabili (eolico, solare, biomasse e biogas), il Mezzogiorno mostra rispetto al Centro-Nord un vantaggio competitivo dovuto all'esistenza di un rilevante «potenziale rinnovabile». Basti a tal fine considerare che, nel 2010, in quest'area sono stati prodotti i due/terzi di tutta l'energia generata da eolico, solare e biomasse nel nostro Paese.

Nel Sud non mancano tuttavia le criticità, collegate ad una pianificazione energetica ancora carente, ai problemi (peraltro anche di tutto il Paese) connessi agli allacciamenti con la rete, alla necessità di realizzare infrastrutture e di definire normative regionali che diano certezza agli operatori in termini di autorizzazioni e permessi amministrativi per le installazioni. Dunque, la presenza di potenzialità ancora non sfruttate, per potersi tradurre in opportunità concrete di sviluppo e occupazione, non può fare a meno di politiche mirate. Puntando essenzialmente sulla razionalizzazione dell'impianto normativo esistente e su un'ottimizzazione dell'utilizzo delle risorse finanziarie disponibili, queste possono contribuire ad accrescere la competitività del settore, favorendo il passaggio a un nuovo modello di sviluppo energetico.

2. I risultati della ricerca

Le risultanze del lavoro di ricerca sono state strutturate in tre macro-aree:

- a) gli scenari economici nazionali ed internazionali di riferimento;
- b) l'analisi settoriale: il solare fotovoltaico, l'eolico, le biomasse, il geotermico;
- c) l'indagine territoriale.

a) gli scenari economici nazionali ed internazionali di riferimento

Non c'è dubbio che l'energia da fonti rinnovabili possa assumere un'importanza fondamentale per lo sviluppo economico del Mezzogiorno, attivando processi virtuosi

di crescita nel campo della ricerca, dell'innovazione e di nuove specializzazioni manifatturiere e terziarie avanzate. Puntare sulla crescita delle fonti rinnovabili non è cruciale solo per il Sud ma può rappresentare l'occasione per mettere a sistema l'interesse dell'area con quello dell'intero Paese. Il Sud, infatti, può svolgere un ruolo centrale sia a livello internazionale, nel campo delle infrastrutture di trasmissione per la posizione geografica di snodo negli interscambi di energia nel bacino del Mediterraneo, sia a livello nazionale, nel contribuire al conseguimento di obiettivi energetici, strategici per tutto il Paese, per la propria significativa dotazione di risorse rinnovabili. Sia nell'uno che nell'altro, questo ruolo è importante per l'intero sistema nazionale.

A livello internazionale, la panoramica condotta del settore energetico ha messo in luce la particolare debolezza dell'Italia, in confronto ai principali paesi della Ue. Il tasso di dipendenza del nostro Paese, (calcolato come rapporto tra il saldo import/export di energia e il consumo lordo) è pari, infatti, a circa l'83%, a fronte del 52,1% della Francia, al 62,7% della Germania e al 79,8% della Spagna, con una media dell'Ue a 27 del 55%. Il nostro *mix* di produzione è inoltre fortemente sbilanciato verso le fonti più costose: il 54% circa dell'elettricità è prodotto con gas naturale, più del doppio della media Ue a 27, pari al 22%, e il 10% con il petrolio, a fronte del 3% della media europea. L'Italia, proprio perché scarsamente dotata di risorse energetiche tradizionali e dipendente in maniera rilevante dalle importazioni, soprattutto di gas naturale dal Nord Africa, è particolarmente interessata allo sviluppo dell'integrazione energetica mediterranea per la naturale posizione di «ponte» che il Mezzogiorno riveste nel bacino del Mediterraneo. La Sicilia è già punto terminale per le infrastrutture di trasmissione dei gasdotti che partono da Algeria e Libia, la Puglia potrà essere futura sponda d'approdo per il metano in arrivo dal Mar Caspio.

Le tendenze demografiche in atto e le aspettative di crescita economica fanno prevedere per i prossimi anni un'espansione della domanda interna di energia nei paesi SUD-MED senza precedenti. Questa tendenza è solo in apparente contrasto con il pur crescente fabbisogno energetico dei paesi Ue-MED. Entrambe le aree, infatti, hanno forti motivazioni per intraprendere la strada della cooperazione e dell'integrazione energetica che elida la potenziale concorrenza tra le esigenze della domanda di energia sulle due sponde del Mediterraneo. Se i paesi Ue-MED potranno trarne nuovi stimoli per il raggiungimento degli obiettivi fissati dalla *Strategia europea 20/20/20*, anche l'area SUD-MED potrà beneficiarne facendo leva sull'integrazione energetica per agganciarsi allo sviluppo economico dell'Ue. I paesi della sponda Sud del Mediterraneo, sia pure con importanti differenze a livello nazionale, mostrano un crescente interesse per lo sviluppo delle energie rinnovabili e la liberalizzazione dei mercati energetici nazionali.

Quanto alle infrastrutture per collegare le due sponde del bacino del Mediterraneo, dei sette corridoi energetici prioritari individuati dalla Commissione europea nel 2010, due in particolare interessano l'Italia e il Mezzogiorno quale zona di transito: il corridoio sud-occidentale per le interconnessioni di energia elettrica tra Marocco, Algeria e Tunisia, su una sponda, e Italia, Portogallo, Spagna e Francia, sull'altra; il corridoio sud del gas naturale per attuare la dipendenza Ue dalle forniture del Medio Oriente e spingere verso una maggiore diversificazione delle forniture.

Sul fronte interno, soprattutto con riferimento alle “nuove” fonti rinnovabili, il Mezzogiorno mostra rispetto al Centro-Nord un vantaggio competitivo dovuto all’esistenza di abbondanti risorse energetiche rinnovabili, che derivano dall’irraggiamento solare, dal vento, dalle biomasse. Nel 2010, infatti, come è stato ricordato, in quest’area è stato prodotto circa il 66% di tutta l’energia generata da queste tre fonti nel nostro Paese. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel Sud può dunque significativamente concorrere al raggiungimento dei *target* nazionali fissati a seguito della *Strategia europea 20/20/20*, che ci impongono di aumentare la quota di energia prodotta con le fonti energetiche rinnovabili e diminuire le emissioni inquinanti. Oltre che favorire lo sviluppo di settori nuovi dell’economia verde, in forte espansione a livello globale, e il completamento dell’intera filiera nazionale delle rinnovabili, si potrebbe così contribuire a ridurre anche la bolletta energetica. Una diminuzione sensibile dei costi energetici sostenuti dalle imprese italiane potrebbe rappresentare un importante elemento di recupero della competitività per tutto il nostro sistema produttivo. Le imprese italiane pagano, infatti, l’energia il 31,7% in più rispetto alla media Ue, per un maggior esborso di 7.939 milioni di euro l’anno, equivalenti a circa mezzo punto del valore aggiunto.

Nuove opportunità potrebbero, inoltre, scaturire per il Sud e per il Paese dallo sviluppo dell’energia geotermica per la produzione sia di calore che di elettricità. Il perseguimento di tale ultima finalità, è stato incredibilmente trascurato in Italia, in quanto nonostante il nostro Paese sia dotato, con l’Islanda, delle più grandi risorse geotermiche d’Europa, l’energia geotermica è utilizzata, per la produzione di energia elettrica, solo in Toscana. Ma oltre che in quest’ultima regione e nel Lazio, ricadono proprio nel Sud le aree italiane con la maggiore ricchezza geotermica, localizzate lungo il Tirreno meridionale, in Campania, in Sicilia, in un’enorme area *off shore* che va dalle coste campane alle Isole Eolie e, in misura minore in Sardegna e in Puglia. Queste importanti risorse geotermiche presenti nelle regioni meridionali, per potersi tradurre in occasioni di sviluppo e occupazione, necessitano tuttavia, come si argomenterà nel Capitolo dedicato alla geotermia, di politiche specifiche che rimandano ad interventi di semplificazione e monitoraggio e di sostegno economico, di natura anche tariffaria.

b) L’analisi settoriale: il solare fotovoltaico, l’eolico, le biomasse, il geotermico

Il solare fotovoltaico

Il successo del settore fotovoltaico era considerato agli inizi difficile a causa degli elevati costi e tempi della tecnologia impiegata. Ma con l’impegno politico e finanziario degli Stati il progresso tecnologico ed i rilevanti investimenti hanno reso possibile una riduzione dei costi e dei tempi della filiera industriale, comportando una crescita della domanda con benefici diretti e indiretti per l’intera economia. A livello mondiale, l’ingresso della Cina e l’ormai avviata conversione rinnovabile degli Stati Uniti hanno via via influenzato il mercato globale. Il tanto invocato abbattimento dei costi delle tecnologie è sempre più una realtà e anche se è ancora presto per pensare ad una tecnologia fotovoltaica competitiva con i costi di generazione delle fonti fossili, il gap si sta riducendo e sicuramente è giunto il momento di intraprendere azioni concrete

per ridisegnare il sistema elettrico nell'ottica di rendere sempre più efficiente ed efficace la generazione distribuita da fonti rinnovabili anche non programmabili. Le prime dieci aziende produttrici di celle fotovoltaiche a livello mondiale sono asiatiche (cinesi e giapponesi), affiancate da compagnie statunitensi. A livello europeo un ruolo di preminenza lo riveste la Germania. L'Italia è invece in una posizione più arretrata sul piano della leadership tecnologica, restando fuori dai comparti della produzione e attirando sul mercato italiano attori e aziende stranieri. Le fasi attualmente più sviluppate della filiera fotovoltaica nel nostro Paese sono quelle corrispondenti alla distribuzione e installazione, che sono anche quelle a più basso valore aggiunto. È pertanto necessario stimolare lo sviluppo dell'intera filiera coinvolta per far crescere un mercato maturo. Mentre è rimasta per molto tempo al palo rispetto ad altri Paesi europei sotto il profilo dello sviluppo tecnologico, l'Italia in questi ultimi anni si è sviluppata fortemente dal punto di vista della capacità utilizzativa delle energie rinnovabili. In termini di potenza installata a fine 2010 l'Italia risulta al quarto posto nel mondo dietro Germania, Spagna e Giappone.

Guardando a come è suddivisa questa potenza installata al suo interno, è il Mezzogiorno a detenere il primato con il 35% dei MW complessivi. Per quanto concerne il numero degli impianti, dei 156 mila in esercizio a fine 2010 circa la metà ricade nelle regioni del Nord Ovest e del Sud, con una leggera prevalenza di quest'ultima macro area. La diffusione del fotovoltaico vede, quindi, il Sud in una posizione di rilievo rispetto alle altre Aree del Paese, con punte in Puglia, Sicilia, Sardegna e Campania. Proprio in Puglia e nelle due Isole maggiori si concentrano i due terzi del complesso degli impianti presenti nella Macroarea, mentre nella sola Puglia si concentra oltre il 56% della potenza installata. La crescita del mercato fotovoltaico italiano è stata di fatto sollecitata dai sistemi di incentivazione, questo perché in assenza di incentivi la produzione di energia attraverso la tecnologia fotovoltaica non è ancora del tutto economicamente conveniente. Il costo di produzione da fotovoltaico è oggi ancora superiore a quello di generazione da fonti tradizionali, il che rende la presenza di un meccanismo incentivante una condizione indispensabile per l'esistenza stessa di un mercato del fotovoltaico. Il *Conto Energia* disciplina l'erogazione degli incentivi all'energia prodotta da un impianto fotovoltaico ed attualmente è in vigore il Quarto Conto Energia. I dati relativi al totale dei risultati del Primo, Secondo, Terzo e Quarto Conto Energia aggiornati a fine ottobre 2011 evidenziano un complesso di oltre 291 mila impianti incentivati da quando è partito il meccanismo nel 2005; il 27% del totale (77.291) è situato nelle regioni del Mezzogiorno. Osservando i dati sulla potenza installata, su un totale di oltre 11.212 MW nel Sud è presente il 37% della potenza incentivata complessivamente (4.145 MW).

Se confrontati con quelli degli altri paesi europei gli incentivi italiani sono più elevati. I cambiamenti avvenuti nello scenario energetico di riferimento hanno mostrato chiaramente la necessità di introdurre in Italia un sistema di incentivazione diverso, con costi inferiori per il sistema paese a parità di capacità installata e che consenta di adeguarsi tempestivamente ai cambiamenti in corso consentendo così di pianificare efficacemente quantità e mix di fonti rinnovabili. Le linee seguite nella determinazione del sistema in vigore richiamano quanto applicato in Germania, ritenendo che un

meccanismo di *feed indifferenziato* per segmento e aggiornato periodicamente (ispirato al modello tedesco) possa meglio contribuire al raggiungimento dei molteplici obiettivi che lo sviluppo delle fonti pulite si pone. L'esperienza della Germania mostra che nonostante contrazioni del livello di incentivazione il mercato può continuare a crescere; occorre, dunque, che gli incentivi siano stabili nel tempo, economicamente sostenibili e che tengano conto dell'evoluzione tecnologica in modo da garantire il raggiungimento degli obiettivi fissati per la crescita delle energie rinnovabili. In estrema sintesi ciò che è importante avere è un orizzonte di tempo sufficientemente ampio in cui l'esistenza di un sistema di incentivazione sia assicurata in modo chiaro e univoco, in maniera da consentire agli operatori di pianificare i loro investimenti nell'ambito di un quadro di regole certo e stabile.

L'eolico

Negli ultimi anni in Italia l'eolico è cresciuto a ritmi sostenuti fino ad arrivare nel 2010 ad una potenza installata pari a 5.814 MW, con una produzione che ha raggiunto i 9.126 GWh, con un incremento di circa il 40% rispetto all'anno precedente.

La fonte eolica si è imposta nel tempo come uno degli attori del processo di diversificazione dell'approvvigionamento energetico italiano. E l'Italia, ma in particolare il Mezzogiorno, proprio per le caratteristiche del suo territorio, ha ancora un notevole potenziale non sfruttato. La ventosità, l'orografia e l'accessibilità sono tutte variabili che influenzano la scelta della zona in cui installare le turbine. Ecco perché nelle regioni del Sud risultano presenti l'84% degli impianti (in termini di numero) ed il 98% della potenza installata. Abbiamo davanti un Mezzogiorno protagonista dello sviluppo di questo settore, territorio in cui in sole tre regioni (Puglia, Campania e Sicilia) sono installati il 56% del totale nazionale del numero di impianti. Capofila è la Puglia, con 134 parchi eolici. Seconda, invece, per potenza installata dietro la Sicilia; queste due regioni insieme presentano sui loro territori un installato di oltre 2.700 MW, quasi la metà del dato Paese. È sempre la Sicilia a detenere la *leadership* per aver prodotto il maggior numero di GWh da fonte eolica nel 2010 (oltre 2.200 pari a circa un quarto del totale Italia); seguita da Puglia e Campania. In generale Sicilia e Puglia totalizzano insieme quasi la metà dell'intera produzione nazionale.

Rispetto agli anni passati il settore è stato, però, caratterizzato da un rallentamento degli investimenti, dovuto essenzialmente ad una prolungata fase di incertezza che ha colpito non solo l'eolico ma il comparto delle energie rinnovabili in generale. La filiera dell'eolico in Italia, nella quale lavorano attualmente circa 30 mila persone, potrà consolidare le buone prospettive per il futuro, realizzando le installazioni previste e conseguentemente raddoppiando il numero degli occupati totali, qualora si riuscissero a superare le criticità che in qualche modo ostacolano il pieno sviluppo del comparto.

L'incertezza che caratterizza oggi il settore è legata, infatti, al persistere di diverse problematiche che frenano di fatto la crescita dell'eolico nel nostro Paese. Nel mercato delle rinnovabili gli strumenti di incentivazione hanno rappresentato un forte stimolo ad investire. Ma, soprattutto, gli incentivi servono per sostenere le fonti pulite nella competizione con i combustibili fossili sul fronte del prezzo, considerando che le rinnovabili sono oggi penalizzate da tecnologie non ancora mature.

Un kWh generato dal vento costa ben di più di uno generato da carbone o da gas, e pone inoltre un problema di affidabilità per la sua intermittenza. D'altra parte, però, presenta numerosi vantaggi: non inquina, non è necessario importarlo dall'estero, contribuendo così a ridurre la dipendenza energetica dell'Italia da paesi sovente politicamente non stabili, e infine non è soggetto alla volatilità del mercato delle materie prime. Il settore eolico sta vivendo una fase di rallentamento proprio per la mancanza di sicurezze sul futuro meccanismo d'incentivazione anche se è in via di ridefinizione. Negli ultimi due anni il governo non ha elevato la quota di energia da fonti rinnovabili che gli operatori tradizionali devono produrre; questa cosa ha fatto sì che non aumentasse la domanda di Certificati Verdi (titoli che chi produce energia da fonti tradizionali ha l'obbligo di acquistare a compensazione della produzione di energia che non avviene da fonti pulite). La grossa offerta di Certificati Verdi, a fronte di una bassa richiesta, ne ha fatto abbassare il valore. Considerato l'esiguo valore degli incentivi, il risultato è stata una perdita di interesse da parte degli operatori del comparto a far partire nuovi progetti. A ciò si aggiunga pure che, con il Decreto sulle Fonti Rinnovabili del Marzo 2011, il valore dei Certificati Verdi è stato ridotto del 22% rispetto ai livelli previsti dalla Finanziaria 2007, non consentendo un'adeguata remunerazione degli investimenti. Il regolamento atteso (per settembre 2011) e tuttora in discussione, dovrebbe ridefinire il sistema degli incentivi all'eolico sostituendo i CV con una tariffa *feedin* di entità variabile in base alla potenza degli impianti. I CV sono da vedere, dunque, in ottica futura e con gli opportuni adeguamenti, come un elemento di continuità importante per il raggiungimento degli obiettivi comunitari.

Infine, un'altra questione da risolvere è legata alla rete elettrica. Dal punto di vista della fattibilità tecnica, la sostenuta crescita dell'eolico ha posto in risalto i problemi legati all'infrastruttura elettrica. Alcune linee della rete elettrica in alta tensione hanno, infatti, dimostrato di non essere più dotate di sufficiente capacità di trasporto per garantire il dispacciamento di energia prodotta dagli impianti eolici negli intervalli di tempo caratterizzati da ventosità sostenuta. Ciò conduce a frequenti congestioni di rete che si traducono per gli impianti eolici necessariamente in interventi di riduzione di potenza (mediamente superiori del 20%) che il gestore della rete di trasmissione nazionale ha la facoltà di imporre per garantire la sicurezza della rete. Occorre, dunque, intervenire per impostare un sistema che da una parte spinga lo sviluppo delle fonti rinnovabili ma dall'altra necessariamente potenzi le infrastrutture di rete. Per garantire l'efficiente gestione della rete elettrica, occorre trovare con urgenza soluzione al problema della saturazione delle reti.

In questo quadro, è possibile favorire nuovamente la crescita dell'eolico solo dando stabilità alla legislazione in modo da rendere meno difficoltoso l'accesso al credito. Inoltre, per riattivare i necessari investimenti nelle infrastrutture energetiche ci si aspetta la definizione di obiettivi chiari e di lungo periodo, nell'ambito di una strategia certa e definita. Senza queste pre-condizioni e senza l'adeguato apporto di risorse finanziarie, infatti, non può esserci crescita. E solo con la crescita, l'industria italiana potrà reggere la competizione a livello internazionale.

Le biomasse

Alla luce dell'importanza delle biomasse per la produzione energetica nazionale e, quindi, per il raggiungimento dei target comunitari stabiliti per il 2020, i dati esposti tracciano un percorso di sviluppo di tale comparto in linea con quanto si auspicava e si auspica per il futuro. I trend degli ultimi cinque anni, infatti, mostrano una costante crescita tanto in riferimento al numero degli impianti quanto in considerazione della potenza installata: rispetto al 2006, in particolare, si sono registrati dei tassi di crescita pari, rispettivamente, a circa il 120% e all'87%.

Tuttavia, a differenza di altre tipologie di fonte rinnovabile, la produzione da biomasse è strettamente legata alla disponibilità della materia prima, oltre che alla sostenibilità dei processi produttivi. Occorre, perciò, che il dimensionamento degli impianti tenga conto delle fonti di approvvigionamento disponibili sul territorio per evitare il ricorso all'importazione con il possibile verificarsi di diseconomie; da qui l'importanza delle filiere territoriali. Ulteriori questioni aperte riguardano, da un lato, il sistema incentivante che necessita di una più chiara definizione e, dall'altro, la presenza del sommerso che rende difficile non solo il monitoraggio della tracciabilità della filiera, ma anche la produzione di dati e statistiche puntuali. Allo stesso tempo, sarebbe opportuno qualche approfondimento dal punto di vista normativo: come si è già avuto modo di dire, da una verifica sul recepimento da parte dei singoli governi regionali delle Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, è stato riscontrato che nel complesso delle 15 Regioni intervenute per declinare le indicazioni nazionali rispetto ai territori, solo la Puglia e la Provincia di Bolzano hanno definito un quadro con indicazioni riguardanti gli impianti a biomasse.

Il comparto in esame, in definitiva, pur rappresentando una fonte strategica per la produzione da rinnovabili del Paese, presenta una serie di questioni irrisolte che, qualora non chiarite, possono compromettere lo sviluppo dello stesso.

Il geotermico

L'Italia è dotata delle più grandi risorse geotermiche in Europa, pari soltanto a quelle dell'Islanda, utilizzabili sia per la produzione (riscaldamento/refrigerazione) di calore che di energia elettrica. La prima finalità costituisce un'opzione più facilmente percorribile in un breve arco di tempo, perché già a basse profondità è possibile utilizzare calore a temperature utili per riscaldare edifici, serre, piscine, ecc. L'utilizzo dell'energia geotermica per la produzione di elettricità si colloca invece in una prospettiva di più lungo periodo, in particolare, per la necessità di sperimentare tecnologie innovative in grado di raggiungere temperature elevate a grandi profondità e con un impatto ambientale minimo.

Nel nostro Paese, la geotermia per la produzione elettrica è nata in Toscana, a Larderello, nel 1904, quando il Principe Ginori-Conti condusse l'esperimento di avviare un motore, azionato dal vapore geotermico, collegato ad una dinamo. La riuscita di questo esperimento segnò l'inizio di una importante forma di utilizzazione del calore terrestre, che si sarebbe diffusa in tutto il mondo. Da più di 100 anni, l'energia geotermica continua ad essere utilizzata, in Italia, solo in Toscana dove i 33 impianti geotermici presenti nel 2010 hanno fornito circa 800 MWe di potenza

installata, l'1,8% del fabbisogno nazionale ed il 25% circa del fabbisogno toscano. La potenza installata in queste aree pone l'Italia al quinto posto tra i paesi produttori di energia geotermoelettrica nel mondo, dopo Stati Uniti, Filippine, Indonesia e Messico, e prima in Europa. Le centrali geotermiche toscane, ancora basate su tecnologie tradizionali, così come quelle installate a partire dalla fine degli anni '50 in altre parti del mondo, sono nate per competere, economicamente, con gli altri sistemi di generazione elettrica all'epoca utilizzati, ossia idro-elettrico e termo-elettrico a combustibili fossili (carbone e petrolio).

Oggi, la geotermia, considerata la crescente attenzione per le fonti energetiche pulite, suscita un forte interesse soprattutto per le sue qualità di energia rinnovabile, inesauribile e costantemente fruibile, indipendente dalle condizioni climatiche e con basse ricadute sull'ambiente. La risorsa geotermica è da considerarsi altamente strategica per l'Italia e per il Mezzogiorno, in particolare, in quanto reperibile sul territorio nazionale con grande ricchezza soprattutto nelle aree del Tirreno centro-meridionale e sfruttabile con tecnologie ampiamente presenti nel nostro Paese, che non è dunque necessario importare dall'estero.

Lo sviluppo dell'energia geotermica può rappresentare una valida alternativa al piano nucleare, abbandonato dopo la bocciatura del Referendum del giugno 2011, con l'evidente vantaggio rappresentato dall'indipendenza da altri paesi produttori di combustibile, a parte le considerazioni di carattere ambientale e di rischio. Si stima infatti nei prossimi 15 anni una crescita di produzione elettrica da fonte geotermica che potrebbe raggiungere il 10% del fabbisogno nazionale, quota che era quella in prospettiva prevista, prima dell'esito del Referendum, per il nucleare. Come si vedrà, infatti, il geotermico mostra evidenti elementi di preferibilità rispetto alla fonte nucleare quanto a costi medi di produzione, disponibilità di *know-how* tecnologico e tempi di ritorno degli investimenti iniziali. Il che colloca il settore in una posizione di rilievo nella definizione delle strategie energetiche nazionali coerenti con l'abbandono del nucleare. Il Sud, in particolare, presenta un forte vantaggio competitivo rispetto al resto del Paese, in quanto, oltre che nel Centro, sono state individuate proprio nel Mezzogiorno, come ricordato, le aree italiane con le maggiori risorse geotermiche. È stato di recente dimostrato, per la prima volta con un'analisi quantitativa, come la Campania, in particolare, presenti il maggior potenziale geotermico in Italia, più della stessa Toscana, soprattutto nelle aree dei Campi Flegrei e ad Ischia. Tali aree sono caratterizzate da risorse ad alta temperatura reperibili anche a profondità molto basse, quindi con costi irrisori di perforazione, che in un progetto geotermico rappresentano il fattore cruciale che decide la convenienza o meno dello sfruttamento.

Oltre all'enorme potenzialità ed economicità della risorsa geotermoelettrica in Campania, il più grande insediamento urbano del Mezzogiorno, ossia l'area metropolitana di Napoli, presenta quasi ovunque condizioni ottimali per l'utilizzo diretto di sorgenti a temperatura utile per il riscaldamento, reperibili da poche decine a poche centinaia di metri di profondità. L'intensa urbanizzazione dell'area suggerirebbe la realizzazione di impianti di dimensione medio-piccola diffusi sul territorio, a bassissimo impatto ambientale, immessi in rete con sistemi di distribuzione intelligenti ("smart grids"). Anche la Sicilia è dotata di importanti risorse geotermiche. Queste

sono estremamente ricche sia nelle Isole Eolie, in particolare a Vulcano, sia nel fondale tra le Eolie, la Campania e la Calabria, ossia nell'area del vulcanismo sommerso del Marsili, Vavilof, ecc. Dati gli alti costi delle perforazioni *off shore* e della costruzione e manutenzione delle piattaforme capaci di allocare impianti geotermici, lo sfruttamento di queste risorse presenta oggi difficoltà che, benché non insormontabili, richiederebbero un adeguato supporto dello Stato a sostegno degli elevati investimenti necessari; investimenti i quali, in una prospettiva di lungo periodo, potrebbero certamente risultare redditizi e rappresentare un importante volano economico per l'Italia e per il Sud.

Più in generale, per consentire un definitivo decollo dell'energia geotermica nelle regioni del Mezzogiorno occorrerebbero misure di *policy*, che rimandano, oltre che a interventi di chiarificazione e semplificazione normativa e autorizzativa, alla accelerazione del processo di realizzazione di impianti pilota con soluzioni innovative per la produzione di energia elettrica da fonte geotermica, al cofinanziamento pubblico di grandi progetti di esplorazione per ridurre il rischio minerario e ad adeguamenti tariffari per la produzione di energia elettrica da fonte geotermica, attualmente pari o inferiori a quelle garantite ad altre fonti. In particolare, in Italia, una tariffa di 0,20-0,22 €/kWh (garantita per almeno 20 anni) e una copertura di tipo assicurativo del rischio minerario sarebbero sufficienti per un rilevante sviluppo della geotermia classica in sistemi idrotermali naturali, mentre una tariffa tra 0,25 e 0,30 €/kWh permetterebbe una crescita anche di tecnologie più costose, capaci però di produrre in aree non sfruttabili con i metodi classici. Sarebbe infine importante che l'incentivo premiasse soltanto gli impianti ad emissione minima o nulla, e comunque a re-iniezione quasi totale del fluido geotermico. Un tale indirizzo scoraggerebbe del tutto l'utilizzo di vecchie tecnologie ad emissione libera in aria, e spingerebbe gli operatori ad investire nella minimizzazione dell'impatto ambientale.

c) L'indagine territoriale

Dai colloqui con le istituzioni, il mondo delle imprese, della finanza e delle associazioni di categoria emerge in maniera forte come in Italia l'utilizzo di fonti di energia rinnovabile e di tecnologie altamente efficienti dal punto di vista energetico sia una scelta strategica da perseguire. Le diverse fasi dei cicli produttivi delle energie pulite possono favorire nuove opportunità di crescita economica in settori ad alto potenziale di sviluppo e creare un considerevole beneficio occupazionale nell'industria collegata alle tecnologie di conversione energetica. Tra i diversi soggetti coinvolti nel "sistema energia" del nostro Paese, le Istituzioni pubbliche hanno un ruolo determinante nell'attuazione delle scelte di politica energetica, in particolare attraverso il supporto all'espansione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili, il sostegno all'efficienza energetica ed all'innovazione tecnologica, anche attraverso attività di ricerca e sviluppo, mediante la promozione della concorrenza e di un efficiente funzionamento del settore e, infine, assicurando fruibilità, diffusione e adeguati livelli di qualità dei servizi offerti dai diversi operatori.

Attraverso il *Gestore dei Servizi Energetici – GSE* si è tracciato un quadro generale della situazione in essere per il comparto delle rinnovabili, focalizzando l’attenzione non solo sull’attuale configurazione dello stesso, ma anche su quelle che si ritiene debbano essere le linee di sviluppo da perseguire per il futuro.

La figura che segue riporta in sintesi le analisi e le riflessioni emerse.

Il trionio obiettivi-incentivi-tecnologia

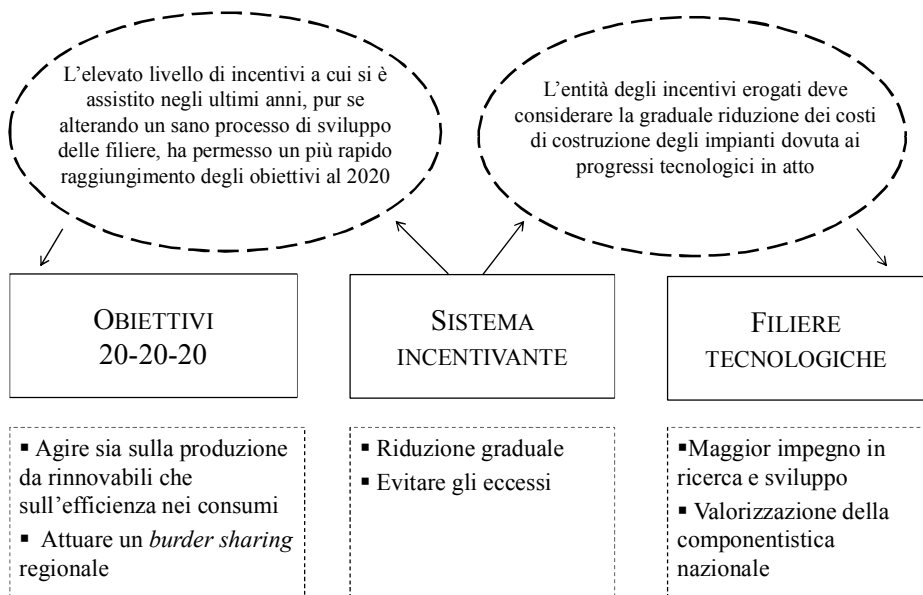


FIGURA 1 - FONTE: elaborazione SRM

Con il *Dipartimento Impresa e Internazionalizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico* l’obiettivo è stato quello di approfondire le linee strategiche per lo sviluppo e la competitività del sistema energetico italiano nell’ambito del più ampio sistema produttivo nazionale. A tal fine, l’intervista è stata focalizzata sul *Programma Industria 2015*, il progetto innovativo sulla politica industriale varato dal Governo Italiano nel 2006, che stabiliva le linee guida per il riposizionamento strategico e competitività del sistema industriale italiano nell’ambito dell’economia mondiale.

Il dispositivo cardine di tale Programma era costituito dai progetti d’innovazione industriale la cui intuizione principale è stata quella di individuare a monte alcune aree tecnologiche – considerate strategiche per lo sviluppo della competitività – e orientare su tali aree l’intervento da attuare, concentrandolo soprattutto su progetti di ricerca

e innovazione. Nel variegato panel di imprese individuate per l’indagine, la scelta ha riguardato protagonisti a livello internazionale della produzione e della distribuzione energetica da fonti sia tradizionali sia rinnovabili (*Edison* ed *Enel Green Power*), nonché la società leader della trasmissione energetica nel nostro Paese (*Terna*).

È opinione comune tra le società intervistate che gli obiettivi fissati dalla Commissione Europea al 2020 per definire una strategia di riduzione delle emissioni di CO₂ e contemporaneamente dare ulteriori impulsi alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica siano ormai metabolizzati e condivisibili, soprattutto se si vuol puntare ad una decarbonizzazione dell'economia reale e del settore energetico.

È possibile esprimere un cauto ottimismo per il raggiungimento di tali obiettivi a livello nazionale a patto che si rafforzino gli interventi per l'efficienza energetica e si completi rapidamente il quadro normativo per l'attuazione del Decreto legislativo 28/2011 al fine di rimettere in moto in modo deciso gli investimenti nelle fonti rinnovabili. Di contro, diverse criticità, legate all'attuale impianto normativo, contribuiscono a rallentare lo sviluppo di un sistema energetico nazionale efficiente e sostenibile. La mancanza di una vera e propria politica energetica, di una strategia di lungo periodo, intesa come un'opzione ragionata e operativa su come il Paese debba affrontare le scelte ambientali ed energetiche, trasformandole in azioni normative e di indirizzo, ha comportato una generale incertezza, rendendo difficoltoso il cammino dell'Italia verso uno sviluppo competitivo. Riconducibili sostanzialmente a tre aspetti: iter autorizzativo eccessivamente lungo, incerto e complesso; difficoltà di connessione dei nuovi impianti alla rete e necessità di Linee Guida Nazionali per l'energia, queste complessità di fatto ancora purtroppo limitano il produttivo dispiegarsi delle forze positive in campo, contenendo l'ambito dei risultati raggiungibili. È opinione condivisa che il Mezzogiorno, per le sue caratteristiche morfologiche, orografiche e climatiche, può rappresentare il fulcro per lo sviluppo della filiera delle rinnovabili. Forte di questo vantaggio competitivo potenziale, il Sud del Paese può svolgere un ruolo trainante nelle applicazioni delle fonti pulite. Analoghe potenzialità possono riscontrarsi anche nei paesi della sponda Sud del Mediterraneo dove, infatti, sono incorso molte iniziative di sviluppo delle rinnovabili; al riguardo, non va sottovalutata la possibilità di reperire ulteriori finanziamenti per il sostegno al settore proprio tramite la cooperazione con questi Paesi. In tale ambito l'Italia riveste un ruolo importante perché inserita concretamente in uno scenario internazionale quale ideale piattaforma energetica del Mediterraneo, via di transito e collegamento energetico tra le aree nord-africana, balcanica e quella centro-nord europea, con conseguenti fenomeni da organizzare in termini di economie di agglomerazione e ricadute sui comparti collegati agli investimenti. Lo schema che segue sintetizza le principali considerazioni emerse.

Il settore delle energie rinnovabili, in questi ultimi anni, ha avuto una forte espansione spinto da un sistema di incentivi largamente proficui e, pertanto, dalla possibilità di realizzare investimenti molto remunerativi. Questo aspetto ha permesso il coinvolgimento di ingenti capitali e di conseguenza il vivo interesse da parte delle banche e del mondo della finanza in generale.

Dato che nel settore dell'energia si muovono sia privati sia imprese di diversa dimensione e variegata esigenze, la finanza agisce su un piano complesso dove sceglie i suoi terreni di confronto con diverse ipotesi di remunerazione, sia relativamente ai tempi di ritorno sull'investimento sia in relazione alle opportunità di legare i clienti nelle diverse categorie di utilizzo in relazione alla tipologia di progetto da finanziare.

Le imprese - Obiettivi, vincoli e vantaggi nello sviluppo delle fonti rinnovabili

GLI ORIENTAMENTI EUROPEI IN TEMA ENERGETICO	<p>OBIETTIVI SFIDANTI</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Interventi non solo sulla produzione ma anche sul consumo (incentivazione dell'efficienza energetica) ✓ Completamento rapido del quadro normativo per l'attuazione del Decreto Legislativo 28/2011 al fine di rimettere in moto gli investimenti sulle rinnovabili ✓ Maggiore coinvolgimento delle comunità locali alla partecipazione diretta agli investimenti nonché cooperazione tra Stati membri per il sostegno alle rinnovabili ✓ Possibilità di ulteriori finanziamenti tramite la cooperazione con Paesi terzi, in particolare quelli che si affacciano sul Mediterraneo ✓ Esigenza di rimodulazione del PAN
GLI INCENTIVI ALLE RINNOVABILI	<p>VANNO RIMODULATI</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Hanno consentito una crescita notevole della potenza installata nel 2009-2010 (+14%) ✓ Il meccanismo di incentivazione deve essere correlato alle condizioni di mercato e alle tecnologie disponibili per garantire una corretta e adeguata redditività del settore ✓ Parere favorevole per il D.Lgs. 28/2011, di cui si attendono i decreti attuativi, e per il IV Conto Energia
IL FUTURO DEL SISTEMA ENERGIA NEL MEZZOGIORNO	<p>VANTAGGIO COMPETITIVO POTENZIALE</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Area ideale, dal punto di vista morfologico, orografico e climatico, per lo sviluppo della filiera delle rinnovabili <p>VINCOLI</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Limitata efficienza della rete di trasmissione dell'energia ✓ Procedimento farraginoso per la richiesta di autorizzazione di nuovi impianti che comporta specialmente nel Mezzogiorno la concentrazione delle pratiche negli uffici regionali e provinciali
LE POTENZIALITÀ DELL'AREA MEDITERRANEA	<p>ITALIA HUB ENERGETICO</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ I Paesi della Sponda Sud sono particolarmente interessanti, dal punto di vista climatico per lo sviluppo delle rinnovabili ✓ L'Italia può essere l'ideale piattaforma energetica del Mediterraneo, via di transito e collegamento energetico tra le aree nord-africana, balcanica e centro-nord europea

FONTE: elaborazione SRM

Il sistema bancario si sta muovendo in questa direzione, offrendo alle famiglie e alle imprese un'ampia gamma di prodotti dedicati e servizi di consulenza di qualità, mentre gli enti e le istituzioni, pubbliche e private, si stanno impegnando nella valorizzazione delle risorse a disposizione attraverso la creazione di strumenti finanziari agevolati.

È stata ascoltata la banca per lo sviluppo degli investimenti delle PMI del Gruppo Intesa Sanpaolo, *Mediocredito Italiano*; lo schema di seguito sintetizza le principali riflessioni emerse nell'ambito dell'intervista.

Il mondo della finanza
Obiettivi, criticità e strategie di sviluppo delle fonti rinnovabili

ATTENZIONE DEL SISTEMA FINANZIARIO VERSO IL COMPARTO	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Settore in forte espansione perché redditizio, conveniente ed agevolato ✓ Forte interesse dei protagonisti della finanza ✓ Competenze e professionalità richieste molto elevate ✓ Esigenza di tempestività degli interventi di finanza, pubblica o privata
CRITICITÀ MAGGIORMENTE DIFFUSE NELL'AMBITO DELLE OPERAZIONI FINANZIARIE INERENTI IL SETTORE ENERGIA	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Complessità delle operazioni di finanziamento ✓ Quadro normativo a livello nazionale/locale non sempre chiaro ✓ Difficoltà connesse alla tenuta delle reti di trasmissione
I SERVIZI OFFERTI	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Esigenza di offrire un servizio più ampio possibile, sotto l'aspetto sia economico sia tecnico ✓ Strategicità del Mezzogiorno
STRATEGIE DI SVILUPPO	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Strategie di crescita nel settore ✓ Pianificazione di rafforzamento delle strutture competenti

FIGURA 2 - FONTE: elaborazione SRM

Infine, riportiamo il pensiero delle Associazioni di Categoria intervistate (*Confindustria Energia, Federutility, Anev, Aper, Assosolare, Fire, Gifi*) in merito al panorama delle rinnovabili nel nostro Paese che può essere sintetizzato in alcune considerazioni principali:

1. gli obiettivi stabiliti in sede comunitaria per il 2020 – che prevedono per l'Italia una quota di energia primaria da fonte rinnovabile sul consumo totale interno pari al 17% – rappresentano un'opportunità di crescita e sviluppo per l'intero sistema paese;
2. al fine di raggiungere il traguardo fissato è, tuttavia, necessaria una politica di settore chiara e stabile nel tempo; da qui la necessità dei decreti attuativi previsti dal Decreto 28/2011. È, inoltre, auspicabile una sburocratizzazione del comparto finalizzata a ridurre le difficoltà amministrative e procedurali, nonché un maggior sostegno all'attività di ricerca e sviluppo ed alle eccellenze imprenditoriali nazionali;
3. parallelamente andrebbe rivisto il sistema incentivante in essere che, in attesa dell'emanazione dei decreti attuativi di cui sopra, presenta numerose situazioni poco chiare quale, ad esempio, il meccanismo delle aste a ribasso previsto per gli impianti non di piccola taglia;
4. in vista del raggiungimento degli obiettivi al 2020, infine, è bene considerare il carattere strategico dei Paesi del Mediterraneo: un coinvolgimento diretto con tali aree, infatti, se da un lato porta alla creazione di infrastrutture per l'interconnessione dell'Africa alla rete, dall'altro (e grazie all'opportunità offerta dal decreto di recepimento della direttiva europea in materia) permette di poter conteggiare, ai fini del raggiungimento degli obiettivi menzionati, l'energia prodotta all'interno di progetti nati in partnership con terzi.

3. Indicazioni di policy

Per il futuro è necessario cogliere le opportunità presenti, valorizzarle per rilanciare lo sviluppo di un modello energetico diverso da quello attuale, che punti sulle rinnovabili ma anche sull'efficienza energetica, e lo sostenga con l'innovazione tecnologica, diffondendo tra i cittadini una maggior sensibilità sul tema. A partire dalle riflessioni svolte nella ricerca sono stati elaborati alcuni suggerimenti “a costo zero” che – puntando essenzialmente sulla razionalizzazione dell'impianto normativo esistente e su un'ottimizzazione dell'utilizzo delle risorse finanziarie disponibili, senza comportare ulteriori oneri a carico del bilancio pubblico – possono contribuire ad accrescere la competitività del settore e la sostenibilità ambientale del progresso del nostro Paese, sollecitando il passaggio ad un nuovo modello di sviluppo energetico.

Strategia energetica del Paese: la pianificazione e gli incentivi

Occorrerebbe definire un piano di sviluppo energetico di medio-lungo termine che specifichi metodi ed obiettivi su cui puntare, che renda più coordinate le strategie delle Amministrazioni Centrali con quelle delle Amministrazioni Regionali, che chiarisca le

priorità infrastrutturali e le energie su cui occorre indirizzare gli investimenti, che individui i territori su cui gli investimenti stessi potrebbero essere canalizzati; un vero e proprio piano nazionale per l'energia, così da poter adempiere agli indirizzi della Comunità Europea, economici, sociali ed ambientali, avendo un punto di riferimento programmatico e normativo. Contestualmente andrebbe definita una strategia anche sui sistemi di incentivazione alle rinnovabili che sinora hanno rappresentato la “linfa vitale” comparto e strumenti dai quali non si può prescindere almeno sino a quando il nostro Paese non svilupperà una filiera solida delle rinnovabili e non riuscirà a diminuire considerevolmente le importazioni di energia dall'estero.

Razionalizzazione delle competenze pubbliche

Occorrerebbe individuare in maniera univoca, con una maggiore incisività rispetto a quanto fatto finora, i ruoli dei diversi soggetti istituzionali coinvolti nei processi decisionali, ai diversi livelli di governo. Questo al fine di razionalizzare l'assetto istituzionale, assegnando le competenze in maniera da efficientare il sistema decisionale.

Semplificazione ed omogeneizzazione delle procedure amministrative

Sarebbe da risolvere un nodo importante ovvero la necessità di dare certezza ai tempi per l'ottenimento delle autorizzazioni, semplificando gli iter burocratici e amministrativi. Questo fattore è strettamente collegato al precedente.

Efficientamento nell'utilizzo dei fondi comunitari

Sarebbe necessario un maggiore controllo sull'efficienza ed efficacia nell'utilizzo dei fondi comunitari, affinché le criticità riscontrate nella precedente programmazione non si verifichino ancora o si verifichino in misura minore nel ciclo di programmazione 2007-2013. La razionalizzazione e la promozione di un miglior utilizzo dei fondi comunitari e quindi una più efficiente capacità di spesa potrebbe rendere altresì – insieme alla semplificazione degli iter procedurali connessi agli investimenti – più appetibile il settore agli investitori privati in un'ottica di partenariato (sviluppo della finanza di progetto).

Sensibilizzazione dei consumatori all'efficienza ed al risparmio energetico

Accanto alla promozione dell'utilizzo delle fonti pulite, ed al fine di rendere più efficace il raggiungimento degli obiettivi relativi, occorrerebbe contestualmente incoraggiare comportamenti virtuosi anche per l'efficienza ed il risparmio energetico. Quest'obiettivo potrebbe essere raggiunto istituendo meccanismi incentivanti diretti a famiglie e imprese consumatrici finalizzati a promuovere l'investimento in prodotti/processi caratterizzati da un più contenuto utilizzo energetico.

1. Introduzione

L'energia da fonti rinnovabili può rivestire un ruolo strategico per lo sviluppo del Mezzogiorno sia su scala internazionale nel campo delle infrastrutture di trasmissione, sia a livello di sistemi produttivi locali. Le regioni meridionali sono in possesso delle potenzialità per giocare un ruolo da protagonista su entrambi i piani, sfruttando, da un lato, la posizione geografica di snodo negli interscambi di energia nel bacino Mediterraneo, dall'altro, la propria dotazione di risorse rinnovabili come occasione di sviluppo e nuova occupazione interna.

Sul fronte interno, soprattutto con riferimento alle “nuove” fonti rinnovabili (eolico, solare, biomasse e biogas), il Mezzogiorno mostra rispetto al Centro-Nord un vantaggio competitivo dovuto all'esistenza di un rilevante «potenziale rinnovabile». Basti a tal fine considerare che, nel 2010, in quest'area è stato prodotto circa il 66% di tutta l'energia generata da eolico, solare e biomasse nel nostro Paese. Nuove opportunità potrebbero inoltre dischiudersi per il Sud e per l'intero Paese con lo sviluppo dell'energia geotermica, incredibilmente sottovalutata in Italia. Oltre che in Toscana e nel Lazio, ricadono infatti proprio nel Sud le aree italiane con la maggiore ricchezza geotermica, localizzate lungo il Tirreno meridionale, in Campania, in Sicilia, in un'enorme area *off shore* che va dalle coste campane alle Isole Eolie e, in misura minore, in Sardegna e in Puglia. La presenza di potenzialità ancora non sfruttate nelle regioni meridionali, per potersi tradurre in opportunità concrete di sviluppo e occupazione, non può fare a meno, tuttavia, come si argomenterà nel Capitolo dedicato alla geotermia, di politiche mirate.

A livello internazionale, in presenza di interessi contrastanti tra paesi produttori e consumatori, la distribuzione delle risorse energetiche condiziona gli equilibri politico-strategici tra Stati. Il bacino del Mediterraneo rappresenta un caso emblematico in tal senso. Forti di quasi il 5% delle riserve mondiali sia di petrolio – localizzate principalmente in Libia e Algeria, ed in misura inferiore in Egitto e Siria –, sia di gas naturale – in Algeria, Libia ed Egitto –, i paesi della costa meridionale del Mediterraneo (SUD-MED) alimentano i consumi energetici dei più sviluppati paesi dell'Unione Europea della sponda Nord (Ue-MED)¹.

Le tendenze demografiche in atto e le aspettative di crescita economica sono fattori alla base di previsioni di espansione della domanda interna di energia nei paesi SUD-MED senza precedenti per i prossimi anni. Questa tendenza è solo in apparente

¹ Portogallo, Spagna, Francia, Italia, Slovenia, Grecia, Cipro e Malta appartengono all'area Ue-MED; nell'area SUD-MED sono compresi la Turchia, la Siria, il Libano, Israele, Gaza, la Giordania, l'Egitto, la Libia, la Tunisia, l'Algeria e il Marocco.

contrasto con il pur crescente fabbisogno energetico dei paesi Ue-MED. Entrambe le aree, infatti, hanno motivazioni valide per intraprendere la strada della cooperazione e dell'integrazione energetica che elida la potenziale concorrenza tra le esigenze della domanda di energia sulle due sponde del Mediterraneo. Come si argomenterà, se i paesi Ue-MED potranno trarne nuovi stimoli per il raggiungimento degli obiettivi fissati dalla strategia energetica europea, anche l'area SUD-MED potrà potenzialmente beneficiarne facendo leva sull'integrazione energetica per agganciarsi allo sviluppo economico dell'Ue. L'Italia, scarsamente dotata di risorse energetiche tradizionali e dipendente in maniera rilevante dalle importazioni soprattutto di gas naturale dal Nord Africa, è particolarmente interessata allo sviluppo dell'integrazione energetica mediterranea per la naturale posizione di «ponte» che il Mezzogiorno riveste nel bacino del Mediterraneo. La Sicilia è già punto terminale per le infrastrutture di trasmissione dei gasdotti che partono da Algeria e Libia, la Puglia potrà essere futura sponda d'approdo per il metano in arrivo dal Mar Caspio. Le politiche energetiche dei paesi della sponda Sud mostrano un crescente interesse per lo sviluppo delle energie rinnovabili e la liberalizzazione dei mercati energetici nazionali, sia pure con le significative differenze a livello nazionale. Sono in campo proposte di collegamenti elettrici che interessano il Mezzogiorno come punto di arrivo in grado di trasferire sulla sponda Nord parte della nuova energia elettrica verde che si prevede di generare nel Sud del Mediterraneo.

2. Il contesto europeo

L'Unione Europea è il maggiore importatore di energia a livello mondiale e consuma circa un quinto dell'energia prodotta nel mondo. I settori energetici degli Stati dell'Unione sono disomogenei in ragione delle diverse dotazioni nazionali di risorse e reti di infrastrutture di trasmissione, del *mix* di risorse impiegate nella generazione dell'energia elettrica e dei vincoli esterni più o meno stringenti per gli approvvigionamenti. Con l'ausilio delle statistiche più recenti, il par. 2.1 fornisce un quadro generale del settore dell'energia nell'Unione, con particolare riferimento al bilancio energetico dei principali Stati membri. La dipendenza dalle importazioni da pochi paesi esteri e il ricorso ancora rilevante alle fonti energetiche tradizionali verranno segnalate come criticità presenti con diversa intensità nei diversi paesi, in presenza comunque di un *trend* comune di crescente contributo delle fonti rinnovabili nella generazione di energia elettrica. Il par. 2.2 passa brevemente in rassegna le differenze dei prezzi dell'energia elettrica e del gas nei paesi dell'Ue. Dall'analisi risultano costi energetici più elevati per le imprese italiane rispetto alla media europea di circa il 30%, circostanza che verrà segnalata importante per la competitività del "sistema Paese". Il par. 2.3 si sofferma sui più recenti documenti programmatici comunitari, al fine di fornire un quadro generale degli obiettivi delle politiche energetiche della Ue.

2.1. Consumi, produzione e dipendenza energetica nei principali Stati della Ue

I consumi di energia primaria² nell'Ue a 27 hanno raggiunto nel 2009 i 1.664,6 Mtep di petrolio, il 65% dei quali sono concentrati in Italia, Germania, Spagna, Francia e Regno Unito (v. Tab. 1).

Principali aggregati della bilancia dell'energia nel 2009 nei principali Stati membri dell'Unione Europea (MTEP-milioni di tonnellate equivalenti di petrolio, s.d.i.)

	Italia	Germania	Spagna	Francia	UK	Ue a 27
Consumi interni lordi (CIL)	165,1	313,5	129,9	255,6	207,1	1.664,6
Importazioni nette	141,3	198,4	110,8	134,6	59,7	937,2
Produzione	26,2	120,3	28,9	124,1	153,4	972,6
Tasso di dipendenza (a) in %	83,9	62,7	79,8	52,1	28,5	54,7
- petrolio (b) in %	92,1	96,7	98,2	96,4	14,3	84,6
- gas naturale in %	88,5	88,0	98,9	102,3	31,3	64,3
CIL pro capite (c)	2.749,5	3.823,4	2.833,8	3.972,1	3.359,8	3.333,1

(a) Il tasso di dipendenza è dato dal rapporto tra saldo import/export di energia e il consumo lordo, definito dall'EUROSTAT come la somma di produzione primaria, saldo tra importazioni ed esportazioni e variazione delle scorte.

b) Inclusi i prodotti petroliferi.

c) Dati in kg equivalenti di petrolio.

TABELLA 1 - FONTE: Eurostat (2010a)

Il tasso di dipendenza energetica dell'Ue a 27 è del 55% circa: oltre la metà dei consumi di energia sono soddisfatti dalla produzione esterna all'area. Dei paesi a maggior consumo di energia primaria, solo il Regno Unito registra un tasso di dipendenza relativamente contenuto (28,5%), mentre nessuno degli altri maggiori paesi dell'Unione riesce a soddisfare i consumi di energia con la propria produzione interna, con tassi di dipendenza che variano dal 52,1% della Francia all'83,9% dell'Italia³.

Gli elevati tassi di dipendenza registrati da Italia, Spagna e Germania assumono significati diversi in ragione del diverso *mix* di risorse energetiche impiegate a livello nazionale nella generazione elettrica. In particolare, per l'Italia il dato mette in evidenza una criticità particolare, alla luce del maggior ricorso al petrolio e al gas naturale. I fornitori esteri di energia degli Stati membri dell'Ue differiscono in relazione alla fonte energetica importata. I maggiori fornitori di gas naturale dell'Ue a 27 sono, nell'ordine, la Russia (33,2%), la Norvegia (28,8%) e l'Algeria (14,7%). La Russia è anche il principale fornitore di petrolio (30,8%), seguita da Norvegia (13,5%), Libia (8,5%), Arabia Saudita (5,1%), Kazakistan (4,7%) e Iran (4,5%). Il carbone proviene in prevalenza da Russia (30%), Colombia (17,8%), Sud Africa (15,9%) e Stati Uniti (12,8%). Il sistema energetico europeo differisce significativamente nei due comparti delle fonti energetiche primarie e della generazione di elettricità, con riferimento all'aspetto della dipendenza dall'esterno degli approvvigionamenti. Se la dipendenza dall'esterno degli approvvigionamenti di gas naturale e altre risorse

² Una fonte di energia si definisce *primaria* quando è presente in natura e non deriva dalla trasformazione di nessun'altra forma di energia.

³ La Danimarca è l'unico paese dell'Ue a 27 che presenta una produzione più elevata dei consumi di energia.

energetiche tradizionali è sostanziale e prevista in aumento, la potenza elettrica utilizzata nei paesi dell'Unione è in gran parte generata all'interno dell'Unione stessa.

Dall'analisi della produzione di energia elettrica, emerge come quasi l'80% dell'elettricità generata nell'Ue a 27 provenga da quattro fonti: il nucleare, il carbone, il gas e l'idroelettrico (v. Tab. 2). Ma il dato aggregato a livello Ue nasconde differenze significative nella *mix* di risorse impiegate nella generazione elettrica nei principali Stati membri. In Italia la fonte prevalente è il gas naturale (54%), per il quale il Paese, come si vedrà nel seguito, è fortemente dipendente dall'estero. La Germania mostra il *mix* più bilanciato di fonti energetiche nella generazione elettrica, detenendo anche il primato dell'impiego delle fonti rinnovabili. In Spagna si genera elettricità da gas naturale per il 39%, dal nucleare per il 19% e dal carbone per il 16%. Nel Regno Unito quasi l'80% del fabbisogno per la produzione di elettricità è soddisfatto dal gas naturale e dal carbone, con un ricorso alle risorse rinnovabili di gran lunga inferiore alla media europea. La Francia si caratterizza per un ricorso massiccio al nucleare e ad un utilizzo esiguo delle fonti rinnovabili.

Generazione elettrica. Il contributo % delle diverse fonti energetiche nei principali Stati membri dell'Unione Europea nel 2009

Paesi	Idroelettrico	Petrolio	Carbone	Nucleare	Gas naturale	Altre (a)
Italia	15	10	13	0	54	8
Germania	4	1	20	23	12	40
Spagna	8	6	16	19	39	13
Francia	12	1	4	76	4	3
Regno Unito	2	2	32	13	45	5
Ue a 27	10	3	18	28	22	19

(a) Per l'Ue a 27, nella voce «altre», tra le «nuove» fonti rinnovabili, l'eolico e le bioenergie pesano ciascuna per circa il 3%.

TABELLA 2 - FONTE: Eurostat (2010a)

La Fig. 1 mette a confronto il *mix* energetico nella generazione elettrica nella Ue nel 2000 con quella del 2010. È evidente il ridimensionamento subito dagli impianti a carbone, petrolio e dal nucleare: nel 2000 contribuivano per il 62% al totale della potenza installata per la generazione elettrica nell'Ue, nel 2010 solo per il 47%. Nello stesso arco temporale il contributo delle centrali a gas è passato dal 16% al 24%. Tra le «nuove» fonti rinnovabili, gli impianti eolici e fotovoltaici fanno registrare un incremento del loro contributo rispettivamente dal 2% al 10% e dallo 0 al 3%.

L'EWEA - *European Wind Energy Association* - fornisce informazioni sulla nuova capacità installata su impianti per la generazione elettrica nella Ue dal 1995 al 2010. Nel 1995, la nuova capacità installata su impianti alimentati da fonti rinnovabili (1,3 GW) rappresentava solo il 14% della nuova capacità totale installata nell'anno. Da allora, il dato è cresciuto gradualmente fino a raggiungere il 57% nel 2008 (13,3 GW) e il 63% nel 2009 (17,3 GW). Il 2010 ha rappresentato un anno record: nella Ue la nuova capacità installata ha raggiunto i 55,4 GW con un incremento del 102% sul 2009. Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili hanno pesato per il 41% sul dato complessivo (22,7 GW), quelli alimentati a gas – grazie ad un anno eccezionale – hanno contribuito per il 51% (28 GW). Con 12 GW di nuova potenza, le installazioni fotovoltaiche hanno superato per la prima volta quelle eoliche (9,3 GW), diventando così il principale

settore europeo delle rinnovabili (EWEA, 2011). I due comparti hanno contribuito nell'anno al dato complessivo della nuova potenza installata rispettivamente per il 21,7% ed il 16,7%. Questi dati segnalano la crescente importanza acquisita nel contesto europeo dal settore delle fonti di energia rinnovabili. Ciò si riflette nel progressivo processo di decarbonizzazione delle modalità di generazione elettrica e, in generale, nella tendenza generalizzata alla ricomposizione del *mix* di risorse impiegate nella generazione dell'energia elettrica a favore delle rinnovabili. Tra il 2000 ed il 2010, infatti, la crescita in termini di potenza installata delle centrali a gas (118,2 GW), degli impianti eolici (74,3 GW) e fotovoltaici (26,4 GW) si è verificata a spese delle centrali a petrolio (-13,2 GW), a carbone (-9,5 GW) e di quelle nucleari (-7,6 GW).

Nel 2010, le centrali a petrolio e quelle nucleari hanno dismesso rispettivamente 245 e 390 MW. Inoltre, le centrali a carbone dal 1998 hanno continuato a ridurre la propria capacità, ad eccezione del 2010 quanto hanno installato più potenza (4.056 MW) di quella dismessa (1.550 MW). Ciò a conferma della riduzione dell'importanza di petrolio, carbone e nucleare nel processo europeo di innalzamento della nuova potenza installata per soddisfare la crescente domanda interna di energia elettrica.

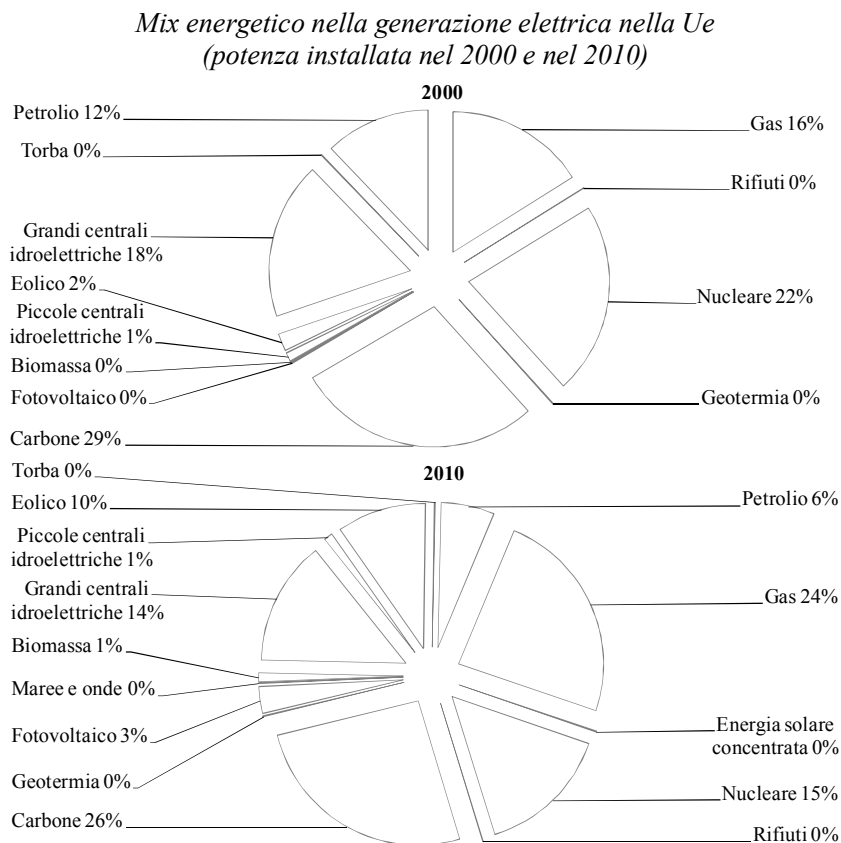


FIGURA 1 - FONTE: EWEA (2011)

2.2. I prezzi dell'energia e del gas

I settori energetici dei paesi dell'Unione risultano disomogenei per grado di concorrenzialità dei mercati e livello di pressione fiscale, il che implica differenze nei prezzi dell'energia elettrica e del gas - in alcuni casi significative - tra Stati membri.

Prezzi dell'elettricità al lordo delle imposte nei principali Stati membri dell'Unione Europea (€cent/kWh)

Periodi	Italia	Germania	Spagna	Francia	Regno Unito	Ue a 27
			Famiglie (1.000-2.500 kWh / annuo)			
II sem. 2008	17,8	24,4	18,0	14,1	16,5	17,8
II sem. 2010	16,2	27,0	20,9	14,8	15,7	18,4
			Famiglie (2.500-5000 kWh / annuo)			
II sem. 2008	22,3	22,0	15,6	12,0	16,0	16,6
II sem. 2010	19,2	24,4	18,5	12,9	14,5	17,1
			Industrie (500-2000 MWh / anno)			
II sem. 2008	17,0	14,3	12,4	7,4	12,8	12,4
II sem. 2010	16,0	15,6	12,9	8,2	11,6	12,7

TABELLA 3 - FONTE: Eurostat (2010a)

Se sono le imprese di un certo paese a pagare l'energia a costi relativamente maggiori rispetto ai propri concorrenti europei, la competitività del Paese in questione può risultarne condizionata negativamente. Quando sono le famiglie consumatrici a pagare una bolletta energetica più onerosa della media dei residenti negli Stati membri, ciò può comportare una potenziale contrazione della domanda interna per altri beni e servizi. In entrambi i casi, i differenziali internazionali di prezzo dell'energia sono in grado di produrre effetti che vanno al di là dei confini del settore energetico. Le imprese italiane pagano prezzi dell'energia elettrica mediamente più elevati rispetto agli altri Stati della Ue per tutte le classi di consumo, sia al lordo sia al netto delle imposte. La classe di consumo 500-2.000 MWh/anno, i cui prezzi sono riportati nella Tab. 3, è la più rappresentativa per il mercato nazionale, considerata la piccola dimensione media del tessuto imprenditoriale. Il prezzo medio italiano è di 16,0 €cent/kWh con un aggravio di costo del 26% rispetto al prezzo medio dell'Ue a 27 (12,7 €cent/kWh). Il differenziale era ancora maggiore nel 2008 (37,1%). Attualmente, l'Italia si colloca in quarta posizione fra i paesi europei con il maggior costo dell'energia elettrica, superata solo da Cipro, Danimarca e Malta. Tra i principali Stati membri della Ue, è solo la Germania a registrare un differenziale di prezzo confrontabile a quello italiano (+22,8% rispetto alle media Ue a 27)⁴. In Francia il costo dell'energia elettrica delle imprese risulta molto più contenuto rispetto alla media europea (-35,4%). I prezzi lordi pagati dalle imprese italiane per l'utilizzo del gas superano la media europea solo per la classe di consumo più bassa (fino 26.000 m³/anno), con uno scostamento positivo del 5,2% (v. Tab. 4). Per tutte le altre categorie di consumo le imprese italiane beneficiano di un risparmio che varia dal 3,8% al 13%

⁴ I due paesi sono accomunati da un ricarico fiscale sul prezzo dell'energia elettrica molto al di sopra della media europea (1,4 € cent/kWh), pari a 2,8 € cent/kWh in Germania e a 3,2 € cent/kWh in Italia.

nelle diverse categorie di consumo. Quanto ai prezzi netti, si registrano livelli di prezzo in linea con la media europea, con scostamenti positivi o negativi contenuti per tutte le classi di consumo.

Prezzi finali del gas naturale al netto e al lordo delle imposte nel 2010 per fascia di consumo annuo (consumatori industriali) (dati in € cent/m³)

	Italia	Germania	Spagna	Francia	Regno Unito	Ue a 27
			< 26 (migliaia di m ³ / anno)			
Netti	40,73	42,58	42,64	46,27	37,34	41,10
Lordi	57,27	56,84	49,89	56,48	45,5	54,46
			26-263 (migliaia di m ³ / anno)			
Netti	35,73	43,11	36,10	39,82	26,88	36,55
Lordi	45,55	57,47	42,26	48,46	33,16	47,81
			263-2.627 (migliaia di m ³ / anno)			
Netti	29,90	38,37	30,05	34,89	21,81	31,04
Lordi	34,81	51,83	35,17	42,58	27,00	39,93
			2.627-26.268 (migliaia di m ³ / anno)			
Netti	27,28	32,91	26,26	28,17	20,69	27,29
Lordi	30,17	45,13	30,73	33,52	25,15	34,66
			26.268-105.072 (migliaia di m ³ / anno)			
Netti	27,22	29,43	24,58	24,15	19,44	25,18
Lordi	30,09	41,06	28,76	27,83	23,3	31,28

TABELLA 4 - FONTE: Eurostat (2010a)

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Aeeg, 2011a) ha di recente indicato nei seguenti fatti le cause cui imputare il costo relativamente più alto dell'energia elettrica e del gas per alcune categorie di consumatori in Italia rispetto alla media europea:

- un *mix* energetico estremamente dipendente dall'estero ed incentrato principalmente sugli idrocarburi e sul gas in particolare, unitamente alla volatilità delle quotazioni del petrolio;
- il livello di fiscalità particolarmente elevato nel settore del gas;
- la significativa componente parafiscale (oneri di sistema), che comprende l'incentivazione delle fonti rinnovabili;
- l'incompleto livello di concorrenzialità nei mercati all'ingrosso (in particolare in quello del gas naturale).

2.3. Le politiche energetiche europee: linee programmatiche

Da alcuni anni, gli obiettivi delle politiche energetiche della Ue sono modulati sulla base delle preoccupazioni che destano la volatilità dei prezzi dei prodotti petroliferi e del gas naturale, la dipendenza dei paesi membri dalle importazioni di idrocarburi provenienti da un numero ristretto di paesi caratterizzati da instabilità politica, dai danni ambientali provocati dal ricorso eccessivo agli idrocarburi. Già il *Libro verde sull'energia* pubblicato dalla Commissione europea nel 2006 indicava le seguenti priorità:

- garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici;
- limitare la dipendenza dalle importazioni di idrocarburi;
- coniugare le politiche energetiche con il contrasto al cambiamento climatico.

All'inizio del 2007, sulla base di queste priorità, la Commissione ha definito un pacchetto integrato di misure che istituiva la *Politica energetica europea*. Successivamente, in occasione del Consiglio Europeo del marzo 2007, fu lanciata la cosiddetta Strategia del «20-20-20 entro il 2020» che si proponeva di conseguire i seguenti risultati:

- riduzione delle emissioni di CO₂ del 20% rispetto ai livelli del 1990;
- aumento dell'efficienza energetica pari al 20% del consumo totale di energia primaria;
- incremento della percentuale complessiva delle energie rinnovabili, fino al 20% del consumo totale dell'Ue.

Nel novembre 2010, la Commissione ha ridefinito i contorni della politica comunitaria con le due Comunicazioni «*Energy 2020 – a strategy for competitive, sustainable and secure energy*» (Commissione Europea, 2010a) e «*Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond*» (Commissione Europea, 2010b).

La strategia disegnata da «Energy 2020» ruota intorno ai seguenti obiettivi prioritari:

- *Priorità 1: incentivare il risparmio energetico*, con particolare attenzione ai settori dei trasporti e dell'edilizia, che offrono i maggiori margini di intervento;
- *Priorità 2: costruire un mercato energetico integrato pan-europeo* maggiormente concorrenziale, in cui sia definito un piano per la realizzazione di grandi infrastrutture energetiche per il decennio 2020-2030;
- *Priorità 3: aumentare la consapevolezza dei consumatori sui loro diritti* in tema di approvvigionamento energetico e la sicurezza dei sistemi energetici;
- *Priorità 4: ampliare la leadership europea delle tecnologie energetiche*, attraverso l'adozione di apposite misure incentivanti;
- *Priorità 5: rafforzare la dimensione esterna della politica energetica europea*, attraverso l'integrazione dei mercati energetici e dei loro quadri regolamentari con quelli dei paesi confinanti, la creazione di partenariati privilegiati con alcuni paesi chiave per l'approvvigionamento energetico e la promozione del ruolo dell'Ue in un futuro scenario di energia a basse emissioni di carbonio.

Nell'enunciazione di tali priorità è chiara l'intenzione di assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti della Ue agendo su due piani. Sul piano interno, si mira a promuovere l'efficienza e l'autosufficienza energetica attraverso lo sviluppo di fonti alternative ai combustibili fossili. Coerentemente, la Strategia «Energia 2020» è decisamente orientata alla riduzione delle emissioni attraverso l'adozione di misure mirate alla promozione delle energie rinnovabili e all'incremento dell'efficienza energetica. Sul piano esterno, d'altra parte, si vuol far leva su un'azione imperniata sulla cooperazione con i paesi esportatori e con quelli di transito. A tal fine, ampio spazio (*Priorità 5*) viene dedicato alle misure relative allo sviluppo delle relazioni con i paesi confinanti; di queste ultime si darà conto in maggior dettaglio, per quel che riguarda i paesi mediterranei, nel par. 3.2.

Sul fronte interno della promozione delle risorse rinnovabili, l'art. 3 della Direttiva 2009/28/CE aveva già stabilito un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili, richiedendo ad ogni Stato di assicurare:

- che la propria quota di energia rinnovabile sul consumo energetico finale lordo nel 2020 fosse almeno pari al proprio obiettivo nazionale (tale obiettivo per l'Italia è stato fissato al 17%)⁵;
- che la propria quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto nel 2020 fosse almeno pari al 10% del consumo finale di energia nel settore dei trasporti.
- la presentazione dei Piani di azione nazionale sull'energia rinnovabile entro il termine del 30 giugno 2010.

La Comunicazione della Commissione «Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond» del novembre 2010 sviluppa la *Priorità 2* della Strategia «Energia 2020» individuando i corridoi prioritari per elettricità – inclusa l'elettricità generata da fonti rinnovabili –, gas e petrolio (v. Fig. 2).

Corridoi prioritari per l'elettricità, gas e petrolio

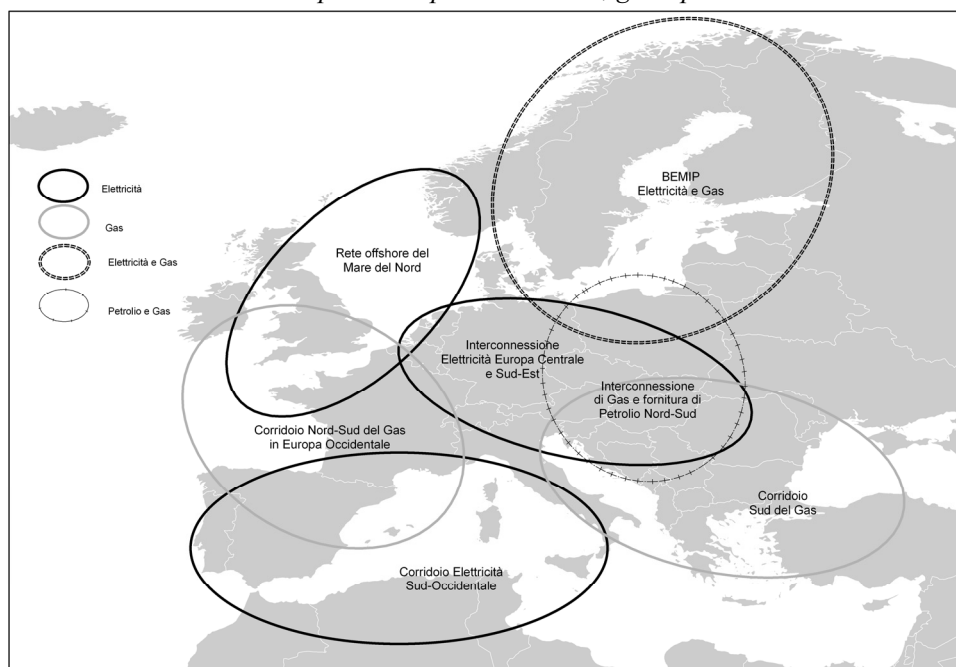


FIGURA 2 - FONTE: Commissione Europea (2010b)

⁵ Nel 2010 il consumo finale lordo da fonti energetiche rinnovabili era pari in Italia all'8% (Ministero dello Sviluppo Economico, 2010b, p. 21).

Si prevede che saranno investiti circa mille miliardi di euro nel sistema energetico dell'Ue dal 2012 al 2020, di cui duecento nella rete delle infrastrutture energetiche. Quanto alle misure proposte per il reperimento delle risorse, molta enfasi viene posta sulle *partnership* tra governi nazionali e investitori privati soprattutto nei progetti infrastrutturali transfrontalieri. Sul fronte esterno delle azioni di cooperazione e dialogo con i paesi produttori, nel 1991 fu sottoscritta la “Carta dell’Energia” da 51 paesi: tutti i paesi membri dell’Ue, quelli della Comunità degli Stati indipendenti (Armenia, Azerbaigian, Bielorussia, Kazakistan, Kirghizistan, Moldova, Russia, Tagikistan, Turkmenistan, Ucraina e Uzbekistan), il Giappone, il Canada e gli USA. La Carta punta ad incoraggiare la cooperazione energetica internazionale. Nel 1994 i paesi firmatari – esclusi Usa, Giappone e Canada – hanno firmato il Trattato per la Carta dell’Energia e il Protocollo della Carta sull’efficienza energetica e gli aspetti ambientali. Il Trattato costituisce un accordo obbligatorio che stabilisce il quadro giuridico che permette di promuovere la cooperazione a lungo termine nel settore energetico, incoraggiare gli investimenti, garantire la sovranità delle risorse, il libero accesso ai mercati energetici, il libero transito delle materie e dei prodotti energetici e dei capitali legati agli scambi di prodotti energetici e degli investimenti nei settori dell’energia. Nonostante il Trattato non sia stato ratificato dalla Russia (né dalla Norvegia), è proprio con la Russia – il principale fornitore di idrocarburi per molti paesi europei – che l’Ue intrattiene la relazione bilaterale più importante. Il dialogo Ue-Russia ha avuto un certo successo nell’ambito delle infrastrutture e dell’efficienza energetica, ma non è stato in grado di incoraggiare in modo sostanziale gli investimenti delle compagnie europee nei giacimenti russi. Dal 1998 è attivo il Forum euro-mediterraneo sull’energia. Tra gli obiettivi vanno ricordati l’adesione dei paesi nord-africani alla Carta dell’Energia e la riforma del loro sistema legislativo, regolamentare e industriale in linea con gli standard Ue, quali prerequisiti del ben più ambizioso obiettivo dell’integrazione dei mercati energetici del Mediterraneo con quelli dell’Ue.

3. Il sistema energetico nei paesi del Mediterraneo

Le trasformazioni demografiche ed economiche in atto nei paesi SUD-MED sono alla base delle previsioni di forte rialzo dei consumi di energia interni all’area. Si stima che entro il 2050 l’area Sud del Mediterraneo avrà bisogno di una quantità di energia quasi equivalente alle richieste attuali dell’intera Europa. Pur se a tassi più contenuti, anche la domanda di energia dei paesi Ue-MED è prevista in aumento. Stime disponibili per l’insieme del Nord Africa e del Medio Oriente (area MENA) indicano un potenziale di sviluppo per la produzione di energia da rinnovabili equivalente al 45% dell’intero potenziale mondiale⁶. Anche se per sfruttare al meglio le fonti pulite, le economie di questi paesi dovranno compiere grandi sforzi per riorganizzare i metodi industriali di produzione dell’energia elettrica, oggi ottenuta prevalentemente dalla

⁶ Cfr. Booz e Co., *A new source of power: the potential of renewable energy in the MENA region*, 2009.

combustione del carbone. I forti rialzi previsti dei consumi, in presenza di risorse limitate, potrebbero determinare un contrasto tra le esigenze energetiche delle due sponde del Mediterraneo. Questo rischio, tuttavia, può essere scongiurato attraverso la definizione di strategie energetiche congiunte. Per introdurre questo tema, il par. 3.1 offre una panoramica sulle attuali caratteristiche del sistema energetico del bacino del Mediterraneo. Il par. 3.2 delinea lo stato dell'arte delle politiche e delle iniziative legate allo sviluppo della cooperazione euro mediterranea nel settore energetico, con particolare riferimento allo sviluppo e al trasferimento delle energie verdi. Il quadro che ne risulta è quello di un'area che possiede un forte potenziale di sviluppo per la produzione di energia da nuove fonti rinnovabili.

3.1. Produzione, consumi e interscambi di energia

L'area del Mediterraneo ospita paesi divisi da forti divari di sviluppo. Lo rivelano, in primo luogo, le statistiche sul reddito pro capite che nei paesi della sponda Nord è al 2010 di quasi cinque volte superiore a quello nell'area SUD-MED (senza Turchia, Israele e Gaza) (v. Tab. 5), dove invece si concentrano le risorse energetiche⁷.

Popolazione e PIL nei paesi del Mediterraneo nel 2010 (a)

Paesi e Aree geografiche	Popolazione (in milioni)		PIL (in mld di \$)		PIL pro capite (in \$)	
	2010	2015	2010	2015	2010	2015
Portogallo	10,7	10,7	235,0	271,4	22.020	25.273
Spagna	46,0	46,6	1.364,4	1.606,9	29.647	34.506
Francia	62,9	64,4	2.155,1	2.607,0	34.251	40.493
Italia	60,2	62,1	1.766,9	2.063,6	29.345	33.224
Slovenia	2,0	2,0	56,8	72,2	28.099	35.576
Grecia	11,2	11,2	329,1	366,5	29.411	32.609
Cipro	0,8	0,9	22,8	28,6	27.744	32.157
Malta	0,4	0,4	9,9	12,2	23.643	27.773
<i>Ue-MED</i>	<i>194,3</i>	<i>198,4</i>	<i>5.939,8</i>	<i>7.028,5</i>	<i>31.090</i>	<i>35.426</i>
Turchia	71,4	76,1	932,2	1.224,5	13.051	16.101
Siria	20,1	20,6	105,4	139,0	5.247	6.755
Libano	3,9	4,2	58,6	79,4	14.980	19.034
Israele	7,4	8,3	214,5	281,7	28.871	33.982
Gaza	3,8	3,9	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Giordania	6,1	6,9	35,3	49,7	5.755	7.241
Egitto	78,2	86,4	496,6	725,2	6.347	8.396
Libia	6,5	7,1	96,1	147,3	14.882	20.654
Tunisia	10,5	11,1	90,2	128,6	8.561	11.620
Algeria	35,5	38,3	252,9	339,0	7.125	8.864
Marocco	32,0	33,4	151,7	210,6	4.746	6.314
<i>SUD-MED</i>	<i>275,5</i>	<i>296,1</i>	<i>2.433,5</i>	<i>3.325,0</i>	<i>8.833</i>	<i>11.398</i>
SUD-MED (b)	196,7	211,7	1.286,8	1.868,4	6.542	8.825

(a) Dati e previsioni del FMI.

(b) Senza Turchia, Israele e Gaza.

TABELLA 5 - FONTE: European Parliament (2011)

⁷ Il dato, che probabilmente mette in risalto con più efficacia il tratto oligopolistico del sistema energetico del Mediterraneo, è la concentrazione del 94% circa delle riserve petrolifere in tre soli paesi (Libia, Algeria ed Egitto).

Pur in presenza di pochi paesi fornitori e di un numero maggiore di paesi prevalentemente consumatori, il tema della sicurezza energetica – sia pure con intensità e per motivazioni diverse – riguarda tutti i paesi dell’area, come dimostrano i dati sulla quota di importazioni sul totale dei consumi di energia (v. Tab. 6). Gli otto paesi Ue-MED sono importatori netti di energia, con una quota di importazioni nette sul totale dei consumi di energia che varia dal 49% della Francia, all’85% dell’Italia (fino al 97% di Cipro e al 100% di Malta). Nell’area orientale del bacino, solo la Siria risulta esportatrice netta di energia (-24%). Gli unici paesi SUD-MED, a mostrare un bilancio energetico decisamente in attivo, sono Libia e Algeria, entrambi sulla costa Sud.

Relativamente ai consumi di energia, se si escludono Israele e Libia, il consumo di energia pro capite nei paesi Ue-MED supera di circa 2,5 volte quello dei paesi SUD-MED. Il consumo medio pro capite di energia elettrica nel Nord del Mediterraneo (6.457 kWh) è di quasi 4 volte superiore a quello dell’intera area del Mediterraneo del Sud (1.704 kWh) e di circa 3 volte maggiore della Turchia (2.238 kWh).

Energia nei paesi del Mediterraneo nel 2010

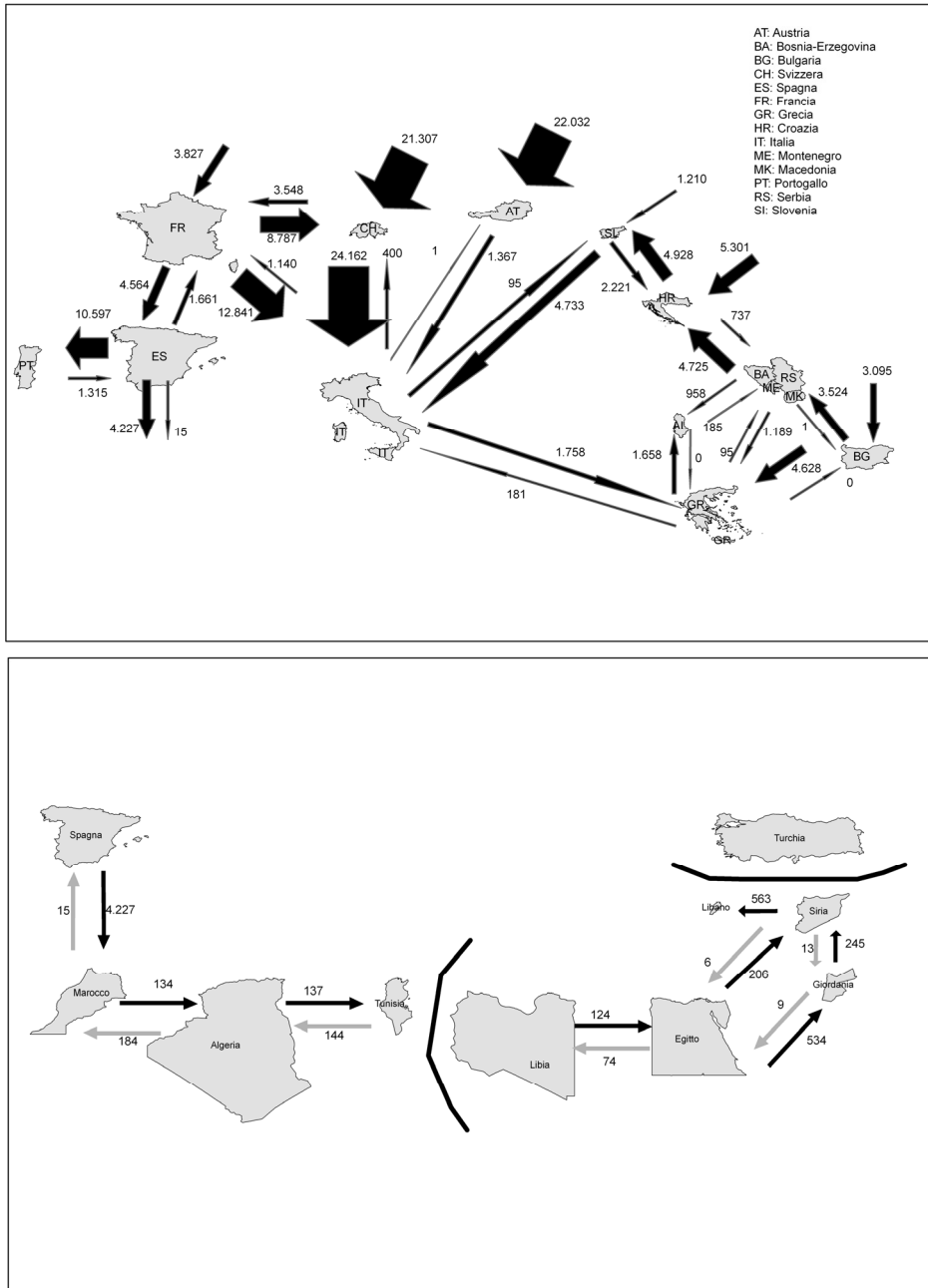
Paesi e Aree geografiche	Consumi di energia (a)	PIL /consumi di energia (b)	Consumo di potenza elettrica (c)	Generazione elettrica					Importazioni nette (d)
				Carbone	Petrolio	Gas	Nucleare	Idroelettrico	
Portogallo	2.363	10	4.860	26	10	28	0	22	82
Spagna	3.208	10	6.296	n.a.	6	31	18	9	79
Francia	4.258	8	7.772	5	1	4	78	10	49
Italia	3.001	10	5.713	16	11	56	0	11	85
Slovenia	3.632	7	7.138	36	0	3	38	22	53
Grecia	2.875	10	5.628	55	15	22	0	4	62
Cipro	2.854	8	5.441	0	100	0	0	0	97
Malta	2.120	10	4.845	0	100	0	0	0	100
<i>Ue-MED</i>	<i>3.419</i>		<i>6.457</i>						
Turchia	1.370	9	2.238	28	3	50	0	19	73
Siria	978	4	1.469	0	60	31	0	9	-24
Libano	959	11	2.154	0	94	0	0	6	95
Israele	3.059	9	7.002	70	11	20	0	0	88
Gaza	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0	0	n.a.
Giordania	1.259	4	1.956	0	23	77	0	0	96
Egitto	859	6	1.384	0	19	68	0	12	-22
Libia	2.889	5	3.871	0	55	45	0	0	-470
Tunisia	864	9	1.248	0	16	83	0	0	11
Algeria	1.089	7	902	0	2	97	0	1	-346
Marocco	460	9	707	57	22	14	0	6	95
<i>SUD-MED</i>	<i>1.351</i>		<i>1.704</i>						
SUD-MED senza Turchia, Israele e Gaza	1.278		1.302						

(a) Kg equivalenti di petrolio pro capite. (b) Dollari per kg equivalenti di petrolio. (c) KWh pro capite. (d) In % dei consumi.

TABELLA 6 - FONTE: European Parliament (2011)

Il petrolio e il gas naturale sono le merci più scambiate nel bacino Mediterraneo ma come mette bene in evidenza la Fig. 3, l’interscambio energetico tra i paesi Ue-MED è molto più intenso rispetto a quanto si verifica nell’area SUD-MED.

Scambi di energia tra i Paesi del Mediterraneo (a) (dati annuali in GWh, 2008)



(a) La dimensione delle frecce è proporzionale all'entità dei flussi.

FIGURA 3 - FONTE: IMME (2010)

Tale divario è da attribuire in primo luogo al maggior grado di integrazione economica dettato dall'appartenenza all'Ue dei maggiori paesi della sponda Nord del Mediterraneo (Italia, Francia, Spagna e Portogallo). Le ragioni della minore integrazione energetica dei paesi SUD-MED sono da addebitarsi non solo alla relativamente scarsa dotazione infrastrutturale – e alla conseguente limitata capacità ed efficienza delle connessioni – ma anche alla ancora insufficiente diffusione di accordi commerciali internazionali. Un'eccezione è rappresentata dall'area del Maghreb dove Algeria, Marocco e Tunisia costituiscono un polo energetico unico per il livello delle interconnessioni raggiunto nell'area. Proprio il settore energetico di questa regione merita un approfondimento per il ruolo preminente che in prospettiva potrà svolgere nello sviluppo delle iniziative di trasferimento di energia verde sull'altra sponda del bacino.

La capacità installata del settore elettrico dei tre paesi del Maghreb dovrebbe registrare un tasso di crescita annuo del 5,3% fino al 2015. La produzione di energia elettrica dovrebbe crescere in media del 4,7% nello stesso periodo. Nonostante le riforme abbiano preso avvio in tutta la regione, i mercati energetici dei tre paesi sono caratterizzati da un diverso grado di regolamentazione e le riforme di liberalizzazione hanno prodotto risultati differenziati. Lo Stato rimane il più grande investitore nel settore dell'energia, se si esclude il Marocco, dove la quota dei produttori privati di energia elettrica ha raggiunto il 70% circa.

L'Algeria ha istituito dal 2002 (unico caso nei tre paesi) una propria Agenzia di Regolamentazione (*Commission de régulation de l'Electricité et du gaz, CREG*) che però, agendo sotto la diretta responsabilità del Ministero dell'Energia, non opera con le prerogative di indipendenza condivise in ambito europeo. Nello stesso anno il settore dell'elettricità e della produzione del gas naturale è stato aperto alla concorrenza e agli investimenti dei privati. Gli operatori privati hanno il diritto di produrre liberamente, esportare o importare elettricità, il che costituisce un prerequisito indispensabile per la creazione di un mercato integrato dell'elettricità tra Maghreb e paesi Ue-MED. Tuttavia, ad oltre otto anni dall'avvio delle riforme di stampo liberista, gli investitori privati rappresentano ancora una minoranza e la concorrenza è lontana dall'essere una realtà.

Il “Piano nazionale per le risorse rinnovabili” del 2004 ha fissato l'obiettivo di una quota del 5% di energie rinnovabili nella generazione di energia elettrica da raggiungersi entro il 2015. Tra i progetti già lanciati per raggiungere l'obiettivo, si ricorda l'investimento di 100 milioni di dollari destinato da SONELGAZ al finanziamento di un impianto fotovoltaico con una capacità produttiva annua di 50 MW. Inoltre, New Energy Algeria (NEAL) sta negoziando un contratto con alcune aziende tedesche per esportare energia elettrica prodotta da centrali termiche e solari nel Sahara per una capacità produttiva di 6.000 MW. In Marocco, circa il 70% dell'energia elettrica, come ricordato, è prodotta da operatori privati. La riforma della struttura del settore energetico è in corso con l'assistenza finanziaria della Ue.

Le decisioni di *policy* più recenti includono la creazione dell’Agenzia Nazionale per l’Energia Solare e dell’ADEREE, l’Agenzia responsabile per lo sviluppo dell’energia rinnovabile e dell’efficienza energetica. Il Marocco contribuisce per oltre il 48% (2.000 su 4.144 MW) all’energia elettrica generata dai progetti inclusi nel “Piano Solare per il Mediterraneo” (PSM) (v. par. 3.2). La realizzazione dei progetti nel campo del solare e dell’eolico inclusi nel PSM si prevede porterà la quota di energie rinnovabili al 42% della capacità complessiva installata entro il 2020, contribuendo a ridurre la dipendenza energetica complessiva del paese, dall’attuale 95%, all’85%. La “Nuova Strategia Energetica Nazionale” adottata nel 2009 stabilisce che le energie rinnovabili dovranno raggiungere il 10% della domanda complessiva di energia e il 20% della domanda di elettricità nel 2012, e che entrambi i risultati dovranno essere raggiunti con il contributo maggioritario del settore privato. La costruzione di impianti di pompaggio e stoccaggio eluderà il problema dell’intermittenza dell’elettricità prodotta dagli impianti solari ed eolici. Si prevede di rendere operativi 400 MW ogni 5-7 anni.

Anche la Tunisia ha approvato nel 2009 un “Piano nazionale per le energie rinnovabili” che copre il periodo 2010-2016. I principali obiettivi del Piano sono: la forte penetrazione delle energie rinnovabili, in particolare dell’energia solare per la generazione elettrica (460 MW, di cui 140 MW per l’energia solare a concentrazione e 280 MW per l’eolico); l’innalzamento dell’efficienza energetica (è stato fissato un obiettivo del risparmio energetico pari al 23% dell’alimentazione primaria nel 2016); il collegamento alla rete europea per l’esportazione dell’energia elettrica verso i paesi Ue-MED (nel 2016, la capacità di esportazione dovrà raggiungere i 600 MW di potenza).

3.2. Politiche energetiche europee e integrazione euro-mediterranea

Escludendo la Turchia, la popolazione complessiva del bacino Mediterraneo si distribuisce quasi uniformemente nelle due aree SUD-MED ed Ue-MED: circa 200 milioni di abitanti ciascuna. Ma le previsioni di crescita demografica differiscono sostanzialmente: nei paesi SUD-MED la popolazione crescerà ad un tasso di quattro volte superiore a quello previsto per i paesi Ue-MED fino al 2015. Nel 2030 la forza lavoro dei paesi SUD-MED aumenterà di 60 milioni (FEMISE, 2010).

Anche le previsioni di crescita economica differiscono significativamente, segnalando un processo di convergenza di una certa intensità dei paesi del Sud nei prossimi anni: secondo le stime del FMI, fino al 2015 il reddito pro capite dei paesi SUD-MED crescerà ad un tasso più che doppio rispetto a quello dei paesi Ue-MED.

L’area è dunque destinata a sperimentare una pressione al rialzo della domanda di energia senza precedenti, stimata in quattro volte superiore a quella media dei paesi dell’Unione Europea a 27 (Plan Blue, 2008). I documenti nei quali si articolano le politiche energetiche dell’Ue (v. par. 2.3) contengono diversi elementi che testimoniano quanto l’Unione guardi al Mediterraneo come area strategica e protagonista del mercato energetico dei prossimi decenni, inserendola al centro della propria visione della nuova geopolitica energetica per il sud d’Europa. Particolare attenzione viene dedicata al tema degli interscambi di energia generata da fonti

rinnovabili. L'art. 9 della Direttiva 2009/28/CE sulle energie rinnovabili prevede la possibilità di progetti comuni tra gli Stati membri e paesi terzi, facendo riferimento alla possibilità di sviluppare volumi di scambio consistenti di elettricità verde prodotta in Nord Africa. Dall'attuazione dei meccanismi di cooperazione previsti dalla Direttiva 2009/28/CE potrebbe derivare un'ampia penetrazione delle energie rinnovabili nella regione del Mediterraneo. Ma l'utilizzo nei paesi Ue-MED della produzione proveniente dal Sud del Mediterraneo richiede lo sviluppo nella regione di una rete di trasmissione che permetta il trasferimento fisico dell'energia prodotta internamente e delle interconnessioni elettriche transfrontaliere.

Preliminarmente alla predisposizione delle infrastrutture fisiche, grande rilievo assume il problema della definizione di un quadro giuridico preciso per facilitare il commercio di tale energia. In questa ottica, i 43 paesi che aderiscono all'”Unione per il Mediterraneo” (UfM)⁸ hanno definito nel giugno del 2008 e poi lanciato nel luglio 2009 il già ricordato “Piano Solare per il Mediterraneo” (PSM), con l'obiettivo di incrementare la generazione e lo scambio tra i paesi del bacino dell'elettricità generata dall'energia solare e dal vento, sviluppando le interconnessioni della rete elettrica insieme con l'istituzione di misure di efficienza energetica e di trasferimento tecnologico transfrontaliero. Il PSM propone la convergenza tra le politiche energetiche e dei contesti regolamentatori nazionali per massimizzare l'impiego delle rinnovabili in tutto il bacino del Mediterraneo, al fine di conseguire due risultati fondamentali:

- lo sviluppo delle energie rinnovabili per soddisfare la domanda crescente di energia nei paesi SUD-MED;
- la creazione di un mercato dell'elettricità euro-mediterraneo che permetta di esportare parte dell'energia prodotta nei paesi SUD-MED sulla sponda Nord del Mediterraneo.

Operativamente, l'obiettivo finale è l'installazione, entro il 2020, di 20 GW di nuova capacità di generazione nel settore solare – attraverso lo sviluppo dell'energia fotovoltaica e dell'energia solare a concentrazione – ed eolico. Tutti i progetti del Piano vengono sviluppati con lo scopo di soddisfare la domanda di energia locale ed europea.

⁸ L'UfM è stata lanciata nel Summit di Parigi del luglio 2008, come sviluppo della *partnership* euro mediterranea. L'UfM – ufficialmente nota come «Barcelona Process: Union for the Mediterranean» – è una comunità che raccoglie 43 Stati, unendo tutti i paesi membri dell'Ue e molti paesi non Ue del bacino Mediterraneo. L'UfM rappresenta una nuova forma di cooperazione tra le due sponde del Mar Mediterraneo che mira a favorire lo sviluppo, a combattere il cambiamento climatico e ad affrontare le questioni ambientali, rafforzando i legami tra i paesi dell'intero bacino. I progetti previsti dall'UfM sono sei: costruire reti di trasporto mediterranee; combattere l'inquinamento nel Mediterraneo; creare un'Agenzia di sviluppo per piccole e medie imprese; creare un centro mediterraneo per la protezione civile; costruire un *network* universitario; “Piano Solare per il Mediterraneo” (il più concreto dei sei).

I progetti inclusi nel PSM riguardano in particolar modo i paesi del Sud-Est del bacino. Dopo una prima fase di preparazione, attualmente il Piano è nella sua fase sperimentale (Immediate Action Plan, fino a fine 2011) che prevede la predisposizione dei piani di fattibilità, la promozione delle *partnership*, e il supporto alle iniziative previste dai singoli “Piani Solari Nazionali”. Degli oltre 230 progetti selezionati, più di 150 riguardano impianti rinnovabili per una capacità installata globale di 12 GW ed una capacità media installata di circa 5-20 MW per un impianto fotovoltaico, 50 MW per un impianto ad energia solare a concentrazione e 100 MW per un impianto eolico. La quota maggioritaria dei progetti si concentra in Giordania, Tunisia, Marocco ed Egitto. Il progetto EUROPEAID «*Paving the way for the Mediterranean Solar Plan in Northern Africa and the Middle East*» è stato lanciato a Bruxelles nell’ottobre 2010 per facilitare l’attuazione del PSM. I paesi coinvolti sono Algeria, Egitto, Israele, Giordania, Libano, Marocco, i Territori palestinesi occupati, la Siria e la Tunisia. Ma la sfida maggiore che deve affrontare il PSM per raggiungere i propri obiettivi investe il tema generale della profittabilità relativa degli investimenti rivolti alle fonti rinnovabili rispetto alle tradizionali. A questa criticità si lega la necessità della definizione degli strumenti di supporto adeguati al finanziamento delle iniziative. La World Bank e la Commissione Europea hanno predisposto strumenti di co-finanziamento innovativi di supporto⁹. Il “Fondo delle Tecnologie Pulite” della World Bank co-finanzierà progetti per un ammontare di 750 milioni di dollari che si stima possano mobilitare un ammontare complessivo di investimenti dell’ordine di 6/8 miliardi di dollari. I progetti cofinanziati riguardano la costruzione di impianti solari a concentrazione e di linee di trasmissione. Si tratta di 13 progetti in 5 paesi: 3 ciascuno in Marocco, Algeria e Tunisia e 2 ciascuno in Egitto e Siria, per un totale di 885 MW e due linee di trasmissione (una tra Tunisia e Italia e l’altra tra Giordania e Siria).

La Commissione Europea ha ideato il «*Neighbourhood Investment Facility*», il cui obiettivo primario è il finanziamento di progetti chiave di infrastrutture. Il FEMIP (*Facility for Euro-Mediterranean Investment and Partnership*) ha identificato 90 progetti nei paesi del Sud-Est Mediterraneo nei settori dell’idroelettrico, del solare e dell’eolico, per un totale di 10,3 GW di energia elettrica generata e 1,3 miliardi di euro in sussidi alla produzione. Tra questi il Parco del vento di Tangeri e l’impianto solare di Ouarzazate in Marocco. I vincoli ambientalistici hanno bloccato il progetto della centrale termica a carbone dedicata alle interconnessioni Tunisia-Italia. Comunque, una parte significativa di questi progetti è in una fase molto preliminare, non avendo raggiunto lo stadio della presentazione degli studi di fattibilità. I progetti in fase più avanzata riguardano l’energia eolica.

Quanto alle infrastrutture per il collegamento delle due sponde del bacino del Mediterraneo, dei sette corridoi energetici prioritari individuati dalla Commissione Europea (2010b), due in particolare interessano l’Italia e il Mezzogiorno quale zona di transito (v. Fig. 2):

⁹ Anche la Banca Europea degli Investimenti, l’Agenzia francese di sviluppo, e l’Agenzia tedesca per lo sviluppo hanno annunciato la creazione congiunta di un Fondo da 5 miliardi di euro per supportare i progetti nell’ambito del PSM.

- il corridoio sud-occidentale per le interconnessioni di energia elettrica tra Marocco, Algeria e Tunisia, su una sponda, e Italia, Portogallo, Spagna e Francia, sull'altra;
- il corridoio sud del gas naturale promosso per attuare la dipendenza Ue dalle forniture provenienti dal Medio Oriente e spingere verso una maggiore diversificazione delle forniture.

Uno studio condotto nell'ambito del progetto di integrazione del mercato elettrico del Maghreb (IMME, 2010) ha prodotto le seguenti stime al 2020 delle capacità delle connessioni elettriche interne all'area e tra quest'ultima e i paesi Ue-MED (v. Fig. 4): Marocco-Spagna: 1.400 MW; Marocco-Algeria: 1.400 MW; Algeria-Tunisia 800 MW; Algeria-Spagna 1.200 MW; Algeria-Italia 1.200 MW; Tunisia-Italia 800 MW.

*Capacità delle interconnessioni a sud est del Mediterraneo
(previsioni al 2020)*

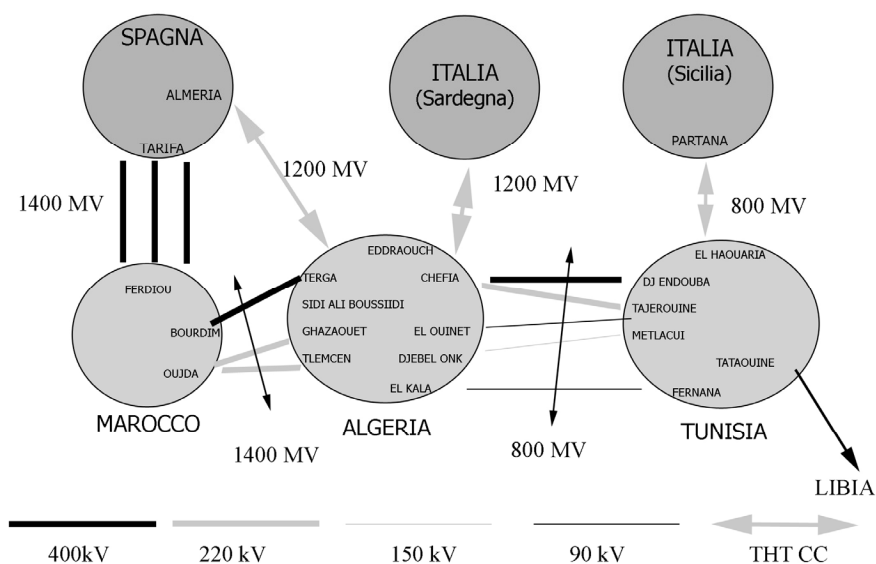


FIGURA 4 - FONTE: IMME (2010)

La futura interconnessione Tunisia-Italia si riferisce al progetto Elmed che prevede un collegamento elettrico tra Italia e Tunisia, per portare in Europa parte dell'energia elettrica prodotta dalla centrale elettrica di Elhaouaria, anche questa da costruire nell'ambito del progetto. La costruzione del cavo sottomarino lungo 170 chilometri per l'interconnessione elettrica tra Cap Bon e la Sicilia per portare in Italia l'energia prodotta in Tunisia sarà affidata a una società della tunisina Steg e alla italiana Terna. Il valore complessivo degli investimenti previsti dal progetto è di circa 2 miliardi di euro. La individuazione del corridoio sud del gas naturale rientra nelle più ampie politiche dell'Ue di diversificazione energetica per portare gas dal Caspio e dal

Medio Oriente¹⁰. Nell'ambito dei progetti che riguardano lo sviluppo del corridoio sud del gas naturale, quelli dei gasdotti South Stream, ITGI e TAP interessano direttamente il Mezzogiorno come punto di destinazione del gas naturale in Europa.

South Stream è il progetto del gasdotto lanciato da Gazprom in collaborazione con l'ENI e, più di recente, con la francese EDF. Il progetto è in diretta concorrenza con Nabucco. Il progetto di gasdotto Nabucco si pone il duplice obiettivo della diversificazione delle rotte delle forniture e delle fonti dell'approvvigionamento. Il gasdotto Nabucco dovrebbe trasportare circa 30 miliardi di m³ dall'Azerbaijan e da altri paesi del Caspio all'Austria su circa 3.300 km, attraversando Turchia, Bulgaria, Romania e Ungheria, by-passando in questo modo la Russia. Sponsorizzato dall'Unione europea ha un costo stimato di circa 8 miliardi di euro. Nel caso del progetto South Stream, invece, il Paese fornitore sarebbe ancora la Russia, rischiando in questo modo di inasprire la dipendenza da questo paese, che già contribuisce con il 30% circa alle importazioni di gas naturale dell'Ue. Il tracciato del gasdotto South Stream si compone di una prima sezione *off shore* di 900 km nel Mar Nero che dovrebbe partire dal porto russo di Beregovaya e arrivare in quello bulgaro di Varna.

Dalla Bulgaria, il progetto prevede due diramazioni una delle quali in direzione sud raggiunge la Grecia e, attraverso un ultimo tratto *off shore* nel canale di Otranto, la Puglia. Non è ancora disponibile uno studio di fattibilità ufficiale del progetto con le stime dei costi di realizzazione. Due progetti di minore portata sono la Trans-Adriatic Pipeline (TAP) e l'interconnettore Turchia-Grecia-Italia (ITGI), entrambi pensati per sfruttare le infrastrutture energetiche già presenti in Turchia. Il progetto ITGI si pone l'obiettivo del trasporto in Europa del gas naturale dell'Azerbaijan ed è sponsorizzato dalla Edison e dalla greca DEPA. L'infrastruttura di trasporto da sviluppare è il gasdotto IGI con una capacità di trasporto di circa 9 miliardi di metri cubi all'anno. Il gasdotto IGI sarà lungo circa 800 chilometri e si comporrà di: IGI Onshore (600 km *on shore*, da realizzare in territorio greco) e IGI Poseidon (200 km *off shore*, nel tratto marino tra la costa greca e quella pugliese). Il recente accordo (ottobre 2011) tra la Turchia e l'Azerbaijan sul transito di gas tra i due paesi ha completato il quadro legislativo necessario per lo sviluppo del gasdotto. Il gasdotto TAP è sponsorizzato dalla svizzera EGL, dalla norvegese Statoil, che possiede il 25,5% dei giacimenti Shah Deniz in Azerbaijan, e dalla tedesca E.ON. TAP è in diretta competizione con il progetto ITGI. I due progetti, infatti, prevedono di sfruttare le stesse risorse, con infrastrutture di capacità simili e che seguono lo stesso tracciato, con l'unica differenza di by-passare (ITGI) o attraversare (TAP) l'Albania. L'attraversamento dell'Albania implica una sostanziale riduzione della lunghezza complessiva del gasdotto (520 km).

L'infrastruttura è più corta ma a portata doppia rispetto al gasdotto ITGI.

¹⁰ Problema salito alla ribalta di recente dopo la chiusura, in seguito alla crisi politica libica, del gasdotto Greestream capace di trasportare sulle coste della Sicilia 8 miliardi di m³ di gas naturale.

4. Il contesto nazionale

4.1. Consumi, produzione, dipendenza ed energie rinnovabili in Italia

Nel 2010 la domanda nazionale di energia primaria¹¹ si è attestata sui 185,3 Mtep (v. Tab. 7). La distribuzione dei consumi di energia per risorsa segnala il contributo massiccio di petrolio e gas naturale (oltre il 75%) e, nel confronto con i dati al 2009, riflette due tendenze di lungo periodo: l'aumento del contributo del gas naturale e delle rinnovabili, in entrambi i casi a spese del petrolio. La domanda nazionale è cresciuta del 2,7% rispetto al 2009, risultato dell'incremento significativo registrato dal contributo delle rinnovabili (+10,4%) e del gas (+6,4%); meno rilevante è risultato l'aumento del contributo dei combustibili solidi (+1,5%), mentre si è contratto il ricorso al petrolio (-1,8%) e il contributo delle importazioni nette di energia elettrica (-2,0%). Tale aumento della domanda di energia primaria segnala un'inversione di tendenza alla riduzione dei consumi primari registrato nei precedenti quattro anni come riflesso della contrazione dell'attività economica. Tuttavia, il valore del 2010 è ben lontano dal massimo di 197,8 Mtep raggiunto nel 2005 (ENEA, 2011).

Consumi interni lordi di energia in Italia, per risorsa nel 2009 e nel 2010

Consumi interni lordi per risorsa	2009		2010		Var. % Mtep 2009/2010
	Mtep	%	Mtep	%	
Solidi	13,1	7,3	13,3	7,1	1,5
Gas naturale	63,9	35,4	68,0	36,7	6,4
Petrolio	73,3	40,6	72,0	38,9	-1,8
Fonti rinnovabili	20,2	11,2	22,3	12,1	10,4
Energia elettrica (a)	9,9	5,5	9,7	5,2	-2,0
Consumo interno lordo totale	180,4	100,0	185,3	100,0	2,7

TABELLA 7 - FONTE: Ministero dello Sviluppo Economico (2010a, 2011a) e ENEA (2011)

Gli impieghi finali di energia¹² hanno raggiunto i 137,4 Mtep nel 2010 (v. Tab. 8). La distribuzione degli impieghi per settore è tale per cui gli usi civili e i trasporti assorbono rispettivamente il 35% e il 31% degli impieghi totali; il fabbisogno dell'industria è di poco inferiore (23%); mentre agricoltura, bunkeraggi e usi non energetici consumano il restante 11%. La crescita degli impegni finali rispetto al 2009 (+3,5%) è stata sostenuta dalla ripresa dei consumi nel settore industriale (+5,4%), negli usi non energetici (+12,5%) e negli usi del settore civile (+4,1%).

¹¹ I consumi interni lordi sono definiti come la quantità di energia prodotta a livello nazionale più quella importata al netto delle esportazioni e della variazione delle scorte. Per l'energia elettrica, i consumi interni lordi sono pari alle importazioni nette.

¹² Gli impieghi finali di energia sono dati dalla somma di consumi interni lordi, consumi e perdite del settore energetico e trasformazioni in energia elettrica.

Impieghi finali di energia in Italia nel 2009 e nel 2010, per settore

Settori	2009		2010		Var.% Mtep 2009/2010
	Mtep	%	Mtep	%	
Industria	29,9	22,5	31,5	22,9	5,4
Trasporti	42,5	32	42,6	31,0	0,2
Civile	46,4	35,0	48,3	35,1	4,1
Agricoltura	3,3	2,5	2,8	2,1	-15,2
Usi non energetici	7,2	5,4	8,1	5,9	12,5
Bunkeraggi	3,4	2,6	4,1	3,0	20,6
Totale impieghi finali	132,7	100,0	137,4	100,0	3,5

TABELLA 8 - FONTE: Ministero dello Sviluppo Economico (2010a, 2011b) e ENEA (2011)

Mettendo in relazione la dinamica di breve periodo dei consumi finali per fonte e settore utilizzatore con gli andamenti dell'ultimo decennio, ENEA (2011) segnala quanto segue:

- la riduzione degli impieghi dei prodotti petroliferi in quasi tutti i settori conferma il *trend* degli anni precedenti. In particolare, continua la riduzione dei consumi nazionali di petrolio (-18% nel periodo 2004/2010) a seguito soprattutto della contrazione della domanda di carburanti;
- il rilevante incremento nei trasporti dell'uso delle fonti rinnovabili (+36,7%) e del gas naturale (+13,6%);
- l'incremento dei consumi di gas nel settore civile (+7,1%), oltre a quello delle fonti rinnovabili non elettriche (+6%);
- il gas naturale risulta l'unica risorsa fossile la cui domanda è cresciuta nell'ultimo decennio, nonostante la contrazione subita nel 2009.

Dal lato dell'offerta, nel 2010 la produzione interna di greggio ha ricoperto il 2,7% del consumo interno lordo, quella di gas naturale il 3,7% e quella da fonti rinnovabili l'11,3%. La rimanente parte del fabbisogno energetico, poco più dell'82%, viene soddisfatta con le importazioni (ENEA, 2011), il che introduce il tema della dipendenza energetica del Paese. Nonostante l'accresciuto peso del gas naturale, il greggio continua a contribuire sensibilmente alla produzione complessiva di energia primaria, trasporti compresi. Infatti, il petrolio continua ad essere la fonte principale di copertura del fabbisogno italiano (v. Tab. 7). Come si vedrà più avanti, il petrolio è meno utilizzato nella generazione di energia elettrica per la quale il suo ruolo è diventato ormai marginale. Tuttavia, il greggio rimane ancora fondamentale per la produzione dei carburanti dei trasporti, nell'agricoltura e, come materia prima, nel settore della petrolchimica. Perciò, con una produzione interna inferiore alle 5.000 migliaia di tonnellate, nel 2010 l'Italia ha importato dall'estero oltre 78.000 migliaia di tonnellate di greggio (v. Tab. 9). Un ammontare di poco superiore a quello del 2009 per effetto della (stentata) ripresa dell'economia nazionale. I principali paesi di provenienza del greggio importato in Italia sono ordinati nella Tab. 9 per contributo alle importazioni totali nel 2010 (penultima colonna). È la Libia il principale fornitore di greggio (23,1% delle importazioni totali), seguita dalla Russia (15,2%), dall'Azerbaijan (14%) e dall'Iran (13,2%). Si tratta in ogni caso di paesi caratterizzati da situazioni instabili di politica interna, per diversi ordini di motivi, e da un basso

grado di democratizzazione. La stessa criticità emerge anche per gli approvvigionamenti di gas naturale, per quasi l'80% provenienti da Algeria, Russia e Libia (v. Tab. 10).

*Importazioni italiane di petrolio greggio, per aree di provenienza
(dati in migliaia di tonnellate, s.d.i.)*

Paesi di provenienza	2009	2010		Var. % 2009/2010
		valori assoluti	valori %	
Libia	20.495	18.154	23,1	-11,4
Russia	15.308	11.952	15,2	-21,9
Azerbaijan	9.213	11.023	14,0	19,6
Iran	5.066	10.377	13,2	104,8
Iraq	8.643	7.439	9,5	-13,9
Arabia Saudita	4.641	5.592	7,1	20,5
Kazakhstan	1.502	2.961	3,8	97,1
Siria	1.234	2.523	3,2	104,5
Egitto	1.852	1.439	1,8	-22,3
Norvegia	2.727	1.183	1,5	-56,6
Nigeria	2.086	792	1,0	-62,0
Algeria	451	691	0,9	53,2
Totale:	76.217	78.620	94,3	3,2
di cui:				
OPEC	42.055	43.671	55,5	3,8
Medio Oriente	20.184	25.931	33,0	28,5
Ex Urss	26.023	25.936	33,0	-0,3
Africa	26.907	24.609	31,3	-8,5
Europa	3.103	1.837	2,3	-40,8

TABELLA 9 - FONTE: Unione petrolifera (2011)

Importazioni italiane di gas naturale, per aree di provenienza nel 2009

Paesi di provenienza	Mld mc	%
Algeria	21,9	33,0
Russia	21,9	33,0
Libia	8,6	13,0
Paesi Bassi	6,6	10,0
Norvegia	4,6	7,0
Altri	2,7	4,1
Totale	66,4	100,0

TABELLA 10 - FONTE: Aeg (2010)

Nel 2010, la richiesta di energia elettrica del Paese (v. Tab. 11) è stata soddisfatta per oltre l'86% dalla produzione nazionale, per un valore pari a quasi 290 TWh (+4% rispetto al 2009). Le importazioni nette dall'estero hanno coperto la quota restante di fabbisogno, per un valore pari a 44,2 TWh (-1,8% rispetto all'anno precedente).

La produzione lorda nazionale di energia elettrica è caratterizzata da un trend di crescita decennale. Durante il 2010 sono stati prodotti circa 302 TWh realizzando un incremento del 3% rispetto al 2009. Solo tra il 2008 ed il 2009 si è registrato un calo dell'8% passando da 319 a 293 TWh per effetto della crisi economica.

Bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2010

	TWh	%
(1) Produzione lorda	302,0	
(2) Produzione netta (a)	286,3	100,0
di cui:		
Rinnovabile (b)	75,4	26,3
- <i>Idraulica rinnovabile</i>	50,6	17,7
- <i>Bioenergie (b)</i>	8,9	3,1
- <i>Geotermica</i>	5,0	1,7
- <i>Eolica</i>	9,0	3,1
- <i>Solare</i>	1,9	0,7
Termica tradizionale	207,7	72,5
- <i>Carbone (c)</i>	35,9	12,5
- <i>Gas naturale</i>	148,3	51,8
- <i>Altri combustibili (d)</i>	23,5	8,2
Idraulica da pompaggio	3,2	1,1
(3) Saldo import/export con l'estero	44,2	
(4) Richiesta sulla rete (Fabbisogno) = (2) + (3)	330,5	
(5) Perdite	20,6	
(6) Consumi = (4) - (5)	309,9	100,0
di cui:		
<i>Agricoltura</i>	5,6	1,8
<i>Industria</i>	138,4	44,7
<i>Terziario (e)</i>	96,3	31,0
<i>Domestico</i>	69,6	22,5

(a) La produzione netta è pari alla produzione lorda al netto dei servizi ausiliari e dei consumi da pompaggio.

(b) Al netto dei rifiuti solidi urbani non biodegradabili, contabilizzati nella termica tradizionale.

(c) Carbone e lignite.

(d) Al netto della produzione da biomasse, biogas e bioliquidi e dei consumi da pompaggio.

(e) Inclusi i consumi delle Ferrovie dello Stato per trazione pari a GWh 4,0.

TABELLA 11 - FONTE: Elaborazioni SVIMEZ su dati GSE (2011) e Terna (2011)

Il *mix* di combustibili utilizzati per la produzione nazionale di elettricità è il risultato delle trasformazioni verificatesi dell'ultimo decennio: la netta crescita del contributo del gas naturale, cresciuto del 16% dal 2000 e la netta contrazione dell'utilizzo dei prodotti petroliferi (soprattutto olio combustibile), che nel 2000 contribuivano per il 31% alla produzione totale, e nel 2010 solamente per il 3%. Quanto alla dinamica del contributo delle rinnovabili, la Fig. 5 ne mette in evidenza la crescita dal 18,4% del 2000 al 25,5% del 2010. La Tab. 12 espone i dati della produzione di energia elettrica verde fornendone il dettaglio per fonte. Nel 2010 la principale fonte resta quella idraulica, il cui contributo è diminuito rispetto all'anno precedente dal 71% al 66,4%¹³.

Proseguendo con il *trend* di crescita già registrato nei due anni precedenti, la produzione rinnovabile nel 2010 è aumentata dell'11% raggiungendo i 76.964 GWh. A tale crescita ha contribuito in maniera determinante la fonte solare (+181,7%), seguita dalla fonte eolica (+39,5%), tradizionalmente le due fonti a maggior crescita negli ultimi 10 anni. Dal 2000, la produzione da fonte solare ed eolica è cresciuta a tassi medi annui pari rispettivamente al 59 % e al 32%. Gli impianti solari ed eolici attualmente contribuiscono per il 2,5% e l'11,9% alla generazione dell'elettricità verde prodotta nel 2010 (76.964,4 GWh).

¹³ Ciò riflette una tendenza di più lungo periodo. La potenza installata degli impianti che sfruttano la fonte idraulica è rimasta pressoché costante negli ultimi anni. Da ciò deriva che, in conseguenza della crescita sostenuta della potenza installata degli impianti solari ed eolici, il contributo della fonte idraulica si è fortemente ridotto dal 2000 ad oggi.

Contributo delle fonti di energia rinnovabili alla produzione di energia elettrica in Italia, nel periodo 2000-2010

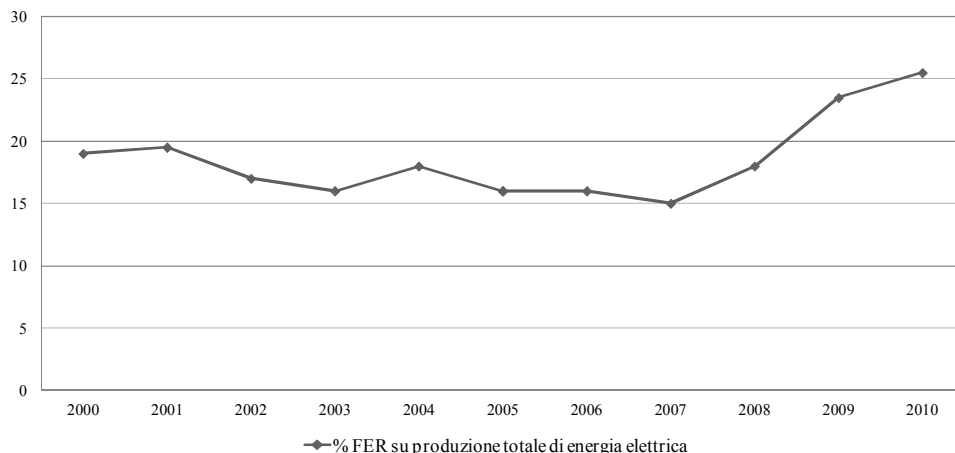


FIGURA 5 - FONTE: Elaborazioni SVIMEZ su dati GSE (2011)

Produzione di energia elettrica degli impianti da fonte rinnovabile in Italia nel 2009 e nel 2010 (a)

Fonti rinnovabili	2009		2010		Var. % 2009/2010
	GWh	%	GWh	%	
Idraulica	49.137,5	71,0	51.116,8	66,4	4,0
Eolica	6.542,9	9,4	9.125,9	11,9	39,5
Solare	676,5	1,0	1.905,7	2,5	181,7
Geotermica	5.341,8	7,7	5.375,9	7,0	0,6
Bioenergie	7.556,7	10,9	9.440,1	12,3	24,9
- Biomasse	4.443,8	6,4	4.307,6	5,6	-3,1
- Biogas	1.665,1	2,4	2.054,1	2,7	23,4
- Bioliquidi	1.447,8	2,1	3.078,4	4,0	112,6
Totale	69.255,4	100,0	76.964,4	100,0	11,1
CIL (b)	333.296		342.933		2,9
Totale/ CIL (b) in %	20,8		22,4		

(a) I dati sono relativi alla produzione effettiva.

(b) Consumo interno lordo.

TABELLA 12 - FONTE: GSE (2011)

Anche le altre fonti rinnovabili incominciano a dare un contributo significativo: la produzione da bioenergie nel 2010 è cresciuta del 24,9% rispetto al 2009, con un tasso di crescita medio annuo calcolato dal 2000 pari al 20,2%. La fonte geotermica continua a garantire una produzione piuttosto stabile, in quanto, come si vede nel seguito, è presente sin dai primi anni del '900 solo in Toscana. Bioenergie e fonte geotermica attualmente contribuiscono per il 12,3% ed il 7% alla produzione di elettricità verde.

4.2. Consumi, produzione e dipendenza nelle regioni italiane

I 286 miliardi di kWh di energia elettrica prodotti in Italia nel 2010 provengono per il 63,3% da impianti localizzati al Centro-Nord e per il 36,7% nel Mezzogiorno (v.

Tab. 13). Le due regioni che contribuiscono di più alla produzione sono, nel Centro-Nord, la Lombardia (16,1%) e l'Emilia-Romagna (8,8%) e, nel Mezzogiorno, la Puglia (12,2%) e la Sicilia (7,9%). In valori assoluti, come in percentuale, la Lombardia è la regione con la più alta domanda di energia elettrica: 68,2 miliardi di kWh (20,6% del totale). Il primato nella produzione non le consente di soddisfare l'intero fabbisogno interno di energia elettrica, registrando un deficit del 32,5% soddisfatto in gran parte dalle importazioni dall'estero.

La regione che registra il deficit più consistente è il Veneto (-57,6%), che soddisfa il proprio fabbisogno interno non coperto dalla produzione regionale in misura consistente con importazioni di energia elettrica proveniente da altre regioni italiane.

Solo 3 delle altre 9 regioni che, nel 2010, registrano un deficit della produzione rispetto al fabbisogno sono del Mezzogiorno: Abruzzo (-13%), Campania (-43,6%) e Basilicata (-30,1%). Delle 9 regioni in attivo, 5 sono meridionali: il Molise con un +109,8%, la Calabria che registra un surplus dell'88,7%, la Puglia (+79,1%), la Sardegna (+8,7%) e la Sicilia (+3,2%). La Puglia è anche l'unica regione del Mezzogiorno che esporta parte della sua produzione all'estero.

I consumi elettrici per abitante sono stati pari in Italia nel 2010 a 5.125 kWh (erano 4.983 kWh nel 2009), di cui 1.150 kWh negli usi domestici. Il consumo pro capite risulta più elevato nell'Italia centro-settentrionale (5.483 kWh/ab) rispetto al Mezzogiorno (3.889 kWh/ab). Tra le regioni del Sud, i livelli più elevati si registrano in Sardegna (6.679 kWh/ab), Abruzzo (4.737 kWh/ab), Basilicata (4.567 kWh/ab) e Molise (4.414 kWh/ab).

Sulla base dei dati EUROSTAT sui prezzi dell'energia elettrica dei paesi europei e dei dati Terna sui consumi, la Confartigianato ha prodotto le stime sul divario dei costi delle imprese italiane rispetto alla media europea riferiti al 2010 (v. Tab. 14). Le imprese italiane pagano l'energia il 31,7% in più rispetto alla media Ue, per un maggior esborso di 7.939 milioni di euro l'anno, equivalenti a circa mezzo punto del valore aggiunto. Per ciascun impresa italiana ciò si traduce in media in un esborso di 1.776 euro in più all'anno rispetto ai *competitor* europei. In valore assoluto, le imprese del Nord nel 2010 hanno pagato l'energia elettrica 4.616 milioni di euro in più rispetto alla media Ue; l'aggravio per le imprese del Centro e del Sud è stato di 1.392 e 1.932 milioni di euro rispettivamente. Il divario tra le imprese del Nord, da un lato, e quello del Centro e del Sud, dall'altro, svanisce se il dato viene rapportato al valore aggiunto regionale, in virtù della diversa dimensione economica delle loro regioni.

In percentuale del valore aggiunto, infatti, l'aggravio di costo nelle imprese italiane raggiunge lo 0,62%, lo 0,46%, lo 0,61% al Nord, al Centro e al Sud. Tra le regioni del Mezzogiorno, Sardegna, Puglia, Basilicata, Abruzzo e Molise presentano un costo in rapporto al valore aggiunto superiore alla media italiana (0,58%), risultando le regioni più penalizzate. La Sicilia, la Campania e soprattutto la Calabria sono le regioni con una quota inferiore o in linea con quella italiana.

Se lo svantaggio di una bolletta elettrica più costosa rispetto alla media europea, tenute in conto le differenze di sviluppo economico, è sostanzialmente uniforme sul territorio nazionale (e anzi a sfavore del Mezzogiorno rispetto alla macroarea Centro-Nord), la minore qualità della rete di trasmissione e del connesso servizio di

distribuzione, sono con ogni evidenza un danno aggiuntivo per le imprese meridionali (v. Tab. 15 e Fig. 6).

Bilancio dell'energia elettrica nelle regioni italiane nel 2010

Regioni e ripartizioni	Fabbisogno (a)		Produzione (b)		Saldo import/export con l'estero		Saldo con altre regioni	Fabbisogno produzione (in %)		Consumi pro capite
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	Surplus	Deficit	(kWh / ab.)
Piemonte	27.151,4	8,2	22.455,9	7,8	+11.935,1	27,0	-7.239,7		-17,3	5.715,0
Valle d'Aosta	1.135,0	0,3	2.914,7	1,0	+367,9	0,8	-2.147,7	+156,8		7.449,0
Lombardia	68.176,1	20,6	46.007,4	16,1	+21.542,3	48,8	+626,5		-32,5	6.678,0
Trentino A.A.	6.907,8	2,1	11.299,9	3,9		0,0	-4.392,1	+63,6		6.371,0
Veneto	31.110,4	9,4	13.179,2	4,6	+1.325,1	3,0	+16.606,1		-57,6	6.043,0
Friuli V.G.	10.119,0	3,1	10.178,1	3,6	+7.359,7	16,7	-7.418,9	+0,6		7.873,0
Liguria	6.760,9	2,0	11.084,0	3,9	+83,7	0,2	-4.406,8	+63,9		4.055,0
Emilia-R.	28.542,7	8,6	25.113,4	8,8			+3.429,3		-12,0	6.188,0
Toscana	21.386,4	6,5	16.434,6	5,7	-118,7	-0,3	+5.070,6		-23,2	5.419,0
Umbria	5.850,9	1,8	3.910,9	1,4			+1.940,0		-33,2	6.168,0
Marche	8.158,0	2,5	4.299,4	1,5			+3.858,6		-47,3	4.730,0
Lazio	24.682,1	7,5	14.466,1	5,1			+10.216,0		-41,4	4.075,0
Abruzzo	6.991,7	2,1	6.081,6	2,1			+910,1		-13,0	4.737,0
Molise	1.532,0	0,5	3.213,6	1,1			-1.681,6	+109,8		4.414,0
Campania	19.058,3	5,8	10.753,8	3,8			+8.304,5		-43,6	2.995,0
Puglia	19.497,1	5,9	34.915,7	12,2	+2.245,4	5,1	-17.664,1	+79,1		4.288,0
Basilicata	3.107,2	0,9	2.171,4	0,8			+935,8		-30,1	4.567,0
Calabria	6.533,0	2,0	12.328,3	4,3			-5.795,3	+88,7		2.761,0
Sardegna	11.774,0	3,6	12.795,3	4,5	-580,1	-1,3	-441,1	+8,7		6.679,0
Sicilia	21.980,6	6,7	22.690,7	7,9			-710,2	+3,2		3.783,0
Centro-Nord	239.980,7	72,6	181.343,6	63,3	42.495,1	96,2	16.141,9			5.483,0
Mezzogiorno	90.473,9	27,4	104.950,4	36,7	1.665,3	3,8	-16.141,9			3.889,0
Italia	330.454,6	100,0	286.294,0	100,0	44.160,4	100,0	0,0		-13,4	5.125,0

TABELLA 13 - FONTE: Elaborazioni SVIMEZ su dati Terna (2011)

Costo dell'energia elettrica delle imprese: il divario con l'Europa per regione

Regioni e ripartizioni	Consumi (in GWh)	Gap costo rispetto a media	Gap costo rispetto a media	In % del valore aggiunto
		Ue (in mln di euro)	Ue per impresa (in euro)	
Piemonte	19.654	677	1.979	0,62
Valle d'Aosta	764	26	2.187	0,78
Lombardia	52.513	1.808	2.208	0,64
Trentino Alto Adige	4.912	169	2.036	0,57
Veneto	23.240	800	1.986	0,62
Friuli Venezia Giulia	8.022	276	3.151	0,88
Liguria	4.316	149	1.129	0,38
Emilia-Romagna	20.637	711	1.852	0,59
Toscana	15.181	523	1.558	0,56
Umbria	4.422	152	2.164	0,80
Marche	5.498	189	1.435	0,52
Lazio	15.338	528	1.249	0,34
Abruzzo	4.849	167	1.739	0,68
Molise	1.067	37	1.698	0,64
Campania	11.008	379	1.099	0,45
Puglia	12.603	434	1.720	0,72
Basilicata	2.083	72	2.011	0,72
Calabria	3.113	107	954	0,36
Sicilia	12.696	437	1.586	0,58
Sardegna	8.686	299	2.708	1,03
Nord	134.059	4.616	2.041	0,62
Centro	40.438	1.392	1.449	0,46
Sud	56.103	1.932	1.547	0,61
ITALIA	230.600	7.939	1.776	0,58

TABELLA 14 - FONTE: Elaborazione Ufficio Studi Confartigianato su dati Eurostat e Terna

Durata media e numero medio di interruzioni senza preavviso (lunghe e brevi) per utenti in bassa tensione nel 2010 (a)

Regioni e ripartizioni	Durata media annuale delle interruzioni per cliente (minuti)	Numero medio interruzioni lunghe per cliente (b)	Numero medio interruzioni brevi per cliente (c)
Piemonte	38	1,5	1,8
Valle d' Aosta	37	1,1	1,6
Lombardia	34	1,1	1,2
Trentino Alto Adige	71	1,7	2,3
Veneto	72	1,7	2,0
Friuli Venezia Giulia	26	0,9	1,4
Liguria	52	1,8	2,3
Emilia-Romagna	65	1,3	1,5
Toscana	62	1,6	2,0
Umbria	45	1,5	2,0
Marche	57	1,8	2,5
Lazio	80	2,5	2,6
Abruzzo	56	2,2	2,4
Molise	36	1,3	1,6
Campania	128	4,9	5,7
Puglia	118	2,6	3,3
Basilicata	53	1,5	2,9
Calabria	111	4,3	5,9
Sicilia	321	4,4	6,0
Sardegna	60	2,4	3,0
Nord	48	1,4	1,6
Centro	69	2,1	2,3
Sud	157	3,7	4,7
Italia	89	2,3	2,8

(a) Per bassa tensione si intende la tensione inferiore o uguale a 1.000 W; la media tensione è compresa tra i 1.000 e i 35.000 W. Le piccole e medie imprese sono generalmente alimentate in bassa o media tensione. (b) Di durata superiore a 3 minuti. (c) Di durata superiore a 1 secondo e non superiore a 3 minuti.

TABELLA 15 - FONTE: Aeg (2011a)

Percentuale di «clienti peggio serviti» sul totale degli utenti in media tensione

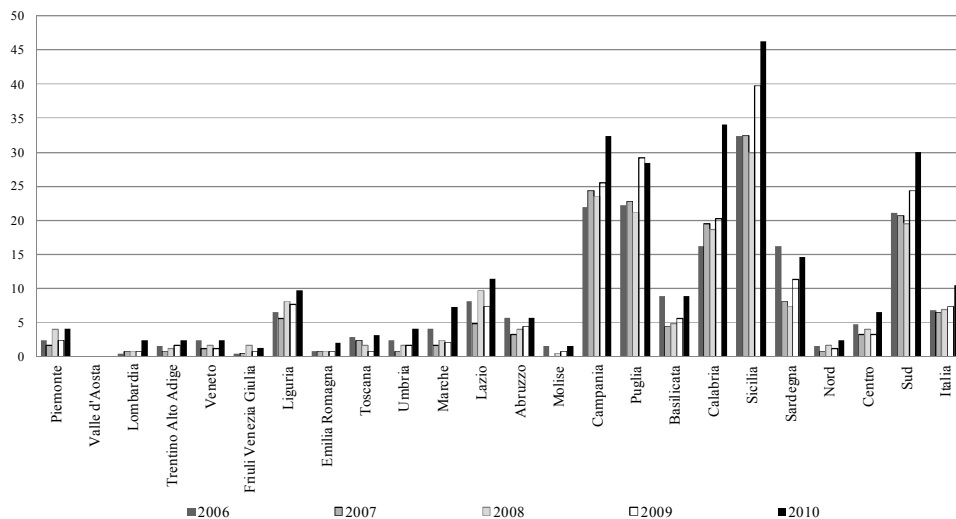


FIGURA 6 - FONTE: Aeg (2011a)

4.3. Le energie da fonti rinnovabili nelle regioni italiane: andamenti recenti e opportunità di sviluppo

Per fornire un quadro quantitativo più completo possibile del contributo delle fonti rinnovabili alla produzione dell'energia elettrica a livello regionale è utile analizzare i dati disponibili più recenti in termini di potenza installata degli impianti, della produzione e dei consumi per fonte. Sulla base delle dinamiche in corso che ne risultano (v. par. 4.3.1), il par. 4.3.2 si sofferma sulle principali opportunità di sviluppo che saranno poi declinate nei successivi Capitoli di questo Rapporto dedicati alle singole fonti rinnovabili.

4.3.1. Gli andamenti recenti

Nel 2010 gli impianti alimentati con il complesso delle fonti rinnovabili, tradizionali (idroelettrico e geotermico) e nuove (eolico, solare, biomasse e biogas), in Italia hanno sfiorato le 160.000 unità (v. Tab. 16), per una potenza efficiente lorda di poco superiore a 30.284 MW. Rispetto all'anno precedente, si è verificato un aumento della potenza installata del 14% dovuta alla forte crescita della fonte solare. Gli impianti fotovoltaici, infatti, sono più che raddoppiati passando da circa 71.000 ad oltre 155.000 unità, con un aumento considerevole della potenza installata da 1.144 a 3.470 MW. Meno evidente, l'incremento sperimentato dalla fonte eolica che ha registrato un incremento rispetto al 2009 di circa 200 unità, con quasi 900 MW addizionali installati.

Sul fronte della produzione rinnovabile totale è presente una differenza netta tra il Centro-Nord e il Mezzogiorno. Oltre il 74% dell'energia rinnovabile complessivamente prodotta proviene dal Centro-Nord, con quote più elevate in Lombardia (17,6%), Trentino (13,7%) e Piemonte (9,7%). Da sottolineare la quota della Toscana, del 9,3%, per lo più dovuta al geotermico presente in Italia con 33 impianti e 772 MW di potenza installata solo in questa regione.

Limitando l'analisi alle fonti rinnovabili, al netto dell'idroelettrica, emerge un ruolo di preminenza nel Mezzogiorno, dove si concentra quasi il 62% della potenza installata. Tra le regioni meridionali Puglia, Sicilia e Campania registrano i dati percentuali più elevati, rispettivamente del 17,7%, del 13,2% e dell'8,9% del totale nazionale. La Puglia si distingue tra le regioni del Sud per le più elevate quantità prodotte di energia sia in campo solare, che per eolico e bioenergie. A Foggia, in particolare, sono presenti impianti, che la rendono la prima provincia italiana per potenza eolica installata.

Seguono, per l'eolico, le positive *performance* della Sicilia e della Campania, mentre la Calabria si distingue nella produzione di energia pulita da biomasse.

Come per la potenza installata, le informazioni circa la distribuzione territoriale della produzione risultano pesantemente condizionate dalla presenza degli impianti di fonte idroelettrica nelle regioni del Centro-Nord.

Il quadro del contributo relativo delle due macroaree del Paese alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, infatti, si ribalta guardando alle sole nuovi fonti rinnovabili: il Mezzogiorno concentra il 52% della produzione (il 66% se si esclude la geotermia attualmente presente solo in Toscana) (v. Tab. 17).

Numero, potenza e distribuzione % degli impianti da FER nelle regioni a fine 2010

Regioni e ripartizioni	Idraulica			Eolica			Solare			Geotermica		
	Potenza			Potenza			Potenza			Potenza		
	n.	MW	%	n.	MW	%	n.	MW	%	n.	MW	%
Piemonte	595	2.479,4	13,9	7	14,4	0,3	12.336	265,9	7,7	-	-	-
Valle d'Aosta	78	901,5	5,0	1	0,0	0,0	410	4,7	0,1	-	-	-
Lombardia	390	4.987,8	27,9	1	0,0	0,0	23.274	372,0	10,7	-	-	-
Trentino A.A.	558	3.138,3	17,6	5	3,1	0,1	9.082	169,8	4,9	-	-	-
Veneto	256	1.105,9	6,2	5	1,4	0,0	20.336	329,7	9,5	-	-	-
Friuli V.G.	162	491,1	2,7	-	-	-	8.858	92,9	2,7	-	-	-
Liguria	58	77,2	0,4	15	19,0	0,3	1.707	14,9	0,4	-	-	-
Emilia-Romagna	89	298,9	1,7	15	17,9	0,3	14.486	364,0	10,5	-	-	-
Toscana	115	337,1	1,9	17	45,4	0,8	9.020	137,4	4,0	33	772	100,0
Umbria	33	510,4	2,9	1	1,5	0,0	3.749	73,3	2,1	-	-	-
Marche	121	236,2	1,3	3	0,0	0,0	5.769	184,3	5,3	-	-	-
Lazio	70	400,0	2,2	7	9,0	0,2	8.571	244,3	7,0	-	-	-
Abruzzo	57	1.002,6	5,6	25	218,4	3,8	3.269	67,2	1,9	-	-	-
Molise	28	86,3	0,5	23	367,2	6,3	524	15,9	0,5	-	-	-
Campania	33	344,7	1,9	76	803,3	13,8	4.006	84,4	2,4	-	-	-
Puglia	2	0,6	0,0	134	1.287,6	22,2	9.679	683,4	19,7	-	-	-
Basilicata	10	132,1	0,7	28	279,9	4,8	1.646	49,7	1,4	-	-	-
Calabria	40	728,6	4,1	31	671,5	11,6	3.614	58,7	1,7	-	-	-
Sardegna	17	466,2	2,6	31	638,9	11,0	7.630	101,6	2,9	-	-	-
Sicilia	17	151,3	0,8	62	1.435,6	24,7	8.011	155,9	4,5	-	-	-
Centro-Nord	2.525	14.963,8	83,7	77	111,7	1,9	117.598	2.253,1	64,9	33	772	100,0
Mezzogiorno	204	2.912,4	16,3	410	5.702,4	98,1	38.379	1.216,8	35,1	-	-	-
Italia	2.729	17.876,2	100,0	487	5.814,3	100,0	155.977	3.469,9	100,0	33	772	100,0

Regioni e ripartizioni	Bioenergie			Totale FER			Di cui: totale FER al netto della fonte idraulica		
	Potenza			Potenza			Potenza		
	n.	MW	%	n.	MW	%	n.	MW	%
Piemonte	62	119,9	5,1	13.000	2.879,6	9,5	12.405	400,1	3,2
Valle d'Aosta	2	0,9	0,0	491	907,1	3,0	413	5,5	0,0
Lombardia	161	525,1	22,3	23.826	5.884,9	19,4	23.436	897,0	7,2
Trentino Alto Adige	69	47,5	2,0	9.714	3.358,7	11,1	9.156	220,4	1,8
Veneto	71	142,3	6,1	20.668	1.579,3	5,2	20.412	473,4	3,8
Friuli Venezia Giulia	7	23,1	1,0	9.027	607,1	2,0	8.865	116,0	0,9
Liguria	10	17,0	0,7	1.790	128,1	0,4	1.732	51,0	0,4
Emilia-Romagna	90	423,2	18,0	14.680	1.104,0	3,6	14.591	805,1	6,5
Toscana	41	125,3	5,3	9.226	1.417,2	4,7	9.111	1.080,1	8,7
Umbria	13	27,7	1,2	3.796	612,9	2,1	3.763	102,5	0,8
Marche	22	18,4	0,8	5.915	438,9	1,4	5.794	202,7	1,6
Lazio	24	128,0	5,4	8.672	781,3	2,6	8.602	381,3	3,1
Abruzzo	7	6,4	0,3	3.358	1.294,6	4,3	3.301	292,0	2,4
Molise	3	40,7	1,7	578	510,1	1,8	550	423,8	3,4
Campania	22	214,8	9,1	4.137	1.447,2	4,8	4.104	1.102,5	8,9
Puglia	25	220,6	9,4	9.840	2.192,2	7,2	9.838	2.191,7	17,7
Basilicata	5	32,2	1,4	1.689	493,9	1,6	1.679	361,8	2,9
Calabria	12	121,9	5,2	3.697	1.580,7	5,2	3.657	852,1	6,9
Sardegna	12	74,3	3,2	7.690	1.281,0	4,2	7.673	814,8	6,6
Sicilia	11	42,2	1,8	8.101	1.785,0	5,9	8.084	1.633,7	13,2
Centro-Nord	572	1.598,4	68,0	120.805	19.699,0	65,0	118.280	4.735,1	38,2
Mezzogiorno	97	753,1	32,0	39.090	10.584,7	35,0	38.886	7.672,4	61,8
Italia	669	2.351,5	100,0	159.895	30.283,9	100,0	157.166	12.407,7	100,0

TABELLA 16 - FONTE: GSE (2011)

Produzione degli impianti da FER nelle regioni nel 2010

Regioni e macroregioni microregioni	Idraulica		Eolica		Solare	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Piemonte	6.886	13,5	21	0,2	121	6,4
Valle d'Aosta	2.947	5,8	0	0,0	-	-
Lombardia	11.416	22,3	-	-	190	10,0
Trentino Alto Adige	10.314	20,2	-	-	91	4,8
Veneto	4.511	8,8	2	0,0	129	6,8
Friuli Venezia Giulia	2.035	4,0	-	-	44	2,3
Liguria	235	0,5	35	0,4	11	0,6
Emilia-Romagna	1.150	2,3	25	0,3	153	8,0
Toscana	1.033	2,0	76	0,8	80	4,2
Umbria	2.090	4,1	2	0,0	54	2,8
Marche	708	1,4	0	0,0	104	5,5
Lazio	1.424	2,8	15	0,2	152	8,0
Abruzzo	2.038	4,0	329	3,6	40	2,1
Molise	292	0,6	532	5,8	13	0,7
Campania	825	1,6	1.333	14,6	46	2,4
Puglia	2	0,0	2.103	23,1	412	21,7
Basilicata	520	1,0	458	5,0	46	2,4
Calabria	2.113	4,1	952	10,4	46	2,4
Sardegna	405	0,8	1.036	11,4	74	3,9
Sicilia	144	0,3	2.203	24,2	97	5,1
<i>Centro-Nord</i>	44.749	87,6	176	1,9	1.129	59,3
<i>Mezzogiorno</i>	6.339	12,4	8.946	98,1	774	40,7
<i>Italia</i>	51.088	100,0	9.122	100,0	1.903	100,0
	Geotermia		Bioenergie		Totale FER (a)	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Piemonte	-	-	450	4,8	593	2,3
Valle d'Aosta	-	-	6	0,1	8	0,0
Lombardia	-	-	1.902	20,2	2.093	8,1
Trentino Alto Adige	-	-	138	1,5	241	0,9
Veneto	-	-	367	3,9	498	1,9
Friuli Venezia Giulia	-	-	241	2,6	286	1,1
Liguria	-	-	113	1,2	177	0,7
Emilia-Romagna	-	-	1.580	16,7	1.758	6,8
Toscana	5.376	100,0	378	4,0	5.910	22,8
Umbria	-	-	93	1,0	148	0,6
Marche	-	-	85	0,9	189	0,7
Lazio	-	-	318	3,4	485	1,9
Abruzzo	-	-	40	0,4	409	1,6
Molise	-	-	138	1,5	683	2,6
Campania	-	-	828	8,8	2.207	8,5
Puglia	-	-	1.299	13,8	3.814	14,7
Basilicata	-	-	163	1,7	666	2,6
Calabria	-	-	583	6,2	1.582	6,1
Sardegna	-	-	570	6,0	1.680	6,5
Sicilia	-	-	147	1,6	2.450	9,5
<i>Centro-Nord</i>	5.376	100,0	5.671	60,1	12.386	47,9
<i>Mezzogiorno</i>	-	-	3.768	39,9	13.491	52,1
<i>Italia</i>	5.376	100,0	9.439	100,0	25.877	100,0

(a) Al netto della fonte idraulica.

TABELLA 17 - FONTE: GSE (2011)

Particolari opportunità per il Mezzogiorno potrebbero dischiudersi con lo sviluppo dell'energia geotermica, utilizzata in Italia, come si è detto, solo in Toscana. Il Mezzogiorno presenta in tale settore un vantaggio competitivo rispetto al resto del Paese per la presenza di aree con elevata ricchezza geotermica. L'energia geotermica, inoltre, come si vede nel Capitolo ad essa dedicato, è quella tra le rinnovabili che,

secondo le stime più recenti, presenta il più alto potenziale di sviluppo (pari a livello mondiale a circa tre volte più del solare e dieci volte più dell'eolico) e può offrire, diversamente dalle altre fonti rinnovabili, una produzione continua e costante e una elevata versatilità di dimensione di impianto.

4.3.2. Le opportunità di sviluppo

Stime recenti valutano in poco più di 100 mila unità gli addetti attivi nel settore delle rinnovabili (IRES-CGIL, 2011). Da questo punto di vista, le fonti rinnovabili più importanti sono il comparto delle biomasse (25.000 occupati), l'eolico (10.000 addetti) e il solare fotovoltaico (5.700), mentre il resto dell'occupazione verde si distribuisce tra il geotermico, il solare termico, il mini idrico e le altre forme minori di produzione di energia da FER che impiegano, tra diretti e indiretti, circa 50 mila lavoratori. Le prospettive di crescita occupazionale nel settore sono state oggetto di alcuni studi recenti da parte di istituzioni pubbliche e di centri di ricerca indipendenti. I risultati principali dei più noti di questi studi sono sintetizzati nella Tab. 18.

Previsioni di crescita dell'occupazione in Italia al 2020 (a)

	Commissione europea	CNEL	GSE-IEFE	Althesys
Eolico	32.000	24.200	77.500	28.000
Fotovoltaico	35.000	69.700	47.500	40.000
Biomasse	91.000	-	100.000	26.000
Occupazione totale (lorda)	210.000	-	250.000	250.000
Totale (netta)	67.500/97.500	75.700	-	

(a) L'occupazione totale netta è data dalla nuova occupazione al 2020, al netto delle perdite stimate di posti di lavoro nei settori tradizionali.

TABELLA 18 - FONTE: Commissione europea (2009), CNEL (2009), GSE-IEFE (2009) e Althesys. (2011a)

Secondo le previsioni più ottimistiche si potrebbero raggiungere le 250.000 unità di occupazione nel 2020, al "lordo" dell'effetto di spiazzamento occupazionale subito dai comparti tradizionali di produzione di energia. Al netto di questo effetto di spiazzamento, le stime arrivano a prevedere tra i 67.500 e i 97.500 nuovi posti di lavoro. Secondo il Rapporto EmployRES (Commissione Europea, 2009)¹⁴, le attività economiche legate allo sviluppo delle energie da fonti rinnovabili potrebbero generare in Europa fino a 2,8 milioni di nuovi posti di lavoro nel 2020. Per l'Italia, lo studio prevede al 2020 210 mila unità di occupazione lorda, con 32 mila occupati nell'eolico, 35 mila nel fotovoltaico e 91 mila nelle biomasse. Quanto agli effetti occupazionali netti, secondo le diverse ipotesi di lavoro, la stima varia tra le 67.500 e le 97.500 unità.

Il Gestore Servizi Energetici (GSE) e l'Istituto di economia e politica dell'energia e dell'ambiente dell'Università Bocconi (IEFE) forniscono una stima degli investimenti e del potenziale occupazionale attivabili con tutte le attività economiche sostenute dagli

¹⁴ Nel Rapporto viene stimato l'impatto della politica energetica europea sull'economia reale, mettendo a confronto diversi profili di sviluppo di ciascun comparto delle energie da fonti rinnovabili in presenza di incentivi, con uno scenario base senza incentivi. Per mettere in evidenza l'effetto netto delle politiche di incentivazione, i risultati degli scenari con *policy* vengono presentati come scostamento dalla scenario caratterizzato da assenza di *policy*.

interventi nazionali promossi nell'ambito della "Strategia europea 20-20-20". Nella ricerca vengono stimati, nell'ipotesi più ottimistica, investimenti in tecnologie rinnovabili per un valore di 8 miliardi di euro annui fino al 2020 e un potenziale occupazionale complessivo di 250.000 unità lavorative a regime nel 2020. Lo studio distingue tre scenari di «basso», «medio» e «alto» sfruttamento delle opportunità offerte dal settore. Il primo scenario di «basso sfruttamento» è definito dalla situazione tipica degli anni 2004-2009, che hanno visto l'Italia assorbire il 70% circa del valore degli investimenti attraverso importazioni di sistemi e apparati tecnologici per la realizzazione di impianti. In questo scenario, GSE-IEFE (2009) stimava un fatturato di circa 30 miliardi di euro (con un valore medio annuo di 2,4 miliardi) e una crescita occupazionale di 100.000 unità. La stima relativa alla creazione di nuovi posti di lavoro sconta la circostanza che i sistemi e i prodotti importati occupano minore forza lavoro per unità di MWh rispetto alle componenti e ai servizi alla produzione concentrati in Italia. Nella prospettiva di «medio sfruttamento» si ipotizza una ripresa del tradizionale ruolo di *leadership* tecnologica nel campo della produzione di tecnologie convenzionali (termoelettriche e idroelettriche) dell'Italia, paese tradizionalmente esportatore di tali tecnologie. In particolare lo scenario prevede uno sviluppo che consenta di coprire il 50% della quota del mercato tecnologico con produzione nazionale. Le stime per l'industria nazionale salgono a circa 50 miliardi di euro di fatturato (con un valore medio annuo di 4 miliardi di euro fino al 2020) e a 150.000 nuovi posti di lavoro. Nella prospettiva di «alto sfruttamento» delle opportunità, l'industria italiana dovrebbe puntare a valorizzare la filiera produttiva delle tecnologie rinnovabili, anche alla luce delle traiettorie di innovazione tecnologica e ai potenziali offerti dai mercati mondiali, riuscendo a stabilire una *leadership* nel mercato manifatturiero internazionale. In questo caso l'industria nazionale potrebbe realizzare un fatturato di circa 70 miliardi di euro (70% della quota di mercato) con un valore medio annuo di 5,6 miliardi di euro per i prossimi dodici anni. L'occupazione potrebbe raggiungere le 175.000 unità. Più di recente, Althesys (2011a) ha stimato che l'occupazione nelle rinnovabili potrebbe sfiorare le 100.000 unità nel 2020, generando un monte stipendi di oltre 2 miliardi di euro all'anno. Nello studio viene elaborato un modello previsionale basato su una definizione del perimetro dei *green job* tale da ricomprendere tutta l'occupazione riconducibile alle rinnovabili nelle diverse fasi della filiera: fabbricazione, assemblaggio, installazione e *operation and maintenance*.

La previsione per il 2020 si basa sull'ipotesi del raggiungimento dell'obiettivo del 17% di energie rinnovabili sui consumi finali.

Il maggior numero di colletti verdi ed eco-operai lavorerà nel fotovoltaico (oltre 40.000); seguono l'eolico con 28.000 addetti, e le biomasse con 26.000 unità. Molto meno per il mini idro (5.000 circa) e il geotermico con 800. Nello stesso studio l'andamento recente dell'occupazione nel settore delle rinnovabili viene messo a confronto con il dato aggregato dell'industria italiana evidenziando come negli ultimi due anni, il comparto delle fonti rinnovabili sia stato uno dei pochi in crescita: a fronte di un aumento medio del fatturato dell'industria pari al 14%, il settore delle FER ha più che raddoppiato il giro d'affari, arrivando a circa 13 miliardi di euro complessivi (per un contributo al PIL pari all'1,07%). Come anticipato nel par. 2.3. l'attuazione della

direttiva 2009/28/CE impone all'Italia di coprire con energia prodotta da fonti rinnovabili il 17% dei consumi lordi nazionali. Quest'obiettivo è stato ripartito nell'ambito del "Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili" – presentato dall'Italia nel luglio del 2010 – tra i 3 settori elettrico, termico e dei trasporti (con riferimento all'uso dei biocarburanti). La fissazione di questi obiettivi tiene conto degli effetti di altre misure relative all'efficienza energetica sul consumo finale di energia, e delle misure appropriate da adottare per raggiungere detti obiettivi nazionali generali.

Il "Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili" s'inserisce in un quadro più ampio di sviluppo di una strategia energetica nazionale e risponde a tre obiettivi fondamentali:

- la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, data l'elevata dipendenza dalle importazioni di fonti di energia;
- la riduzione delle emissioni di gas climalteranti;
- il miglioramento della competitività dell'industria manifatturiera nazionale attraverso il sostegno alla domanda di tecnologie rinnovabili e lo sviluppo di politiche di innovazione tecnologica.

La Tab. 19 illustra gli obiettivi che l'Italia intende raggiungere nei tre settori elettricità, calore, trasporti ai fini del soddisfacimento dei target stabiliti dalla Direttiva 2009/28/CE. In particolare, con una previsione di un consumo energetico finale lordo di 133 Mtep, il conseguimento dell'obiettivo del 17% richiede uno sviluppo delle FER pari a 22,6 Mtep. Per quanto riguarda l'obiettivo del 10% dei trasporti, il valore dei consumi stimato al 2020 è pari a 35,3 Mtep e di conseguenza l'impiego di FER per trasporti al 2020 è pari a 3,5 Mtep.

Obiettivi del Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili per il 2020

	Consumi da FER (ktep)	Consumi finali lordi (CFL) (ktep)	FER / Consumi (%)
Elettricità	8.504	32.227	26,4
Calore	10.456	61.185	17,1
Trasporti	2.530	39.630	6,4
Trasferimenti da altri Stati	1.127	-	-
Totale	22.617	133.042	17,0
Trasporti ai fini dell'obiettivo del 10%	3.500	35.300	

TABELLA 19 - FONTE: Direttiva 2009/28/CE

Per il settore elettricità, in particolare, l'obiettivo specifico è rappresentato da un rapporto tra la produzione (normalizzata¹⁵) e il consumo finale lordo del 26,4% da raggiungersi nel 2020. I dati disponibili al 2010 danno delle indicazioni sulla convergenza del sistema delle rinnovabili verso questo obiettivo e sullo spaccato regionale della situazione. Nel 2010 è stata raggiunta una quota di energia rinnovabile rispetto al consumo interno lordo pari al 20,1% (v. Tab. 20). Il 74,7% del totale della produzione rinnovabile normalizzata (il numeratore del parametro di riferimento delle politiche) è riconducibile alle regioni del Centro-Nord. La Lombardia e il Trentino Alto

¹⁵ La produzione normalizzata differisce dalla produzione effettiva, in quanto depurata dalla componente climatica ai sensi della Direttiva 28/2009/CE.

Adige, grazie all'apporto della fonte idraulica, sono le regioni più produttive coprendo rispettivamente il 17,4% (11.966 GWh) e il 13,4% (9.205 GWh) del totale della generazione dell'elettricità verde in Italia.

Il Consumo Interno Lordo (CIL), che definisce il denominatore del parametro di riferimento delle politiche, come si vede dalla Tab. 20, è pari a 342.933 GWh per l'Italia. Le regioni con i valori più elevati sono la Lombardia che rappresenta il 20,3% (69.786 GWh) e il Veneto con il 9,3% (31.736 GWh). L'ultima colonna della Tab. 20 dà conto di quanto le regioni italiane siano più o meno virtuose nel contribuire al conseguimento dell'obiettivo del 26,4% nel 2020. In aggregato il Centro-Nord sembra essere più virtuoso rispetto al Mezzogiorno (20,8% contro 18,2%), ma il risultato della macroripartizione centro-settentrionale è condizionato dai valori della Valle d'Aosta e del Trentino Alto Adige, al netto dei quali, le regioni con una quota di rinnovabile maggiore risultano essere Molise, Calabria e Basilicata.

Quota di energia rinnovabile sul Consumo Interno Lordo per regione nel 2010

Regioni e macroripartizioni	Produzione normalizzata		Consumo interno lordo		Quota rinnovabile regionale
	GWh	%	GWh	%	(%)
Piemonte	7.300	10,0	27.944	8,1	26,1
Valle d'Aosta	3.029	4,4	1.176	0,3	257,7
Lombardia	11.966	17,4	69.786	20,3	17,1
Trentino Alto Adige	9.205	13,4	7.036	2,1	130,8
Veneto	4.309	6,3	31.736	9,3	13,6
Friuli Venezia Giulia	1.940	2,8	10.529	3,1	18,4
Liguria	404	0,6	7.698	2,2	5,2
Emilia-Romagna	2.746	4,0	29.269	8,5	9,4
Toscana	6.658	9,7	22.072	6,4	30,2
Umbria	1.611	2,3	5.984	1,7	26,9
Marche	734	1,1	8.207	2,4	8,9
Lazio	1.575	2,3	25.716	7,5	6,1
Abruzzo	2.103	3,1	7.138	2,1	29,5
Molise	823	1,2	1.651	0,5	49,8
Campania	2.790	4,0	19.542	5,7	14,3
Puglia	3.889	5,6	21.439	6,3	18,1
Basilicata	959	1,4	3.174	0,9	30,2
Calabria	2.527	3,7	6.854	2,0	36,9
Sardegna	1.901	2,8	12.856	3,7	14,8
Sicilia	2.433	3,5	23.126	6,7	10,5
Centro-Nord	51.477	74,7	247.153	72,1	20,8
Mezzogiorno	17.425	25,3	95.780	27,9	18,2
Italia	68.902	100,0	342.933	100,0	20,1

TABELLA 20 - FONTE: GSE (2011)

Gli obiettivi nazionali circa l'incremento dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, in base a quanto previsto dalla legge 27 febbraio 2009, n. 13 (*Misure straordinarie in materia di risorse idriche e di protezione dell'ambiente*), devono essere ripartiti tra le regioni ad opera di un decreto del Ministero dello Sviluppo Economico.

Nel 2011 è intervenuto il decreto legislativo n. 28 sul «burden sharing» (Ministero dello Sviluppo Economico, 2011b) che indica la ripartizione tra le regioni per rispettare l'obiettivo europeo di produzione da fonti rinnovabili per il 2020. La metodologia per

la determinazione degli obiettivi regionali parte dalla ripartizione regionale del Consumo Finale Lordo previsto dal “Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili” al 2020 (v. Tab. 19) e dei consumi regionali di energia per usi termici nel periodo 2005-2007 elaborati da ENEA. La ripartizione regionale è stata poi determinata applicando criteri tecnico-economici, facendo riferimento, per l’energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta in Italia, al potenziale tecnico-economico di sfruttamento delle fonti rinnovabili nelle singole regioni, e per i consumi termici da fonti rinnovabili, principalmente al potenziale di impiego della fonte, tenendo conto, comunque, delle disponibilità locali delle fonti stesse.

5. Conclusioni

Il «burden sharing» previsto dal decreto legislativo 28/2011 comporterà impegni rilevanti per le regioni meridionali. Nella Tab. 21 sono esposti gli obiettivi intermedi per gli anni dal 2012 al 2018 e, per il 2020, anche i valori di numeratore (consumi da fonti rinnovabili) e denominatore (consumi finali lordi), che definiscono l’obiettivo in termini percentuali.

Il divario in termini percentuali tra l’anno di riferimento e il 2020 pone Molise, Basilicata e Calabria tra le regioni che dovranno conseguire i *target* più ambiziosi. Tutte le regioni meridionali registrano un differenziale superiore alla media italiana (8,9% in più rispetto all’anno di riferimento), il che indica che il Mezzogiorno è chiamato a contribuire in maniera sostanziale al conseguimento dell’obiettivo nazionale. Tale circostanza, in presenza di un notevole potenziale inespresso nel campo delle nuove rinnovabili e, in particolar modo, nella geotermia, configura una possibilità di crescita del sistema con ricadute occupazionali apprezzabili.

Il decreto stabilisce che tutte le Regioni dovranno recepire entro tre mesi questi obiettivi nell’ambito dei loro Piani energetici e il mancato raggiungimento di questi *target*, comporterà – dopo un richiamo formale – il loro commissariamento. Le Regioni inoltre, per assicurare il raggiungimento degli obiettivi intermedi e finali, sono tenute ad integrare i propri strumenti per il governo del territorio e per il sostegno all’innovazione nei settori produttivi con specifiche disposizioni a favore dell’efficienza energetica e dell’uso delle fonti rinnovabili.

Prima del Referendum del giugno scorso, come si ricorda, si pensava di conseguire l’obiettivo del raggiungimento di una quota di energia rinnovabile pari al 17% dei consumi finali lordi, producendo elettricità per il 50% con fonti convenzionali, per il 25% con il nucleare e per il restante 25% grazie alle fonti pulite. Ora, caduta l’ipotesi del rilancio del nucleare, le fonti pulite possono essere messe nelle condizioni, con opportune politiche, di incrementare il proprio contributo (fino a raddoppiarlo) al conseguimento degli obiettivi europei. La recente rinuncia al nucleare ha reso, infatti, particolarmente urgente la revisione della politica energetica nazionale. Oggi più che mai si avverte la necessità di un nuovo “Piano energetico nazionale”, che manca in Italia da troppi anni e che nell’ultimo anno è stato più volte dato per imminente, per rendere possibile una vera programmazione dell’intero comparto energetico nazionale.

Traiettorie degli obiettivi regionali (%)

Regioni meridionali	Anno iniziale di riferimento	2012	2014	2016	2018	2020			Diff. con anno iniziale (%)
		%				CFL (Ktep)	Consumi FER (Ktep)	%	
Abruzzo	5,8	10,1	11,7	13,6	15,9	2.762	528	19,1	13,3
Molise	10,8	18,7	21,9	25,5	29,7	628	220	35,0	24,2
Campania	4,2	8,3	9,8	11,6	13,8	6.634	1.111	16,7	12,5
Puglia	3,0	6,7	8,3	10,0	11,9	9.531	1.357	14,2	11,2
Basilicata	7,9	16,1	19,6	23,4	27,8	1.126	372	33,1	25,2
Calabria	4,2	14,7	17,1	19,7	22,9	2.458	666	27,1	22,9
Sardegna	3,8	8,4	10,4	12,5	14,9	3.746	667	17,8	14,0
Sicilia	2,7	7,0	8,8	10,8	13,1	7.551	1.202	15,9	13,2
Centro-Nord	-	-	-	-	-	98.606	12.887	13,1	-
Mezzogiorno	-	-	-	-	-	34.436	6.123	17,8	-
Italia	5,3	8,2	9,3	10,6	12,2	133.042	19.010	14,3 (a)	

(a) La metodologia di calcolo degli obiettivi regionali prevede di considerare solo il contributo delle FER-Elettricità e delle FER-Calore e non delle FER-Trasporti. Ciò spiega perché la percentuale totale (14,3%), risultante dal rapporto tra la somma dei contributi regionali al numeratore e al denominatore è più bassa dell'obiettivo del 17% definito per l'Italia.

TABELLA 21 - FONTE: Ministero dello Sviluppo Economico (2011b)

Il momento attuale è quindi particolarmente propizio per l'accoglimento dello sviluppo delle nuove fonti rinnovabili, ed in particolare, come si analizzerà nel seguito, della geotermia, tra le sue priorità. Per le nuove fonti rinnovabili, in generale, e per la geotermia, in modo specifico, il Mezzogiorno presenta importanti vantaggi competitivi rispetto al resto del Paese, per l'esistenza di un rilevante potenziale che se adeguatamente utilizzato può contribuire al rilancio dell'economia meridionale e di quella nazionale. Basti considerare che, come ricordato, nel 2010 nel Sud è stato prodotto circa il 66% dell'energia prodotta dalle nuove fonti rinnovabili. Ed è proprio nel Sud che sono localizzate anche le aree con le più ricche dotazioni di energia geotermica, utilizzabili peraltro con tecnologie già presenti sul mercato italiano.

Lo sviluppo della geotermia può inoltre rappresentare per l'Italia intera una valida alternativa al precedente piano nucleare, in grado di soddisfare il 10% del fabbisogno nazionale in tempi ragionevoli e a costi contenuti, con l'ovvio vantaggio dell'indipendenza da altri paesi produttori di combustibile, senza considerare le implicazioni di carattere ambientale e di rischio. Le nuove fonti rinnovabili e la geotermia possono far parte a pieno titolo delle aree di intervento di un nuovo "Programma di sviluppo per il Sud", contribuendo al rilancio della crescita dell'area e dell'intera economia nazionale.

PARTE SECONDA
ANALISI DI SETTORI E TERRITORI

1. Premessa

Nel corso degli ultimi anni diversi organismi internazionali hanno sottolineato l'assoluta necessità di adottare politiche efficaci per incrementare la generazione di energia da fonti rinnovabili. A livello UE, la Commissione Europea ha stabilito che entro il 2020 l'approvvigionamento energetico europeo dovrà essere garantito per il 20% da fonti pulite. In osservanza a questi dettami le politiche strategiche adottate da molti Paesi sono state ispirate ad alcuni principi fondamentali quali l'abolizione delle barriere amministrative, il libero accesso al sistema di distribuzione e trasporto dell'energia, la temporaneità degli incentivi e la creazione di adeguati meccanismi di promozione della competitività. Tali obiettivi energetici e ambientali rappresentano per i Paesi dell'UE una sfida importante nello sviluppo di una filiera industriale solida sul mercato delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Anche l'Italia - non diversamente da una larga maggioranza di Paesi europei - negli ultimi anni ha iniziato a modificare il mix della propria produzione energetica incrementando la quota rappresentata dall'uso di fonti rinnovabili. La risposta italiana alle sfide europee è stata rilevante, anche grazie alle politiche di incentivazione varate a sostegno delle fonti pulite; e questo soprattutto nel fotovoltaico la cui crescita ha consentito al nostro Paese di avanzare sulla strada dello sviluppo anche nei momenti più difficili connessi alla crisi economica. In piena crisi gli investimenti *green oriented* hanno assunto nell'ambito degli interventi governativi di molti paesi l'importante ruolo di driver di sviluppo. I nuovi sistemi sono diventati un'alternativa concreta alle tecniche di generazione tradizionale, seppure i costi non siano ancora competitivi con quelli degli altri settori energetici. La concorrenza ed il progresso hanno permesso una graduale riduzione dei costi dei materiali ad alto contenuto tecnologico e dei tempi di realizzazione degli impianti e, anche se le condizioni di approvvigionamento dei moduli sembrano essere migliorate, ancora si è abbastanza lontani dall'autosufficienza produttiva del nostro Paese. I costi differiscono da paese a paese; se in Germania i prezzi sono estremamente competitivi rispetto agli altri Paesi, non può dirsi altrettanto dell'Italia, in cui la spesa per la realizzazione dei sistemi fotovoltaici rimane ancora alta. La ricerca in questo campo attraversa ancora una fase iniziale e nonostante siano stati fatti progressi, individuando procedure e materiali differenti per la costruzione degli impianti fotovoltaici, l'Italia non ha risposto al graduale aumento della domanda di fonti pulite con un'adeguata offerta produttiva di tecnologie energetiche, continuando ad importare componenti in misura ancora rilevante.

I dati che verranno presentati nel corso del capitolo potranno fornire un'idea delle caratteristiche di questo settore e del dinamismo che lo ha caratterizzato negli ultimi anni. Il fotovoltaico, nonostante gli elevati costi ed i lunghi tempi di realizzazione degli

investimenti, è diventato un mercato in grado di attirare un numero sempre maggiore di operatori. Con il tempo sempre più attori sono intervenuti nelle diverse fasi, industriali o commerciali, connesse allo sviluppo del comparto, influenzando la crescita degli scambi tra paesi e accrescendo in tal modo le dimensioni e la competitività all'interno del mercato. L'incremento degli investimenti e degli scambi a livello internazionale ha consolidato la crescita di un settore che benchè ancora emergente determina benefici sempre più ampi per l'economia di un territorio, generando domanda interna e stimolando in misura non trascurabile la produzione e l'occupazione.

2. Il mercato, gli investimenti, la tecnologia: l'Italia del fotovoltaico in un confronto internazionale

Nonostante la domanda sia cresciuta in Italia in maniera sostenuta, lo sviluppo industriale del settore fotovoltaico non riesce a stare al passo. La filiera connessa al comparto non è attualmente in grado di soddisfare completamente la nuova domanda generata dal forte incremento della capacità installata. Si tratta di una filiera maggiormente sviluppata *downstream*, ovvero costituita da aziende che progettano, distribuiscono ed installano sistemi e tecnologie fotovoltaiche, la cui produzione è invece concentrata a livello globale nelle mani di poche grandi società. Ad aumenti della potenza installata si accompagnano in Italia incrementi delle importazioni da pochi paesi che costituiscono i principali produttori di sistemi e tecnologie per il fotovoltaico. A livello mondiale il mercato delle celle solari è dominato da poche compagnie, prevalentemente asiatiche, cinesi e giapponesi, affiancate da società statunitensi. Mentre a livello europeo, la Germania è l'unico paese con una rilevante produzione di celle solari (tabella 1).

Le prime dieci aziende produttrici di celle fotovoltaiche a livello mondiale. 2009

Azienda	Paese	Quota di mercato
First Solar	Stati Uniti	8,9%
Suntech Power	Cina	5,7%
Sharp	Giappone	4,8%
Q-Cells	Germania	4,8%
Yingli	Cina	4,3%
JA Solar	Cina	4,2%
Kyocera	Giappone	3,2%
Trina Solar	Cina	3,2%
SunPower	Stati Uniti	3,2%
Gintech	Taipei	3,0%

TABELLA 1 - FONTE: IEA, World Energy Outlook 2010

Anche per gli inverter, a livello mondiale 4 operatori controllano oltre il 75% della produzione; di questi due sono tedeschi (tabella 2). Dei moduli installati in Italia, il 25% proviene dalla Germania, il 21% dal Giappone, e ben il 19% è stato prodotto in

Cina. Solo il 15% dei moduli invece è di provenienza italiana (grafico 1). L'aumento della domanda interna potrebbe creare benefici ancora maggiori, qualora l'industria italiana riuscisse, con competitività e innovazione, a cogliere le opportunità che questo settore emergente può offrire. Il nostro Paese manifesta dunque importanti opportunità di sviluppo dei settori ad alta intensità tecnologica, ancora sottodimensionati rispetto alle effettive necessità del momento.

Le prime quattro aziende produttrici di inverter a livello mondiale. 2010

Azienda	Paese	Capacità installata nel 2010 (GWh)	Produzione 2010 (GWh)
SMA	Germania	11	7,5
Power-One	Stati Uniti	3	2,6
Kaco	Germania	3	1,5
Fronius	Austria	2	1,5

TABELLA 2 - FONTE: Solar Energy Report, Aprile 2011

La situazione in cui versa il mercato italiano degli inverter è leggermente migliore, in quanto l'industria nazionale soddisfa il 31% della domanda interna. Tuttavia, anche in questo settore, il maggior partner economico rimane la Germania, che ha fornito il 41% degli inverter necessari alla realizzazione degli impianti italiani.

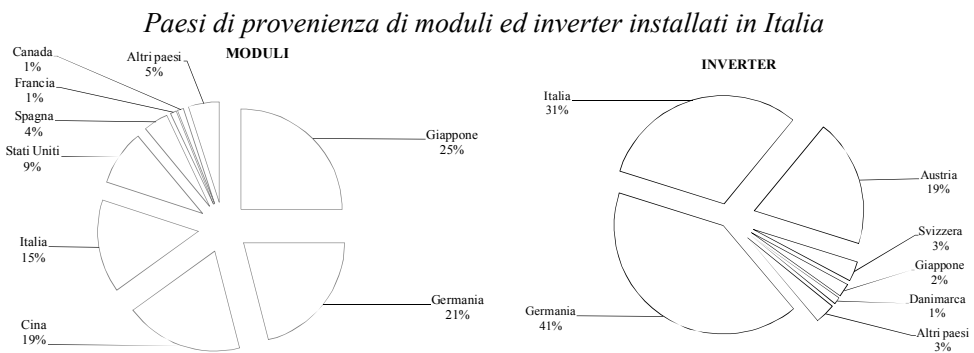


GRAFICO 1 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2009

Ciononostante, in Italia iniziano ad essere evidenti realtà innovative che esportano competenze e tecnologie. Moduli, inverter e componenti elettrici prodotti in Italia varcano il confine e molte aziende hanno avviato progetti di internazionalizzazione aprendo proprie filiali all'estero. Numerose ed in aumento sono le imprese italiane nelle varie attività legate a questo comparto: dai medio-grandi EPC contractor¹ ai molti installatori medi e piccoli, dagli impiantisti ai fabbricanti e assemblatori di attrezzature e componenti, a coloro che forniscono i vari servizi di assistenza e manutenzione. Le aziende italiane mirano a presidiare il proprio mercato offrendo soluzioni comprensive di servizi post-vendita (monitoraggio, controllo, gestione e manutenzione).

¹ Engineering, Procurement and Construction Contractor.

In generale, negli anni sono stati fatti enormi progressi nelle procedure e nei materiali utilizzati per la realizzazione degli impianti fotovoltaici e ciò anche grazie al sostegno di finanziamenti privati e pubblici in ricerca e sviluppo che sono aumentati negli anni allo stesso modo. Come si evince dal grafico che segue, in Italia gli investimenti pubblici sono cresciuti; dopo un breve rallentamento nel biennio 2003-2004 a partire dal 2005 si sono registrati tassi di incremento abbastanza sostenuti. Nel 2001 i finanziamenti allo sviluppo tecnologico del settore fotovoltaico rappresentavano il 4,9% degli investimenti totali destinati alla ricerca energetica, mentre nel 2008 essi hanno raggiunto il 7,3% del totale. In Francia gli investimenti sono cresciuti quasi costantemente, mentre in Germania è evidente un andamento più altalenante. A partire dal 2004 l'aumento graduale della spesa pubblica in R&S ha caratterizzato anche la Spagna, che ha visto raddoppiare le risorse a disposizione per il fotovoltaico tra il 2001 ed il 2008. infine, anche per il Regno Unito è possibile osservare un aumento della spesa per il settore molto sostenuto tra il 2006 ed il 2008, anno in cui ha rappresentato oltre l'11% degli investimenti pubblici inglesi nella ricerca energetica.

Gli investimenti pubblici in R&S nel fotovoltaico in Italia e in alcuni dei principali Paesi Europei

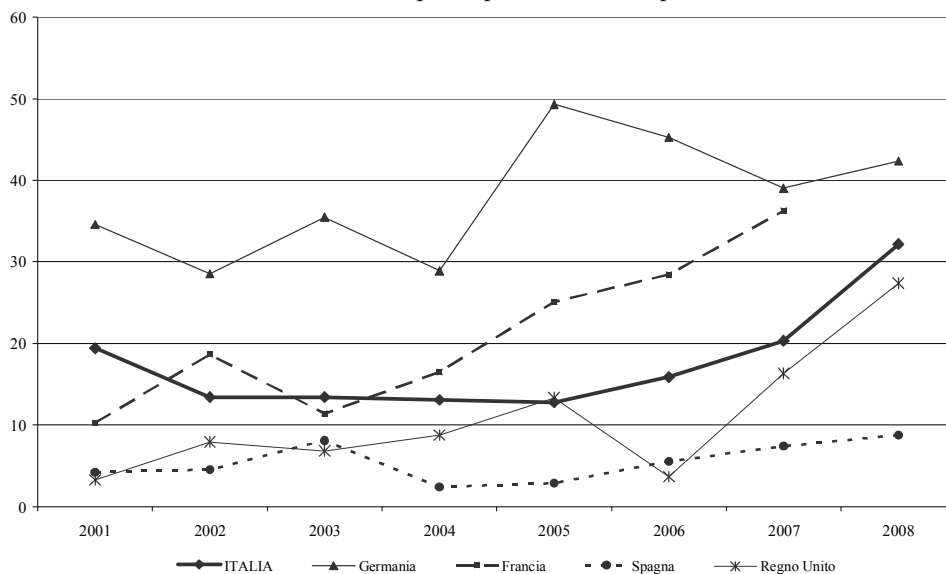


GRAFICO 2 - FONTE: IEA, 2010

Nonostante una spesa in R&S degna di nota, per l'Italia non si rilevano particolari successi nel campo dei brevetti depositati relativi alla tecnologia fotovoltaica. Da una ricognizione sulla situazione mondiale dei brevetti legati all'energia pulita effettuata dall'Ufficio Europeo dei brevetti (EPO – *European Patent Office*) risulta che il 45% dei brevetti sul fotovoltaico dal 1998 al 2007 è stato registrato in Giappone, seguito da Stati Uniti, Corea del Sud, Germania e Francia. Tutti questi cinque paesi rappresentano

l'87% del totale dei brevetti richiesti per il settore; l'Italia, invece, figura solo al 10° posto con una percentuale del 3% sul totale dei brevetti depositati nel periodo². C'è da dire poi anche che paesi come Cina e India, produttori leader di sistemi e moduli nel comparto, non si mostrano egualmente forti come nazioni d'origine dell'innovazione.

3. Analisi della potenza e della numerosità degli impianti

Il mercato fotovoltaico italiano, rimasto per molto tempo al palo rispetto ad altri paesi (come Germania, Giappone, Stati Uniti e Spagna), sta oggi finalmente emergendo e si presenta come promettente e strategico per investitori e produttori direttamente coinvolti nel settore. Facendo un raffronto tra l'Italia ed i Paesi del mondo dove la tecnologia fotovoltaica è maggiormente diffusa (grafico 3), nel 2010, in termini di potenza cumulata l'Italia è quarta dietro Germania, Spagna e Giappone; mentre solo in termini di potenza installata nel corso dell'anno, l'Italia, con i suoi 2.326 MW, è seconda alla sola Germania, dove sono stati installati ben 7.408 MW.

Potenza degli impianti fotovoltaici installata nel 2010 e cumulata a fine 2010 nei principali Paesi produttori a livello mondiale (dati espressi in MW)

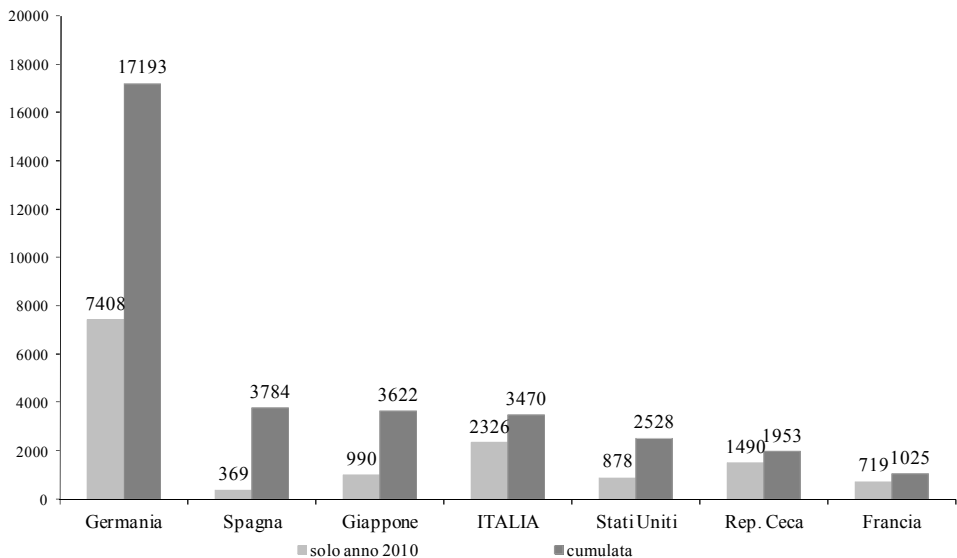


GRAFICO 3 - FONTE: elaborazioni SRM su dati EPIA (European Photovoltaic Industry Association) 2011

² Fonte: EPO, *European Patent Office*, 2010, *Patents and clean energy: bridging the gap between evidence and policy. Final Report.*

Considerevole è stata la crescita della Repubblica Ceca, dove sono entrati in esercizio ben 1.490 MW pari a circa il 76% del totale. La Germania è il Paese con il più grande parco impianti fotovoltaici che a fine 2010 raggiunge ben 17.193 MW. Gli altri paesi la seguono a lunga distanza. In Spagna la potenza installata è pari a 3.784 MW, della quale solo un 10% è dovuto ai nuovi impianti. L'Italia, rispetto allo scorso anno, supera gli USA e raggiunge il quarto posto. Osservando il trend di crescita della capacità installata tra il 2007 ed il 2009 è evidente ancora meglio come i progressi più rilevanti abbiano riguardato Germania e Italia (grafico 4).

Potenza degli impianti fotovoltaici installata annuale nel periodo 2007-2010 in alcuni dei principali Paesi produttori a livello mondiale (dati espressi in MW)

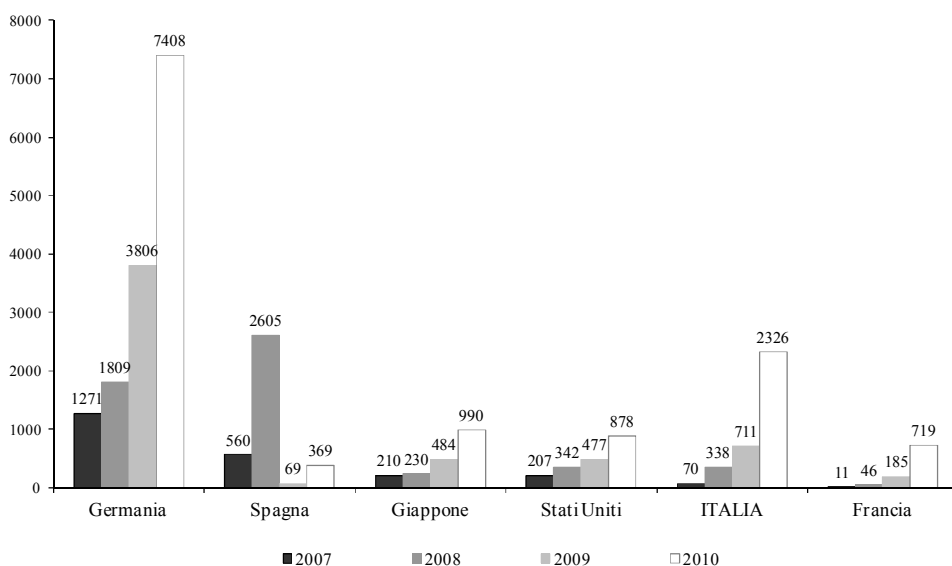


GRAFICO 4 - FONTE: elaborazioni SRM su dati EPIA (European Photovoltaic Industry Association) 2011

I dati a consuntivo per il 2010 pubblicati dall'EPIA (European Photovoltaic Industry Association) testimoniano che il settore fotovoltaico è stato ancora una volta leader in termini di nuova capacità aggiunta superando di gran lunga i 16 GW installati nell'anno a livello mondiale, che hanno portato la capacità cumulata ad un totale di oltre 39 GW. Di questi oltre 29 GW sono stati installati in totale sul territorio europeo, con una generazione che equivale al consumo di elettricità di circa 10 milioni di famiglie. Per il solo 2010 la cifra relativa all'UE si aggira sui 13 GW, la cui produzione di energia elettrica corrisponde a quella di due grandi centrali a carbone. Osservando i dati relativi all'Italia, pubblicati dal GSE (Gestore dei Servizi Energetici), a fine 2010 gli impianti in esercizio risultavano poco meno di 156 mila per un totale di oltre 3.470

MW di potenza installata. Circa un terzo di questi impianti è dislocato nelle regioni del Nord Est, mentre una metà del totale è suddiviso tra Nord Ovest e Mezzogiorno, con una leggera prevalenza di quest'ultima macroarea (grafico 5). Nel Nord la Regione con il maggior numero di impianti installati è la Lombardia, seguita da Veneto ed Emilia Romagna. Al Sud si distingue la Puglia e al Centro la Toscana.

Distribuzione del numero di impianti fotovoltaici per partizione territoriale (dati cumulati a fine 2010)

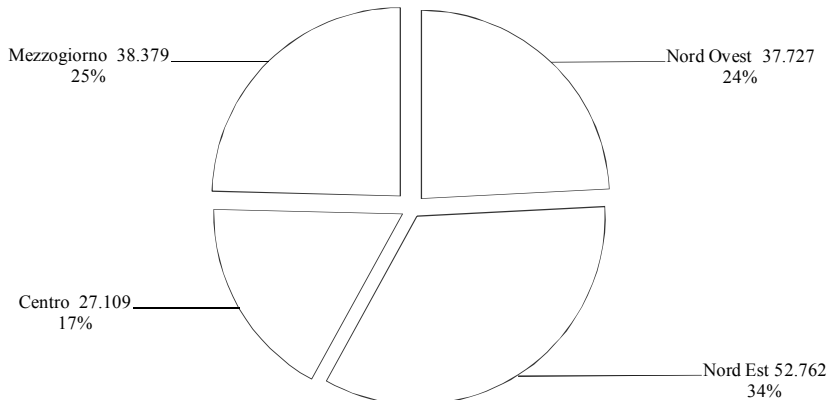


GRAFICO 5 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

Osservando i dati della potenza installata, è il Sud a detenere il primato con 1217 MW installati, pari al 35% del totale, segue il Nord Est con poco oltre 956 MW e infine Centro e Nord Ovest. È la Puglia a mostrare il valore più alto di potenza, seguita da Lombardia ed Emilia Romagna nel Nord e dal Lazio nel Centro Italia.

Distribuzione della potenza installata per partizione territoriale (dati cumulati a fine 2010 in MW)

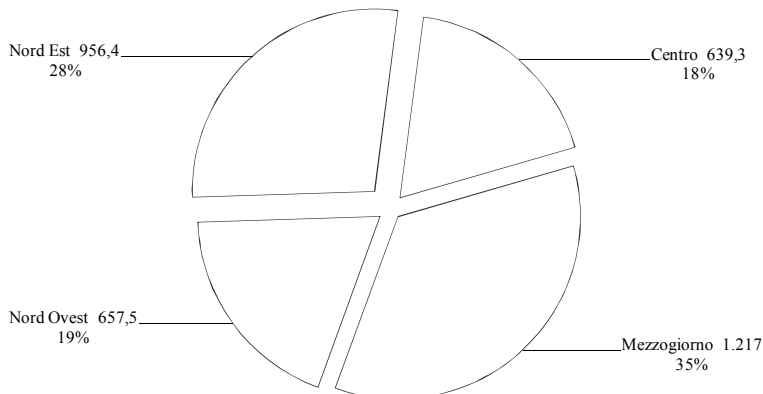


GRAFICO 6 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

Per mettere in evidenza la forte espansione di questo settore nel nostro Paese, abbiamo ricostruito nel grafico seguente l'andamento dei dati relativi all'ultimo quadriennio per numerosità e potenza. Gli impianti esistenti a fine 2008 sono circa cinque volte di più rispetto a quelli installati fino al 2007. Nel 2009 e nel 2010 più che raddoppiano rispetto all'anno precedente. Riguardo alla potenza, dagli 87 MW del 2007 si è passati ai 431 MW del 2008, mentre nel 2009 e nel 2010 la crescita è stata pari, rispettivamente, al 165% ed al 203% rispetto all'anno precedente.

*Potenza e numerosità cumulata degli impianti fotovoltaici in Italia.
(Anni 2007-2010)*

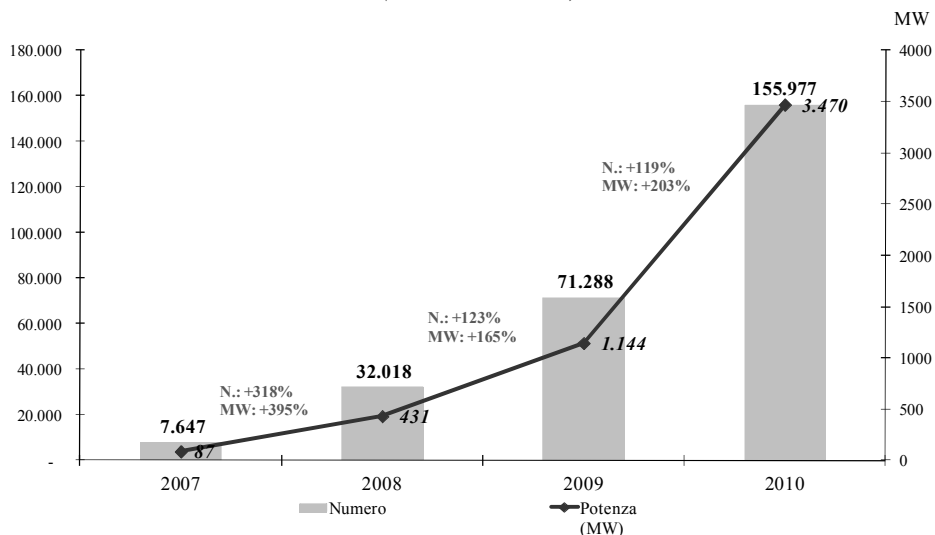


GRAFICO 7 - FONTE elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

La potenza è cresciuta più che proporzionalmente rispetto alla numerosità, in quanto sono entrati in esercizio impianti di dimensioni più grandi. Il dato è confermato dalla taglia media degli impianti che nel 2010 è giunta ad essere di 22,2 kW medi per impianto, con un dato riferito alle sole installazioni 2010 di 27,5 kW di potenza media.

Taglia media degli impianti fotovoltaici in Italia. (Anni 2007-2010)

	2007	2008	2009	2010
Taglia media cumulata (kW)	11,4	13,5	16	22,2
Taglia media annua (kW)	10,4	14,1	18,1	27,5

TABELLA 4 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

Nell'arco temporale di un quadriennio tra il 2007 ed il 2010, il numero di impianti è cresciuto in maniera esponenziale. Stessa dinamica è osservabile per la potenza installata. Sotto il profilo della numerosità, gli incrementi maggiori hanno

caratterizzato tra il 2007 ed il 2009 le Regioni del Sud, mentre nel 2010 è il Nord Est a evidenziare la più elevata percentuale di sviluppo (+154%).

Gli impianti fotovoltaici hanno iniziato a diffondersi a ritmi sostenuti anche in quelle zone del nostro Paese caratterizzate da una minore ricchezza e da un reddito pro-capite inferiore. La Puglia, seguita da Sicilia e Sardegna, trainano lo sviluppo del Sud in quanto a numero di impianti installati, ma le prime regioni in graduatoria a livello nazionale sono localizzate nel Nord (Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Veneto) e nel Centro (Lazio, Toscana) del Paese. Questo lascia intendere come esistano ancora buone potenzialità di sviluppo del mercato fotovoltaico proprio in quelle aree in cui l'irraggiamento è maggiore e quindi la redditività attesa dell'investimento più elevata.

In termini generali, anche la crescita particolarmente consistente della potenza installata testimonia che il mercato italiano del fotovoltaico si sta muovendo verso un maggiore livello di maturità. È ancora la Puglia da sola a sostenere il primato della macroarea di riferimento, con una potenza installata maggiore di quella collocata in tutta l'area Centro. La crescita del mercato nelle regioni del Nord, anche in aree in cui i livelli di irraggiamento non sono particolarmente elevati, è giustificata se pensiamo alla costante diminuzione del prezzo dei moduli fotovoltaici che ha caratterizzato l'ultimo biennio. Rapportando il numero degli impianti ed i livelli di potenza installata nelle varie macroaree al numero di abitanti sveltano i valori relativi alle regioni del Nord Est, unici anche nell'essere ben al di sopra della media Italia nel confronto sulla numerosità.

*Numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia per partizione territoriale
(dati cumulati, anni 2007-2010)*

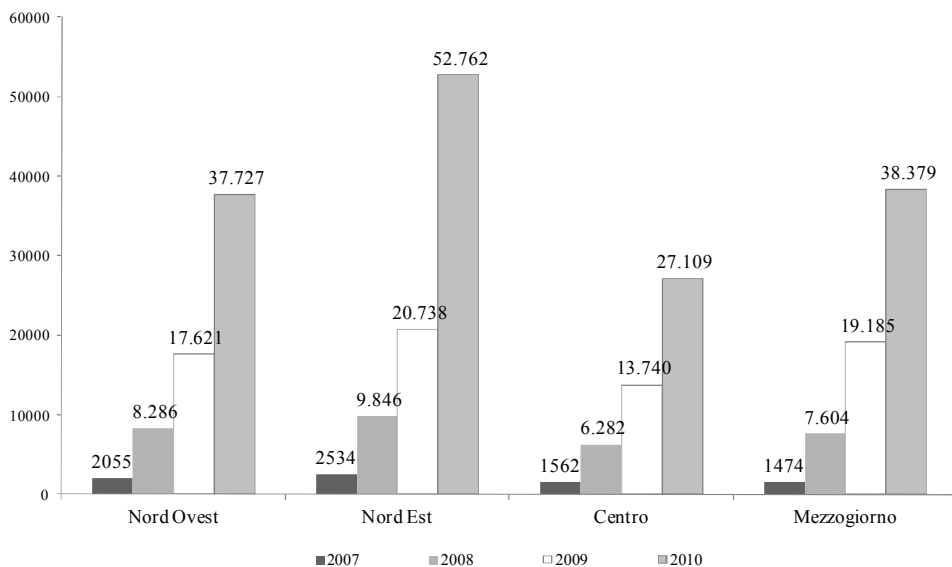


GRAFICO 8 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

Le altre tre partizioni territoriali si collocano al di sotto del dato medio nazionale; nel confronto sul numero degli impianti il Mezzogiorno risulta più lontano dal valore Italia, mentre nella comparazione sulla potenza collocata questa macroarea si dispone ad un livello superiore rispetto al dato medio del Paese.

*Potenza degli impianti fotovoltaici in Italia per partizione territoriale
(dati cumulati, anni 2007-2010)*

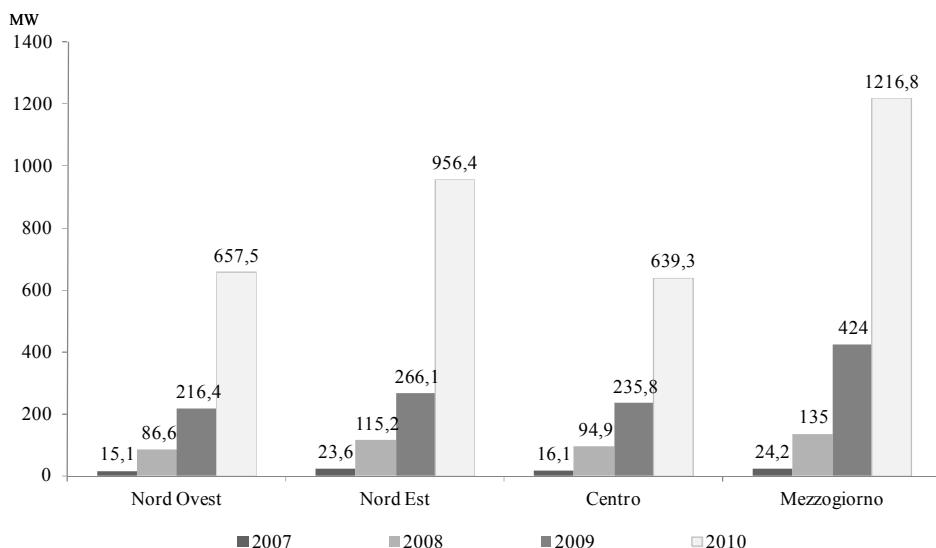


GRAFICO 9 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

Numero di impianti e potenza installata / 100 mila abitanti per macroarea

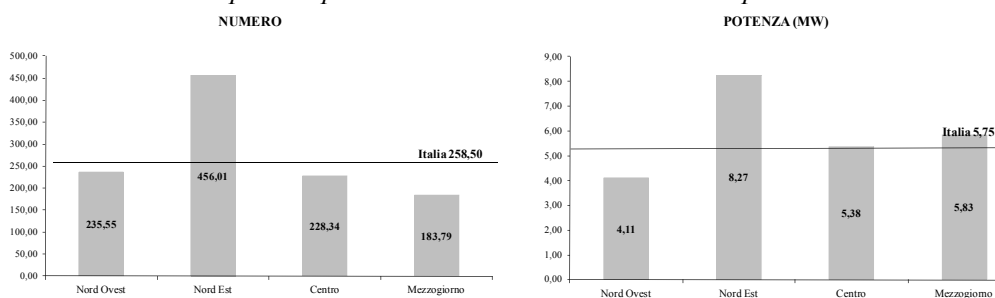


GRAFICO 10 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011 e ISTAT

I grafici che seguono riportano invece il numero degli impianti e la potenza installata nelle diverse macroaree espresse in funzione della loro estensione territoriale.

I valori relativi alle regioni del Nord figurano al di sopra della media del Paese per il numero di impianti, di poco sotto il dato Italia troviamo l'area Centro e dietro il Mezzogiorno, a testimonianza anche in questo caso delle diverse velocità con cui il

mercato fotovoltaico si è affermato nelle diverse aree del Paese. Solo il Nord Est presenta valori superiori alla media del Paese quanto a rapporto tra potenza installata e superficie, seguono immediatamente sotto la media il Nord Ovest ed il Centro. Inferiori i valori di riferimento del Mezzogiorno.

Numero di impianti e potenza installata / 1000 km² per macroarea

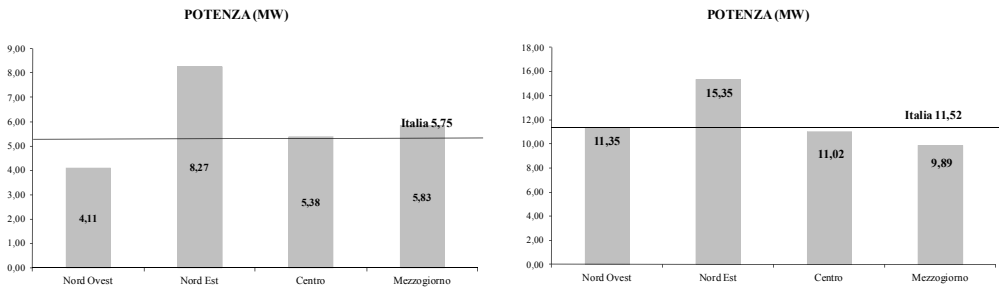


GRAFICO 11 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011 e ISTAT

Nel 2010 la produzione degli impianti fotovoltaici ha raggiunto i 1.905,7 Gwh con un incremento del 182% rispetto all'anno precedente ed una distribuzione per macro area che vede in testa il Mezzogiorno, con il 41% dei Gwh prodotti nell'anno. La regione dove la produzione è stata maggiore è la Puglia, dove sono stati generati 412 GWh (ben il 53% del totale Sud ed il 22% del totale nazionale). Segue il Nord, con il 39% dei GWh prodotti, dove spiccano Lombardia ed Emilia Romagna, con rispettivamente 190 GWh e 153 GWh generati. Infine il restante 20% dei GWh è stato fornito dalle Regioni del Centro, il Lazio in testa con 152 GWh.

Distribuzione della produzione degli impianti fotovoltaici nel 2010 per partizione territoriale

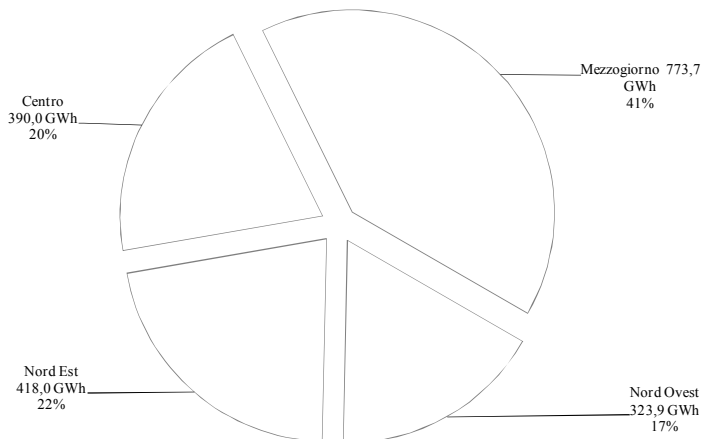


GRAFICO 12 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

Produzione degli impianti fotovoltaici. (Anni 2007-2010)

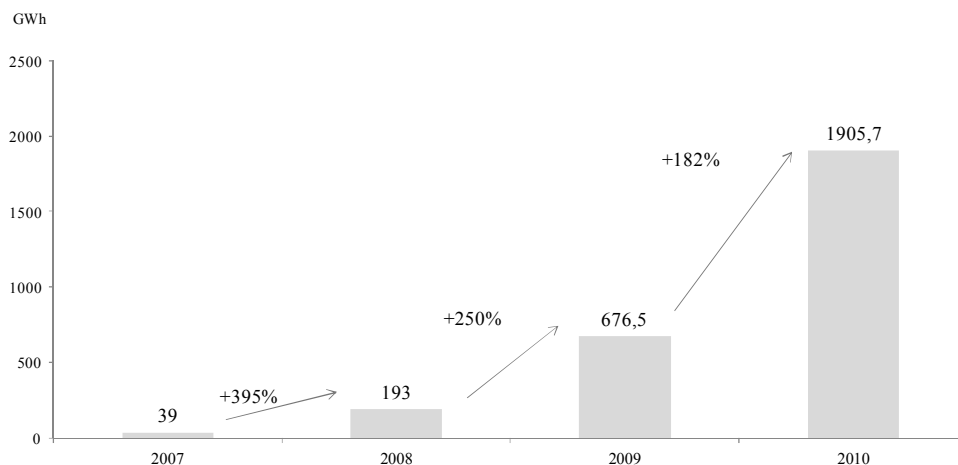


GRAFICO 13 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

4. Il sistema d'incentivazione

Il Conto Energia disciplina l'erogazione degli incentivi all'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico. Introdotto in Italia dal decreto interministeriale del 28 Luglio 2005, consisteva in un sistema di tariffe *feed in* cioè di compensi di un ammontare predeterminato e costante nel tempo, riconosciuti al titolare dell'impianto in aggiunta al normale prezzo di vendita per ogni KWh di elettricità prodotto.

L'erogazione della tariffa incentivante è prevista per un periodo di 20 anni, e il valore di tale tariffa – riconosciuta dal GSE al soggetto responsabile dell'impianto – varia a seconda della tipologia e della dimensione dell'impianto stesso. Gli incentivi concessi agli impianti entrati in funzione nel 2010 risultavano tra i più generosi al mondo, ed hanno prodotto come conseguenza una crescita impressionante delle domande di autorizzazione. Si pensi che ci sono state richieste di connessione degli impianti fotovoltaici alla rete Terna sull'alta tensione per oltre 23 mila MW, richieste concentrate in prevalenza nelle regioni del Mezzogiorno. 23 mila MW su un totale di 130 mila MW di richieste è un numero molto elevato³ che genera un altissimo quantitativo di domande di autorizzazione con fenomeni di "prenotazione" della capacità di rete a cui non sempre corrisponde una reale intenzione di investire. La corsa ad usufruire degli incentivi del Conto Energia per il 2010, più favorevoli rispetto ai nuovi previsti a partire da gennaio 2011, ha provocato il grosso balzo nel numero delle domande presentate. Questo grazie soprattutto a quanto predisposto dalla Legge

³ Si consideri che sono state fatte richieste per 130 mila MW a fronte di una potenza massima richiesta dal sistema elettrico italiano nel 2010 (16 luglio 2010) pari a 56.425 MW (fonte: Terna, 2011).

129/2010 cosiddetta “Salva Alcoa”, che aveva previsto il riconoscimento delle tariffe 2010 agli impianti fotovoltaici che fossero entrati in esercizio entro giugno 2011 purchè abbiano comunicato (con autocertificazione) la fine dei lavori entro il 31 dicembre 2010.

*Richieste di connessione di impianti fotovoltaici alla rete Terna
per macroarea e regione del Mezzogiorno (dati in MW aggiornati al 31/12/2010)*

Richieste di connessione	MW
Nord Ovest	221
Nord Est	1.372
Centro	2.717
Abruzzo	159
Basilicata	1.561
Calabria	340
Campania	631
Molise	524
Puglia	10.052
Sardegna	1.877
Sicilia	3.844
Mezzogiorno	18.988
ITALIA	23.298

TABELLA 5 - FONTE: elaborazioni SRM su dati Terna, 2011

Con queste premesse, dato l’altissimo numero di domande per nuovi impianti, l’Italia si preparava a toccare il tetto degli 8 mila MW di potenza installata ben prima di quanto previsto nel Piano nazionale di azione sulle fonti rinnovabili (deciso dal Governo a giugno 2010), che stabiliva il raggiungimento di tale tetto per il 2020, secondo le richieste dell’Unione Europea. Il DM 6 agosto 2010 del Ministero dello Sviluppo Economico aveva definito le regole del Conto Energia per il triennio 2011-2013, mantenendo l’assetto generale del vecchio schema di incentivazione, ma stabilendo per gli impianti che entrano in funzione a partire dal 1 gennaio 2011 una riduzione graduale delle tariffe: inizialmente inferiori del 15-20% rispetto a quelle in essere in precedenza, con un’ulteriore riduzione del 6% sia nel 2012 che nel 2013. Il limite massimo di potenza incentivabile veniva fissato in 3.500 MW, con tariffe speciali per gli impianti a concentrazione e per soluzioni innovative per l’integrazione architettonica dei pannelli installati. L’energia incentivata poteva essere soggetta a scambio sul posto⁴ o essere venduta sul mercato.

Il 3 marzo 2011 è stato approvato dal Consiglio dei Ministri un Decreto sulle rinnovabili nel cui testo è espressamente previsto che solo gli impianti allacciati alla rete entro il 31 maggio 2011 godranno degli incentivi del Terzo Conto Energia, mentre con Decreto Ministeriale del 5 maggio 2011 è stato regolato il Quarto Conto Energia per gli impianti in esercizio a partire dal 1 giugno 2011. A parte il ridimensionamento a scalare delle incentivazioni, diverse sono le novità introdotte dalla normativa rispetto al regime precedente. Per il dettaglio si veda il box dedicato.

⁴ Lo scambio sul posto è un servizio erogato dal GSE su istanza dei produttori interessati. Consente al titolare di un impianto di compensare il valore associabile all’energia elettrica prodotta e immessa in rete con il valore associabile all’energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

IL QUARTO CONTO ENERGIA

Le nuove previsioni confermano e ridefiniscono gli incentivi alla produzione di energia elettrica dagli impianti solari fotovoltaici che entreranno in esercizio nel periodo compreso tra l'1 giugno 2011 e il 31 dicembre 2016; periodo per il quale è previsto un obiettivo di potenza installata nazionale di circa 23.000 MW.

Il nuovo sistema d'incentivazione stabilisce una progressiva diminuzione dei sostegni concessi: le tariffe incentivanti sono state, infatti, determinate sulla base di una diminuzione graduale in modo da allineare la situazione nazionale a quella comunitaria senza compromettere gli investimenti in corso. La riduzione, in particolare, sarà calcolata su base mensile per i mesi del 2011 e su base semestrale per il 2012.

A decorrere dal primo semestre 2013, inoltre, le tariffe assumeranno valore omnicomprensivo; nella tariffa incentivante verrà, cioè, inclusa anche la vendita dell'elettricità in rete, mentre vi sarà una tariffa distinta per l'energia autoconsumata.

Un'ulteriore previsione del Decreto riguarda il tetto di spesa che, nel complessivo, è pari a 6-7 miliardi di euro con assegnazioni semestrali. In riferimento a queste ultime, si specifica che fino a tutto il 2012 i grandi impianti - diversamente dai piccoli (definiti come quelli inferiori ad 1 MW di potenza realizzati su edifici, quelli a terra inferiori a 200 kW operanti in regime di scambio sul posto e quelli di qualsiasi taglia realizzati su edifici e aree amministrative pubbliche) - saranno ammessi all'incentivazione nei limiti di costo individuati dal Decreto e riportati nella tabella che segue.

Quarto Conto Energia: obiettivi di potenza e regimi di sostegno per gli anni 2011 e 2012

	1/06/2011-31/12/2011	I semestre 2012	II semestre 2012	Totale
Livello di costo	300 ML€	150 ML€	130 ML€	580 ML€
Obiettivi indicatori di potenza	1,200MW	770 MW	720 MW	2,690 MW

FONTE: Decreto interministeriale 5 maggio 2011

Diversamente, per il periodo 2013-2016 il superamento dei costi indicativi stabiliti dal Decreto per un dato periodo non limiterà l'accesso alle tariffe incentivanti ma determinerà una riduzione aggiuntiva delle stesse per il periodo successivo.

Il nuovo Conto Energia introduce, infine, alcune novità in riferimento sia alla qualità dei materiali sia ai premi per specifiche tipologie e applicazioni di impianti fotovoltaici:

- i premi relativi ai piccoli impianti su edifici, che possono raggiungere una maggiorazione fino al 30% qualora vi sia un intervento congiunto di efficientamento energetico;
- il premio di 5 c€/kWh per gli impianti installati in sostituzione di coperture di eternit o comunque contenenti amianto;
- il premio riconosciuto con una maggiorazione della tariffa incentivata fino al 10% per gli impianti il cui costo d'investimento (ad esclusione della componente "lavoro") sia per non meno del 60% riconducibile ad una produzione realizzata all'interno dell'Unione Europea;
- l'obbligo di rilascio da parte del produttore dei moduli fotovoltaici di un certificato di garanzia (della durata di 10 anni) contro il difetto di fabbrica.

Il clima di incertezza prodotto nei mesi antecedenti l'emanazione del Decreto ha comportato un forte rallentamento nelle attività di investimento, con il conseguente congelamento dei progetti in corso. Ma con il nuovo corso normativo, seppur con una riduzione degli incentivi, tutti gli *stakeholder* del comparto hanno sostenuto la tesi che il Paese deve continuare ad investire nelle rinnovabili, anche alla luce dell'accresciuta competitività raggiunta dal settore e del minore costo della tecnologia fotovoltaica.

La crescita del mercato fotovoltaico italiano è stata di fatto sollecitata dai sistemi di incentivazione, questo perché in assenza di incentivi la produzione di energia attraverso la tecnologia fotovoltaica non è ancora del tutto economicamente conveniente. Il costo di produzione da fotovoltaico è oggi ancora superiore a quello di generazione da fonti tradizionali, il che rende la presenza di un meccanismo incentivante una condizione indispensabile per l'esistenza stessa di un mercato del fotovoltaico.

Il GSE pubblica periodicamente i dati principali relativi alla potenza ed alla numerosità degli impianti fotovoltaici in esercizio incentivati con il Conto Energia. I dati esposti di seguito si riferiscono al totale dei risultati del Primo, Secondo, Terzo e Quarto Conto Energia aggiornati a fine ottobre 2011. Oltre 291 mila impianti sono stati incentivati da quando è partito questo meccanismo incentivante nel 2005; il 27% del totale (77.291) è situato nelle regioni del Mezzogiorno. Osservando i dati sulla potenza installata, su un totale di oltre 11.212 MW nel Sud è presente il 37% della potenza incentivata complessivamente (4.145 MW).

*Totale dei risultati del Primo, Secondo, Terzo e Quarto Conto Energia
(aggiornamento al 31 ottobre 2011)*

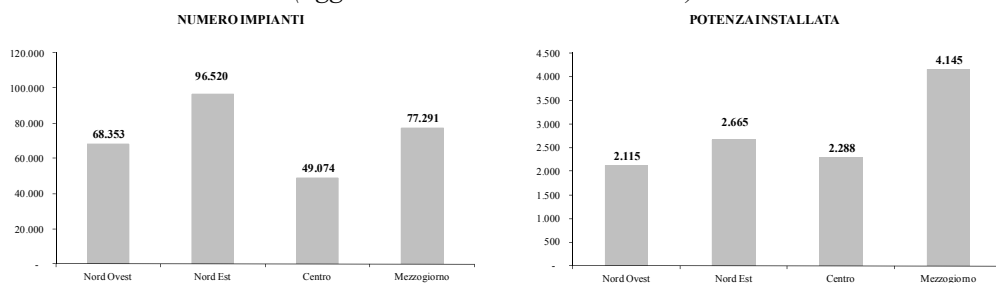


GRAFICO 14 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

Scendendo nel dettaglio del dato per le regioni del Mezzogiorno, dai grafici che seguono risulta il primato della Puglia sia quanto a numero di impianti che per potenza installata. Risultano oltre 20 mila gli impianti incentivati in questa Regione (il 26% del totale della Macroarea) per oltre 1.900 MW di potenza (il 47% circa della potenza installata nel Sud). Seguono Sicilia e Sardegna con rispettivamente 17.053 e 13.009 impianti incentivati; degno di nota anche il valore della Campania: più di 8.500 gli impianti che hanno ottenuto i contributi del Conto Energia.

Le prime quattro regioni del Mezzogiorno se osserviamo i dati relativi alla potenza installata vedono la presenza di Puglia, Sicilia, Sardegna e Abruzzo ; anche se lo scarto tra la Puglia e le Isole è abbastanza ampio.

*Mezzogiorno. Risultati del Primo, Secondo, Terzo e Quarto Conto Energia
(aggiornamento al 31 ottobre 2011)*

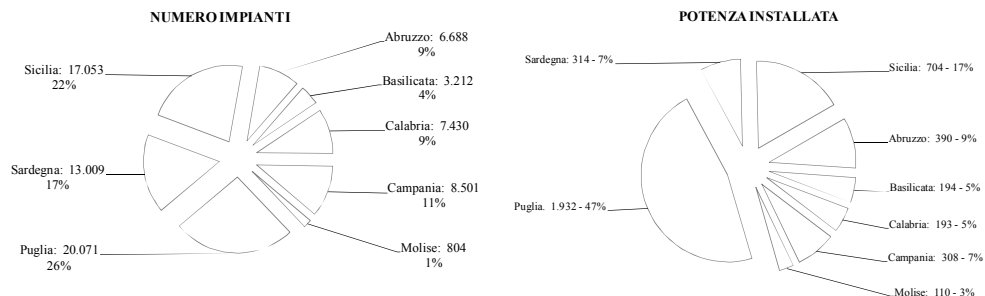


GRAFICO 15 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

Dall'analisi dei dati su base annuale è possibile desumere diverse informazioni in merito ai risultati del meccanismo di incentivazione; i grafici seguenti evidenziano il boom nella diffusione degli impianti fotovoltaici sul territorio italiano nel quadriennio 2007-2010. Riguardo il numero degli impianti, a parte il forte incremento del primo biennio è evidente una netta impennata nel 2010; uno scatto deciso che è ancora maggiormente evidente nei dati della potenza incentivata.

Numero impianti incentivati con il Conto Energia. Anni 2007-2010

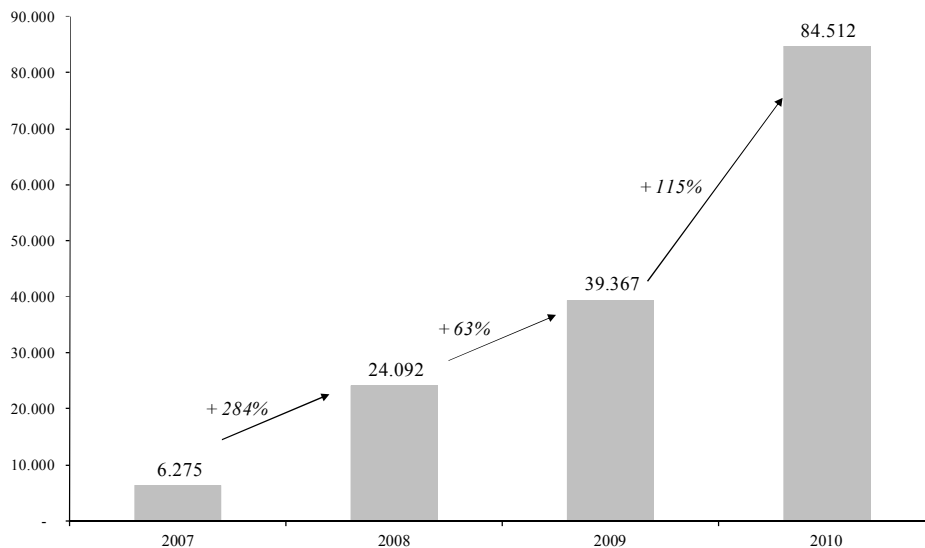


GRAFICO 16 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

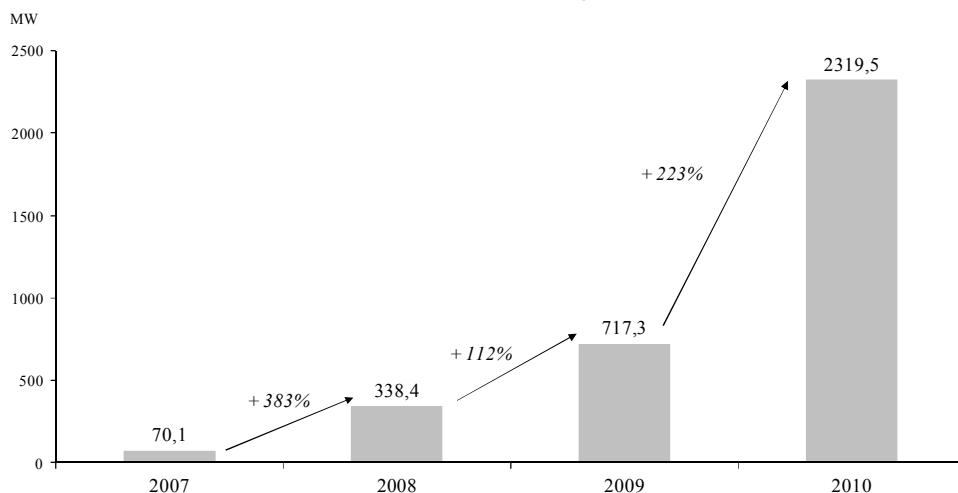
Potenza incentivata con il Conto Energia. Anni 2007-2010

GRAFICO 17 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

L'incentivazione alla produzione di energia fotovoltaica ha un costo che è aumentato nel 2010 rispetto ai valori del 2009, con una stima per il 2011 di un ulteriore e marcato aumento. Lo schema di seguito riportato (costruito a partire da cifre pubblicate dall'Autorità per l'Energia Elettrica nella Relazione presentata all'inizio di febbraio 2011) fornisce un'idea del peso che tali costi ricoprono nell'ambito della spesa elettrica media di una famiglia italiana, coperti da risorse della cosiddetta componente A3 della bolletta.

Costo degli incentivi al fotovoltaico

	2009	2010	2011 ^
COSTO incentivi per anno	0,3 mld € (*) (12% del totale di 2,5 mld €)	0,8 mld € (*) (24% del totale di 3,4 mld €)	2,8 mld € (*) (49% del totale di 5,7 mld €)
CONSUMO interno lordo di energia elettrica	333 milioni di MWh (**)	338 milioni di MWh (**)	338 milioni di MWh (**)
COSTO incentivi per MWh consumato	0,9 €	2,4 €	8,3 €
CONSUMO medio annuo per famiglia	3 MWh	3 MWh	3 MWh
COSTO incentivi medio annuo per famiglia	2,7 €	7,2 €	24,9 €

(*) AEEG, Relazione dell'AEEG, 3 febbraio 2011b (**) Terna, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, 11 marzo 2011 - ^ Stima del costo degli incentivi AEEG. Per il 2011 si è considerato un dato relativo al consumo interno lordo uguale al 2010.

FIGURA 1 - FONTE: elaborazioni SRM su dati AEEG 2001b e Terna 2011

Se confrontati con quelli degli altri paesi europei gli incentivi italiani al fotovoltaico sono nettamente superiori. C'è da dire che in tutti gli Stati, l'espansione economica che ha caratterizzato il settore nell'ultimo decennio è stata consentita in parte proprio dal sostegno pubblico che, attraverso agevolazioni di vario tipo, ha supportato gli investimenti in questo campo. Nei Paesi dove sono stati rilevati i maggiori risultati, in termini di capacità installata e produzione annuale, sono state adottate precise misure di sostegno al settore. Tali politiche si sono rivelate più efficaci laddove sono state adottate con continuità, contribuendo a garantire un clima di fiducia e stabilità per imprenditori, sistema creditizio e consumatori. Il sostegno per lo sviluppo del comparto ha inteso rispondere a diversi obiettivi: aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti da una fonte energetica naturalmente disponibile, ridurre il quantitativo delle emissioni inquinanti, e nella maggior parte dei casi incentivare lo sviluppo di una filiera industriale. Tra le misure adottate più frequentemente è possibile individuare tre tipologie diverse di agevolazioni: (a) le *feed in tariffs*, con le quali si incentiva direttamente la produzione fotovoltaica; (b) le agevolazioni fiscali e creditizie; e (c) i programmi di finanziamento alla ricerca e sviluppo.

In conseguenza del boom delle installazioni, nel 2010 i prezzi di pannelli, moduli e celle sono diminuiti di quasi il 30%, spiazzando un pò tutti i sistemi d'incentivazione europei. Il gap tra costi reali dei sistemi e kWh fotovoltaico remunerato con 30-40 cent € aggiuntivi per kWh ha spinto diversi Paesi europei a rimodulare i livelli delle tariffe incentivanti, con l'introduzione di criteri più rigidi e stringenti per accedere alle misure di sostegno. Di seguito riportiamo una breve panoramica sugli attuali sistemi di incentivazione al fotovoltaico di alcuni tra i principali Paesi europei attivi nel comparto: la Francia, la Spagna e la Germania, con i quali confrontare quelli in vigore in Italia.

▪ FRANCIA

Ad inizio 2010 il Governo francese aveva pubblicato le nuove tariffe per l'acquisto di elettricità da fonti rinnovabili. Per il fotovoltaico, il piano energetico francese prevedeva un target di 1,1 MW installati al 2012 e 5,4 MW al 2020. Gli incentivi erano stati tagliati fino al 24% rispetto ai valori precedenti; previsti solo per i nuovi progetti erano così articolati:

- 0,58 euro/kWh per gli impianti integrati (abitazioni, scuole e ospedali)
- 0,50 euro/kWh per gli impianti integrati (tutte le altre tipologie di edifici)
- 0,42 €/kWh per impianti parzialmente integrati
- da 0,314 a 0,377 €/kWh per impianti a terra (la variabilità dipende dalla regione, quelle meno soleggiate beneficiano di tariffe più alte).

Il Governo francese, con questo schema di incentivi, ha previsto di favorire decisamente lo sviluppo del BIPV (Building Integrated PhotoVoltaics, fotovoltaico integrato in architettura), aumentando la tariffa destinata a questi tipo di impianti e nel contempo riducendo quella riservata ai sistemi tradizionali. Nel corso del 2010 gli

impianti BIPV sono stati incentivati in misura solo di poco inferiore a quanto avvenuto in Italia dove le tariffe erano di 0,47 €/kWh (che arrivano a 0,63 €/kWh se si considera il valore dell'energia venduta e/o autoconsumata pari a circa 0,16 €/kWh); ma a differenza di quanto era previsto nel nostro Paese alle tariffe francesi veniva applicato anche un coefficiente di correzione in base al livello di irraggiamento dell'area in cui l'impianto è ubicato. Complici i generosi incentivi protrattisi nel tempo di 0,58 euro a kW, la potenza del parco impianti è cresciuta in maniera sostenuta. A dicembre 2010 il Governo francese ha così deciso di bloccare per tre mesi gli incentivi agli impianti fotovoltaici al di sopra dei 3 kW di potenza a causa dell'enorme quantità di nuove installazioni e di conseguenti richieste degli ecobonus pubblici. A partire da marzo 2011, gli aiuti sono stati ridotti del 20% rispetto a quelli vigenti e sono riservati esclusivamente agli impianti su tetto fino a 100 kW di potenza, mentre per gli impianti di capacità superiore e per quelli a terra non è previsto alcun sostegno e partirà un meccanismo di gare. E così per il futuro il Governo ha previsto che gli incentivi vengano rimodulati ogni trimestre in base al numero dei nuovi progetti presentati ed alla diminuzione dei costi di produzione dei moduli, con un tetto massimo di 500 MW di nuove installazioni per anno.

▪ SPAGNA

Dopo aver regolato e liberalizzato il mercato, le Autorità spagnole hanno utilizzato politiche di *feed in* per promuovere la crescita delle fonti rinnovabili, con tariffe dall'ammontare e dalla durata (inizialmente pari a 50 anni) molto elevate. Il sistema è stato supportato fino al suo decollo, avvenuto tra il 2007 ed il 2008; a partire da questo periodo l'ammontare e la durata delle tariffe sono state progressivamente ridotte verso parametri in linea se non addirittura inferiori a quelle di altri paesi europei. Con un tetto annuale di 500 MW di nuove installazioni, le tariffe del conto energia spagnolo sono scese del 45% (dagli attuali 25,8 ¢cent/kWh a 14 ¢cent/kWh) per gli impianti a terra, del 25% (a partire da 28,6 ¢cent/kWh arrivano a 21,45 ¢cent/kWh) per gli impianti su tetto di grandi dimensioni (> 20 kW) e del 5% per quelli più piccoli (< 20 kW) al momento premiati con 32 ¢cent/kWh, che diventeranno 30 ¢cent/kWh. È stato introdotto anche un limite temporale di 25 anni alla durata degli incentivi, finora estesi a tutta la vita utile dell'impianto e che varrà anche per gli impianti già in funzione. Tali modifiche si applicano a partire dal 2011 e secondo i calcoli del ministero dell'Economia di Madrid porteranno a risparmiare nei prossimi 3 anni oltre 607 milioni di euro. A partire dal boom del mercato fotovoltaico del 2008 il sistema degli incentivi spagnolo è stato più volte rivisto; già i primi tagli del 2009 hanno comportato diversi effetti depressivi sul mercato e l'industria, si è passati infatti da un valore del mercato fotovoltaico di circa 18 mld € nel 2008 a meno di 650 mln € nel 2009, con ridimensionamenti di aziende e numerosi fallimenti. Circa il 50% delle società operanti nel mercato hanno rivolto la loro attenzione all'estero; di queste il 20% hanno scelto l'Italia per sviluppare le loro attività in mercati stranieri. A ciò si è accompagnato un consistente crollo anche sul fronte dell'occupazione, che è diminuita del 300% nel

corso del 2009, passando da quasi 42 mila occupati (2008) a poco meno di 14 mila (2009).

▪ GERMANIA

A partire dall'inizio degli anni '90 si sono succeduti ben quattro provvedimenti che hanno stabilito tempi e modalità di incentivazione differenti. Con l'intento principale di calibrare l'incentivo rispetto ai risultati raggiunti e agli obiettivi prefissati, il modello tedesco è caratterizzato da un sistema "flessibile" di governo delle tariffe. Gli incentivi vengono ridotti progressivamente in relazione alla potenza installata, tenendo conto altresì del progressivo decremento dei costi di sistema conseguente all'aumento quantitativo delle installazioni. Maggiore è la potenza allacciata alla rete, maggiore è la riduzione che viene imposta alle relative tariffe.

Il monitoraggio dinamico di cosa sta accadendo dovrebbe consentire di riportare la crescita del fotovoltaico in Germania in un alveo di sostenibilità, garantendo il raggiungimento degli obiettivi governativi (il 10% di energia elettrica prodotta da fonte fotovoltaica) limitando nel contempo il costo aggiuntivo del solare a 2 cent €/kWh con un peso aggiuntivo sulla bolletta elettrica media mensile di una famiglia al di sotto dei 2 €. Seguendo quanto fatto negli anni passati, anche per il biennio 2011-2012 è stato previsto un taglio graduale delle tariffe; se fino al 2008, gli incentivi erano diminuiti del 5% per gli impianti su tetto e del 6,5% per gli impianti a terra, nel 2009-2010 i tagli sono stati rispettivamente dell'8% e del 10% per impianti inferiori o superiori a 100 kW di potenza. Per il 2011-2012 è stata programmata una flessione del 9%. Il rallentamento del mercato interno dovrebbe essere – nelle intenzioni del governo tedesco – più che compensato dall'espansione dell'industria verso i paesi esteri, con una progressiva riqualificazione dei posti di lavoro già creati e con un beneficio netto per l'intero sistema paese. Le differenze tra questo modello di regolazione dinamica del sistema incentivante, soluzione tedesca al boom fotovoltaico, ed il sistema vigente in Italia sono schematizzate nella tabella che segue.

GERMANIA	ITALIA
Sistema unico per tutte le fonti rinnovabili	Sistemi diversi a seconda della fonte rinnovabile
Diminuzione dinamica delle tariffe: adeguamento automatico all'andamento del mercato	Diminuzione delle tariffe fissata per legge
Tariffa onnicomprensiva (<i>feed in tariff</i>), finanzia l'immissione in rete	Tariffa incentivante solo nel FV (<i>FIP – feed in premium</i>), finanzia la produzione di energia

5. Il fotovoltaico nelle regioni italiane

Nell'articolazione territoriale dei dati a disposizione è possibile individuare le regioni nelle quali lo sviluppo del fotovoltaico è risultato negli ultimi anni più intenso. Le tabelle che seguono riportano un quadro d'insieme dei dati relativi al numero ed alla

potenza degli impianti fotovoltaici installati nelle regioni del Mezzogiorno, nel Lazio e in Lombardia.

Potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici (dati cumulati a fine 2010)

	Impianti			Potenza		
	N.	Peso % su Mezzogiorno	Peso % su Italia	MW	Peso % su Mezzogiorno	Peso % su Italia
Abruzzo	3.269	8,5%		67,2	5,5%	
Basilicata	1.646	4,3%		49,7	4,1%	
Calabria	3.614	9,4%		58,7	4,8%	
Campania	4.006	10,4%		84,4	6,9%	
Molise	524	1,4%		15,9	1,3%	
Puglia	9.679	25,2%		683,4	56,2%	
Sardegna	7.630	19,9%		101,6	8,3%	
Sicilia	8.011	20,9%		155,9	12,8%	
Mezzogiorno	38.379		24,6%	1.216,8		35,1%
		Peso % su Centro			Peso % su Centro	
Lazio	8.571	31,6%		244,3	38,2%	
Centro	27.109		17,4%	639,3		18,4%
		Peso % su Nord			Peso % su Nord	
Lombardia	23.274	25,7%		372,0	23,0%	
Nord	90.489		58,0%	1.613,9		46,5%
Italia	155.977			3.470		

TABELLA 6 - FONTE: elaborazione SRM su GSE, 2011

La potenza installata nelle regioni del Sud è di circa 1.217 MW, pari ad oltre un terzo del totale Italia. Per quanto concerne il numero degli impianti, oltre 38 mila (il 25% circa del totale nazionale) si trovano nel Mezzogiorno. La diffusione del fotovoltaico vede già oggi il Sud in una posizione di rilievo rispetto alle altre Aree del Paese, con punte in Puglia, Sicilia, Sardegna e Campania. Proprio in Puglia e nelle due Isole maggiori si concentrano i due terzi del complesso degli impianti presenti nella Macroarea, mentre nella sola Puglia si concentra oltre il 56% della potenza installata.

Per ciascuna delle regioni del Mezzogiorno, oltre che per il Lazio e la Lombardia, prese in esame quali benchmark, sono stati poi composti dei sintetici *monitor regionali* in cui sono stati esposti: i dati sulla potenza e la numerosità dei sistemi fotovoltaici installati con un livello di dettaglio provinciale (con dati aggiornati a marzo 2011, tratti dalla banca dati *Atlasole* del GSE), i risultati del Conto Energia ed infine la normativa di riferimento attualmente in vigore in materia di autorizzazioni per la realizzazione degli impianti.

Recepimento delle Linee Guida sulle fonti rinnovabili nelle Regioni italiane

Regione	Approvazione Linee Guida Regionali - Fonti su cui si è intervenuti						Semplice Recepimento Line Guida Nazionali
	Eolico	Solare	Biomasse liquide	Idroelettrico	Biogas	Geotermia	
Puglia (*)	X	X	X	X	X	X	
Prov. Bolzano	X	X	X	X	X	X	
Marche	X	X		X			
Valle d'Aosta	X	X					
Molise (**)	X	X					
Emilia Romagna		X					
Toscana		X					
Piemonte		X					
Abruzzo							X
Calabria							X
Campania							X
Lazio							X
Basilicata							X (***)
Sardegna							(****)
Veneto							(*****)
Umbria							(*****)
Prov. Trento							
Friuli V.G.							
Liguria							
Lombardia							
Sicilia							

(*) La Puglia ha stabilito che nelle "aree non idonee" non è consentita l'installazione di impianti idroelettrici e di geotermia.

(**) Il Consiglio dei Ministri "n. 128 del 23/02/2011" ha impugnato di fronte la Corte Costituzionale la L.R. n.23 del 2010 Molise di recepimento delle Linee Guida Nazionali.

(***) La Basilicata ha recepito le Linee Guida e chiarito le indicazioni per le diverse fonti con riferimento ai contenuti del Piano energetico regionale. Ma il Governo ha impugnato il provvedimento davanti alla Corte Costituzionale.

(****) Con la l.r. 17/11/2010 n. 15, ha disciplinato solo le modalità autorizzative per l'installazione degli impianti fotovoltaici a terra con potenza fino a 200 kW ricadenti in area agricola.

(*****) La Regione Veneto ha introdotto una moratoria per alcune categorie di interventi in attesa del Piano energetico regionale.

(*****) Preadottato con delibera di giunta regionale n. 397 del 27/04/2011 il Regolamento per la disciplina per l'installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

TABELLA 7 - FONTE: Legambiente, *Fonti rinnovabili e paesaggio. Il punto sulle linee guida per l'autorizzazione degli impianti da fonti rinnovabili nelle Regioni italiane*, giugno 2011

A tale proposito è stato verificato il recepimento da parte dei singoli governi regionali delle *Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*⁵, con l'intento di evidenziare il grado di omogeneità raggiunto dalle amministrazioni nell'applicazione dei dispositivi di principio contenuti nella normativa nazionale. Complessivamente sono 15 le Regioni a essere intervenute⁶, fino ad oggi, per declinare le indicazioni nazionali rispetto ai territori. Solo nel caso della Puglia e della Provincia di Bolzano è stato definito un quadro con indicazioni che riguardano tutti gli impianti. Le Marche hanno normato su eolico, fotovoltaico e idroelettrico; Molise e Valle d'Aosta hanno introdotto indicazioni per eolico e fotovoltaico, mentre Emilia-Romagna, Piemonte e Toscana si sono occupate solo di fotovoltaico. Nelle altre Regioni sono stati introdotti provvedimenti parziali, oppure di semplice recepimento o, come nel caso di Friuli, Liguria, Lombardia, Sicilia dove non è stato fatto ancora nulla.

⁵ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, 10 settembre 2010

⁶ Legambiente, *Fonti rinnovabili e paesaggio. Il punto sulle linee guida per l'autorizzazione degli impianti da fonti rinnovabili nelle Regioni italiane*, giugno 2011

**BOX - L'AUTORIZZAZIONE UNICA PER GLI IMPIANTI
ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI**

Una delle principali criticità che hanno ostacolato lo sviluppo del settore fotovoltaico negli ultimi anni è stata proprio l'eccessiva burocratizzazione delle pratiche autorizzative necessarie per l'installazione dei nuovi impianti.

L'articolo 12 del DL 387/2003 stabiliva che la costruzione e l'esercizio di impianti alimentati da fonti rinnovabili dovessero essere soggetti ad un'Autorizzazione unica rilasciata dalla Regione, o dalla Provincia, se delegata dalla prima, entro 180 giorni dalla richiesta. Le *Linee Guida* per l'attuazione di questa nuova procedura sono state emanate solo nel 2010, lasciando che in questo lungo intervallo durato sette anni le regioni emanassero proprie disposizioni in merito, generando un quadro fortemente eterogeneo. Ad esempio, alcune regioni richiedevano la VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) già per gli impianti fotovoltaici di taglia superiore a 20 kW, altre invece avevano innalzato tale limite a centrali di taglia uguale o superiore ad 1 MW, agevolando il dispiegarsi degli investimenti nel settore (è stato questo il caso della regione Puglia). Le "*Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*" sono state emanate con D.M. il 10 settembre 2010 con l'obiettivo di semplificare l'iter procedurale, ridurre le differenze tra le normative regionali, assicurando un efficiente sistema per la valutazione e la concessione dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'impianto. Il DM ribadisce il principio per cui tocca alla Regione, o alla Provincia se delegata, il rilascio dell'Autorizzazione Unica per il tramite della Conferenza dei servizi, entro 180 giorni dalla richiesta; e stabilisce per quale tipologia di impianti è necessaria solo una *comunicazione di inizio lavori* all'amministrazione comunale, per quali impianti è necessaria la *DIA* (Dichiarazione di inizio attività), e per quali invece occorre l'*Autorizzazione Unica* eventualmente integrata dalla *VIA*. La tabella che segue sintetizza le procedure da seguire secondo la diversa tipologia degli impianti.

*Procedure autorizzative per la costruzione e l'esercizio di impianti fotovoltaici
(Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, 10 settembre 2010)*

Tipologia impianto	Potenza	Vincoli	Tipologia di procedura autorizzativa			DIA
			Comunicazione semplice	Autorizzazione unica	Autorizzazione unica con VIA	
Tutte	<20 kW	No				X
Tutte		Si				X
Su tetti di un edificio esistente		No	X			
		Si				X
Su tetti di un edificio in costruzione		No		X		
		Si		X		
Su terreno	< 1 MW	No		X		
		Si			X	
Su terreno	> 1 MW	No			X	
		Si			X	

Il *Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n. 28* ha portato alcune modifiche negli iter di autorizzazione per gli impianti da fonti rinnovabili. Le procedure per le installazioni diventano quattro: semplice comunicazione al Comune, comunicazione al Comune con relazione asseverata, Procedura Abilitativa Semplificata (P.A.S.), sostitutiva dell'attuale Dia, e Autorizzazione Unica. In particolare per quanto riguarda i progetti rilasciati tramite Autorizzazione Unica non cambia nulla rispetto a quanto previsto dalle *Linee Guida*.

*Procedure autorizzative per la costruzione e l'esercizio di impianti fotovoltaici
(Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28)*

Tipologia impianto	Potenza	Tipologia di procedura autorizzativa				
		Comunicazione senza relazione asseverata	Comunicazione con relazione asseverata	Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)	Autorizzazione unica	Autorizzazione unica con VIA
Solare fotovoltaico su edifici esistenti e su loro pertinenze, fuori dai centri storici	fino a 200 kW	X				
Solare fotovoltaico aderente o integrato nei tetti di edifici esistenti con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda		X				
Pannelli fotovoltaici a terra	fino a 20 kW			X		
Pannelli fotovoltaici nei centri storici che non sporgano dal tetto				X		

Le Regioni avevano 90 giorni per recepire il DM, ma allo scadere di tale termine non tutte hanno accolto le Linee Guida e anche quelle che lo hanno fatto non hanno completato l'iter di recepimento previsto, mancando il parere finale della Giunta Regionale. Bisogna sottolineare inoltre che è facoltà delle Regioni introdurre delle ulteriori limitazioni all'installazione di impianti fotovoltaici, necessarie ad evitare l'alterazione del paesaggio, o la sottrazione di terreni utili all'agricoltura, o a tutelare aree di particolare pregio naturalistico e architettonico.

Nonostante il recepimento delle Linee Guida avesse il preciso scopo di uniformare la normativa regionale, le ulteriori limitazioni sono state definite dalle Regioni secondo criteri molto eterogenei, lasciando in essere una situazione ancora caotica, in cui permangono incertezze e difficoltà procedurali.

ABRUZZO

◆ **Potenza e numerosità degli impianti.** Per l'Abruzzo si registrano 3.715 impianti (8,6% del dato Mezzogiorno e 2,1% del dato Italia) per una potenza installata pari a oltre 71,7 mila kW (5,3% della macroarea e 1,8% Italia). La provincia con la maggior concentrazione è Teramo con 1.108 installazioni per 24.068 kW. Segue Chieti con 1.029 impianti per 21.310,8 kW, quindi L'Aquila e Pescara.

Abruzzo: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici (dati a marzo 2011)

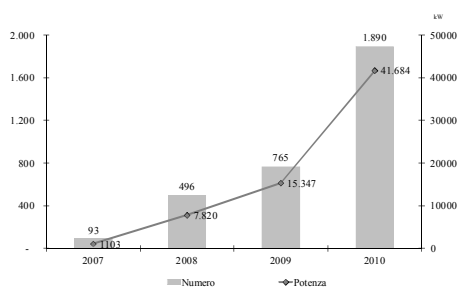
	N.	Impianti		kW	Potenza	
		Peso % su Mezzogiorno	Peso % su It.		Peso % su Mezzogiorno	Peso % su Italia
Abruzzo	3.715	8,6%	2,1%	71.773,7	5,3%	1,8%
Mezzogiorno	43.366		24,4%	1.366.491,7		33,6%
Italia	177.772			4.066.900,0		

FONTE: elaborazione SRM su GSE-Atlasole, 2011

◆ **Incentivi del Conto Energia.** Nel corso del 2010 gli impianti fotovoltaici incentivati dal Conto Energia sono stati 1.890 con una crescita di oltre il 147% rispetto al 2009. Un incremento ancora più accentuato si registra in riferimento alla potenza che, con 41.684 kW, fa segnare un aumento di circa il 172% rispetto all'anno precedente.

Abruzzo: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici incentivati (2007-2010)

	Impianti	Potenza
	Variaz. % Annua	Variaz. % Annua
2008/2007	433%	609%
2009/2008	54%	96%
2010/2009	147%	172%



FONTE: elaborazione SRM su GSE, 2011

◆ **Monitor normativo.** Per la realizzazione degli impianti fotovoltaici è prevista la Dichiarazione di Inizio Attività (DIA) per installazioni fino a 20 kW. Sono state, inoltre, semplificate le procedure di autorizzazione per gli impianti a terra di potenza compresa tra i 20 kW e 1 MW e su quelli, anche non integrati, di potenza uguale o superiore a 20 kW, installati su elementi di arredo urbano e viario, sulle superfici esterne di involucri di edifici, di fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione.⁷

Il Dgr 29/12/2010, n. 1032 di Attuazione delle Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di cui al DM 10/9/2010, prevede di adeguare i provvedimenti regionali in vigore alle disposizioni definite nelle Linee guida nazionali.

⁷ Rif.: Dgr 246/2010; Dgr 244/2010; Lr 7/2010; Dgr 762/2009.

◆ **Potenza e numerosità degli impianti.** Alla data del 20 marzo 2010 per la Basilicata si registrano 1.814 impianti (4,2% del dato Mezzogiorno e 1% del dato Italia) per una potenza installata pari a oltre 58.417 kW (4,3% della macroarea e 1,4% Italia). Lo spaccato provinciale mostra come il territorio con la maggior concentrazione è quello di Potenza con 1.142 installazioni per 31.320 kW; gli impianti per Matera, invece, ammontano a 672 con una potenza pari a 27.097 kW.

Basilicata: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici (dati a marzo 2011)

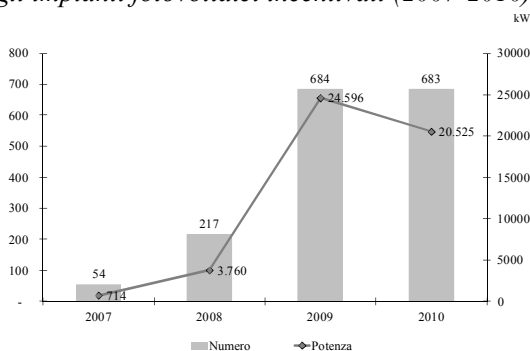
	Impianti			Potenza		
	N.	Peso % su Mezz.	Peso % su It.	kW	Peso % su Mezz.	Peso % su It.
Basilicata	1.814	4,2%	1,0%	58.417,2	4,3%	1,4%
Mezzogiorno	43.366		24,4%	1.366.491,7		33,6%
Italia	177.772			4.066.900,0		

Fonte: elaborazione SRM su GSE-Atlasole, 2011

◆ **Incentivi del Conto Energia.** Nel corso del 2010 gli impianti fotovoltaici incentivati dal Conto Energia sono stati 683, uno in meno rispetto al 2009 (anno in cui si è registrata una crescita sul 2008 di oltre il 215%). La potenza installata, dal canto suo, ammonta a 20.525 kW corrispondenti ad un calo sul 2009 di circa il 17% e ad una crescita rispetto al 2008 di oltre il 550%.

Basilicata: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici incentivati (2007-2010)

	Impianti	Potenza
	Variatz. % Annua	Variatz. % Annua
2008/2007	302%	427%
2009/2008	215%	554%
2010/2009	0%	-17%



Fonte: elaborazione SRM su GSE, 2011

◆ **Monitor normativo.** Il Dgr 29/12/2010 n. 2260 di Attuazione del Piano energetico regionale e disciplina dell'autorizzazione per impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili prevede per la realizzazione di installazioni fotovoltaiche:

- l'*Autorizzazione unica* per impianti con potenza superiore a 1 MW;
- la *DIA* per impianti non integrati con potenza non superiore a 1 MW, per impianti per autoconsumo, per il rifacimento di impianti esistenti che non comportino variazioni della potenza;
- la *Comunicazione semplice* per gli interventi di incremento dell'efficienza energetica che prevedano l'installazione di impianti sui tetti.

◆ **Potenza e numerosità degli impianti.** Alla data del 20 marzo 2010 per la Calabria si registrano 4.114 impianti (9,5% del dato Mezzogiorno e 2,3% del dato Italia) per una potenza installata pari a circa 64,7 mila kW (4,7% della macroarea e 1,6% Italia). Lo spaccato provinciale mostra come il territorio con la maggior concentrazione è quello di Cosenza con 1.571 installazioni per oltre 30,7 mila kW di potenza; segue Catanzaro con 1.087 impianti per 12.164 kW.

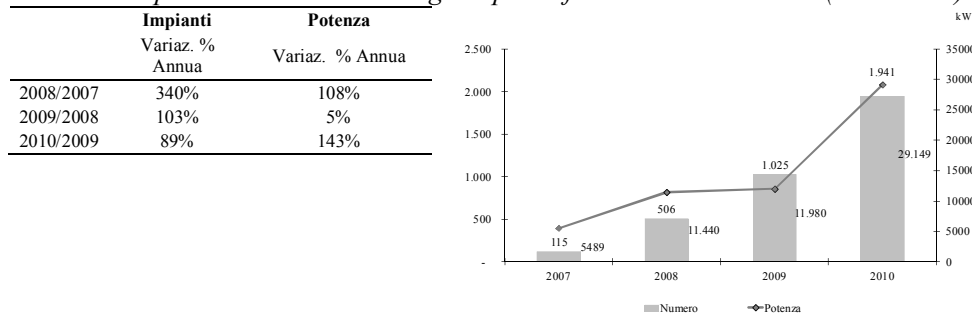
Calabria: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici (dati a marzo 2011)

	Impianti			Potenza		
	N.	Peso % su Mezz.	Peso % su It.	kW	Peso % su Mezz.	Peso % su It.
Calabria	4.114	9,5%	2,3%	64.700,8	4,7%	1,6%
Mezzogiorno	43.366		24,4%	1.366.491,7		33,6%
Italia	177.772			4.066.900,0		

FONTE: elaborazione SRM su GSE-Atlasole, 2011

◆ **Incentivi del Conto Energia.** Nel corso del 2010 gli impianti fotovoltaici incentivati dal Conto Energia sono stati 1.941 con una crescita dell'89% rispetto all'anno precedente. Una crescita più accentuata si registra per la potenza installata che, con 29.149 kW, fa segnare un +143% rispetto al 2009.

Calabria: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici incentivati (2007-2010)



FONTE: elaborazione SRM su GSE, 2011

◆ **Monitor normativo.** La Lr 29/12/2010 n. 871 Presa d'atto Linee Guida nazionali e rinvio a successivo provvedimento; integrazione contenuti minimi in materia di autorizzazione unica per impianti a fonti rinnovabili, prevede:

- la *DIA* per impianti di potenza non superiore a 1MW,
- la procedura di verifica ambientale (*screening*) per impianti di potenza non superiore a 10 MW il cui soggetto proponente sia un ente pubblico.

◆ **Potenza e numerosità degli impianti.** Alla data del 20 marzo 2010 per la Campania si registrano 4.539 impianti (10,5% del dato Mezzogiorno e 2,6% del dato Italia) per una potenza installata pari a 93.856 kW (6,9% della macroarea e 2,3% Italia). I dati provinciali mostrano come, in riferimento al numero di impianti, i territori con la maggior concentrazione sono quelli di Salerno e Napoli (rispettivamente 1.380 e 1.028) mentre relativamente alla potenza installata prevalgono le province di Napoli (34.114,4 kW) e Caserta (20.777,3 kW).

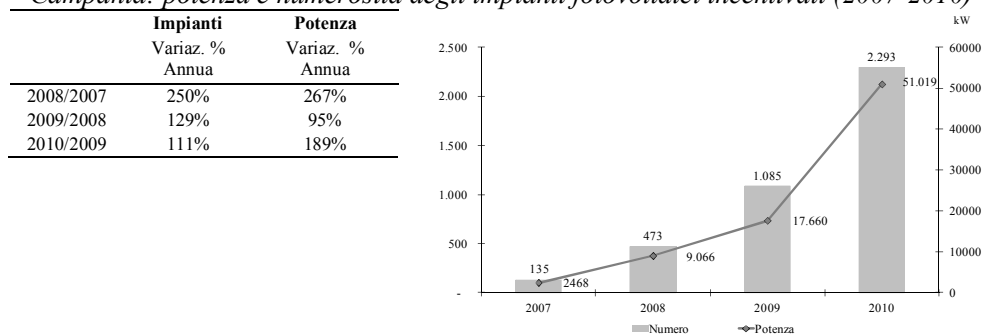
Campania: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici (dati a marzo 2011)

	Impianti			Potenza		
	N.	Peso % su Mezz.	Peso % su It.	kW	Peso % su Mezz.	Peso % su It.
Campania	4.539	10,5%	2,6%	93.856,0	6,9%	2,3%
Mezzogiorno	43.366		24,4%	1.366.491,7		33,6%
Italia	177.772			4.066.900,0		

FONTE: elaborazione SRM su GSE-Atlasole, 2011

◆ **Incentivi del Conto Energia.** Nel corso del 2010 gli impianti fotovoltaici incentivati dal Conto Energia sono stati 2.293 con una crescita del 111% rispetto all'anno precedente. In crescita anche la potenza installata che, con un valore assoluto di 51.019 kW, fa registrare rispetto al 2009 un incremento del 189%.

Campania: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici incentivati (2007-2010)



FONTE: elaborazione SRM su GSE, 2011

◆ **Monitor normativo.** Il Decreto Dirigenziale n. 50 del 18/02/2011, Criteri per la uniforme applicazione delle Linee guida per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti a fonti rinnovabili, prevede:

- l'*Autorizzazione unica* per impianti di potenza non superiore a 1 MW.

◆ **Potenza e numerosità degli impianti.** Alla data del 20 marzo 2010 per il Molise si registrano 604 impianti (1,4% del dato Mezzogiorno e 0,3% del dato Italia) per una potenza installata pari a 21.168,5 kW (1,5% della macroarea e 0,5% Italia). Dalla ripartizione dei dati tra le due province presenti sul territorio emerge la prevalenza di Campobasso con 417 installazioni per 16.716 kW; i dati per Isernia, invece, riportano 187 impianti per una potenza pari a 4.452,5 kW.

Molise: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici (dati a marzo 2011)

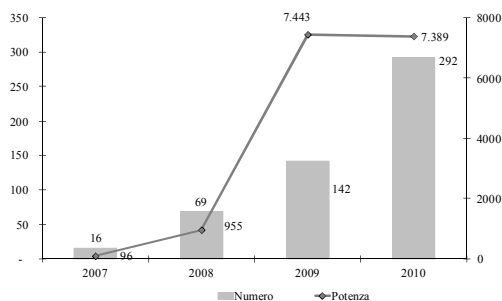
	Impianti			Potenza		
	N.	Peso % su Mezz.	Peso % su It.	kW	Peso % su Mezz.	Peso % su It.
Molise	604	1,4%	0,3%	21.168,5	1,5%	0,5%
Mezzogiorno	43.366		24,4%	1.366.491,7		33,6%
Italia	177.772			4.066.900,0		

FONTI: elaborazione SRM su GSE-Atlasole, 2011

◆ **Incentivi del Conto Energia.** Nel corso del 2010 gli impianti fotovoltaici incentivati dal Conto Energia sono stati 292 con una crescita del 106% rispetto al 2009. La potenza installata, dal canto suo, risulta in lieve calo: con un valore assoluto di 7.389 kW fa, infatti, registrare una variazione negativa dell'1%.

Molise: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici incentivati (2007-2010)

	Impianti	Potenza
	Variaz. % Annua	Variaz. % Annua
2008/2007	331%	895%
2009/2008	106%	679%
2010/2009	106%	-1%



FONTI: elaborazione SRM su GSE, 2011

◆ **Monitor normativo.** Il Dgr 25/10/2010 n. 857 prevede l'Autorizzazione unica quale titolo per la realizzazione dell'impianto e delle opere connesse. Per gli impianti di potenza non superiore a 1 MW, se posizionati ad una distanza reciproca compresa tra 500 e 1000 metri è omessa la verifica ambientale (*Screening* e/o VIA); se invece gli impianti sono posizionati ad una distanza inferiore ad 1 km da altri impianti già autorizzati o realizzati sono assoggettati a verifica ambientale. La L.R. 23/12/2010 n. 23 recepisce le Linee Guida Nazionali. Si individuano aree e siti non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici quali quelli ricadenti in parchi nazionali, riserve regionali, zone "di protezione e conservazione integrale" dei Piani Territoriali Paesistici. Si introduce, altresì, l'obbligatorietà della fideiussione a garanzia dell'esecuzione delle opere di ripristino dei luoghi interessati dall'impianto o di riutilizzo del materiale dismesso.

◆ **Potenza e numerosità degli impianti.** Alla data del 20 marzo 2010 oltre un quarto degli impianti presenti sul territorio meridionale è ascrivibile alla Puglia che fa registrare 10.973 installazioni (25,3% del dato Mezzogiorno e 6,2% del dato Italia) per una potenza installata pari ad oltre 780 mila kW (57,1% della macroarea e 19,2% Italia). La ripartizione del dato a livello provinciale vede il prevalere del territorio leccese con 3.740 impianti per 198.457 kW di potenza; segue quello di Bari con 3.284 impianti per 149.285,4 kW.

Puglia: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici (dati a marzo 2011)

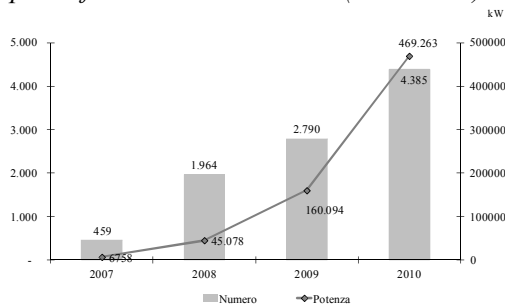
	Impianti			Potenza		
	N.	Peso % su Mezz.	Peso % su It.	kW	Peso % su Mezz.	Peso % su It.
Puglia	10.973	25,3%	6,2%	780.055,2	57,1%	19,2%
Mezzogiorno	43.366		24,4%	1.366.491,7		33,6%
Italia	177.772			4.066.900,0		

Fonte: elaborazione SRM su GSE-Atlasole, 2011

◆ **Incentivi del Conto Energia.** La Puglia è la prima regione d'Italia per impianti fotovoltaici incentivati dal Conto Energia nel corso del 2010; si tratta di 4.385 installazioni per 469.263 kW di potenza. Rispetto all'anno precedente, entrambi i dati risultano in aumento: in particolare, si registra un incremento del 57% per gli impianti e uno di oltre il 193% per la potenza installata.

Puglia: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici incentivati (2007-2010)

	Impianti	Potenza
	Variaz. % Annuale	Variaz. % Annuale
2008/2007	328%	567%
2009/2008	42%	255%
2010/2009	57%	193%



Fonte: elaborazione SRM su GSE, 2011

◆ **Monitor normativo.** In attuazione delle Linee Guida nazionali sulle fonti rinnovabili la Delibera di Giunta Regionale 28 dicembre 2010 n. 3029 indica le norme procedurali, mentre il Regolamento regionale 30 dicembre 2010 n. 24 riporta l'individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti a fonti rinnovabili, rimandando per tutto quanto non espressamente previsto a quanto predisposto nel Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico sulle Linee guida. La Determinazione dirigenziale 3 gennaio 2011, n. 1 riguarda invece l'Autorizzazione unica da utilizzare per la realizzazione degli impianti e delle opere connesse e indica le istruzioni tecniche per l'informatizzazione della documentazione e per l'utilizzo della procedura telematica.

SARDEGNA

◆ **Potenza e numerosità degli impianti.** Alla data del 20 marzo 2010 per la Sardegna si registrano 8.323 impianti (19,2% del dato Mezzogiorno e 4,7% del dato Italia) per una potenza installata pari a circa 106.556 kW (7,8% della macroarea e 2,6% Italia). Dalla ripartizione provinciale dei dati emerge una maggior concentrazione degli stessi sul territorio di Cagliari che fa rilevare 2.626 installazioni per 28.306 kW. Seguono, in termini numerici, Sassari e Nuoro (con rispettivamente 1.616 e 1.000 unità) e, in termini di potenza, Oristano e Sassari (con 25.051 e 14.517 kW).

Sardegna: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici (dati a marzo 2011)

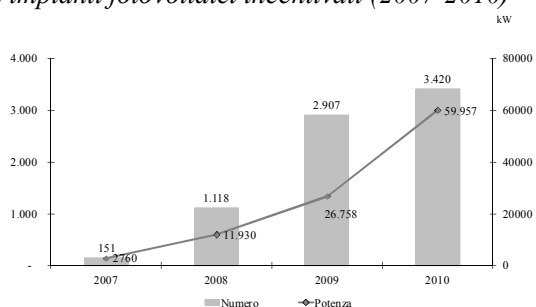
	Impianti			Potenza		
	N.	Peso % su Mezz.	Peso % su It.	kW	Peso % su Mezz.	Peso % su It.
Sardegna	8.323	19,2%	4,7%	106.556,6	7,8%	2,6%
Mezzogiorno	43.366		24,4%	1.366.491,7		33,6%
Italia	177.772			4.066.900,0		

FONTE: elaborazione SRM su GSE-Atlasole, 2011

◆ **Incentivi del Conto Energia.** Nel corso del 2010 gli impianti fotovoltaici incentivati dal Conto Energia sono stati 3.420 con una crescita del 18% rispetto al 2009. La potenza installata, dal canto suo, fa registrare un incremento più rilevante - pari al 124% - a fronte di un valore assoluto di 59.957 kW.

Sardegna: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici incentivati (2007-2010)

	Impianti		Potenza	
	Variaz. % Annuale	Variaz. % Annuale	Variaz. % Annuale	Variaz. % Annuale
2008/2007	640%	332%		
2009/2008	160%	124%		
2010/2009	18%	124%		



FONTE: elaborazione SRM su GSE, 2011

◆ **Monitor normativo.** L'art. 12 della Lr 17 novembre 2010, n. 15, Disposizioni in materia di agricoltura, prevede che per l'installazione all'interno di aziende agricole di impianti aventi potenza fino a 200 kW sia necessaria la *DIA*.

◆ **Potenza e numerosità degli impianti.** Alla data del 20 marzo 2010 per la Sicilia si registrano 9.284 impianti (21,4% del dato Mezzogiorno e 5,2% del dato Italia) per una potenza installata pari a circa 169.964 kW (12,4% della macroarea e 4,2% Italia). Dalla ripartizione territoriale dei dati emerge come, in riferimento al numero di impianti, sono Catania e Ragusa le province a maggior concentrazione con, rispettivamente, 1.629 e 1.289 installazioni. In termini di potenza, invece, prevale il dato registrato per Siracusa (41.531,5 kW) seguito da quelli di Ragusa (35.716,7 kW) e Agrigento (24.356,1 kW).

Sicilia: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici (dati a marzo 2011)

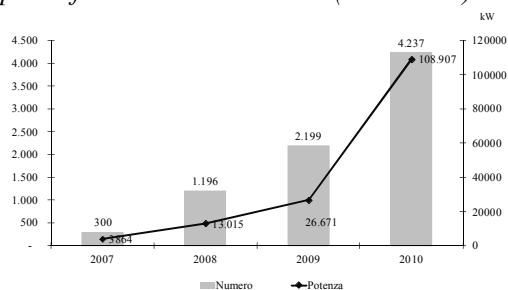
	Impianti			Potenza		
	N.	Peso % su Mezz.	Peso % su It.	kW	Peso % su Mezz.	Peso % su It.
Sicilia	9.284	21,4%	5,2%	169.963,7	12,4%	4,2%
Mezzogiorno	43.366		24,4%	1.366.491,7		33,6%
Italia	177.772			4.066.900,0		

FONTE: elaborazione SRM su GSE-Atlasole, 2011

◆ **Incentivi del Conto Energia.** Nel corso del 2010 gli impianti fotovoltaici incentivati dal Conto Energia sono stati 4.237 con un incremento del 93% rispetto al 2009. Una crescita più accentuata si registra, invece, in riferimento alla potenza installata che, con un valore assoluto di 108.907 kW, fa registrare un +308% rispetto all'anno precedente.

Sicilia: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici incentivati (2007-2010)

	Impianti	Potenza
	Variaz. % Annua	Variaz. % Annua
2008/2007	299%	237%
2009/2008	84%	105%
2010/2009	93%	308%



FONTE: elaborazione SRM su GSE, 2011

◆ **Monitor normativo.** Il Regolamento sulle energie rinnovabili che attua il Pears (Piano energetico ambientale regionale) prevede:

- il decentramento, su base provinciale, delle autorizzazioni con la *comunicazione*, anche telematica al Comune territorialmente competente, o la semplice *DIA* (specie per impianti collocati sui tetti di edifici esistenti), per gli impianti di piccole dimensioni di potenza fino a 1 MW;
- l'*Autorizzazione unica* per gli impianti di grandi dimensioni.

LAZIO

◆ **Potenza e numerosità degli impianti.** Alla data del 20 marzo 2010 per il Lazio si registrano 9.717 impianti (31,7% della macroarea di riferimento e 5,5% del dato Italia) per una potenza installata pari a circa 258.257 kW (34,1% del Centro e 6,4% Italia). Dalla ripartizione territoriale dei dati emerge come, in termini di impianti installati, è Roma la provincia con le maggiori unità (5.762) seguita da Latina e Viterbo (rispettivamente 1.204 e 1.160); in termini di potenza, invece, è Viterbo l'area maggiormente fotovoltaica con 113.593,8 kW, seguita da Roma con 82.016,6 kW.

Lazio: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici (dati a marzo 2011)

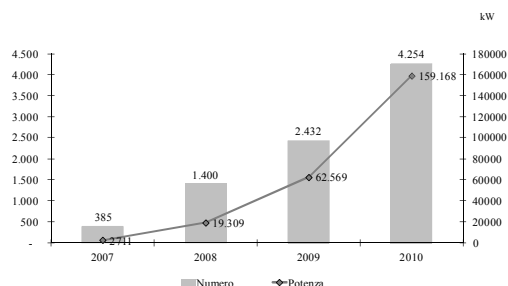
	Impianti			Potenza		
	N.	Peso % su Mezz.	Peso % su It.	kW	Peso % su Mezz.	Peso % su It.
Lazio	9.717	31,7%	5,5%	258.256,9	34,1%	6,4%
Centro	30.647		17,2%	757.557,0		18,6%
Italia	177.772			4.066.900,0		

Fonte: elaborazione SRM su GSE-Atlasole, 2011

◆ **Incentivi del Conto Energia.** Nel corso del 2010 gli impianti fotovoltaici incentivati dal Conto Energia sono stati 4.254 con una crescita del 75% rispetto al 2009. La potenza installata, invece, fa registrare un incremento del 154% a fronte di un valore assoluto pari a 159.168 kW.

Lazio: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici incentivati (2007-2010)

	Impianti	Potenza
	Variatz. % Annuo	Variatz. % Annuo
2008/2007	264%	612%
2009/2008	74%	224%
2010/2009	75%	154%



Fonte: elaborazione SRM su GSE, 2011

◆ **Monitor normativo.** Con la Delibera n. 520 del 19 novembre 2010, la Regione Lazio considera immediatamente applicabili, anche ai procedimenti in corso, le Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, contenute nel DM 10 settembre 2010. Il Lazio ha recepito integralmente la disciplina nazionale, ritenendo le norme tecniche e procedurali in essa contenute, sufficientemente puntuali e quindi immediatamente applicabili anche ai procedimenti in corso. Con tale delibera la Regione ha revocato le deliberazioni di Giunta Regionale nn. 517/2008 e 16/2010, inerenti l'approvazione e la modifica delle linee guida regionali per lo svolgimento del procedimento unico, relativo alla installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

◆ **Potenza e numerosità degli impianti.** Alla data del 20 marzo 2010 per la Lombardia si registrano 26.487 impianti (25,7% della macroarea di riferimento e 14,9% del dato Italia) per una potenza installata pari a circa 440.670 kW (23,2% del Nord e 10,8% Italia). Dalla ripartizione territoriale dei dati emerge come l'area maggiormente fotovoltaica è quella della provincia di Brescia con 6.473 impianti per una potenza complessiva di 85.578,2 kW. Seguono i territori di Bergamo e Milano con, rispettivamente, 3.974 e 3.234 unità per 72.154,6 e 69.854,6 kW.

Lombardia: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici (dati a marzo 2011)

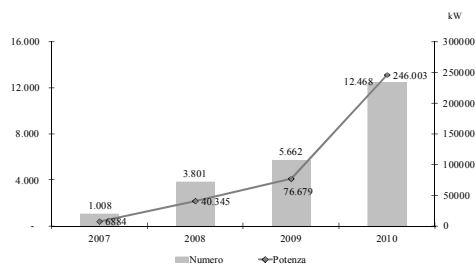
	Impianti			Potenza		
	N.	Peso % su Mezz.	Peso % su It.	kW	Peso % su Mezz.	Peso % su It.
Lombardia	26.487	25,7%	14,9%	440.670,6	23,2%	10,8%
Nord	102.890		57,9%	1.898.470,6		46,7%
Italia	177.772			4.066.900,0		

FONTE: elaborazione SRM su GSE-Atlasole, 2011

◆ **Incentivi del Conto Energia.** Nel corso del 2010 gli impianti fotovoltaici incentivati dal Conto Energia sono stati 12.468 con una crescita di oltre il 120% rispetto al 2009. La potenza installata, dal canto suo, ammonta a 246.003 kW corrispondenti ad un incremento di circa il 221% rispetto all'anno precedente.

Lombardia: potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici incentivati (2007-2010)

	Impianti	Potenza
	Variatz. % Annua	Variatz. % Annua
2008/2007	277%	486%
2009/2008	49%	90%
2010/2009	120%	221%



FONTE: elaborazione SRM su GSE, 2011

◆ **Monitor normativo.** Nel rispetto di quanto previsto dalle Linee guida nazionali sulle fonti rinnovabili, i Regolamenti in vigore prevedono:

- la *DIA* per gli impianti di potenza inferiore a 20 kW; sono inoltre soggetti alla *DIA* gli impianti da installare su immobili ed aree di notevole interesse pubblico;
- una *comunicazione* preventiva al Comune impianti che siano aderenti o integrati ai tetti esistenti; abbiano la stessa inclinazione e orientamento della falda esistente; non modificano la sagoma dell'edificio; non eccedano la superficie delle falde del tetto;
- l'*Autorizzazione Unica* è richiesta per la costruzione e l'esercizio degli impianti alimentati a fonti rinnovabili che non siano in regime di installazione libera, né soggetti a *DIA*.

6. Alcune stime di impatto economico

L'innovazione e l'espansione del settore fotovoltaico ha inciso, insieme ad altri comparti compresi nel perimetro della cosiddetta *green economy*, in maniera molto forte sullo sviluppo dell'economia del nostro Paese, in termini di numero di occupati, valore aggiunto e investimenti.

I dati sull'occupazione nel settore delle FER sono soggetti ad una mancanza di rilevazioni statistiche sistematiche e comparabili. C'è pure da evidenziare che nel mercato del fotovoltaico (e delle rinnovabili in generale) convogliano le attività di diversi settori (produzione di tecnologie, produzione di energia, distribuzione di tecnologie, manutenzione degli impianti, etc.). Risulta dunque non molto agevole identificare le figure professionali coinvolte in questo settore, in quanto spesso operanti in diversi comparti. Lo sviluppo del fotovoltaico ha dato comunque luogo ad una trasformazione del mercato del lavoro, portando alla creazione di numerose professionalità come pure alla sostituzione di alcune tipologie di lavoro con nuove figure professionali, a seguito dello spostamento della produzione dalle tecnologie tradizionali verso quelle rinnovabili. Infine, molte figure professionali esistenti sono state trasformate e adattate alle nuove qualifiche richieste dalle tecnologie e dai metodi di lavoro connessi alla produzione di energia solare.

Circa 220.000 risultavano gli occupati nell'industria solare fotovoltaica a livello mondiale all'inizio del 2010, ed oltre 300.000 alla fine dello stesso anno. Questo numero include gli occupati lungo l'intera catena del valore: produzione di materiale fotovoltaico e strumentazione necessaria per la sua produzione, sviluppo e installazione dei sistemi, avviamento e gestione degli impianti, finanziamento degli impianti, e ricerca & sviluppo. L'industria fotovoltaica mondiale potrebbe produrre oltre 600.000 posti di lavoro in più entro il 2015, ed ha il potenziale di un ulteriore aumento a 1,7 milioni di posti di lavoro al 2020, se prosegue attivamente il supporto della policy.⁸

In Italia, gli occupati diretti nel fotovoltaico sono passati da poche centinaia del 2002 a ben oltre i 18.000 del 2010. E proprio l'anno 2010 ha visto una crescita straordinaria di questo mercato che, tradotta in termini di impatto occupazionale, ha significato un aumento del 230% nel numero dei lavoratori impegnati nel settore rispetto al dato del 2009.

⁸ EPIA (European Photovoltaic Industry Association) e Greenpeace International, Rapporto *Solar Generation 6*, 2011. Lo scenario a cui i dati riportati fanno riferimento è l'*Accelerated Scenario*. Chiamato "Moderate Scenario" nei precedenti rapporti previsionali di Greenpeace, il nome è stato cambiato in modo da riflettere le aspettative per la crescita del settore. Tale Scenario presuppone una capacità di crescita del settore fotovoltaico più veloce di quanto è accaduto negli ultimi anni, mentre viene considerato un impegno nel supporto delle politiche alla crescita del settore eguale a quello attuale. Gli obiettivi possono essere agevolmente raggiunti nell'arco di 20 anni senza importanti cambiamenti tecnologici nelle reti elettriche.

Gli occupati nel fotovoltaico

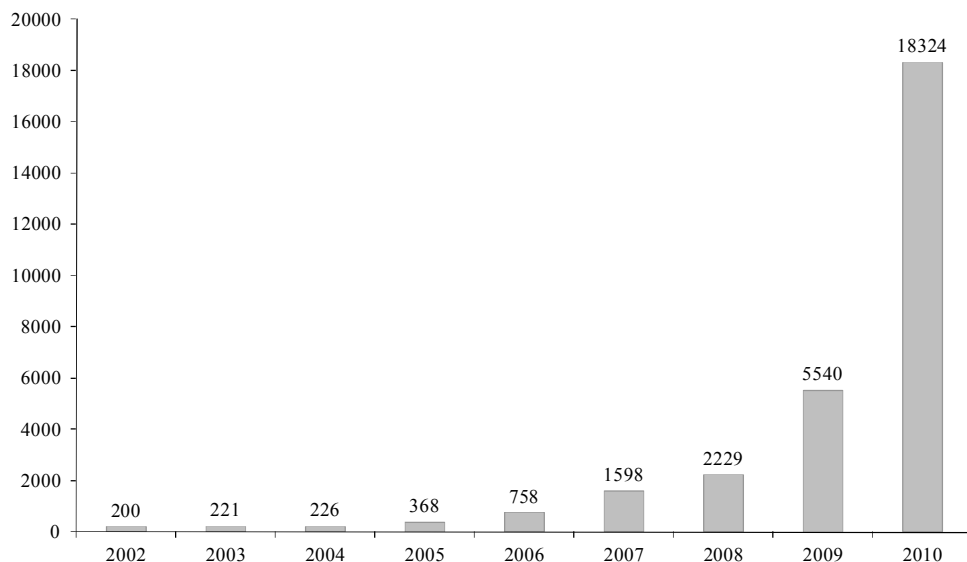


GRAFICO 18 - FONTE: Nomisma, 2011

Osserviamo ora nel dettaglio i dati per segmento della filiera⁹. Partendo dal fondo della filiera, il numero di piccoli installatori e progettisti ha raggiunto le 8.000 unità; i dipendenti “dedicati” delle imprese *System Integrator* e *EPC Contractor*¹⁰ sono stimabili in 3.500 unità; 200 sono i dipendenti impiegati dai distributori “puri” (senza contare il crescente numero di dipendenti “dedicati” al fotovoltaico nell’ambito dei distributori “generalisti”); 2.200 unità sono occupati nella produzione di celle e moduli; mentre 4.000 sono i lavoratori impegnati nella produzione di inverter (comprendendo anche i dipendenti delle imprese estere con filiale in Italia); infine sono circa 700 i lavoratori impiegati dai produttori di componentistica.

Consistenti sono anche le potenzialità di sviluppo dell’occupazione nel settore in Italia. Le fasi di installazione, esercizio e manutenzione rappresentano uno sbocco lavorativo consistente per il Paese. Secondo stime recenti, nel solo fotovoltaico il potenziale occupazionale diretto sarebbe di 27.500 unità al 2020¹¹, oltre al quale vi è poi da considerare una consistente parte di lavoratori dell’indotto, associati sia alle fasi di cantiere degli impianti che alle attività di funzionamento. Oltre ai benefici in termini di ricadute occupazionali, il settore ha assunto pian piano un peso rilevante anche in termini di valore aggiunto e contributo alla crescita del PIL nazionale. Secondo stime GIFI-ANIE, il fatturato complessivo del settore per il 2010 è stato pari ad oltre 40 mld/€, e grazie agli investimenti delle oltre 2000 imprese che operano nel settore

⁹ Riportati nell’ultimo *Solar Energy Report, 2011 dell’Energy Strategy Group, Politecnico di Milano*.

¹⁰ Engineering, Procurement and Construction Contractor.

¹¹ Iefe, Bocconi

(attive nella progettazione, installazione, distribuzione e manutenzione di impianti e sistemi; con un numero crescente di operatori anche nella produzione di inverter, sistemi di supporto e di componenti collegati al fotovoltaico; e con molti emergenti piccoli produttori di moduli fotovoltaici in silicio sia cristallino sia amorfo) è stato generato il 2% circa del PIL italiano.

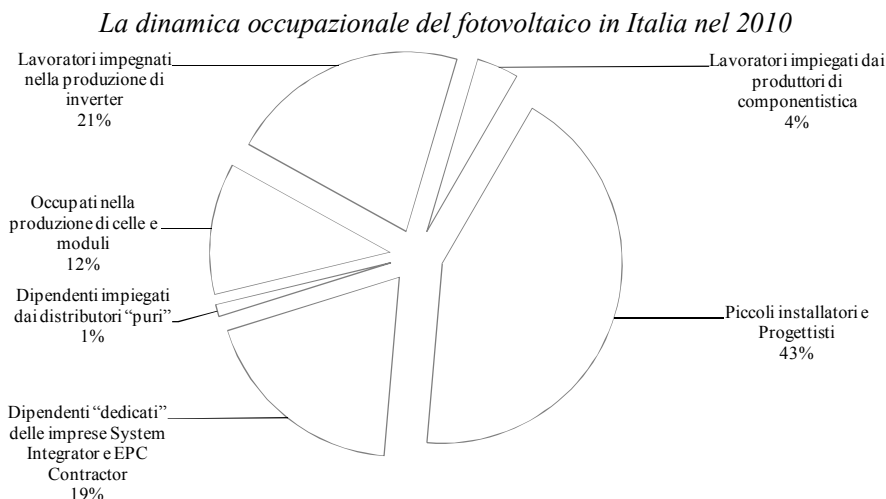


GRAFICO 19 - FONTE: elaborazioni SRM su dati Solar Energy Report 2011

Nonostante la congiuntura economica sfavorevole e le ricorrenti incertezze nel quadro regolatorio, le aziende del settore hanno confermato una forte dinamicità, effettuando numerose operazioni di investimento. L'*Irex Annual Report 2011*¹² ha censito per il 2010 una prevalenza di operazioni di investimento proprio nel fotovoltaico. Su 99 operazioni complessive in nuovi impianti e investimenti per circa 6 mld/€, 60 iniziative riguardano nuovi impianti fotovoltaici per una potenza totale installata di 564 MW.

7. Analisi dei poli energetici provinciali

Dopo aver analizzato la presenza e il peso che la fonte fotovoltaica ha a livello regionale e di macroaree sul totale nazionale, un ulteriore approfondimento ha riguardato lo studio dei dati per singole province prendendo come riferimento territoriale le 8 regioni del Mezzogiorno e 2 del Centro-Nord (Lazio e Lombardia).

In particolare, delle 58 province presenti su tali aree sono state prese in considerazione quelle che fanno registrare alternativamente:

- almeno 20.000 kW di potenza installata;
- almeno 1.000 impianti installati.

¹² Althesys, *IREX Annual Report 2011*, (2011b).

Si è giunti, così, ad un campione di 31 province (18 al Sud e 3 in Lazio e 10 in Lombardia) per le quali si è andato ad indagare sulla distribuzione comunale degli impianti fotovoltaici, in termini tanto numerici quanto di potenza installata, prendendo come banca dati di riferimento “Atlasole” del GSE (aggiornata all’1 febbraio 2011).

Si riportano di seguito le singole situazioni regionali.

Abruzzo

Per la regione Abruzzo l’unica provincia che presenta i requisiti selezionati è Teramo con 907 impianti per una potenza installata di 20.963 kW (rispettivamente il 29% e circa il 36% dei corrispondenti dati regionali). Oltre il 49% degli impianti presenti non supera i 5 kW e solamente 7 vanno oltre i 500 kW; l’installazione a maggior potenza, entrata in funzione nel settembre 2010, è localizzata nel Comune di Pineto per 996 kW. Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come il 67% della potenza installata provinciale è ascrivibile a 10 territori (su un totale di 44 censiti). In termini di impianti presenti, invece, si osserva una minor concentrazione degli stessi: i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno, infatti, nel complessivo circa il 59% degli impianti provinciali.

Provincia di Teramo: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Teramo	2.562,1	131	Teramo	131	2.562,1
Mosciano Sant'Angelo	2.003,2	67	Mosciano Sant'Angelo	67	2.003,2
Pineto	1.747,1	48	Giulianova	63	549,9
Bellante	1.362,0	16	Roseto degli Abruzzi	55	370,1
Basciano	1.188,3	9	Pineto	48	1.747,1
Morro d'Oro	1.133,8	41	Morro d'Oro	41	1.133,8
Silvi	1.088,5	20	Sant'Egidio alla Vibrata	41	731,2
Torano Nuovo	1.072,0	12	Tortoreto	32	385,7
Controguerra	955,0	17	Sant'Omero	31	643,1
Notaresco	923,6	20	Atri	25	283,9
Totale Provincia	20.963	907			
Totale Regione	58.596	3.132			

TABELLA 8- FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Teramo: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni



GRAFICO 20 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Sulla base dei dati forniti, riportati in tabella, non sono individuabili (in termini di potenza installata) delle particolari arre di produzione fotovoltaica. Tuttavia, è possibile osservare come le installazioni presenti – ad esclusione di quelle del comune di Teramo che, posizionato verso l'interno del territorio, fa contare 131 impianti per oltre 2,5 mila kW – sono localizzati lungo la fascia est della provincia con una distribuzione che parte da nord con il comune di Controguerra e si estende verso sud fino a Silvi.

Basilicata

Entrambe le province della regione Basilicata rientrano nei parametri stabiliti con una potenza installata complessiva pari a 42.217 kW e 1.607 impianti. In particolare, sul territorio potentino sono presenti 983 installazioni (quasi il 62% del dato regionale) per un totale di 21.877 kW (circa il 52% del dato complessivo). Oltre il 56% di essi non supera i 5 kW di potenza e solamente 7 vanno oltre i 500 kW; gli impianti a potenza maggiore, in particolare, si trovano sui territori di Tito e San Chirico Nuovo per, rispettivamente, 993,6 e 995 kW. Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come ben il 75% della potenza installata provinciale è ascrivibile a 10 territori (su un totale di 88 censiti). In termini di impianti presenti, invece, si osserva una minor concentrazione degli stessi: i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno, infatti, nel complessivo circa la metà degli impianti provinciali.

Provincia di Potenza: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Viggiano	4.583,2	11	Potenza	112	673,4
Vaglio Basilicata	3.011,4	77	Lauria	86	699,9
Tolve	1.952,6	7	Vaglio Basilicata	77	3.011,4
Tito	1.587,6	25	Avigliano	45	219,2
Melfi	1.047,4	30	Picerno	37	187,4
Cancellara	999,9	3	Melfi	30	1.047,4
San Chirico Nuovo	997,9	2	Pignola	27	115,7
Rionero in Vulture	844,1	25	Rionero in Vulture	25	844,1
Lauria	699,9	86	Tito	25	1.587,6
Potenza	673,4	112	Sant'Arcangelo	24	198,2
Totale Provincia	21.877	983			
Totale Regione	42.217	1.607			

TABELLA 9 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Potenza: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

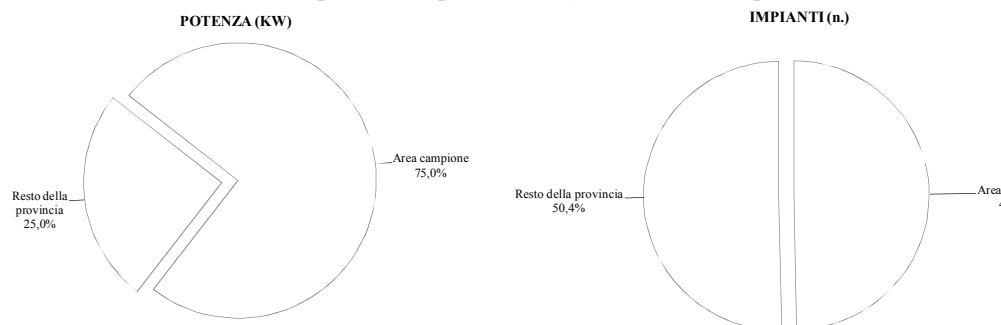


GRAFICO 21 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Sulla base dei dati forniti, è possibile individuare (in termini di potenza installata) due principali aree fotovoltaiche: la prima nella parte nord della provincia riguardante i comuni di Melfi e Rionero in Vulture con 55 installazioni per 1.891,5 kW e la seconda nella zona centrale della stessa in cui si ritrovano 6 dei restanti comuni riportati in tabella.

I dati per la provincia di Matera, dal canto loro, fanno registrare 624 impianti per 20.340 kW. In merito alla taglia, essi si caratterizzano per una minor presenza, in termini percentuali, di impianti al di sotto dei 5 kW (circa il 30%); sono, invece, solamente 2 quelli che superano i 500 kW e, in particolare, si tratta di 2 installazioni presenti sui comuni di Matera e Pisticci per, rispettivamente, 996,6 e 997,9 kW.

I dati aggregati a livello comunale mostrano come i 10 territori con la maggior potenza installata (su un totale di 24 censiti) fanno registrare circa il 93% del totale provinciale; mentre alle 10 aree con il maggior numero di impianti ne sono ascrivibili oltre l'86% del totale.

Provincia di Matera: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Pisticci	5.464,1	107	Matera	124	3.022,7
Craco	3.915,7	80	Pisticci	107	5.464,1
Grassano	3.067,4	66	Craco	80	3.915,7
Matera	3.022,7	124	Grassano	66	3.067,4
Montalbano Jonico	1.017,1	27	Montescaglioso	37	407,5
Ferrandina	729,0	9	Policoro	33	250,1
Colobraro	516,3	9	Montalbano Jonico	27	1.017,1
Irsina	419,0	8	Nova Siri	23	173,6
Montescaglioso	407,5	37	Scanzano Jonico	22	339,9
Scanzano Jonico	339,9	22	Bernalda	19	112,4
Totale Provincia	20.340	624			
Totale Regione	42.217	1.607			

TABELLA 10 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Matera: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

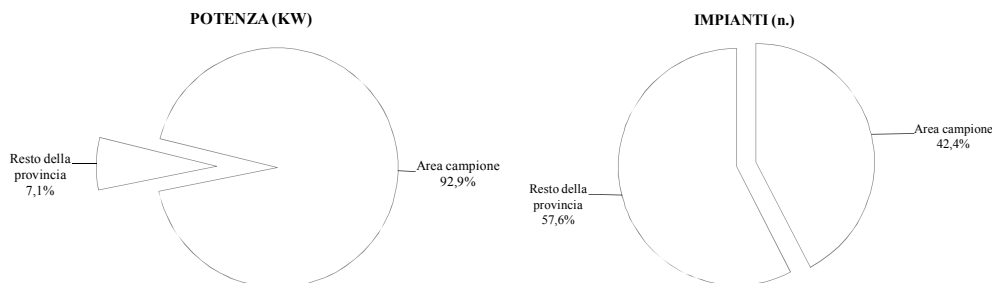


GRAFICO 22 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Sulla base dei dati riportati (in termini di potenza installata), non è possibile individuare specifiche aree fotovoltaiche: i singoli impianti appaiono, infatti, distribuiti quasi in modo uniforme sull'intero territorio provinciale.

Calabria

Per la regione Calabria, delle 5 province presenti, solo una rientra nei parametri stabiliti per l'analisi; si tratta di Cosenza che fa registrare 1.334 impianti per una potenza installata di 23.636 kW (rispettivamente il 38% e il 45% dei corrispondenti dati regionali). Oltre il 60% degli impianti presenti non supera i 5 kW di potenza e solamente 5 vanno oltre i 500 kW; tra quest'ultimi, in particolare, spicca un'installazione nel territorio di Altomonte per oltre 3.297 kW e due nel territorio di Rende per 1.000 e 1.390 kW.

Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota una rilevante concentrazione della potenza installata; si osserva, infatti, come su 143 territori censiti, oltre il 71% della stessa è ascrivibile a 10 territori (di cui il 58% per i primi 5).

In termini di impianti presenti, invece, si osserva come i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel complessivo oltre il 42% degli impianti provinciali.

Provincia di Cosenza: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Rende	4.685,7	126	Rende	126	4.685,7
Altomonte	3.579,5	8	Rossano	79	982,1
Corigliano Calabro	2.075,5	71	Corigliano Calabro	71	2.075,5
Castrovillari	1.708,5	44	Acri	50	491,8
San Marco Argentano	1.625,9	14	Bisignano	48	569,9
Rossano	982,1	79	Cosenza	48	649,7
Cosenza	649,7	48	Castrovillari	44	1.708,5
Bisignano	569,9	48	Mendicino	36	144,6
Acri	491,8	50	Montalto Uffugo	36	166,2
Villapiana	487,8	11	Diamante	28	157,5
Totale Provincia	23.636	1.334			
Totale Regione	78.346	3.949			

TABELLA 11 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Cosenza: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

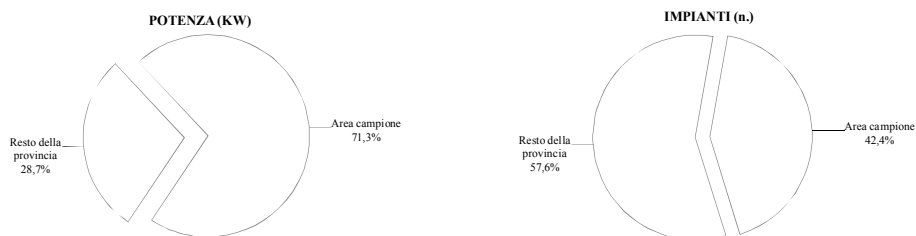


GRAFICO 23 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Sulla base dei dati forniti è possibile individuare (in termini di potenza installata) due principali aree fotovoltaiche: la prima nella parte sud della provincia comprendente i territori di Rende e Cosenza con 174 impianti per oltre 5.335 kW di potenza e la seconda nella fascia centrale della stessa in cui si ritrovano 5 dei restanti comuni riportati in tabella.

Campania

Per la regione Campania le province rientranti nei parametri stabiliti sono 2 (Napoli e Salerno) per una potenza installata totale pari a circa 46.856 kW (corrispondente a circa il 60% del totale regionale) e 2.110 impianti (oltre il 53% del totale regionale). In particolare, sul territorio napoletano sono presenti 900 installazioni (circa il 23% del dato regionale) per un totale di 32.717,4 kW (circa il 42% del dato Campania): più della metà di essi è al di sotto dei 5 kW di potenza e solamente 16 superano i 100 kW.

Tra quest'ultimi spicca un impianto sul territorio di Giugliano in Campania che, entrato in esercizio il 24 novembre 2010, ha una potenza installata di 20.410,4 kW. Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come oltre l'86% della potenza installata provinciale è ascrivibile a 10 territori (su un totale di 80 censiti). In termini di impianti presenti, invece, si osserva una minor concentrazione degli stessi: i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno, infatti, nel complessivo il 47,2% degli impianti provinciali.

Provincia di Napoli: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Giugliano	20.860,4	72	Napoli	94	2.023,4
Napoli	2.023,4	94	Giugliano	72	20.860,4
Pomigliano d'Arco	1.958,9	35	Nola	52	1.194,3
Nola	1.194,3	52	Pomigliano d'Arco	35	1.958,9
Acerra	515,9	31	Saviano	33	199,2
Somma Vesuviana	431,8	32	Somma Vesuviana	32	431,8
Casoria	354,2	21	Acerra	31	515,9
Arzano	327,8	10	Marigliano	31	226,5
Casandrino	279,4	10	Palma Campania	24	117,9
Casalnuovo	273,3	16	Casoria	21	354,2
Totale Provincia	32.717,4	900			
Totale Regione	78.346	3.949			

TABELLA 12 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Napoli: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni



GRAFICO 24 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Per la provincia di Napoli e sulla base della potenza installata possibile individuare 2 aree fotovoltaiche: una per il territorio di Giugliano in Campania che conta 72 impianti per quasi 21 mila kW e una per l'area Nord-Est del territorio comprendente i restanti Comuni.

I dati per la provincia di Salerno, dal canto loro, si caratterizzano in primis per la presenza di un maggior numero di impianti ai quali è, tuttavia, associata una potenza installata notevolmente minore: si censiscono, infatti, 1.210 installazioni per 14.138 kW corrispondenti, rispettivamente, a circa il 31% e al 18% del dato regionale.

La taglia media dei singoli impianti è, quindi, minore rispetto a quanto visto per il territorio napoletano e si osserva come oltre 830 di essi non superano i 5 kW di potenza, mentre solo 5 vanno oltre i 500 kW raggiungendo il valore massimo di 993,6 kW (relativo ad un impianto presente sul territorio di Buccino).

I dati aggregati a livello comunale mostrano come i 10 territori con la maggior potenza installata (su un totale di 131 censiti) fanno registrare circa il 57% del totale provinciale; mentre alle 10 aree con il maggior numero di impianti ne sono ascrivibili il 28,6% del totale provinciale.

Provincia di Salerno: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Buccino	2.044,2	14	Agropoli	44	227,4
Salerno	1.320,4	39	Eboli	44	358,6
Olevano sul Tusciano	1.087,2	9	Salerno	39	1.320,4
Laurino	1.036,2	17	Capaccio	37	310,9
Altavilla Silentina	551,1	10	Scafati	33	207,3
Castelnuovo Cilento	535,4	16	Campagna	31	161,0
Fisciano	505,0	11	Montecorvino Rovella	30	156,3
Eboli	358,6	44	Oliveto Citra	30	3,2
Bellizzi	312,3	20	Nocera Inferiore	29	267,1
Capaccio	310,9	37	Sarno	29	266,1
Totale Provincia	14.138,3	1.210			
Totale Regione	78.346	3.949			

TABELLA 13 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Salerno: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

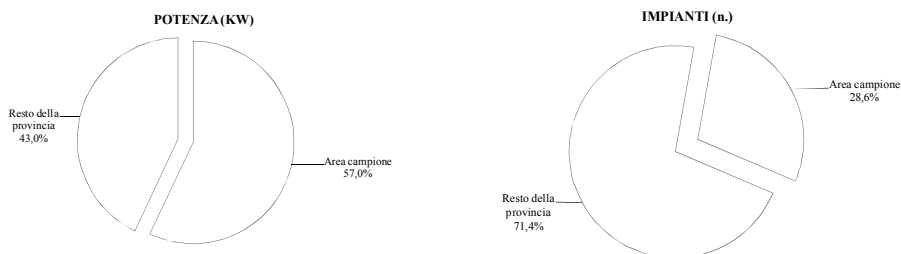


GRAFICO 25 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

In base ai dati riportati, per il salernitano è possibile individuare due aree fotovoltaiche: la prima, nell'area Nord-Est, comprendente i comuni di Acerno, Scafati e Nocera Inferiore e la seconda nella parte centrale della provincia; area, quest'ultima, che partendo dai territori di Montecorvino Rovella e Oliveto Citra si estende verso sud fino al comune di Salento.

Puglia

Per la Puglia, prima regione d'Italia per potenza installata, l'analisi ha riguardato l'intero territorio regionale essendo le 6 province presenti tutte rientranti nei parametri stabiliti per l'analisi; nel complessivo si contano 9.561 impianti per una produzione pari a 593.092 kW con una particolare rilevanza (in termini di potenza) delle province di Lecce e Brindisi.

La produzione fotovoltaica regionale si caratterizza, rispetto alle altre aree della macroarea, per una rilevante presenza di impianti con potenza superiore ai 500 kW.

Sulla base dei dati analizzati relativamente alla potenza installata da ogni singolo comune, inoltre, non emergono agglomerati produttivi tali da poter individuare specifici poli fotovoltaici: i singoli territori a maggior produzione appaiono, infatti, distribuiti quasi in modo uniforme sugli interi territori provinciali.

Per il territorio di Bari si contano 2.767 impianti (29% del totale regionale) per 110.511 kW (18,6% del dato complessivo). Il 55% delle installazioni presenti non supera i 5 kW di potenza e il 3% (81 in valori assoluti) va oltre i 500 kW; tra quest'ultimi, in particolare, il primo per potenza installata è localizzato nel comune di Cassano delle Murge per 1.000 kW.

Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota una rilevante concentrazione della potenza installata; si osserva, infatti, come su 40 territori censiti, il 66% della stessa è ascrivibile a 10 territori (il 45% per i primi 5).

In termini di impianti presenti, invece, si osserva come i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel complessivo il 52% degli impianti provinciali.

Provincia di Bari: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Turi	12.602,7	59	Bari	248	3.441,3
Gravina in Puglia	12.380,3	101	Monopoli	187	4.216,0
Acquaviva delle Fonti	10.539,8	81	Santeramo in Colle	157	4.122,1
Palo del Colle	7.818,6	153	Palo del Colle	153	7.818,6
Gioia del Colle	6.908,4	104	Corato	149	3.521,2
Cassano delle Murge	5.528,8	66	Conversano	135	3.900,1
Ruvo di Puglia	4.485,4	30	Castellana Grotte	114	721,9
Altamura	4.313,1	72	Gioia del Colle	104	6.908,4
Monopoli	4.216,0	187	Gravina in Puglia	101	12.380,3
Santeramo in Colle	4.122,1	157	Noicattaro	93	959,6
Totale Provincia	110.511	2.767			
Totale Regione	593.092	9.561			

TABELLA 14 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Bari: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

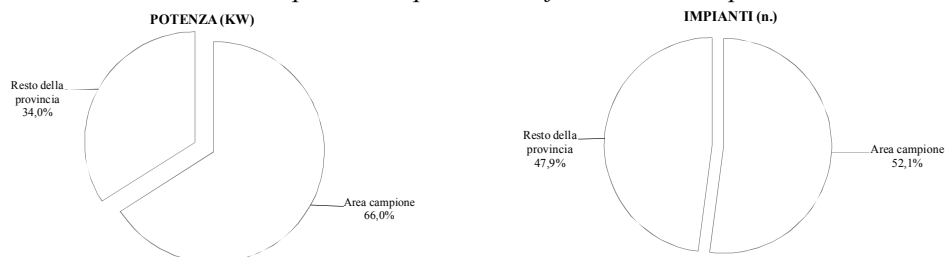


GRAFICO 26 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Per la provincia di Barletta-Andria-Trani, invece, si registrano 433 impianti per una potenza complessiva di 41.457 kW (rispettivamente il 4,5% e il 7% dei corrispondenti valori regionali). Il 55% delle installazioni presenti non supera i 5 kW e ben l'8,7% (38 in valori assoluti) va oltre i 500 kW. Per quanto concerne, invece, i dati aggregati a livello comunale si osserva come gli impianti censiti ricadono tutti sul territorio di 10 comuni. I primi 5 con la maggior potenza installata fanno registrare l'86,8% del totale provinciale; mentre alle 10 aree con il maggior numero di impianti ne è ascrivibili quasi l'80% del corrispondente dato complessivo.

*Provincia di Barletta-Andria-Trani:
numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici*

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Canosa di Puglia	9.165,8	31	Bisceglie	115	1.781,3
Andria	8.653,1	59	Trani	83	932,2
Minervino Murge	8.009,5	16	Andria	59	8.653,1
Spinazzola	6.021,7	12	Barletta	58	1.445,6
Trinitapoli	4.119,1	18	Canosa di Puglia	31	9.165,8
Bisceglie	1.781,3	115	Margherita di Savoia	22	187,6
Barletta	1.445,6	58	San Ferdinando di Puglia	19	1.140,6
San Ferdinando di Puglia	1.140,6	19	Trinitapoli	18	4.119,1
Trani	932,2	83	Minervino Murge	16	8.009,5
Margherita di Savoia	187,6	22	Spinazzola	12	6.021,7
Totale Provincia	41.457	433			
Totale Regione	593.092	9.561			

TABELLA 15 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Barletta-Andria-Trani: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 5 comuni

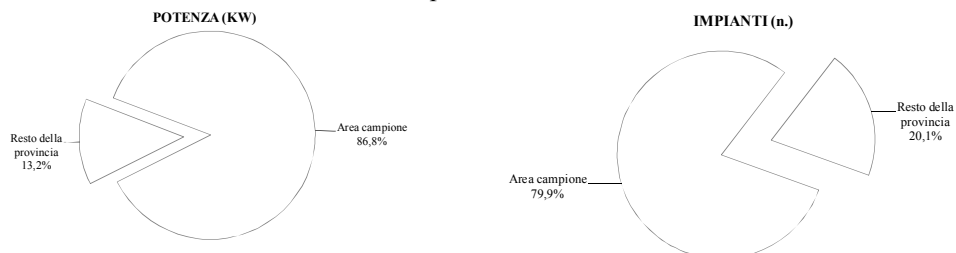


GRAFICO 27 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

La provincia di Brindisi, dal canto suo, fa registrare 999 impianti per 144.102 kW (rispettivamente il 10,5% e il 24,3% dei corrispondenti valori regionali). Il 53% degli stessi non va oltre i 5 kW di potenza e ben il 10% supera i 500 kW; tra queste spicca un'installazione nel comune di Cellino San Marco per 42.692 kW.

Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come il 96,7% della potenza complessivamente installata è localizzata su 10 territori (su 20 censiti). In termini di impianti presenti, invece, si osserva come i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel loro insieme circa il 73,5% degli impianti provinciali.

Provincia di Brindisi: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Cellino San Marco	43.774,3	20	Fasano	141	2.212,2
Brindisi	39.645,4	128	Brindisi	128	39.645,4
Mesagne	24.431,7	63	Ostuni	95	2.755,1
San Pietro Vernotico	16.727,2	44	Torre Santa Susanna	65	425,1
Oria	3.298,8	50	Mesagne	63	24.431,7
Torchiarolo	2.895,1	14	San Pancrazio Salentino	56	303,4
Ostuni	2.755,1	95	Oria	50	3.298,8
San Vito dei Normanni	2.297,9	48	San Vito dei Normanni	48	2.297,9
Fasano	2.212,2	141	Francavilla Fontana	44	525,7
Villa Castelli	1.244,5	25	San Pietro Vernotico	44	16.727,2
Totale Provincia	144.102	999			
Totale Regione	593.092	9.561			

TABELLA 16 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Brindisi: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

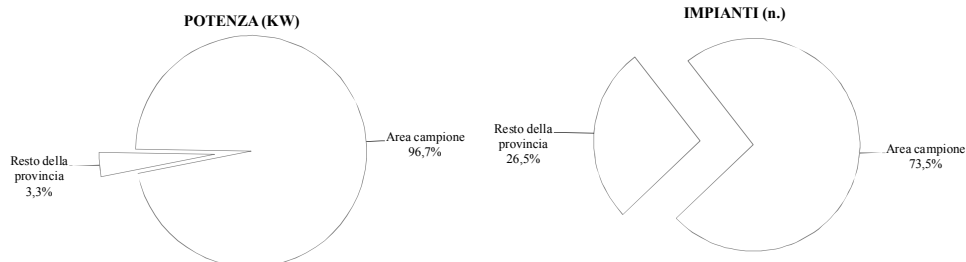


GRAFICO 28 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Per la provincia di Foggia sono stati rilevati 765 impianti per una potenza complessiva pari a 73.040 kW (8% e 12,3% dei corrispondenti valori regionali).

Il 38,7% delle installazioni presenti non supera i 5 kW di potenza e circa l'8,2% (63 in termini assoluti) va oltre i 500 kW; tra questi, l'impianto a potenza maggiore si trova nel comune di Troia per 1.000 kW. Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come oltre il 78,6% della potenza installata provinciale è ascrivibile a 10 territori (su un totale di 56 censiti). In termini di impianti presenti, invece, si osserva come i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel complessivo circa il 67,8% degli impianti provinciali.

Provincia di Foggia: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Foggia	16.553,6	140	Foggia	140	16.553,6
Lucera	9.489,3	38	Cerignola	66	3.493,3
San Severo	5.855,1	56	San Severo	56	5.855,1
Troia	5.444,9	39	Manfredonia	48	3.725,5
San Giovanni Rotondo	4.197,1	32	Torremaggiore	41	2.366,3
Manfredonia	3.725,5	48	Troia	39	5.444,9
Cerignola	3.493,3	66	Lucera	38	9.489,3
San Paolo di Civitate	3.372,8	22	Apricena	37	2.233,7
Stomarella	2.923,3	5	San Giovanni Rotondo	32	4.197,1
Torremaggiore	2.366,3	41	San Paolo di Civitate	22	3.372,8
Totale Provincia	73.040	765			
Totale Regione	593.092	9.561			

TABELLA 17 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

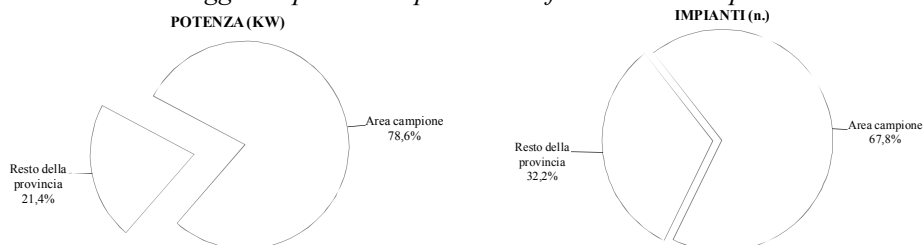
Provincia di Foggia: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

GRAFICO 29 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

La provincia di Lecce fa registrare 3.241 impianti per 105.116 kW (33,9% e 26,1% dei corrispondenti valori regionali). Oltre il 63% degli impianti presenti non va oltre i 5 kW di potenza e circa il 4% supera i 500 kW; tra quest'ultimi spiccano 4 installazioni nel comune di Scorrano, tutte con potenza superiore a 1.000 kW.

Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come il 55,2% della potenza installata è localizzata su 10 territori (su 97 censiti). In termini di impianti presenti, invece, si osserva come le 10 aree che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel loro insieme circa il 33,5% degli impianti provinciali.

Provincia di Lecce: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Nardò	13.372,9	89	Lecce	274	9.730,2
Scorrano	12.706,3	19	Copertino	113	1.824,8
Soletto	10.431,6	67	Leverano	110	2.210,4
Lecce	9.730,2	274	Veglie	102	2.417,6
Ugento	9.107,5	49	Taviano	91	2.137,1
Lequile	7.854,5	36	Nardò	89	13.372,9
Matino	6.533,5	64	Galatina	88	6.194,8
Galatina	6.194,8	88	Tricase	87	1.635,1
Guagnano	5.151,3	40	Soletto	67	10.431,6
Salice Salentino	4.583,4	46	Matino	64	6.533,5
Totale Provincia	155.116	3.241			
Totale Regione	593.092	9.561			

TABELLA 18 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

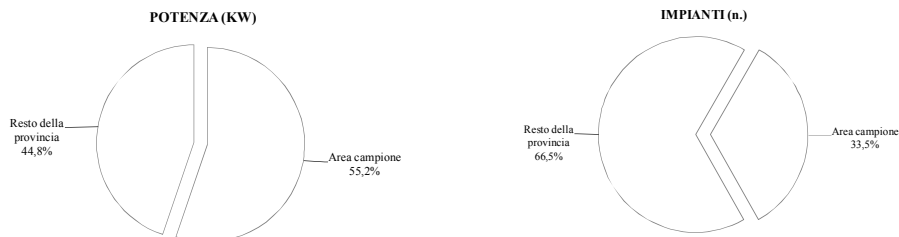
Provincia di Lecce: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

GRAFICO 30 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

La provincia di Taranto, infine, fa registrare 1.356 impianti per 68.866 kW di potenza installata (rispettivamente il 14,2% e il 11,6% dei corrispondenti dati regionali). In riferimento alle dimensioni degli impianti, circa il 65,3% degli stessi non supera i 5 kW e il 3,3% (45 in valore assoluto) va oltre i 500 kW. Tra quest'ultimi, le 2 installazioni a maggior potenza insistono sul territorio di Castellaneta per, rispettivamente, 7.098,9 e 6.893,9 kW.

Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come l'81% della potenza installata è localizzata in 10 territori (su 29 censiti). In termini di impianti presenti, invece, si osserva come le 10 aree che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel loro insieme circa il 68% degli impianti provinciali.

Provincia di Taranto: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Castellaneta	15.390,5	38	Taranto	248	6.571,2
Ginosa	11.299,5	72	Martina Franca	159	1.149,5
Taranto	6.571,2	248	Manduria	120	1.495,8
Laterza	5.138,8	32	Sava	83	407,2
Lizzano	4.099,6	30	Leporano	76	347,8
Mottola	3.750,4	19	Ginosa	72	11.299,5
Maruggio	2.991,3	21	San Marzano di San G.	46	2.169,1
Grottaglie	2.275,3	44	Grottaglie	44	2.275,3
San Marzano di San G.	2.169,1	46	Castellaneta	38	15.390,5
Crispiano	2.138,1	34	Massafra	38	278,6
Totale Provincia	68.866	1.356			
Totale Regione	593.092	9.561			

TABELLA 19 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

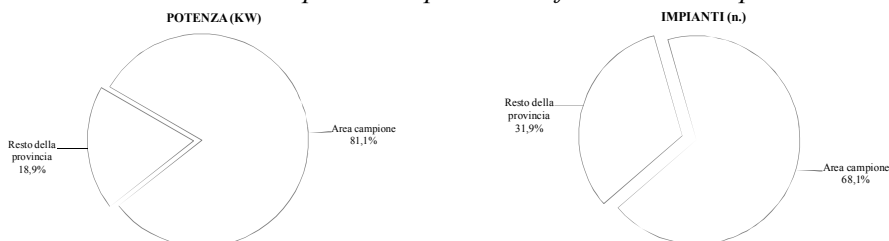
Provincia di Taranto: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

GRAFICO 31 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Sardegna

Per la Sardegna le province rientranti nel campione considerato sono 2, Cagliari e Sassari, con una produzione complessiva di 37.761 kW derivante da 3.781 impianti (rispettivamente 45,6 % e il 50% dei corrispondenti dati regionali).

Per la provincia di Cagliari, in particolare, sono stati rilevate 2.399 installazioni con una potenza totale pari a 24.750 kW (31,7% e 29,2% dei valori regionali).

In merito alla taglia, invece, oltre il 76% degli stessi non supera i 5 kW e solamente 5 vanno oltre i 500 kW; tra quest'ultimi spiccano due impianti sui territori di Uta e Assemmini per, rispettivamente, 5.825,6 e 1.486,8 kW. I dati aggregati a livello comunale mostrano come i 10 territori con la maggior potenza installata (su un totale di 70 censiti) fanno registrare circa il 73% del totale provinciale; mentre alle 10 aree con il maggior numero di impianti ne sono ascrivibili quasi il 53% del dato complessivo.

Provincia di Cagliari: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Uta	8.779,8	40	Cagliari	224	1.267,9
Assemmini	3.236,0	96	Quartu Sant'Elena	197	818,0
Cagliari	1.267,9	224	Capoterra	177	807,9
Donori	899,8	22	Serargius	136	770,3
Quartu Sant'Elena	818,0	197	Sinnai	124	462,4
Capoterra	807,9	177	San Sperate	106	544,5
Selargius	770,3	136	Assemmini	96	3.236,0
San Sperate	544,5	106	Sestu	87	501,4
Sestu	501,4	87	Guasila	62	340,7
Sinnai	462,4	124	Quartucciu	61	339,9
Totale Provincia	24.750	2.399			
Totale Regione	84.853	7.556			

TABELLA 20 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Cagliari: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

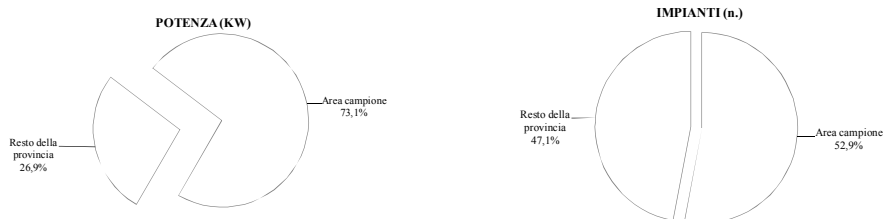


GRAFICO 32 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Sulla base dei dati riportati in tabella è possibile individuare (in termini di potenza installata) una forte concentrazione degli impianti intorno al comune di Cagliari, in modo tale da formare un unico polo che partendo da quest'ultimo si estende verso i territori limitrofi.

Per la provincia di Sassari, invece, sono 1.423 gli impianti registrati per una potenza installata di 13.264 kW (rispettivamente il 18,8% e il 15,6% dei corrispondenti valori regionali). Come visto per Cagliari, prevalgono gli impianti con una potenza non superiore ai 5 kW (circa il 70%) e solo 4 vanno oltre i 500 kW; in particolare, i due

impianti a maggior potenza si trovano sui territori di Ozieri e Sassari per, rispettivamente, 2.634 e 1.354 kW.

Considerando i dati aggregati a livello comunale, infine, si nota come oltre l'80% della potenza installata provinciale è ascrivibile a 10 territori (su un totale di 64 censiti). In termini di impianti presenti, invece, si osserva una minor concentrazione degli stessi: i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno, infatti, nel complessivo circa il 67,3% degli impianti provinciali.

Provincia di Sassari: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Sassari	3.888,1	476	Sassari	476	3.888,1
Ozieri	2.968,9	51	Ittiri	81	419,7
Porto Torres	1.896,3	53	Alghero	73	270,8
Ittiri	419,7	81	Sorso	60	234,6
Uri	295,3	60	Uri	60	295,3
Alghero	270,8	73	Porto Torres	53	1.896,3
Nulvi	244,9	34	Ozieri	51	2.968,9
Sorso	234,6	60	Thiesi	36	152,0
Tula	227,0	14	Nulvi	34	244,9
Usini	179,8	26	Benetutti	33	168,3
Totale Provincia	13.264	1.423			
Totale Regione	84.853	7.556			

TABELLA 21 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Sassari: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

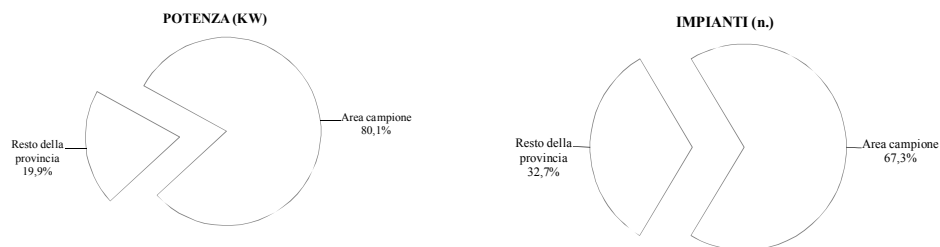


GRAFICO 33 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Sulla base dei dati esposti (in termini di potenza installata), gli impianti mostrano una maggior presenza nell'area nord-ovest della provincia; in particolare è possibile individuare una maggior concentrazione nella fascia di territorio che da Porto Torres si estende verso sud fino a Ittiri.

Sicilia

Per la regione Sicilia sono 4 le Province rientranti nei parametri stabiliti per l'analisi; si tratta di Agrigento, Catania, Ragusa e Siracusa che, nel loro insieme, fanno registrare 4.366 impianti per una potenza installata di 102.929 kW (rispettivamente il 54,2% e il 71% dei corrispondenti dati regionali).

Per il territorio di Agrigento si contano 763 impianti (9,5% del totale regionale) per 21.775 kW (15% del dato complessivo). Il 65% delle installazioni presenti non supera i

5 kW di potenza e solamente 9 vanno oltre i 500 kW; tra quest'ultime, in particolare, ne spiccano 4 con una potenza superiore ai 2.000 kW (il principale è localizzato nel comune di Casteltermini per 2.997 kW).

Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota una rilevante concentrazione della potenza installata; si osserva, infatti, come su 40 territori censiti, oltre l'86% della stessa è ascrivibile a 10 territori (il 75% per i primi 5).

In termini di impianti presenti, invece, si osserva come i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel complessivo circa il 62% degli impianti provinciali.

Provincia di Agrigento: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Agrigento	9.429,8	81	Agrigento	81	9.429,8
Casteltermini	3.073,7	20	Canicatti	81	606,0
Porto Empedocle	1.710,7	15	Raffadali	55	316,3
Licata	1.147,6	42	Campobello di Licata	42	415,9
Palma di Montechiaro	1.044,7	13	Licata	42	1.147,6
Canicatti	606,0	81	Sciacca	40	335,0
Menfi	563,1	34	Favara	37	263,0
Bivona	434,0	5	Santa Margherita di Belice	35	242,6
Campobello di Licata	415,9	42	Menfi	34	563,1
Sciacca	335,0	40	Aragona	27	218,2
Totale Provincia	21.775	763			
Totale Regione	144.873	8.054			

TABELLA 22 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Agrigento: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

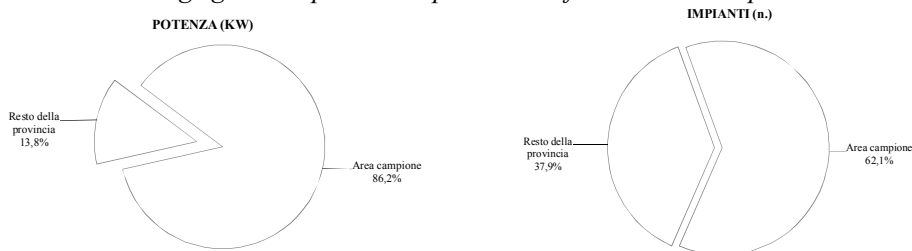


GRAFICO 34 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Sulla base dei dati riportati (in termini di potenza installata), non è possibile individuare specifici poli fotovoltaici: i singoli impianti appaiono, infatti, distribuiti sull'intero territorio provinciale.

La provincia di Catania, dal canto suo, ha fatto registrare 1.407 impianti per 10.510 kW (rispettivamente il 17,5% e il 7,2% dei corrispondenti totali regionali).

Quasi il 70% degli impianti presenti non va oltre i 5kW di potenza e solamente 2 superano i 500 kW; si tratta, in particolare, di due installazioni presenti sui territori di Paternò e Belpasso per, rispettivamente, 997 e 779,7 kW.

Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come il 63% della potenza complessivamente installata è localizzata su 10 territori (su 58 censiti). In termini di impianti presenti, invece, si osserva come i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel loro insieme circa il 49% degli impianti provinciali.

Provincia di Catania: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Belpasso	1.455,9	35	Catania	147	1.336,1
Catania	1.336,1	147	Acireale	82	423,0
Paternò	1.088,3	18	Mascalucia	79	316,4
Giarre	621,1	63	Bronte	71	395,9
Acireale	423,0	82	Giarre	63	621,1
Bronte	395,9	71	Aci Sant'Antonio	59	294,2
Caltagirone	346,4	50	Caltagirone	50	346,4
Misterbianco	344,5	44	Adrano	47	201,7
Mascalucia	316,4	79	Pedara	46	240,0
Aci Sant'Antonio	294,2	59	Misterbianco	44	344,5
Totale Provincia	10.510	1.407			
Totale Regione	144.873	8.054			

TABELLA 23 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Catania: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

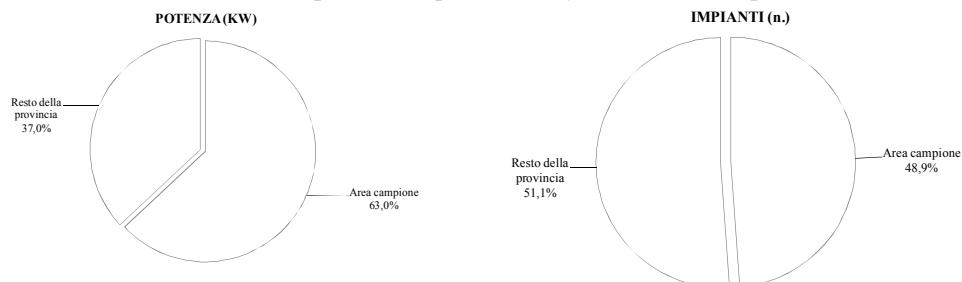


GRAFICO 35 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Sulla base dei dati riportati in tabella (in termini di potenza installata), si osserva come, la maggior parte della produzione (7 comuni su 10) è localizzata nella fascia centrale della provincia. Partendo, quindi, dal territorio di Catania è possibile individuare un'area che si estende verso nord fino ad Acireale e verso ovest fino a Paternò.

Per la provincia di Ragusa sono 1.131 gli impianti registrati per una potenza complessiva pari a 31.032 kW (rispettivamente 14% e il 21,4% dei corrispondenti dati regionali).

Anche in questo caso la maggior parte delle installazioni (circa il 60%) non va oltre i 5 kW di potenza installata e solo 8 superano i 500 kW. Tra quest'ultimi, 3 mostrano valori al di sopra della media e sono localizzati nei comuni di Santa Croce Camerina (per 8.400,7 kW), Ragusa (per 4.003 kW) e Chiaramonte Gulfi (per 3.997,4 kW).

Tale situazione si riflette sull'analisi dei dati aggregati a livello comunale dalla quale emerge come su 12 territori censiti, i primi 5 fanno registrare l'87,2% della

potenza complessiva. In termini di numero di impianti, invece, il 78,4% del dato totale è ascrivibile ai 5 territori con le presenze più elevate.

Provincia di Ragusa: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Santa Croce Camerina	9.672,0	40	Ragusa	315	8.731,6
Ragusa	8.731,6	315	Modica	288	3.067,9
Chiaromonte Gulfi	4.208,0	26	Vittoria	129	831,9
Modica	3.067,9	288	Comiso	88	949,5
Acate	1.393,6	50	Ispica	67	547,1
Monterosso Almo	1.011,7	5	Pozzallo	66	354,1
Comiso	949,5	88	Acate	50	1.393,6
Vittoria	831,9	129	Scicli	43	202,9
Ispica	547,1	67	Santa Croce Camerina	40	9.672,0
Pozzallo	354,1	66	Chiaromonte Gulfi	26	4.208,0
Totale Provincia	31.032	1.131			
Totale Regione	144.873	8.054			

TABELLA 24 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Ragusa: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 5 comuni

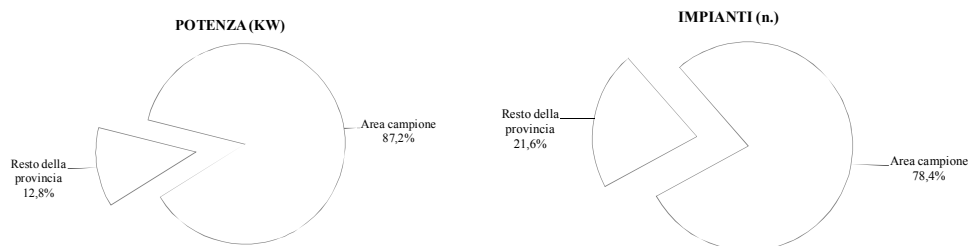


GRAFICO 36 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Sulla base dei dati riportati (in termini di potenza installata), non è possibile individuare specifici poli fotovoltaici: i singoli impianti appaiono, infatti, distribuiti quasi in modo uniforme sull'intero territorio provinciale.

La provincia di Siracusa, infine, fa registrare 1.065 impianti per 39.612 kW di potenza installata (rispettivamente il 13,2% e il 27,3% dei corrispondenti dati regionali).

In riferimento alle dimensioni degli impianti, circa il 68% degli stessi non supera i 5 kW e 14 vanno oltre i 500 kW. Tra quest'ultimi, di particolare rilevanza è un'installazione presente sul territorio di Priolo Gargallo per 13.447,5 kW, alla quale segue (per potenza) una sul territorio di Augusta per 2.961 kW.

Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come oltre il 97% della potenza installata è localizzata su 10 territori (su 21 censiti). In termini di impianti presenti, invece, si osserva come i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel loro insieme l'84,7% degli impianti provinciali.

Provincia di Siracusa: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Priolo Gargallo	13.767,2	41	Augusta	283	13.093,0
Augusta	13.093,0	283	Siracusa	203	1.670,6
Lentini	5.073,4	22	Avola	80	344,4
Melilli	3.077,3	53	Solarino	66	387,8
Siracusa	1.670,6	203	Melilli	53	3.077,3
Francofonte	492,8	37	Floridia	48	284,6
Solarino	387,8	66	Noto	48	241,8
Avola	344,4	80	Rosolino	43	212,7
Floridia	284,6	48	Priolo Gargallo	41	13.767,2
Palazzolo Acreide	265,6	24	Francofonte	37	492,8
Totale Provincia	39.612	1.065			
Totale Regione	144.873	8.054			

TABELLA 25 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

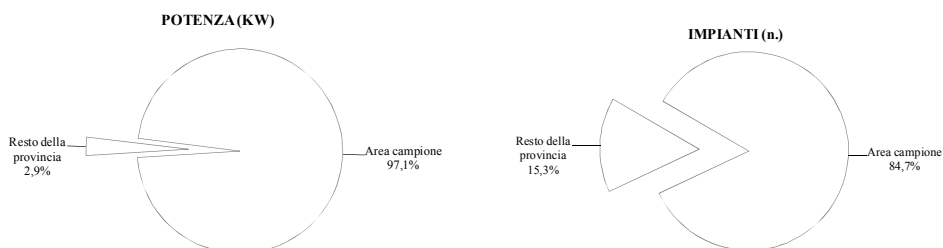
Provincia di Siracusa: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

GRAFICO 37 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Sulla base dei dati riportati (in termini di potenza installata), pur essendo gli impianti concentrati prevalentemente nella parte nord della provincia, non è possibile individuare specifici poli fotovoltaici; i singoli impianti appaiono, infatti, distribuiti quasi in modo uniforme nell'area individuata.

Lazio

Per la regione Lazio sono 3 le province rientranti nel campione; si tratta, in particolare, di Roma (che prevale per numero di impianti), Latina e Viterbo (prima per potenza installata) che, nel loro insieme, fanno registrare 7.155 impianti per 198.646 kW di potenza (rispettivamente l'83,8% e il 92,5% dei corrispondenti valori regionali).

Sulla base dei dati analizzati relativamente alla potenza installata da ogni singolo comune, inoltre, non emergono agglomerati produttivi tali da poter individuare specifici poli fotovoltaici gli impianti appaiono, infatti, distribuiti sull'intero territorio provinciale. Per la provincia di Roma si contano 5.097 impianti (59,5% del totale regionale) per 60.407 kW (28,1% del dato complessivo). Oltre il 70% delle installazioni presenti non supera i 5 kW di potenza e solamente 10 vanno oltre i 500 kW; tra quest'ultime, in particolare, 4 hanno una potenza superiore ai 1.000 kW e il valore massimo si registra per un impianto nel comune di Roma per 14.833 kW.

Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come su 10 territori censiti, circa l'82% della potenza installata è ascrivibile a 10 territori; mentre, in termini di impianti presenti, si osserva come i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno, nel complessivo, circa il 63,3% degli impianti provinciali.

Provincia di Roma: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Roma	34.975,2	1891	Roma	1891	34.975,2
Civitavecchia	3.898,9	165	Guidonia Montecelio	184	1.114,7
Pomezia	2.726,9	170	Pomezia	170	2.726,9
Fiumicino	2.523,2	134	Civitavecchia	165	3.898,9
Guidonia Montecelio	1.114,7	184	Anzio	162	986,9
Campagnano di Roma	991,5	33	Ardea	148	846,9
Anzio	986,9	162	Velletri	138	694,6
Ardea	846,9	148	Fiumicino	134	2.523,2
Nettuno	722,1	134	Nettuno	134	722,1
Velletri	694,6	138	Cerveteri	99	512,9
Totale Provincia	60.407	5.097			
Totale Regione	214.716	8.535			

TABELLA 26 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Roma: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

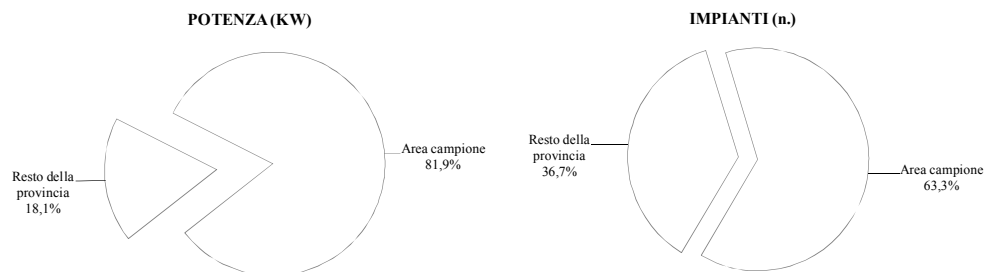


GRAFICO 38 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

La provincia di Latina, dal canto suo, fa registrare 1.057 impianti per 30.854 kW (rispettivamente il 12,4% e il 14,4% dei corrispondenti valori regionali). Oltre il 67% delle installazioni presenti non va oltre i 5 kW di potenza e 14 superano i 500 kW; tra questi, quello a potenza maggiore è localizzato sul territorio di Aprilia per 3.243,2 kW.

Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come il 92,6% della potenza installata è localizzata su 10 territori (su 29 censiti). In termini di impianti presenti, invece, i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel loro insieme circa il 75,8% degli impianti provinciali.

Provincia di Latina: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Aprilia	6.933,1	149	Latina	195	4.450,9
Sabaudia	5.805,2	44	Aprilia	149	6.933,1
Latina	4.450,9	195	Formia	79	392,9
Sezze	2.924,8	40	Cisterna di Latina	77	815,0
Terracina	2.473,3	74	Terracina	74	2.473,3
Pontinia	2.146,1	19	Minturno	54	1.147,6
Cori	1.383,9	53	Cori	53	1.383,9
Minturno	1.147,6	54	Sabaudia	44	5.805,2
Cisterna di Latina	815,0	77	Sezze	40	2.924,8
Fondi	488,2	30	Itri	36	172,8
Totale Provincia	30.854	1.057			
Totale Regione	214.716	8.535			

TABELLA 27 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Latina: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

GRAFICO 39 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

La provincia di Viterbo, infine, fa registrare 1.001 impianti per 107.385 kW di potenza installata (rispettivamente l'11,72% e il 50% dei corrispondenti dati regionali).

In riferimento alle dimensioni degli impianti, circa il 52% degli stessi non supera i 5 kW e solamente 15 vanno oltre i 500 kW; tra quest'ultimi, spicca un'installazione sul territorio di Montalto di Castro per 24.002 kW.

Provincia di Viterbo: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Montalto di Castro	96.899,2	90	Viterbo	160	2.338,0
Viterbo	2.338,0	160	Fabrica di Roma	119	98,4
Tuscania	1.145,4	48	Montalto di Castro	90	96.899,2
Montefiascone	833,5	82	Montefiascone	82	833,5
Tarquinia	725,3	44	Vetralla	54	506,8
Vetralla	506,8	54	Tuscania	48	1.145,4
Arlena di Castro	457,8	11	Nepi	46	275,1
Acquapendente	400,5	33	Tarquinia	44	725,3
Bassano Romano	333,2	25	Vitorchiano	34	241,6
Bomarzo	318,0	9	Acquapendente	33	400,5
Totale Provincia	107.385	1.001			
Totale Regione	214.716	8.535			

TABELLA 28 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come il 96,8% della potenza installata è localizzata in 10 territori (su 55 censiti). In termini di impianti presenti, invece, si osserva come le 10 aree che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel loro insieme quasi il 71% degli impianti provinciali.

Provincia di Viterbo: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

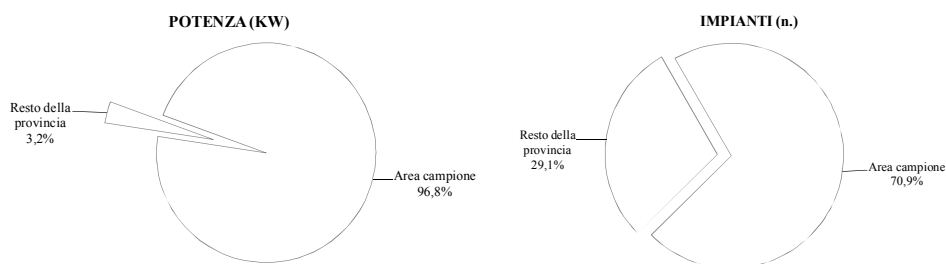


GRAFICO 40 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Lombardia

Per la regione Lombardia le province rientranti nel campione sono 10: tutti i territori presenti, ad eccezione di Lecco e Lodi, fanno, infatti, registrare le caratteristiche inizialmente indicate per una potenza installata regionale pari a 326.564 kW e 22.915 impianti. In particolare, è il territorio bresciano quello con il maggior numero di installazioni (5.617), mentre in termini di potenza prevale il dato della provincia di Milano (54.284 kW). I dati aggregati per territorio comunale mostrano una minore concentrazione rispetto a quanto visto per le regioni del Sud, anche a causa dal maggior numero di comuni presenti. Per la provincia di Bergamo si contano 3.443 impianti per una potenza installata pari a 57.916 kW (rispettivamente il 15% e il 17,7% dei corrispondenti valori regionali). In termini di taglia, si osserva come il 63,6% degli impianti non supera i 5 kW di potenza e 17 vanno oltre i 500 kW; tra quest'ultimi, in particolare, 5 superano i 1.000 kW con il valore massimo di 1.642,9 kW per un'installazione localizzata sul territorio di Bottanuco.

Considerando i dati aggregati a livello comunale, invece, si osserva una distribuzione sull'intero territorio: i 10 territori con la maggiore potenza installata (su 215 censiti) fanno registrare il 34,3% di quella complessiva; mentre in termini di impianti presenti si nota come le 10 aree che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel loro insieme circa il 18,7% degli impianti provinciali.

Sulla base dei dati riportati in tabella, non sono individuabili dei poli specifici di produzione fotovoltaica; essa appare distribuita sull'intero territorio, pur essendo i primi 10 comuni localizzati nella parte sud della provincia.

Un'analogia situazione si osserva per il territorio bresciano con 5.617 impianti per 61.847 kW di potenza installata (rispettivamente il 24,5% e 18,9% dei corrispondenti valori provinciali). In termini di taglia, il 67% delle installazioni non supera i 5 kW e 8 vanno oltre i 500 kW con il valore massimo di 1.617 kW per un impianto sul sito sul territorio di Remedello.

Provincia di Bergamo: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Isso	4.753,2	21	Bergamo	138	2.001,4
Spirano	2.491,9	35	Albino	116	1.785,4
Bergamo	2.001,4	138	Treviglio	61	907,6
Pognano	1.888,6	5	Fara Gera d'Adda	52	755,9
Albino	1.785,4	116	Almenno San Bartolomeo	49	539,0
Bottanuco	1.702,4	9	Dalmine	48	300,6
Martinengo	1.587,6	27	Costa Volpino	46	297,2
Ciserano	1.337,6	17	Rogno	46	558,1
Grumello del Monte	1.183,3	27	Romani di Lombardia	46	440,3
Lovere	1.135,8	21	Mozzanica	42	268,0
Totale Provincia	57.916	3.443			
Totale Regione	326.564	22.915			

TABELLA 29 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

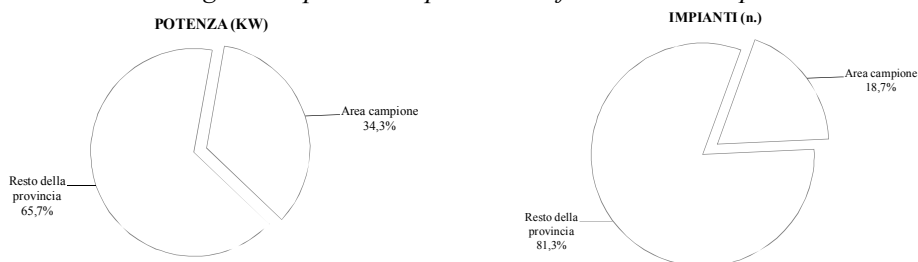
Provincia di Bergamo: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

GRAFICO 41 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Considerando i dati aggregati a livello comunale, invece, si osserva come i 10 territori con la maggiore potenza installata (su 197 censiti) fanno registrare il 28,4% di quella complessiva; la loro localizzazione, pur concentrandosi nella parte sud del territorio, non permette di individuare particolari aggregazioni.

In termini di impianti presenti, invece, le 10 aree che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel loro insieme circa il 24,3% degli impianti provinciali.

Provincia di Brescia: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Brescia	4.124,3	413	Brescia	413	4.124,3
Remedello	1.911,9	23	Provaglio d'Iseo	224	1.163,9
Bagolino	1.900,3	47	Rodengo-Saiano	119	1.028,2
Adro	1.561,5	34	Darfo Boario Terme	108	924,5
Verolanuova	1.518,3	49	Ghedi	105	849,2
Lonato	1.472,1	52	Manerbio	84	642,8
Castenedolo	1.397,0	52	Leno	80	794,8
Alfianello	1.310,2	20	Botticino	78	339,4
Calcinato	1.228,7	45	Pontevedico	77	550,3
Provaglio d'Iseo	1.163,9	224	Rovato	76	762,2
Totale Provincia	61.847	5.617			
Totale Regione	326.564	22.915			

TABELLA 30 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Brescia: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

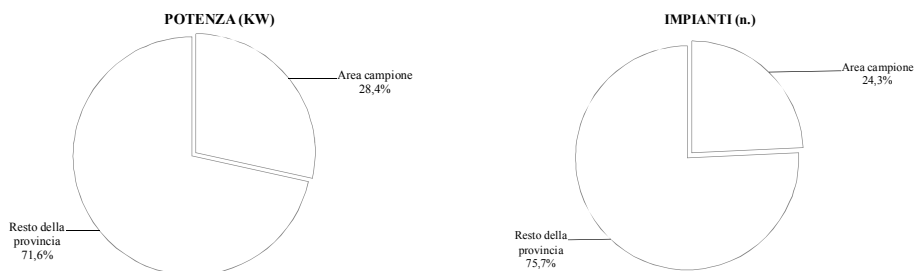


GRAFICO 42 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Per la provincia di Como sono 1.173 gli impianti presenti, per una potenza installata di 12.351 kW (rispettivamente il 5,1% e 3,8% dei corrispondenti valori regionali). Il 67% degli impianti ha una potenza massima di 5 kW e solamente 3 superano i 500 kW; l'installazione principale, in particolare è localizzata sul territorio di Cernenate per 984,2 kW. Considerando i dati aggregati a livello comunale, invece, si osserva una concentrazione più alta rispetto alle due precedenti province: i 10 territori con la maggiore potenza installata (su 135 censiti) fanno registrare circa la metà di quella complessiva; mentre, in termini di impianti presenti, le 10 aree con le presenze più elevate hanno nel loro insieme circa il 30,2% degli impianti provinciali.

Provincia di Como: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Cernenate	1.165,8	20	Cantù	75	962,4
Cantù	962,4	75	Como	45	600,9
Mariano Comense	819,3	35	Erba	37	263,3
Cucciago	742,4	7	Cadorago	35	293,5
Como	600,9	45	Mariano Comense	35	819,3
Lurate Caccivio	591,1	13	Uggiate-Trevano	29	171,0
Rovellasca	352,6	24	Fino Mornasco	27	186,9
Turate	341,3	19	Gironico	24	167,1
Cadorago	293,5	35	Rovellasca	24	352,6
Lurago Marinone	291,5	11	Albavilla	23	86,1
Totale Provincia	12.351	1.173			
Totale Regione	326.564	22.915			

TABELLA 31 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Anche per Como, i territori a maggior potenza sono localizzati nella parte sud della provincia.

La provincia di Cremona, dal canto suo, fa registrare 1.700 impianti per 30.637 kW di potenza installata (rispettivamente il 7,5% e 9,4% dei corrispondenti valori regionali). Il 62,8% degli impianti ha una potenza massima di 5 kW e solamente 7 superano i 500 kW; l'installazione principale, in particolare, è localizzata sul territorio di Casalmaggiore con 2.012,8 kW.

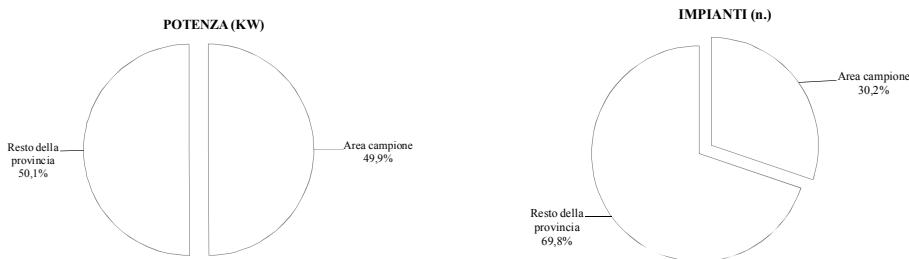
Provincia di Como: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

GRAFICO 43 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Considerando i dati aggregati a livello comunale, invece, si osserva come i 10 territori con la maggiore potenza installata (su 114 censiti) fanno registrare il 51,2% di quella complessiva; mentre, in termini di impianti presenti, le 10 aree con le presenze più elevate hanno nel loro insieme circa il 38,2% degli impianti provinciali.

Provincia di Cremona: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Cremona	2.946,6	150	Cremona	150	2.946,6
Casalmaggiore	2.818,4	68	Crema	112	778,3
Sergnano	2.132,6	24	Castelleone	81	1.007,0
Soresina	1.864,6	46	Casalmaggiore	68	2.818,4
Sesto ed Uniti	1.489,5	21	Soresina	46	1.864,6
Castelleone	1.007,0	81	Dovera	45	385,1
Cella Dati	998,2	2	Pandino	41	281,2
Madignano	915,8	26	Ripalta Cremasca	38	597,2
Crema	778,3	112	Spino d'Adda	37	149,6
Annicco	742,3	31	Annicco	31	742,3
Totale Provincia	30.637	1.700			
Totale Regione	326.564	22.915			

TABELLA 32 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

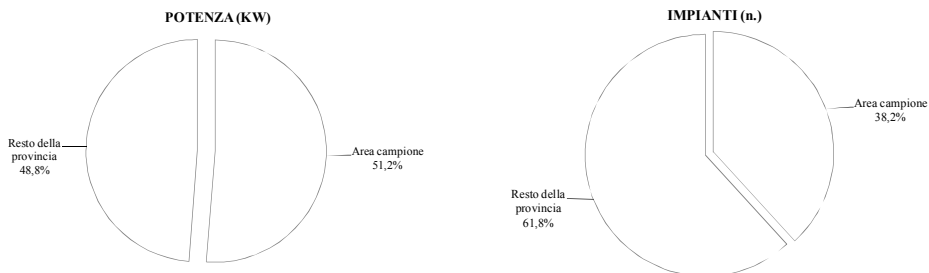
Provincia di Cremona: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

GRAFICO 44 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Sulla base dei dati riportati (in termini di potenza installata), non è possibile individuare specifiche aree fotovoltaiche: i singoli impianti appaiono, infatti, distribuiti sull'intero territorio provinciale.

Stessa considerazione può essere fatta per la provincia di Mantova che fa registrare 1.476 impianti per 18.353 kW di potenza installata (rispettivamente il 6,4% e il 5,6% dei corrispondenti dati regionali). In riferimento alle dimensioni degli impianti, circa il 57,4% degli stessi non supera i 5 kW e solamente 3 vanno oltre i 500 kW; tra quest'ultimi, in particolare, prevale un'installazione sul territorio di Roncoferraro per 900 kW. Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come il 57% della potenza complessivamente installata è localizzata su 10 territori (su 68 censiti). In termini di impianti presenti, invece, si osserva come i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel loro insieme circa il 44% degli impianti provinciali.

Provincia di Mantova: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Castel Goffredo	1.664,2	103	Castel Goffredo	103	1.664,2
Viadana	1.515,3	76	Curtatone	90	459,3
Sustinente	1.287,5	20	Viadana	76	1.515,3
Suzzara	1.268,5	73	Suzzara	73	1.268,5
Mantova	1.085,7	33	Asola	66	575,8
Roncoferraro	1.006,8	19	Porto Mantovano	54	289,5
Castiglione delle Stiviere	891,0	48	Gonzaga	49	383,3
Piubega	705,4	38	Castiglione delle Stiviere	48	891,0
Asola	575,8	66	San Benedetto Po	45	256,6
Curtatone	459,3	90	San Giorgio di Mantova	44	207,1
Totale Provincia	18.353	1.476			
Totale Regione	326.564	22.915			

TABELLA 33 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Mantova: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

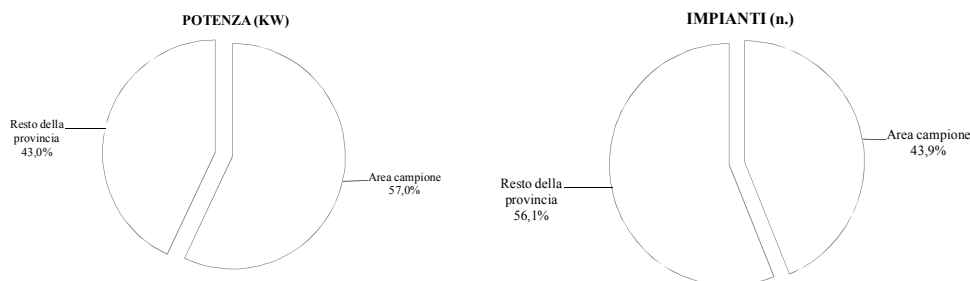


GRAFICO 45 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Per la provincia di Milano sono 2.836 gli impianti presenti per 54.284 kW di potenza installata (rispettivamente il 12,4% e il 16,6% dei corrispondenti dati regionali). Circa il 59,4% delle installazioni non supera i 5 kW e solamente 8 vanno oltre i 500 kW; tra quest'ultimi, in particolare, prevalgono 2 impianti sul territorio di Settala per 2.3607,4 e 3.458,4 kW.

Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come il 41,8% della potenza installata è localizzata su 10 territori (su 138 censiti). In termini di impianti presenti, invece, si osserva come i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel loro insieme circa il 26% degli impianti provinciali.

Provincia di Milano: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Settala	6.188,1	18	Milano	263	5.695,5
Milano	5.695,5	263	Cernusco sul Naviglio	68	1.792,7
San Giuliano Milanese	2.336,2	42	Legnano	68	903,9
Cernusco sul Naviglio	1.792,7	68	Carugate	61	271,0
Truccazzano	1.529,9	17	Paderno Dugnano	60	892,5
Segrate	1.425,6	52	Segrate	52	1.425,6
Masate	1.025,6	8	Cassano d'Adda	43	273,9
Legnano	903,9	68	San Giuliano Milanese	42	2.336,2
Paderno Dugnano	892,5	60	Cinisello Balsamo	41	362,9
Cassinetta di Lugagnano	876,4	4	Magenta	41	486,8
Totale Provincia	54.284	2.836			
Totale Regione	326.564	22.915			

TABELLA 34 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Milano: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

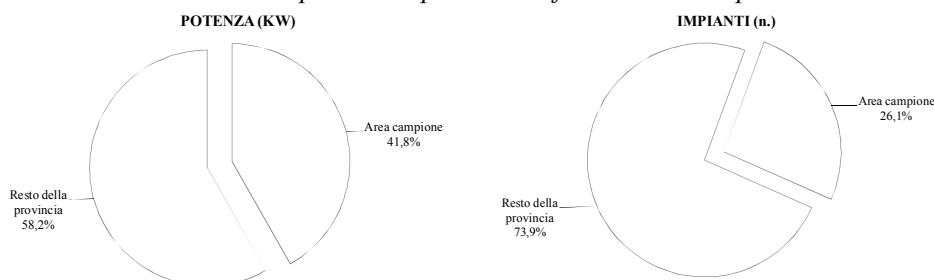


GRAFICO 46 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Anche per l'area milanese, i dati riportati (in termini di potenza installata), non permettono di individuare specifiche aree dedicate al fotovoltaico: i singoli impianti appaiono, infatti, distribuiti sull'intero territorio provinciale. Tale situazione caratterizza anche le restanti aree, analizzate a seguire.

Per la provincia di Monza e della Brianza si contano 1.130 impianti per una potenza installata pari a 14.232 kW (rispettivamente il 4,9% e il 4,3% dei corrispondenti valori regionali). In termini di taglia, invece, si osserva come oltre il 69% degli stessi non supera i 5 kW di potenza e solamente 2 vanno oltre i 500 kW; si tratta, in particolare, di installazioni sui territori di Brugherio e Burago di Molgora per, rispettivamente, 993,6 e 549 kW. Considerando i dati aggregati a livello comunale, si osserva una distribuzione sull'intero territorio: le 10 aree con la maggiore potenza installata (su 50 censiti) fanno registrare il 50% di quella complessiva; mentre in termini di impianti presenti si nota come le 10 aree con le presenze più elevate hanno nel loro insieme circa il 38,6% degli impianti provinciali.

Provincia di Monza e della Brianza: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Brugherio	1.288,1	33	Monza	57	825,1
Monza	825,1	57	Besana in Brianza	51	229,5
Burago di Molgora	803,0	18	Cesano Maderno	48	465,8
Giussano	725,1	47	Limbrate	48	597,3
Seregno	695,1	37	Giussano	47	725,1
Usmate Velate	599,7	33	Vimercate	47	364,9
Limbrate	597,3	48	Seregno	37	695,1
Carate Brianza	556,5	21	Carnate	35	129,4
Agrata Brianza	539,5	26	Brugherio	33	1.288,1
Desio	489,7	33	Desio	33	489,7
Totale Provincia	14.232	1.130			
Totale Regione	326.564	22.915			

TABELLA 35 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Monza e Della Brianza: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

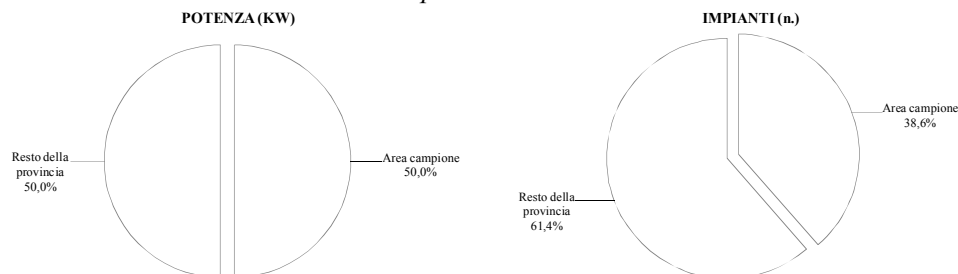


GRAFICO 47 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Per la provincia di Pavia sono 983 gli impianti presenti per 22.831 kW di potenza installata (rispettivamente il 4,3% e il 7% dei corrispondenti dati regionali). Quasi il 70% delle installazioni non supera i 5 kW e 11 vanno oltre i 500 kW; tra quest'ultimi, in particolare, prevale un impianto sul territorio di Voghera per 1.516,3 kW.

Provincia di Pavia: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Ottobiano	4.288,6	5	Voghera	68	2.649,7
Voghera	2.649,7	68	Vigevano	66	408,2
Landriano	1.072,6	7	Pavia	30	468,1
Belgioioso	1.039,8	8	Mortara	29	2,9
Marzano	1.012,4	5	Casteggio	24	323,8
Santa Cristina e Bissone	1.003,2	3	Gambolò	23	166,8
Torre d'Isola	684,9	10	Vellezzo Bellini	18	149,7
Garlasco	630,3	15	Sannazzaro de' Burgondi	17	83,7
Tromello	539,4	9	Rivanazzano	16	114,5
Casorate Primo	533,3	12	Garlasco	15	630,3
Totale Provincia	22.831	983			
Totale Regione	326.564	22.915			

TABELLA 36 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come il 58,9% della potenza complessivamente installata è localizzata su 10 territori (su 163 censiti). In termini di impianti presenti, invece, si osserva come i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel loro insieme circa il 31,1% degli impianti provinciali.

Provincia di Pavia: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

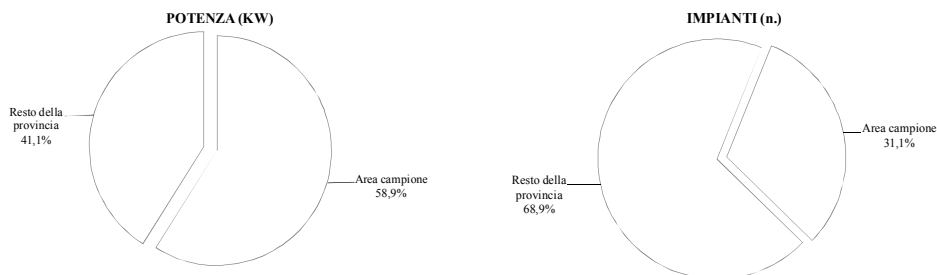


GRAFICO 48 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Per la provincia di Sondrio gli impianti presenti sono 1.022 per 8.953 kW di potenza installata (rispettivamente il 4,5% e il 2,7% dei corrispondenti dati regionali). Oltre il 67,7% delle installazioni non supera i 5 kW e quella con potenza maggiore è localizzata sul territorio di Castione Andevenno per 212,6 kW.

Provincia di Sondrio: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Tirano	811,4	57	Morbegno	78	313,0
Berbenno di Valtellina	534,4	49	Tirano	57	811,4
Cosio Valtellino	436,1	39	Berbenno di Valtellina	49	534,4
Chiuro	411,4	14	Sondrio	49	249,9
Castione Andevenno	380,6	10	Dubino	47	314,7
Ponte in Valtellina	348,0	18	Villa di Tirano	40	329,0
Villa di Tirano	329,0	40	Cosio Valtellino	39	436,1
Dubino	314,7	47	Talamona	35	115,9
Morbegno	313,0	78	Traona	33	242,7
Mantello	291,8	14	Grosio	30	216,4
Totale Provincia	8.953	1.022			
Totale Regione	326.564	22.915			

TABELLA 37 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come il 46,6% della potenza complessivamente installata è localizzata su 10 territori (su 68 censiti). In termini di impianti presenti, invece, si osserva come i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel loro insieme circa il 44,7% degli impianti provinciali.

Per la provincia di Varese, infine, sono 2.083 gli impianti presenti per 23.143 kW di potenza installata (rispettivamente il 9% e il 7% dei corrispondenti dati regionali). Oltre il 67,4% delle installazioni non supera i 5 kW e solamente 3 vanno oltre i 500 kW; quella con potenza maggiore, in particolare, è localizzata sul territorio di Tradate per 1.134 kW.

Provincia di Sondrio: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

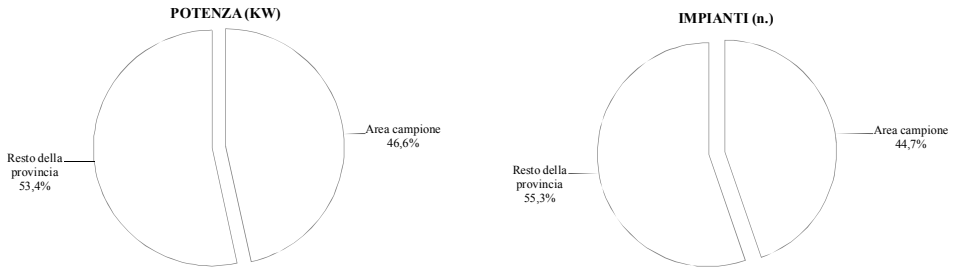


GRAFICO 49 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Provincia di Varese: numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici

Per potenza installata			Per numero d'impianti		
Comune	Potenza totale (kW)	Numero impianti	Comune	Numero impianti	Potenza totale (kW)
Busto Arsizio	1.831,2	116	Busto Arsizio	116	1.831,2
Tradate	1.556,4	61	Varese	111	784,3
Gallarate	1.351,9	70	Gallarate	70	1.351,9
Caronno Pertusella	1.025,2	28	Tradate	61	1.556,4
Cavaria con Premezzo	815,8	9	Saronno	58	592,5
Varese	784,3	111	Somma Lombardo	56	320,3
Gerenzano	685,9	26	Besozzo	54	304,4
Olgiate Olona	626,8	46	Gavirate	47	255,7
Saronno	592,5	58	Olgiate Olona	46	626,8
Besnate	533,8	28	Luino	43	263,8
Totale Provincia	23.143	2.083			
Totale Regione	326.564	22.915			

TABELLA 38 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

Considerando i dati aggregati a livello comunale, inoltre, si nota come il 42,4% della potenza complessivamente installata è localizzata su 10 territori (su 131 censiti) localizzati nella parte sud della provincia. In termini di impianti presenti, invece, si osserva come i 10 territori che fanno registrare le presenze più elevate hanno nel loro insieme circa il 31,8% degli impianti provinciali.

Provincia di Varese: il peso della produzione fotovoltaica dei primi 10 comuni

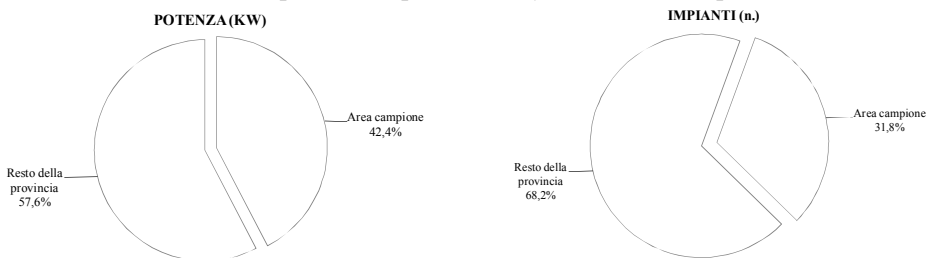


GRAFICO 50 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE-Atlasole

8. Conclusioni

Il successo del settore fotovoltaico era considerato agli inizi difficile a causa degli elevati costi e tempi della tecnologia impiegata. Ma con l'impegno politico e finanziario degli Stati il progresso tecnologico ed i rilevanti investimenti hanno reso possibile una riduzione dei costi e dei tempi della filiera industriale, comportando una crescita della domanda con benefici diretti e indiretti per l'intera economia.

A livello mondiale, l'ingresso della Cina e l'ormai avviata conversione rinnovabile degli Stati Uniti hanno via via influenzato il mercato globale. Il tanto invocato abbattimento dei costi delle tecnologie è sempre più una chiara realtà e anche se è ancora presto per pensare ad una tecnologia fotovoltaica competitiva con i costi di generazione delle fonti fossili, il gap si sta riducendo e sicuramente è giunto il momento di intraprendere azioni concrete per ridisegnare il sistema elettrico nell'ottica di rendere sempre più efficiente ed efficace la generazione distribuita da fonti rinnovabili anche non programmabili.

Le prime dieci aziende produttrici di celle fotovoltaiche a livello mondiale sono asiatiche (cinesi e giapponesi), affiancate da compagnie statunitensi. A livello europeo la Germania riveste un ruolo di preminenza. L'Italia è invece in una posizione più arretrata sul piano della leadership tecnologica, restando fuori dai comparti della produzione e attirando sul mercato italiano attori e aziende stranieri. Le fasi attualmente più sviluppate della filiera fotovoltaica nel nostro Paese sono quelle corrispondenti alla distribuzione e installazione, che sono anche quelle a più basso valore aggiunto. È pertanto necessario stimolare lo sviluppo dell'intera filiera coinvolta per far crescere un mercato maturo.

Mentre è rimasta per molto tempo al palo rispetto ad altri Paesi europei sotto il profilo dello sviluppo tecnologico, l'Italia in questi ultimi anni si è sviluppata fortemente dal punto di vista della capacità utilizzativa delle energie rinnovabili. In termini di potenza installata a fine 2010 l'Italia risulta al quarto posto nel mondo dietro Germania, Spagna e Giappone. Guardando a come è suddivisa questa potenza installata al suo interno, è il Mezzogiorno a detenere il primato con il 35% dei MW complessivi (1217 su 3470 MW totali). Per quanto concerne il numero degli impianti, dei 156 mila in esercizio a fine 2010 circa la metà ricade nelle regioni del Nord Ovest e del Sud, con una leggera prevalenza di quest'ultima macroarea.

La diffusione del fotovoltaico vede, quindi, il Sud in una posizione di rilievo rispetto alle altre Aree del Paese, con punte in Puglia, Sicilia, Sardegna e Campania. Proprio in Puglia e nelle due Isole maggiori si concentrano i due terzi del complesso degli impianti presenti nella Macroarea, mentre nella sola Puglia si concentra oltre il 56% della potenza installata.

La crescita del mercato fotovoltaico italiano è stata di fatto sollecitata dai sistemi di incentivazione, questo perché in assenza di incentivi la produzione di energia attraverso la tecnologia fotovoltaica non è ancora del tutto economicamente conveniente. Il costo di produzione da fotovoltaico è oggi ancora superiore a quello di generazione da fonti tradizionali, il che rende la presenza di un meccanismo incentivante una condizione indispensabile per l'esistenza stessa di un mercato del fotovoltaico.

Il Conto Energia disciplina l'erogazione degli incentivi all'energia prodotta da un impianto fotovoltaico ed attualmente è in vigore il Quarto Conto Energia.

I dati relativi al totale dei risultati del Primo, Secondo, Terzo e Quarto Conto Energia aggiornati a fine ottobre 2011 evidenziano un complesso di oltre 291 mila impianti incentivati da quando è partito il meccanismo nel 2005; il 27% del totale (77.291) è situato nelle regioni del Mezzogiorno. Osservando i dati sulla potenza installata, su un totale di oltre 11.212 MW nel Sud è presente il 37% della potenza incentivata complessivamente (4.145 MW).

Se confrontati con quelli degli altri paesi europei gli incentivi italiani sono nettamente superiori. I cambiamenti avvenuti nello scenario energetico di riferimento hanno mostrato chiaramente la necessità di introdurre in Italia un sistema di incentivazione diverso, con costi inferiori per il sistema paese a parità di capacità installata e che consenta di adeguarsi tempestivamente ai cambiamenti in corso consentendo così di pianificare efficacemente quantità e mix di fonti rinnovabili. Le linee seguite nella determinazione del sistema in vigore richiamano quanto applicato in Germania, ritenendo che un meccanismo di feed in differenziato per segmento e aggiornato periodicamente (ispirato al modello tedesco) possa meglio contribuire al raggiungimento dei molteplici obiettivi che lo sviluppo delle fonti pulite si pone.

L'esperienza della Germania mostra che nonostante contrazioni del livello di incentivazione il mercato può continuare a crescere; occorre, dunque, che gli incentivi siano stabili nel tempo, economicamente sostenibili e che tengano conto dell'evoluzione tecnologica in modo da garantire il raggiungimento degli obiettivi fissati per la crescita delle energie rinnovabili.

In estrema sintesi ciò che è importante avere è un orizzonte di tempo sufficientemente ampio in cui l'esistenza di un sistema di incentivazione sia assicurata in modo chiaro e univoco, in maniera da consentire agli operatori di pianificare i loro investimenti nell'ambito di un quadro di regole certo e stabile.

1. Premessa

La crescita registrata nel settore delle rinnovabili può svolgere un ruolo chiave per la trasformazione del sistema energetico globale. Nel complesso il percorso di transizione verso la *green economy* è in grado di attivare anche nuovi settori economici e dunque di generare nel medio e nel lungo periodo una quantità di nuove opportunità di lavoro, superiori a quelle perse nella fase di abbandono o di trasformazione dei settori tradizionali. Le fonti rinnovabili assumono un valore strategico anche per il mercato italiano, poiché creano disponibilità di energia da fonti accessibili e reperibili ovunque limitando, in questo modo, la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili. Tra le fonti pulite, l'eolico ha acquistato man mano un sempre maggiore protagonismo, guadagnando una posizione di rilievo nel panorama energetico mondiale ed in particolare nel nostro Paese, consentendo di affrontare i problemi ambientali legati allo sfruttamento dell'energia prodotta da fonti tradizionali.

Il settore ha registrato una forte espansione alimentata dalla crescente richiesta energetica e da una maggiore attenzione per le energie alternative rinnovabili, ma anche da una serie di migliorie tecniche e dalla competitività dell'energia eolica rispetto ai metodi di generazione più tradizionali.

La decarbonizzazione dell'industria energetica ha un'importanza cruciale ai fini della riduzione delle emissioni globali di CO₂, e il vento è una delle fonti più promettenti per la generazione di energia pulita su vasta scala senza emissioni nocive. Il settore dell'energia eolica è cresciuto nel tempo, affermandosi dunque come valida alternativa allo scenario di una crescita sostenuta dei consumi energetici e delle emissioni di anidride carbonica. L'energia eolica riveste un ruolo strategico crescente anche nell'ottica di limitare la dipendenza economica e politica dai paesi fornitori di combustibili fossili, facendo fronte al progressivo ridursi delle loro riserve.

In termini di tecnologia, il settore ha compiuto passi da gigante. Dai primi anni '80, secondo l'EWEA (European Wind Energy Association), la capacità di generare elettricità delle turbine eoliche è aumentata di oltre 200 volte. Sotto il profilo tecnologico, dunque, questa fonte si posiziona ad un livello abbastanza avanzato e per questo utile a contribuire al rilancio economico ed allo sviluppo industriale.

La promozione di tecnologie rinnovabili come l'energia eolica è uno degli strumenti con cui l'Unione Europea prevede di ridurre entro il 2020 le emissioni di gas serra del 20% rispetto ai livelli del 1990, assicurando che il 20% dell'energia utilizzata nell'UE provenga da fonti rinnovabili. In generale il mercato globale dell'energia eolica non sembra avere subito gli effetti della crisi finanziaria del 2008. Cina e Stati Uniti hanno registrato crescite particolarmente costanti e anche l'Unione Europea ha approfittato del momento per superare il suo record di installazioni. Osservando gli ultimi dati

pubblicati dalla WWEA (World Wind Energy Association) sul primo semestre 2011, l'eolico sta tornando a crescere ad un ritmo maggiormente sostenuto rispetto all'anno precedente. La capacità complessivamente installata ha raggiunto i 215 GW alla fine di giugno 2011, di questi circa 52 GW sono collocati in Cina, che insieme a Stati Uniti, Germania, Spagna e India vale il 74% della potenza eolica disponibile in tutto il mondo. Per quanto concerne l'Europa, nella classifica della potenza installata nei primi 6 mesi del 2011 il primato spetta alla Germania (766 MW), seguita da Regno Unito (504 MW), Spagna (484 MW) e Italia (460 MW). Le previsioni per il secondo semestre del 2011 riguardano ulteriori 25 GW di potenza, con un installato totale a livello globale di 240 GW, in grado di soddisfare il 3% dei consumi mondiali di elettricità. Sempre la WWEA prevede per il 2015 una potenza mondiale installata pari a 600 GW che arriveranno a 1.500 GW nel 2020 superando sia l'idroelettrico che il nucleare. Guardando alle previsioni per la sola Unione Europea, secondo la *roadmap* dell'EWEA (European Wind Energy Association) l'eolico europeo triplicherà entro i prossimi dieci anni, con 194 miliardi di euro di investimenti attesi entro il 2020.

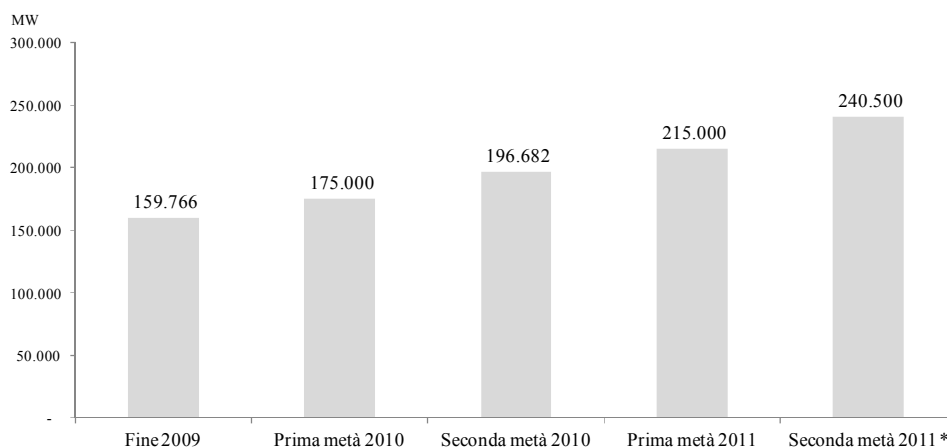
La produzione di energia da fonte eolica si stima possa crescere dagli attuali 182 TWh (il 5,5% della domanda totale di energia nell'UE) a 581 TWh (15,7%) nel 2020, quando la produzione di energia eolica sarà equivalente al consumo energetico interno di Francia, Germania, Polonia, Spagna e Regno Unito, e potrebbe arrivare a 2.512 TWh nel 2050, per coprire solo con il vento il 50% della domanda elettrica dell'UE a quella data. A livello europeo, la *roadmap* dell'EWEA prevede una crescita della potenza eolica al 2020 di un fattore di crescita pari a 2,7, con una domanda elettrica superiore del 16% rispetto al 2010. Anche per l'Italia si prevede un fattore di crescita 2,7 rispetto ai dati del 2010, con un installato di 15.600 MW ed un aumento della domanda elettrica del 9%. Con lo sviluppo previsto, già al 2015 l'eolico permetterà di risparmiare a livello mondiale 23,7 miliardi di euro altrimenti destinati all'acquisto di combustibili fossili. Partendo dalle previsioni di crescita della domanda energetica fatte dalla IEA (International Energy Agency) e dalle previsioni di sviluppo della capacità eolica a livello mondiale fatte dal GWEC (Global Wind Energy Council) – 460 GW nel 2015 in uno scenario “moderato” – l'EWEA stima che grazie all'energia del vento possono essere risparmiati al 2015 15,1 mld di euro per minori acquisti di carbone, 6,4 mld di euro per minori acquisti di gas e 1,7 mld di euro per minori acquisti di petrolio. Cifra che al 2020 salirà a 87 mld di euro totali risparmiati (46 mld di euro in meno per il gas, 27 mld di euro per il carbone, 10 per il petrolio e 4 per le biomasse).

E veniamo al nostro Paese. In Italia nel 2010 sono stati prodotti 9.126 GWh di energia elettrica da fonte eolica (GSE, 2011), pari al fabbisogno di quasi 8 milioni di persone. L'apporto da tale fonte è cresciuto in maniera vertiginosa nell'ultimo decennio, ed in particolare di 2.600 GWh solo nell'ultimo anno. Si tratta di cifre che mostrano come la tecnologia eolica, pur essendo relativamente giovane, sia già particolarmente matura. I dati che verranno presentati nel corso del capitolo delineeranno i tratti di un comparto che si propone sempre di più come concreta opportunità per favorire la ripresa ed investire sull'economia del futuro.

2. Il mercato, gli investimenti, la tecnologia: l'Italia dell'eolico in un confronto internazionale

Nel primo semestre 2011, l'eolico è tornato a crescere ad un ritmo maggiormente sostenuto rispetto all'anno precedente. La capacità totale installata ha raggiunto i 215 GWh, di questi 18,4 GWh sono stati aggiunti nella prima metà dell'anno, un incremento più elevato del 15% rispetto a quanto fatto nel primo semestre del 2010. La potenza eolica è cresciuta del 9,3% nel semestre considerato e del 22,9% su base annua (confrontando il dato a giugno 2011 con quello a giugno 2010).

Capacità installata cumulata a livello mondiale nel settore eolico (MW)



*Previsioni

GRAFICO 1 - FONTE: WWEA (World Wind Energy Association), Half-year report, 2011

Cina e Stati Uniti sono in testa alla classifica mondiale in termini di nuova capacità. In particolare la Cina conferma il suo ruolo di incontrastata leader mondiale per aver installato 8 GW (pari al 43% del totale) nella prima metà dell'anno, raggiungendo una capacità totale di circa 52 GWh. Il mercato eolico statunitense è stato invece caratterizzato da un installato di 2,2 GWh, quasi il doppio di quanto fatto nei primi 6 mesi del 2010. La maggior parte dei paesi europei hanno mostrato nei primi mesi del 2011 una crescita maggiore di quella dell'anno precedente. I *top markets* continuano ad essere quello tedesco, con una nuova capacità di 766 MW (e 27.981 MW totali), quello spagnolo, con 484 MW di nuovo installato (e 21.150 MW totali), quello italiano con 460 MW di ultime installazioni (e 6.200 MW complessivi), quello francese con 400 MW di nuova capacità (e 6.060 MW totali), quello inglese con 504 MW nuovi (e 5.707 MW nel complesso), e quello portoghese con 260 MW di nuova capacità (e 3.960 MW totali). Solo la Francia e la Danimarca hanno mostrato un decremento nella capacità installata nel primo semestre del 2011 rispetto ai primi 6 mesi dell'anno precedente; la Danimarca ha anche lasciato il posto al Portogallo nella classifica dei primi 10 mercati mondiali dell'eolico.

Top 10 markets - Capacità installata cumulata nel settore eolico a giugno 2011 (MW)

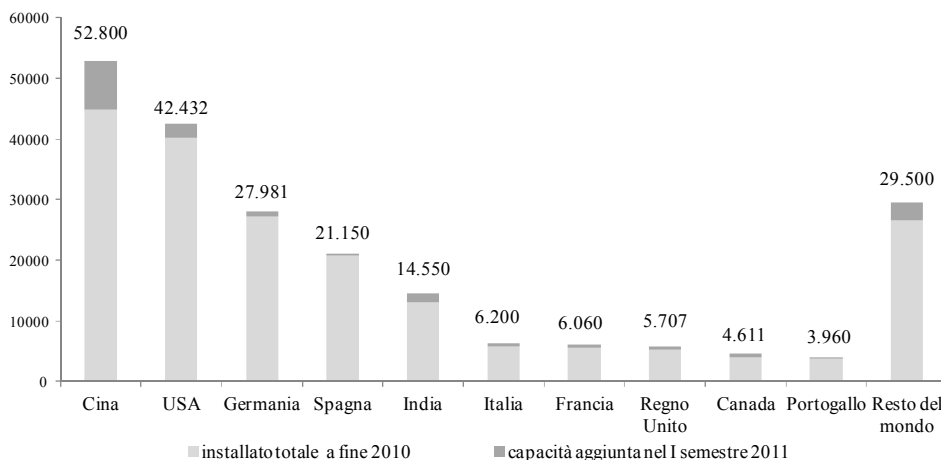


GRAFICO 2 - FONTE: WWEA (World Wind Energy Association), Half-year report, 2011

In Europa sono stati ancora i mercati emergenti dei Paesi dell'Est a mostrare la crescita più sostenuta tra gennaio e giugno 2011. Tra di essi si segnalano le performance della Romania (+ 10%, 59 MW di capacità aggiunti), della Polonia (+ 22%, 245 MW di capacità aggiunti), della Croazia (+ 28%, 20 MW aggiunti) e dell'Estonia (+ 32%, 48 MW aggiunti). Le previsioni per il secondo semestre del 2011 riguardano ulteriori 25 GW di potenza, che porterebbero l'installato nell'anno a quasi 44 GW, in aumento rispetto ai 37,6 GW del 2010. La potenza eolica totale a livello mondiale sarebbe di 240 GW, in grado di soddisfare il 3% dei consumi mondiali di elettricità. L'espansione dell'eolico è strettamente connessa alla crescita degli investimenti nel comparto. Secondo il "*Global Trends in Renewable Energy Investment 2011*", la relazione annuale sull'energia rinnovabile del Programma delle Nazioni Unite per l'ambiente (UNEP), nel 2010 gli investimenti nel campo dell'energia verde sono aumentati nel mondo di quasi un terzo: 211 miliardi USD (circa 149 miliardi di euro) contro i 160 miliardi USD del 2009, con un incremento pari al 540% rispetto al 2004. Le nazioni in via di sviluppo hanno superato negli investimenti le economie sviluppate: 72 miliardi USD contro 70 miliardi USD; un dato importante, se si pensa che nel 2004 erano solo il 25% del totale. La continua crescita in questo segmento centrale dell'Economia verde, in un contesto di crisi finanziaria globale, dimostra come l'industria creda nelle prospettive aperte dallo sviluppo dell'energia sostenibile. Nell'ambito degli investimenti totali, in termini quantitativi nel 2010 l'energia eolica è stata predominante: il 30% in più - pari a 94,7 miliardi - rispetto all'anno precedente. Tra i Paesi con i maggiori investimenti figura al primo posto proprio la Cina che, con una spesa di 49,8 miliardi di dollari, ha puntato soprattutto sull'eolico. Anche Ernst & Young nell'edizione relativa al terzo trimestre del 2011 del "*Renewable Energy Country Attractiveness Index*", studio dedicato agli investimenti in energie pulite nel mondo, conferma la Cina come il paese con più investimenti nell'eolico (e nelle

rinnovabili in genere), mentre segnala per l'Italia un quinto posto nella classifica mondiale dei paesi maggiormente attrattivi per investire in energie rinnovabili. Nell'eolico il nostro Paese perde una posizione, era il sesto paese più attraente nella scorsa edizione, ora è il settimo. Nonostante la nuova rinuncia al nucleare la percezione degli investitori internazionali non premia ancora il business delle rinnovabili. L'incognita sulla finanziabilità degli incentivi legata alle particolari incertezze relative al quadro normativo è ancora di rilievo, nonostante il livello dei nostri sussidi al settore dell'energia verde si confermi tra i più alti al mondo. Un forte impulso alla crescita del mercato dell'eolico può senz'altro arrivare dallo sviluppo tecnologico, delle turbine in particolare. Nel tempo i miglioramenti hanno riguardato: nuove tecnologie di controllo e generazione, innovazione nel materiale di fabbrica delle pale, peso ridotto, maggiore resistenza, riduzione dei costi di trasporto. Nei mercati più maturi le nuove soluzioni diventano un prerequisito fondamentale perché permettono di utilizzare le aree fino ad oggi ritenute poco adatte agli investimenti eolici. Lo sviluppo tecnologico consente infatti di ottimizzare le risorse eoliche dei siti, incrementare la produzione delle singole turbine e attraverso ciò rendere il costo dell'energia sempre più competitivo assicurando in tal modo la certezza del business. Il mercato mondiale delle turbine eoliche è dominato dalle compagnie europee (che detengono il 37% del mercato mondiale), in testa a tutte la danese Vestas.

La Cina sta emergendo come grande produttore; ben tre imprese di questa nazione sono infatti tra le prime 10 a livello globale. Nel complesso questi primi 10 produttori coprono poco meno dell'80% del mercato. È sempre la Vestas a detenere quasi la metà del mercato italiano delle turbine eoliche, seguita dalla spagnola Gamesa e dalla tedesca Enercon. Insieme queste tre compagnie risultavano aver installato nel nostro Paese il 75% delle turbine. Il mercato risulta dunque abbastanza concentrato nelle mani di poche aziende, dove sono assenti imprese a capitale italiano. La leadership del nostro Paese a livello globale è nella produzione di riduttori, le imprese meccaniche italiane servono infatti circa il 60% del mercato mondiale.

I primi 10 produttori di turbine eoliche a livello mondiale. 2009

Costruttore	Paese	Quota
Vestas	Danimarca	12,5%
GE Energy	Stati Uniti	12,4%
Sinovel	Cina	9,2%
Enercon	Germania	8,5%
Goldwind	Cina	7,2%
Gamesa	Spagna	6,7%
Dongfang	Cina	6,5%
Suzlon	India	6,4%
Siemens	Germania	5,9%
Repower	Germania	3,4%
<i>Totale</i>		<i>78,7%</i>

TABELLA 1 - FONTE: IEA, World Energy Outlook 2010

C'è da sottolineare anche che nel nostro Paese è localizzato l'importante sito produttivo della Vestas (a Taranto) che potrebbe acquisire ulteriore rilevanza nell'ipotesi di sviluppo dell'eolico nel Mediterraneo.

*Il mercato italiano delle turbine eoliche. Quote espresse in MW installati
(Dati cumulati a fine 2010)*

Costruttore	MW	Quota
Vestas	2468	43%
Gamesa	1097	19%
Enercon	773	13%
Nordex	396	7%
Repower	392	7%
General Electric	260	4%
Alstom	176	3%
Acciona	65	1%
Siemens	39	1%
Bonus	29	1%
West	20	0%
Altri	84	1%

TABELLA 2 - FONTE: Anev, 2011

3. Analisi della potenza e della numerosità degli impianti

Il GSE (Gestore dei Servizi Energetici) pubblica i dati relativi al numero ed alla potenza degli impianti eolici presenti sul territorio nazionale, nonché relativi al quantitativo di energia elettrica prodotta. Osservando i dati complessivi, a fine 2010 gli impianti in esercizio risultavano poco meno di 487 per un totale di 5.814 MW di potenza. Rispetto all'anno precedente sono stati installati 193 nuovi impianti (+66%) quasi tutti sono di piccole dimensioni con potenza minore di 1 MW. E' aumentato anche il numero degli impianti di grandi dimensioni (con potenza maggiore di 10 MW). In termini di potenza la variazione tra il 2010 e l'anno precedente è di circa il 19%; l'incremento più consistente in termini assoluti lo si ritrova nella classe di potenza maggiore (+ 906 MW installati nell'ultimo anno).

Numerosità e potenza degli impianti eolici per classe di potenza

Classe di potenza (MW)	2009		2010		var % 2010/2009	
	N.	MW	N.	MW	N.	MW
inferiore/uguale a 1 MW	24	14,7	191	27,5	695,8	87,1
tra 1 MW e 10 MW	106	491,1	105	488,6	-0,9	-0,5
superiore a 10 MW	164	4392,2	191	5298,2	16,5	20,6
Totale	294	4898	487	5814,3	65,6	18,7

TABELLA 3 - FONTE: GSE, 2011

Dal monitoraggio delle installazioni eoliche relativo all'ultimo decennio si evidenzia il forte sviluppo dei parchi eolici in Italia in particolare negli ultimi anni.

Alla fine del 2000 gli impianti installati erano 55 con una potenza pari a 363 MW, nel 2010 il parco nazionale risulta composto da 487 impianti con potenza pari a 5.814 MW. Nel 2010 la potenza eolica installata rappresenta il 19% di quella relativa all'intero parco impianti rinnovabile. Osservando in particolare i dati relativi agli ultimi quattro anni, l'incremento maggiore in termini di numerosità è avvenuto tra il 2009 ed il 2010 (+ 66%), mentre il balzo maggiore in termini di potenza installata è avvenuto tra il 2008 ed il 2009 (+ 38%). (Grafico 3).

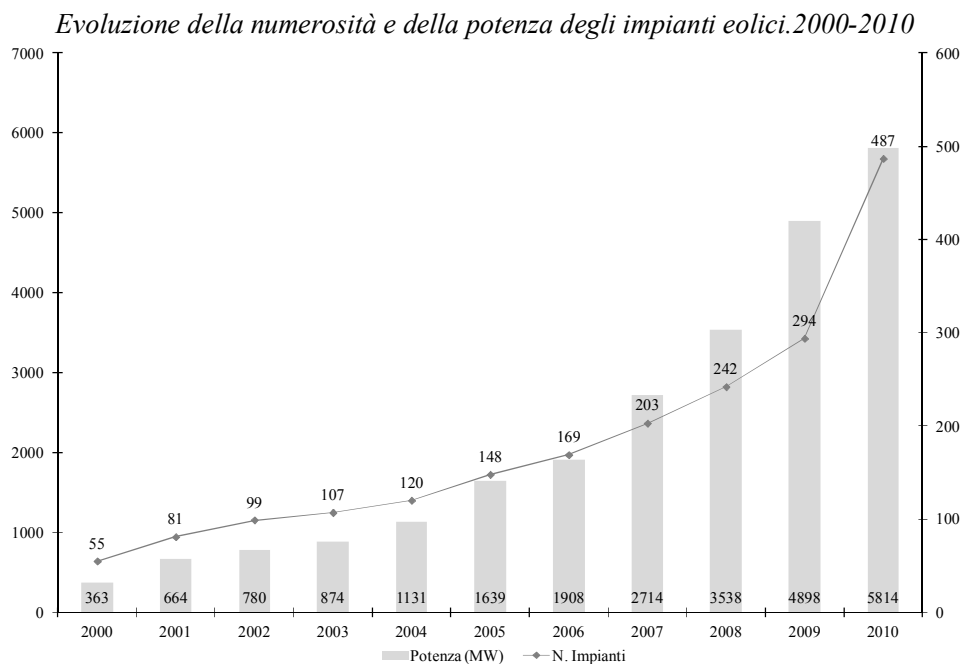


GRAFICO 3 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

Nel caso degli impianti eolici la loro distribuzione tra le diverse aree del Paese dipende dalle caratteristiche ambientali e territoriali dei siti. La ventosità, l'orografia e l'accessibilità sono tutte variabili che influenzano la scelta della zona in cui installare le turbine. Ecco perché nelle regioni del Mezzogiorno risultano presenti l'84% degli impianti (in termini di numero) che diventa addirittura il 98% in termini di potenza.

*Distribuzione del numero di impianti eolici per partizione territoriale
(dati cumulati a fine 2010)*

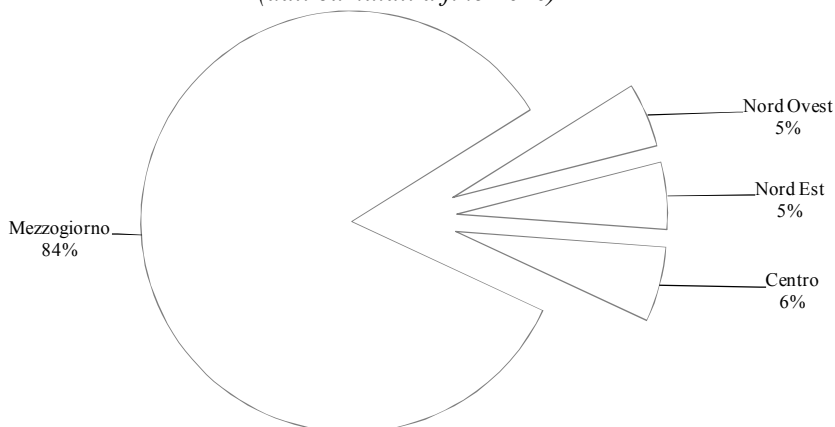


GRAFICO 4 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

*Distribuzione della potenza installata eolica per partizione territoriale
(dati cumulati a fine 2010 in MW)*

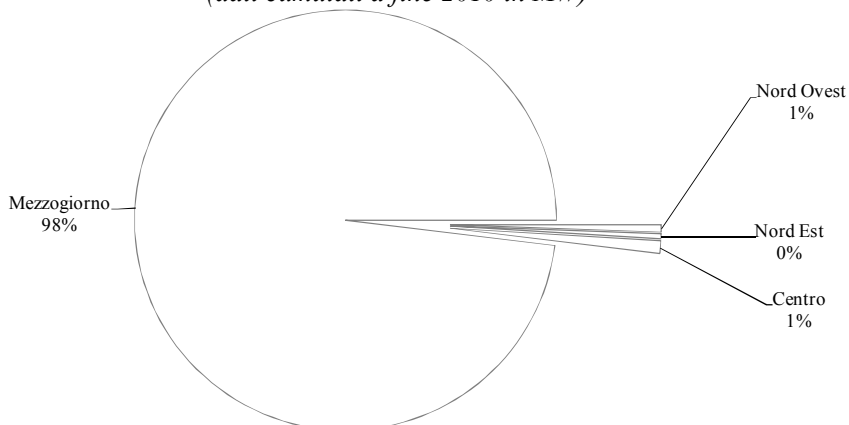


GRAFICO 5 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

Per mettere in evidenza la forte espansione di questo settore nel nostro Paese, abbiamo ricostruito nei grafici che seguono l'andamento dei dati relativi all'ultimo quadriennio per singola macroarea, sia per numerosità che per potenza. Quanto al numero dei parchi eolici (grafico 6) è chiaramente evidente l'esplosione tra il 2009 ed il 2010 nelle Regioni del Sud. Il meridione risulta sempre il territorio con il più alto quantitativo di impianti; solo tra Puglia, Campania e Sicilia sono installati circa il 56% del totale nazionale. Rilevante è il gap con le altre macroaree, in cui risultano collocati molti meno parchi eolici. Al Nord le regioni più rappresentative risultano Liguria ed Emilia Romagna, mentre nel Centro si distingue la Toscana.

*Numerosità degli impianti eolici in Italia per partizione territoriale
(dati cumulati, anni 2007-2010)*

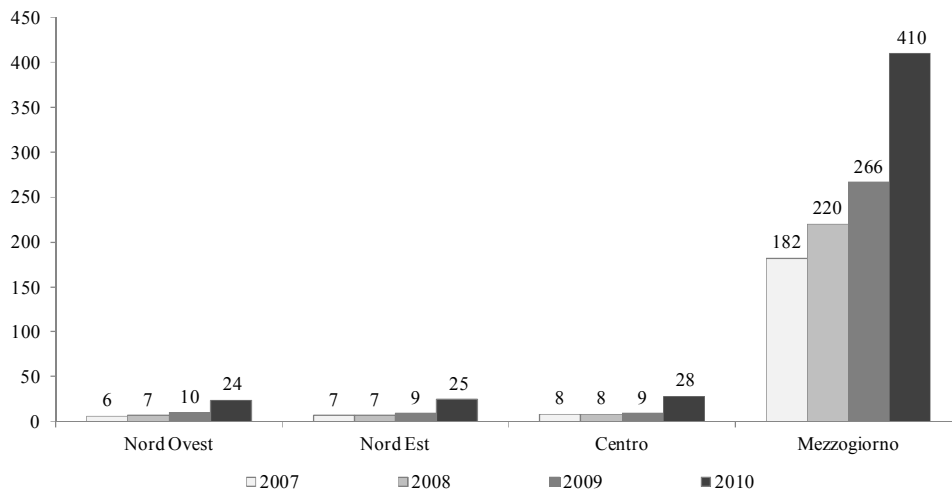


GRAFICO 6 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

In merito ai dati sulla potenza (grafico 7), in quattro anni nelle Regioni del Mezzogiorno i MW installati sono più che raddoppiati, passando dai 2.660 MW del 2007 ai 5.702 MW del 2010. Nell'Italia settentrionale e centrale la potenza installata è molto limitata e - anche se con numeri decisamente inferiori rispetto a quanto accaduto al Sud - la crescita maggiore c'è stata tra il 2008 ed il 2009.

*Potenza degli impianti eolici in Italia per partizione territoriale
(dati cumulati, anni 2007-2010)*

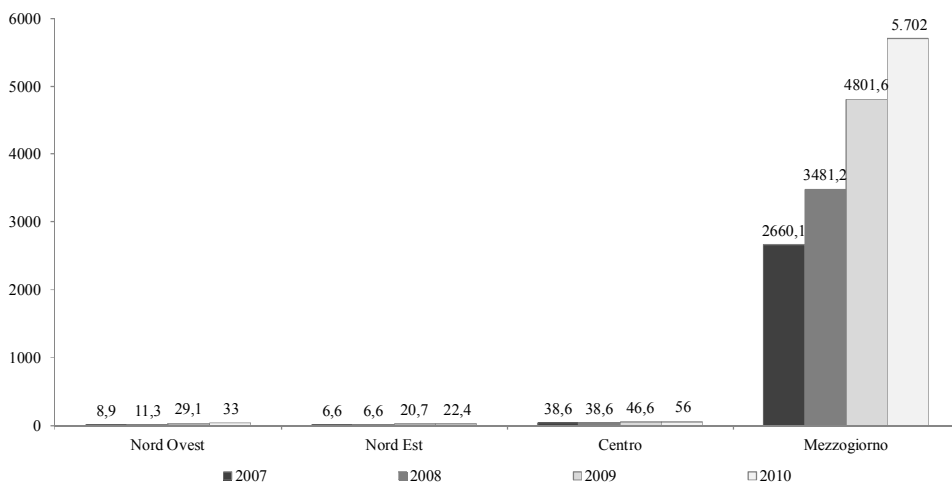


GRAFICO 7 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

Rapportando gli ultimi dati disponibili relativi al numero degli impianti ed ai livelli di potenza installata nelle varie macroaree al numero di abitanti svettano come è ovvio i valori relativi alle regioni del Sud. Le altre tre partizioni territoriali si collocano ben al di sotto del dato medio nazionale.

Numero di impianti e potenza installata / 100 mila abitanti per macroarea

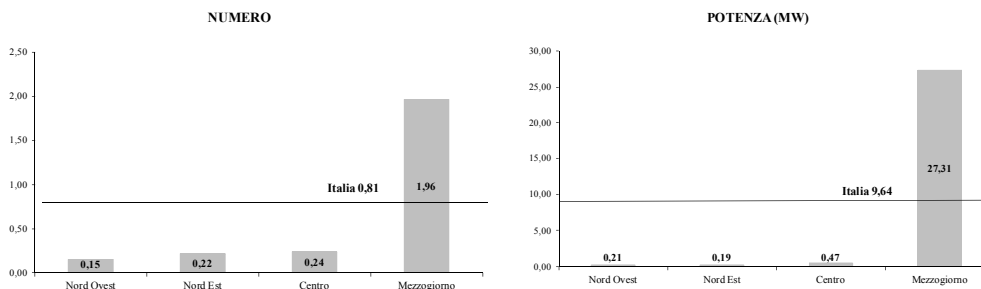


GRAFICO 8 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011 e ISTAT

I grafici che seguono riportano invece gli ultimi dati disponibili relativi al numero degli impianti e alla potenza installata nelle diverse macroaree espresse in funzione della loro estensione territoriale.

I valori relativi alle regioni del Mezzogiorno figurano ben al di sopra della media del Paese anche in questo caso, a testimonianza anche in questo caso delle diverse velocità con cui il mercato eolico si è affermato nelle diverse aree del Paese.

Numero di impianti e potenza installata / 1000 km² per macroarea

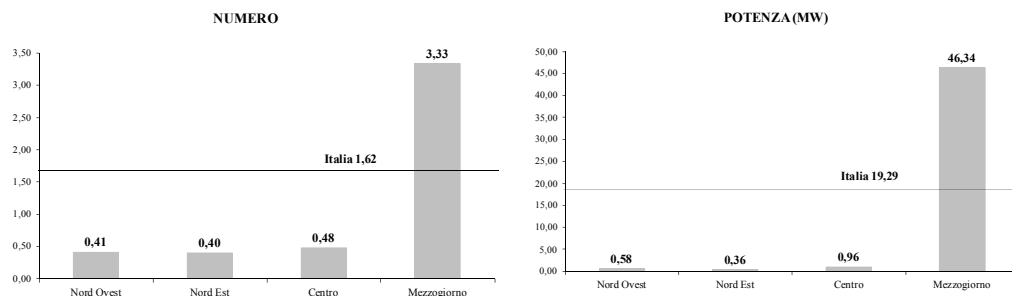


GRAFICO 9 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011 e ISTAT

Passando all'analisi dei dati relativi ai GWh prodotti dagli impianti eolici in Italia, tra il 2000 ed il 2010 l'apporto di tale fonte alla produzione di energia elettrica da fonti pulite è cresciuto di oltre 8.500 GWh, di cui 2.600 GWh solo nell'ultimo anno.

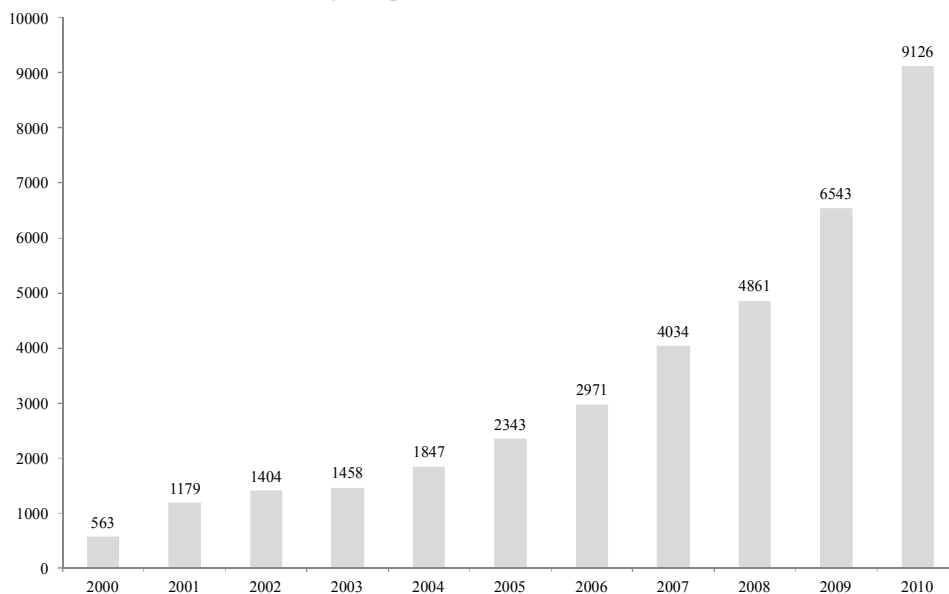
Produzione degli impianti eolici dal 2000 al 2010 (GWh)

GRAFICO 10 – FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

Nel 2010 la produzione degli impianti eolici ha raggiunto i 9.126 Gwh con un incremento di circa il 40% rispetto all'anno precedente ed una distribuzione per macro area che vede la prevalenza assoluta del Mezzogiorno, con il 98% dei Gwh prodotti nell'anno.

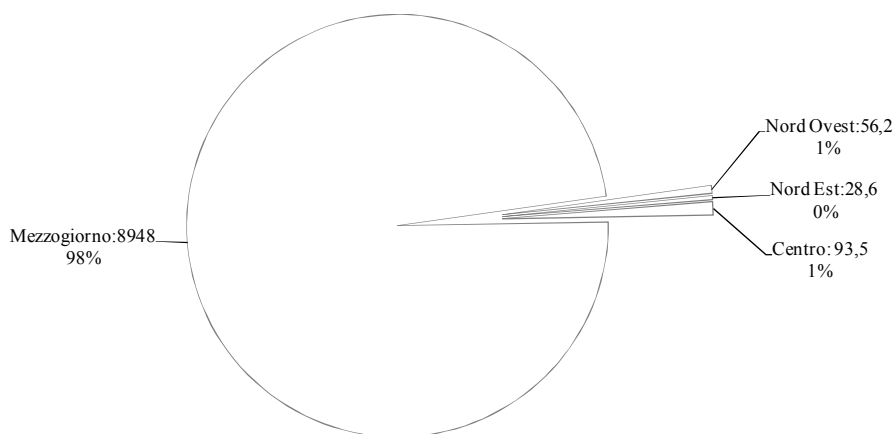
Distribuzione della produzione degli impianti eolici nel 2010 per partizione territoriale

GRAFICO 11 – FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

La regione dove la produzione è stata maggiore è la Sicilia, dove sono stati generati oltre 2.200 GWh (circa un quarto del totale nazionale). Segue la Puglia e poi la Campania. La Sicilia, dunque, detiene il primato nazionale di produzione con il 24,1% e insieme alla Puglia totalizza quasi il 50% di produzione eolica in Italia. La Campania e la Sardegna seguono, con quote rispettivamente del 14,6% e dell'11,4%. A livello provinciale, il primato nazionale di produzione lo detiene la Provincia di Foggia con 19,6%. Seguono le Province di Palermo e Avellino che superano il 6% della produzione eolica nazionale. Vi sono infine da menzionare le Province di Trapani, Benevento e Sassari che si attestano oltre il 5% della produzione nazionale.

Distribuzione della produzione degli impianti eolici nel 2010 per partizione territoriale e regioni del Mezzogiorno

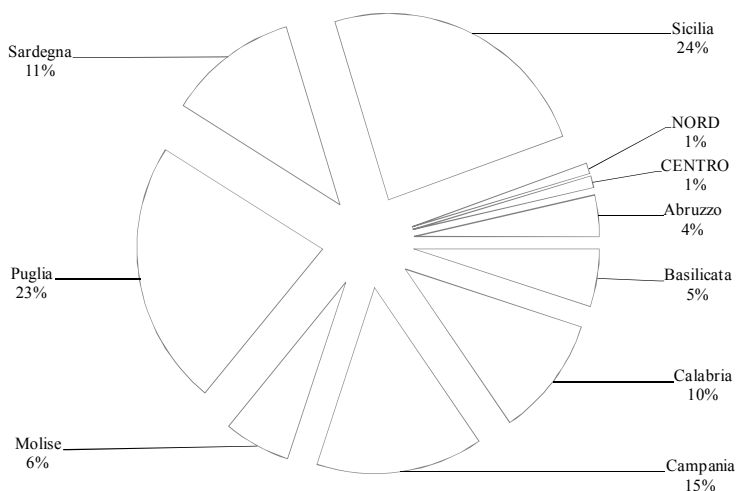


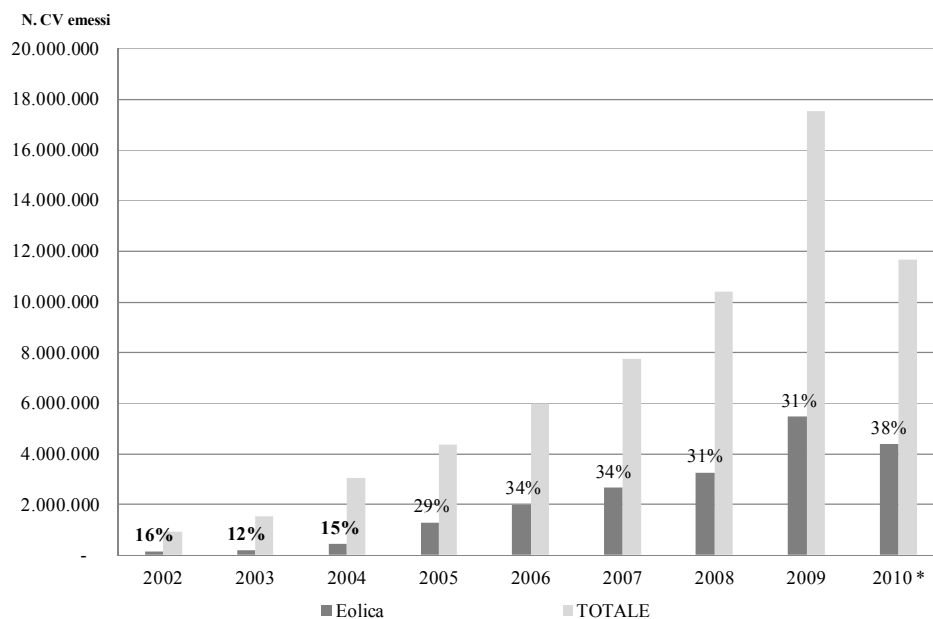
GRAFICO 12 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

4. Il sistema d'incentivazione all'eolico: i Certificati Verdi e la Tariffa onnicomprensiva

Con la liberalizzazione del settore elettrico attuata tramite il decreto legislativo n. 79/99 (cosiddetto Decreto Bersani), per l'incentivazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili, è stato introdotto il sistema dei Certificati Verdi (CV). Secondo tale Decreto, i produttori e gli importatori di elettricità da fonti fossili, a partire dal 2002, hanno l'obbligo di immettere in rete una quota di elettricità da fonti rinnovabili (FER) prodotta da impianti nuovi (entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e che hanno ottenuto la qualificazione IAFR-Impianti alimentati da fonti rinnovabili), con la possibilità di adempiere a tale obbligo acquistando da terzi i titoli corrispondenti alla produzione da FER. I CV sono rilasciati dal GSE su richiesta del produttore e sono depositati in conto proprietà presso il registro gestito sempre dal GSE, che è il soggetto

responsabile dell'esercizio dell'intero sistema. La validità di un CV è pari a tre anni; dunque, un titolo acquisito da un produttore di energia da FER potrà essere utilizzato negli anni n , $n+1$ ed $n+2$. Un certificato corrisponde alla produzione di 1 MWh di energia da fonte rinnovabile; il suo prezzo si forma attraverso la libera contrattazione tra gli operatori, la quale può avvenire bilateralmente o nel mercato organizzato dal GME. Il prezzo al quale il GSE vende i certificati è pari alla differenza tra un valore fisso di 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica nell'anno precedente. Esso rappresenta il massimo prezzo di mercato per un certificato. Per quanto riguarda la produzione 2010, il prezzo di offerta dei CV nella titolarità del GSE è stato pari a 113,10 €/MWh, calcolato come differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nel 2010, pari a 66,90 €/MWh. Nel grafico successivo sono riportati i dati sul numero di CV emessi dal GSE per il settore eolico tra il 2002 ed il 2010. Inizialmente, l'incentivazione per il comparto eolico aveva un peso contenuto rispetto al totale dei CV emessi, solo il 16% dei certificati emessi nel 2002 erano stati destinati a questo settore; tale peso è poi via via cresciuto, fino ad arrivare al 38% nel 2010.

Numero di Certificati Verdi emessi dal GSE per l'eolico ed in totale dal 2002 al 2010



* I dati relativi all'anno 2010 sono valori preliminari in quanto si riferiscono ai CV emessi dal GSE a preventivo, al netto di eventuali compensazioni relative ad anni precedenti e ai CV emessi "in acconto" sulla base di produzioni già maturate nel corso dell'anno. In particolare, per i soli impianti qualificati IAFR che cedono l'energia al GSE tramite il servizio di "ritiro dedicato", i CV in acconto possono essere riconosciuti sulla base dell'energia netta immessa in rete confermata e fatturata dal produttore attraverso l'apposito portale informatico.

GRAFICO 13 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

È importante sottolineare che una quota significativa dei Certificati Verdi è stata emessa a favore di impianti non nuovi (potenziamenti, rifacimenti parziali o totali e riattivazioni). Diversamente da quanto accade per il meccanismo dei CV, per i quali l'incentivazione si applica alla produzione netta dell'impianto e l'energia resta nella disponibilità del produttore (che decide se e come commercializzarla o autoconsumarla), nel sistema della Tariffa Onnicomprensiva l'incentivazione si applica all'energia immessa in rete, che deve necessariamente essere ritirata dal GSE. La tariffa di ritiro è detta onnicomprensiva perché il suo valore comprende sia il valore dell'energia che quello dell'incentivazione. A questo meccanismo di incentivazione possono aderire, in alternativa ai CV, gli impianti qualificati IAFR alimentati da fonti rinnovabili, di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici), entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007.

Se da un lato l'adesione questa tipologia di incentivo limita la possibilità per il produttore di autoconsumare l'energia prodotta, dall'altro però consente agli impianti più piccoli di stabilizzare le voci di ricavo senza incorrere nelle difficoltà di collocare i CV sul mercato con le relative fluttuazioni di prezzo.

Come si evince dai dati riportati nella tabella seguente, al 31 dicembre 2010, gli impianti eolici per i quali è stata accolta l'istanza di TO sono 54 su un totale di 585 per una potenza complessiva pari a 2 MW su 299 MW totali.

Impianti convenzionati in regime di Tariffa Onnicomprensiva

Fonte	Numero		Potenza (kW)	
	al 31/12/2009	al 31/12/2010	al 31/12/2009	al 31/12/2010
Eolica	30	54	1.166	2.055
Totale	407	585	207.605	299.504

TABELLA 4 - FONTE: elaborazioni SRM su dati GSE, 2011

5. Le regioni: un flash statistico e normativo

Nell'articolazione territoriale dei dati a disposizione è possibile individuare le regioni nelle quali lo sviluppo dell'eolico è risultato negli ultimi anni più intenso. In considerazione dell'assoluta preminenza delle regioni del Mezzogiorno dal punto di vista sia del numero e della potenza installata che dei GWh prodotti, la tabella che segue riporta un quadro d'insieme dei dati relativi agli impianti eolici presenti in queste regioni, escludendo il novero dell'area del Centro-Nord perché da questo punto di vista scarsamente rappresentativa. Al Nord, infatti, si conta un numero limitato di parchi eolici, prevalentemente presenti in Liguria ed Emilia Romagna; al Centro, i territori più attivi sono Toscana e nell'ultimo anno le Marche. La Regione con la maggiore potenza è la Sicilia (1.436 MW) dove nel 2010 sono stati collocati ulteriori 13 impianti per complessivi 288 MW, seguono Puglia e Campania, rispettivamente con un installato totale di 1.288 MW e 803 MW. La Sicilia dunque conferma il primato con il 24,7% della potenza totale, seguita dalla Puglia con il 22,1%. A livello provinciale, è Foggia a detenere la leadership nazionale con il 19,2% della potenza eolica installata, seguono a

distanza Catanzaro con il 7%, Palermo con il 6,4% e Avellino con il 6,2%. In Sardegna è da segnalare la Provincia di Sassari con il 4,6%. Il Meridione è anche il territorio con il più alto numero di impianti. In Puglia, Campania e Sicilia ce ne sono circa il 56% del totale nazionale. Osservando in particolare i dati dell'ultimo biennio, il Molise è la regione che ha mostrato la maggiore crescita percentuale, passando da 237 MW per 18 impianti a 367 MW per 23 impianti. Questa regione, insieme a Sicilia, Puglia e Calabria, rappresenta oltre la metà delle nuove installazioni e l'85% della potenza addizionale collocata in Italia tra il 2009 ed il 2010.

Potenza e numerosità degli impianti eolici (dati cumulati, anni 2007-2010)

Regione	2007				2008			
	N.	% su Italia	Potenza (MW)	% su Italia	N.	% su Italia	Potenza (MW)	% su Italia
Abruzzo	16	7,9%	154,8	5,7%	16	6,6%	154,8	4,4%
Basilicata	10	4,9%	155,5	5,7%	12	5,0%	209,5	5,9%
Calabria	5	2,5%	138,6	5,1%	7	2,9%	191,3	5,4%
Campania	39	19,2%	458,5	16,9%	47	19,4%	652,5	18,4%
Molise	12	5,9%	98,6	3,6%	16	6,6%	163,5	4,6%
Puglia	47	23,2%	639,9	23,6%	58	24,0%	861,7	24,4%
Sardegna	22	10,8%	383,3	14,1%	25	10,3%	453,3	12,8%
Sicilia	31	15,3%	630,9	23,2%	39	16,1%	794,6	22,5%
Mezzogiorno	182	89,7%	2660,1	98,0%	220	90,9%	3481,2	98,4%
ITALIA	203	100%	2.714,1	100%	242	100%	3.537,7	100%
Regione	2009				2010			
	N.	% su Italia	Potenza (MW)	% su Italia	N.	% su Italia	Potenza (MW)	% su Italia
Abruzzo	20	6,8%	190,4	3,9%	25	5,1%	218,4	3,8%
Basilicata	13	4,4%	227,5	4,6%	28	5,7%	279,9	4,8%
Calabria	13	4,4%	443,3	9,1%	31	6,4%	671,5	11,5%
Campania	54	18,4%	797,5	16,3%	76	15,6%	803,3	13,8%
Molise	18	6,1%	237	4,8%	23	4,7%	367,2	6,3%
Puglia	72	24,5%	1151,8	23,5%	134	27,5%	1287,6	22,1%
Sardegna	27	9,2%	606,2	12,4%	31	6,4%	638,9	11,0%
Sicilia	49	16,7%	1147,9	23,4%	62	12,7%	1435,6	24,7%
Mezzogiorno	266	90,5%	4801,6	98,0%	410	84,2%	5.702	98,1%
ITALIA	294	100%	4.898,0	100%	487	100%	5.814,1	100%

TABELLA 5 - FONTE: elaborazione SRM su GSE, 2011

In merito alla normativa relativa alle pratiche autorizzative necessarie all'installazione dei nuovi impianti, le "Linee Guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", emanate con D.M. il 10 settembre 2010, hanno avuto l'obiettivo di semplificare l'iter procedurale, ridurre le differenze tra le normative regionali, assicurando un efficiente sistema per la valutazione e la concessione dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'impianto.

Le Linee Guida ridefiniscono le procedure autorizzative, declinandole a seconda della potenza totale nominale e sintetizzabili in tre diverse categorie: *Comunicazione* all'amministrazione comunale, *Dichiarazione di Inizio attività* (DIA) e *Autorizzazione Unica*. Il DM ribadisce il principio per cui tocca alla Regione, o alla Provincia se delegata, il rilascio dell'Autorizzazione Unica per il tramite della Conferenza dei

servizi, entro 180 giorni dalla richiesta; e stabilisce per ogni tipologia di impianti la procedura da seguire. La tabella che segue sintetizza le procedure da seguire secondo la diversa tipologia degli impianti. Sono soggetti a semplice *comunicazione* gli impianti microeolici con altezza non superiore a 1,5 m e diametro non superiore al metro. E' invece richiesta la *DIA* per impianti eolici fino a una potenza di 60 kW. Tutti gli impianti che per tipologia o potenza ricadono al di fuori di queste casistiche possono essere installati solo a seguito del rilascio di un'*Autorizzazione Unica*, la quale prevede in aggiunta per impianti con potenza nominale complessiva superiore a 1 MW il ricorso alla VIA (Valutazione di Impatto Ambientale).

Le *Linee Guida* riservano un intero allegato agli impianti eolici di grande taglia (soggetti ad autorizzazione unica) in quanto considerati particolarmente incidenti sulle componenti culturali, paesaggistiche, naturali e geomorfologiche del territorio su cui vengono realizzati gli interventi relativi al loro esercizio. Per eseguire le operazioni necessarie al corretto inserimento dei parchi eolici il provvedimento ministeriale individua due fasi distinte: la prima, quella analitica, nella quale deve essere valutato il rapporto tra la struttura da realizzare e lo stato preesistente dei luoghi e la seconda fase in cui si operano le scelte necessarie alla mitigazione degli eventuali impatti.

Procedure autorizzative per la costruzione e l'esercizio di impianti eolici

Tipologia impianto	Potenza	Tipologia di procedura autorizzativa			
		Comunicazione semplice	DIA	Autorizzazione unica	Autorizzazione unica con VIA
Impianti eolici installati su tetti di edifici esistenti con altezza complessiva non superiore a 1,5 m e diametro non superiore a 1 m		X			
Torri anemometriche (finalizzate alla misurazione temporanea del vento) con rilevazioni di durata non superiore a 36 mesi		X			
Impianti eolici non ricadenti fra quelli di cui sopra	0 - 60 kW		X		
Torri anemometriche (finalizzate alla misurazione temporanea del vento) con rilevazioni di durata superiore a 36 mesi			X		
Impianti eolici non ricadenti fra quelli di cui sopra				X	
Impianti eolici con potenza nominale complessiva > 1 MW					X

TABELLA 6 - FONTE: Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, 10 settembre 2010

Al fine del rilascio dell'*Autorizzazione Unica* è necessario produrre una serie di documenti concernenti risorse utilizzate, fasi, tempi e modalità di esecuzione dei lavori, nonchè un piano di dismissione dell'impianto e di ripristino dello stato dei luoghi oltre che una analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale. Relazioni, progetti e verifiche ambientali vengono giudicate ammissibili in sede di Conferenza dei Servizi a cui partecipano tutti gli enti

competenti e coinvolti nel procedimento. Qualora il progetto dell'impianto ricada all'interno di zone vincolate dal Codice dei beni culturali e del paesaggio, in aree ad esse contermini, in aree archeologiche oltre che nel caso di impianti eolici con potenza superiore a 1 MW, ad intervenire è anche il Ministero per i beni e le attività culturali.

Il *Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n. 28* ha portato alcune modifiche negli iter di autorizzazione per gli impianti da fonti rinnovabili. Le procedure per le installazioni diventano quattro: semplice comunicazione al Comune, comunicazione al Comune con relazione asseverata, Procedura Abilitativa Semplificata (P.A.S.), sostitutiva dell'attuale Dia, e Autorizzazione Unica.

Procedure autorizzative per la costruzione e l'esercizio di impianti eolici

Tipologia impianto	Potenza	Tipologia di procedura autorizzativa				
		Comunicazione senza relazione asseverata	Comunicazione con relazione asseverata	Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)	Autorizzazione unica	Autorizzazione unica con VIA
Impianti eolici installati su tetti di edifici esistenti con altezza complessiva non superiore a 1,5 m e diametro non superiore a 1 m (salvo vincoli culturali e paesaggistici)		X				
Impianti eolici non ricadenti fra quelli di cui sopra	0 - 60 kW			X		
Impianti eolici non ricadenti fra quelli di cui sopra					X	
Impianti eolici con potenza nominale complessiva > 1 MW						X

TABELLA 7 - FONTE: Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28

Le Regioni avevano 90 giorni per recepire il DM, ma allo scadere di tale termine non tutte hanno accolto le Linee Guida e anche quelle che lo hanno fatto non hanno completato l'iter di recepimento previsto, mancando il parere finale della Giunta Regionale. Bisogna sottolineare inoltre che è facoltà delle Regioni introdurre delle ulteriori limitazioni all'installazione di impianti, necessarie ad evitare l'alterazione del paesaggio, o la sottrazione di terreni utili all'agricoltura, o a tutelare aree di particolare pregio naturalistico e architettonico. Nonostante il recepimento delle Linee Guida avesse il preciso scopo di uniformare la normativa regionale, le ulteriori limitazioni sono state definite dalle Regioni secondo criteri molto eterogenei, lasciando in essere una situazione ancora caotica, in cui permangono incertezze e difficoltà procedurali.

Da una verifica sul recepimento da parte dei singoli governi regionali delle *Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*, è stato riscontrato che nel complesso sono 15 le Regioni a essere intervenute¹, fino ad oggi, per declinare le indicazioni nazionali rispetto ai territori. Solo nel caso della Puglia e della Provincia di Bolzano è stato definito un quadro con indicazioni che riguardano tutti gli impianti. Le Marche hanno normato su eolico, fotovoltaico e

¹ Legambiente, *Fonti rinnovabili e paesaggio. Il punto sulle linee guida per l'autorizzazione degli impianti da fonti rinnovabili nelle Regioni italiane*, giugno 2011.

idroelettrico; Molise e Valle d'Aosta hanno introdotto indicazioni per eolico e fotovoltaico, mentre Emilia-Romagna, Piemonte e Toscana si sono occupate solo di fotovoltaico. Nelle altre Regioni sono stati introdotti provvedimenti parziali, oppure di semplice recepimento o, come nel caso di Friuli, Liguria, Lombardia, Sicilia dove non è stato fatto ancora nulla.

Recepimento delle Linee Guida sulle fonti rinnovabili nelle Regioni italiane

Regione	Approvazione Linee Guida Regionali - Fonti su cui si è intervenuti						Semplice Recepimento Linee Guida Nazionali
	Eolico	Solare	Biomasse liquide	Idroelettrico	Biogas	Geotermia	
Puglia (*)	X	X	X	X	X	X	
Prov. Bolzano	X	X	X	X	X	X	
Marche	X	X		X			
Valle d'Aosta	X	X					
Molise (**)	X	X					
Emilia Romagna		X					
Toscana		X					
Piemonte		X					
Abruzzo							X
Calabria							X
Campania							X
Lazio							X
Basilicata							X (***)
Sardegna							(****)
Veneto							(*****)
Umbria							(*****)
Prov. Trento							
Friuli V.G.							
Liguria							
Lombardia							
Sicilia							

(*) La Puglia ha stabilito che nelle "aree non idonee" non è consentita l'installazione di impianti idroelettrici e di geotermia.

(**) Il Consiglio dei Ministri "n. 128 del 23/02/2011" ha impugnato di fronte la Corte Costituzionale la L.R. n.23 del 2010 Molise di recepimento delle Linee Guida Nazionali.

(***) La Basilicata ha recepito le Linee Guida e chiarito le indicazioni per le diverse fonti con riferimento ai contenuti del Piano energetico regionale. Ma il Governo ha impugnato il provvedimento davanti alla Corte Costituzionale.

(****) Con la l.r. 17/11/2010 n. 15, ha disciplinato solo le modalità autorizzative per l'installazione degli impianti fotovoltaici a terra con potenza fino a 200 kW ricadenti in area agricola.

(*****) La Regione Veneto ha introdotto una moratoria per alcune categorie di interventi in attesa del Piano energetico regionale.

(***** Preadottato con delibera di giunta regionale n. 397 del 27/04/2011 il Regolamento per la disciplina per l'installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

TABELLA 8 - FONTE: Legambiente, Fonti rinnovabili e paesaggio. Il punto sulle linee guida per l'autorizzazione degli impianti da fonti rinnovabili nelle Regioni italiane, giugno 2011

Scendendo nel dettaglio dei provvedimenti regionali per l'installazione degli impianti eolici, solo alcune Regioni sono intervenute sulle norme per l'inserimento nel territorio delle rinnovabili ed in parte hanno anche aggiornato i diversi iter per l'ottenimento delle autorizzazioni al collocamento ed all'esercizio dei parchi eolici.

Con particolare riguardo alle norme per l'inserimento delle turbine nel territorio, la *Puglia* è la fra le regioni che ha meglio interpretato in maniera rigorosa e puntuale il panorama delle possibili applicazioni, individuando, attraverso un apposito Regolamento Regionale, le aree non idonee alle installazioni. Al centro della

caratterizzazione dei siti c'è la difesa delle aree protette, dei siti di interesse storico-architettonico e archeologico, la protezione del paesaggio e delle peculiarità dei luoghi, della flora e della fauna oltre che le aree a pericolosità idraulica e geomorfologica.

Le installazioni di microeolico sono potenzialmente inseribili su quasi tutte le aree, mentre già per categorie di impianti con potenze fino a 20 kW risultano rilevanti le limitazioni in grado di renderli inadeguati. All'aumentare della potenza degli aerogeneratori eolici aumentano le aree non adatte.

Le norme regionali prescrivono oltretutto per i titolari degli impianti un onere minimo di 50 euro per ogni kW di potenza elettrica rilasciata, al fine di garantire le opere di dismissione e rimessa in pristino dei luoghi a fine esercizio.

In merito ai procedimenti autorizzativi, la Puglia è intervenuta, declinandoli in maniera del tutto eguale alle indicazioni riportate all'interno del provvedimento ministeriale 10/09/2010 e semplificandone contestualmente la procedura con l'inserimento dell'Autorizzazione Unica Telematica.

La *Basilicata* è intervenuta con un'apposita Delibera di Giunta Regionale per regolare l'iter autorizzativo (per i dettagli si veda la tabella seguente), prevedendo in particolare delle misure di compensazione e di riequilibrio ambientale per tutte le aree coinvolte da installazione che superino i 20 MW o per quelli inseriti nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale.

Per quanto concerne l'individuazione delle aree non idonee, si fa riferimento al Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR). Non sono soggetti a vincolo gli impianti di microgenerazione, per quanto riguarda gli impianti con potenza superiore a 1 MW vanno considerate anche le limitazioni riportate nei piani urbanistici regionali, interregionali e comunali. Il PIEAR infine, riporta al proprio interno tutte le opere necessarie al ripristino dei luoghi, finalizzate alla restituzione dell'area alle condizioni "ante operam".

Le *Marche* hanno normato le procedure per l'installazione di parchi eolici attraverso apposite Delibere di Giunta Regionale. Le prescrizioni vengono declinate attraverso il Piano Energetico Ambientale Regionale stabilendo, a seconda della potenza dell'impianto i diversi livelli di tutela in conformità ai contenuti dei diversi Piani regionali e delle norme nazionali in materia di tutela del territorio e dei beni storico-culturali. Per gli impianti con potenza superiore a 60 kW vengono inseriti, inoltre, vincoli riguardanti le aree edificabili urbane per cui va osservata una fascia di rispetto di 500 m. I criteri diventano man mano più restrittivi all'aumentare della potenza installata al fine di minimizzare l'impatto sul paesaggio. Per gli impianti in dismissione viene individuato l'iter per la rimessa in pristino dei luoghi e i conseguenti oneri individuati attraverso apposita fideiussione prima del rilascio dell'autorizzazione. Va inoltre rispettata una distanza quantificabile in 5 rotori fra macchine dello stesso impianto e una distanza minima di 500 metri fra due tipologie di impianto analoghe.

La *Valle d'Aosta* con una particolare Delibera di Giunta Regionale ha fornito indicazioni per l'individuazione delle aree non idonee al posizionamento degli impianti eolici stabilendo i vincoli sulla base di due categorie di potenze: maggiore o uguale a 60 kW e inferiore a 60 kW. La Regione individua diverse fasce di rispetto al fine di proteggere alcuni siti considerati particolarmente sensibili e ponendo sotto ulteriore

tutela le aree residenziali e archeologiche, per cui va rispettata una distanza di 300 metri. È resa obbligatoria infine la dismissione degli impianti non attivi per oltre un anno.

La Regione *Molise* ha modificato le regole sulla realizzazione degli impianti eolici attraverso due provvedimenti, uno specifico per i procedimenti autorizzativi e l'altro per l'individuazione delle aree non idonee. In particolare, per quanto concerne gli iter autorizzativi, tali norme delineano le modalità di ottenimento dell'Autorizzazione Unica stabilendo nel contempo i criteri di assoggettabilità a VIA. La Regione fornisce poi indicazioni per il corretto inserimento nel paesaggio degli impianti eolici di grande taglia e per la mitigazione degli impatti che tali realizzazioni potrebbero generare sul territorio. In particolare sancisce un limite massimo per l'occupazione dei suoli comunali quantificabile nel 5% della superficie oltre a una serie di aree a protezione delle zone maggiormente sensibili. La norma stabilisce anche una garanzia, tramite idonea fideiussione, dell'esecuzione dei lavori di ripristino dei luoghi a seguito della dismissione dell'impianto.

La *Provincia di Bolzano* è intervenuta sulle regole che riguardano l'installazione di tutti gli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Tale provvedimento, pur autorizzando l'installazione di impianti eolici senza porre limiti di potenza o di destinazione urbanistica, stabilisce delle forme di tutela finalizzate a non compromettere le aree e l'utilizzo corrispondente alla loro destinazione d'uso, fino ad ammettere, come nel caso delle aree agricole, solo alcuni impianti e potenze.

L'*Umbria* ha disciplinato la normativa per l'installazione di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nell'aprile del 2011. Per quanto concerne l'eolico, la Verifica di assoggettabilità a VIA è strettamente legata agli effetti che l'installazione delle diverse tipologie di impianti eolici possono determinare a livello paesaggistico soprattutto in riferimento all'"effetto cumulo" e allo stato di prossimità con aree di particolare rilievo storico, culturale ed ambientale. Tale Verifica infatti è prevista laddove coesistano sia in fase autorizzativa che in fase di progettazione (o realizzazione) diversi impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ubicati all'interno della stessa area. In tal caso il nuovo impianto dovrà essere posizionato a 10 km non solo da quelli preesistenti o già autorizzati ma anche dai centri storici, punti panoramici, piazze. Le norme regionali suggeriscono installazioni modulate secondo le linee caratteristiche del territorio, l'utilizzo del minor numero possibile di aerogeneratori, colorazioni che migliorino l'integrazione nel paesaggio. Per assicurare infine le opere di dismissione e ripristino di fine esercizio delle aree coinvolte la Regione Umbria stabilisce degli oneri che il titolare dovrà versare tramite apposita fideiussione prima dell'inizio dei lavori di costruzione.

La Campania, infine, ha regolamentato in un'apposita legge regionale del luglio 2011 (Disposizioni urgenti in materia di impianti eolici) la diffusione di impianti eolici sul suo territorio. Il provvedimento ha stabilito che la costruzione di nuovi aerogeneratori venga autorizzata nel rispetto di una distanza pari o superiore a 800 metri dall'aerogeneratore più vicino, preesistente o già autorizzato, a tutela della necessità di quest'ultimo di usufruire della frequenza del vento in relazione all'intensità e quindi alla reale capacità di produrre energia.

*Monitor normativo. Leggi regionali di regolamentazione delle
installazioni di impianti eolici*

Regione	Norme per l'inserimento degli impianti nel territorio (individuazione delle aree non idonee)	Iter autorizzativo
PUGLIA	Regolamento Regionale n. 24 del 30/12/2010	DGR n. 3029 del 28/12/2010 (ricepimento di quanto indicato dal DM del 10/09/2010)
BASILICATA	L.R. n. 1 del 19/01/2010	DGR n. 2260 del 29/12/2010 - per il microeolico (con altezza massima fino a 1,5 m e diametro non superiore a 1 m): Comunicazione all'Amministrazione Comunale - per impianti fino a 1 MW di potenza: DIA - per impianti di potenza superiore a 1 MW: Autorizzazione Unica
MARCHE	DGR n. 829 del 23/07/2007 e DGR n. 255 del 8/03/2011	
VALLE D'AOSTA	DGR n. 9 del 5/12/2009	
MOLISE	L.R. n. 23 del 23/12/2010	DGR n. 857 del 25/10/2010
PROV. BOLZANO	DPP n. 37 del 5/10/2010	
UMBRIA	DGR n. 397 del 27/04/2011	
CAMPANIA	L.R. n. 11 del 1/07/2011	

TABELLA 9 - FONTI: regolamenti regionali

6. Alcune stime di impatto economico

L'espansione delle fonti rinnovabili ha inciso in maniera significativa sullo sviluppo dell'economia del nostro Paese, in termini di investimenti, contributo alla crescita del PIL nazionale e numero di occupati. Prima di esaminare i dati disponibili è necessario precisare che il settore delle fonti di energia verde risente ancora di una scarsa razionalizzazione delle informazioni statistiche riguardanti nel dettaglio le stime di impatto economico (relative agli occupati, al PIL e agli investimenti) che difficilmente risultano essere sistematiche e dunque comparabili. Per quanto concerne in particolare la stima degli occupati, è da evidenziare che nel mercato delle rinnovabili convogliano le attività di diversi settori (produzione di tecnologie, produzione di energia, distribuzione di tecnologie, manutenzione degli impianti, etc.); risulta dunque non molto agevole, identificare le figure professionali coinvolte, in quanto spesso operanti in diversi comparti.

Di seguito si riportano alcune stime tratte da alcuni dei principali studi, che evidenziano l'impatto economico legato all'espansione delle energie verdi.

Uno studio di AT Kearney per il Sole24Ore ha stimato il valore del mercato delle rinnovabili in Italia nel 2010 in circa 21 miliardi di euro, di cui 7,2 per elettricità e incentivi (certificati verdi e tariffa feed-in) e 13,7 miliardi di investimenti in nuovi impianti. Tra i diversi comparti, l'eolico si distingue con 2,6 (in calo di circa il 15% rispetto al 2009). In particolare nell'ambito del Rapporto annuale dell'IREX (Italian Renewable Index), sono state censite 99 operazioni di investimento in nuovi impianti che rappresentano circa lo 0,4% del PIL nazionale.

La mappatura esposta nello studio ha evidenziato che è il settore eolico (con 26 operazioni censite) a presentare la maggiore potenza installata tra l'Italia e l'estero. Proprio le iniziative di aziende italiane all'estero in questo settore sono aumentate in maniera consistente, al contrario di quanto accaduto agli investimenti nell'eolico nel nostro Paese che hanno registrato un rallentamento (dovuto alla prolungata fase di incertezza normativa che ha non solo disincentivato l'attività delle nostre aziende ma anche l'arrivo di investitori stranieri). In un confronto a livello mondiale, l'Italia si posiziona al quarto posto per ammontare di investimenti effettuati (con circa 14 miliardi di dollari), dietro alla Germania, che figura come prima tra i paesi europei (con 41,2 miliardi di dollari). In generale, sono i paesi del G20 i maggiori sostenitori delle energie pulite. È da loro, infatti, che proviene la maggior parte degli impieghi, circa il 90%, che corrisponde a 198 miliardi di dollari sui 243 totali investiti nel settore nel 2010 a livello mondiale. In particolare, dei circa 14 miliardi relativi al nostro Paese, 4,5 mld dollari sono andati a favore dell'eolico. Un mercato in crescita vuol dire anche incremento nei livelli occupazionali. Lo sviluppo delle fonti alternative ha dato infatti luogo ad una trasformazione del mercato del lavoro, portando alla creazione di numerose professionalità come pure alla sostituzione di alcune tipologie di lavoro con nuove figure specialistiche, a seguito dello spostamento della produzione dalle tecnologie tradizionali verso quelle rinnovabili. Infine, molte figure lavorative esistenti sono state trasformate e adattate alle nuove qualifiche richieste dalle tecnologie verdi. Dai dati disponibili è possibile osservare che in Italia l'economia del lavoro legata alle rinnovabili è in costante espansione.

Stime occupazionali nel settore dell'energia eolica per Regione d'Italia

	Occupati totali	Occupati diretti	Occupati indiretti
Puglia	6.817	1.736	5.081
Campania	4.704	1.392	3.312
Sicilia	3.980	1.100	2.880
Calabria	2.509	779	1.730
Sardegna	2.501	783	1.718
Basilicata	1.892	595	1.297
Molise	1.495	468	1.027
Abruzzo	1.444	459	985
Toscana	1.218	371	847
Lazio	1.125	330	795
Marche	711	150	561
Umbria	496	143	353
Liguria	396	155	241
Emilia R.	292	114	178
<i>Altre</i>	575	184	388
Mezzogiorno	23.342	7.312	18.030
Centro Nord	4.810	1.447	3.363
Totale	30.125	8.759	21.393

TABELLA 9 - FONTE: Anev (Associazione Nazionale Energia del Vento)-UIL 2011

In particolare, l'impiego di energia eolica determina innumerevoli ricadute positive sul fronte occupazionale, sia in termini di incremento della manodopera presso il sito sia per la creazione di nuovi posti di lavoro dal lato del produttore/investitore e dei fornitori. Uno studio congiunto ANEV-UIL mostra che nel comparto eolico, gli occupati diretti nel settore sono attualmente oltre 8.700, cifra che sale ad oltre 30 mila se si considerano anche gli addetti indiretti. Osservando in dettaglio la suddivisione degli occupati su scala regionale è possibile rilevare le marcate opportunità di sviluppo territoriale legate alla crescita di questo settore che, in tutte le regioni del Mezzogiorno (prevalentemente in Puglia e Campania, ma anche in Sicilia, Calabria e Sardegna) ha condotto a livelli occupazionali di un certo rilievo. Nella tabella le singole regioni risultano ordinate secondo un andamento decrescente del numero di occupati; sono evidenti le maggiori ricadute occupazionali nel Sud, territorio che presenta un potenziale di sfruttamento maggiore della fonte eolica.

*Stima del potenziale occupazionale del settore dell'energia eolica al 2020
per Regione d'Italia*

	Occupati totali	Occupati diretti	Occupati indiretti
Puglia	11.714	2.463	9.251
Campania	8.738	2.246	6.492
Sicilia	7.537	2.228	5.309
Sardegna	6.334	2.111	4.223
Marche	5.641	1.877	3.764
Calabria	4.484	1.495	2.989
Umbria	3.868	1.290	2.578
Lazio	3.741	1.056	2.685
Abruzzo	3.167	891	2.111
Basilicata	2.675	762	1.784
Molise	2.289	704	1.527
Toscana	1.061	352	1.410
Liguria	771	258	709
Emilia R.	1.877	211	513
<i>Altre</i>	46.938	13.252	1.666
Mezzogiorno	19.073	5.748	33.686
Centro Nord	66.011	19.000	13.325
Totale	1.000	431	47.011
Eolico Offshore	67.011	19.431	569
Totale			47.580

TABELLA 10 - FONTE: Anev (Associazione Nazionale Energia del Vento)-UIL 2011

Importanti sono anche le prospettive di sviluppo dell'occupazione in questo comparto. Il potenziale occupazionale del settore eolico al 2020 in caso di realizzazione dei 16.200 MW di installazioni previste (di cui 200 MW di off shore) sarebbe pari a 66.011 unità, a cui vanno sommate ulteriori 1.000 occupati nell'eolico off shore. Il dato totale (67.011 unità) è suddiviso per un terzo come occupati diretti (19.431) ed i restanti due terzi come occupati dell'indotto (47.579). In media sono previsti oltre 5.000 nuovi occupati all'anno per i prossimi anni, con un incremento pressochè costante ed una graduale diminuzione solo per il termine del prossimo

decennio; prospettiva legata ad un aumento medio annuo nella potenza installata di 1.100 MW.

7. Conclusioni

Negli ultimi anni in Italia l'eolico è cresciuto a ritmi sostenuti fino ad arrivare nel 2010 ad una potenza installata pari a 5.814 MW, con una produzione che ha raggiunto i 9.126 GWh, con un incremento di circa il 40% rispetto all'anno precedente.

La fonte eolica si è imposta nel tempo come uno degli attori del processo di diversificazione dell'approvvigionamento energetico italiano. E l'Italia, ma in particolare il Mezzogiorno, proprio per le caratteristiche del suo territorio, ha ancora un notevole potenziale non sfruttato. La ventosità, l'orografia e l'accessibilità sono tutte variabili che influenzano la scelta della zona in cui installare le turbine. Ecco perché nelle regioni del Sud risultano presenti l'84% degli impianti (in termini di numero) ed il 98% della potenza installata.

Abbiamo davanti un Mezzogiorno assoluto protagonista dello sviluppo di questo settore, territorio in cui in sole tre regioni (Puglia, Campania e Sicilia) sono installati il 56% del totale nazionale del numero di impianti. Capofila è la Puglia, con 134 parchi eolici. Seconda, invece, per potenza installata dietro la Sicilia; queste due regioni insieme presentano sui loro territori un installato di oltre 2.700 MW, quasi la metà del dato Paese.

È sempre la Sicilia a detenere la leadership per aver prodotto il maggior numero di GWh da fonte eolica nel 2010 (oltre 2.200 pari a circa un quarto del totale Italia); seguita da Puglia e Campania. In generale Sicilia e Puglia totalizzano insieme quasi la metà dell'intera produzione nazionale.

Rispetto agli anni passati il settore è stato, però, caratterizzato da un rallentamento degli investimenti, dovuto essenzialmente ad una prolungata fase di incertezza che ha colpito non solo l'eolico ma il comparto delle energie rinnovabili in generale.

La filiera dell'eolico in Italia, nella quale lavorano attualmente circa 30 mila persone, potrà consolidare le buone prospettive per il futuro, realizzando le installazioni previste e conseguentemente raddoppiando il numero degli occupati totali, qualora si riuscissero a superare le criticità che in qualche modo ostacolano il pieno sviluppo del comparto.

L'incertezza che caratterizza oggi il settore è legata, infatti, al persistere di diverse problematiche che frenano di fatto la crescita dell'eolico nel nostro Paese.

Nel mercato delle rinnovabili gli strumenti di incentivazione hanno rappresentato un forte motore di sviluppo. Oggi gli incentivi possono ancora fornire un importante sostegno alla domanda e garantire continuità ai piani di investimento degli operatori del comparto. Ma, soprattutto, gli incentivi servono per sostenere le fonti pulite nella competizione con i combustibili fossili sul fronte del prezzo, considerando che le rinnovabili sono oggi penalizzate da tecnologie non ancora mature.

Un kWh generato dal vento costa ben di più di uno generato da carbone o da gas, e pone inoltre un problema di affidabilità per la sua intermittenza. D'altra parte, però,

presenta numerosi vantaggi: non inquina, non è necessario importarlo dall'estero, contribuendo così a ridurre la dipendenza energetica dell'Italia da paesi politicamente instabili, e infine non è soggetto alla volatilità del mercato delle materie prime.

Il settore eolico sta vivendo una fase di rallentamento proprio per la mancanza di sicurezze sul futuro meccanismo d'incentivazione. Negli ultimi due anni il governo non ha elevato la quota di energia da fonti rinnovabili che gli operatori tradizionali devono produrre; questa cosa ha fatto sì che non aumentasse la domanda di Certificati Verdi (titoli che chi produce energia da fonti tradizionali ha l'obbligo di acquistare a compensazione della produzione di energia che non avviene da fonti pulite). La grossa offerta di Certificati Verdi, a fronte di una bassa richiesta, ne ha fatto crollare il valore. Considerato l'esiguo valore degli incentivi, il risultato è stata una perdita di interesse da parte degli operatori del comparto a far partire nuovi progetti. A ciò si aggiunga pure che, con il Decreto sulle fonti rinnovabili del Marzo 2011, il valore dei Certificati Verdi è stato ridotto del 22% rispetto ai livelli previsti dalla Finanziaria 2007, non consentendo un'adeguata remunerazione degli investimenti.

Il regolamento atteso per Settembre 2011, e non ancora emanato, dovrebbe ridefinire il sistema degli incentivi all'eolico sostituendo i CV con una tariffa *feed in* di entità variabile in base alla potenza degli impianti. I CV sono da vedere, dunque, in ottica futura e con gli opportuni adeguamenti, come un elemento di continuità importante per il raggiungimento degli obiettivi comunitari.

La conseguenza di tutto ciò è che non si sa ancora quale remunerazione porteranno gli investimenti nell'eolico dopo la scadenza degli incentivi attuali. Le imprese italiane, spinte dalla situazione di incertezza del comparto nel nostro Paese, hanno diretto i loro investimenti all'estero, tanto che dai dati dell'Irex Monitor relativi ai primi nove mesi del 2011 risulta che il 71% degli investimenti in nuovi impianti è stato fatto fuori dall'Italia e quindi solo il 29% delle operazioni di crescita sono nazionali, contro il 70% registrato nel 2010. Andare all'estero è attrattivo in quanto permette di ridurre il rischio-paese, di diversificare il portafoglio, di approfittare di maggiori agevolazioni pubbliche. Nell'arco di nove mesi, sono state censite 24 operazioni legate a pale e aerogeneratori, per un valore di circa 1,1 miliardi di euro e 1.230 megawatt installati.²

Ulteriori criticità del comparto sono legate alla mancanza di un quadro normativo certo e definito, all'assenza di un Piano Energetico Nazionale ed ai ritardi nell'iter autorizzativo, con inevitabili conseguenze su investimenti ed aziende coinvolte. La normativa europea stabilisce che l'autorizzazione per realizzare un impianto può essere concessa o negata dalla Regione entro 180 giorni. Spesso, però, i tempi sono più lunghi, con iter burocratici che si concludono anche 3/5 anni dopo l'inoltro della relativa domanda.

Infine, un'altra questione da risolvere è legata alla rete elettrica. Dal punto di vista della fattibilità tecnica, la sostenuta crescita dell'eolico ha posto in risalto i problemi legati all'infrastruttura elettrica. Alcune linee della rete elettrica in alta tensione hanno, infatti, dimostrato di non essere più dotate di sufficiente capacità di trasporto per garantire il dispacciamento di energia prodotta dagli impianti eolici negli intervalli di

² Althesys (2011b).

tempo caratterizzati da ventosità sostenuta. Ciò conduce a frequenti congestioni di rete che si traducono per gli impianti eolici necessariamente in interventi di riduzione di potenza (mediamente superiori del 20%) che il gestore della rete di trasmissione nazionale ha la facoltà di imporre per garantire la sicurezza della rete. Occorre, dunque, intervenire per impostare un sistema che da una parte spinga lo sviluppo delle fonti rinnovabili ma dall'altra necessariamente potenzi le infrastrutture di rete. Per garantire l'efficiente gestione della rete elettrica, occorre trovare con urgenza soluzione al problema della saturazione delle reti.

In questo quadro, è possibile favorire nuovamente la crescita dell'eolico solo dando stabilità alla legislazione in modo da rendere meno difficoltoso l'accesso al credito. Inoltre, per riattivare i necessari investimenti nelle infrastrutture energetiche ci si aspetta la definizione di obiettivi chiari e di lungo periodo, nell'ambito di una strategia certa e definita. Senza queste pre-condizioni e senza l'adeguato apporto di risorse finanziarie, infatti, non può esserci crescita. E solo con la crescita, l'industria italiana potrà reggere la competizione a livello internazionale.

1. Introduzione

Nell'ambito dell'utilizzo dell'energia da fonti rinnovabili, grande attenzione è rivolta alle biomasse definite come la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica proveniente dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e la potature del verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani¹. A prescindere dalla forma con cui si presentano, le biomasse sono in grado di assorbire e immagazzinare l'energia solare attraverso la fotosintesi clorofilliana; per tale loro caratteristica sono, quindi, una fonte di energia rinnovabile e pulita che, al pari di altre fonti, può contribuire agli impegni assunti dall'Italia a livello comunitario. Il comparto è, infatti, direttamente coinvolto nel raggiungimento degli obiettivi nazionali in materia energetica al 2020: il Piano Nazionale sulle Rinnovabili prevede che sul totale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili per la fine del decennio, il 44% deve essere a carico delle biomasse. In particolare, è previsto che per il 2020 la potenza installata dagli impianti relativi deve raggiungere i 3.820 MW, dei quali 1.640 MW da biomassa solida, 1.200 MW da biogas e 980 MW da bioliquidi.

Piano d'Azione Nazionale: gli obiettivi al 2020 per le biomasse

	2009			2020		
	Potenza installata FER-EE	Produzione Lorda FER-EE		Potenza installata FER-EE	Produzione Lorda FER-EE	
	MW	GWh	kTep	MW	GWh	kTep
Biomassa	1.728	7.631	656	3.820	18.780	1.615
Solida	964	4.444	382	1.640	7.900	679
Biogas	378	1.740	150	1.200	6.020	518
Bioliquidi	385	1.448	125	980	4.860	418

TABELLA 1 - FONTE: Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili, 2010

Un ulteriore aspetto riguarda il contributo che le biomasse possono offrire in materia ambientale: esso è, in particolare, legato alla riduzione dell'effetto serra che deriva dalla loro capacità di immagazzinare enormi quantitativi di CO₂ sottratti all'atmosfera e immobilizzati a lungo all'interno delle fibre che le costituiscono. In considerazione di ciò e delle recenti decisioni referendarie sul ricorso alla fonte nucleare, è evidente l'importanza che le stesse – rilevante alternativa ai combustibili fossili - hanno e possono avere per il panorama energetico nazionale. Nel presente

¹ Decreto 28/2011 di recepimento della Direttiva comunitaria 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

lavoro, ad un breve quadro sulla produzione mondiale ed europea da bioenergia, segue l'analisi della situazione nazionale del comparto; quest'ultima riferita sia all'aspetto statistico sia a quello normativo legato alle possibilità di incentivazione rivolte a tale fonte. Il tutto in considerazione degli ultimi dati disponibili che sono al 2009 per quanto concerne gli scenari mondiale e comunitario ed al 2010 per il panorama nazionale. Dal punto di vista statistico, in particolare, i dati analizzati prendono in considerazione le principali filiere che caratterizzano il settore; si tratta delle biomasse solide (che vengono direttamente impiegate per la produzione di energia), dei rifiuti biodegradabili², dei bioliquidi e dei biogas (che prevedono la preventiva conversione della biomassa allo stato liquido o gassoso).

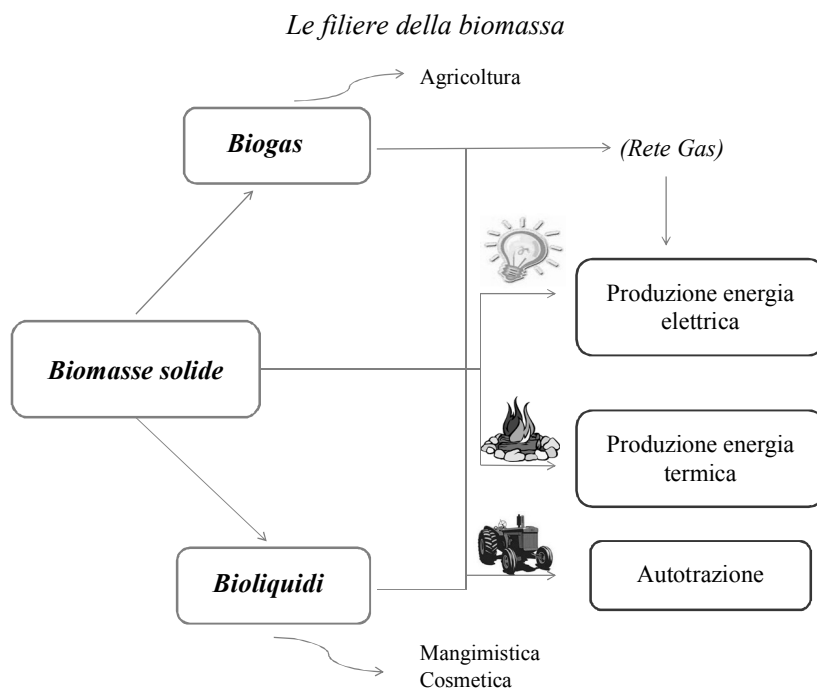


FIGURA 1 - FONTE: Aper, 2011

2. Il settore nel contesto mondiale ed europeo

La produzione mondiale di energia elettrica da biomassa per l'anno 2009 è stata pari a 241,2 TWh con una crescita del 4,3% rispetto all'anno precedente e del 6,7% rispetto ai livelli del 1999.

² Sulla base degli accordi statistici Eurostat, la produzione da rifiuti solidi urbani biodegradabili (RSU bio) si considera pari al 50% dell'intera produzione di rifiuti.

La produzione mondiale da bioenergia

TWh	1999	2006	2007	2008	2009	99/09	08/09
Biomasse	126,2	202,6	218,7	231,3	241,2	6,7%	4,3%
Totale rinnovabili	2.809,6	3.480,7	3.584,8	3.773,9	3.810,3	3,1%	1,0%
Produzione totale	14.771,8	18.966,9	19.805,0	20.178,7	19.958,6	3,1%	-1,1%
<i>Quota rinnovabili</i>	<i>19,1%</i>	<i>18,4%</i>	<i>18,1%</i>	<i>18,7%</i>	<i>19,1%</i>		

TABELLA 2 - FONTE: EurObserv'ER,, 2010

Sul totale della produzione da rinnovabili, inoltre, le biomasse pesano per il 6,3%, contro il 7% dell'eolico e oltre l'84% dell'idrico.

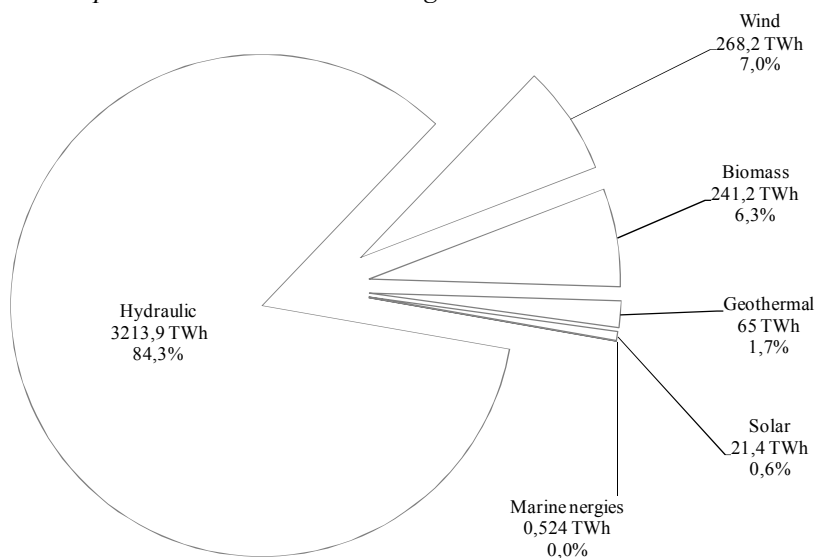
La produzione mondiale da energia rinnovabile - 2009

GRAFICO 1 - FONTE: EurObserv'ER, 2010

In ambito europeo (UE-15), invece, la situazione descritta dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) mostra come, nel 2009, la produzione da biomassa rappresenta il 18,8% della produzione da fonti rinnovabili con 100,3 TWh su un totale di 533,5 TWh. Al primo posto della graduatoria per peso sul totale della produzione c'è la Germania che contribuisce per il 33,8%. Seguono Svezia e Regno Unito entrambe con circa l'11%; l'Italia è quinta con il 7,6%. Per quanto concerne in nostro Paese, la scomposizione del dato per singole tipologie di materia prima vede come componente principale quella solida (che vi partecipa per il 2,8%), seguita dai biogas (1,7%), dai rifiuti solidi urbani biodegradabili (1,6%) e dai bioliquidi (1,4%). Considerando, invece, il rapporto che la produzione da biomassa ha sul totale della produzione da fonti rinnovabili e sul totale della produzione di energia elettrica, si nota come il dato Italia è sempre inferiore a quello medio dell'UE-15. In particolare, per il primo aspetto le biomasse contribuiscono per l'11% contro un dato medio europeo del 18,8%; mentre

hanno un apporto del 2,6% sulla produzione lorda di energia elettrica nazionale a fronte del 3,6% dell'UE-15.

Produzione da impianti alimentati da bioenergie nell'UE-15 nel 2009

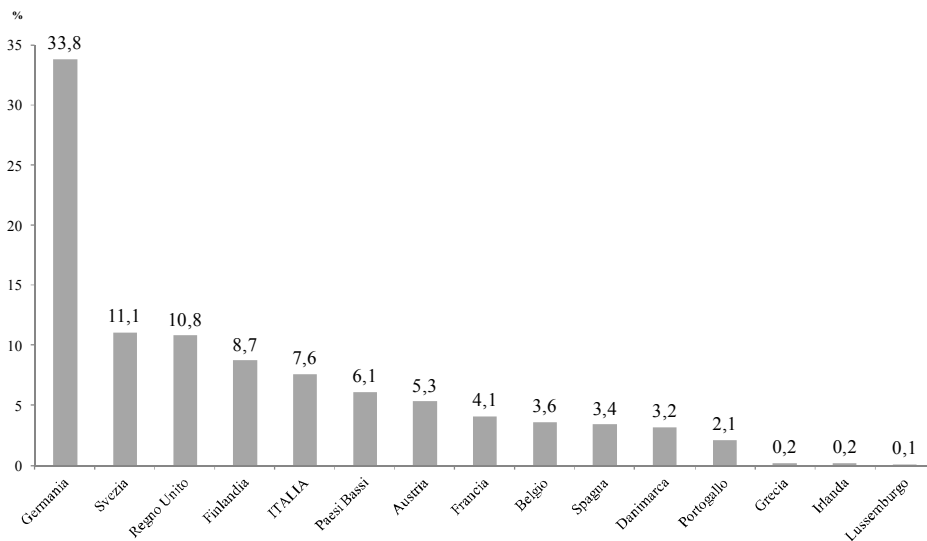


GRAFICO 2 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

Rapporto tra produzione da bioenergie e produzione da FER nell'UE-15. Anno 2009

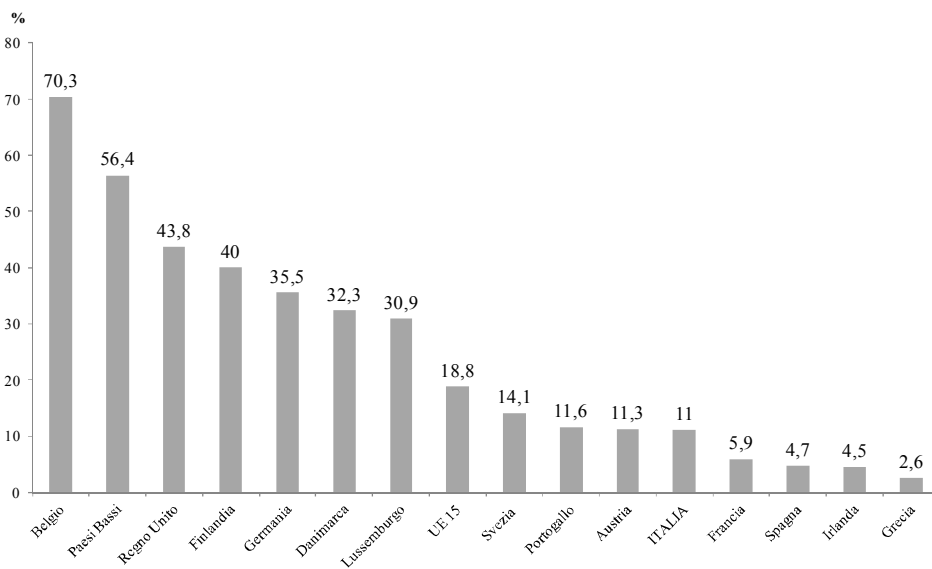


GRAFICO 3 - FONTE: GSE, 2011

*Rapporto tra produzione da bioenergie e produzione lorda di energia elettrica
nell'UE-15 – Anno 2009*

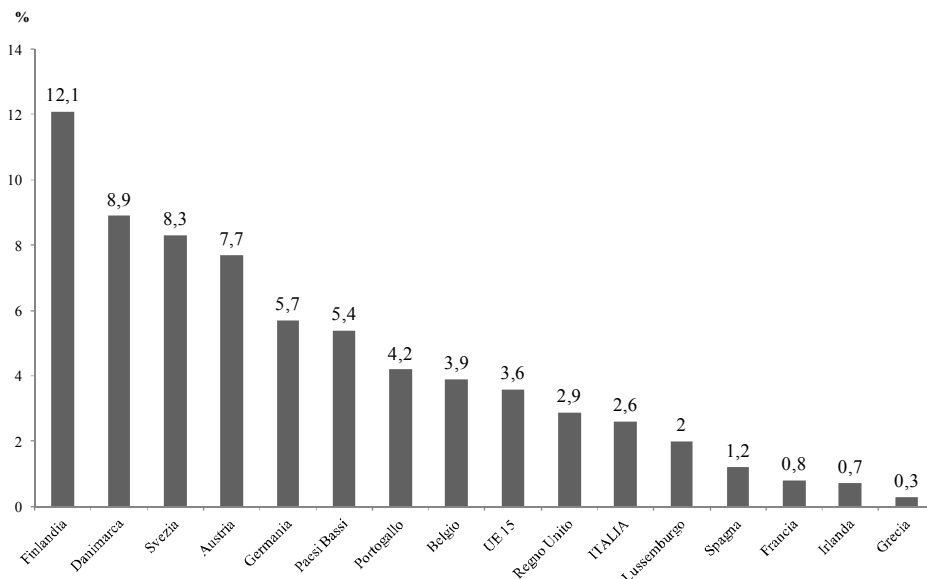


GRAFICO 4 - FONTE: GSE, 2011

3. Analisi della potenza e della numerosità degli impianti

Osservando gli ultimi dati pubblicati dal GSE in riferimento alla produzione nazionale di energia, emerge che gli impianti bioenergetici in esercizio a fine 2010 sono 669 per una potenza installata complessiva pari ad oltre 2.351 MW. A differenza di quanto si registra per altre fonti rinnovabili, tali impianti sono distribuiti su tutto il territorio nazionale; in particolare, sono le regioni del Nord Est a far registrare il maggior numero con il 35,4% del totale, segue il Nord Ovest (35,1%), quindi Centro e Sud (con, rispettivamente il 14,9% e il 14,5%). Scendendo nel dettaglio delle singole regioni, le aree a maggior presenza sono Lombardia ed Emilia Romagna con, rispettivamente, il 24% e il 13,5% del totale Italia. Per il Mezzogiorno, invece, prevalgono Puglia e Campania: la prima con 25 impianti (3,7%) per 220,6 MW di potenza, la seconda con 22 impianti (3,3%) per 214,8 MW.

Diversamente, se si osservano i dati relativi alla potenza installata, con circa 753 MW è il Sud la macroarea con la più alta concentrazione, a testimonianza della maggior dimensione degli impianti presenti rispetto alle altre aree del Paese. Seguono, quindi, l'area nord occidentale e quella nord orientale con, rispettivamente, il 28,2% e il 27% del dato nazionale e, infine, le regioni del Centro con il 12,7% del totale. Con oltre 525 MW (circa il 22,3% del totale) è la Lombardia la regione con la maggior

potenza installata; segue l'Emilia Romagna (18%) e, quindi, Puglia e Campania con, rispettivamente, il 9,4% e il 9%.

Distribuzione degli impianti bioenergetici per partizione territoriale - Anno 2010

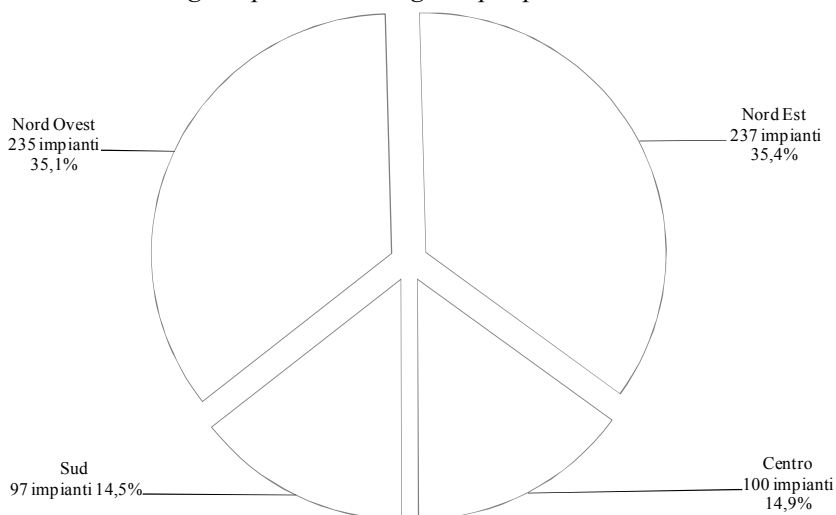


GRAFICO 5 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

Distribuzione della potenza installata per partizione territoriale - Anno 2010

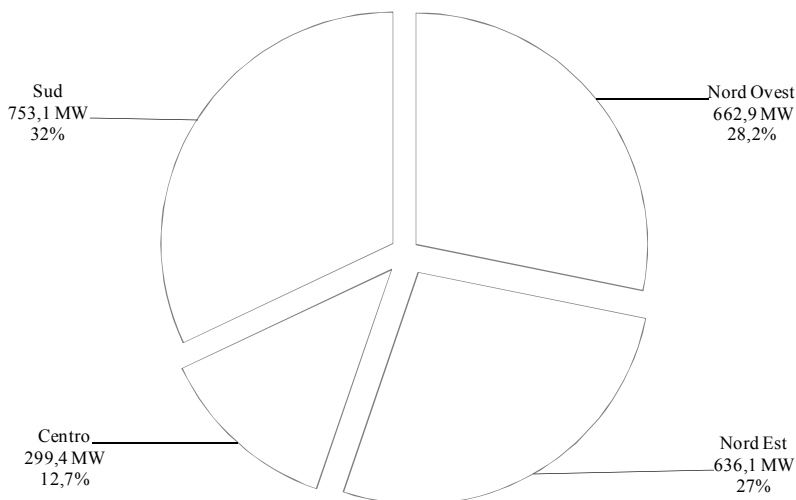


GRAFICO 6 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

I dati nel loro complesso mostrano una rilevante concentrazione: circa il 50% della potenza installata è localizzata in sole tre regioni (Lombardia, Emilia Romagna e

Campania). Altro aspetto significativo per l'analisi è l'evoluzione nel tempo della produzione da impianti bioenergetici; il grafico che segue riporta la situazione degli ultimi 5 anni. Si osserva come è proprio il 2010 l'anno con la maggior espansione del numero di impianti con una crescita di quasi il 60% rispetto al precedente; in termini di potenza installata, invece, l'incremento è stato del 16,4%, contro il 29,8% del 2009.

Potenza e numerosità degli impianti bioenergetici in Italia – Anni 2006-2010

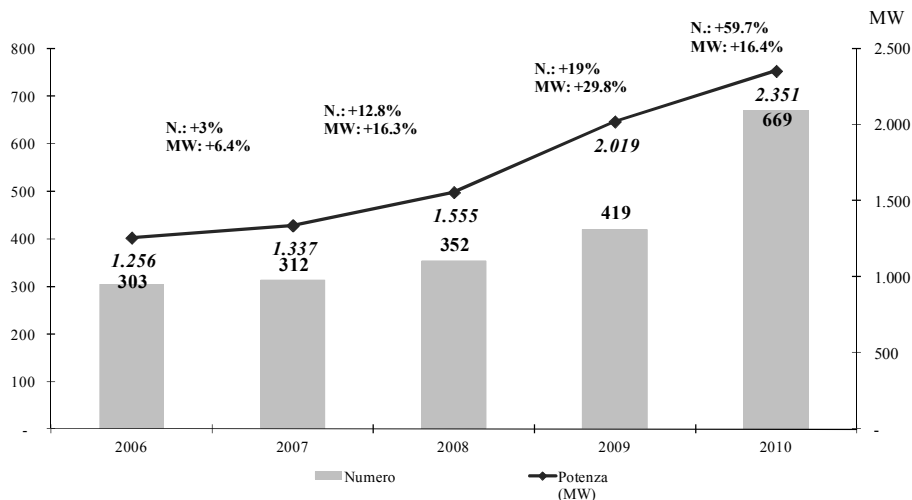


GRAFICO 7 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

Analogamente, la situazione per le 4 partizioni territoriali mostra una crescita più o meno rilevante nel triennio 2008-2010; in termini di numerosità, è il nord l'area con la maggior dinamicità, con una crescita del 123,8% per la zona occidentale e del 117,4% per quella orientale. In riferimento alla potenza installata, invece, è il Mezzogiorno la partizione con le migliori performance con uno sviluppo dell'83,8%.

Per meglio comprendere l'impatto che il comparto delle biomasse ha sul territorio, i relativi dati (numero di impianti e potenza installata) sono stati correlati a due grandezze socio-demografiche, quali la superficie e la popolazione.

In particolare, rapportando il numero degli impianti ed i livelli di potenza installata nelle varie macroaree al numero di abitanti prevalgono i valori relativi alle regioni del Nord Est con il dato medio di 20,7 impianti e 55 MW installati per milione di abitanti.

Questi, insieme a quelli del Nord Ovest, sono gli unici a superare la media Italia; le due restanti partizioni, infatti, si collocano al di sotto di tale valore. Il Mezzogiorno, in particolare, fa registrare il dato più basso in termini di numerosità con un valore medio di 4,7 impianti per milione di abitanti a fronte degli 11,1 presenti a livello nazionale. Relativamente alla potenza installata, invece, è il Centro la macroarea con il valore più basso con 25 MW contro un dato medio nazionale pari a 39,2 MW.

Numerosità degli impianti bioenergetici per partizione territoriale – Anni 2008-2010

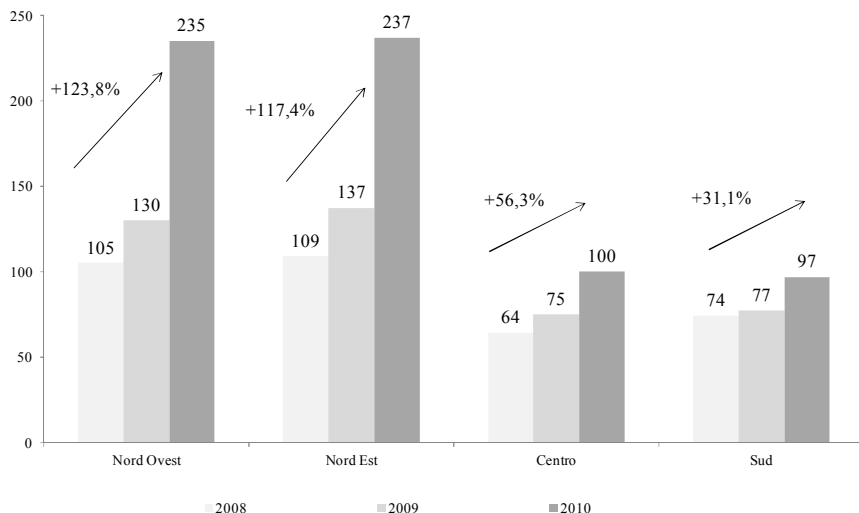


GRAFICO 8 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

Potenza degli impianti bioenergetici per partizione territoriale – Anni 2008-2010

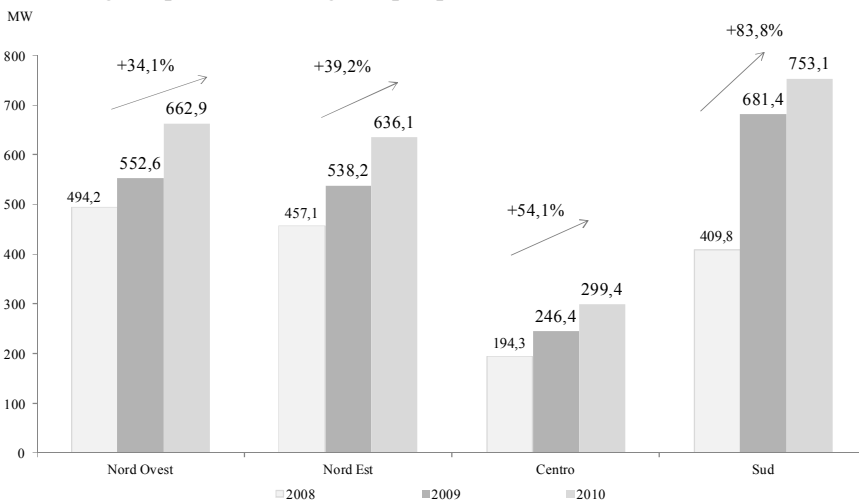


GRAFICO 9 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

I grafici che seguono riportano lo stato dell'arte.

Numero e potenza installata degli impianti bioenergetici per milione di abitanti per macroarea – Anno 2010

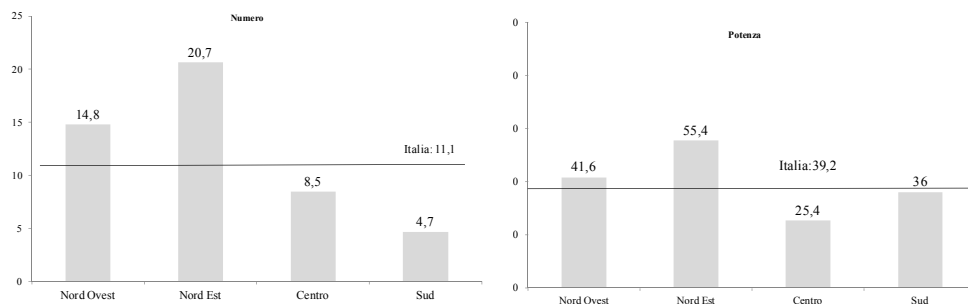


GRAFICO 10 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE e ISTAT, 2011

Analoghe considerazioni si possono fare in riferimento alla superficie territoriale.

I valori più alti si registrano per le aree del Nord; in particolare, ad esse sono ascrivibili circa 4 impianti ogni 1.000 kmq a fronte di un dato medio nazionale pari a 2,2; la potenza media installata, invece, è pari a 11,4 MW per le regioni occidentali e a 10,2 MW per quelle orientali contro i 7,8 MW della media Italia. Il Mezzogiorno, dal canto suo, fa registrare il dato più basso in termini di numerosità (0,8 impianti ogni 1.000 kmq), mentre al Centro compete il dato minimo in termini di potenza installata (5,2 MW) (grafico 11).

La produzione da impianti a biomassa, dal canto suo, nel 2010 è stata pari a 9.440,1 GWh con una crescita di quasi il 24% rispetto all'anno precedente. La distribuzione per macroaree evidenzia il ruolo rilevante del Mezzogiorno che, con 3.772 GWh, ha contribuito alla produzione nazionale per quasi il 40%. Seguono le regioni nord occidentali e nord orientali con, rispettivamente, il 26,2% e il 24,6% del totale e, infine, quelle del Centro con il restante 9,3% (grafico 12).

In termini di singole regioni, invece, prevale il dato della Lombardia con il 20,1% del totale Italia; segue l'Emilia Romagna con il 16,7%, quindi Puglia e Campania con, rispettivamente, l'13,8% e l'8,8%.

Numero e potenza installata degli impianti bioenergetici per 1.000 kmq – Anno 2010

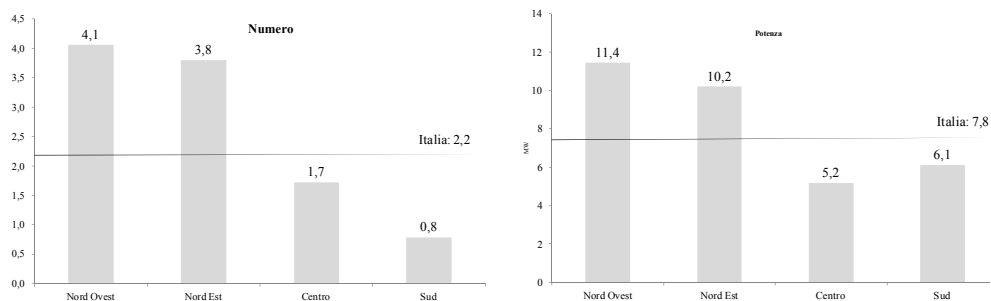


GRAFICO 11 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE e ISTAT, 2011

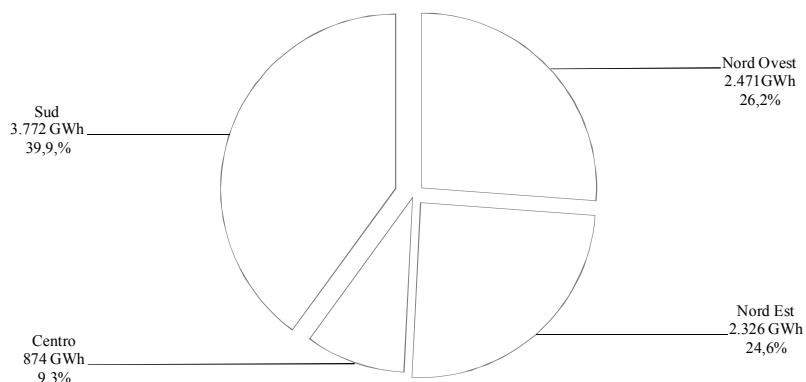
Distribuzione della produzione degli impianti bioenergetici nel 2010

GRAFICO 12 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

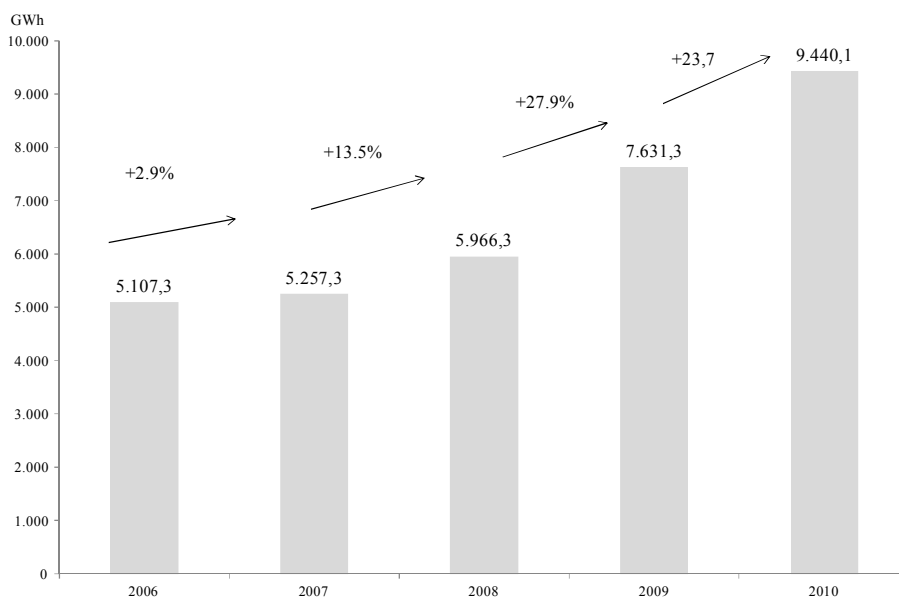
Produzione degli impianti bioenergetici nel periodo 2006-2010

GRAFICO 13 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

La ripartizione per singoli sottocomparti, infine, evidenzia come dei 9.440 GWh prodotti oltre il 45,5% deriva dalle biomasse; la restante quota, invece, è attribuibile per il 32,6% ai bioliquidi e per il 21,8% dai biogas.

3.1 Le biomasse in Italia per tipologia d'impianto

Come si ha già avuto modo di dire, il comparto delle bioenergie prevede diverse tipologie di impianti e tecnologie produttive, ognuna facente riferimento ad uno specifico combustibile. Dal punto di vista statistico, in particolare, vengono considerati 3 comparti: biomasse solide comprensive dei rifiuti solidi urbani (RSU), biogas e bioliquidi.

Dalla ripartizione per singola tipologia del numero degli impianti presenti al 2010 sul territorio nazionale spicca il dato relativo al biogas che, con 451 unità produttive su 686 complessive, assorbe una quota pari al 65,7% del totale; seguono i bioliquidi con il 14,1%, quindi i RSU (10,3%) e le biomasse solide (9,8%).

A differenza di quanto visto in precedenza, vengono qui riportate tutte le sezioni produttive riferite alle singole tipologie; sezioni che non necessariamente costituiscono un impianto a sé. In un impianto centrale, infatti, possono coesistere più sezioni alimentate con diverse tipologie di biomasse e ciò spiega la presenza di 686 singoli impianti a fronte dei 669 registrati, a livello complessivo, per l'Italia.

La potenza installata, dal canto suo, è per lo più ascrivibile alla frazione dei rifiuti biodegradabili con il 33,9% del totale; seguono i bioliquidi con il 25,6% e, quindi, biogas (21,6%) e biomasse solide (18,9%).

Numero e potenza installata degli impianti bioenergetici per tipologia – Anno 2010

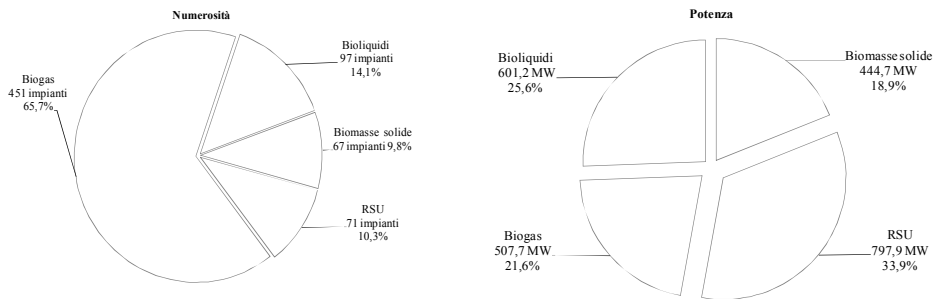


GRAFICO 14 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

I dati storici mostrano come la frazione delle biomasse solide (comprensiva della componente rifiuti) sia sempre stata quella prevalente.

In riferimento al comparto dei bioliquidi, inoltre, si osserva, come i dati relativi allo stesso sono presenti solo a partire dal 2008; ciò grazie all'introduzione di una nuova classificazione che ha permesso, a partire da tale anno, di evidenziarne l'apporto nel più generale ambito delle biomasse.

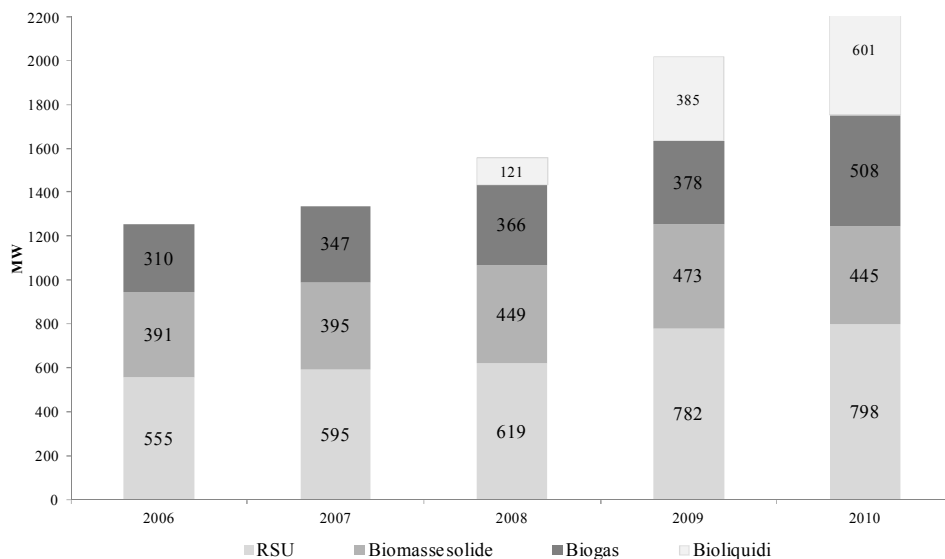
Evoluzione della potenza installata per tipologia di impianto – Anni 2006-2010

GRAFICO 15 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

La taglia media degli impianti, dal canto suo, si attesta (per il 2010) intorno al valore medio di 3,5 MW con un minimo di 1,1 MW per quelli a biogas ed un massimo di 11,2 MW per quelli da RSU.

Taglia media degli impianti bioenergetici per tipologia – Anni 2006-2010

Taglia media (MW)	2006	2007	2008	2009	2010
RSU	8,8	9,3	9,5	11,3	11,2
Biomasse solide	9,1	8,8	10	8,9	6,6
Biogas	1,5	1,6	1,5	1,4	1,1
Bioliquidi	-	-	10,1	9,2	6,2
Totale	4,1	4,3	4,4	4,8	3,5

TABELLA 3 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

La produzione di energia, infine, deriva per quasi il 33% dal comparto dei bioliquidi che, con oltre 3.078 GWh, hanno visto una crescita più che raddoppiata rispetto al 2009. Seguono le biomasse solide a cui sono ascrivibili 2.260 GWh (23,9% del totale) e, quindi, biogas e RSU liquidi con, rispettivamente, il 21,8% e il 21,7%.

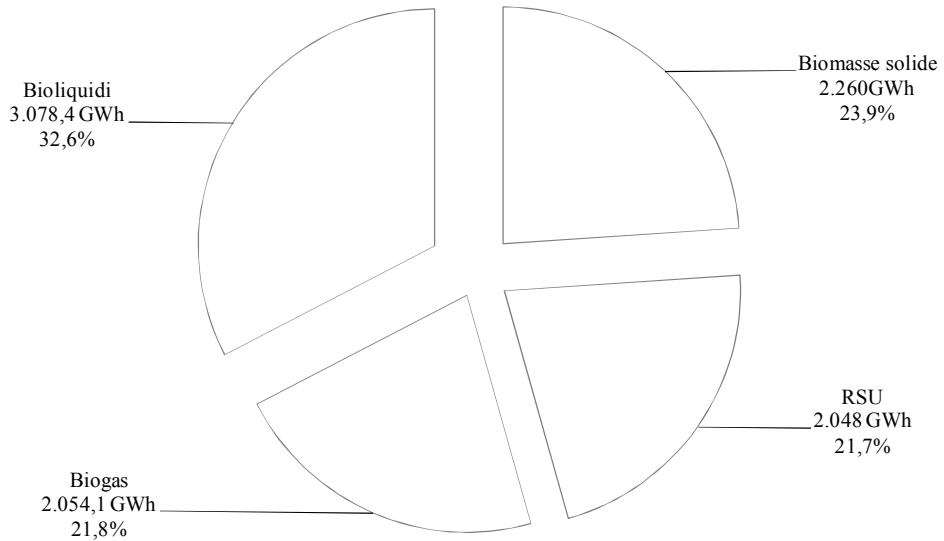
Produzione degli impianti bioenergetici per tipologia – Anno 2010

GRAFICO 16 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

Per esaustività dell'analisi sono state elaborate delle schede relative alle singole frazioni produttive. Per ognuna, in particolare, si è approfondito il contesto europeo in termini di produzione e quello nazionale in termini di evoluzione della numerosità degli impianti, della potenza installata e della produzione, oltre che della relativa distribuzione territoriale. Ai dati delle singole macroaree, inoltre, vengono affiancati quelli a carattere regionale con riferimento al solo Mezzogiorno, più Lazio e Lombardia.

A quanto detto fa eccezione il comparto dei bioliqidi per il quale i dati a disposizione non permettono di seguire puntualmente l'articolazione esposta.

Per tale analisi, l'anno di riferimento è il 2009.

BIOMASSE SOLIDE

◆ **Il contesto europeo**

Nell'Europa dei 15 la produzione da biomasse solide al 2009 è pari a 55 TWh e rappresenta il 54,9% della produzione complessiva da biomasse e il 10,3% della produzione da fonti rinnovabili. Il Paese maggiormente interessato da tale comparto è la Germania con il 23,6% del dato complessivo; seguono Svezia e Finlandia con, rispettivamente, il 18% e il 15%. L'Italia, invece, si posiziona al 7° posto della graduatoria con 2,8 TWh (5,1% del dato UE-15) che pesano sulla produzione nazionale da biomasse per il 37,1% e sulla produzione da rinnovabili per il 4,1%.

Produzione da impianti alimentati da biomasse solide nell'UE dei 15 nel 2009

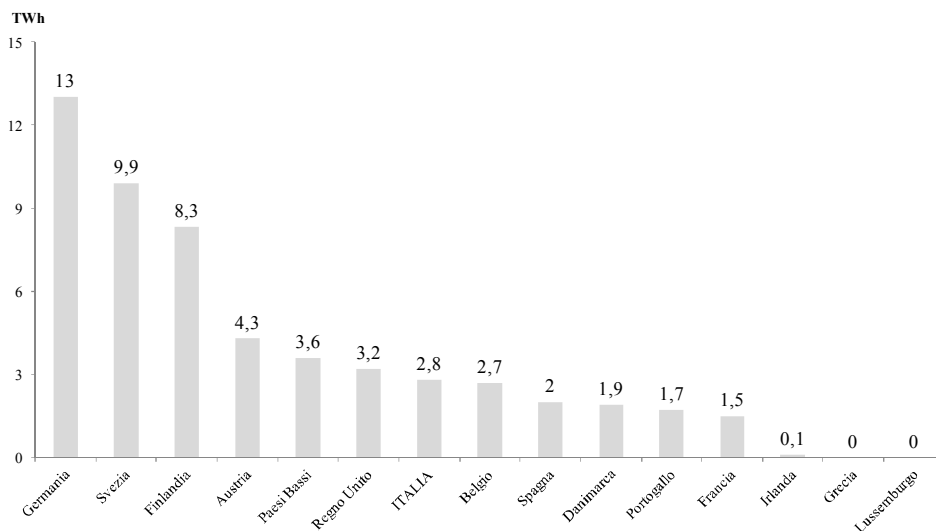


GRAFICO 17 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

◆ **Numerosità, potenza e produzione degli impianti in Italia**

Tra il 2005 e il 2009 gli impianti alimentati da biomasse solide sono cresciuti di 9 unità con un incremento complessivo della potenza installata del 21,6%. I dati sulla produzione, fatta eccezione per il 2007, mostrano una costante crescita (che nel periodo 2005-2009 è pari al 30,5%).

Numerosità, potenza e produzione degli impianti alimentari da biomasse solide – Anni 2005-2009

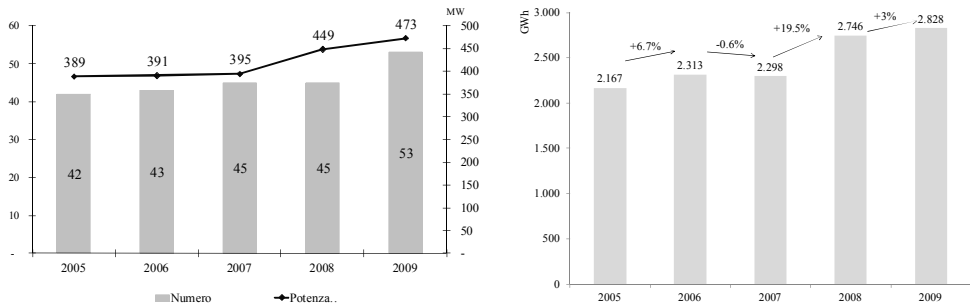


GRAFICO 18 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

◆ **La distribuzione regionale e per macroarea della produzione nazionale**

Oltre il 60% della produzione nazionale da biomassa solida è ascrivibile alle regioni del Mezzogiorno tra le quali si distinguono Calabria e Puglia con, rispettivamente, il 25,4% e il 25% della produzione nazionale. Seguono, in termini di macroarea, il Nord Est (19% del dato Italia) e il Nord Ovest (14%) che vedono come regioni di spicco l’Emilia Romagna (13,1%) e il Piemonte (7,1%). Al Centro, infine, compete il restante 6% con il valore più alto per l’Umbria (3,4%).

Si registra, inoltre, l’assenza di tale tipologia di frazione produttiva in ben 7 regioni italiane: Valle d’Aosta, Liguria, Marche, Lazio, Campania, Basilicata e Sicilia.

La distribuzione regionale e per macroarea della produzione nazionale da biomasse solide – Anno 2009

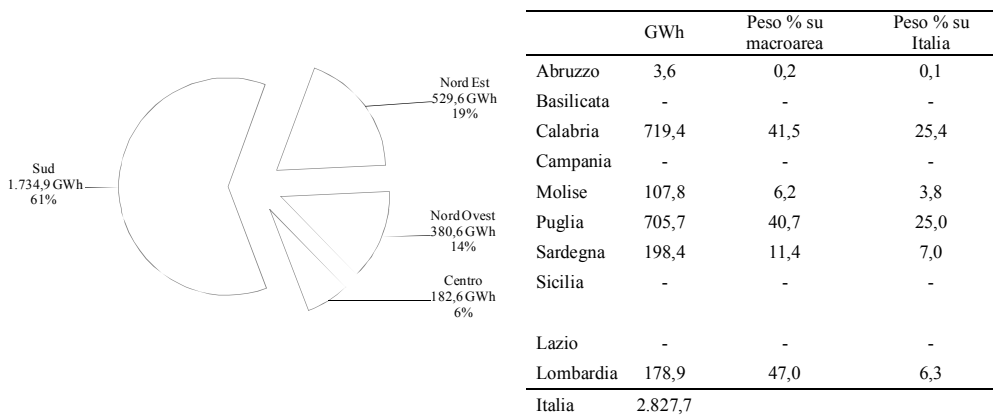


GRAFICO 19 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

RIFIUTI SOLIDI URBANI BIODEGRADABILI

◆ Il contesto europeo

Nell'UE 15 la produzione da RSU per il 2009 è pari a 15,8 TWh con un peso del 15,8% sulla produzione complessiva da biomasse e del 3% su quella da fonti rinnovabili. Il Paese maggiormente interessato è la Germania con circa il 32% del dato europeo; segue la Francia (12%) e, quindi, l'Italia che con 1,6 TWh vi contribuisce per il 10,1%. Per il nostro Paese, in particolare, il comparto dei RSU partecipa alla produzione nazionale da biomasse per il 21,2% e a quella da rinnovabili per il 2,3%.

Produzione da impianti alimentati da RSU nell'UE dei 15 nel 2009

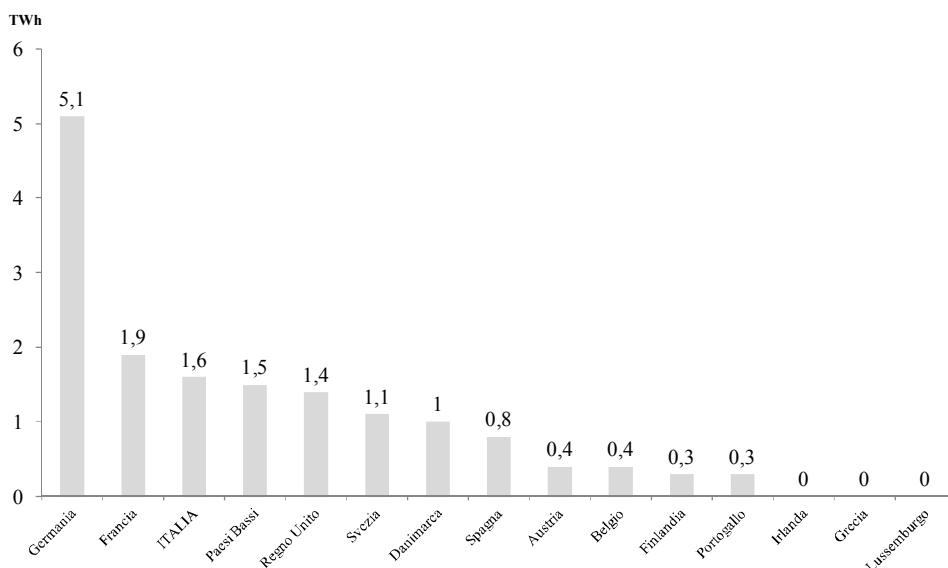


GRAFICO 20 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

◆ Numero e potenza degli impianti in Italia

Tra il 2005 e il 2009 gli impianti alimentati dai RSU sono cresciuti di 14 unità con un incremento complessivo della potenza installata del 48,3%. In aumento anche la produzione i cui dati mostrano una crescita netta nel quinquennio pari ad oltre il 23%.

Numerosità, potenza e produzione degli impianti alimentari da RSU – Anni 2005-2009

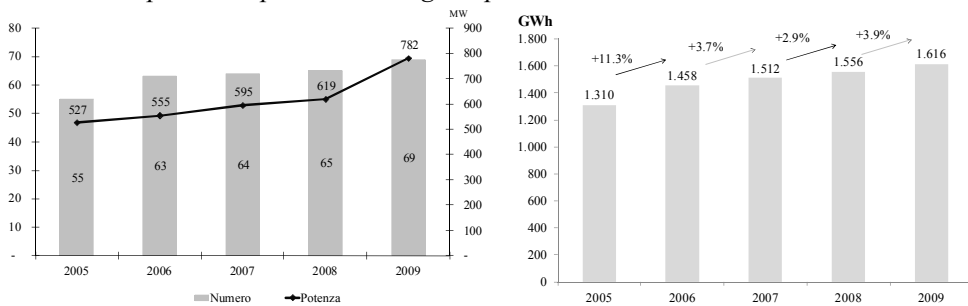


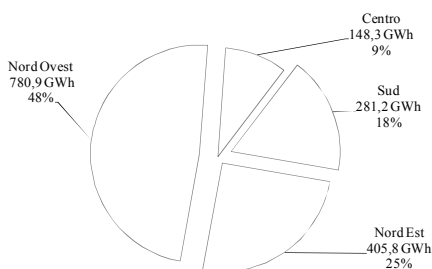
GRAFICO 21 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

◆ **La distribuzione regionale e per macroarea della produzione nazionale**

Quasi la metà della produzione nazionale da RSU biodegradabili è ascrivibile alle regioni del Nord Ovest e, in particolare, alla Lombardia che ne assorbe la quasi totalità della macroarea (98,2% pari al 47,4% del totale nazionale). Seguono il Nord Est (25% del dato Italia) con l’Emilia Romagna in testa (15,7%) e il Mezzogiorno (18%) con regione di spicco la Campania (5,9%). Un peso inferiore si registra, infine, per il Centro (9%) la cui produzione è localizzata per lo più il Lazio (63,1% della macroarea e 5,8% del dato nazionale).

Si registra, inoltre, l’assenza di tale tipologie di fonte in 4 regioni italiane: Valle d’Aosta, Umbria, Abruzzo e Sicilia.

La distribuzione regionale e per macroarea della produzione nazionale da RSU – Anno 2009



	GWh	Peso % su macroarea	Peso % su Italia
Abruzzo	-	-	-
Basilicata	15,6	5,5	1,0
Calabria	48,5	17,2	3,0
Campania	95,1	33,8	5,9
Molise	46,1	16,4	2,9
Puglia	42,1	15,0	2,6
Sardegna	33,8	12,0	2,1
Sicilia	-	-	-
Lazio	93,6	63,1	5,8
Lombardia	766,8	98,2	47,4
Italia	1.616,2		

GRAFICO 22 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

BIOGAS

◆ **Il contesto europeo**

Nell'Europa dei 15 la produzione da biogas per il 2009 è stata pari a 24,4 TWh con un peso del 24,2% sulla produzione da biomasse e del 4,6% su quella da rinnovabili. Gli impianti si concentrano per lo più in tre Paesi (Germania, Regno Unito e Italia) che, insieme, partecipano per oltre l'80%; in particolare, più della metà (51,4% corrispondente a 12,5 TWh) è ascrivibile alla Germania. L'Italia, dal canto suo, occupa il 3° posto della graduatoria con 1,7 TWh (7,2% del dato UE 15) corrispondenti al 22,8% della produzione nazionale da biomasse e al 2,5% di quella da rinnovabili.

Una particolare situazione si registra, infine, per la Grecia, paese in cui la produzione da biomasse è totalmente ascrivibile al comparto del biogas.

Produzione da impianti alimentari da biogas nell'UE dei 15 nel 2009

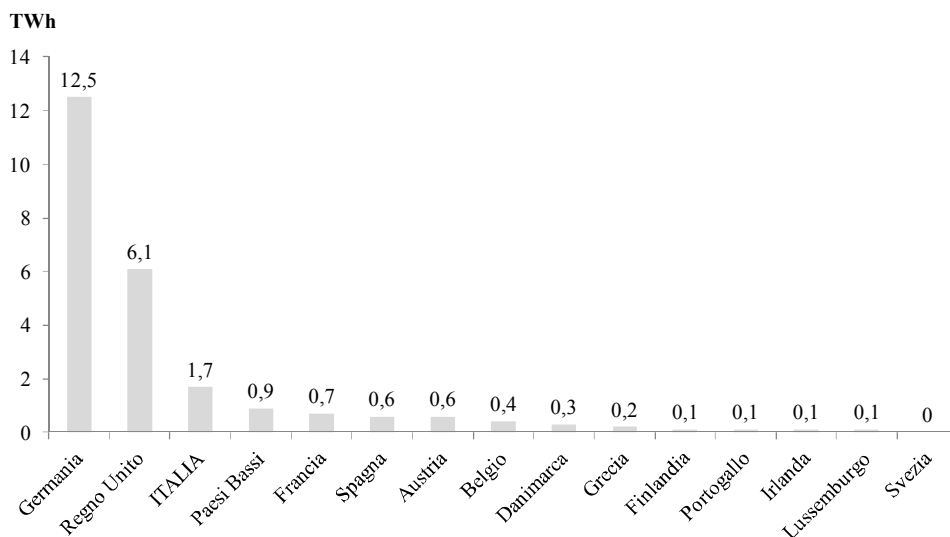


GRAFICO 23 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

◆ **Numero e potenza degli impianti in Italia**

Nel 2009 gli impianti alimentati dai biogas sono 378 (con una crescita del 43,2% rispetto al 2005) per una potenza installata pari a 272 MW (+33% rispetto al 2005). L'energia prodotta, si attesta a quota 1.740 GWh con un incremento rispetto al 2005 del 45,2%.

Numerosità, potenza e produzione degli impianti alimentari da biogas – Anni 2005-2009

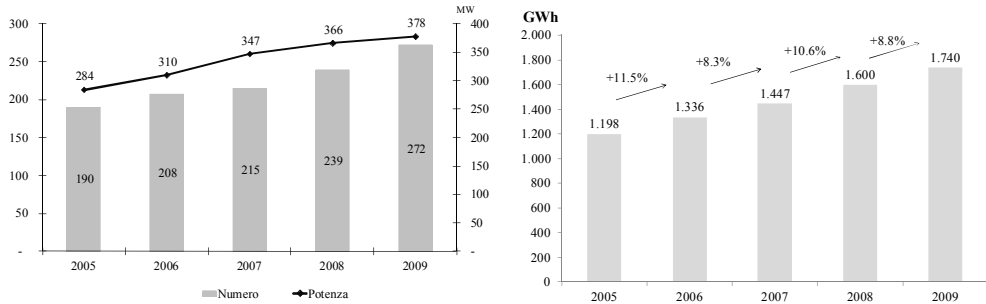


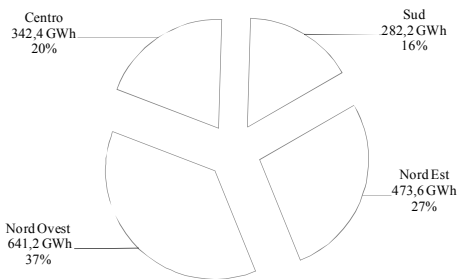
GRAFICO 24 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

◆ **La distribuzione regionale e per macroarea della produzione nazionale**

Buona parte della produzione nazionale da biogas è ascrivibile alle regioni del Nord che assorbono il 64% del totale nazionale. In particolare, primeggia il Nord Ovest (37%) che vede nella Lombardia la regione maggiormente energifera in riferimento a tale tipologia di fonte (19,4% del dato Italia). Segue, in termini di macroarea, il Centro con il 20% del totale ascrivibile per lo più alle Marche (7,3% del dato Italia) e al Lazio (5,8%). Il Mezzogiorno, infine, assorbe il 16% della produzione complessiva da biogas; le regioni che si distinguono sono Sicilia, Campania e Puglia: la prima con il 5,3% del dato nazionale e le altre due con, entrambe, il 3,7% del dato nazionale.

Fatta eccezione per la Basilicata, gli impianti di produzione di energia da biogas sono presenti in tutte le regioni d’Italia.

La distribuzione regionale e per macroarea della produzione nazionale da biogas – Anno 2009



	GWh	Peso % su macroarea	Peso % su Italia
Abruzzo	34,7	12,3	2,0
Basilicata	-	-	-
Calabria	10,5	3,7	0,6
Campania	64,9	23,0	3,7
Molise	5,1	1,8	0,3
Puglia	63,5	22,5	3,7
Sardegna	11,7	4,1	0,7
Sicilia	91,8	32,5	5,3
Lazio	101	29,5	5,8
Lombardia	337	52,6	19,4
Italia	1.739,6		

GRAFICO 25 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

BIOLIQUIDI

◆ **Numero e potenza degli impianti in Italia**

I dati relativi al contributo dei bioliquidi alla produzione da biomasse sono disponibili a partire dal 2008. Per il biennio considerato, in particolare, si registra un rilevante incremento del contributo di tale sezione produttiva al comparto.

Gli impianti presenti sul territorio nazionale nel 2009 sono, infatti, 42 con una crescita del 250% rispetto al 2008; mentre la potenza installata è pari a 385 MW (+218%). La produzione, dal canto suo, passa da 65 GWh a 1.448 GWh.

Numerosità, potenza e produzione degli impianti alimentari da bioliquidi – Anni 2008-2009

	2008	2009	Var. % 2008-2009
Numero impianti	12	42	250,0
Potenza (MW)	121	385	218,2
Produzione (GWh)	65	1.448	2.127,7

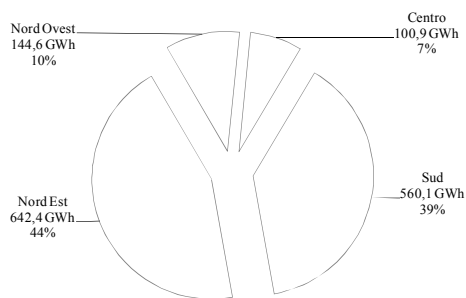
TABELLA 4 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

◆ **La distribuzione regionale e per macroarea della produzione nazionale**

La produzione nazionale di energia da bioliquidi si concentra per lo più in due macroaree: il Nord Est e il Sud con, rispettivamente, il 44% e il 39% del dato nazionale. Per la prima ripartizione spicca, in termini regionali, l'Emilia Romagna che detiene il primato nazionale con una quota di produzione pari al 38,5%; per la seconda, invece, prevalgono Campania e Basilicata con una quota del 13,9% e del 9,5%.

Seguono il Nord Ovest e il Centro con, rispettivamente, il 10% e il 7% del totale Italia; quote, queste, che in termini regionali sono ascrivibili per lo più alla Lombardia e alla Toscana. Si registra, inoltre, l'assenza di tale tipologie di fonte in 6 regioni italiane: Valle d'Aosta, Friuli V. G., Liguria, Abruzzo, Molise e Calabria.

La distribuzione regionale e per macroarea della produzione nazionale da bioliquidi – Anno 2009



	GWh	Peso % su macroarea	Peso % su Italia
Abruzzo	-	-	-
Basilicata	137,4	24,5	9,5
Calabria	-	-	-
Campania	201,1	35,9	13,9
Molise	-	-	-
Puglia	97,4	17,4	6,7
Sardegna	102,4	18,3	7,1
Sicilia	21,8	3,9	1,5
Lazio	10,5	10,4	0,7
Lombardia	136,9	94,7	9,5
Italia	1.447,8		

GRAFICO 26 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

4. Le biomasse nelle regioni italiane

Analizzando l'articolazione territoriale dei dati a disposizione è possibile individuare le regioni nelle quali la produzione di bioenergie è maggiormente rilevante. Un quadro generale della situazione per le 8 regioni del Mezzogiorno, nonché per Lazio e Lombardia – considerate come benchmark per l'analisi – è riportato nella tabella che segue.

Potenza e numerosità degli impianti bioenergetici per regione – Anno 2010

	Impianti			Potenza		
	N.	Peso % su Mezzogiorno	Peso % su It.	MW	Peso % su Mezzogiorno	Peso % su It.
Abruzzo	7	7,2	1,0	6,4	0,8	0,3
Basilicata	5	5,2	0,7	32,2	4,3	1,4
Calabria	12	12,4	1,8	121,9	16,2	5,2
Campania	22	22,7	3,3	214,8	28,5	9,1
Molise	3	3,1	0,4	40,7	5,4	1,7
Puglia	25	25,8	3,7	220,6	29,3	9,4
Sardegna	12	12,4	1,8	74,3	9,9	3,2
Sicilia	11	11,3	1,6	42,2	5,6	1,8
<i>Mezzogiorno</i>	<i>97</i>		<i>14,5</i>	<i>753,1</i>		<i>32,0</i>
		Peso % su Centro			Peso % su Centro	
Lazio	24	24,0	3,6	128,0	42,8	5,4
<i>Centro</i>	<i>100</i>		<i>14,9</i>	<i>299,4</i>		<i>12,7</i>
		Peso % su Nord			Peso % su Nord	
Lombardia	161	34,1	24,1	525,1	40,4	22,3
<i>Nord</i>	<i>472</i>		<i>70,6</i>	<i>1.299,0</i>		<i>55,2</i>
Italia	669			2.351,5		

TABELLA 5 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

Con riferimento al 2010, la potenza installata nelle regioni del Sud è di oltre 753 MW, pari ad oltre un terzo del totale Italia; numericamente, invece, sono 97 gli impianti localizzati sul territorio meridionale (il 14,5% del totale nazionale).

Le regioni della macroarea con il maggior numero di impianti sono Puglia e Campania con, rispettivamente circa il 25,8% e il 22,7% delle installazioni meridionali; analoga situazione si ha in termini di potenza installata con la Puglia che detiene il 29,3% del totale Sud e la Campania con il 28,5%. Dall'analisi della produzione a livello regionale si possono, poi, trarre ulteriori considerazioni in riferimento ai singoli contesti territoriali. Si osserva, in primis, come in alcuni casi (riferiti, per lo più alle regioni meridionali) è possibile individuare delle specializzazioni produttive su una particolare tipologia d'impianto. È il caso, ad esempio, della Basilicata la cui

produzione deriva per oltre il 90% dai bioliquidi o dell'Abruzzo con il 92,4% del totale ascrivibile agli impianti a biogas.

Parallelamente, in ben 6 delle 8 aree meridionali si nota l'assenza di alcune sezioni produttive: è il caso delle biomasse solide per le quali non si registra produzione in Basilicata e Sicilia o, ancora, dei bioliquidi assenti in Abruzzo, Calabria e Molise.

Per le due regioni del Centro-Nord prese in esame si riscontra, invece, una più equa ripartizione della produzione tra le diverse tipologie d'impianto.

La tabella che segue riporta, per le 10 regioni considerate, un quadro generale della produzione regionale da biomassa per singola frazione.

Produzione da impianti bioenergetici per regione e per tipologia – Anno 2010

	RSU		Biomasse solide		Biogas		Bioliquidi		Totale GWh
	GWh	peso % su tot. regionale	GWh	peso % su tot. regionale	GWh	peso % su tot. regionale	GWh	peso % su tot. regionale	
Abruzzo	-	-	3,6	9,2	36,3	92,4	-	-	39,3
Basilicata	15,6	9,6	-	-	0,8	-	146,5	90,2	162,4
Calabria	48,5	8,3	520	89,1	12,8	2,2	-	-	583,3
Campania	234,1	28,3	7,6	-	59,7	7,2	525,9	63,6	827,3
Molise	33,6	24,4	99,3	72,1	4,8	3,5	-	-	137,7
Puglia	42,9	3,3	93,7	7,2	64,7	5,0	1096,8	84,5	1.298,1
Sardegna	27,2	4,8	332,3	58,3	10,3	1,8	199,8	35,1	569,6
Sicilia	-	-	-	-	106,6	71,0	43,6	29,0	150,2
Lazio	122,1	38,3	14,1	-	102,4	32,2	79,9	25,1	318,4
Lombardia	1033,1	54,3	206	10,8	485,5	25,5	208,1	10,9	1.903,0
Italia	2.048,0	21,7	2.259,6	23,9	2.054,1	21,8	3.078,4	32,6	9.440,1

TABELLA 6 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

5. Il sistema d'incentivazione

I produttori titolari di impianti a biomasse, previo l'ottenimento da parte del GSE della qualifica di Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR), possono accedere a due principali forme di incentivazione tra loro alternative: i Certificati Verdi e la Tariffa Onnicomprensiva. I *Certificati Verdi* (CV) sono stati introdotti con la liberalizzazione del settore elettrico attuata tramite il decreto legislativo n. 79/99 (cosiddetto Decreto Bersani) secondo il quale i produttori e gli importatori di elettricità da fonti fossili, a partire dal 2002, hanno l'obbligo di immettere in rete una quota di elettricità da fonti rinnovabili (FER) prodotta da impianti nuovi (entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e che hanno ottenuto la qualificazione IAFR), con la possibilità di adempiere a tale obbligo acquistando da terzi i titoli corrispondenti alla produzione da FER. I CV, in particolare, sono titoli annuali negoziabili rilasciati dal GSE su richiesta del produttore e depositati in conto proprietà presso il registro gestito dallo stesso GSE che è il soggetto responsabile dell'esercizio dell'intero sistema.

Un certificato corrisponde alla produzione di 1 MWh di energia da fonte rinnovabile e il suo prezzo si forma attraverso la libera contrattazione tra gli operatori,

la quale può avvenire bilateralmente o nel mercato organizzato dal GME. La durata dell'incentivo è pari a 15 anni se l'impianto è entrato in esercizio dopo il 31/12/2007.

Considerando i dati finali a consuntivo relativi all'anno 2009, gli impianti IAFR per i quali è stato emesso il maggior numero di CV sono gli idroelettrici (39% del totale), seguiti nell'ordine dagli eolici (31%), dai termoelettrici a biomasse e rifiuti (25%) e dai geotermoelettrici (5%). È importante sottolineare che una quota significativa dei CV è stata emessa a favore di impianti non nuovi (potenziamenti, rifacimenti parziali o totali e riattivazioni). Per gli impianti a biomasse l'incentivazione è legata alla categoria di intervento per la quale è stata concessa la qualifica IAFR all'impianto ed al tipo di biomassa utilizzata. Il valore di riferimento nel 2010, per la negoziazione di CV relativi al 2009, è pari a 112,82 euro; tuttavia, a causa dell'eccesso d'offerta di CV presenti sul mercato, il valore delle negoziazioni si aggira intorno al prezzo medio di ritiro riconosciuto dal GSE (per il 2010, 88,91 euro per ogni CV).

Diversamente da quanto accade per il meccanismo dei CV, per i quali l'incentivazione si applica alla produzione netta dell'impianto e l'energia resta nella disponibilità del produttore (che decide se e come commercializzarla o autoconsumarla), nel sistema della *Tariffa Onnicomprensiva* l'incentivazione si applica all'energia immessa in rete, che deve necessariamente essere ritirata dal GSE. La tariffa di ritiro è detta onnicomprensiva perché il suo valore comprende sia il valore dell'energia che quello dell'incentivazione. Va osservato che, se da un lato l'adesione a questa tipologia di incentivo limita la possibilità per il produttore di autoconsumare l'energia prodotta, dall'altro consente agli impianti più piccoli di stabilizzare le voci di ricavo senza incorrere nelle difficoltà di collocare i CV sul mercato con le relative fluttuazioni di prezzo.

Essa è applicabile, su richiesta dell'operatore, agli impianti a biomasse entrati in esercizio dopo il 31/12/2007 e l'incentivo ha una durata pari a 15 anni. Gli impianti a biomasse possono accedere a tale meccanismo solo se con potenza non superiore a 1 MW e, come già visto per i CV, la tariffa è differente a seconda del tipo di biomassa utilizzata. In particolare, è con la Finanziaria del 2008 che ha preso il via la definizione della cosiddetta "filiera corta" per l'erogazione dei certificati verdi con moltiplicatore $k=1,8^3$, nonché la tracciabilità degli olii vegetali puri ai fini dell'accesso alla tariffa di 28 €/cent/kWh. L'attuale stato dell'arte degli incentivi alle bioenergie attraverso i due meccanismi esposti, nello specifico delle diverse fonti, è riportato nella tabella che segue.

³ Per alcune fonti rinnovabili il numero di certificati verdi riconosciuti per ogni MWh di energia elettrica prodotta è incrementato (con coefficiente k) in rapporto alle eventuali onerosità collegate, quali ad esempio le difficoltà di approvvigionamento delle materie prime o l'entità iniziale degli investimenti necessari.

*L'incentivazione degli impianti bioenergetici nel 2009**

TARIFFA OMNICOMPRESIVA (impianti < 1MW)	
Biogas, biomasse e oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controlli previsto dal regolamento CE n. 73/2009	28 €cent/kWh
Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi esclusi oli vegetali puri tracciabili attraverso in sistema sopra indicato	18 €cent/kWh
CERTIFICATI VERDI	
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	k=1,3
Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	k=1,8
Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente.	k=0,8

TABELLA 7 - FONTE: Rapporto Rinnovabili APER 2010-2011

Ulteriori forme d'incentivazione gestite dal GSE sono il CIP6 e il Ritiro Dedicato.

Il provvedimento *CIP6/92*, non più accessibile ai nuovi interventi, ha in particolare promosso la costruzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate attraverso la remunerazione dell'energia elettrica immessa in rete a tariffa incentivante. In particolare, il GSE ritira l'energia elettrica immessa in rete da questi impianti e la vende in Borsa, sostenendo l'onere derivante dalla differenza tra i costi ed i ricavi delle vendite dell'energia e dei CV eventualmente associati. Alcuni degli impianti a biomasse in esercizio sono ancora incentivati nell'ambito del CIP6, per un ammontare complessivo di energia ritirata dal GSE pari, nel 2009, a 4.666 GWh.

Grazie a tale meccanismo è stato possibile realizzare alcune delle più importanti centrali a biomasse esistenti. Tuttavia, l'introduzione (a partire dal 2010) del meccanismo di risoluzione anticipata finalizzato alla riduzione dell'onere delle convenzioni CIP6 pone il problema della chiusura di svariate centrali a biomassa, alcune delle quali ancora efficienti e sicure. In altri termini, con la scomparsa dell'incentivo, molte delle centrali presenti rischiano di divenire "fuori mercato" a seguito dell'aumento dei costi della materia prima.

Per fronteggiare tale situazione, il Decreto Legislativo 28/2011 prevede che agli impianti ancora operativi la remunerazione dell'energia prodotta sia garantita attraverso l'introduzione di prezzi minimi garantiti. Il servizio di *Ritiro Dedicato*, invece, è una modalità semplificata per vendere al GSE l'energia prodotta e immessa in rete in alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita in borsa. Esso è offerto (a partire dall'1/01/2008) agli operatori che ne fanno richiesta; in particolare, i produttori di energia da biomassa possono accedervi stipulando una convenzione con il GSE che riconosce loro il prezzo orario di mercato della zona in cui l'impianto è situato.

Va, tuttavia, precisato che, con tale modalità, il produttore deve chiedere il ritiro dell'intera quantità di energia elettrica immessa in rete. Ultimo meccanismo è, infine, quello dello *Scambio sul Posto* che, gestito dal GSE a partire dal 1 gennaio 2009, consente di valorizzare l'energia immessa in rete secondo un criterio di compensazione economica con il valore dell'energia prelevata dalla rete. Esso è indirizzato agli impianti alimentati da rinnovabili con potenza fino a 200 kW (20 kW per quelli entrati in esercizio fino al 31/12/2007). Nella tabella che segue sono riportati i dati delle incentivazioni e dei servizi di ritiro offerti dal GSE nel corso del 2009, relativamente alla produzione di energia elettrica da biomasse, con riferimento alle 8 regioni del Mezzogiorno, oltre che al Lazio e alla Lombardia.

*L'incentivazione degli impianti bioenergetici nel 2009**

	Potenza incentivata (MW)		Potenza convenzionata (MW)	
	Tariffa Onnicomprensiva	Certificati Verdi	CIP6	Ritiro dedicato
Abruzzo	-	2	4	4,4
Basilicata	-	26,0	-	0,1
Calabria	1,9	102,0	113,0	1,4
Campania	3,1	99,0	118,0	21,5
Molise	-	26,0	10,0	0,6
Puglia	4,0	182,0	84,0	6,1
Sardegna	-	635,0	0,0	7,0
Sicilia	-	26,0	13,0	27,1
<i>Mezzogiorno</i>	9	1.098,0	342,0	68,2
Lazio	4,8	36,0	57,0	16,0
<i>Centro</i>	13,9	100,0	118,0	49,1
Lombardia	34,2	195,0	285,0	59,4
<i>Nord</i>	69,2	1.562,0	444,0	192,5
ITALIA	92,1	2.760,0	904,0	309,8

*Dati aggiornati a settembre 2010

TABELLA 8 - FONTE: elaborazione SRM su dati GSE, 2011

Infine, va osservato come l'incertezza generale che ha caratterizzato il sistema incentivante degli ultimi anni ha influito in maniera considerevole sul costo della materia prima. “La produzione di bioenergia, infatti, a differenza di fonti quali l'eolico e il fotovoltaico, se da un lato gode del grande vantaggio della possibilità di trasporto ed accumulo della fonte, dall'altro sconta l'onere economico dell'approvvigionamento della materia prima per tutta la durata di vita della centrale, aspetto che incide pesantemente sui costi dell'energia”. Inoltre, “l'assenza di una standardizzazione dei combustibili e di un preciso mercato di riferimento, contribuiscono ad oscillazioni e rialzi dei prezzi della biomassa, che unite alle variazioni del regime di incentivazione che hanno caratterizzato il settore negli ultimi anni, rendono sempre più critica la finanziabilità degli impianti e più ridotta la redditività”⁴.

6. Alcuni effetti economici

Vista la numerosità dei settori coinvolti (produzione di tecnologie, produzione di energia, distribuzione di tecnologie, manutenzione degli impianti, etc.) le stime sul valore di mercato delle rinnovabili in generale e del loro impatto in termini di occupazione risentono della possibilità di individuare in maniera puntuale i confini delle attività e, quindi, le figure professionali interessate. Tuttavia sono presenti una serie di studi che mettono in risalto il potenziale economico legato alle stesse.

Un primo studio in merito è quello di AT Kearney per il Sole24Ore⁵ che stima il valore di mercato delle rinnovabili in Italia, per il 2010, in circa 21 miliardi di euro dei quali 7,2 per elettricità e incentivi (certificati verdi e tariffa feed-in) e 13,7 miliardi di investimenti in nuovi impianti. A livello di singoli comparti, alle biomasse è indirizzato un importo pari a 1,8 miliardi di euro; la maggior quota è, invece, ascrivibile al

⁴ Rapporto Rinnovabili APER 2010-2011

⁵ Maggio 2011

fotovoltaico (11,5 miliardi) che è, per convesso, il settore per il quale si è registrato il maggior numero di operazioni. Nell'ambito dell'IREX (*Italian Renewable Index*) Annual Report⁶, infatti, sono state censite 99 operazioni di investimenti in nuovi impianti (che rappresentano circa lo 0,4% del Pil nazionale) delle quali solo 7 per il comparto in esame; mentre sono 60 quelle censite per il fotovoltaico, seguito dall'eolico (26). Ulteriori considerazioni derivano dall'analisi delle singole filiere bioenergetiche esposta dall'*Energy & Strategy Group* nel *Biomass Energy Report 2011*. Tale Rapporto, in particolare, partendo dalla considerazione che il settore delle biomasse nel suo complesso “ha vissuto un 2010 particolarmente travagliato con alcuni comparti praticamente “fermi” se non in arretramento rispetto all'anno precedente ed altri in fortissima espansione, ed un inizio di 2011 ancora più turbolento, con l'entrata in vigore lo scorso 3 marzo del cosiddetto Decreto Rinnovabili”, prende in esame le filiere nazionali delle biomasse agroforestali, del biogas, dei rifiuti solidi urbani, degli oli vegetali e del biodiesel al fine di indagare – laddove possibile – sulle loro principali caratteristiche. In termini di operatori presenti e volume d'affari generato, il dato complessivo parla di più di 1.000 imprese per un volume d'affari di oltre 5 miliardi di euro. Si riportano, di seguito, i dati per singola filiera.

Biomasse agroforestali

Nel corso del 2010 la composizione delle filiera non ha subito particolari evoluzioni rispetto al passato e vede la presenza di oltre 380 imprese attive corrispondenti ad una crescita di circa il 25% rispetto al 2009. Il comparto, inoltre, si caratterizza per la preponderante presenza degli operatori nazionali che, a differenza di quanto accade in altri settori (quali l'eolico e il fotovoltaico) sono coinvolti anche nelle aree di business a maggior intensità tecnologica. Il volume d'affari complessivo è stimato in oltre 2,1 miliardi di euro con un incremento del 15% rispetto al 2009 dovuto soprattutto all'aumento delle installazioni nel segmento delle centrali termoelettriche (che fanno, a loro volta, registrare un aumento dei ricavi complessivi di oltre il 27%).

Biogas

Le imprese attive al 2010 sul mercato italiano del biogas sono 560 con una crescita dell'11% rispetto all'anno precedente; anche per tale filiera si registra la prevalenza di operatori italiani, pur se in diminuzione rispetto al passato. Parallelamente, il numero di addetti complessivamente stimati ammonta a circa 4.500 unità (a fronte delle 3.000 del 2009). In riferimento ai ricavi, invece, è stato stimato un volume d'affari complessivo di oltre 900 milioni di euro (con un incremento di circa il 60% rispetto al 2009) attribuibile per lo più al consistente aumento delle installazioni, specialmente in impianti di tipo agricolo.

Rifiuti Solidi Urbani

Il mercato italiano dei RSU si caratterizza per un'elevata parcellizzazione della proprietà degli impianti con un ruolo preponderante delle *utility* locali (le ex

⁶ Althesys, IREX Annual Report 2011, (2011b).

municipalizzate) e una scarsa presenza di operatori specializzati nel business della gestione di tale tipologia di installazioni. Ad esso è associato un valore di circa 460 milioni di euro ai quali vanno aggiunti ulteriori 300 milioni derivanti dalla “vendita” (comprensiva di incentivi) di energia elettrica e 50 milioni dall’energia termica.

Oli vegetali

Il comparto nazionale degli oli vegetali coinvolge al 2010 circa 100 operatori distribuiti lungo tutta la filiera. In particolare, il segmento della produzione di tecnologie e componenti mostra un alto grado di specializzazione con pochi grandi player per lo più stranieri; la presenza di imprese italiane, invece, è maggiore nella fase di progettazione ed installazione dell’impianto e raggiunge circa l’80% del totale.

Per quanto concerne i ricavi, la stima di mercato parla di un volume d’affari complessivo pari a 1,1 miliardi di euro; importo, questo, che fa dell’olio vegetale la seconda forma (dopo le biomasse agroforestali) di sfruttamento delle biomasse in Italia.

Biodiesel

Nel 2010 gli operatori attivi nel comparto del biodiesel sono stati 16 (contro i 17 nel 2009) per un volume d’affari complessivo di poco inferiore ai 500 milioni di euro. Rispetto al 2009, la produzione da tale fonte è calata; per contro, vi sono stati importanti investimenti da parte delle imprese italiane nella parte più a monte della filiera, cioè quella della produzione della materia prima vegetale alla base del processo di trasformazione.

7. Il quadro normativo: Linee Guida nazionali e recepimenti regionali

La nuova normativa relativa alle pratiche autorizzative necessarie per l’installazione degli impianti da rinnovabili (le “*Linee Guida nazionali per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*”, emanate con D.M. il 10 settembre 2010) ha avuto come obiettivo quello di semplificare l’iter procedurale, riducendo le differenze tra le normative regionali e assicurando un efficiente sistema per la valutazione e la concessione dell’autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell’impianto.

Le *Linee Guida*, in particolare, ridefiniscono le procedure autorizzative, declinandole a seconda della potenza totale nominale e sintetizzabili in tre diverse categorie: *Comunicazione* all’amministrazione comunale, *Dichiarazione di Inizio attività* (DIA) e *Autorizzazione Unica*. Il DM ribadisce il principio per cui tocca alla Regione, o alla Provincia se delegata, il rilascio dell’Autorizzazione Unica per il tramite della Conferenza dei servizi, entro 180 giorni dalla richiesta; e stabilisce per ogni tipologia di impianti la procedura da seguire. In particolare, sono soggetti a semplice *comunicazione* gli impianti relativi a centrali a biomasse con una potenza massima pari a 200 kW; queste realizzazioni, inoltre, devono essere sottoposte a

Verifica di Impatto Ambientale (VIA) qualora l'intervento ricada nel campo delle applicazioni del Codice dei beni culturali e del paesaggio⁷. È, invece, richiesta la Dichiarazione di Inizio Attività (DIA) per le centrali a biomasse oltre la soglia dei 200 kW e per gli impianti a biogas e residuati fino a 250 kW, nonché quelli operanti in assetto cogenerativo in grado di raggiungere il megawatt di potenza.

Procedure autorizzative per la costruzione e l'esercizio di impianti a biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e Biogas

Modalità d'installazione	Potenza	Tipologia di procedura autorizzativa			
		Comunic. semplice	Dichiaraz. di Inizio Attività	Autorizz. Unica	Autorizz. Unica con VIA
Impianti operanti in assetto Cogenerativo	0-50 kW 50-1000 kW _e ovvero a 3000 kW _t	X	X		
Impianti realizzati in edifici esistenti, sempre che non alterino i volumi e le superfici, non comportino modifiche delle destinazioni d'uso, non riguardino le parti strutturali dell'edificio, non comportino aumento del numero delle unità immobiliari e non implicino incremento dei parametri urbanistici	0-200 kW	X			
Impianti alimentati da biomasse	0-200 kW		X		
Impianti alimentari da gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas	0-250 kW		X		
Impianti non ricadenti fra quelli di cui sopra				X	
Impianti da fonti rinnovabili non termiche di potenza nominale complessiva superiore a 1 MW					X

TABELLA 9 - FONTE: Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, 10 settembre 2010

Al fine del rilascio dell'Autorizzazione Unica è necessario produrre una serie di documenti concernenti risorse utilizzate, fasi, tempi e modalità di esecuzione dei lavori, nonché un piano di dismissione dell'impianto e di ripristino dello stato dei luoghi, oltre ad un'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale. Relazioni, progetti e verifiche ambientali vengono giudicate ammissibili in sede di Conferenza dei Servizi a cui partecipano tutti gli enti competenti e coinvolti nel procedimento. Qualora il progetto dell'impianto ricada all'interno di zone vincolate dal Codice dei beni culturali e del paesaggio, in aree ad esse contermini e in aree archeologiche, ad intervenire è anche il Ministero per i beni e le attività culturali. Il *Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n. 28* ha portato alcune modifiche negli iter di autorizzazione per gli impianti da fonti rinnovabili prevedendo 4 tipologie di procedura per le installazioni: semplice comunicazione al Comune, comunicazione al Comune con relazione asseverata, Procedura Abilitativa Semplificata (P.A.S.), sostitutiva dell'attuale Dia, e Autorizzazione Unica.

⁷ D. Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42.

Procedure autorizzative per la costruzione e l'esercizio di impianti a biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e

Modalità d'installazione	Potenza	Tipologia di procedura autorizzativa				
		Comunicazione senza relazione asseverata	Comunicazione con relazione asseverata	Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)	Autorizzazione Unica	Autorizzazione Unica con VIA
Impianti operanti in assetto Cogenerativo	0-50 kW 50 kW-1MW	X		X		
Impianti realizzati in edifici esistenti, senza alterazione di volumi e superfici, cambi d'uso, aumento del numero delle unità immobiliari, incremento dei parametri urbanistici, pericolo per le parti strutturali	0-200 kW	X				
Altri impianti alimentati da biomasse	0-200 kW			X		
Impianti alimentati da gas di discarica e gas residuati	0-250 kW			X		
Impianti non ricadenti fra quelli di cui sopra					X	
Impianti da fonti rinnovabili non termiche di potenza nominale complessiva superiore a 1 MW						X

TABELLA 10 - FONTE: Decreto Legislativo 28/2011 di 3 marzo 2011

Le Regioni avevano 90 giorni per recepire il DM, ma allo scadere di tale termine non tutte hanno accolto le Linee Guida e anche quelle che lo hanno fatto non hanno completato l'iter di recepimento previsto, mancando il parere finale della Giunta Regionale. Bisogna sottolineare, inoltre, che è facoltà delle Regioni introdurre delle ulteriori limitazioni all'installazione degli impianti, necessarie ad evitare l'alterazione del paesaggio o la sottrazione di terreni utili all'agricoltura o, ancora, a tutelare aree di particolare pregio naturalistico e architettonico. Nonostante il recepimento delle Linee Guida avesse il preciso scopo di uniformare la normativa regionale, le ulteriori limitazioni sono state definite dalle Regioni secondo criteri molto eterogenei, lasciando in essere una situazione ancora caotica, in cui permangono incertezze e difficoltà procedurali. Da una verifica sul recepimento da parte dei singoli governi regionali delle *Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*, è stato riscontrato che nel complesso sono 15 le Regioni a essere intervenute⁸, fino ad oggi, per declinare le indicazioni nazionali rispetto ai territori. Solo nel caso della Puglia e della Provincia di Bolzano è stato definito un quadro con indicazioni che riguardano tutti gli impianti. Le Marche hanno normato su eolico, fotovoltaico e idroelettrico; Molise e Valle d'Aosta hanno introdotto indicazioni per eolico e fotovoltaico, mentre Emilia-Romagna, Piemonte e Toscana si sono occupate solo di fotovoltaico. Nelle altre Regioni sono stati introdotti provvedimenti parziali, oppure di semplice recepimento o, come nel caso di Friuli, Liguria, Lombardia, Sicilia dove non è stato fatto ancora nulla.

⁸ Legambiente, *Fonti rinnovabili e paesaggio. Il punto sulle linee guida per l'autorizzazione degli impianti da fonti rinnovabili nelle Regioni italiane*, giugno 2011

Recepimento delle Linee Guida sulle fonti rinnovabili nelle Regioni italiane

Puglia (*)	X	X	X	X	X	X
Prov. Bolzano	X	X	X	X	X	X
Marche	X	X		X		
Valle d'Aosta	X	X				
Molise (**)	X	X				
Emilia Romagna		X				
Toscana		X				
Piemonte		X				
Abruzzo						X
Calabria						X
Campania						X
Lazio						X
Basilicata						X (***)
Sardegna						(****)
Veneto						(****)
Umbria						(*****)
Prov. Trento						
Friuli V.G.						
Liguria						
Lombardia						
Sicilia						

(*) La Puglia ha stabilito che nelle "aree non idonee" non è consentita l'installazione di impianti idroelettrici e di geotermia.

(**) Il Consiglio dei Ministri "n. 128 del 23/02/2011" ha impugnato di fronte la Corte Costituzionale la L.R. n.23 del 2010 Molise di recepimento delle Linee Guida Nazionali.

(***) La Basilicata ha recepito le Linee Guida e chiarito le indicazioni per le diverse fonti con riferimento ai contenuti del Piano energetico regionale. Ma il Governo ha impugnato il provvedimento davanti alla Corte Costituzionale.

(****) Con la l.r. 17/11/2010 n. 15, ha disciplinato solo le modalità autorizzative per l'installazione degli impianti fotovoltaici a terra con potenza fino a 200 kW ricadenti in area agricola.

(*****) La Regione Veneto ha introdotto una moratoria per alcune categorie di interventi in attesa del Piano energetico regionale.

(*****) Preadottato con delibera di giunta regionale n. 397 del 27/04/2011 il Regolamento per la disciplina per l'installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

TABELLA 11 - FONTE: Legambiente, 2011

Scendendo nel dettaglio dei provvedimenti regionali per l'installazione degli impianti a biomasse e biogas, solo alcune Regioni sono intervenute per l'inserimento nel loro apparato normativo di regole specifiche per tali impianti. La *Regione Puglia* ha recepito le norme ministeriali del 10/09/2010 con il Regolamento n. 24 del 30/12/2010. Questo istituisce, a seconda della tipologia di installazione e della potenza, le aree non idonee ad ospitare impianti a biomasse e biogas, stabilendo attraverso la semplice Comunicazione, la Dichiarazione di Inizio Attività e l'Autorizzazione Unica, i diversi iter procedurali per l'abilitazione all'installazione e all'esercizio di tali impianti. Per quanto riguarda, invece, gli impianti operanti in assetto cogenerativo con potenza fino a 50 kW e quelli realizzati su edifici con potenza non superiore ai 200 kW, sono state individuate le aree non idonee in quanto considerate particolarmente sensibili dalle prescrizioni contenute nei piani territoriali vigenti e dalle norme in materia di tutela dei Beni culturali e paesaggistici. Le limitazioni poste, in ogni caso, hanno valore orientativo e non vincolante in quanto è in sede di procedimento autorizzativo che vengono valutate singolarmente le diverse istanze. Le norme regionali, infine, prescrivono per i titolari degli impianti sottoposti a procedimento unico un onere non inferiore ai 50 euro per kW di potenza elettrica rilasciata; ciò al fine di garantire le opere di dismissione e rimessa in pristino dei luoghi a fine esercizio (D.G.R. n. 3029 del 28/12/2010). La *Regione Basilicata*, invece, ha disciplinato le

modalità autorizzative finalizzate all'installazione ed esercizio degli impianti a biomasse secondo quanto prescritto all'interno della D.G.R. n. 2260 del 29/12/2010 recante i procedimenti abilitativi per impianti di piccola generazione, con potenza elettrica non superiore a 999 kW (e non superiori a 3000 kW termici) e per impianti di grande generazione con potenza superiore a 999 kW elettrici. Per gli impianti di piccola taglia l'iter autorizzativo previsto è quello della DIA; mentre per gli altri è richiesto il procedimento unico correlato da relazioni che individuano le caratteristiche geologiche, idrauliche e idrologiche e di incidenza su eventuali siti archeologici, nonché un progetto descrittivo delle fasi di dismissione e ripristino dello stato dei luoghi a fine produttività dell'impianto. La normativa regionale prevede, inoltre, delle misure di compensazione e di riequilibrio ambientale per tutte le aree coinvolte in installazioni che superino i 20 MW o per quelli inseriti nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale.

La *Provincia di Bolzano*, prescindendo dalle Linee Guida nazionali, è intervenuta sulle regole che riguardano l'installazione di tutti gli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili con il D.P.P. n. 37 del 5 ottobre 2010. Il provvedimento adottato stabilisce delle forme di tutela finalizzate a non compromettere le aree e l'utilizzo corrispondente alla loro destinazione d'uso, fino ad ammettere (come nel caso delle aree agricole) solo alcuni impianti e alcune classi di potenza. Proprio con riferimento alle biomasse, infatti, nel verde agricolo non possono essere autorizzati tutti i tipi di impianti che superano la soglia dimensionale di 1 MW per cogenerazione. Nelle zone residenziali, inoltre, non sono ammessi impianti di cogenerazione a biomassa al di fuori di quelli azionati dalla richiesta termica e quando è assicurato l'utilizzo del calore prodotto.

La *Regione Umbria*, infine, disciplina l'installazione di impianti di produzione da rinnovabili con delibera di giunta n. 397 del 27/04/2011. Per quanto concerne gli impianti a biomassa e biogas, la Regione punta a regolare l'utilizzo dell'energia prodotta, oltre che gli iter autorizzativi, individuando le aree non idonee e i rispettivi criteri di localizzazione degli impianti. La normativa, in particolare, recependo quanto stabilito dal Decreto 28/2011, prevede (con un vincolo non tassativo) che i luoghi di produzione delle biomasse siano ubicati entro un raggio di 30 km dall'impianto di combustione cui sono destinate. Inoltre, la progettazione degli impianti con una potenza superiore ai 1000 kWt e/o 300 kWe, collocanti entro un raggio di 200 metri da edifici (esterni al sito produttivo) con finalità abitativa o attività che comporti una permanenza superiore alle 8 ore, deve soddisfare specifici requisiti per quanto concerne le emissioni diffuse in grado di produrre fenomeni odorigeni. In particolare, queste, devono essere intercettate e convogliate, in qualunque fase del ciclo produttivo sia tecnicamente possibile e il loro contenimento e trattamento deve essere esteso anche alle fasi di trasporto, carico/scarico e trasferimento del combustibile; si deve, inoltre, limitare il trasferimento di sostanze odorigene nell'aria. Per quanto concerne le aree non idonee, infine, la normativa prevede un puntuale elenco delle stesse; elenco che include, tra l'altro, centri storici e edifici di rilievo architettonico e paesaggistico, aree boscate, terreni con presenza di produzioni agricole di qualità, parchi naturali e zone di interesse archeologico.

Monitor normativo: previsioni regionali per la regolamentazione delle installazioni di impianti a biomasse

Regione	Normativa di riferimento	Previsioni normative	
		Individuazione aree non idonee	Iter autorizzativi
Basilicata	D.G.R. n. 2260 del 29/12/2010		X
Puglia	Regolamento n. 24 del 30/12/2010	X	X
Umbria	Delibera di giunta n. 397 del 27/04/2011	X	X
P.A. di Bolzano	D.P.P. n.37 del 5/10/2010	X	X

TABELLA 12 - FONTE: Legambiente, 2011

8. Alcune considerazioni conclusive

Alla luce delle considerazioni iniziali circa l'importanza delle biomasse per la produzione energetica nazionale e, quindi, per il raggiungimento dei target comunitari stabiliti per il 2020, i dati esposti tracciano un percorso di sviluppo di tale comparto in linea con quanto si auspicava e si auspica per il futuro. I trend degli ultimi cinque anni, infatti, mostrano una costante crescita tanto in riferimento al numero degli impianti quanto in considerazione della potenza installata: rispetto al 2006, in particolare, si sono registrati dei tassi di crescita pari, rispettivamente, a circa il 120% e all'87%.

Tuttavia, a differenza di altre tipologie di fonte rinnovabile, la produzione da biomasse è strettamente legata alla disponibilità della materia prima, oltre che alla sostenibilità dei processi produttivi. Occorre, perciò, che il dimensionamento degli impianti tenga conto delle fonti di approvvigionamento disponibili sul territorio per evitare il ricorso all'importazione con il possibile verificarsi di diseconomie; da qui l'importanza delle filiere territoriali. Ulteriori questioni aperte riguardano, da un lato, il sistema incentivante che necessita di una più chiara definizione e, dall'altro, la presenza del sommerso (si pensi a tutto quanto collegato alla risorsa legno) che rende difficile non solo il monitoraggio della tracciabilità della filiera, ma anche la produzioni di dati e statistiche puntuali.

Allo stesso tempo, sarebbe opportuno qualche approfondimento dal punto di vista normativo: come si è già avuto modo di dire, da una verifica sul recepimento da parte dei singoli governi regionali delle Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, è stato riscontrato che nel complesso delle 15 Regioni intervenute per declinare le indicazioni nazionali rispetto ai territori, solo la Puglia e la Provincia di Bolzano hanno definito un quadro con indicazioni riguardanti gli impianti a biomasse. Il comparto in esame, in definitiva, pur rappresentando una fonte strategica per la produzione da rinnovabili del Paese, presenta una serie di questioni irrisolte che, qualora non chiarite, possono compromettere lo sviluppo dello stesso.

1. Introduzione

L'energia geotermica è l'energia immagazzinata sotto forma di calore nella parte interna della Terra, che può essere utilizzata sia per la produzione di calore (riscaldamento/condizionamento) che di elettricità. A profondità modeste, è possibile reperire calore a temperature relativamente basse (40°-90°C), che può essere utilizzato per il riscaldamento di edifici, serre, piscine, ecc. In alcune aree del mondo, però, i gradienti termici superficiali possono essere molto più alti della media, e raggiungere i 100°C/km o, in alcuni casi, anche 150°C/km e più. Queste aree sono generalmente siti di vulcanismo con fenomeni di intrusione di masse magmatiche, attivi ancor oggi o solo in epoche remote (il calore di antiche intrusioni si dissipa infatti molto lentamente nel sottosuolo e le alte temperature possono permanere anche per centinaia di migliaia o milioni di anni).

In quasi tutte le zone del nostro pianeta nei primi 5-6 km della crosta terrestre è possibile trovare temperature di 150°-200° C, che rappresentano già una condizione ideale per la produzione di energia elettrica con vapore geotermico direttamente espanso in turbina.

L'Italia, essendo caratterizzata da intenso vulcanismo ha le più grandi risorse geotermiche in Europa, pari soltanto a quelle dell'Islanda, isola completamente vulcanica. Nel nostro Paese, la geotermia per la produzione elettrica è nata in Toscana, nei campi boraciferi di Larderello, nel 1904, quando il Principe Ginori-Conti condusse l'esperimento di avviare un motore, azionato dal vapore geotermico, collegato ad una dinamo. La riuscita di questo esperimento segnò l'inizio di una importante forma di utilizzazione del calore terrestre, che si sarebbe successivamente diffusa in tutto il mondo.

Da più di 100 anni, l'energia geotermica continua ad essere utilizzata, nel nostro Paese, solo in Toscana dove gli impianti geotermici, localizzati in due aree Larderello-Travale e Radicondoli-Monte Amiata, forniscono attualmente circa 800 MWe di potenza installata, l'1,8% del fabbisogno nazionale ed il 25% circa del fabbisogno toscano. La potenza installata in queste aree è equivalente a quella di una centrale nucleare medio-grande, e pone l'Italia al quinto posto tra i paesi produttori di energia geotermoelettrica nel mondo e prima in Europa.

Le centrali geotermiche toscane, così come quelle installate a partire dalla fine degli anni '50 in Nuova Zelanda, USA, Messico, Filippine, Islanda, ecc., sono nate per competere, economicamente, con gli altri sistemi di generazione elettrica all'epoca utilizzati, ossia idro-elettrico e termo-elettrico a combustibili fossili (carbone e petrolio).

Oggi, la geotermia, considerata la crescente attenzione per le fonti energetiche pulite, suscita un forte interesse soprattutto per le sue qualità di energia rinnovabile, inesauribile e costantemente fruibile, indipendente dalle condizioni climatiche e con basse ricadute sull'ambiente. La risorsa geotermica è da considerarsi altamente strategica per l'Italia e per il Mezzogiorno, in particolare, in quanto reperibile sul territorio nazionale con grande ricchezza soprattutto nelle aree del Tirreno centro-meridionale e sfruttabile con tecnologie in gran parte prodotte dal nostro Paese.

Lo sviluppo e lo sfruttamento dell'energia geotermica, in aggiunta al fotovoltaico e all'eolico, può oggi offrire un contributo significativo al conseguimento degli obiettivi energetici nazionali di diminuzione del consumo dei combustibili fossili, nei quali l'Italia presenta un forte livello di dipendenza dalle importazioni, e di riduzione degli elevati costi energetici che ne derivano per le imprese. Una riduzione sensibile di tali costi, che attualmente, come visto nel Capitolo III, risultano maggiori di circa il 30% rispetto a quelli medi dell'Unione europea a 27, potrebbe rappresentare un importante elemento di recupero della competitività per tutto il nostro sistema produttivo.

Lo sviluppo dell'energia geotermica potrebbe dischiudere nuove opportunità per il Sud e per l'intero Paese, in quanto essa può rappresentare una valida alternativa al piano nucleare, abbandonato dopo la bocciatura del Referendum del giugno 2011, con l'ovvio vantaggio dell'indipendenza da altri paesi produttori di combustibile, senza considerare le implicazioni ambientali e di rischio. Come si vedrà, infatti, il geotermico mostra evidenti elementi di preferibilità rispetto alla fonte nucleare quanto a costi medi di produzione, disponibilità di *know-how* tecnologico e tempi di ritorno degli investimenti iniziali. Il che colloca il settore in una posizione di rilievo nella definizione delle strategie energetiche nazionali coerenti con l'abbandono del nucleare.

Il Sud, in particolare, presenta un forte vantaggio competitivo rispetto al resto del Paese, in quanto, oltre che nel Centro, è proprio nel Mezzogiorno che, come si analizza nel seguito, ricadono le aree italiane con le maggiori risorse geotermiche. La presenza di potenzialità ancora non sfruttate nelle regioni del Sud (con particolare riferimento a Campania e Sicilia), per potersi tradurre in concrete opportunità di sviluppo e occupazione, necessita di interventi mirati di *policy*, individuati nell'ultimo paragrafo di questo Capitolo.

2. Caratteristiche e potenzialità

L'utilizzo dell'energia geotermica può essere suddiviso in quattro grandi categorie, legate alle differenti temperature della risorsa¹.

¹Esse sono:

- 1) $15^{\circ} \text{C} < T < 80^{\circ} \text{C}$. In questo intervallo di temperature, chiamato generalmente a 'Bassa Entalpia', ricadono tutti gli utilizzi diretti dell'energia geotermica: dalle pompe di calore per il riscaldamento/condizionamento, al riscaldamento di serre, piscine, edifici, all'impiego termale.
- 2) $80^{\circ} \text{C} < T < 180^{\circ} \text{C}$. In questo intervallo di temperature, chiamato generalmente a 'Media

Le tecnologie di utilizzo geotermico si suddividono, inoltre, in due gruppi: i sistemi idrotermali naturali, caratterizzati da alta permeabilità e quantità di fluidi ma presenti solo in una piccola parte della superficie terrestre ed i sistemi EGS (*Enhanced o Engineered Geothermal Systems*), in cui le alte temperature interessano formazioni poco permeabili e con scarsa o nulla circolazione di fluidi. In questi sistemi, la permeabilità viene artificialmente aumentata fratturando le rocce con l'immissione di acqua ad altissime pressioni. L'acqua viene quindi inserita dalla superficie nel serbatoio artificiale così creato per poi essere riportata in superficie, una volta riscaldata, ed immessa nei circuiti di produzione elettrica e/o riscaldamento². Il calore contenuto nelle vaste aree della crosta terrestre, alla base dei sistemi EGS, rispetto a quella dei sistemi idrotermali naturali, rappresenta un'offerta maggiore, ampiamente distribuita e direttamente utilizzabile come energia termica.

I sistemi di generazione elettrica sono diversi in funzione della temperatura delle sorgenti geotermiche. Per sorgenti ad Alta Entalpia, il vapore proveniente dal fluido geotermico è immesso direttamente in turbina, e gli impianti relativi sono detti a 'flash'. Il fluido geotermico da cui il vapore è estratto nei separatori può spesso essere utilizzato per una seconda separazione di vapore a temperatura più bassa (flash), e gli impianti relativi sono perciò detti a 'doppio flash', presentando rendimenti totali generalmente maggiori di quelli a 'singolo flash'. Se la temperatura del fluido geotermico è minore di 150°C, la tensione di vapore è scarsa, per cui la generazione

Entalpia', è possibile la generazione elettrica con impianti binari (a ciclo di Rankine o Kalina), con potenze tipiche nell'intervallo 0,1-10 MW. L'efficienza di conversione calore/lavoro degli impianti in questo intervallo di temperature è intorno al 10%, e tali impianti possono includere la co-generazione di calore per il riscaldamento di singoli edifici e piccoli paesi.

- 3) 180° C < T < 375° C. In questo intervallo di temperature, chiamato generalmente ad 'Alta Entalpia', ricade la generazione elettrica con impianti classici a vapore secco, singolo o doppio flash, ibridi (con riutilizzo dei condensati in impianti binari), con potenze nell'intervallo 10-100 MW. L'efficienza di conversione di questi impianti è molto alta, intorno al 40%, ed è possibile la co-generazione di calore per riscaldare interi paesi di media grandezza.
- 4) 375° C < T < 500° C. In questo intervallo di temperature ricadono le risorse geotermiche non convenzionali a fluidi supercritici, un campo ancora sperimentale che rappresenta la nuova frontiera della geotermia nelle aree vulcaniche. Gli impianti per la generazione elettrica che sfruttano tali risorse sono del tipo a vapore secco surriscaldato, e consentono potenze di generazione più elevate degli impianti classici (100-1.000 MW).

² Nell'ambito dei sistemi EGS è importante menzionare i cosiddetti 'EGS magmatici', ossia impianti che utilizzano zone di accumulo superficiale di magma come sorgente di calore, immettendo acqua dalla superficie nella sorgente magmatica e recuperando vapore surriscaldato ad altissima temperatura. L'unico impianto di questo tipo attualmente in funzione è situato in Islanda, nell'area vulcanica del Krafla, dove un pozzo geotermico inizialmente progettato per raggiungere fluidi supercritici a circa 5 km di profondità si è dovuto fermare avendo intercettato una sacca magmatica a 2.100 metri circa di profondità. L'impianto EGS magmatico installato su quest'unico pozzo eroga oggi una potenza di 35 MWe, un ordine di grandezza maggiore di un pozzo mediamente produttivo nel campo dell'Alta Entalpia.

elettrica avviene mediante impianti cosiddetti ‘binari’, nei quali il fluido geotermico è utilizzato in uno scambiatore di calore per riscaldare e far evaporare un secondo fluido di lavoro, con temperatura di ebollizione minore dell’acqua. Il fluido viene poi immesso in turbina e, in uscita, ricondensato e riportato nello scambiatore per ricominciare il ciclo. Negli impianti binari, il fluido geotermico in uscita dallo scambiatore viene reiniettato nella falda di provenienza oppure immesso in un circuito di riscaldamento (co-generazione elettrica e termica) e quindi reiniettato in falda. In entrambi i casi, il fluido è quasi totalmente re-immesso in falda, e soltanto una piccola percentuale di gas incondensabili, azzerabile con opportuni accorgimenti, è immessa in atmosfera. In tal modo le perturbazioni di pressione nel serbatoio geotermico sono trascurabili, e l’unico effetto totale è la sottrazione di calore, che viene reintegrato dalla sorgente naturale. Anche l’emissione di gas nocivi in atmosfera è, negli impianti di questo tipo, minimizzata o completamente eliminabile.

È da notare che mentre tutti gli impianti moderni adottano la tecnologia della reiniezione in falda dei fluidi geotermici, gli impianti italiani della Toscana, tutti di Alta Entalpia, essendo stati concepiti circa un secolo fa, adottano la vecchia tecnologia di emissione in aria del vapore in uscita dalle turbine.

La risorsa geotermica, utilizzata con le moderne tecnologie già sperimentate ed utilizzate in molte parti nel mondo, rappresenta un’energia rinnovabile, sostenibile ed altamente eco-compatibile. Uno dei suoi maggiori punti di forza, nella produzione elettrica, è la continuità e stabilità di erogazione, esattamente analoga alle centrali a combustibili fossili o nucleari. Tale continuità e stabilità fa sì che l’energia elettrica da fonte geotermica, contrariamente a quella da fonte solare o eolica, può essere utilizzata per sostenere i carichi di base e non soltanto i prelievi di picco nei periodi favorevoli. Inoltre, la continuità di erogazione fa sì che, a parità di potenza installata, un impianto geotermico abbia una produzione energetica di circa 4-5 volte superiore a quella di rinnovabili discontinue, come il solare o l’eolico. Da ciò deriva anche, ad esempio, che i costi determinati in funzione della potenza non sono direttamente comparabili, perché il ‘valore’ della potenza installata, in funzione della continuità di erogazione, è estremamente maggiore per la fonte geotermica.

La risorsa geotermica ha anche il vantaggio di un’occupazione di territorio estremamente modesta, ed anche di un impatto paesaggistico potenziale notevolmente basso poiché i pozzi sono nel sottosuolo e occupano una superficie minima. Nelle aree italiane più favorevoli, inoltre, i costi sono tali (circa 3 M€/MWe installato, per impianti di potenza maggiore di 2-3 MWe), che i tempi di ritorno dell’investimento, anche tenendo conto degli interessi passivi, sono di pochi anni (generalmente minori di 5 anni). Dopo il periodo di ammortamento, dati i costi nulli di approvvigionamento, l’investimento si rivela estremamente fruttuoso.

La geotermia in Italia, non solo per la produzione di energia elettrica ma anche per il riscaldamento (utilizzo diretto del calore) è altamente strategica. Questo essenzialmente per due motivi: il primo, perché è l’unica fonte energetica presente, nel nostro Paese, in quantità molto maggiore degli altri paesi europei (eccetto l’Islanda) e, in proporzione all’estensione del territorio, di ogni altro paese al mondo; il secondo,

perché le tecnologie di utilizzo sono nate in Italia ed il nostro Paese è ancor oggi estremamente competitivo.

Secondo le stime dell'”Unione Geotermica Italiana”, per gli usi diretti con risorse di Bassa Entalpia (incluso il riscaldamento/condizionamento effettuato con pompe di calore, installabili dovunque sul territorio nazionale) si prevede un fattore di crescita, al 2030, pari a poco meno di 10 rispetto all'utilizzo attuale (UGI, 2011).

Per quanto riguarda invece la produzione di elettricità, recentemente l'”Alleanza Italiana per l'Energia Geotermica”, nata in seno al Ministero dell'Università e della Ricerca, che annovera le maggiori industrie ed Enti di ricerca italiani interessati alla geotermia, ha stimato una possibile crescita, nei prossimi 15 anni, di un fattore pari a 5-6 rispetto allo stato attuale (v. Tab. 3), fino a raggiungere una quota superiore al 10% del fabbisogno nazionale. Una quota del 10% del fabbisogno nazionale era quella in prospettiva destinata, prima dell'esito del Referendum del giugno 2011, alla tecnologia nucleare.

Il convincimento che la geotermia in Italia possa occupare il ruolo che, prima della bocciatura referendaria, doveva essere rivestito dall'energia nucleare è stato avvalorato di recente anche da parte di eminenti studiosi³. Parlare di energia nucleare oggi, specialmente nel nostro Paese dove per due lunghi periodi, a partire dagli anni '80, si è ipotizzato un massiccio impiego di tale energia, è molto difficile, perché in questo campo le dichiarazioni e le aspettative possono essere molto lontane dalla realtà dei fatti. In ogni caso, l'utilizzo della fonte geotermica per la produzione elettrica in Italia può realmente essere comparata con il nucleare in termini di costi medi di produzione, contributo al fabbisogno energetico complessivo e convenienza e tempi di ritorno degli investimenti iniziali.

I costi medi dell'energia geotermica sono comparabili a quelli dichiarati (e quasi sempre sottostimati per la mancata considerazione dei costi di smantellamento) per il nucleare. In media (considerando anche paesi dell'Europa settentrionale in cui risorse modeste sono reperibili solo ad alte profondità e quindi con costi elevati), la stima del costo di 1 MWh di energia elettrica da fonte geotermica è passato dai 50-150 € del 2005 ai 50-100 € del 2010, stimati in 40-80 € nel 2020; per comparazione, il costo di 1 MWh prodotto con il nucleare è in media di 40-108 €. Questo, è bene ricordare, senza tener conto che, dopo 30-40 anni al massimo, una centrale nucleare va smantellata, ed i costi, non inclusi nel precedente calcolo, sono enormi.

Anche in termini di contributo al fabbisogno nazionale, il geotermico è confrontabile al nucleare, per il quale l'ultimo piano, oggi abbandonato, prevedeva una quota di mercato (assolutamente teorica) di circa 6 GW di potenza al massimo. Ovviamente, così come per il nucleare, nel quale il problema principale era l'esistenza e la possibilità di occupazione di siti idonei, anche per il geotermico il calcolo delle

³ Si veda, a questo proposito, l'articolo del premio Nobel C. Rubbia, *Atomo troppo costoso la carta vincente è il mix gas-geotermia*, pubblicato sul quotidiano “la Repubblica” del 10 giugno 2011 e, per una sintetica esposizione della “geotermia avanzata” o “profonda”, il Capitolo IV di *Cosa resta da scoprire* di G.F. Bignami, Mondadori 2011.

potenze è abbastanza aleatorio, perché deve fare i conti con molti fattori, tra cui l'effettiva volontà delle Istituzioni di sviluppare al massimo questa fonte energetica.

Per aggirare in parte questo problema, ci si può riferire ad una stima di massima delle reali potenzialità geotermiche già note, ossia trascurando ulteriori risorse che potrebbero essere rinvenute in parti dell'Italia ancora non esplorate e, comunque, escludendo le risorse in mare, che pure sono sicuramente molto maggiori di quelle in terraferma, ma allo stato attuale molto più difficili da sfruttare. Per questi calcoli, ci si riferisce alle suddette stime fornite dall'“Alleanza Italiana per l'Energia Geotermica”, in base alle quali, già con le risorse note nel nostro Paese, la produzione elettrica da fonte geotermica può ricoprire una quota pari o maggiore a quella che si ipotizzava appannaggio del nucleare: circa il 10% del fabbisogno nazionale, corrispondente, in termini di potenza installata, ad un dato analogo ai 6 GW previsti per la fonte nucleare. In questo caso, però, alla quota di produzione elettrica si deve aggiungere un potenziale di produzione di calore per usi diretti di almeno un ordine di grandezza maggiore (40.000 MWt di potenza). Una quota di questo tipo potrebbe, inoltre, essere raggiunta già nei prossimi 15 anni, ossia molto prima che una sola delle 4 centrali nucleari, di cui in precedenza era prevista la costruzione, potesse essere realmente realizzata (20 anni almeno).

Infine, per quanto riguarda la convenienza dei rispettivi investimenti, al di là delle stime generalmente al ribasso dei costi del nucleare, sta di fatto che nel mondo nessun privato investirebbe nel nucleare senza un forte supporto pubblico. Questo perché, al di là dei costi, i rischi, la criticità tecnologica e la scarsissima accettabilità sociale del nucleare pongono problemi enormi, difficilmente valutabili in termini economici. Al contrario, le tecnologie geotermiche presentano fattori di criticità molto limitati, hanno rischi sociali trascurabili in funzione di calamità naturali (il rischio massimo è di perdere l'impianto) e hanno tempi di ritorno degli investimenti, sebbene molto meno incentivati, estremamente bassi.

3. Le criticità

Si è detto che l'impatto ambientale dei moderni impianti geotermoelettrici è generalmente molto contenuto, e limitato allo spazio, molto modesto, per l'alloggiamento dei separatori, turbine, scambiatori; la produzione avviene infatti nei pozzi, e si sviluppa in verticale sotto terra. L'unico elemento critico, in termini di spazio e di impatto visivo è rappresentato dai condotti che portano il fluido geotermico dai pozzi di estrazione all'impianto, e dall'impianto ai pozzi di reiniezione. Inoltre, i condensatori per la reiniezione possono essere ad acqua o ad aria; nel secondo caso, lo spazio occupato è notevole (paragonabile a quello dell'intero impianto) e c'è l'impatto sonoro delle ventole.

Sull'impatto ambientale degli impianti EGS, sono opportune, inoltre, alcune considerazioni. Innanzitutto, è importante sottolineare che il prelievo di fluido da un serbatoio geotermico, come tutte le attività estrattive, può generare micro sismicità.

Questo problema, che nei sistemi idrotermali naturali con immissione in aria dei fluidi geotermici (come in tutte le attività estrattive) è generalmente pressoché trascurabile, nel caso di impianti a reiniezione deve essere accuratamente considerato. La reiniezione, infatti, da un lato stabilizza la pressione nel serbatoio rendendo ancor più trascurabile il problema della micro sismicità; dall'altro lato, però, la reiniezione deve essere fatta evitando di pompare il fluido a pressioni elevate, in quanto l'immissione di fluido è molto più efficiente del prelievo nel generare micro sismicità. Se ben condotta, comunque, anche la reiniezione non presenta alcun reale problema. I sistemi EGS, però, richiedono, nella fase di generazione del serbatoio permeabile, l'immissione forzata in profondità di acqua ad altissima pressione (centinaia di atmosfere) proprio per fratturare le rocce, con il rischio di provocare sismicità di magnitudo non trascurabile.

Il problema della preparazione dei siti EGS in aree urbanizzate è venuto clamorosamente alla ribalta con i terremoti di Basilea, avvenuti nel 2006 con magnitudo corrispondente a 3,4 della scala Richter, in seguito alle operazioni di pompaggio ad altissima pressione in pozzi a 5 km di profondità nell'area metropolitana. Oggi, la comprensione dettagliata dei processi che generano terremoti nelle operazioni di pompaggio e la mitigazione del rischio di sismicità indotta sono considerate di cruciale importanza per rendere possibile una diffusione capillare di questi sistemi anche in aree urbanizzate.

4. Il settore geotermico nel contesto internazionale e in Italia

Attualmente, l'Italia, è la terza nel mondo per produzione geotermica (con 5.342 GWh), dopo USA (16.524 GWh) e Messico (6.740 GWh) e la prima in Europa (v. Tab. 1). Solo quattro dei paesi appartenenti all'Ue a 15 producono energia geotermica. Oltre che dell'Italia, si tratta di Portogallo, Germania ed Austria, che presentano produzioni più limitate. Il primo Rapporto sul mercato geotermico in Europa "*Deep Geothermal Market Report 2011*"⁴ fotografa la situazione attuale del settore dell'energia geotermica in Europa a fine 2010, valutandone le prospettive di crescita nei prossimi anni. A fine 2010 l'Europa disponeva di 59 centrali geotermoelettriche, per una capacità installata totale di 1,6 GWe ed una produzione elettrica di 10,9 TWh. La posizione dominante dell'Italia nel contesto europeo è evidente in termini di contributo alla capacità installata: oltre il 50%.

Basandosi sulle potenzialità del sottosuolo del continente europeo, il Report fornisce un quadro delle prospettive al 2015, prevedendo una crescita consistente del numero degli impianti geotermoelettrici, soprattutto EGS, per una capacità stimata di oltre 3 GWe. È importante sottolineare che tali stime presuppongono per l'Italia una crescita estremamente marginale, proprio perché il nostro Paese non ha manifestato chiare intenzioni di sviluppare il settore. I paesi interessati dalla crescita più sostenuta

⁴European Geothermal Energy Council, *Deep Geothermal Market Report 2011*, 2011.

sono la Turchia (caratterizzata da livelli attuali contenuti di capacità installata) e l'Islanda che, nonostante una previsione di crescita consistente, non si prevede supererà il primato italiano nel 2015. Perché la crescita del settore si realizzi, tuttavia, si segnala quanto sia essenziale porre attenzione su una serie di *driver* a sostegno dell'attuale slancio positivo. Oltre ad un generale richiamo al maggior supporto da parte dell'industria e del mondo politico, viene indicata la necessità di finanziamenti adeguati per la ricerca e sviluppo nel settore geotermico, diminuendo i costi complessivi per la tecnologia, e dell'accesso semplificato agli strumenti di finanziamento per favorire lo sviluppo di nuovi progetti.

Produzione geotermoelettrica nel mondo nel 2009 (GWh)

Paesi	Produzione elettrica lorda da fonte rinnovabile		Produzione elettrica lorda
	Geotermica	Totale FER	Totale
Stati Uniti	16.524	422.564	4.184.352
Messico	6.740	34.541	252.773
Italia	5.342	69.330	292.642
Nuova Zelanda	4.814	31.041	43.380
Islanda	4.553	16.833	16.835
Giappone	2.895	96.367	1.046.382
Turchia	456	38.033	194.060
Portogallo	182	18.229	49.892
Germania	19	95.267	596.800
Austria	2	46.800	68.852

TABELLA I - FONTE: GSE, Geotermoelettrico. Rapporto Statistico, 2010

Passando all'analisi del mercato nazionale della geotermia, l'unico produttore italiano, ENEL Greenpower, risulta il terzo produttore mondiale di energia geotermoelettrica, con quasi 6.000 GWh di produzione elettrica annuale, in Italia e nelle Americhe (Fig. 1). Le attività all'estero di ENEL Green Power comprendono, in Nord America, 150 MW di potenza installati in California, Utah e Nevada, i cui due impianti, installati nel 2009 sono di tipo binario, a ciclo chiuso (e quindi a emissioni pressochè nulle). In America Latina, inoltre, l'azienda ha costruito l'impianto di Berlin, in El Salvador, di potenza pari a 44 MW, gestito dalla LaGeo, società partecipata da ENEL al 36%; inoltre, ha diverse concessioni in Cile, Guatemala e Nicaragua. In Europa, compartecipa all'esplorazione geotermica in un'area della Turchia Nord-Occidentale, mentre ha chiesto permessi in Grecia per lo sfruttamento di Media Entalpia.

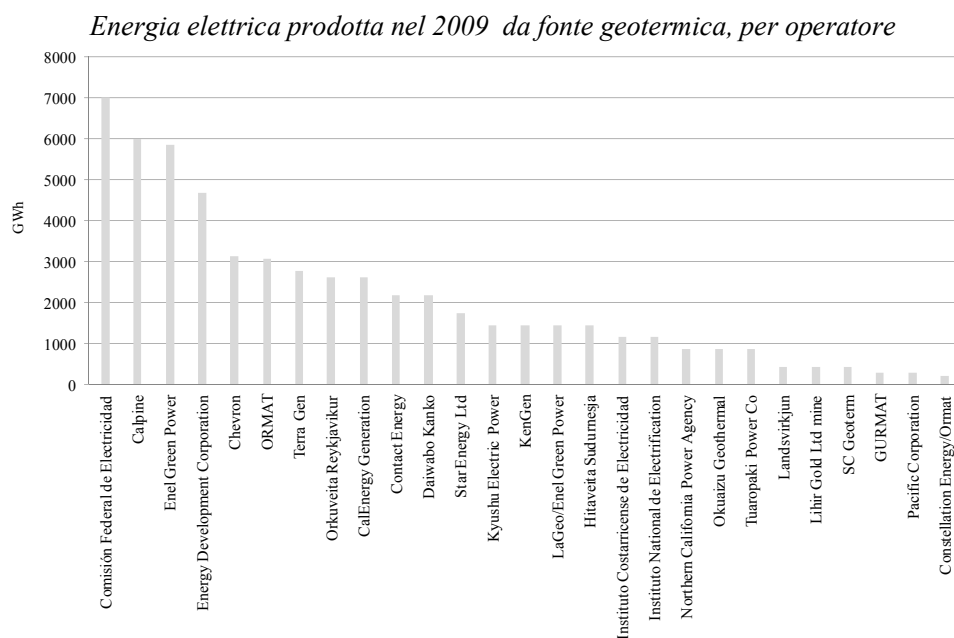


FIGURA 1 - FONTE: ENEL Green Power

In Italia, la produzione geotermoelettrica ha rappresentato nel 2009 il 7,7% della produzione lorda da FER (Fonti da energia rinnovabile) e l'1,8% della produzione lorda totale (v. Tab. 1). Il primato di queste quote spetta all'Islanda, con il 27% sia che si consideri la percentuale del geotermico sulla produzione da FER sia che si consideri quella del geotermico sulla produzione totale. Nel nostro Paese, il settore, come detto, è presente solo in Toscana, dove nel 2010 risultavano 33 impianti, 772 MW di potenza installata e 5.376 GWh di produzione lorda (v. Tab. 2). Più della metà della potenza installata (il 56%) deriva dalla classe con potenza minore o uguale a 20 MW, il 34% da quella di potenza superiore a 40 MW e il 10% dalla classe tra 20 e 40 MW.

A livello provinciale, il primato spetta a Pisa, nella quale sono presenti 15 impianti per una potenza installata di 399 MW e una produzione di 3.014 GWh. Siena e Grosseto, con rispettivamente 10 e 8 impianti per una potenza di 203 e 170 MW, producono complessivamente 2.362 GWh da fonte geotermica.

Numero e potenza installata degli impianti geotermici in Toscana, nel 2010

	A) Per classe di potenza degli impianti			
	Minore o uguale a 20 MW	Tra 20 e 40 MW	Superiore a 40 MW	Totale
N. impianti	27	2	4	33
Potenza installata (MW)	435	75	262	772
	B) Per provincia			
	Pisa	Siena	Grosseto	Totale
N. impianti	15	10	8	33
Potenza installata (MW)	399	203	170	772

TABELLA 2 - FONTE: GSE, Rapporto Statistico 2010, 2011

Nel corso del tempo, la numerosità e la potenza installata in Italia degli impianti geotermici è rimasta abbastanza stabile. Nel periodo 2000-2010, la produzione lorda è aumentata ad un tasso medio annuo dell'1,3% e la potenza al 2,1%. Il contributo della fonte geotermica alla produzione elettrica totale rinnovabile è passato dal 9,2% all'11,6% nel 2007, anno di picco, per poi scendere, come visto, al 7,7% nel 2010. Più costante è stato il contributo alla produzione totale, dell'ordine dell'1,6%-1,8%.

Con riferimento alla produzione di energia elettrica, stando ai recenti dati resi disponibili dal citato "Deep Geothermal Market Report 2011", la capacità installata in Italia supererà i 922 MWe nel corso dei prossimi cinque anni.

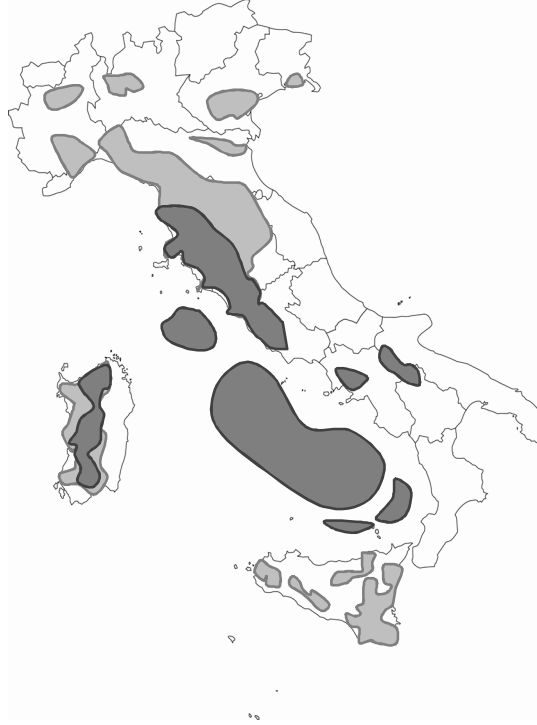
La fonte geotermica è, come detto, caratterizzata da una costante disponibilità, tanto che gli impianti geotermoelettrici, in base a informazioni del Gestore Servizi Energetici (GSE), presentano utilizzazioni medie storiche a piena potenza intorno alle 7.500 ore annue, l'85,6% delle ore disponibili in un anno (pari a 8.760), a fronte di meno di 1.000 ore del solare termico e del fotovoltaico.

La nostra conoscenza delle risorse geotermiche nelle aree italiane proviene in gran parte dalle esplorazioni effettuate da ENEL ed ENI-AGIP a partire dalla metà degli anni '70, in corrispondenza del picco del prezzo del petrolio generato dagli avvenimenti successivi alla guerra arabo-israeliana del 1973. A quell'epoca le due aziende erano gestite dallo Stato, e fu il Ministero dell'Industria di allora, alla ricerca di fonti alternative al petrolio per la produzione elettrica, a finanziare l'esplorazione. Furono trivellati numerosi pozzi, scoprendo nel nostro Paese un'enorme ricchezza geotermica. A metà degli anni '80, essendo il petrolio tornato su livelli accettabili ed avendo l'Italia avviato il primo piano nucleare, le operazioni di esplorazione furono interrotte senza dar seguito alla costruzione di nuovi impianti.

I risultati, sintetizzati nella Banca dati geotermici gestita dall'IGG-CNR, sono riportati schematicamente nella Fig. 2. Le aree a più alto gradiente geotermico si concentrano nel Tirrenico centro-meridionale, seguendo la linea del vulcanismo antico e recente dalla Toscana al Lazio e, nel Mezzogiorno, tra Campania, Calabria e Sicilia, in un'area di più intenso vulcanismo, prevalentemente sottomarino ed in alcuni punti affioranti come nelle Isole Eolie.

Le risorse in mare, specie nella parte centrale del Tirreno che presenta i fondali più alti (fino a circa 3.000 metri), presentano oggi difficoltà di sfruttamento che, benché non insormontabili, rendono però difficile per un privato, senza adeguato supporto dello Stato, trovare gli ingenti capitali iniziali necessari per uno sfruttamento che pure potrebbe negli anni divenire estremamente lucroso. Le difficoltà principali consistono: nella perforazione del fondale marino a grande profondità d'acqua, e nella costruzione di piattaforme che, diversamente da quelle petrolifere, dovrebbero sostenere l'ingente carico delle centrali geotermiche (gruppi turbine, ecc.). È importante però sottolineare che già un gruppo di aziende italiane particolarmente intraprendente, come si dice nel seguito, ha richiesto ed ottenuto un permesso di ricerca nella zona tirrenica del vulcano sottomarino Marsili, in acque siciliane, e si appresta ad effettuare le prime indagini conoscitive in vista di un futuro sfruttamento.

Mappa schematica delle aree italiane di alto (in grigio scuro) e medio (in grigio chiaro) interesse geotermico (a)



(a) Le aree caratterizzate da più alto gradiente geotermico sono localizzate nella fascia tirrenica centro-meridionale (dalla Toscana alla Campania e in un'ampia area del Tirreno meridionale) ed in Sardegna. Gran parte dei sondaggi utilizzati per questa mappa sono stati effettuati da ENI ed ENEL tra la fine degli anni '70 e la prima metà degli anni '80. La mappa non è esaustiva, in quanto solo una minima parte delle aree marcate in bianco è stata in qualche modo oggetto di sondaggi.

FIGURA 2 - FONTE: SVIMEZ su Banca dati geotermici IGG-CNR

Con un opportuno interessamento dello Stato a supporto degli elevati investimenti richiesti, lo sfruttamento estensivo delle risorse geotermiche nel Tirreno meridionale potrebbe rappresentare, per l'Italia e per il Mezzogiorno, una ricchezza ed un importante volano economico, tra l'altro in uno dei campi più promettenti per le economie mondiali, ossia quello delle energie rinnovabili. L'estensivo impiego della geotermia, in particolare nelle aree meridionali più urbanizzate, avrebbe anche un altro effetto particolarmente rilevante: consentirebbe la diffusione di un modello di produzione energetica, anche per i carichi di base della rete elettrica, costituito da piccoli impianti diffusi, collegati con sistemi di distribuzione intelligenti (*smart grids*). Questo modello di produzione energetica, tipico delle rinnovabili di piccola e media potenza, si coniugherebbe con una reale liberalizzazione del mercato energetico, perché consentirebbe anche alle piccole aziende di produrre energia, non come oggi soltanto

per i prelievi di picco, bensì anche per il carico costante di base, con grandi benefici per le tariffe, per l'occupazione e per l'affidabilità della distribuzione elettrica,.

Inoltre, la produzione diffusa sul territorio aiuta a minimizzare le perdite di energia su lunghe linee di trasmissione, che sono oggi stimate in Italia, pari a circa il 6,5% della produzione elettrica totale.

Un passaggio cruciale, per valutare correttamente l'importanza dell'energia geotermica nel nostro Paese e collocarla in maniera organica in un piano di sviluppo energetico nazionale, è dato dalla stima del potenziale elettrico installabile. Una tale stima deve in qualche modo prescindere dagli scenari e dai costi futuri dell'energia, perché difficilmente ipotizzabili. Essa deve intendersi quindi come valutazione delle reali potenzialità della risorsa, nell'ipotesi che siano ad essa riservate le attenzioni necessarie al suo pieno sviluppo.

Le stime del potenziale elettrico da fonte geotermica riportate nel documento programmatico *Piano strategico di ricerca per l'energia geotermica* del luglio 2011 si avvalgono dei contributi forniti dalle aziende, dagli Istituti e dalle associazioni presenti nella "Piattaforma Tecnologica Italiana per l'Energia Geotermica", che rappresentano insieme la *summa* delle esperienze italiane (e dunque del massimo livello internazionale) nel settore (v. Tab. 3). Esse sono suddivise per le varie tecnologie di utilizzo, e tengono quindi conto del prevedibile sviluppo, differenziato, delle varie tecnologie. I risultati in termini di potenza elettrica installabile sono suddivisi in due intervalli, e si fermano ad un orizzonte di 15 anni, considerato congruo per una 'vision' di prevalente utilizzo industriale. Poiché tali stime di potenza elettrica sono usualmente comparate a quelle di altre fonti, in particolare delle altre rinnovabili, occorre sottolineare la profonda differenza di significato, in termini di energia prodotta, delle potenze geotermiche rispetto a quelle delle rinnovabili come il solare (in tutte le sue forme) o l'eolico. Infatti, essendo la fonte geotermica continua e costante, l'energia sviluppabile è quella massima prevista per la potenza installata, e corrisponde al numero di ore di esercizio moltiplicate per la potenza. Una stima più prudentiale per l'energia sviluppabile in un anno, che tiene conto di eventuali guasti o problemi d'esercizio che possono fermare temporaneamente la produzione, consiste nel moltiplicare la potenza installata per poco meno di 8.000 ore d'esercizio (su 8.764 ore che compongono un anno). Nel caso delle energie rinnovabili non continue, invece, l'energia sviluppabile è, come si è visto prima dai dati del GSE, sempre molto minore di quella massima.

Guardando al dato complessivo di potenza installabile al 2015, le stime confermano il ruolo che la geotermia potrebbe svolgere nella definizione di un nuovo piano energetico nazionale compatibile con l'abbandono del nucleare. La potenza installabile nel geotermico al 2015 (6,4 GW) è analoga a quella prevista per il nucleare al 2030 prima del Referendum. I programmi dell' ENEL, su cui si basava il piano nucleare poi abbandonato, prevedevano infatti la realizzazione di 4 centrali, la prima delle quali da

realizzare entro il 2020, da 1.600 MWe l'una e una potenza complessiva di 6.400 MWe⁵.

*Potenza elettrica installabile da fonte geotermica con
diverse tecnologie di utilizzo (MWe)*

Tecnologie	10 anni	15 anni
Idrotermali	2.000	3.000
EGS	500	1.500
EGS con scambiatori	50	200
Off shore	600	1.200
Non convenzionali	-	500
TOTALE	3.150	6.400

TABELLA 3 - FONTE: Piattaforma tecnologica italiana per l'energia geotermica, Piano strategico di ricerca per l'energia geotermica, 19 luglio 2011

5. Le risorse geotermiche nel Mezzogiorno

La geotermia può rappresentare un importante *driver* di sviluppo per il Mezzogiorno, in quanto molte delle aree con maggiore quantità e disponibilità della risorsa sono localizzate, come detto, nelle regioni meridionali.

Campania

La Campania ha probabilmente il maggior potenziale geotermico in Italia, più della stessa Toscana, come dimostrato, per la prima volta con un'analisi quantitativa, da un recente studio (Carlino ed altri, 2011). Il potenziale elettrico calcolato dagli autori menzionati, per le sole aree geotermicamente note dei Campi Flegrei e di Ischia, ammonta a circa 1,5-2,0 GWe. A parte l'enorme potenziale, alcune aree vulcaniche campane, ossia ancora i Campi Flegrei ed Ischia, sono caratterizzate da risorse ad alta temperatura reperibili anche a profondità estremamente basse, quindi con costi irrisori di perforazione, che in un progetto geotermico rappresentano il fattore cruciale che decide la convenienza o meno dello sfruttamento.

Oltre all'enorme potenzialità ed economicità della risorsa geotermoelettrica in Campania, il più grande insediamento urbano del Mezzogiorno, ossia l'area metropolitana di Napoli, presenta quasi ovunque condizioni ottimali per l'utilizzo diretto di sorgenti a Bassa Entalpia per il riscaldamento reperibili da poche decine a poche centinaia di metri di profondità, senza la necessità di ricorrere a lunghe condotte isolate (come, ad esempio, quelle che partono da Nesjavellir per riscaldare Reykjavik, in Islanda, per una distanza complessiva di circa 25 km), poiché tali risorse sono reperibili praticamente ovunque nell'area.

Il principale ostacolo per lo sviluppo della geotermia per la produzione elettrica, nelle aree vulcaniche napoletane, è costituito dall'intensa urbanizzazione. Questa fa sì

⁵ Cfr. V. Napoli, *I programmi nucleari ENEL per l'Italia*, Intervento alla Giornata di Studio AEIT "Produzione e industria nucleare", Trieste, 1° febbraio 2011.

che il modello di produzione in queste aree deve necessariamente essere profondamente diverso da quello adottato per le aree toscane, prevedendo, al posto di grandi impianti concentrati in singole aree, impianti di dimensione medio/piccola (potenze tipiche 1-10 MWe) diffusi sul territorio, a bassissimo impatto ambientale, immessi in rete con sistemi di distribuzione intelligenti (“smart grids”).

Questo apparente ostacolo potrebbe dunque costituire un importante volano per l’ideazione e la sperimentazione, in queste aree, di tecnologie altamente innovative per la produzione geotermoelettrica ad impatto ambientale pressoché nullo. Tra queste, una menzione particolare va alle tecnologie di scambio termico in pozzo, la cosiddetta ‘Geotermia di terza generazione’, di cui si discute diffusamente, a livello internazionale, ma che sinora non è mai stata effettivamente sperimentata in nessun’area al mondo. Il concetto di tale tecnologia è quello di evitare l’emungimento (e quindi la re-iniezione) del fluido geotermico, utilizzando il pozzo geotermico per prelevare soltanto calore, tramite l’immissione di fluido che viene appunto riscaldato nel pozzo e portato nel generatore, per la produzione elettrica. Il fluido in questione può essere acqua, che verrebbe quindi o fatta contestualmente vaporizzare e portata in turbina oppure immessa in un ulteriore scambiatore di calore per alimentare un generatore binario a fluido basso-bollente; oppure, il fluido vettore potrebbe essere direttamente un fluido organico basso-bollente, riscaldato nel pozzo fino ad ebollizione ed immesso in turbina. Un sistema di questo genere rappresenterebbe una metodologia di sfruttamento ad impatto realmente nullo, in quanto, evitando l’emungimento di fluidi profondi, avrebbe zero emissioni nocive e nessun impatto sulla falda, eccetto per il prelievo termico. Chiaramente, un sistema di questo genere può funzionare soltanto se il prelievo delle notevoli quantità di calore dai pozzi, necessarie per la generazione elettrica, viene ripristinato con velocità almeno equivalente dalla circolazione di fluido geotermico nelle rocce circostanti, altrimenti il pozzo progressivamente si raffredda ed il sistema diviene non sostenibile. Le aree dei Campi Flegrei ed Ischia rappresentano siti ideali per la sperimentazione di questi sistemi avanzati, in quanto presentano temperature estremamente alte, già nel campo dell’Alta Entalpia, anche a profondità estremamente basse (poche centinaia di metri). In questo caso, la sperimentazione di sistemi di scambio termico in pozzo risulta estremamente economica ed i risultati possono quindi essere adattati anche a situazioni in cui invece è necessario andare a profondità notevoli per reperire risorse utili.

Il ‘Campi Flegrei Deep Drilling Project’, elaborato dall’INGV-Osservatorio Vesuviano per la ricerca vulcanologica avanzata sull’area dei Campi Flegrei, è orientato anche a fare di quest’area un laboratorio naturale di nuove tecnologie per l’ambiente e l’energia, ed in particolare per sperimentare le tecnologie più efficienti ed eco-compatibili per lo sfruttamento geotermico di aree densamente urbanizzate.

Altri due importanti progetti geotermici, incentrati particolarmente sull’area vulcanica campana sono stati elaborati dall’INGV-Osservatorio Vesuviano: il Progetto TIGRE, nell’ambito del PON “Ricerca e Competitività” 2007-2013 ed il Progetto Europeo HEAT GEO, presentato nell’ambito del VII Programma Quadro dell’Unione Europea. Il Progetto TIGRE (*Tecnologie Innovative Geotermiche per la Ricerca e la Produzione Elettrica*) prevede una fase di esplorazione approfondita delle aree

vulcaniche campane e di un'area della Puglia settentrionale, per arrivare alla realizzazione di un impianto pilota di generazione elettrica in Campania a bassissimo impatto ambientale (con annessa sperimentazione dei sistemi di scambio in pozzo) e di un impianto innovativo di riscaldamento in un'area della Puglia caratterizzata da risorse a Bassa Entalpia. Il Progetto Europeo HEAT GEO, che vede la partecipazione di un altro prestigioso Istituto di ricerca francese, il BRGM (*Bureau des Recherches Geothermales et Mineraries*) oltre al Dipartimento di Ingegneria Energetica dell'Università di Firenze, è invece specificamente rivolto alla sperimentazione, nell'area dei Campi Flegrei, delle tecnologie di scambio termico in pozzo, anche mediante l'utilizzo di sistemi artificiali per aumentare la permeabilità e/o la conducibilità delle rocce esterne al pozzo in modo da rendere sostenibile il prelievo termico. L'INGV partecipa anche, con l'Università degli Studi di Napoli "Parthenope" capofila, al programma geotermico del Distretto Campano Energie Rinnovabili 'SMART GRID', recentemente proposto da molti Istituti di ricerca ed aziende meridionali nell'ambito delle iniziative agevolate dal Ministero dell'Università e della Ricerca nel novembre 2011 con le risorse del PON "Ricerca e competitività" 2007-2013 dedicate ai 'distretti tecnologici e ai laboratori pubblico-privati' e definitivamente approvato nel marzo 2012. Nell'area campana, e nelle altre aree meridionali in genere, sono poi in corso di attuazione altri importanti progetti, come il Progetto VIGOR o Atlante, capofila CNR, volto all'esplorazione di aree geotermiche nell'Italia del Sud principalmente per l'individuazione di risorse a Bassa e Media Entalpia.

Sicilia e area sottomarina del basso Tirreno

Oltre alla Campania, la cui ricchezza di risorse geotermiche è dovuta all'intenso vulcanismo, anche la Sicilia, sebbene meno esplorata e quindi meno nota, è dotata di importanti risorse geotermiche. Queste sono estremamente ricche sia nelle Isole Eolie, in particolare a Vulcano che è stata oggetto, nel passato, di specifiche ricerche dell'ENEL, che nel fondale tra le Eolie, la Campania e la Calabria, ossia nell'area del vulcanismo sommerso del Marsili, Vavilof, ecc. L'area vulcanica sottomarina del basso Tirreno merita una menzione particolare, poiché rappresenta un'estensione di circa 40.000 km² di fondale marino caratterizzata da flusso di calore eccezionalmente elevato, segno di un'enorme ricchezza geotermica di Alta Entalpia e, verosimilmente, di risorse supercritiche.

Un'area limitata in corrispondenza del vulcano Marsili in acque siciliane è stata affidata, per l'esplorazione geotermica, alla società Eurobuilding spa, che ha fatto richiesta di permesso di ricerca nel 2008, ottenendolo poi un paio di anni dopo. L'utilizzo delle risorse *off shore*, in particolare in quest'area del Tirreno meridionale, è una delle importanti prospettive future della geotermia nel Mezzogiorno. Dati comunque gli alti costi delle perforazioni *off shore* e della costruzione e manutenzione delle piattaforme capaci di allocare impianti geotermici, lo sfruttamento delle risorse *off shore* deve necessariamente prevedere l'utilizzo di fluidi supercritici, l'unico tipo di

geotermia capace di produrre le ingenti potenze elettriche necessarie per rendere economicamente sostenibili gli investimenti.

Altre regioni meridionali

Nelle regioni Puglia e Calabria continentale è possibile l'utilizzo di risorse di Bassa Entalpia. In particolare, alcune aree della Puglia hanno probabilmente anche risorse di Media Entalpia che potrebbero essere economicamente utilizzate per la produzione elettrica. Per quanto riguarda la Calabria, a parte l'area vulcanica sottomarina tirrenica ricchissima di risorse ad Alta Entalpia, si sa molto poco delle risorse geotermiche, mancando esplorazioni precedenti. La Sardegna, invece, nella parte occidentale dell'isola sono presenti notevoli risorse di Media Entalpia, con punte di Alta Entalpia, in particolare nell'area del Campidano.

La situazione delle richieste di permessi di ricerca nelle aree meridionali è ad uno stadio ancora iniziale rispetto alle regioni Toscana e Lazio, con la Sardegna e la Sicilia in prima linea con una decina di permessi totali richiesti. Segue la Campania, con un numero esiguo di richieste, mentre non è nota la situazione per la Puglia, probabilmente oggetto di qualche richiesta per l'utilizzo di sorgenti a Bassa Entalpia.

6. Linee programmatiche per la geotermia

Nell'aprile del 2011, per iniziativa congiunta di Assoknowledge/Confindustria, INGV e Ministero dell'Università e della Ricerca, è stata costituita la "Piattaforma Tecnologica Italiana per l'Energia Geotermica" (poi divenuta "Alleanza Tecnologica Italiana per l'Energia Geotermica"), che ha aggregato le più importanti industrie nazionali operanti o interessate nel settore geotermico (tra cui ENEL Green Power, che ha coordinato la partecipazione delle aziende), insieme ai maggiori Enti di ricerca ed Università operanti nel settore ed in discipline affini.

Nel luglio 2011, la "Piattaforma", ha individuato, nel già ricordato *Piano strategico di ricerca per l'energia geotermica*⁶, i settori di ricerca tecnologica di maggiore interesse strategico, quindi prioritari. Inoltre, il documento, per la prima volta in maniera organica e collegiale, ha calcolato gli obiettivi massimi di produzione elettrica da fonte geotermica per i prossimi 10 e 15 anni. Il documento identifica gli obiettivi prioritari di ricerca e gli obiettivi massimi di potenzialità elettrica divisi per tecnologie.

Le tipologie di risorse geotermiche che si ritengono prioritarie, date le premesse, sono quelle di Media, Alta Entalpia e non convenzionali (a fluidi supercritici). Per il loro sviluppo, sono stati identificati sei settori prioritari di ricerca ed innovazione tecnologica per l'energia geotermica, elencati di seguito in ordine di importanza:

⁶ Piattaforma tecnologica italiana per l'energia geotermica, *Piano strategico di ricerca per l'energia geotermica*, 19 luglio 2011.

- Priorità 1-IMPATTO AMBIENTALE: innovazione per aumentare la sostenibilità e diminuire l'impatto ambientale: sistemi di ricondensazione e reiniezione, abbattimento gas incondensabili, monitoraggio multiparametrico e scambiatori di calore in pozzo; ottimizzazione dei sistemi di conversione energetica.
- Priorità 2-RISCHI INDUSTRIALI: innovazione per la gestione dei rischi industriali degli impianti geotermici, delle problematiche dei materiali e della corrosione.
- Priorità 3-INGEGNERIZZAZIONE: tecnologie di ingegnerizzazione del serbatoio per la sostenibilità termica e idraulica.
- Priorità 4-PERFORAZIONE: innovazione nel campo delle perforazioni, servizi di perforazione e nuove tecnologie per indagini in pozzo, specialmente in alte temperature ed *off shore*.
- Priorità 5-ESPLORAZIONE SUPERFICIE: valutazione della quantità e qualità delle risorse (temperatura, profondità, presenza di fluidi) con tecnologie innovative di esplorazione di superficie.
- Priorità 6-IBRIDI: innovazione nei sistemi di co-generazione elettrica/termica e di produzione ibrida (geotermico/biomassa, geotermico/solare termodinamico).

La “Piattaforma,” come si nota, identifica come altamente prioritarie le tecnologie per il miglioramento della compatibilità ambientale, con grande enfasi sullo sviluppo della geotermia a ciclo chiuso, ovvero con reiniezione totale dei fluidi geotermici. Con tale obiettivo, sono considerate altamente prioritarie le ricerche sull'ottimizzazione dei sistemi di raffreddamento e ricondensazione, che permettono la reiniezione anche con impianti ad Alta Entalpia che prevedono l'immissione diretta in turbina del vapore geotermico. Un altro obiettivo considerato di massima priorità è la sperimentazione di sistemi di prelievo di calore direttamente in pozzo, senza emungimento di fluido, attraverso l'utilizzo di scambiatori di calore in pozzo. Con tale tecnologia, la geotermia raggiungerebbe realmente l'obiettivo di impatto ambientale praticamente nullo. Altre tecnologie di massima priorità per la minimizzazione dell'impatto ambientale sono considerate: lo sviluppo di sistemi di monitoraggio multiparametrico, che dovrebbero essere installati in ogni sito di coltivazione geotermica per il controllo dell'impatto ambientale; l'ottimizzazione dei sistemi di conversione termica-elettrica, con particolare riguardo alla sostenibilità ed all'impatto ambientale.

Immediatamente dopo le problematiche di impatto ambientale, la massima priorità è stata assegnata alle ricerche sulla valutazione e gestione dei rischi industriali, ed in particolare sulle problematiche dei materiali e sul problema della corrosione, dovuta all'aggressività dei fluidi geotermici.

Al terzo punto come priorità sono state collocate le ricerche sull'ingegnerizzazione dei serbatoi, che sono cruciali per la coltivazione geotermica in aree di bassa permeabilità. L'ingegnerizzazione dei serbatoi è la tecnologia che caratterizza i sistemi geotermici EGS, che rappresentano la geotermia del futuro permettendo virtualmente l'utilizzo della fonte geotermica in qualunque area indipendentemente dalla permeabilità e dalla presenza di fluidi, a patto che temperature elevate siano reperibili a

profondità non proibitive in termini di tecnologie e costi per le perforazione. Si ricorda che lo sviluppo degli EGS è stato di fatto rallentato dai già ricordati problemi di sismicità riscontrati nel 2007 durante le attività per l'incremento della permeabilità nei serbatoi dell'impianto di Basilea⁷. Infatti, le tecnologie attualmente più utilizzate per la creazione di serbatoi permeabili in rocce calde secche prevedono il pompaggio di acqua ad altissime pressioni, attività che potenzialmente può generare sismicità. La ricerca in questo campo dovrebbe avere quindi essenzialmente due obiettivi: sviluppare tecnologie per l'incremento di permeabilità che eliminino o minimizzino il rischio di sismicità indotta, e sperimentare l'utilizzo di tecnologie alternative (es. scambiatori di calore in pozzo) o fluidi alternativi come vettori del calore capaci di circolare efficientemente anche in rocce con scarsa permeabilità all'acqua (ad esempio CO₂).

Al quarto gradino di priorità sono state inserite le ricerche per l'innovazione nel campo delle perforazioni e delle indagini in pozzo. È da notare infatti che i costi degli impianti geotermici sono fortemente condizionati dal costo delle perforazioni, e quindi l'abbattimento di tale costo si rifletterebbe immediatamente sulla sostenibilità economica della geotermia, specie in aree dove la risorsa è presente a profondità medio-alte. Nello stesso tempo, l'aumento della profondità di perforazione a costi sostenibili, rispetto agli standard attuali (profondità massima sostenibile di circa 5 km), permetterebbe la coltivazione geotermica in molte aree oggi non utilizzabili. Per quanto riguarda i servizi di perforazione e le indagini in pozzo, si rileva che le tecnologie oggi impiegate sono state prevalentemente sviluppate per il mercato degli idrocarburi, e dunque mancano di fatto tecnologie di *routine* ed a basso costo utilizzabili in condizioni di Alta Entalpia. È dunque cruciale sviluppare tecnologie impiegabili facilmente anche a temperature molto alte; uno dei campi più promettenti in questo senso, individuato dalla "Piattaforma", è l'utilizzo di tecnologie opto-elettroniche, in quanto esistono oggi fibre ottiche in grado di resistere fino a temperature di 800°C-1.000°C.

Un gradino al di sotto nella gerarchia delle priorità sono state classificate le ricerche sui sistemi di esplorazione di superficie che permettano una valutazione dettagliata della risorsa geotermica, in particolare delle profondità, temperature, permeabilità e presenza di fluidi dei serbatoi geotermici. Poiché infatti l'esplorazione di superficie è significativamente meno costosa dell'esplorazione in pozzo, un miglioramento nella precisione delle tecnologie di esplorazione di superficie si traduce in costi significativamente minori della fase di ricerca mineraria, in quanto consente di minimizzare il ricorso alle perforazioni per l'esplorazione.

Al sesto posto nell'ordine di priorità sono state inserite le ricerche per il miglioramento dei sistemi di co-generazione elettrica-termica e per lo sviluppo di sistemi ibridi di generazione elettrica che impiegano la geotermia in associazione con altre fonti (es. biomassa, solare termodinamico). Tali sistemi possono infatti essere convenientemente utilizzati o quando la temperatura del fluido geotermico non è tale da permettere la generazione elettrica, oppure per aumentare significativamente la temperatura del fluido geotermico e migliorare il rendimento globale dell'impianto. È

⁷ Cfr. Giardini D., *Geothermal quake risks must be faced*, in "Nature", n. 462, 2009.

da segnalare inoltre che, in particolare, la fonte biomassa può risultare in notevole sinergia con la fonte geotermica anche per quanto riguarda le aree di produzione. Infatti, utilizzando ad esempio le alghe, la loro coltivazione è enormemente favorita in ambienti con alti flussi di CO₂, che sono tipici della gran parte delle aree geotermiche.

Il quadro totale delle priorità di ricerca è rivolto a massimizzare le potenzialità della fonte geotermica per la produzione elettrica, tenendo conto delle peculiarità del territorio italiano caratterizzato da alta urbanizzazione e da elevato valore e vulnerabilità ambientale. Per questo, il quadro di sviluppo della geotermia prevede tecnologie capaci di inserirsi in maniera non invasiva nel territorio, e privilegia quindi lo sviluppo di impianti di piccola e media taglia, compatibili anche con ambienti altamente urbanizzati, interconnessi alla rete principale mediante sistemi di ‘smart grids’.

7. Possibili linee di policy

Per un reale decollo della geotermia in Italia, c'è bisogno di un impegno convinto delle Istituzioni relativamente a quattro direttrici fondamentali:

- 1) chiarificazione e semplificazione normativa ed autorizzativa;
- 2) realizzazione di impianti pilota con soluzioni innovative per la produzione di energia elettrica da fonte geotermica;
- 3) nuove normative nazionali e regionali per l'affidamento dei servizi di monitoraggio/controllo ambientale a soggetti terzi rispetto alle società che operano lo sfruttamento;
- 4) cofinanziamento di grandi progetti di esplorazione per ridurre il rischio minerario da parte di piccole/medie imprese interessate ad entrare nella geotermia ma con scarsa esperienza in campo minerario/geotermico;
- 5) adeguamento delle attuali tariffe per la produzione, soprattutto di energia elettrica, da fonte geotermica.

Il primo problema, ancora molto sentito a quasi due anni dall'entrata in vigore della nuova legge sulla geotermia (decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22 recante il *Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche, a norma dell'articolo 27, comma 28, della legge 23 luglio 2009, n. 99*⁸), è dovuto alla scarsa dimestichezza della quasi totalità delle Regioni italiane, alle quali è delegata la parte autorizzativa, con la materia. Il decreto legislativo ha rappresentato un importante passo in avanti nella giusta direzione di liberalizzare e semplificare le concessioni geotermiche, prevedendo anche incentivi sotto forma di riduzione o esenzione di *royalties* per le nuove tecnologie a ciclo chiuso (con emissioni nulle)⁹. Ciò

⁸ Pubblicato sulla G.U. del 24 febbraio 2010, n. 45.

⁹ È stata infatti prevista l'esenzione dal pagamento dei contributi ai Comuni nel caso di piccoli impianti di produzione elettrica a ciclo chiuso ed incentivata la sperimentazione con piccoli impianti a ciclo chiuso (con reiniezione del fluido geotermico).

nonostante, la scarsa familiarità delle Regioni con la materia ha prodotto forti ritardi, legati in particolare all'interpretazione non univoca delle stime di impatto ambientale, specialmente per le perforazioni. Il problema della difficoltà delle Regioni ad espletare un effettivo controllo e valutazione dell'impatto ambientale dell'utilizzo della risorsa geotermica, in particolar modo per la produzione elettrica, si ricollega direttamente alla problematica richiamata al punto 3. Infatti, nella prospettiva di un utilizzo diffuso e capillare della risorsa geotermica su buona parte del territorio nazionale, guidato principalmente da piccoli e medi operatori senza grande esperienza mineraria, si pone fortemente il problema del monitoraggio del territorio e dei relativi controlli ambientali. Finora, l'unico produttore geotermoelettrico italiano, l'ENEL, ha provveduto in proprio al controllo sismico, geodetico e geochimico dei territori utilizzati per la produzione elettrica. Ciò è stato possibile per le dimensioni economiche della società, per la sua esperienza maturata in quasi cento anni di attività nel settore ma soprattutto perché, fino a poco più di un decennio fa, l'ENEL era un'impresa a partecipazione statale.

Ciò nonostante, però, non sono mancati e non mancano i problemi di accettabilità sociale. In particolare, gli impianti del Monte Amiata, caratterizzati da fluidi generalmente più aggressivi e più ricchi di inquinanti rispetto a quelli di Larderello, sono da oltre dieci anni al centro di una violenta polemica tra ambientalisti, Regione ed ENEL. Questa polemica è alimentata sia dall'emissione in atmosfera dei fluidi profondi (con notevoli quantità di arsenico, mercurio, acido solfidrico), sia per il sospetto che l'emungimento continuo di fluidi dal serbatoio geotermico, con conseguente diminuzione di pressione, possa aver causato l'abbassamento della falda potabile sovrastante, che fornisce acqua potabile a molte aree della Toscana e del Lazio. In generale, la polemica ambientalista è causata soprattutto dal sospetto che l'ENEL, che opera in proprio il monitoraggio e il controllo delle aree geotermiche, non sia attendibile, a causa del conflitto d'interesse, nel fornire i dati relativi alle problematiche ambientali. C'è da dire che il problema sarebbe estremamente mitigato, in pratica annullato, se gli impianti dell'Amiata utilizzassero, come tutti gli impianti geotermoelettrici moderni, la tecnologia della ri-condensazione e successiva re-immissione in falda dei fluidi geotermici in uscita dalle turbine. In ogni caso, la vicenda richiama il problema più generale che, nella produzione geotermica, è importante che il controllo e il monitoraggio ambientale vengano affidati ad una Istituzione terza. Tale necessità è enormemente più sentita nel caso di ampliamento del mercato anche con piccoli e medi operatori, ipotesi tutto sommato auspicabile e di fatto già prefigurata dalle attuali richieste di permessi da parte di una molteplicità di operatori geotermici, che si apprestano a gestire impianti di taglia medio-piccola diffusi sul territorio. Sebbene le moderne tecnologie di produzione elettrica da fonte geotermica prevedano in ogni caso la re-iniezione dei fluidi ed abbiano quindi, in teoria, un modestissimo impatto ambientale, il monitoraggio delle emissioni, della possibile sismicità indotta e delle possibili deformazioni del suolo indotti da una gestione impropria della risorsa, rappresentano una necessità fondamentale, per questioni oggettive e per evitare l'insorgere di polemiche alimentate dall'incertezza sulla situazione reale.

Per gestire al meglio il futuro sviluppo della geotermia in Italia le Istituzioni nazionali o le singole Regioni potrebbero stipulare apposite convenzioni per il monitoraggio delle aree geotermiche, con Istituzioni pubbliche di ricerca dotate di efficaci infrastrutture di monitoraggio sul territorio. Il controllo dell'impatto ambientale della geotermia sarebbe quindi affidato ad Istituzioni pubbliche, autorevoli e scevre da conflitto d'interesse, a tutto vantaggio della qualità e credibilità dei dati, per la tranquillità dei cittadini. Il costo delle convenzioni di monitoraggio potrebbe inoltre, in parte o completamente, essere addebitato alle imprese di produzione geotermoelettrica, che avrebbero comunque il vantaggio di evitare di accollarsi in prima persona i costi di acquisto e gestione di imponenti attrezzature e sofisticato *know-how*.

Per quanto riguarda la realizzazione di impianti pilota, il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (recante l'*Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*) prevede che gli operatori interessati possano richiedere al Ministero dello Sviluppo Economico concessioni su piccole aree selezionate in cui la presenza della risorsa è acclarata, per la realizzazione di impianti sperimentali a ciclo chiuso di piccola taglia (fino a 5 MW). Tale iniziativa è certamente positiva, in quanto va nella direzione di incoraggiare la sperimentazione di tecnologie sostenibili ed eco-compatibili, che consentano lo sviluppo della geotermia anche in aree altamente urbanizzate. Un ulteriore passo in avanti è l'incentivazione, di natura economica, per la realizzazione di impianti pilota per la produzione di energia elettrica prevista dal POI "Energie rinnovabili e risparmio energetico" 2007-2013, nelle regioni della Convergenza in una specifica linea di intervento, nell'Asse 1.3 "Interventi innovativi di utilizzo della fonte geotermica" e con una dotazione iniziale di 190 milioni di euro, ridotti successivamente nel corso del 2010 a 114 milioni. Nel citato decreto legislativo 3 marzo 2011 è fissato un tetto, a livello nazionale, di 50 MW massimi di concessione per impianti sperimentali, con un limite di 15 MW per ogni operatore. Si potrebbe innalzare la soglia nazionale a 100 MW, in modo da consentire una più variegata partecipazione di investitori interessati e di tipologie di impianti. In Italia, infatti, è cruciale dimostrare attraverso impianti sperimentali di concezione moderna, che la geotermia, utilizzata in modo oculato, può essere adatta anche in aree fortemente urbanizzate, con un modello di sviluppo concentrato sia su piccoli e medi impianti diffusi sul territorio sia con poche grandi centrali di alta potenza.

Un altro problema da affrontare, che limita ancora fortemente l'investimento geotermico in Italia o comunque lo canalizza soltanto nelle aree già note per le esplorazioni dei decenni passati, rimanda al richiamato punto 4 e cioè alla difficoltà della maggior parte delle piccole e medie aziende energetiche, senza esperienza nel campo minerario/geotermico, a sostenere ed anche a valutare il cosiddetto 'rischio minerario'. Il rischio minerario è, nel caso della geotermia, quello di reperire, alla fine di una costosa campagna di esplorazione e caratterizzazione del territorio, risorse significativamente inferiori a quelle minime preventivate per un ritorno economico. Questo problema può essere affrontato in due modi. La prima strategia, "attiva", consiste nel cofinanziare a livello nazionale e/o regionale, grandi progetti di esplorazione geotermica, affidati ad operatori pubblici/privati con il forte

coinvolgimento delle Università ed Enti di ricerca in affiancamento ad aziende interessate all'investimento geotermico. La seconda strategia consisterebbe nell'incentivazione dell'esplorazione geotermica del territorio nazionale da parte dei privati mediante la stipula di apposite assicurazioni sul rischio minerario, coperte in buona parte da capitale pubblico. La strategia migliore sarebbe probabilmente intraprendere entrambe le strade, con il lancio di grandi progetti di esplorazione con partecipazione pubblico/privata, ed una copertura parziale dei rischi minerari per le società che vogliono investire autonomamente su aree con risorse ancora in gran parte incognite.

L'ultima questione, estremamente importante per un reale decollo della geotermia in Italia, riguarda le tariffe. Attualmente, la tariffa omnicomprensiva per impianti di potenza fino ad 1 MWe è di 0,2 €/kWh, la più bassa tra tutte le fonti rinnovabili. Per la produzione da impianti superiori ad 1 MWe, il prezzo attuale, comprensivo delle quote verdi, si attesta al massimo a 0,17 €/kWh. Sebbene la grande potenzialità di alcune aree selezionate in Italia renda comunque economicamente appetibile la produzione geotermoelettrica anche con tali tariffe, gran parte del territorio italiano potenzialmente produttivo è di fatto economicamente molto poco attrattivo.

Per fare un esempio, il grande impulso che la geotermia sta avendo in Germania è dovuto all'impegno federale e dei singoli *Länder* nell'incentivazione, sia con la copertura parziale delle spese del progetto geotermico che con tariffe che già oggi sono vicine a 0,25 €/kWh e si porteranno in breve fino a 0,30 €/kWh.

In definitiva, in Italia, una tariffa di 0,20-0,22 €/kWh (garantita per almeno 20 anni) e una copertura di tipo assicurativo del rischio minerario sarebbero sufficienti per un fortissimo sviluppo della geotermia classica in sistemi idrotermali naturali, mentre una tariffa tra 0,25 e 0,30 €/kWh, comunque pari o minore di quelle garantite per altre rinnovabili, permetterebbe una crescita anche di tecnologie più costose, come l'EGS, capaci però di produrre in aree non sfruttabili con i metodi classici.

Sarebbe infine importante che l'incentivo premiasse soltanto gli impianti ad emissione minima o nulla, e comunque a re-iniezione quasi totale del fluido geotermico. Un tale indirizzo scoraggerebbe del tutto l'utilizzo di vecchie tecnologie ad emissione libera in aria, e spingerebbe gli operatori ad investire nella minimizzazione dell'impatto ambientale, in particolare all'abbattimento totale dei gas incondensabili, problema che altrimenti potrebbe in alcuni casi rivelarsi oneroso.

PARTE TERZA
INDAGINE TERRITORIALE

GLI OPINION LEADER DELLE RINNOVABILI
I RISULTATI DI UN'ANALISI EMPIRICA**1. Premessa**

I dati economici e finanziari presenti per il comparto delle rinnovabili mettono in risalto tutta l'importanza che lo stesso ha per lo sviluppo di ogni sistema territoriale. Le possibilità che ogni singola area ha in tema di rinnovabili, la propensione a sfruttarle e le condizioni di utilizzo delle stesse influenzano, infatti, in modo decisivo la competitività dei diversi sistemi produttivi e per questo rappresentano elementi fondanti della dimensione economica e sociale dello sviluppo sostenibile.

Le problematiche tipiche di questo settore ed i loro effetti sull'economia rappresentano, quindi, una sfida per ogni paese nel percorso teso al raggiungimento degli obiettivi inizialmente posti; al contempo, i possibili investimenti nel comparto costituiscono un'opportunità di crescita economica per l'intero sistema.

Sostenibilità energetica e rinnovabili sono, quindi, diventati due tra i principali temi all'attenzione e di discussione nello scenario politico e culturale; ed è proprio nell'ambito di tale scenario che si inserisce la presente indagine. Grazie ai componenti di un *Advisory Board* di alto livello - rappresentanti della sfera pubblica e di quella privata, e ad entità del mondo della finanza di elevato profilo - sono stati, infatti raccolti contributi, indirizzi strategici e testimonianze privilegiate che hanno permesso di tracciare un quadro puntuale dei fenomeni e dei cambiamenti in atto nell'ambito del comparto in esame con riferimento ai principali temi che lo contraddistinguono.

Sulla base dei numerosi ed autorevoli apporti è stato, quindi, possibile leggere in maniera comparata e trasversale l'insieme delle specificità che caratterizzano il sistema delle rinnovabili in Italia, delineando non solo lo stato attuale del comparto, ma anche le sue criticità, i modi per superare gli ostacoli alla sua crescita e le prospettive future.

Nello specifico, l'indagine ha interessato quattro categorie di interlocutori: le istituzioni, le associazioni di categoria specializzate e non, le imprese e il mondo della finanza. All'interno di ciascuna categoria sono state individuate delle realtà con le quali ci si è prefissato di approfondire determinate tipologie di argomenti, con un occhio particolare al territorio meridionale ed al bacino del Mediterraneo; tutti gli interlocutori contattati hanno dato la disponibilità ad offrire il proprio contributo ed hanno, quindi, permesso di tracciare un ampio scenario della situazione in essere.

Si riportano di seguito le elaborazioni delle interviste e dei contributi pervenuti in riferimento a ciascuna delle categorie citate.

2. Le strategie delle Istituzioni pubbliche del settore

Tra i diversi soggetti coinvolti nel “sistema energia” del nostro Paese, le Istituzioni pubbliche hanno un ruolo determinante nell’attuazione delle scelte di politica energetica, in particolare attraverso il supporto all’espansione dell’utilizzo delle fonti rinnovabili, il sostegno all’efficienza energetica ed all’innovazione tecnologica, anche attraverso attività di ricerca e sviluppo, mediante la promozione della concorrenza e di un efficiente funzionamento del settore e, infine, assicurando fruibilità, diffusione e adeguati livelli di qualità dei servizi offerti dai diversi operatori.

Per questa indagine, in particolare, sono state intervistate due entità chiave di tale panorama nazionale:

- il *Gestore dei Servizi Energetici – GSE* nella figura del Direttore Operativo Gerardo Montanino;
- il Dipartimento Impresa e Internazionalizzazione del *Ministero dello Sviluppo Economico* nella figura dei Dirigenti Adriana Mauro e Vincenzo Zezza.

Con il primo di tali due incontri si è voluto tracciare un quadro generale della situazione in essere per il comparto delle rinnovabili, focalizzando l’attenzione non solo sull’attuale configurazione dello stesso, ma anche su quelle che si ritiene debbano essere le linee di sviluppo da perseguire per il futuro. Con il secondo incontro, invece, si è voluto approfondire le linee strategiche per lo sviluppo e la competitività del sistema energetico italiano nell’ambito del più ampio sistema produttivo nazionale. A tal fine, l’intervista è stata focalizzata sul Programma Industria 2015, il disegno di legge sulla politica industriale varato dal governo italiano nel 2006.

2.1 La view del GSE: il trinomio obiettivi-incentivi-tecnologia

Nell’ambito del panorama energetico nazionale, al Gestore dei Servizi Energetici – GSE competono numerosi incarichi che, con il recente Decreto Legislativo 28/2011 si sono ulteriormente accresciuti con il riconoscimento di nuovi compiti in tema di rinnovabili. In aggiunta ai numerosi incarichi per l’incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e della cogenerazione, infatti, il recente Decreto Legislativo ha affidato al GSE la responsabilità dell’incentivazione delle fonti rinnovabili di energia nel settore termico, del monitoraggio del settore energetico, al fine di verificare il raggiungimento dei target al 2020, e la predisposizione del documento biennale da presentare alla Commissione Europea per dimostrare i progressi compiuti nel percorso finalizzato al raggiungimento di tali obiettivi.

Il GSE, inoltre, ha il compito di gestire i servizi di ritiro dedicato e di scambio sul posto, oltre che di monitorare la correttezza degli obblighi di acquisto di certificati verdi posti a carico di produttori e importatori di energia da fonti non rinnovabili (Decreto 79/99).

Lo scenario delineato dal GSE nel corso dell’intervista effettuata pone le sue basi su tre questioni di primaria importanza per il comparto:

-

- gli obiettivi comunitari da raggiungere per il 2020;
- il sistema incentivante in essere e/o da adottare il vista degli stessi;
- l'importanza di puntare sulle filiere tecnologiche nazionali.

La prima considerazione riguarda, quindi, gli **obiettivi del 20-20-20**.

Il traguardo posto per il 2020, in particolare, si configura – ad avviso del Gestore dei Servizi Energetici – come una meta sfidante ma raggiungibile (prova ne è il fatto che per il fotovoltaico la quota di 8.000 MW al 2020 è già stata raggiunta e il nuovo obiettivo sarà superiore ai 20.000 MW) che, se da un lato pone l'attenzione sulle fonti rinnovabili, dall'altro richiede di agire anche sull'efficienza energetica. Il target del 17%, infatti, si riferisce al rapporto tra consumi di energia da fonti rinnovabili e consumi totali di energia; di conseguenza, agire sull'efficienza significa ridurre il denominatore e, quindi, la quota di consumo di energia da fonti rinnovabili necessaria per raggiungere l'obiettivo imposto dall'UE.

È, poi, auspicabile che l'obiettivo nazionale venga ripartito, in considerazione delle singole peculiarità territoriali, tra le diverse Regioni (*burden sharing*)¹ in modo da poter attuare le politiche energetiche più opportune ed eventualmente prevedere le giuste modalità per uno scambio di energia tra le stesse (o meglio, tra quelle eccedentarie e quelle deficitarie rispetto ai propri obiettivi). Va, inoltre, detto che solo nel momento in cui la quota sarà ripartita sarà possibile individuare a chi attribuire la responsabilità dell'eventuale mancato raggiungimento dell'obiettivo nazionale e, quindi, eventualmente ascrivere le penali addossate all'Italia.

Più complesse sono, invece, le riflessioni relative al **sistema incentivante** in essere; riflessioni che devono necessariamente tener conto delle differenze esistenti per le diverse tipologie di fonti. Particolarmente sentita è la situazione registrata per il comparto del fotovoltaico per il quale il Governo ha previsto (con il Decreto 28/2011) l'interruzione del Terzo Conto Energia limitandone l'applicazione agli impianti con entrata in esercizio entro maggio 2011, pur impegnandosi ad approvare entro aprile il Quarto Conto Energia per gli impianti con entrata in esercizio dopo tale data.

Con tali provvedimenti il Governo ha inteso rivedere l'entità degli incentivi, anche in considerazione di quella che è la situazione negli altri paesi europei (in Germania, ad esempio, essi sono pari a circa un terzo di quelli italiani). Per il futuro degli incentivi alle rinnovabili, quindi, la strada auspicabile è quella di ridurre gradualmente la loro entità, erogandoli nella misura strettamente necessaria ed evitando gli eccessi che non fanno bene ad un sano sviluppo della filiera. È previsto, inoltre, che il nuovo apparato privilegi gli impianti sui tetti piuttosto che quelli a terra, sia per sfruttare spazi non altrimenti utilizzabili, sia per garantire la vicinanza della produzione ai centri di consumo. Ultimo dei 3 punti chiave riguarda la **tecnologia** associata alle filiere in

¹ Si segnala che nel novembre 2011 il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato il Decreto recante le disposizioni in tema di “Ripartizione fra Regioni e Province autonome di Trento e Bolzano della quota minima di incremento dell'energia prodotta con fonti rinnovabili e la disciplina delle modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle Regioni e delle Province autonome” (c.d. *Burden Sharing*).

oggetto e, in particolare, l'impegno profuso in ricerca e sviluppo. Ad avviso del GSE, in Italia tali attività non hanno avuto la rilevanza necessaria - segno di una mancata fiducia nel comparto - e, di conseguenza, il tessuto imprenditoriale di riferimento nazionale occupa, spesso, solo posizioni marginali nell'ambito della filiera complessiva. Si dovrebbe, per il futuro, cambiare prospettiva in modo da ridurre il *gap* esistente con gli altri paesi attraverso una migliore valorizzazione della componentistica di qualità presente sul nostro territorio nazionale. La figura che segue riporta un quadro di sintesi delle riflessioni sopra esposte.

Il trinomio obiettivi-incentivi-tecnologia

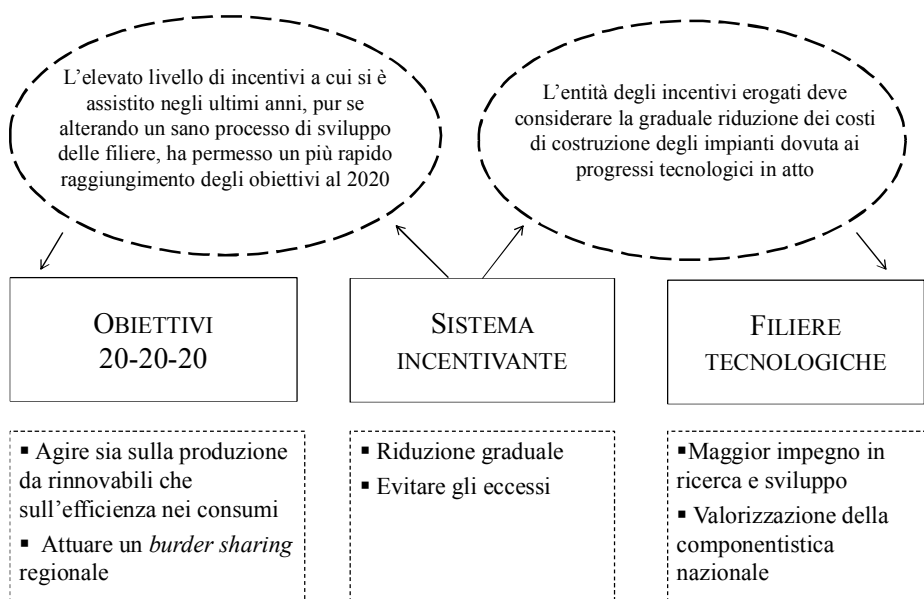


FIGURA 1 - FONTE: elaborazione SRM

2.2 Il Programma Industria 2015

Il Programma Industria 2015, delineato dal Governo nel 2006, stabiliva le linee guida per il riposizionamento strategico e competitività del sistema industriale italiano nell'ambito dell'economia mondiale. Lo strumento cardine di tale Programma era costituito dai progetti d'innovazione industriale la cui intuizione principale è stata quella di individuare a monte alcune aree tecnologiche – considerate strategiche per lo sviluppo della competitività – e orientare su tali aree l'intervento da attuare, concentrandolo soprattutto su progetti di ricerca e innovazione. In altri termini, l'obiettivo principale dei progetti è stato quello di concentrare interventi e risorse su ricerca e innovazione, esercitando un'azione di traino per il sistema industriale che ne promuovesse il salto competitivo e tecnologico. L'individuazione delle aree, in

particolare, partiva da un concetto nuovo di filiera produttiva: si abbandonava la politica industriale per settori e si identificavano delle aree tecnologiche che coinvolgono in maniera trasversale vari settori. Ad esempio, nello sviluppo di tecnologie per l'efficienza energetica o per il *made in Italy* sono state coinvolte imprese e attività appartenenti sia ai settori industriali sia al mondo dei servizi e a quello commerciale. C'è stata, quindi, un'integrazione tra industria e servizi con il conseguente abbandono degli interventi settoriali. Partendo da tali considerazioni, il legislatore ha, quindi, individuato 5 aree tecnologiche:

- efficienza energetica (comprensente anche le fonti rinnovabili);
- mobilità sostenibile;
- nuove tecnologie per il *made in Italy*;
- nuove tecnologie per i beni culturali e le attività turistiche;
- tecnologie della vita.

In termini geografici Industria 2015 è trasversale su tutto il territorio nazionale; le differenze riguardano solo il piano di ricerca o di sviluppo. Un requisito vincolante riguarda, invece, la dimensione minima dei programmi, fissata alla soglia dei 10 milioni di euro; nonostante ciò, dai dati a consuntivo è emerso come i progetti pervenuti sono ben oltre la soglia minima con un valore medio dell'ordine dei 15 milioni di euro e con progetti che raggiungono anche i 30 milioni. Un ulteriore punto su cui si è insistito è la collaborazione, ossia la presentazione di progetti che prevedono la partecipazione di più soggetti (minimo 2), tra i quali almeno un organismo di ricerca, in modo da spingere verso una direzione considerata strategica per lo sviluppo. Il progetto sull'efficienza energetica, nello specifico, è stato formalmente adottato nel 2008; a seguire è stata avviata l'azione di incentivazione attraverso l'emanazione di un bando per la chiamata di progetti da esaminare, selezionare e finanziare con i fondi a disposizione. Nel fare ciò, sono state totalmente recepite le indicazioni di carattere tecnico stabilite dal progetto e, quindi, sono stati individuati due possibili ambiti d'azione per le iniziative da intraprendere. Per tale settore il ruolo del responsabile di progetto – figura chiave del nuovo strumento - è stato rilevante: sulla base delle sue conoscenze e delle informazioni acquisite nei suoi incontri con i vari *stakeholders* egli ha dovuto prendere delle decisioni precise circa la linea da seguire. Ne è un esempio il fatto che il solare termico, seppur fonte di primaria importanza, non è stato citato nel progetto: ciò perché le proposte pervenute non state ritenute innovative. In altri termini, il responsabile di progetto ha ritenuto che su tali aree non ci fosse una propositività tale da giustificare un intervento legato alla ricerca e all'innovazione. Tutte le altre aree presenti nel bando, invece, sono state scomposte in due ambiti:

- ad alto potenziale innovativo per le azioni in cui vi era bisogno di un maggior sforzo in termini di ricerca (ad esempio, tutto quanto riguarda le celle a combustione);
- ad alto potenziale applicativo per quelle in cui l'esigenza principale riguardava lo sviluppo.

Inoltre, il bando in esame, pur seguendo la tipologia classica, si è spinto quasi a dare la specifica tecnica del prodotto atteso. Per il fotovoltaico, ad esempio, è stato

escluso quello di prima generazione perché non più interessato da ricerca e sviluppo; è stato, invece, accolto quello di seconda generazione e, quindi, i film sottili (al massimo integrati nel materiale dell'edilizia). Analogamente è stato escluso quello di terza generazione che necessita, piuttosto, di ricerca di base.

Altra novità di Industria 2015 è stata quella di prevedere la possibilità, entro certi limiti, della partecipazione di imprese estere; partecipazione legata all'opportunità da parte dei partner stranieri di apportare in Italia eventuali competenze qui non presenti. Un esempio è quello relativo alle celle a combustibile di tipo tubolare: l'Italia non ha esperienza in merito e vi è un progetto che prevede la partecipazione di un'azienda americana leader mondiale del comparto. In riferimento ai soggetti coinvolti, inoltre, per i programmi sull'efficienza energetica si è verificata, in media, la presenza di 11 partner con capofila una media/grande impresa dotata della forza necessaria per competere sui mercati internazionali. Questa è affiancata da un paio di altre imprese medio/grandi (che sono in genere quelle che realizzano i moduli innovativi più importanti) e da qualche impresa piccola/micro (in media 4) che spesso sono quelle che apportano il componente o l'idea innovativa per la ricerca e che possono essere anche degli *spin off* universitari ad alta intensità di ricerca. L'aspetto imprenditoriale è stato, poi, affiancato dai centri di ricerca (2 o 3 pubblici ed uno privato o misto) che, nella geografia del progetto, si configurano come i trasferitori della conoscenza; svolgono, cioè, un ruolo di intermediazione per consentire a tutti i diversi soggetti di dialogare tra loro. Nell'area in esame, come si è già accennato, rientrano anche i progetti per le fonti rinnovabili. Questi, in particolare, sono la maggior parte in termini numerici (25 sui 37 finanziati) ma sono più piccoli in termini di volumi movimentati e di soggetti coinvolti. Nello specifico, gli interventi in rinnovabili rappresentano il 67% dei progetti energetici e il 69% dei relativi investimenti.

In termini qualitativi, invece, delle iniziative molto interessanti hanno riguardato lo sviluppo delle celle fotovoltaiche a film sottile ed i sistemi fotovoltaici integrati in componenti per l'edilizia. Per il termodinamico, invece, ci sono stati due progetti. Il primo era già stato in precedenza originato dall'ENEA e, attraverso *Industria 2015*, ha visto lo sviluppo della parte di ricerca applicata e sviluppo industriale; mentre il secondo era relativo alla tecnologia complementare. A seguito di questi due progetti, inoltre, i soggetti industriali coinvolti si sono uniti per la costituzione di un'Associazione sul solare termodinamico, dando così vita ad Avest.

3. L'outlook delle imprese e della finanza

La transizione del complesso panorama energetico verso le energie rinnovabili implica un cambio di paradigma nel modo di produrre e consumare l'energia che coinvolge anche aspetti di carattere organizzativo e gestionale delle imprese del settore e comporta implicazioni sull'economia territoriale.

Il diverso dimensionamento delle società interessate e le differenti caratteristiche degli ambiti di azione di ciascuna di esse, sono alcuni dei fattori che hanno consolidato la necessità di effettuare un'indagine diretta sul campo contattando le aziende coinvolte

nello sviluppo del comparto. L'indagine ha interessato imprese che stanno investendo sul territorio meridionale e che rappresentano attori di livello mondiale ed ha consentito, attraverso colloqui diretti con esponenti delle società, di integrare e perfezionare la conoscenza dei fenomeni e dei profondi cambiamenti in atto negli assetti sociali e territoriali. Trattare il tema dell'energia senza perdere di vista il territorio è indispensabile per la valutazione di un modello di sviluppo energetico che rispetti le peculiarità e le vocazioni delle diverse entità territoriali coinvolte. Non si può tralasciare che il sistema energia estenda i propri effetti sull'economia locale, sulla produttività e attrattività di un'area, sull'ambiente, sul sociale e l'indagine territoriale ha consentito di interpretare con la voce di chi "nel e col settore ci lavora", le sezioni bibliografiche e statistiche mettendo in evidenza aspetti di grande interesse non rinvenibili in altro modo, completando l'analisi del settore con informazioni, dati e documenti forniti dalle stesse società. Il settore delle energie rinnovabili, in questi ultimi anni, ha avuto una forte espansione spinto da un sistema di incentivi largamente proficui e, pertanto, dalla possibilità di realizzare investimenti molto remunerativi. Questo aspetto ha permesso il coinvolgimento di ingenti capitali e di conseguenza il vivo interesse da parte delle banche e del mondo della finanza in generale.

Dato che nel settore dell'energia si muovono sia privati sia imprese di diversa dimensione e variegata esigenze, la finanza agisce su un piano complesso dove sceglie i suoi terreni di confronto con diverse ipotesi di remunerazione, sia relativamente ai tempi di ritorno sull'investimento sia in relazione alle opportunità di legare i clienti nelle diverse categorie di utilizzo in relazione alla tipologia di progetto da finanziare. Le iniziative energetiche, infatti, spaziano tra dimensioni e complessità molto diverse tra loro: *non esistono solo quelli di grande rilevanza* (il finanziamento del gasdotto, delle *grandi wind farms e solar park*, dei progetti offshore), *finanziati col project financing*; ci sono anche progetti più piccoli che, finanziabili privatamente attraverso la collaborazione con banche che propongono strumenti diversi a seconda delle necessità, riescono a soddisfare le necessità di PMI o comunità più ristrette (comunità montane, paesi di medie dimensioni, ospedali ecc.) nel pieno rispetto dell'ambiente (la finanza per l'impianto a biogas oppure al mini-idro). Il sistema bancario si sta muovendo in questa direzione, offrendo alle famiglie e alle imprese un'ampia gamma di prodotti dedicati, mentre gli enti e le istituzioni, pubbliche e private, si stanno impegnando nella valorizzazione delle risorse a disposizione attraverso la creazione di strumenti finanziari agevolati.

3.1 I protagonisti dell'indagine territoriale

Il variegato *panel* di industrie individuate per questa indagine è derivato dall'esigenza di incontrare di volta in volta le società più rappresentative dei diversi segmenti del settore: per tali ragioni la scelta ha riguardato industrie protagoniste a livello internazionale della produzione e della distribuzione energetica da fonti sia tradizionali sia rinnovabili, nonché la società leader della trasmissione energetica nel nostro Paese. Nel dettaglio gli incontri sono avvenuti con:

- Per la produzione e la distribuzione di energia e per la generazione da fonti rinnovabili:
 - Edison, uno dei principali operatori in Italia nel settore dell'energia, attivo dall'approvvigionamento alla produzione e vendita di energia elettrica e di gas. Nel settore dell'energia elettrica è il secondo operatore italiano per la produzione di elettricità, con una quota di mercato pari al 19,1% del totale nazionale. Negli idrocarburi, Edison ha una presenza integrata nella filiera del gas naturale, dalla produzione all'importazione, distribuzione e vendita, con una quota della Disponibilità Edison/Fabbisogno totale Italia pari al 19,1%.
 - Enel Green Power, la società del Gruppo Enel che è la prima realtà italiana con un business integrato a livello internazionale nel settore delle fonti rinnovabili di energia. Oltre che in Italia, Enel Green Power è presente in altri paesi in Europa, America Latina e Nord America. È leader di settore a livello mondiale con circa 22 miliardi di kilowattora prodotti da acqua, sole, vento e calore della terra.
- Per la trasmissione di energia:
 - Terna, Rete Elettrica Nazionale SpA che è il gestore e il principale proprietario della Rete di Trasmissione Nazionale di energia elettrica ad alta tensione con circa 63 mila km di linee su tutto il territorio nazionale.

Un altro aspetto innovativo di questa indagine è caratterizzato dall'analisi a livello territoriale del complesso mondo della finanza mediante il coinvolgimento di una struttura che ha avuto, sta avendo e verosimilmente avrà, un importante impatto sulla configurazione e sugli investimenti del comparto. È stata, infatti, interessata da questo lavoro la struttura di un gruppo bancario leader in Italia ed in Europa, *Intesa Sanpaolo*, da sempre molto attento alle tematiche ambientali, come confermato – a titolo di esempio - anche dal prestigioso riconoscimento ottenuto nel 2008 del “*Green Globe Banking Award*”, destinato alle banche che tutelano e sostengono l'ambiente attraverso la promozione di iniziative ecosostenibili. Inoltre, Intesa Sanpaolo è stata la prima banca in Europa a ricevere nell'anno 2007 dalla Commissione Europea il riconoscimento di Official Partner di “*Sustainable Energy Europe*”, anche grazie al supporto del Ministero dell'Ambiente con il quale esistono accordi volti a incentivare la sensibilità verso le rilevanti tematiche dell'energia e dell'ambiente. La Banca si è recentemente aggiudicata il concorso “Innovazione amica dell'ambiente - 2009 GREEN ECONOMY: Percorsi e soluzioni per un nuovo sviluppo” ed è l'unica azienda italiana e tra sole 7 banche al mondo, ammessa nella classifica “Global 100 Most Sustainable Corporations” redatta dalla rivista “Corporate Knights”, dove sono stati presi in considerazione 10 indicatori (4 direttamente riferibili agli impatti ambientali) per definire le società maggiormente sostenibili al mondo.

Per la grande considerazione che Intesa Sanpaolo ha mostrato in materia di salvaguardia ambientale e per soddisfare le sempre più numerose richieste da parte degli imprenditori, Mediocredito Italiano (la banca per lo sviluppo degli investimenti delle PMI del gruppo Intesa Sanpaolo) ha creato il *Desk Energy*. Si tratta di una struttura specialistica interamente dedicata al comparto dell'energia rinnovabile con la

finalità di fornire supporto alle esigenze, non solo finanziarie, delle aziende interessate a sviluppare questo business. Per avere una visione più esaustiva del ruolo della finanza nello sviluppo dei progetti del settore delle energie rinnovabili sono state approfondite ulteriormente altre importanti forme di finanziamento di grande rilevanza in questo settore ovvero il *project financing* e i *project bond*. Si tratta di modalità applicative del Partenariato Pubblico Privato (PPP) per la realizzazione di opere infrastrutturali pubbliche e di pubblica utilità. Il PPP è una forma di cooperazione tra pubblico e privato in cui le rispettive competenze e risorse si integrano per realizzare e gestire opere infrastrutturali in funzione delle diverse responsabilità ed obiettivi. In un progetto di PPP la pubblica amministrazione affida all'operatore privato, sulla base di uno specifico contratto, l'attuazione di un progetto per la realizzazione di opere pubbliche e per la gestione del relativo servizio. In particolare, questo tipo di finanziamenti è rivolto alla realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che si caratterizzano per essere progetti con un tasso di crescita elevato, favoriti dai provvedimenti normativi che ne rendono vantaggiosa la gestione. Questi progetti inoltre si rivelano particolarmente adatti per il finanziamento su base *project finance*, ovvero senza garanzie finanziarie dei soci per il rimborso del debito e con leve finanziarie mediamente molto elevate, in quanto esprimono profili di rischio analizzabili e valutabili su base tecnico-statistica. Il *project finance*, tramite i concetti di segregazione contabile ed elevata leva finanziaria, rappresenta un potente moltiplicatore della capacità di realizzare progetti e, in definitiva, un motore di sviluppo per la crescita delle imprese. La principale garanzia per il rimborso dei finanziamenti è rappresentata dai flussi di cassa che il progetto è in grado di generare nell'arco di uno specifico periodo di tempo (fase di gestione). Per tale motivo esso viene valutato dai finanziatori principalmente per la sua capacità di sviluppare ricavi sufficienti a ripagare i prestiti ottenuti per il finanziamento del progetto stesso e a garantire una adeguata remunerazione del capitale investito.

Per tale sezione si è, quindi, fatto riferimento ai contributi di:

- Gruppo Intesa Sanpaolo, Mediocredito Italiano, Responsabile Presidio Settori Specialistici;
- Pricewaterhousecoopers Advisory SpA.

Complessivamente il *panel* delle figure coinvolte è così composto:

<i>Entità</i>	<i>Intervistato</i>
Edison	Responsabile Tematiche Ambientali Roberto Venafro
Enel Green Power	Responsabilità Unità Affari Regolamentari Felice Egidi
Terna	Direttore Affari Istituzionali Stefano Conti
Mediocredito Italiano – Gruppo Intesa Sanpaolo	Responsabile Presidio Settori Specialistici Stefano Melazzini
Pricewaterhousecoopers Advisory SpA	Senior Advisor Gabriele Ferrante Director Riccardo Maria Togni

3.2 I temi di discussione

Considerato il livello delle società contattate, il lavoro è stato strutturato sotto forma di punti di discussione in modo da consentire loro di utilizzare gli stessi come

riferimento iniziale per poi argomentare in maniera più ampia le loro attività, le loro strategie di sviluppo e gli interessi che hanno e che potrebbero ancora maturare verso il settore delle energie rinnovabili. Sono state affrontate tematiche di carattere gestionale, strategico e programmatico, con la finalità di verificare il livello di comprensione dei problemi generali del settore, avendo l'opportunità di reperire ulteriori informazioni sui fenomeni e le iniziative in atto e individuare quali siano per l'interlocutore le priorità di intervento per l'azienda, nonché le debolezze e i fattori di criticità del sistema in cui essa opera. L'analisi delle risposte fornite ha consentito di enucleare alcuni argomenti principali che offrono in modo immediato la percezione delle specificità e degli approcci condivisi delle società intervistate in merito ai temi affrontati.

Di seguito si riporta il prospetto articolato delle tematiche esaminate, per ciascuna delle quali è stato fornito un sintetico chiarimento:

- *il sistema energetico della società* per conoscere la storia della società, i suoi ambiti di azione, la *mission* e i principali progetti e iniziative sui quali stanno lavorando;
- *gli orientamenti strategici comunitari in tema energetico (obiettivi 20-20-20)* per comprendere la posizione delle società in merito agli obiettivi fissati dalla Commissione Europea e analizzare le strategie e le azioni che le società hanno pianificato per far fronte a tali orientamenti nonché eventuali proposte in merito;
- *il sistema incentivante per lo sviluppo delle fonti rinnovabili* per approfondire il grado di soddisfazione e le aspettative che le società hanno verso il sistema di incentivazione applicato nel nostro Paese, conoscerne le rigidità ed esaminare i suggerimenti che le società propongono per farvi fronte;
- *la presenza nel Mezzogiorno* per comprendere i fattori di attrattività e le criticità dell'area, gli interessi delle società e gli investimenti in essere o pianificati verso questo territorio;
- *le iniziative di sviluppo nel Mediterraneo* per valutare l'interesse delle società relativamente al bacino del Mediterraneo, nonché gli investimenti in essere o pianificati verso quest'area.

L'intervista relativa alla finanza è stata predisposta in modo peculiare per mettere in rilievo il ruolo, la *mission* e i prodotti della struttura. Anche in questo caso sono state affrontate diverse tematiche allo scopo di conoscere da vicino, per voce degli operatori, al di là delle informazioni reperibili nelle forme consuete, le peculiarità del settore e le criticità maggiormente diffuse nell'ambito delle operazioni finanziarie inerenti il settore energia. In linea di massima gli argomenti affrontati sono riconducibili alle seguenti tematiche:

- *attenzione del sistema finanziario verso il comparto* per percepire la sensibilità del sistema al finanziamento delle iniziative nell'ambito delle rinnovabili; valutare verso quali forme di energia alternativa è rivolto maggiore interesse;
- *criticità maggiormente diffuse nell'ambito delle operazioni finanziarie inerenti il settore energia* per comprendere la complessità, la durata, le professionalità richieste dalle operazioni di finanziamento nel settore;

- *i servizi offerti* per conoscere le esigenze finanziarie dei soggetti che intendono affrontare investimenti in questo settore, gli ambiti di competenza e in quali attività si dispiega l'intervento della Struttura; rilevare le operazioni più significative concluse dalla struttura con particolare riferimento al territorio meridionale;
- *le strategie di sviluppo della struttura nell'ambito del settore energetico* per apprendere le linee di sviluppo della struttura in ambito energetico.

3.3 Le risultanze delle interviste alle imprese

Al fine di identificare le peculiarità e gli approcci condivisi in merito alle tematiche affrontate, tutte le interviste sono state lette in una visione di insieme.

Principali progetti e iniziative per lo sviluppo delle rinnovabili

Tutte le società intervistate hanno in corso dei progetti per lo sviluppo delle energie rinnovabili. Enel Green Power può sicuramente vantare una forte expertise nelle due fonti storiche del geotermico e dell'idroelettrico alle quali si affianca l'eolico che, rispetto alle prime due, cresce molto in considerazione dei tempi più brevi di sviluppo/installazione. La società ha al riguardo messo in funzione la prima parte di quello che sarà il suo principale impianto eolico in Italia: sono stati collegati alla rete elettrica 40 dei 90 Mw di potenza installata previsti dalla centrale di Portoscuso in Sardegna. Quando le 39 turbine saranno tutte in attività, l'impianto produrrà 185 milioni di kWh l'anno, pari ai consumi di circa 70.000 famiglie. La società, comunque, ha sviluppato competenze in riferimento a tutte le filiere tecnologiche oggi presenti sul mercato. Grande attenzione è posta sull'idroelettrico (il cui mercato italiano è ormai maturo) per il quale è prevista l'installazione di nuove centrali nell'America Latina e Centrale e sul geotermico che vede come aree interessanti il Sud America e gli Stati Uniti. I piani di sviluppo in Europa, dal canto loro, si sono concentrati su Grecia e Romania, in modo da cogliere le vantaggiose opportunità fornite da questi mercati.

È previsto, inoltre, un piano di sviluppo in Francia in linea con le opportunità e le regole previste dall'attuale quadro normativo.

È stata, poi, promossa la ricerca di nuove opportunità per il settore idroelettrico sia per i progetti di nuova costruzione che per le concessioni. Enel Green Power, infine, attraverso il progetto *Archetype*, partecipa al programma finanziario europeo "NER 300" che ha lo scopo di sostenere progetti dimostrativi nel settore della cattura e dello stoccaggio di CO₂. Sulla base di queste iniziative, gli obiettivi di crescita per i prossimi anni prevedono il superamento della quota di 10 GW di potenza installata a livello mondiale. L'attenzione di Edison, invece, si concentra soprattutto sulla fonte eolica per la quale la capacità produttiva si attesta intorno ai 417 MW di potenza installata. È, inoltre, in costruzione un ulteriore impianto da 54 MW. Vi è un interesse anche per le altre filiere, quali mini idro, biomasse – seppur caratterizzate da un grado di incertezza legato alla necessità di un bacino di approvvigionamento continuo – e fotovoltaico. Per quest'ultimo, in particolare, ad oggi sono stati installati circa 13 MW, per lo più nei siti di proprietà della Società e presso clienti. Per le biomasse, invece, la potenza installata

è di circa 6 MW con un impianto in provincia di Belluno che utilizza biomassa solida legnosa (residui di bosco, agricoli e scarti di falegnameria) soprattutto da filiera corta (reperibile, cioè, nel raggio di 70 km). L'idroelettrico storicamente vede una presenza importante del gruppo Edison. Terna ha utilizzato le aree di sua proprietà per la realizzazione di impianti fotovoltaici e già nel 2010 ha attuato un primo progetto, poi ceduto in uso alla Società Terra Firma per 20 anni. Va comunque specificato che non è una cessione definitiva; tali terreni, infatti, rientreranno tra le disponibilità di Terna al termine di tale periodo o in qualsiasi altro momento qualora ve ne fosse la necessità (ad esempio, per esigenze di sviluppo o di sicurezza della rete). Quindi, anche Terna ha deciso di sfruttare le condizioni favorevoli del mercato senza, tuttavia, cedere i propri terreni poiché, essendo questi in prossimità delle stazioni elettriche, possono rivelarsi utili in prospettiva futura. Sta, inoltre, lavorando sul fronte del miglioramento dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e, in particolare, delle fonti intermittenti; come supporto a quest'ultime, nello specifico, vi sono dei progetti relativi all'accumulo di energia. Ciò implica affrontare uno dei problemi endemici del settore.

In merito all'accumulo dell'energia Terna sta seguendo due progetti. Il primo riguarda l'utilizzo di batterie collocate in prossimità degli impianti eolici in modo da ottimizzare la produzione degli stessi. Il secondo, invece, è relativo agli impianti idroelettrici di pompaggio: si tratta di creare degli invasi per l'accumulo dell'acqua in modo da poterla riutilizzare. Entrambi i progetti, quindi, puntano ad usare degli impianti come fonte di accumulo di energia per equilibrare le situazioni che determinano le fonti intermittenti, integrando l'utilizzo delle stesse e consentendone il miglior sfruttamento in risposta al fabbisogno.

Gli orientamenti strategici comunitari in tema energetico (obiettivi 20-20-20)

È opinione comune tra le società intervistate che gli obiettivi fissati dalla Commissione Europea al 2020 per definire una strategia di riduzione delle emissioni di CO₂ e contemporaneamente dare ulteriori impulsi alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica siano ormai metabolizzati e condivisibili, soprattutto se si vuol puntare ad una decarbonizzazione dell'economia reale e del settore energetico.

Edison specifica che la strategia comunitaria, condensata nel 2009 nelle tre Direttive inerenti alla riforma del sistema ETS, all'incremento della quota dei consumi da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi di energia, all'aumento del 20% dell'efficienza energetica e all'adozione di sistemi di stoccaggio della CO₂, è stata recentemente rafforzata con la Road map 2050 che ipotizza scenari in cui la presenza delle rinnovabili è portata fino all'80% al 2050, per poter avere una produzione di energia a bassa intensità di carbonio.

Enel Green Power ha sottolineato che l'obiettivo del 20-20-20 è sicuramente molto importante e sfidante e, rispetto ai precedenti tentativi, è ben strutturato (ha, cioè, dei target ben definiti); allo stesso tempo è stato ben recepito dagli stati membri che si sono attivati per raggiungerlo nel migliore dei modi. A questo proposito Edison rileva che potrebbe essere interessante analizzare i dati riportati nei diversi National *Renewable Energy Action Plans* (NREAPs) per comparare le traiettorie indicative che ciascuno Stato Membro ha tracciato per il conseguimento del proprio target 2020.

Al riguardo Enel Green Power sottolinea che se una parte dei finanziamenti per il raggiungimento degli obiettivi comunitari proviene dall'Ue, la maggior parte del sostegno alle rinnovabili è fornita, secondo diverse modalità, dagli stessi Stati membri. In questo scenario risulta importante un maggiore coinvolgimento delle comunità locali per quanto riguarda la partecipazione diretta agli investimenti nonché la cooperazione tra gli stessi Stati. Ulteriori finanziamenti per lo sviluppo delle energie rinnovabili possono essere ottenuti tramite la cooperazione con Paesi terzi, anche fuori dall'Ue, in quanto aree ideali dal punto di vista geoclimatico per l'implementazione di progetti di energia rinnovabile (per esempio, il progetto Desertec² con i Paesi africani affacciati sul Mediterraneo). In merito all'obiettivo delle rinnovabili, l'evoluzione (in termini di crescita e sviluppo) a cui si assiste è sicuramente positiva. Ogni paese ha il suo target - da declinare come meglio ritiene - e sono state fatte delle scelte molto importanti. Si pensi, ad esempio, alla Spagna dove, visto il trend di crescita particolarmente rilevante, si è dovuto operare al contrario rispetto all'obiettivo prefissato.

Per quanto riguarda il nostro Paese, il percorso che dovrà portare al raggiungimento dell'obiettivo nazionale del 17% dei consumi di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali è stato tracciato nel Piano d'Azione Nazionale (PAN) sulle fonti rinnovabili: Edison sottolinea che oltre ai contributi dei vari settori (elettrico, riscaldamento e raffrescamento, trasporti) l'Italia dovrà mettere in conto anche una quota di energia da fonti rinnovabili da import. Il Piano, infatti, prevede che al 2020 la quantità necessaria di import per centrare l'obiettivo sia pari a 1.127 ktoe (circa 13 TWh). Quindi, secondo le valutazioni del giugno 2010 (anno in cui è stato pubblicato il PAN), la produzione interna da fonti rinnovabili non sarà sufficiente a coprire il valore del 17%. Osservando la situazione oggi e considerando gli elementi nuovi che sono sopraggiunti soprattutto nel sostegno al fotovoltaico (IV conto energia) si potrebbe affermare che forse quei 13 TWh di import potrebbero anche essere sostituiti dai 23.000 MW di fotovoltaico fissati per il 2016 (per quella data, infatti, potrebbero entrare circa 23 TWh di energia). Dello stesso parere è anche Terna che rileva come il fotovoltaico abbia già raggiunto il suo traguardo per cui con nuovi impianti risulterà eccedentario rispetto all'obiettivo e il differenziale realizzato, oltre ad esser visto come una capacità aggiuntiva, potrà essere utilizzato come copertura per l'eventuale non raggiungimento del target da parte di altri settori. Anche Enel Green Power evidenzia come l'Italia sia andata al di là di ogni prevedibile record di crescita per quanto concerne il fotovoltaico raggiungendo, già al 2011, il target stabilito dal Piano d'Azione Nazionale (PAN) per il 2020. Enel Green Power stima una capacità installata e una produzione al 2020 in linea con il PAN, ad eccezione del fotovoltaico per il motivo appena esposto. Sulla base di queste considerazioni il IV Conto Energia ha previsto un obiettivo indicativo di potenza installata pari a 23 GW al 2016 che porterà un innalzamento del target di capacità installata al 2020.

² Il progetto Desertec riguarda una rete di centrali elettriche e infrastrutture per la trasmissione di energia elettrica a lunga distanza finalizzate alla distribuzione in Europa di energia prodotta da fonti rinnovabili (in particolare, energia solare dai deserti del Sahara e del Medio Oriente tramite la tecnologia del solare termodinamico ed energia eolica prodotta sulle coste atlantiche).

Fonte energetica	2009		2010		2020	
	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh
Idroelettrico	17.721	49,14	17.839	50,58	17.800	42,00
Eolico	4.897	6,54	5.846	8,45	12.680	20,00
Solare	1.142	0,70	3.465	1,74	8.600	11,35
Geotermico	737	5,34	755	5,36	920	6,75
Biomassa e rifiuti	2.018	7,63	2.407	9,28	3.820	18,78
Totale	26.515	69,35	30.303	75,41	43.820	98,88
Fonte	GSE/Terna		GSE/Terna		PAN	

* Dati al 2009-2010 e stime PAN al 2020

Riguardo alle altre fonti, Terna ha rilevato che per il comparto eolico – che, con 12.600 MW è il comparto con la linea di arrivo più elevata – a fine 2010 la potenza installata ammontava a circa 6.000 MW; se ne deduce che quasi la metà dell’obiettivo è stata realizzata ed è, quindi, verosimile pensare che per il 2020 anche tale traguardo possa essere raggiunto. Per le altre fonti (biomasse ed idroelettrico), infine, si registrano significativi trend di crescita, pur essendo minori i target stabiliti.

Edison ha evidenziato come il contesto abbia subito, quindi, una repentina evoluzione e il PAN andrebbe anche rimodulato, visto che l’obiettivo per il fotovoltaico al 2020 è stato ampiamente superato dai fatti e considerato che nel piano di sviluppo sono comprese anche le altre fonti rinnovabili che in termini di costi/efficacia risultano più performanti. Inoltre, è necessario mettere in conto che dal 1° gennaio 2013 entrerà in vigore il nuovo meccanismo incentivante e la progressiva uscita dal sistema dei certificati verdi. Considerato lo scenario attuale, si ritiene che gli obiettivi possano essere raggiunti a condizione che si rispetti anche la previsione dell’andamento dei consumi finali di energia che, al 2020, dovrebbero essere pari a 133 Mtoe. Alla fine del 2010, la produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a circa 76 TWh (circa il 25% della produzione lorda complessiva), ma rispetto ai consumi finali (parametro di riferimento per il calcolo del target del 17%) rappresenta poco più dell’8%. Bisogna, pertanto, insistere su un percorso di incremento dell’efficienza perché soltanto riducendo i consumi di energia finale è possibile raggiungere più agevolmente l’obiettivo al 2020.

Dal punto di vista generale si può esprimere, quindi, un cauto ottimismo per il raggiungimento degli obiettivi a livello nazionale a patto che, è bene ribadirlo, si rafforzino gli interventi per l’efficienza energetica e si completi rapidamente il quadro normativo per l’attuazione del Decreto legislativo 28/2011 al fine di rimettere in moto gli investimenti nelle fonti rinnovabili.

Il sistema incentivante per lo sviluppo delle fonti rinnovabili

Il settore delle energie rinnovabili ha registrato negli ultimi anni una crescita che ha superato le più ottimistiche aspettative. Ciò è avvenuto sia a livello globale sia livello nazionale, dove seppur in presenza di un recente quadro regolatorio non totalmente definito e in un contesto economico non favorevole, è stata registrata una crescita della capacità installata superiore al 14% per il biennio 2009-2010. Dalle interviste emerge la

convinzione che la crescita del settore è stata sostenuta principalmente dal sistema degli incentivi previsto nel nostro Paese. Terna sottolinea che questa crescita ha consentito – per il fotovoltaico – che già al 2011 si siano raggiunti gli obiettivi programmati per il 2020; ciò significa, infatti, che le condizioni economiche sono state tali da incentivare le imprese a realizzare gli impianti. A questo proposito la società suggerisce che si può, in un certo senso, dire che le rinnovabili esistono perché esistono gli incentivi. Non c'è infatti una fonte rinnovabile capace di confrontarsi col mercato: nessuna di esse ha raggiunto la *grid parity* e non è possibile prevedere quando ciò possa verificarsi. Tuttavia, va anche detto che, poiché l'incentivo grava sui costi dell'energia, è evidente che tale situazione non può essere sostenuta per molto tempo ed è, quindi, necessario che l'incentivo sia progressivamente ridotto. Esso, inoltre, deve essere correlato con quelle che sono le condizioni di mercato e le tecnologie disponibili. In questo contesto il D.Lgs. 28/2011 emanato dal Parlamento Italiano a Marzo 2011 in recepimento della Direttiva 2009/28/CE, ha lo scopo di definire un nuovo sistema di regolazione per le fonti energetiche rinnovabili, garantendo la stabilità necessaria ad un mercato in continua espansione. Il D.Lgs. 28/2011 ha introdotto misure di stabilità nel medio periodo accelerando lo sviluppo delle rinnovabili nel biennio 2011-2012 con un meccanismo incentivante in linea con quello del recente passato; al contempo sarà sostenuto lo sviluppo delle energie rinnovabili attraverso meccanismi di incentivazione garantiti nel lungo periodo (in quanto l'orizzonte temporale definito dal D.Lgs. non ha, per la prima volta, un scadenza fissata) in grado di assicurare una maggiore stabilità rispetto ai vecchi meccanismi di incentivazione. In questo nuovo quadro Enel Green Power sottolinea anche l'introduzione nel decreto del meccanismo delle aste a ribasso, che darà vita a un nuovo sistema competitivo, valorizzando i territori più idonei per lo sviluppo di ciascuna tecnologia e offrendo alle Regioni la possibilità di definire i propri obiettivi (*Burden sharing regionale*). In conclusione, tutte le misure tracciate dal nuovo decreto evidenziano una maggiore attenzione per gli investimenti, che dovranno garantire una corretta e adeguata redditività per il settore delle energie rinnovabili.

Il Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, e sentite l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e la Conferenza Unificata (in accordo col Ministero delle Politiche Agricole e Forestali limitatamente per i profili di competenza) emanerà i decreti che stabiliranno le regole e le modalità per l'attuazione dei sistemi di incentivazione previsti dal D.Lgs. 28/2011. Enel Green Power ha espresso un parere favorevole sul D.Lgs. 28/2011, che assicura la stabilità necessaria al sistema delle fonti rinnovabili assegnando chiari traguardi temporali, rispetto alla precedente regolamentazione che conteneva invece notevoli incertezze. D'altro canto la società ha sempre sostenuto che la dipendenza totale dagli incentivi è un non senso: pur se ciò dipende dall'ottica di sviluppo delle aziende, si ritiene che nel lungo periodo la certezza di una regolazione incentivante sia poco realistica. Tuttavia, va detto che se non ci fosse stata l'incentivazione eccessiva degli ultimi anni, non ci sarebbe stata neanche la presa d'atto dell'importanza del settore, necessaria per stimolare i relativi investimenti.

Nello scenario del Piano d'Azione Nazionale per le fonti rinnovabili il fotovoltaico, al 2020, avrebbe dovuto contribuire per circa 9,6 TWh, mentre alle fonti come l'eolico on-shore, le biomasse e l'idroelettrico era richiesto un contributo, rispettivamente di circa 18 TWh, quasi 19 TWh e 42 TWh. L'inaspettato sviluppo del solare fotovoltaico e la crescita della spesa per il suo sostegno ha destabilizzato il settore delle rinnovabili, drenando risorse a vantaggio di una sola fonte. Il dibattito che si è di recente sviluppato sugli incentivi al fotovoltaico, infatti, nasce proprio dal fatto che essi risultano, ormai, eccessivi sia rispetto al sistema dei costi in progressiva riduzione sia rispetto alla tecnologia utilizzata. Quest'ultima, in particolare, ha consentito di avere, nel tempo, dei risparmi (per MW installati) che, a loro volta, hanno portato ad una riduzione dei costi.

È, quindi, evidente che il margine di vantaggio per le imprese è andato via via crescendo. Il percorso di discesa, per contro, è iniziato con il Terzo Conto Energia, ma l'esplosione di realizzazioni a cui si è assistito nel 2010 e nei primi mesi del 2011 ha reso evidente che il livello dell'incentivo, nonché il relativo costo determinato in bolletta, non era più sopportabile e necessitava di una revisione.

Tale quadro ha indotto il Governo italiano a emanare, il 5 Maggio 2011 un nuovo Decreto ministeriale – il IV Conto Energia- con le finalità di rimodulare gli obiettivi e di contenerne il costo e permettere di pianificare gli investimenti per tutti gli attori coinvolti nel settore per il periodo 2011-2016; intervenendo in corso d'opera prevede una fase di passaggio fino a dicembre 2011. Ovviamente per il 2012 sarà prevista una riduzione degli incentivi e si ritiene opportuno che questa sia graduale. Ciò, di fatto, a parere di Edison ha rallentato ulteriormente il completamento del quadro regolamentare inerente al supporto delle altre fonti rinnovabili che, al pari del fotovoltaico, necessitano ancora di adeguati sussidi. Il nuovo decreto che sostituisce il III Conto Energia, ha stabilito riforme importanti per il mercato, tra le quali l'innalzamento della potenza complessiva incentivabile da 8.000 MW a 23.000 MW e la definizione di molteplici meccanismi premianti. Il suo periodo di riferimento e applicabilità è più lungo rispetto a quanto precedentemente in essere e si può anche prevedere un importante sviluppo della filiera tecnologica nazionale.

La valutazione complessiva da parte di Enel Green Power del nuovo Decreto è assolutamente positiva. Edison suggerisce che un'alternativa a quanto accaduto sarebbe stata quella di far scadere naturalmente il Terzo Conto Energia per poter poi ridelineare le tariffe: era, infatti, già previsto un aggiornamento delle stesse (secondo un criterio di riduzione) a fine 2011. Tale strada sarebbe stata migliore anche per una maggior certezza del quadro regolatorio e per gli investimenti in corso.

In riferimento a tale ultimo aspetto, va detto che le aziende hanno avuto delle ripercussioni, maggiormente le piccole che le grandi per una maggiore capacità di quest'ultime di rimodulare i loro investimenti. Per quanto concerne l'entità degli incentivi, invece, si vede come in altri paesi europei e soprattutto in Germania vi siano livelli molto più bassi di quelli italiani. Nel caso della Germania, ciò probabilmente deriva dal fatto che gli investimenti nel campo solare fotovoltaico sono stati intrapresi in maniera rilevante in passato ed è stato previsto un decalage correlato alla potenza installata: l'incentivo, in altri termini, varia in relazione alla capacità installata nell'anno precedente. A ciò si ricollega quanto è stato previsto dal nuovo sistema

incentivante italiano per il periodo che va dall'1 giugno 2011 al 31 dicembre 2012 (il cosiddetto periodo transitorio) per il quale sono individuati i livelli di spesa fissi e i livelli di capacità da installare. A partire dall'1 gennaio 2013, invece, vi sarà un cambiamento radicale: si passa da una *feed in premium* ad una tariffa fissa omnicomprensiva con delle progressive riduzioni semestrali. Il Decreto, in una visione globale, allinea gli incentivi italiani con quelli degli altri paesi. Edison rileva che la sua positività è collegata, da un lato, al sostegno concesso al comparto e dall'altro alla correlazione attuata tra le tariffe e lo sviluppo tecnologico, oltre che all'andamento dei prezzi dei componenti degli impianti solari fotovoltaici. Edison sottolinea che, secondo le previsioni, al 2016 non ci saranno più incentivi (verrà, cioè, raggiunta la *grid parity*): ciò potrebbe essere vero ma va considerato che, mentre il prezzo dei componenti decresce, altri fattori di costo restano inalterati. Si pensi, ad esempio, ai costi per l'installazione, per la manodopera, per la manutenzione e per la sicurezza: sono tutti elementi non soggetti a tale fenomeno. I prezzi dei componenti, dal canto loro, decrescono perché direttamente collegati all'andamento del mercato e, quindi, al rapporto domanda/offerta. Fino a poco tempo fa i prezzi scendevano con una flessione meno ripida perché la domanda era molto elevata; ora, che la domanda risente di un rallentamento a causa dell'entrata in vigore delle nuove tariffe, i prezzi offerti sono inferiori: si arrivano a registrare contrazioni anche del 30-40% rispetto al costo originario. Per restare in tema di pannelli fotovoltaici, va anche detto che in Italia non c'è una filiera industriale molto sviluppata, tranne alcune realtà che stanno cercando di emergere e che si auspica potranno essere in grado di soddisfare non solo le esigenze del bacino nazionale ma anche di quello europeo. Esiste, comunque, già oggi un'industria italiana delle rinnovabili che è affermata o si sta affermando, soprattutto per alcuni componenti: basti pensare alla produzione degli inverter e dei componenti per la realizzazione degli impianti solari termodinamici. In riferimento all'aspetto tecnologico Enel Green Power sottolinea che, soprattutto a seguito di quanto visto per il fotovoltaico, si è compreso che la regolazione deve seguire lo sviluppo in essere e deve dare riferimenti nel lungo periodo con livelli di incentivazione che ne tengano conto: ci vuole un nesso direttamente proporzionale e ci vorrà sempre più un rapporto con i produttori delle macchine indirizzato a sostenere una filiera nazionale. Enel Green Power, da parte sua, sta sviluppando in Sicilia un progetto (ormai in fase di consegna chiavi in mano) con ST Microelectronics e Sharp che prevede un investimento totale di circa 1 miliardo di euro e può essere visto come un polo tecnologico di riferimento nazionale.

Problematiche e potenzialità di sviluppo del settore delle energie rinnovabili nell'area del Mezzogiorno

È opinione condivisa che il Mezzogiorno per le sue caratteristiche morfologiche, orografiche e climatiche, rappresenti l'area fulcro per lo sviluppo della filiera delle rinnovabili ed è quindi di particolare interesse. L'attenzione di Edison per il Mezzogiorno è rivolta soprattutto verso la fonte eolica. Si stanno valutando dei siti nella parte nord della Puglia e a sud della Basilicata, aree in cui si concentra la maggior parte degli impianti della Società, e nelle isole. Sono in corso di valutazione interventi

relativi sia al rifacimento totale degli impianti più vecchi, per ammodernarli con l'impiego di tecnologie più efficienti, sia a nuove iniziative *green field*. In riferimento alla rete, Terna prevede due segmenti di attività per quanto riguarda gli impianti da fonti rinnovabili. Il primo è relativo agli impianti che puntano a convogliare la potenza derivante dalle nuove installazioni; il secondo, invece, è finalizzato a rinforzare le linee esistenti che, nel tempo, hanno visto l'aggiungersi di nuovi impianti. Sia per quanto concerne il tema della "connessione" sia per quello dello "sviluppo" vi sono delle attività in corso e sono svariate le opere già in servizio. In altri termini, tutti gli interventi in essere hanno come principale finalità l'adeguatezza della connessione. Quelli nuovi seguono un procedimento ordinato (previsto dalla legge 387) con l'autorizzazione unica. La richiesta presentata alla regione contempla sia il progetto di realizzazione dell'impianto sia tutti gli interventi di connessione necessari affinché la potenza prodotta possa essere immessa in rete. Ci sono, però, autorizzazioni rilasciate nel passato che, purtroppo, in violazione della legge, sono al di fuori dell'autorizzazione unica. Per tali impianti la connessione c'è ma non è quella adeguata; di conseguenza, la rete si ritroverà un allaccio non completo. Nasce, così, il problema della limitazione degli impianti che – si specifica – non è un evento imprevisto, bensì un evento connesso al comportamento errato di alcuni operatori. Nel momento in cui ci si trova in presenza di autorizzazioni degli impianti sganciate da un processo autorizzativo di adeguata connessione alla rete sarà, quindi, necessaria una fase di recupero. Si avranno, in altri termini, due procedimenti separati (uno di autorizzazione dell'impianto ed uno di adeguamento della rete) che non avranno le stesse tempistiche. Va aggiunto che Terna sta portando avanti gli interventi di sviluppo che mirano a collegare tra loro vaste aree del Paese. Il principale intervento di tale genere riguarda il collegamento tra la Sardegna e l'area continentale ed è un'opera realizzata ed in servizio. Come pure, il collegamento Sicilia-Calabria che è in fase di realizzazione. Terna inoltre ha posto l'accento su alcune criticità specifiche del settore e che si concentrano nel Mezzogiorno proprio perché quest'area è quella maggiormente interessata dallo sviluppo delle energie rinnovabili. In primis Terna si riferisce ad un problema di fondo del sistema: oggi chiunque può, con poche migliaia di euro, avviare una pratica per la richiesta di connessione di un impianto dal valore di alcune decine di milioni di euro. Ciò fa sì che, accanto alle imprese interessate, riescano ad inserirsi delle figure professionali (sviluppatore, procuratore, ecc.) che vanno ad appesantire il funzionamento del sistema nel suo insieme. Tutte le richieste, infatti, devono essere esaminate e a tutte deve essere rilasciato una soluzione di connessione. Ne deriva un numero spropositato di pratiche di autorizzazione di impianti che innescano una gran mole di lavoro che, a sua volta, blocca gli uffici regionali e provinciali, soprattutto nel Mezzogiorno. In altri termini, il sistema è, purtroppo, caratterizzato da un procedimento farraginoso che consente a qualsiasi soggetto, anche se non ha le capacità finanziarie per realizzare l'investimento, di poter entrare nel meccanismo autorizzativo per, poi, vendere l'autorizzazione ottenuta e caricando i costi sulla realizzazione. L'Autorità per l'Energia ha provato ad ostacolare tale meccanismo adottando, a inizio anno, una delibera che prevede una serie di cauzioni e fidejussioni necessarie per poter meglio valutare la capacità finanziaria dei soggetti coinvolti; tale

delibera, però, è stata sospesa dal TAR. Si ritiene, in ogni caso, che il disegno dell'Autorità sia una buona base di partenza per riportare - con correttivi e qualche miglioramento - ordine in un settore che, dal punto di vista dei procedimenti autorizzatori, vive una situazione molto complicata. La concentrazione delle domande a livello regionale e, in particolare, l'esplosione del dato nelle regioni del Sud si spiega, invece, con la natura degli impianti: delle 130 mila richieste di connessione alla rete attualmente in essere, infatti, circa 90 mila sono per l'eolico e i migliori indici anemometrici si registrano proprio nel Mezzogiorno d'Italia. Si pensi, in merito, che circa il 30% del totale dell'eolico nazionale installato ricade sui territori di quattro sole province meridionali (Foggia, Benevento, Avellino e Salerno). Ed è in riferimento a questo problema che le amministrazioni hanno un ruolo fondamentale nel pretendere/perseguire l'obiettivo di permettere la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili solo con l'"autorizzazione unica" in quanto modello di gestione di un sistema integrato che consente di autorizzare, con un unico atto, sia l'impianto sia le opere di connessione alla rete ed evitare così ritardi e inefficienze. Quando ciò non si verifica si generano problemi che, in attesa di essere recuperati, generano ulteriori costi che vengono pagati da tutti i consumatori in bolletta.

Le iniziative di sviluppo nel Mediterraneo

Dalle interviste emerge la consapevolezza che il nostro Paese sia inserito concretamente in uno scenario internazionale quale ideale piattaforma energetica del Mediterraneo, via di transito e collegamento energetico tra le aree nord-africana e balcanica e quella centro-nord europea. Tutte le società incontrate difatti hanno in corso iniziative di sviluppo delle energie rinnovabili in quelle aree.

Enel Green Power è coinvolta nel *Mediterranean Solar Plan*, un progetto lanciato sotto l'Unione per il Mediterraneo nel luglio del 2008, finalizzato allo sviluppo delle energie rinnovabili e al rafforzamento delle linee di interconnessione. L'obiettivo finale è lo sviluppo al 2020 di 20 GW di capacità installata di energie rinnovabili nei paesi settentrionali e orientali del Mediterraneo. Enel Green Power fa parte anche del progetto *Desertec*, un'importante iniziativa per lo sviluppo di tecnologie per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili nel Medio Oriente e nel Nord Africa. L'obiettivo di tale progetto è quello di far fronte ad un'importante quota del fabbisogno energetico dei paesi del MENA (Medio Oriente e Nord Africa) e soddisfare il 15% della domanda di elettricità europea al 2050. Altre interessanti opportunità per la società sono lo sviluppo di progetti per l'installazione di impianti eolici in Marocco e in Egitto e per impianti termoelettrici ibridi in Tunisia attraverso la partecipazione ad aste pubbliche. Per quanto concerne l'operatività all'estero, l'interesse di Edison è rivolto soprattutto verso l'Area balcanica (dove si concentra per lo più sulla Romania) e verso la Grecia. Nell'Area Nord africana, invece, la società è presente come industria per l'esplorazione di idrocarburi (ad esempio in Egitto). Mentre per il comparto delle fonti rinnovabili l'interesse ricade su possibili attività relative al solare fotovoltaico e al solare termodinamico. Inoltre, nell'ambito della cintura del Mediterraneo, Edison aderisce all'OME (Osservatorio Mediterraneo dell'Energia), un'organizzazione tesa

alla realizzazione di una serie di progetti e iniziative comuni dirette soprattutto allo sviluppo di impianti solari fotovoltaici e solari a concentrazione.

Terna ha allo studio un progetto relativo al Montenegro, che, si prevede, sarà autorizzato nel corso del 2011 e che vedrà l'apertura dei relativi cantieri entro la fine dello stesso. Va specificato che Terna opera sempre in *partnership* con il gestore frontaliero della rete; quindi l'opera di cui sopra sarà realizzata con l'operatore montenegrino CGS di cui Terna è socio. È, invece, in una fase di stallo il progetto con la Tunisia e ci si augura che le relative attività possano essere riprese per il prossimo anno. Al fine di offrire un'immediata percezione dei pareri e dei punti di vista delle società intervistate in merito ai *topics* di questa indagine territoriale, tutte le considerazioni emerse dall'analisi dei diversi contributi sono state sinteticamente raccolte in una tabella riepilogativa.

GLI ORIENTAMENTI EUROPEI IN TEMA ENERGETICO	<p>OBIETTIVI SFIDANTI</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Interventi non solo sulla produzione ma anche sul consumo (incentivazione dell'efficienza energetica) ✓ Completamento rapido del quadro normativo per l'attuazione del Decreto Legislativo 28/2011 al fine di rimettere in moto gli investimenti sulle rinnovabili ✓ Maggiore coinvolgimento delle comunità locali alla partecipazione diretta agli investimenti nonché cooperazione tra Stati membri per il sostegno alle rinnovabili ✓ Possibilità di ulteriori finanziamenti tramite la cooperazione con Paesi terzi, in particolare quelli che si affacciano sul Mediterraneo ✓ Esigenze di rimodulazione del PAN
GLI INCENTIVI ALLE RINNOVABILI	<p>VANNO RIMODULATI</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Hanno consentito una crescita notevole della potenza installata nel 2009-2010 (+14%) ✓ Il meccanismo di incentivazione deve essere correlato alle condizioni di mercato e alle tecnologie disponibili per garantire una corretta e adeguata redditività del settore ✓ Parere favorevole per il D.Lgs. 28/2011, di cui si attendono i decreti attuativi, e per il IV Conto Energia
IL FUTURO DEL SISTEMA ENERGIA NEL MEZZOGIORNO	<p>VANTAGGIO COMPETITIVO POTENZIALE</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Area ideale, dal punto di vista morfologico, orografico e climatico, per lo sviluppo della filiera delle rinnovabili <p>VINCOLI</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Limitata efficienza della rete di trasmissione dell'energia ✓ Procedimento farraginoso per la richiesta di autorizzazione di nuovi impianti che comporta specialmente nel Mezzogiorno la concentrazione delle pratiche negli uffici regionali e provinciali
LE POTENZIALITÀ DELL'AREA MEDITERRANEA	<p>ITALIA HUB ENERGETICO</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ I Paesi della Sponda Sud sono particolarmente interessanti, dal punto di vista climatico per lo sviluppo delle rinnovabili ✓ L'Italia può essere l'ideale piattaforma energetica del Mediterraneo, via di transito e collegamento energetico tra le aree nord-africana, balcanica e centro-nord europea

3.4 Le risultanze delle interviste ai protagonisti del sistema finanziario

Le strutture contattate per questa indagine, sebbene molto diverse tra loro e quindi con ruoli e *mission* differenti, hanno espresso nel corso delle interviste alcune considerazioni analoghe che è stato possibile razionalizzare in alcune macrotematiche qui riportate.

Attenzione del sistema finanziario verso il comparto

Le imprese sono molto sensibili nei confronti delle energie rinnovabili in quanto la diversificazione delle proprie fonti energetiche è un'opportunità per garantire loro uno sviluppo sostenibile, soprattutto in quegli ambiti in cui i costi di attivazione sono mitigati da meccanismi di incentivazione pubblica appositamente studiati. Ciò è particolarmente vero per gli investimenti nel fotovoltaico che consentono una redditività crescente grazie alla rapida diminuzione in corso nel costo degli impianti, conseguente al progresso tecnologico in atto. Basta osservare che mentre un anno fa erano necessari 5 milioni di euro per realizzare un impianto da 1 MW oggi non si raggiungono i 4 milioni di euro.

Lo stesso discorso vale per le biomasse: per gli impianti di potenza inferiore ad 1 MW c'è la tariffa omnicomprendiva che consente il riconoscimento al produttore di euro 0,28 per KWh prodotto, sufficiente, anche in questo caso, a una interessante remunerazione dell'investimento.

Su tali due fonti c'è, di conseguenza, molta sensibilità e grande fermento in termini di investimenti. A fronte di tale interesse si registra una corsa delle banche a seguire questo comparto anche se non è ancora molto diffusa la presenza di una competenza specifica su tali interventi. Il Gruppo Intesa Sanpaolo e Mediocredito Italiano in particolare - la banca del Gruppo specializzata nel finanziamento per lo sviluppo delle PMI - con la creazione di un Desk specifico per le energie rinnovabili, vanta un'alta professionalità nel comparto in grado di offrire un servizio che comprenda oltre alla specializzazione nel sostegno agli investimenti anche competenze tecnico-industriali che rappresentano un valore aggiunto per le imprese da finanziare. La valutazione dei progetti in questo settore peraltro richiede un'analisi creditizia dedicata e quindi professionalità di alto livello che affianchino l'imprenditore nelle decisioni di investimento. Ciò perché non è possibile valutare un progetto in ambito energetico con i parametri tradizionali del credito; a differenza di altre tipologie d'azienda, non è, in altri termini, sufficiente la valutazione dei bilanci. Nel caso dell'energia è necessario concentrare l'attenzione sulle caratteristiche progettuali e ciò richiede delle competenze dedicate. Alla strategicità del settore e alla necessità di una valutazione creditizia dedicata si affianca l'opportunità di business di un settore in forte crescita.

Tali competenze hanno consentito al desk di ottenere un bilancio decisamente positivo dei primi due anni di operatività che ha permesso una impetuosa crescita della presenza di Mediocredito Italiano e di tutto il gruppo nel sostegno agli interventi in questione, in particolare in campo fotovoltaico. Frequenti sono anche state le occasioni di fattiva partecipazione a tavoli istituzionali consultati in sede di valutazioni delle normative, di volta in volta scritte.

I progetti che contemplan grandi investimenti, come rilevato dalla Pricewaterhouse, sono tipicamente finanziati con strutture di Project Finance; in questi casi viene quasi sempre costituita una società ad hoc (uno *Special Purpose Vehicle* – *SPV*) proprietaria del progetto, degli impianti e di tutti i contratti. Il PF come ben noto, è una tecnica finanziaria che trova espressione in un finanziamento strutturato erogato da una banca ad una società di nuova costituzione dove la principale garanzia di rimborso è rappresentata dai flussi di cassa che il progetto è in grado di generare

nell'arco di uno specifico periodo di tempo (fase di gestione). Il PF ben si adatta ad operazioni di media-elevata dimensione in grado di assorbire elevati costi di strutturazione dell'operazione e complessità di attuazione. Oltre al finanziamento bancario in *project financing* può essere utilizzato lo strumento dei *project bond* con l'obiettivo di andare a recuperare i capitali necessari sul mercato obbligazionario e non bancario. I *project bond* possono essere utilizzati esclusivamente o congiuntamente con finanziamenti *project financing* come accaduto recentemente nel progetto relativo alla "realizzazione di una centrale FV di Montalto di Castro" che attualmente rappresenta il primo e unico caso di applicazione in Italia dei *project bond*.

Criticità maggiormente diffuse nell'ambito delle operazioni finanziarie inerenti il settore energia

Le operazioni di finanziamento relative al settore energia in generale sono caratterizzate da un'organizzazione complessa, di non breve durata e che comporta il coinvolgimento di professionalità differenti (in ambito legale-amministrativo, tecnico-ambientale, finanziario, assicurativo) che vanno coordinate dalla banca organizzatrice.

Le strutture intervistate rilevano che le principali criticità del settore derivano da un quadro normativo a livello nazionale/locale non sempre chiaro, in particolare per quanto concerne l'iter autorizzativo presente che risulta lungo e farraginoso. Altro elemento fondamentale riguarda la connessione alla rete e, in particolare, la tenuta delle reti elettriche esistente all'allaccio dei nuovi impianti.

Tipologia dei servizi offerti

Per le esigenze delle piccole medie imprese il *Desk Energy* di Mediocredito Italiano si pone l'obiettivo di offrire un servizio il più ampio possibile, rivolgendosi a tutti gli imprenditori che hanno pianificato investimenti nelle energie rinnovabili o che, più in generale, intendono diversificare le proprie fonti energetiche. Le aziende che intendono investire in tale comparto e che si rivolgono al *Desk Energy* sono, solitamente, aziende nuove, senza storia e, quindi, anche prive delle tradizionali garanzie da offrire a fronte di un finanziamento; di conseguenza, unica garanzia sono i flussi generati dall'impresa stessa. La banca, oltre a far fronte a tale circostanza, offre un confronto specialistico al cliente per trovare, in seno alla stessa, la struttura finanziaria più adeguata.

Il *Desk* è strutturato in modo da essere al servizio di tutta la banca, con competenze prevalentemente a Milano, Roma e Torino; per il futuro non è escluso di creare apposite competenze anche a Napoli in considerazione del ruolo che il Sud ricopre, a livello strutturale e, quindi, economico, per lo sviluppo delle energie rinnovabili.

Il *Desk* ha il compito di valutare i progetti sotto il profilo tecnico-industriale ponendo particolare attenzione alla sostenibilità finanziaria dell'investimento. Fornisce quindi un servizio dedicato, a cominciare dai prodotti creditizi specifici, ovvero prodotti di finanziamento che prevedono durata e modalità di rimborso in linea con i flussi finanziari tipici delle aziende che operano in questa realtà. Vi sono, inoltre, degli applicativi per facilitare la valutazione dei progetti: il loro utilizzo permette, attraverso una serie di variabili legate all'impianto (potenza, collocazione, posizione geografica, ecc.), di analizzare il conto economico, i flussi finanziari e, quindi, il debito che il

progetto è in grado di sostenere. A ciò si affianca un servizio di consulenza tecnica al cliente sugli indirizzi tecnologici che oggi investono le nuove energie.

Vengono, infine, elaborate delle linee guida creditizie per individuare quelle che sono le attività del comparto energetico su cui si intende puntare maggiormente.

La linea di finanziamento specifica è nata per andare incontro al sostegno di investimenti, strategici per il paese, che chiedevano un sostegno finanziario a lungo termine, in assenza di offerta di garanzie reali. L'offerta di Intesa Sanpaolo risponde a questi requisiti e si distingue anche per il fatto che ben l'80% del finanziamento (che mediamente raggiunge il 70-80% dell'investimento totale) viene erogato in fase di cantiere e, quindi, prima che ci sia l'allaccio alla rete. Ciò costituisce per l'impresa un elemento di grande aiuto.

Il Desk Energy ha, inoltre, evidenziato la strategicità del Mezzogiorno per lo sviluppo delle rinnovabili e quindi come area fulcro per i progetti da finanziare. Non a caso la struttura ha già al suo attivo il finanziamento di molti progetti in tutta Italia, ma buona parte di questi sono situati nel Mezzogiorno, favorito da una posizione geografica ottimale. In particolare in Puglia, che costituisce una sorta di eldorado dell'energia fotovoltaica anche grazie alla presenza di meccanismi autorizzativi favorevoli; ma la banca ha, in corso diverse iniziative anche in Sicilia, Sardegna e Campania.

Strategie di sviluppo della struttura nell'ambito del settore energetico

Tutte le strutture intervistate concordano nel ritenere l'energia un settore strategico e in forte espansione e quindi hanno manifestato di volerlo sostenere con forza anche per il futuro, rafforzando se possibile ancor di più le strutture competenti.

Per le piccole e medie imprese il *Desk Energy* di Intesa Sanpaolo continuerà ad assecondare il processo di crescita della domanda. Si guarda con attenzione all'applicazione di nuove tecnologie in ogni campo, al prevedibile fenomeno emergente del c.d. minieolico e, in particolare, al tema dell'efficienza energetica, oggi poco "sexy", per la difficile associazione a un prodotto nuovo e per l'assenza di rilevanti incentivi per il target delle imprese. Questo tema, invece, merita più di ogni altro attenzione perché può consentire un agevole e non oneroso raggiungimento dei traguardi di salvaguardia ambientale che ci si è posti; in questo senso, il Desk si sta muovendo attraverso la definizione di nuove formule d'intervento, finanziario e non, al servizio degli investimenti nell'efficienza energetica. La Pricewaterhouse, dal canto suo, ha realizzato un'analisi dei futuri rendimenti nel fotovoltaico alla luce del nuovo conto energia, giungendo alla conclusione che, con le introduzioni delle nuove tariffe e con la previsione di un prevedibile adeguamento inflattivo delle stesse dal 2013 in poi, ci siano ancora, nel breve periodo, margini di redditività convenienti per impianti da 1Mwh su edifici. Dal 2014 in poi la convenienza ad investire potrà essere garantita a condizione di una prevedibile riduzione del costo della tecnologia. Al fine di offrire un'immediata percezione dei pareri e dei punti di vista dei protagonisti del mondo della finanza intervistati in merito ai *topics* di questa indagine territoriale, tutte le considerazioni emerse dall'analisi dei diversi contributi sono state sinteticamente raccolte in una tabella riepilogativa.

ATTENZIONE DEL SISTEMA FINANZIARIO VERSO IL COMPARTO	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Settore in forte espansione perché redditizio, conveniente ed agevolato ✓ Forte interesse dei protagonisti della finanza ✓ Competenze e professionalità richieste molto elevate ✓ Esigenza di tempestività degli interventi di finanza, pubblica o privata
CRITICITÀ MAGGIORMENTE DIFFUSE NELL'AMBITO DELLE OPERAZIONI FINANZIARIE INERENTI IL SETTORE ENERGIA	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Complessità delle operazioni di finanziamento ✓ Quadro normativo a livello nazionale/locale non sempre chiaro ✓ Difficoltà connesse alla tenuta delle reti di trasmissione
I SERVIZI OFFERTI	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Esigenza di offrire un servizio più ampio possibile, sotto l'aspetto sia economico sia tecnico ✓ Strategicità del Mezzogiorno
STRATEGIE DI SVILUPPO	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Strategie di crescita nel settore ✓ Pianificazione di rafforzamento delle strutture competenti

3.5 Considerazioni conclusive dell'indagine imprese-finanza

L'indagine territoriale condotta allo scopo di recepire le esperienze, osservazioni e testimonianze di chi "vive" il sistema energia nel nostro Paese ha consentito di giungere a conclusioni molto interessanti utili a disegnare il futuro del settore. I protagonisti contattati, appartenenti al mondo delle imprese e della finanza - sebbene differenti tra loro per dimensione, business, *mission* - hanno espresso delle analoghe perplessità e considerazioni sul ruolo e sul futuro del sistema energia.

Il ruolo del fattore energia come vero e proprio *asset* strategico per la crescita e lo sviluppo dei sistemi economici territoriali viene riconosciuto da tutti, soprattutto per l'area del Mezzogiorno, data la sua debole presenza di iniziative imprenditoriali che riescono a dar luogo ad indotti rilevanti in termini di nuove opportunità professionali, moltiplicazione degli investimenti e fertilizzazione territoriale a valere per il futuro. Si fa avanti quindi la previsione dell'esigenza di modificare il sistema produttivo locale verso attività più innovative ed in espansione, come appunto le *green energy* per il cui sviluppo proprio il Mezzogiorno, da un punto di vista morfologico, orografico e geografico, si presenta come ottimale e a maggiori probabilità di successo.

Analoghe potenzialità possono riscontrarsi anche nei paesi della Sponda Sud del Mediterraneo dove, infatti, sono in corso molte iniziative di sviluppo delle rinnovabili; al riguardo, non va sottovalutata la possibilità di reperire ulteriori finanziamenti per il sostegno al settore proprio tramite la cooperazione con questi Paesi. Una politica di grande respiro e lungimiranza, in linea con la programmazione europea, che vede l'Italia fortemente favorita perché inserita concretamente in uno scenario internazionale quale ideale piattaforma energetica del Mediterraneo, via di transito e collegamento energetico tra le aree nord-africana, balcanica e quella centro-nord europea, con conseguenti fenomeni da organizzare in termini di economie di agglomerazione e ricadute sui comparti collegati agli investimenti. C'è accordo nel ritenere positivi, per il sostegno alle rinnovabili, i recenti interventi normativi in quanto contengono misure che evidenziano una maggiore attenzione per gli investimenti che dovranno garantire una corretta e adeguata redditività del settore. Sono attesi comunque i decreti di attuazione del D. Lgs 28/2011 nei quali saranno stabilite le regole e le modalità di attuazione dei sistemi di incentivazione. Analogie tra le considerazioni delle imprese e della finanza si ritrovano principalmente in merito alle criticità percepite del sistema energetico italiano. Le difficoltà che rallentano lo sviluppo di un sistema energetico

efficiente ed efficace e che allo stesso tempo rendono più complesse le operazioni finanziarie inerenti il settore sono, da un lato, la poca chiarezza del quadro normativo a livello nazionale/locale e, dall'altro, la capacità di trasporto della rete di trasmissione che non risulta adeguata, bensì spesso sovraccarica e, quindi, a rischio tenuta.

4. Le posizioni delle Associazioni di categoria

Nell'ambito dell'indagine territoriale svolta sono state intervistate alcune delle principali Associazioni di categoria specializzate e non nel comparto delle energie rinnovabili in modo da fornire un ulteriore punto di vista sui singoli contesti di filiera partendo dalle informazioni rese disponibili direttamente dai soggetti interessati.

L'intervista è stata strutturata in modo tale da focalizzare l'attenzione sulle principali problematiche del settore. Sono state, in particolare, affrontate diverse tematiche puntando non solo a delineare un quadro generale della situazione in essere con particolare riferimento alle principali criticità sussistenti, ma anche un possibile percorso di sviluppo teso all'ottimizzazione della gestione del comparto. Dopo aver tracciato un breve profilo delle entità interessate, i punti affrontati hanno riguardato:

- la posizione delle Associazioni sul raggiungimento degli obiettivi del 20-20-20;
- la posizione circa il sistema incentivante, tanto attuale quanto prospettico in considerazione degli ultimi cambiamenti normativi;
- i principali progetti/iniziative in essere;
- eventuali progetti con altri partner europei di livello associativo;
- alcune riflessioni su quella che si ritiene debba essere la politica di sviluppo italiana ed europea per le rinnovabili;
- alcune considerazioni sull'area del Mediterraneo in termini energetici: eventuali progetti in corso e paesi interessati.

4.1 I soggetti interessati

L'analisi ha riguardato due distinti gruppi di Associazioni in virtù della loro più o meno specializzazione in campo energetico. Un primo approfondimento, in particolare, ha interessato due delle più autorevoli Associazioni del panorama energetico nazionale:

- *Confindustria Energia* che rappresenta un articolato panorama di grandi e piccole imprese, espressione del mondo della produzione delle diverse fonti di energia – circa 400 aziende per oltre 50.000 addetti;
- *Federutility*, la Federazione che rappresenta le aziende dei servizi pubblici locali dei settori idrico ed energetico – oltre 550 imprese per circa 45.000 dipendenti.

Al quadro da queste delineato è stata, poi, affiancata la *view* di 5 Associazioni specializzate (riportate nella tabella che segue) relative sia al settore delle rinnovabili nel suo insieme sia ad alcune delle singole filiere che compongono lo stesso; per quanto concerne quest'ultime, in particolare, il riferimento è ai comparti del fotovoltaico e dell'eolico.

Le Associazioni specializzate coinvolte: un breve profilo

Associati		Principali attività
ANEV	2.500	Raccoglie, elabora e diffonde dati in modo da facilitare la conoscenza e la comprensione delle problematiche relative all'uso della fonte eolica. Si propone di: promuoverne l'uso in un rapporto costantemente equilibrato tra insediamenti e natura, promuovere la ricerca e lo sviluppo tecnologico della risorsa vento e il conseguente uso razionale dell'energia, sottolineare la valenza ambientale della produzione di energia elettrica da fonte eolica e rinnovabili in generale in funzione del risparmio energetico e della riduzione delle sostanze inquinanti che causano il degrado dell'ambiente locale e globale, portare avanti l'impegno di instaurare rapporti con le Istituzioni Pubbliche per rappresentare al meglio le finalità dell'Associazione e dei suoi associati anche per il tramite dell'adesione ad altre Associazioni.
APER	480	Rappresenta e tutela i produttori di energia da fonti rinnovabili presso le Istituzioni Europee, Nazionali e le Amministrazioni Regionali nel processo di definizione della normativa che regola il comparto al fine di promuovere lo sviluppo del settore. Garantisce assistenza e aggiornamento costante agli Associati sulla normativa, l'iter autorizzativo, il mercato e gli incentivi del settore delle fonti rinnovabili. Offre Formazione ed Informazione ai soggetti interessati al mondo delle rinnovabili.
ASSOSOLARE	83	Rappresenta le esigenze della categoria del settore fotovoltaico nei confronti di tutti gli interlocutori. È impegnata nella creazione di una legislazione nazionale e locale che favorisca un reale sviluppo del mercato, in linea con le normative già esistenti in altri paesi europei.
FIRE	circa 500	Promuove l'uso efficiente dell'energia, supportando attraverso le attività istituzionali ed i servizi erogati chi opera nel settore e promuovendo un'evoluzione positiva del quadro legislativo e regolatorio.
GIFI	170	Rappresenta gli associati nei rapporti con le autorità, enti e organismi rilevanti per il settore. Collabora con gli enti certificatori per lo sviluppo di attività di standardizzazione. Promuove lo sviluppo della tecnologia e la crescita del mercato fotovoltaico in Italia. Fornisce una garanzia di qualità al cliente italiano. Coordina le azioni comuni in ambito europeo.

TABELLA 3 - FONTE: siti web delle associazioni intervistate

Il panel degli intervistati per l'elaborazione dell'analisi è composto come segue:

<i>Associazioni</i>	<i>Intervistato</i>
Confindustria Energia Federutility	Chief Energy Project Massimo Beccarello Direttore Generale Adolfo Spaziani
<i>Associazioni specializzate</i>	<i>Intervistato</i>
ANEV – Associazione Nazionale Energia del Vento	Segretario Scientifico Luigi Pirazzi
APER – Associazione Produttori di Energia da fonti Rinnovabili	Direttore Marco Pigni
ASSOSOLARE – Associazione Nazionale dell'Industria Solare Fotovoltaica	Presidente Gianni Chianetta
FIRE – Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia	Direttore Dario Di Santo
GIFI – Gruppo Imprese Italiane Fotovoltaiche	Presidente Valerio Natalizia

4.2 I risultati dell'indagine: Confindustria Energia e Federutility

L'elaborazione delle interviste alle due Associazioni ha riguardato principalmente 4 punti:

- gli obiettivi del 20-20-20 e il sistema incentivante;
- il panorama delle rinnovabili nelle regioni del Mezzogiorno;
- il rapporto con gli altri paesi europei e con quelli mediterranei;
- le aspettative nei confronti di una nuova politica energetica.

Gli obiettivi del 20-20-20 e il sistema incentivante

In riferimento al raggiungimento degli obiettivi comunitari stabiliti per il 2020, entrambe le Associazioni intervistate sono concordi nel riconoscere l'attuale fase come un momento particolare delicato in considerazione delle numerose revisioni in corso tanto a livello comunitario quanto a livello nazionale.

Sotto il primo aspetto, in particolare, due sono le iniziative di particolare interesse. La prima riguarda un aumento della produzione da energie rinnovabili sul consumo totale attraverso un'iniziativa del Parlamento europeo per stabilire un nuovo obiettivo del 25-20-20. La seconda, invece, riguarda la nuova Direttiva sull'efficienza energetica che, in base al primo testo trasmesso alla Commissione, si trasforma da obiettivo complementare in obiettivo vincolante ed obbligatorio per tutti gli stati membri.

Per quanto riguarda, invece, il panorama energetico nazionale, va riconosciuto che esso è necessariamente cambiato dopo il referendum sul nucleare; visti gli esiti dello stesso, infatti, alle fonti rinnovabili è demandato il compito di coprire una quota sempre più rilevante del mix del fabbisogno energetico nazionale e il problema principale riguarda il come far collimare, in una situazione di carenza di risorse, gli incentivi da concedere con gli obiettivi da perseguire. In altri termini, si rafforza e diventano maggiormente sfidanti tutte le iniziative di policy per aumentare il ricorso alle fonti rinnovabili e razionalizzare il consumo di energia.

La sfida consiste, quindi, nel saper garantire lo stesso livello di servizi consumando di meno da un punto di vista energetico e facendo un sempre maggiore ricorso alle energie pulite. Strettamente collegato a tale situazione è la scelta della politica incentivante più opportuna. Tale scelta, infatti, porta con sé dei rischi non trascurabili: come fanno notare gli intervistati, incentivare subito una tecnologia con un livello d'efficienza non particolarmente elevato significa non poter cogliere eventuali possibilità future. L'incentivazione, quindi, deve fermarsi ad una determinata soglia pena il trasformarsi in una diseconomia per il sistema. Non vanno, poi, trascurati, i problemi relativi ai controlli da effettuare ed all'impatto sulla rete dell'incentivazione. Tutti gli investimenti sulle *smart grid* possono seguire tale direzione ma devono essere remunerati e ciò implica metterli in bolletta. La rete, quindi, non è una variabile indipendente rispetto al costo finale, pur avendo oggi un peso poco rilevante.

Per quanto concerne le singole tipologie di fonte rinnovabile, in Italia un settore su cui puntare molto è sicuramente quello del **fotovoltaico**, per il quale bisognerebbe capire quando sarà possibile raggiungere l'obiettivo della *grid parity*. Per tale comparto, il discorso deve riguardare non solo la tipologia d'incentivazione da attuare, ma anche l'esistenza di una filiera e la politica territoriale da adottare. Gli incentivi, infatti, possono essere differenziati in base alla collocazione degli impianti in quanto i fattori determinanti non sono gli stessi in tutte le regioni.

Per l'**eolico**, invece, il principale problema è quello di non andare oltre il livello di incentivazione accettabile: è inutile, cioè, rendere bancabili impianti che possono generare 1.500 ore. Quando c'è un livello di non sopportazione dell'incentivo bisogna puntare su una tecnologia che minimizzi il costo. Terzo filone è, poi, quello delle **biomasse** per il quale, al pari di altre fonti, è auspicabile una diversificazione territoriale dell'incentivazione. Piuttosto che ipotizzare l'adozione di un approccio

generalista, si dovrebbero guardare le singole dimensioni - e, quindi, si dovrebbero ponderare tutte le singole variabili di contesto - per cercare di giungere ad una soluzione che possa aiutare ad ottenere un costo sopportabile del kWh.

Ultimo comparto è quello dell'**idroelettrico** la cui importanza, oltre ad essere legata alla presenza storica di tale fonte nel nostro Paese, è collegata alla possibilità di riattivare una filiera locale di piccole imprese nell'ambito dell'elettromeccanica; si tratta, infatti, di una componentistica iper specializzata per la cui produzione non è necessario il ricorso all'estero. Nonostante negli ultimi provvedimenti ci sia una penalizzazione dei rifacimenti idroelettrici, un investimento a loro sostegno, può rappresentare un'esigenza molto importante in tutte le aree del Paese. Per quanto riguarda, poi, il rinnovabile **termico**, Federutility sottolinea come, ad oggi, non vi è una politica chiara. Nell'approccio alla pianificazione 20-20-20 bisogna, quindi, recuperare delle linee d'indirizzo per il comparto del termico in modo da sfruttare al meglio questa risorsa. Le considerazioni esposte in riferimento alle singole filiere sono, infine, accomunate dalla necessità di avere stabilità regolatoria e legislativa.

Il panorama delle rinnovabili nelle regioni del Mezzogiorno

Parlare di rinnovabili nel Mezzogiorno implica soffermarsi su molteplici aspetti relativi non solo alla produzione energetica da esse derivante ma anche all'assetto imprenditoriale e normativo alla loro base.

Se, infatti, le rinnovabili delle regioni del Sud hanno una posizione di gran prestigio a livello nazionale per quanto riguarda i dati di produzione, alle stesse sono anche associate problematiche e carenze non trascurabili.

Un primo elemento da evidenziare è la carenza di imprese energetiche: la maggior parte della strategia imprenditoriale si sviluppa al Centro-Nord con un forte assetto di imprese. Nel Sud, per contro, non ci sono grandi investimenti da parte di imprese di origine locale, nonostante il territorio sia stato interessato da politiche sulle rinnovabili molto consistenti. Sotto l'aspetto normativo, invece, il riferimento è al tema delle procedure autorizzative e, in particolare, alla capacità di sviluppare il concetto di autorizzazione unica collegando lo sviluppo e la realizzazione degli impianti a quello delle infrastrutture di rete. In merito, va detto che le regioni del Mezzogiorno hanno fatto molto per quanto concerne gli impianti ma hanno tralasciato l'aspetto delle reti.

C'è, quindi, un problema autorizzativo per le sottostazioni e le infrastrutture; problema che interessa tanto Enel Distribuzione quanto Terna e che riguarda non solo le rinnovabili in senso stretto ma anche, più in generale, la qualità del servizio elettrico.

Direttamente legato al tema autorizzativo è, poi, quello delle fidejussioni di garanzia: sarebbe opportuno lavorare sulle barriere all'ingresso - agendo, appunto, sulle fidejussioni e sulle garanzie - in modo da separare chi vuole realmente realizzare degli investimenti da chi, invece, ha una mera finalità speculativa. In altri termini, è auspicabile ridurre al massimo i comportamenti distorsivi che, purtroppo, distruggono valore senza creare nulla in termini di impatto socio-economico. Si tratta, quindi, di agire in modo tale da sfruttare al meglio il potenziale presente senza sprecare risorse nella filiera del valore.

Il rapporto con gli altri paesi europei e con quelli mediterranei

Entrambe le Associazioni intervistate guardano, nell'ambito della loro attività, ai territori oltre confine. Federutility, in particolare, opera in Europa attraverso *Eurelectric – Electricity for Europe* per cercare di portare avanti, a livello comunitario, delle politiche convergenti. Per le rinnovabili, inoltre, la sponda balcanica è considerata molto interessante. Gli investimenti all'estero, infatti, sono legati alla legislazione in essere nei vari paesi e alle possibilità legate alla costruzione di infrastrutture (come gli elettrodotti) e sotto tale punto di vista, l'area balcanica nel suo complesso ha acquisito un forte interesse anche se i progetti che alcune imprese hanno in corso (ad esempio, in Albania) risentono di condizioni di contesto non facili. In riferimento all'area mediterranea, invece, è Confindustria – e, nello specifico, le imprese ad essa associate – ad aver seguito dei progetti. L'interesse è legato soprattutto all'infrastrutturazione elettrica e, in particolare, ai collegamenti con la Tunisia che potrebbero essere funzionali alle rinnovabili laddove si riuscissero a realizzare alcuni progetti di rilevanza per il comparto del solare (come, ad esempio, il Desertec), attualmente ancora in fase di analisi. Per quanto concerne, invece, i singoli Paesi interessati, i punti di collegamento nazionali in materia di rinnovabili sono due: da una parte c'è il già citato Progetto Desertec e dall'altra i collegamenti Puglia-Albania o, ancora, quelli con alcune aree del Montenegro.

Le aspettative di Confindustria nei confronti di una nuova politica energetica

A parere di Confindustria, in riferimento alla futura politica energetica nazionale, è auspicabile un approccio integrato al tema, a differenza di quanto finora visto con iniziative segmentate sui diversi fronti. Avere una visione integrata dell'orientamento di medio/lungo periodo del Paese è, infatti, un fattore positivo, anche nella logica di ridurre le asimmetrie informative esistenti. In riferimento a quest'ultime, in particolare, sarebbe opportuno avere maggior stabilità e chiarezza in tema di:

- sicurezza degli approvvigionamenti;
- economicità ed efficienza della produzione di energia o della trasmissione/dispacciamento del gas;
- sostenibilità in una logica di prospettiva di medio/lungo periodo capace di creare le condizioni per lo sviluppo di una filiera industriale nazionale nel settore.

Il rischio associato alla politica energetica è, invece, quello che possa prevalere la logica dell'intervento pubblico, tralasciando quello che si è cercato di costruire in una logica di mercato (investimenti, efficienza, maggiore capacità di gestire e appropiare il mercato, etc.). La politica energetica, per concludere, se responsabilmente condotta, deve assumere delle iniziative per una regolamentazione certa e stabile nel tempo nel rispetto del mercato.

4.3 I risultati dell'indagine: le Associazioni di categoria specializzate

L'elaborazione delle interviste effettuate alle Associazioni di categoria specializzate si è basata su cinque punti principali che hanno permesso un confronto immediato delle singole posizioni con riferimento agli stessi:

- gli obiettivi del 20-20-20;
- il sistema incentivante;
- i principali progetti in corso (a livello sia associativo sia di singole aziende affiliate) e le collaborazioni a livello europeo;
- la politica di sviluppo del settore;
- il rapporto con i paesi del Mediterraneo.

Gli obiettivi del 20-20-20

Opinione diffusa tra i soggetti intervistati è che gli accordi siglati nell'ambito del Pacchetto Energia – Clima UE tra i Governi dell'Unione Europea e la Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (che prevedono per l'Italia l'impegno ad assicurare una percentuale di energia primaria da fonte rinnovabile sul consumo totale interno pari almeno al 17% entro il 2020) rappresentano una grande opportunità di crescita e sviluppo per il sistema paese. Essi, infatti, testimoniano la volontà di creare un mercato dell'energia integrato, competitivo ed europeo che possa anche avere effetti positivi sull'occupazione.

Nonostante ciò – fa notare l'APER – in Italia non si è ancora innescata la scintilla in grado di trasformare l'impegno preso in un'opportunità concreta per il nostro Paese di produrre ricchezza e reddito attraverso nuove imprese, nuove professionalità e nuove tecnologie, a differenza di altri Stati che si stanno dotando di politiche energetiche ed industriali orientate al risparmio, all'uso delle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni climalteranti.

Le ragioni di questa inerzia sono da ricercare in una molteplicità di fattori, tra i quali la mancanza di una pianificazione energetica, condivisa a livello nazionale e regionale, che possa guidare le relative scelte per il prossimo decennio. Questa mancanza di riferimenti certi e stabili, nonché di prospettive sicure nel medio e lungo termine, contribuisce a creare un'anomalia per il settore delle rinnovabili. L'Italia, infatti, nonostante sia uno dei Paesi a maggiore produzione di energia rinnovabile, non è ancora dotata di una propria industria manifatturiera di settore degna di tale nome, in particolare per quanto riguarda l'eolico e il fotovoltaico; tecnologie, queste, in cui i paesi più maturi hanno saputo investire da decenni e si trovano oramai in una posizione di controllo dei mercati.

Sull'importanza dello sviluppo di filiere nazionale si sofferma anche la FIRE che, sulla scia di quanto già detto, sottolinea come il raggiungimento degli obiettivi deve essere attuato razionalmente, tarando gli incentivi in modo oculato e privilegiando le tecnologie per le quali l'Italia può vantare una filiera produttiva.

Dello stesso pensiero è Assosolare, per la quale i vari settori devono essere affiancati in base al loro potenziale reale di sviluppo e, in riferimento a ciò fa notare come il mix energetico nazionale non può prescindere da un utilizzo strategico del

fotovoltaico; settore che, in controtendenza rispetto alla crisi attuale, rappresenta un punto di forza di cui l'Italia dovrebbe approfittare.

Da un punto di vista numerico, d'altro canto, il fotovoltaico ha fatto già registrare il raggiungimento del target previsto per 2020, rendendo necessaria una sua rimodulazione. Differentemente, l'eolico, dopo una prima fase di grande espansione (nel biennio 2008-2009 ci sono state installazioni per oltre 1 GW di potenza all'anno), ha subito una brusca discesa a seguito di varie situazioni che hanno creato scompiglio sia per gli investitori sia per gli istituti finanziari. L'ANEV, in merito, sottolinea come un importante peso è da attribuire all'approvazione del nuovo *Decreto Legislativo sulle energie rinnovabili*, che, delineando una situazione di generale incertezza, non agevola gli investimenti, soprattutto quelli di medio-lungo termine, quali sono quelli nel comparto eolico (il ciclo di vita medio di tali impianti è, infatti, di circa 20 anni).

Sulla base di tali considerazioni, quindi, al fine di raggiungere gli obiettivi posti per il 2020, è auspicabile introdurre qualche correttivo al sistema paese in essere.

Il sistema incentivante

Le opinioni degli intervistati circa il nuovo sistema incentivante³, disegnato dal decreto di recepimento della direttiva europea, convergono su considerazioni diverse. Se, infatti, da un lato viene fatto notare come gli effetti scaturiti dalla nuova normativa sono diversi a seconda dei soggetti interessati, dall'altro vengono evidenziate alcune considerazioni di fondo che interessano (ed eventualmente compromettono) l'intero sistema. Il tutto considerando che l'approvazione del Decreto 28/2011 ha avuto importanti ripercussioni sugli operatori; nel campo fotovoltaico, ad esempio, il GIFI fa notare come si è assistito al blocco immediato di tutto il settore coinvolgendo 100.000 posti di lavori, 8 miliardi di euro di ordinativi e 20 miliardi di euro di contratti in corso.

Sul primo aspetto si concentrano le affermazioni dell'APER che traccia due scenari diversi a seconda della grandezza degli impianti. Per quelli di piccola taglia, in particolare, sono stati inseriti nei dettami normativi degli elementi di maggior certezza (l'introduzione di tariffe fisse) che potrebbero anticipare future rimodulazioni degli incentivi stessi in funzione delle curve di apprendimento tecnologico e della vita utile degli impianti. Di segno opposto, invece, è l'opinione per quanto riguarda i grandi impianti che, per accedere all'incentivo, dovrebbero partecipare ad aste al ribasso; procedure, queste, che non solo portano all'abbandono di molti progetti resi incerti dalla norma, ma agevolano anche il progressivo consolidamento del settore nelle mani dei soli grandi operatori. Inoltre, fa notare l'ANEV, laddove applicata (ad esempio in Spagna e nel Regno Unito) tale procedura ha già dimostrato la sua inadeguatezza.

Per quanto concerne, invece, le considerazioni più generali sul sistema d'incentivazione alle rinnovabili, un quadro chiaro viene tracciato dalla FIRE.

Gli incentivi – specifica la Federazione – vengono introdotti come compensazione di costi sociali non riconosciuti dal mercato in modo autonomo (quali i costi ambientali o la sicurezza degli approvvigionamenti) e hanno lo scopo di promuovere soluzioni energeticamente e ambientalmente sostenibili, aiutandole a diventare concorrenziali

³ Decreto n. 28 approvato dal Consiglio dei Ministri il 3 marzo 2011.

con gli interventi tradizionali. Tuttavia, vi sono alcune osservazioni da fare sulle politiche degli incentivi nel nostro Paese, che comportano un'inefficacia di fondo:

- troppo spesso esse si concentrano esclusivamente sull'incentivo alla realizzazione dell'intervento, senza considerare le cosiddette misure di accompagnamento (informazione, formazione della filiera di distribuzione, vendita, installazione e gestione, promozione di procedure autorizzative e gestionali ottimali, ecc.);
- non sono generalmente collegate all'effettivo costo delle tecnologie, per cui creano delle extra-rendite su alcune soluzioni;
- non presentano in genere una decrescita temporale adeguata, o non la presentano affatto;
- non hanno un orizzonte temporale capace di favorire la crescita del mercato.

Si tratta di aspetti di primaria importanza che, qualora non soddisfatti, comportano costi inutili per i consumatori e i contribuenti, fenomeni speculativi e mancato avvio di investimenti seri sulla filiera. Sarebbe, quindi, auspicabile un cambiamento radicale dei procedimenti normativi, oltre ad un atteggiamento più responsabile da parte delle lobby di settore; in tali visioni, inoltre, si avverte l'assenza di un'Agenzia nazionale, dotata dal legislatore di opportuni mezzi e strumenti e dedicata al sostegno delle istituzioni per la definizione di politiche e azioni. In ottica prospettica, inoltre, è opinione comune la necessità di aggiustamenti e correttivi al sistema. Al decreto dello scorso marzo – specifica l'ANEV – devono seguire dei decreti attuativi ed è auspicabile che questi sanino una serie di situazioni poco chiare, tra le quali quella relativa al carattere retroattivo dei provvedimenti e quella già citata del meccanismo delle aste a ribasso. Per il fotovoltaico, invece, Assosolare sottolinea come il momento di affrancamento dagli incentivi è costituito dal raggiungimento delle *grid parity*, ovvero il momento in cui produrre 1 KWh di energia da tale fonte costerà quanto produrre 1 KWh dalle fonti tradizionali. Tale traguardo non è lontano, ma i blocchi, le improvvise inversioni di marcia rispetto a provvedimenti già approvati e in base ai quali le aziende hanno pianificato investimenti, nonché gli ostacoli causati dalla burocrazia, creano incertezza per il comparto, rendendo il percorso molto più difficile.

La tariffa incentivante da applicare in una situazione ottimale – conclude l'ANEV – potrebbe essere quella in vigore affiancata da una riduzione graduale della stessa; riduzione legata allo sviluppo della tecnologia e all'abbassamento dei costi connessi alla messa in pratica della semplificazione normativa che dovrebbe rendere più snello e, quindi, meno oneroso, il processo autorizzativo.

I principali progetti in corso e le collaborazioni a livello europeo

Le principali attività delle Associazioni interviste, in riferimento ai rispettivi ambiti, si concentrano per lo più sulla valorizzazione delle fonti rinnovabili quali importante *driver* dello sviluppo del paese. Le azioni poste in essere, in particolare, riguardano vari aspetti e spaziano dall'investimento in ricerca e sviluppo tecnologico alla partecipazione ad eventi di settore, dalla formazione e informazione/divulgazione ad azioni di lobby che puntano a dare supporto alle istituzioni e ai decisori politici nelle

scelte che riguardano il settore. Come sottolinea l'APER, in un'ottica di crescita è fondamentale l'investimento nelle attività di ricerca e sviluppo di tecnologie e soprattutto la capacità di sfruttare le competenze in altri comparti manifatturieri (come la meccanica, l'automazione, l'elettrotecnica, l'elettronica). Attualmente, infatti, un sistema produttivo ancora debole fa sì che gran parte del valore aggiunto dal comparto rimanga all'estero: le imprese italiane si concentrano a valle delle filiera, in attività quali la distribuzione e l'installazione di impianti mentre gli apparati e gli impianti a fonte rinnovabile sono prodotti prevalentemente da imprese estere e importati in Italia. È, invece, importante valorizzare le dotazioni naturali e imprenditoriali già presenti nel Paese in un'ottica verde, facendo leva sulla capacità delle imprese italiane di adattare il proprio *know how* alle nuove sfide dello sviluppo e di rendere il nostro territorio appetibile per chi desidera investire in tecnologia. Allo stesso tempo è rilevante la partecipazione a progetti di valenza comunitaria, nonché la collaborazione con organismi internazionali attivi in tema di rinnovabili. La stessa APER, ad esempio, è impegnata in campo europeo come partner in alcuni progetti cofinanziati nell'ambito del programma *Intelligent Energy for Europe*, principalmente nell'ottica di instaurare e mantenere un confronto ed uno scambio continuo di esperienze con gli operatori degli altri paesi. Sulla stessa linea è l'attività della FIRE che punta su cinque progetti di interesse comunitario: *Enforce* per l'efficienza energetica nel residenziale, *H-Reii* per l'efficienza nelle industrie energy intensive, *Soltec* per la formazione nel fotovoltaico, *Energysupply* per la pianificazione energetica regionale nei Balcani e, infine, un'Azione concertata per l'applicazione della direttiva 2006/32/CE sui servizi energetici. Il GIFI, invece, collabora da dieci anni con EPIA (*European Photovoltaic Industry Association*), della quale è membro dal 2008 e partecipa alle riunioni dei gruppi di lavoro allo scopo di contribuire allo sviluppo del settore anche a livello europeo. Collabora, inoltre, per la promozione degli *European Solar Days*, un progetto cofinanziato dalla Commissione Europea attraverso l'iniziativa *Intelligent Energy Europe*.

Infine, Assosolare e ANEV sono, rispettivamente membri dell'EPIA e dell'EWEA (*European Wind Energy Association*), del GWEC (*Global Wind Energy Council*) e della WWEA (*World Wind Energy Association*). Tali collaborazioni permettono un costante e proficuo scambio di informazioni su ciò che avviene all'interno dei singoli Stati al fine di portare avanti iniziative comuni. Per quanto possibile, inoltre, in tutte le iniziative esposte vengono coinvolte le imprese associate che, dal canto loro, sono in alcuni casi direttamente operanti su territori oltre confine; ne è un esempio l'attività imprenditoriale nel comparto eolico che si afferma in modo crescente nei paesi dell'Est europeo (nello specifico, in Bulgaria e Romania).

La politica di sviluppo del settore

In tema di politica energetica, l'opinione delle Associazioni intervistate (e che si sono espresse in merito) converge su alcuni punti chiave che fanno capo alla necessità di una maggior chiarezza e stabilità. Come, infatti, osserva l'APER, la capacità della *green economy* di trasformare la sfida climatica in un'occasione di crescita economica e occupazionale dipende, in primo luogo, dalle politiche messe in atto per accompagnarne lo sviluppo. In quest'ottica la presentazione del Piano d'Azione

Nazionale e l'approvazione di due tra i provvedimenti più attesi dal settore - ovvero le linee guida per l'attuazione dell'art. 12 del D. Lgs 387/2003 (la lunga attesa è durata ben 7 anni) e il nuovo decreto Conto Energia per l'incentivazione del fotovoltaico nel prossimo triennio - rappresentano un importante passo verso la realizzazione di una politica di indirizzo e promozione condivisa, volta a favorire la rinascita, lo sviluppo e la competitività di un'industria italiana delle fonti rinnovabili. Per il futuro, si auspica la stesura e l'approvazione dei Decreti attuativi previsti dal Decreto 28/2011 con la speranza che questi possano conferire al settore un ulteriore elemento di stabilità capace di contribuire, nel tempo, a rafforzare la competitività di tutto il comparto.

Alla necessità di un quadro di riferimento chiaro, l'ANEV aggiunge quella di un maggior coinvolgimento delle Regioni in modo tale da poter ripartire tra i vari territori l'impegno comune sulle rinnovabili (il *burden sharing*), superando le attuali criticità relative, spesso, a questioni ideologiche. Parallelamente, vengono evidenziate due problematiche alle quali sarebbe auspicabile trovare una soluzione:

- la burocrazia del settore e le difficoltà di carattere amministrativo e procedurale che portano ad ottenere le autorizzazioni con molto ritardo rispetto ai tempi dovuti e con il rischio (abbastanza forte) di avere esiti negativi sulle procedure in atto;
- i tempi di collegamento alla rete elettrica esistente che, spesso, sono molto più lunghi di quelli stimati e, in alcuni casi, fanno ancora registrare il fenomeno delle modulazioni, ossia delle interruzioni di accesso alla rete degli impianti eolici con la conseguente riduzione della potenza immessa.

Per concludere, accanto a quanto già detto, dalle riflessioni esposte emerge, ancora una volta, la necessità di investire in ricerca e di supportare le eccellenze imprenditoriali nazionali.

Il rapporto con i paesi del Mediterraneo

A parere quasi unanime delle entità intervistate, il Mediterraneo rappresenta un'area molto importante per gli sviluppi energetici del nostro paese, in modo particolare in riferimento al comparto del fotovoltaico (si pensi ai due progetti Desertec e Piano Solare Mediterraneo⁴). Come sottolinea l'APER, il Mediterraneo - insieme al Nord Africa e al Medio Oriente - è senza dubbio un'area ricca di risorse da sfruttare anche, se non soprattutto, dal punto di vista energetico. Va detto, inoltre, che un coinvolgimento diretto con tali aree, se da un lato porta alla creazione di infrastrutture per l'interconnessione dell'Africa alla rete, dall'altro (e grazie all'opportunità offerta dal decreto di recepimento della direttiva europea in materia) permette di poter conteggiare, ai fini del raggiungimento degli obiettivi al 2020, l'energia prodotta

⁴ Il Piano, che vede l'adesione di 43 paesi, ha l'obiettivo principale di installare 20 GW di capacità di energia rinnovabile nei paesi del Nord Africa e del Medio Oriente entro il 2020; energia destinata in parte a soddisfare il fabbisogno locale e in parte all'esportazione verso i paesi dell'Unione Europea. Il tutto considerando che lo scopo finale è sempre quello di portare al 20% la quota delle rinnovabili nel consumo globale di energia.

all'interno di progetti nati in *partnership* con stati terzi. Ancor più eloquente è la posizione di Assosolare che definisce il Mediterraneo come un'area di "affinità elettiva" per l'Italia; area che, per il futuro, deve essere interessata non solo dal coinvolgimento in progetti comuni di investimento ma anche dall'opportuno trasferimento tecnologico. Per quanto concerne i singoli paesi interessati, invece, ad avviso dell'APER le aree che hanno dimostrato maggiore interesse per il settore elettrico e per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili sono Giordania, Tunisia, Marocco e Algeria. Assosolare, invece, menziona Algeria, Marocco, Egitto ed Israele tra i paesi di maggior interesse che, già oggi, contano la presenza di stabilimenti italiani. Non risultano, invece, avviati progetti eolici, pur avendo tale area delle potenzialità molto importanti dal punto di vista della disponibilità della risorsa vento. Di opinione diversa rispetto a quanto fin qui detto è, infine, la FIRE che in considerazione dell'alta dipendenza dall'estero che già caratterizza il nostro Paese da un punto di vista energetico (oltre l'85%), ritiene rischioso sviluppare grandi investimenti sulla sponda nordafricana con l'obiettivo di importare energia. Ad avviso della Federazione si dovrebbe, piuttosto, puntare su investimenti in efficienza energetica nei consumi e nelle rinnovabili locali, favorendo la generazione distribuita.

Un quadro di sintesi

Il pensiero delle Associazioni di categoria intervistate in riferimento alle tematiche esposte, pur se con delle differenziazioni derivanti dai diversi contesti operativi delle stesse, può essere sintetizzato in alcune considerazioni principali, strettamente connesse tra loro:

1. gli **obiettivi stabiliti in sede comunitaria per il 2020** – che prevedono per l'Italia una quota di energia primaria da fonte rinnovabile sul consumo totale interno pari al 17% – rappresentano un'opportunità di crescita e sviluppo per l'intero sistema paese.
2. Al fine di raggiungere il traguardo fissato è, tuttavia, necessaria una **politica di settore** chiara e stabile nel tempo; da qui la necessità dei decreti attuativi previsti dal Decreto 28/2011. È, inoltre, auspicabile una sburocratizzazione del comparto finalizzata a ridurre le difficoltà amministrative e procedurali, nonché un maggior sostegno all'attività di ricerca e sviluppo ed alle eccellenze imprenditoriali nazionali.
3. Parallelamente andrebbe rivisto il **sistema incentivante** in essere che, in attesa dell'emanazione dei decreti attuativi di cui sopra, presenta numerose situazioni poco chiare quale, ad esempio, il meccanismo delle aste a ribasso previsto per gli impianti non di piccoli taglia.
4. In vista del raggiungimento degli obiettivi al 2020, infine, è bene considerare la strategicità dei **paesi del Mediterraneo**: un coinvolgimento diretto con tali aree, infatti, se da un lato porta alla creazione di infrastrutture per l'interconnessione dell'Africa alla rete, dall'altro (e grazie all'opportunità offerta dal decreto di recepimento della direttiva europea in materia) permette di poter conteggiare, ai fini del raggiungimento degli obiettivi menzionati, l'energia prodotta all'interno di progetti nati in *partnership* con stati terzi.

1. Premessa

Questa parte della ricerca è dedicata ad alcuni focus di approfondimento di cui sono pubblicati in formato cartaceo unicamente gli abstract. Essi riguardano temi quali: le politiche di sviluppo pubbliche, l'utilizzo di alcuni strumenti per il finanziamento degli investimenti in rinnovabili, gli incentivi, le connessioni della rete e lo sviluppo delle smart grids; e sono stati curati da collaboratori esterni indicati nell'abstract stesso. Si tratta di argomenti cui nel corso della ricerca si è ritenuto di dare rilievo data la necessità di porre in evidenza anche alcuni aspetti tecnici trattati appunto da specialisti del comparto.

2. Le politiche di sviluppo pubbliche

Il capitolo, elaborato dai ricercatori di SRM, offre un monitoraggio di alcuni dei principali strumenti di incentivazione utilizzati per lo sviluppo del settore, impiegando come forma di illustrazione una serie di schede sintetiche.

L'attenzione viene posta, in particolare, sulle previsioni della programmazione comunitaria 2007-2013. In tale ambito, infatti, il Quadro Strategico Nazionale (QSN) prevede uno specifico obiettivo per il comparto energetico; si tratta della Priorità 3 – Energia e ambiente: uso sostenibile ed efficiente delle risorse per lo sviluppo che mira ad aumentare, da un lato, la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e, dall'altro, la disponibilità di risorse mediante il risparmio. A tale priorità e con riferimento al solo comparto energetico sono destinate risorse per oltre 4,1 miliardi di euro, dei quali 3,05 miliardi per le aree Convergenza ed 1,06 miliardi per le quelle Competitività. In particolare

- una prima parte riporta le schede inerenti il Settimo Programma Quadro di ricerca e sviluppo tecnologico 2007-2013 ed il Programma Energia Intelligente Europa (EIE);
- una seconda parte si focalizza sui risultati conseguiti dagli interventi previsti nell'ambito della programmazione 2000-2006 per le 6 regioni dell'ex Obiettivo 1 (Basilicata, Calabria, Campania, Puglia, Sardegna e Sicilia);
- una terza parte, infine, è stata dedicata al Programma Operativo Interregionale (POI) "Energie rinnovabili e risparmio energetico ed ai Programmi Operativi (POR) delle regioni Basilicata, Calabria, Campania, Puglia, Sardegna e Sicilia.

3. La distribuzione regionale degli incentivi alle fonti rinnovabili elettriche

Il paper è stato curato dal prof. Massimo Beccarello del Dipartimento di Scienze Economiche e Aziendali dell'Università Milano Bicocca e *Chief Energy Project* di Confindustria. Le rinnovabili costituiscono una sfida importante dal punto di vista industriale. I notevoli sforzi per l'incentivazione di queste tecnologie che quasi tutti i paesi europei dovranno sostenere nei prossimi 10 anni porteranno la disponibilità di ingenti risorse finanziarie in questo settore. Si tratta di incentivi che derivano prevalentemente dalle componenti parafiscali delle bollette energetiche del tutto assimilabili ad investimenti pubblici per la sostenibilità ambientale. Per queste ragioni, a fronte della mole considerevole di supporto pubblico, è molto importante che allo sviluppo degli impianti consegua anche lo sviluppo di nuovi settori industriali della *green economy* sui quali il nostro continente dovrà assumere la leadership a livello internazionale.

Con questo contributo si intende proporre un modello semplificato per analizzare quelli che saranno gli investimenti per incentivi a livello regionale. Il modello analizza le sole tecnologie per le fonti rinnovabili elettriche. Dopo un'analisi dello sviluppo degli ultimi 10 anni del settore sono considerate le principali criticità di funzionamento dei meccanismi di incentivo fino alle soluzioni recentemente adottate con il recepimento della direttiva 28/09/UE. Sono analizzati i nuovi obiettivi vincolanti per le fonti rinnovabili che il nostro paese dovrà raggiungere cercando di comprendere le prospettive per le fonti rinnovabili elettriche e i relativi investimenti necessari. Nell'ultima parte si sono fornite delle prime indicazioni generali sull'evoluzione della spesa complessiva annua al 2020. Sono state compiute delle prime valutazioni della spesa complessiva sulla base di possibili evoluzioni dei livelli di incentivazione ed anche prime valutazioni sulla distribuzione della spesa per incentivazione a livello regionale.

4. Come finanziare gli investimenti nel settore delle energie rinnovabili

Il paper è stato curato da Gabriele Ferrante, già componente dell'Unità Tecnica Finanza di Progetto Nazionale del CIPE e Senior Advisor di Pricewaterhousecoopers Advisory e Riccardo Maria Togni, Director di Pricewaterhousecoopers Advisory.

La base del lavoro parte dal fatto che settore delle energie rinnovabili in questi ultimi anni ha avuto una forte espansione spinto da un sistema di incentivi largamente profittevoli e pertanto dalla possibilità di realizzare investimenti molto remunerativi. Questo aspetto ha permesso il coinvolgimento di ingenti capitali nel settore e ha permesso la realizzazione di molti impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che hanno contribuito alla riduzione di emissioni di CO₂ nell'atmosfera.

I recenti cambiamenti introdotti dal nuovo decreto rinnovabili (Decreto Legislativo 28/11) stanno delineando un mercato diverso dal precedente modificando in senso sostanziale l'assetto degli incentivi e il quadro normativo regolamentare ad essi dedicato. Gli incentivi si sono ridotti e ancora oggi è *in itinere* la definizione del nuovo

sistema incentivante. Tra le modifiche introdotte dal decreto si segnalano alcuni aspetti di particolare rilievo: la graduale abolizione del meccanismo dei certificati verdi; il passaggio ad un meccanismo di incentivi determinati tramite aste al ribasso per gli impianti di potenza superiore a valori minimi da definire; nuove tariffe in conto energia per gli impianti solari fotovoltaici che entreranno in esercizio dopo il 31 maggio 2011.

L'attuazione del nuovo disegno richiederà, nei mesi a venire, una copiosa quantità di decreti e regolamenti di passaggio ai nuovi meccanismi e gestione degli incentivi. Ma mentre in alcuni settori, come il fotovoltaico, il decreto è già stato redatto, per altri settori come l'eolico questa incertezza sta di fatto comportando una situazione di *stand by* del mercato. Il paper analizza in definitiva alcuni strumenti che potrebbero essere ulteriormente sviluppati per favorire la crescita delle rinnovabili con particolare riferimento al partenariato pubblico privato.

5. Le rinnovabili nel mondo: stato e prospettive di sviluppo delle rinnovabili in Italia; ruolo degli incentivi e prospettive di sviluppo industriale

Il capitolo riporta in modo istantaneo con alcuni dei dati più significativi ciò che è indicato nel titolo stesso ed è stato curato dall'ENEA-Unità Centrale Studi e Strategie, in particolare da Carlo Manna (Responsabile), ed Andrea Fidanza. Di seguito alcune *highlights* del paper.

Secondo i più recenti dati dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE), nel 2009 la produzione mondiale di energia verde ha coperto poco più del 13% dell'offerta energetica totale. Oltre il 70% dell'energia da rinnovabili proviene da biocombustibili solidi anche se negli ultimi vent'anni, i maggiori tassi di crescita li hanno fatti segnare le "nuove" rinnovabili come il fotovoltaico (+43,5%) e l'eolico (25,1%).

La rapidità con cui questi nuovi settori si stanno affermando ha portato, ormai già da alcuni anni, a una progressiva decarbonizzazione delle modalità di generazione dell'energia, in particolare nel settore elettrico delle economie più evolute come quelle dei Paesi europei.

Nel 2010 la nuova capacità installata in Europa su impianti alimentati a fonti rinnovabili ha raggiunto quota 22,7 GW, che corrisponde al 41% di tutte le nuove installazioni avvenute nel medesimo anno. Nello stesso anno, per la prima volta, le installazioni fotovoltaiche, grazie a 12 GW di nuova potenza, hanno superato quelle eoliche (9,3 GW), diventando così il principale mercato europeo delle rinnovabili.

Tali risultati sono l'effetto degli ingenti investimenti nei settori delle rinnovabili che hanno raggiunto nel 2010 quota 211 miliardi di dollari a livello mondiale facendo segnare un incremento del 32% rispetto al 2009 e del 500% rispetto al 2004. La rapidità con cui questi settori si stanno affermando contribuisce in misura sempre più rilevante a quel processo di decarbonizzazione delle modalità di generazione dell'energia, che è stato avviato, in particolare nel settore elettrico, nelle economie più industrializzate.

L'Italia è attualmente uno dei Paesi in cui si è investito di più nei settori delle rinnovabili e, con quasi 14 miliardi di dollari nel 2010, si posiziona al quarto posto

della classifica mondiale subito dopo Cina, Germania e Stati Uniti. Con riferimento al tasso di crescita annuo degli investimenti, il nostro Paese sale ulteriormente di posto nello stesso anno e si colloca al vertice della graduatoria mondiale (+136%). La tipologia degli investimenti varia da Paese a Paese e nel caso specifico dell'Italia buona parte di essi sono stati destinati a progetti di impianti per la produzione di energia. Infatti, se si considerano solo i progetti in “small distributed capacity”, ossia le installazioni di potenza inferiore a 1 MW, l'Italia risulta il secondo Paese al mondo per risorse investite.

6. La connessione della rete e lo sviluppo delle “smart grids”: analisi delle criticità e delle opportunità

Il *Paper* è stato curato dal Prof. Alessandro Cugini della Commissione *Energia e Mercato* di Confindustria. Parte dal presupposto che l'espansione delle rinnovabili avrebbe saturato la rete elettrica italiana in più punti. L'obbligo di legge di accettare le richieste di connessione di nuovi impianti FER rischierebbe di restare sulla carta. Come garantire l'allaccio ai 350.000 impianti autorizzati? Come regolarsi nei confronti degli ulteriori richiedenti? Basta cambiare le norme vigenti? Basteranno i nuovi collettori MT promessi? L'Autorità avendo affermato che la prenotazione delle reti risulta essere notevole e non commisurata all'effettiva realizzazione degli impianti, potrebbe adottare provvedimenti che sbloccano questa barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono ad ottenere la connessione in tempi rapidi anche se la rete è satura solo sulla carta. Tutto ciò premesso, si deve essere consapevoli che solo l'adozione massiccia delle Smart Grids, con lo sviluppo delle enormi potenzialità che questo sistema delle telecomunicazioni potrebbe dare alle reti, potrebbe risolvere il problema in modo strutturale e la connessione non sarà più il vincolo vero alla remunerabilità dell'investimento del singolo l'imprenditore di FER. La connessione alle reti infrastrutturali resta un problema, per le rinnovabili, ancora aperto.

- AEEG (Anni vari), *Annual Report to the European Commission on regulatory activities and the state of services in the electricity and gas sectors*, Milano
- AEEG (Anni Vari), *Relazione annuale*, Milano
- AEEG (2011a), *Indagine conoscitiva sulle determinanti del sistema dei prezzi e delle tariffe, sull'attività dei pubblici poteri e sulle ricadute sui cittadini consumatori, Memoria per l'audizione presso la Commissione straordinaria del Senato della Repubblica per la verifica dell'andamento generale dei prezzi al consumo e per il controllo della trasparenza dei mercati*, Roma, 13 luglio
- AEEG (2011b), *Relazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sullo stato del mercato dell'energia e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*, Milano
- AEEG (2011c), *Piano strategico triennale 2011-2013*, Milano
- ALTHESYS (2011a), *Green employment e sviluppo delle rinnovabili*
- ALTHESYS (2011b), *IREX Annual Report 2011*
- AMBIENTE.TV MAGAZINE (Anni vari), numeri vari
- ADAPT (2010), *Economia verde. Impatto economico e occupazionale*, Modena
- APER (2011), *Rapporto Rinnovabili 2010-2011. Situazione e prospettive delle fonti rinnovabili in Italia*, Roma
- APER, *Wind Book. Realtà e leggende dell'eolico in Italia*, Roma
- APER (2009), *Indagine conoscitiva sulle problematiche relative alle fonti di energia alternative e rinnovabili, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni in atmosfera e ai mutamenti climatici*. Audizione presso la XIII Commissione del Senato della Repubblica, Roma, 3 marzo 2009
- APER e GME (2009), *Fonti rinnovabili: guida alla vendita dell'energia e agli incentivi*, Roma
- BANCO DI NAPOLI (Anni vari), *Rassegna Economica*, Napoli
- BECCARELLO M. (2011), "Valutazione degli impatti socio-economici delle politiche per l'efficienza energetica" in *L'Industria*, Il Mulino, Bologna
- BECCARELLO M. (2009), *Relazione al Seminario annuale Sistemi Formativi Confindustria Il talento degli uomini, le risorse della terra: sinergie per la competitività*, Siracusa, 24-26 settembre 2009
- BECCARELLO M. e PIRON F. (2008), *La regolamentazione del mercato del gas naturale*, Rubbettino, Roma
- BECCARELLO M., MARZI G. E PROSPERETTI L. (2005), *Il quadro delle regole. Problemi e prospettive della regolazione del settore elettrico italiano*, Franco Angeli, Milano

- BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE & VESTAS WIND SYSTEMS (2011), *Global Corporate Renewable Energy Index (CREX)*
- BOOZ e CO. (2009), *A new source of power: the potential of renewable energy in the MENA region*
- BROWN M.A. (2001), *Market failures and barriers as basis for clean energy policies*, Energy Policies.
- CAMERA DEI DEPUTATI COMMISSIONE AMBIENTE (2011), *Indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili*, Roma
- CASOLARO A. (2010), *Settore energetico e politiche di sviluppo pubbliche: lo stato dell'arte per le regioni del Mezzogiorno*, Paper presentato in occasione del SIEP, XXII Riunione scientifica annuale "Nuove Frontiere dell'intervento pubblico in un mondo di interdipendenza", Pavia, 20-21 settembre 2010 e candidato al Premio SIEP 2010
- CESI RICERCA - CONFINDUSTRIA (2009), *Supporto alle decisioni per la definizione del Burden Sharing Regionale sullo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili*, disponibile sul sito www.confindustria.it
- CITTALIA – FONDAZIONI ANCI RICERCHE (2010), *Atlante dei Piccoli Comuni*, Roma
- CLÔ A. e PATERNÒ R. (2009), *Energia e Mezzogiorno*, Il Mulino, Bologna
- COMMISSIONE EUROPEA (2011), *Energia 2020. Una strategia per un'energia competitiva, sostenibile e sicura*, Bruxelles
- COMMISSIONE EUROPEA (2011), *Energie rinnovabili: progressi verso gli obiettivi del 2020*, Bruxelles
- COMMISSIONE EUROPEA (2010), *EU energy trends to 2030 — UPDATE 2009*, Luxembourg
- COMMISSIONE EUROPEA (2010a), *Energy 2020 - A Strategy for Competitive, Sustainable and Secure Energy. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the EEESC and the Committee of the Regions*. COM(2010)639 final
- COMMISSIONE EUROPEA (2010b), *Energy Infrastructure Priorities for 2020 and Beyond. A blueprint for an integrated European energy network. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the EEESC and the Committee of the Regions*. COM(2010)677 final
- COMMISSIONE EUROPEA (2010c), *Renewable Energy Snapshots 2010*, Luxembourg
- COMMISSIONE EUROPEA (2009), *EmployRES. The impact of renewable energy policy on economic growth and employment in the European Union*, Bruxelles
- COMMISSIONE EUROPEA - Direzione Generale Energia e Trasporti (2008), *European Energy and Transport- trends to 2030*, Bruxelles
- COMMISSIONE EUROPEA (2006), *Settimo Programma Quadro di ricerca e sviluppo tecnologico 2007-2013*
- COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT (2011), *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*, Bruxelles

- CONSIGLIO DELL'UNIONE EUROPEA (2006), *Decisione del Consiglio del 19 dicembre 2006 concernente il programma specifico «Cooperazione» che attua il settimo programma quadro della Comunità europea per le attività di ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione (2007-2013). Decisione 2006/971/CE*
- CONSIGLIO NAZIONALE DELL'ECONOMIA E DEL LAVORO – CNEL (2010), *Le ricadute economiche e occupazionali degli scenari di produzione elettrica al 2020 in Italia*, Roma
- Consiglio NAZIONALE DELL'ECONOMIA E DEL LAVORO (2009), *Indagine sull'impatto delle politiche di mitigazione dei cambiamenti climatici sul sistema produttivo e sull'occupazione in Italia*, Roma
- COPPOLA F.S. e CARRERAS C. (2010), *L'intervento del capitale privato per il finanziamento degli investimenti energetici nel Mezzogiorno: il Project Financing ed i mutui*, Paper presentato in occasione del SIEP, XXII Riunione scientifica annuale “Nuove Frontiere dell'intervento pubblico in un mondo di interdipendenza”, Pavia, 20-21 settembre 2010 e candidato al Premio SIEP 2010
- CUGINI A. (2009), Relazione “I colli di bottiglia elettrici” al Convegno *Energia, efficienza ed eco sostenibilità*, Chloride, 20 maggio 2009, Unione Industriali Napoli
- CUGINI A. (2009), Relazione al Seminario annuale Sistemi Formativi Confindustria *Il talento degli uomini, le risorse della terra: sinergie per la competitività*, Siracusa, 24-26 settembre
- CUGINI A. (2009), *Nota sulle determinazioni dell'AEEG dei livelli tendenziali di riduzione del numero e della durata delle interruzioni dell'alimentazione elettrica nel quadriennio 2008-2011 in Italia in applicazione della Delibera 341/2007*, EIDOS, Fabiano Group, n.1, Canelli (Asti)
- CUGINI A. (2008), “Energia e territorio meridionale: problematiche e criticità in Campania”, in *Dossier Unione Europea*, Associazione SRM, Anno 6, n.4, Napoli
- CUGINI A. (2007), “Analisi-intervento per ridurre le criticità nell'alimentazione elettrica delle imprese campane”, in *Dossier Unione Europea*, Associazione SRM Anno 5, n. 4, Napoli
- CUGINI A. (2006), *Criticità e potenzialità transnazionale mediterranea delle reti elettriche del Mezzogiorno d'Italia*, EIDOS, n.4, Fabiano Group, Canelli (Asti)
- DECRETO LEGISLATIVO 30 maggio 2008 n. 115, *Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE*
- DECRETO LEGISLATIVO n. 28 del 3 marzo 2011. *Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*
- DECRETO MINISTERIALE del 5 maggio 2011. *Quarto Conto Energia per il Fotovoltaico*
- DEXIA ASSET MANAGEMENT (2010), *Generating “Negawatts” Energy Efficiency's Threats and Opportunities for European Utilities*
- EDISON (Anni vari), *Mondo Edison Magazine*, numeri vari

- ENEA (2010), *Le Fonti Rinnovabili 2010. Ricerca e Innovazione per un futuro low-carbon*, Roma
- ENEA (2011), *Indagine conoscitiva sulla strategia energetica nazionale*, Testimonianza dell'ing. Giovanni Lelli – Commissario Agenzia ENEA, 10a Commissione Industria, commercio e turismo, Senato della Repubblica, Roma, 27 settembre
- ENEA (Anni vari), *Energia, Ambiente e Innovazione*, numeri vari, Roma
- ENEA (Anni vari), *Sviluppo Sostenibile*, numeri vari, Roma
- ENEA (Anni vari), *Rapporto energia e ambiente. Analisi e scenari*, Roma
- ENEA e National Geographic (2011), *Un posto al sole. Il fotovoltaico è l'unico grande boom italiano del 2010. Sarà solo un abbaglio?*, Roma
- ENEA (2008), *Fotovoltaico. Il processo evolutivo e le nuove frontiere*, Roma
- ENEA (2008), *Finanza, venture capital e tendenze globali dell'investimento in energia sostenibile: quali sviluppi per l'Italia?*, Roma
- ENEA (2008), *Riduzione delle emissioni e sviluppo delle rinnovabili: quale ruolo per Stato e Regioni?*, Roma
- ERNST & YOUNG (2011), *Renewable energy country attractiveness indices*, n. 29-30
- EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY'S – EEA (2005), *Projections of greenhouse gas emissions and removals*
- EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY'S – EEA (2006), *The European Community's initial report under the Kyoto Protocol*
- EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY'S – EEA (2007), *Transport and environment: on the way to a new common transport policy*
- EUROPEAN INVESTMENT BANK (2010), *Study on the Financing of Renewable Energy Investment in the Southern and Eastern Mediterranean Region*, Luxembourg
- EUROPEAN PARLIAMENT (2011), *EU Energy Strategy in the South Mediterranean*.
- EUROPEAN RENEWABLE ENERGY COUNCIL - EREC, *Renewable energy target for Europe by 2020*
- EUROSTAT (2010), *Pocketbook on Euro-Mediterranean statistics*, Belgium
- EUROSTAT (2010a), *Energy Yearly Statistics 2008*, Belgium
- EUROSTAT (2010b), *Statistics in focus 43/2010*, Belgium
- EUROSTAT (2010c) *Energy, transport and environmental indicators*, Belgium
- FEMISE (2010), *The crisis and ways out of it in the FEMIP Mediterranean partner countries*
- GRUPPO ITALIA ENERGIA (Anni vari), *Eidos*, numeri vari
- GRUPPO ITALIA ENERGIA (Anni vari), *Gestione energia*, numeri vari
- GRUPPO ITALIA ENERGIA (Anni vari), *Italia Energia*, numeri vari
- GME (Anni vari), *Relazione annuale*, Roma
- GSE (Anni vari), *Elementi*, numeri vari, Roma
- GSE (2011), *Gli impianti a fonti rinnovabili nelle regioni italiane. Anno 2009*, Roma

- GSE (2011), *Il Bilancio elettrico e le fonti rinnovabili in Italia a fine 2010*, Roma
- GSE (2011), *Rapporto statistico 2010. Impianti e fonti rinnovabili*, Roma
- GSE (2010), *Impianti a fonti rinnovabili. Rapporto statistico 2009*, Roma
- GSE (2011), *Incentivazione delle fonti rinnovabili: Certificati Verdi e Tariffe Onnicomprensive. Bollettino aggiornato al 31 dicembre 2010*, Roma
- GSE-IEFE (2009), "Prospettive di sviluppo delle tecnologie rinnovabili per la produzione di energia elettrica - Opportunità per il sistema industriale nazionale" *Research Report n. 3, December 2009*
- IMME (2010), *Economic benefits of the reinforcement of cooperation in Maghreb*, Study report N° 14, Algeri
- I-COM ENERGIA (2011), *Quale mix di innovazione per il futuro dell'energia?*, Roma
- IEA (Anni vari), *World Energy Outlook*, Londra
- IEA (2011a), *World Energy Outlook*, Londra
- IEA (2011b), *Renewables Information 2011- with 2010 data*, Londra
- IEA (2010), *Energy Poverty. How to make modern energy access universal?*, Londra
- IEA (2010), *Le prospettive tecnologiche nell'energia. Scenari e strategie da oggi al 2050*, Londra
- IEA (Anni vari), *Key World Energy Statistics*, Londra
- IL SOLE 24 ORE (Anni vari), *Energia 24*, numeri vari, Roma
- IMS RESEARCH (2011), *Solar PV Installations Reached 17.5 GW in 2010; New Report Forecasts 20.5 GW for 2011*, Wellingborough
- INTESA SANPAOLO (2009), *Fare energia con l'impresa. Guida agli strumenti per investire in Italia e nel Mediterraneo*
- INTESA SANPAOLO 2008, *Reti infrastrutturali e territorio: stato dell'arte e strumenti attivabili*
- IRES e CGIL (2011), *Dossier Energia e lavoro sostenibile. Analisi e Policy*
- IRES e CGIL (2010), *Verso la Green Economy. Lotta ai cambiamenti climatici e fonti rinnovabili: Gli Investimenti, le Ricadute Occupazionali, le Nuove Professionalità*
- ISTAT (Anni vari), *Statistiche ambientali*, Roma
- ISTAT (2010), *Il sistema energetico italiano e gli obiettivi ambientali al 2020*, Roma
- ISTITUTO AFFARI INTERNAZIONALI – IAI (2010), *The Mediterranean Energy Scene: What Now? What Next?*, Roma
- ISTITUTO BRUNO LEONI – IBL (2011), *Incentivi alle rinnovabili: pochi, maledetti, e subito*, Torino
- ISTITUTO BRUNO LEONI – IBL (2011), *Rinnovabili, quanto costano i sussidi?*, Torino
- ISTITUTO BRUNO LEONI – IBL (2010), *Rinnovabili, dove sbagliano le Regioni*, Torino
- ISTITUTO PER GLI STUDI DI POLITICA INTERNAZIONALE – ISPI (2011), *Le infrastrutture energetiche e di trasporto nel Mediterraneo*, Roma

- LEGAMBIENTE (Anni vari), *Comuni rinnovabili. Sole, vento, acqua, terra, biomassa. La mappatura delle fonti rinnovabili nel territorio italiano*, Roma
- LEGAMBIENTE (Anni vari), *Qualenergia*, numeri vari, Roma
- LEGAMBIENTE (2011), *Integrare le fonti rinnovabili nel paesaggio italiano. Le proposte di Legambiente per le Linee guida regionali per l'approvazione degli impianti da fonti rinnovabili*, Roma
- LEGAMBIENTE (2011), *Fonti rinnovabili e paesaggio*, Roma
- LESSER J.A., SU X. (2008), "Design of economically efficient feed-in tariff structure for renewable energy development", in *Energy Policy*, n.36
- LEGGE 21 DICEMBRE 2001 N. 443, *Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici ed altri interventi per il rilancio delle attività produttive*
- MANAGEMENT DELLE UTILITIES (Anni vari), numeri vari
- MAZZONI L. (2011), *Le energia rinnovabili e gli obiettivi di grid parity nel contesto energetico italiano ed europeo*. Rivista di Economia e Politica Industriale, Il Mulino, n. 2/11, Bologna
- MINISTERO DELLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE – DIREZIONE GENERALE ENERGIA E RISORSE MINERARIE (2005), *Scenari tendenziali dei consumi e dei fabbisogni al 2020*, Roma
- MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (2009), Decreto 2 marzo 2009. *Disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare*, Roma
- MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (Anni vari), *Bilancio energetico nazionale*, Roma
- MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (2011), *Decreto 4 agosto 2011 inerente la Regionalizzazione degli obiettivi di sviluppo delle FER*, Roma
- MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (2011), Decreto 5 maggio 2011 *Produzione energia elettrica da impianti solari fotovoltaici, tecnologie innovative conversione fotovoltaica*, Roma
- MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (2011a), *Bilancio energetico nazionale*, Roma
- MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (2011b), Decreto legislativo n. 28/2011 recante *Ripartizione fra Regioni e Province autonome di Trento e Bolzano della quota minima di incremento dell'energia prodotta con fonti rinnovabili e la disciplina delle modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi delle Regioni e delle Province Autonome*, Roma
- MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (2010a), *Bilancio energetico nazionale*, Roma
- MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (2010b), *Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)*, Roma

- MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (2010c), Decreto 10 settembre 2010, *Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*, Roma
- MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (2010d), Decreto 6 agosto 2010 *Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare*, Roma
- MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO DIPARTIMENTO PER L'ENERGIA, *Supplemento al bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse*, Anno 54, n.2, Roma
- MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (2007), *Piano d'azione italiano per l'efficienza energetica 2007*, Roma
- MONTE DEI PASCHI DI SIENA - Area Pianificazione strategica, Research & Investor Relations (2010), *I comparti industriali dell'energia in Italia e le fonti rinnovabili*
- OBSERVATOIRE MÉDITERRANÉEN DE L'ENERGIE – OME (2010), *GEM Global Energy for the Mediterranean*
- OBSERV'ER (2010), *Worldwide electricity production from renewable energy sources*
- PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO *Direttiva 2001/77/CE del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*
- PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO *Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*
- PEW CHARITABLE TRUST (2010), *Who's winning the clean Energy race?*
- PLAN BLUE, Centre d'Activites Regionales (2008), *Climate change and energy in the Mediterranean, Sophia Antipolis*
- PWC-CET (2011), "Gli investimenti nel settore delle rinnovabili nel Mediterraneo: stimoli e freni", presentazione tenutasi nell'ambito dell'*EnergyMed 2011*, Napoli
- RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st. CENTURY - REN21 (2011), *Renewables 2011. Global Status Report*, Paris
- RINGEL M. (2006), "Fostering the use of renewable energies in the european union: the race between feed-in and green certificates", in *Renewable Energy*, 31
- RUGIERO S., NOTARGIOVANNI S. (a cura di), *Lotta ai cambiamenti climatici e fonti rinnovabili: gli investimenti, le ricadute occupazionali e le nuove professionalità*, 2010, Collana IRES Studi e Ricerche, Ediesse
- RULLANI E. (2010), *Modernità Sostenibile*, Marsilio, Venezia
- SCHEMA DI DECRETO LEGISLATIVO *recante attuazione della Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*
- STERN N. (2006), *The Economics of Climate Change: the Stern Review*, Cambridge University Press
- SRM (Anni vari), *Dossier Unione Europea Studi e Ricerche*, Napoli

- SRM (2012), *L'energia fotovoltaica: analisi settoriale e territoriale*, Collana "Le energie rinnovabili", Napoli
- SRM (2012), *L'energia eolica: analisi settoriale e territoriale*, Collana "Le energie rinnovabili", Napoli
- SRM (2012), *L'energia da biomasse: analisi settoriale e territoriale*, Collana "Le energie rinnovabili", Napoli
- SRM (2012), *Le politiche di sviluppo pubbliche per il settore*, Collana "Le energie rinnovabili", Napoli
- SRM (2012), *I risultati di un'indagine territoriale*, Collana "Le energie rinnovabili", Napoli
- SRM (2010), *Energia e Territorio. Il Mezzogiorno e le nuove sfide: infrastrutture e imprese, le politiche di sviluppo, le fonti rinnovabili e il ruolo delle regioni*, Giannini, Napoli
- SRM (2009), *Risorse idriche e sviluppo economico. Scenari economico-territoriali, analisi delle infrastrutture, finanza e investimenti nel Mezzogiorno*, Giannini Editore, Napoli
- SRM (2006), *L'industria idrica italiana. Scenario economico-finanziario, struttura territoriale e modelli di gestione a confronto*, Guida, Napoli
- SRM (2006), *Il sistema idrico dell'Italia meridionale: regioni a confronto*, Giannini Editore, Napoli
- SRM e ISTITUTO AFFARI INTERNAZIONALI – IAI (2009) *Competitività e sviluppo internazionale del sistema economico meridionale: il ruolo dei servizi alla produzione in Campania*, Giannini Editore, Napoli
- THE EUROPEAN HOUSE AMBROSETTI e ENEL (2007), *Energia elettrica domani. Linee guida per la politica delle fonti energetiche primarie come chiave per la competitività e la sicurezza dell'Italia e dell'Europa in futuro*, Roma
- TERNA (Anni vari), *Piano di sviluppo*, Roma
- TERNA (Anni vari), *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*, Roma
- TOSI S. (2011), *La connessione degli impianti da fonti rinnovabile alla rete Terna*, presentazione tenutasi a Roma il 10 marzo 2011
- UNIONE GEOTERMICA ITALIANA (2007), *La geotermia ieri, oggi, domani*, Edizioni ETS, Pisa
- UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME – UNEP (2010), *Patents and clean energy: bridging the gap between evidence and policy. Final report*, Mediengruppe Universal, Munich
- UNIONE PETROLIFERA (2011), *Statistiche economiche, energetiche e petrolifere*
- VIGOTTI R. (2009), *Il Piano Solare per il Mediterraneo: obiettivi, opportunità e ruolo di* Observatoire Méditerranéen de l'énergie, in *Impresa&Stato*

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO SUL TEMA DEL FOTOVOLTAICO

- AEEG (Autorità per l'energia elettrica ed il gas), *Relazione dell'Autorità*, febbraio 2011
- EPIA (European Photovoltaic Industry Association) e GREENPEACE, 2011, *Solar generation 6. Solar photovoltaic electricity empowering the world*, Brussel
- EPIA (European Photovoltaic Industry Association), 2010, *Market outlook 2010*, Brussel
- EPIA (European Photovoltaic Industry Association), 2010, *Global market outlook for photovoltaic until 2014*, Brussel
- EUROSERVER', 2010, *Il barometro del fotovoltaico*
- GSE (Gestore dei Servizi Energetici), anni vari, *Statistiche sulle fonti rinnovabili*, Roma
- GSE (Gestore dei Servizi Energetici), *Banca dati Atlasole*, Roma
- GSE (Gestore dei Servizi Energetici), anni vari, *Solare fotovoltaico. Rapporto statistico*, Roma
- GSE (Gestore dei Servizi Energetici), 2011, *Totale dei risultati del Conto Energia al 31 ottobre 2011*, Roma
- I-COM (Istituto per la competitività), 2010, *Il possibile contributo del settore fotovoltaico al sistema Italia*, Roma
- IEA (International Energy Agency), 2010, *Technology roadmap. Concentrating solar power*. France
- IEA (International Energy Agency), 2010, *Technology roadmap. Solar photovoltaic energy*. France
- IMS Research, 2011, *Solar PV Installation reached 17,5 GW in 2010; new report forecasts 20,5 GW for 2011*, Wellingborough
- POLITECNICO DI MILANO, *Solar Energy Report*, 2011
- TERNA, *Statistiche*

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO SUL TEMA DELL'EOLICO

- ANEV (Associazione Nazionale Energia del Vento), UIL, 2011, *Il potenziale eolico italiano ed i suoi possibili risvolti occupazionali al 2020*, Roma
- EUROSERVER', 2010, *Il barometro dell'energia eolica*
- EWEA (European Wind Energy Association), 2011, *Powering the energy debate. Annual report*, Brussel
- EWEA (European Wind Energy Association), 2011, *Wind in power. 2010 European statistics*, Brussel
- GSE (Gestore dei Servizi Energetici), anni vari, *Statistiche sulle fonti rinnovabili*, Roma
- GSE (Gestore dei Servizi Energetici), anni vari, *Eolico. Rapporto statistico*, Roma
- GWEC (Global Wind Energy Council), 2011, *Global wind 2010 report*, Brussel

IEA (International Energy Agency), 2009, *Technology roadmap. Wind energy*, France

WWEA (World Wind Energy Association), 2011, *Half Year report*, Bonn

WWEA (World Wind Energy Association), 2011, *World wind energy report*, Bonn

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO SUL TEMA DELLE BIOMASSE

ALTHESYS (2011), *IREX Annual Report 2011*

APER (2011), *Rapporto Rinnovabili 2010-2011*, Roma

ENERGY & STRATEGY GROUP – POLITECNICO DI MILANO (2011), *Biomass Energy Report. Il business delle biomasse e dei carburanti nel sistema industriale italiano*, Milano

EUROPEAN BIOMASS ASSOCIATION – AEBIOM (2010), *Bioenergy 2030. European energy issues and the development of bioenergy towards 2030*, Brussels

EUROPEAN BIOMASS ASSOCIATION – AEBIOM (2011), *Annual Statics Report 2011*, Brussels

EUROPEAN BIOMASS ASSOCIATION – AEBIOM (2010), *Annual Report 2010*, Brussels

EUROSERV'ER (2010), *Worldwide electricity production from renewable energy sources*

GSE (2011), *Biomasse. Rapporto statistico*, Roma

GSE (2011), *Rapporto statistico 2010. Impianti e fonti rinnovabili*, Roma

ITABIA (Italian Biomass Association), 2008, *I traguardi della bioenergia in Italia. Elementi chiave per gli obiettivi al 2020*, Roma

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO SUL TEMA DELLA GEOTERMIA

BERTANI R. (2010), *Geothermal Power Generation in the World 2005-2010 Update*, Report.proceed World Geother, Congress Bali, Indonesia

BIGNAMI G.F. (2011), *Cosa resta da scoprire*, Mondadori

CARLINO S., SOMMA R., TROISE C. E DE NATALE G. (2012), *The geothermal exploration of Campanian volcanoes: historical review and future development*, in “Renewable & Sustainable Energy Review”, n. 16.1

DE NATALE G, TROISE C., DE NATALE P., BOSCHI E. (2008), *Luce dentro il vulcano*, in “Le Scienze”, gennaio

DUFIELD W.A., SASS J.H. (2003), *Geothermal energy-Clean Power From the Earth's Heat*, USGS Circular n. 1249, Reston, Virginia

- EGEC (European Geothermal Energy Council) (2011), *Deep Geothermal Market Report 2011*
- FRIDLEIFSSON G.O., ELDERS W.A. (2005), *The Iceland Deep Drilling Project: a search for deep unconventional geothermal resources*, in “Geothermics”, n. 34
- DE NATALE G, TROISE C. (2011), *The Campi Flegrei Deep Drilling Project: from risk mitigation to renewable energy production*, in “European Review”, n. 19
- GIARDINI D. (2009), *Geothermal quake risks must be faced*, in “Nature”, n. 462
- GSE, *Geotermoelettrico. Rapporto statistico*, 2010
- GSE, *Rapporto Statistico 2010*, 2011
- M.I.T. (2006), *The Future of Geothermal Energy*, sul sito www.geothermal.inel.gov
- NAPOLI V. (2011), *I programmi nucleari ENEL per l'Italia*, Intervento alla Giornata di Studio AEIT “Produzione e industria nucleare”, Trieste, 1° febbraio
- PIATTAFORMA TECNOLOGICA ITALIANA PER L'ENERGIA GEOTERMICA (2011), *Piano strategico di ricerca per l'energia geotermica*, 19 luglio
- RUBBIA C. (2011), *Atomo troppo costoso, la carta vincente è il mix gas-geotermia*, in “La Repubblica”, 10 giugno
- SRM, *Energia e territorio*, Giannini Editore, Napoli, 2010
- UGI (2011), *Manifesto per la Geotermia in Italia*, Roma, 7 giugno.
- U.S. Geological Survey, *Energy Resources Program* sul sito www.energy.usgs.gov

Le interviste concesse dagli operatori citati nella ricerca, di cui ne è stato regolarmente approvato il testo, hanno rappresentato fonte bibliografica.

Di tutte le entità pubbliche e private citate nella ricerca sono stati consultati i siti web.

NOTIZIE SUGLI AUTORI

La ricerca è stata progettata, coordinata e realizzata da SRM e SVIMEZ; in particolare hanno curato lo studio (ordine alfabetico):

Anna Arianna BUONFANTI, Ricercatrice Area Infrastrutture, Finanza Pubblica e Utilities - SRM

Consuelo CARRERAS, Ricercatrice Area Infrastrutture, Finanza Pubblica e Utilities - SRM

Agnese CASOLARO, Ricercatrice Area Infrastrutture, Finanza Pubblica e Utilities - SRM

Massimo DEANDREIS, Direttore Generale SRM

Riccardo PADOVANI, Direttore della SVIMEZ

Alessandro PANARO, Responsabile Infrastrutture, Finanza Pubblica e Utilities – SRM

Grazia SERVIDIO, Ricercatore esperto della SVIMEZ

Alla ricerca hanno inoltre lavorato, con saggi specifici, collaboratori esterni che con le loro competenze, esperienze e professionalità hanno contribuito a fornire importante valore aggiunto alla pubblicazione. Di seguito l'elenco degli autori (ordine alfabetico):

Massimo BECCARELLO, Chief Energy Project, Confindustria Energia

Alessandro CUGINI, Componente del Comitato tecnico “Energia e Mercato” di Confindustria; Coordinatore del Gruppo di Lavoro “Qualità del servizio elettrico” della Commissione “Energia e Mercato” di Confindustria

Giuseppe DE NATALE, Dirigente di ricerca dell'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia-Osservatorio Vesuviano Responsabile dell'Unità Dinamica dei Sistemi Vulcanici e Geotermia

Gabriele FERRANTE, Senior Advisor, Pricewaterhousecoopers Advisory Spa

Andrea FIDANZA, Unità Centrale Studi e Strategie, ENEA

Carmelo PETRAGLIA, Professore associato di Economia politica, Università della Basilicata

Carlo MANNA, Responsabile Unità Centrale Studi e Strategie, ENEA

Riccardo Maria TOGNI, Director, Pricewaterhousecoopers Advisory Spa



Studi e Ricerche per il Mezzogiorno
Via Cervantes, 64 - 80133 Napoli - Italia
Tel. +39 0814935292 - Fax +39 0814935289
comunicazione@sr-m.it
www.sr-m.it

Presidente: Paolo Scudieri

Direttore generale: Massimo Deandreis

Consiglio Direttivo: Giuseppe Castagna, Francesco Saverio Coppola, Giuseppe Cuccurese, Gregorio De Felice, Adriano Giannola, Marco Morganti, Piero Prado

SRM si avvale di un Comitato Scientifico composto da docenti universitari ed esperti in materia. La composizione del Comitato Scientifico è pubblicata sul sito web www.sr-m.it

Collegio dei Revisori: Danilo Intreccialagli, (presidente), Giovanni Maria Dal Negro, Lucio Palopoli

Organismo di Vigilanza (art.6 D.Lgs. 231/01): Gian Maria Dal Negro
Comitato Etico (art.6 D.Lgs. 231/01): Lucio Palopoli

**AZIENDA CON SISTEMA DI GESTIONE
PER LA QUALITÀ CERTIFICATO DA DNV
= UNI EN ISO 9001:2008 =**

SRM adotta un Sistema di Gestione per la Qualità in conformità alle Normative UNI EN ISO 9001:2008 nei seguenti campi: Studi, Ricerche, Convegni in ambito economico finanziario meridionale: sviluppo editoriale e gestione della produzione di periodici.

Soci Fondatori e Ordinari

INTESA  SANPAOLO

 BANCO DI NAPOLI

 BIIS | BANCA INFRASTRUTTURE
INNOVAZIONE E SVILUPPO

IMI INVESTIMENTI



 BANCA
DI CREDITO SARDO



SVIMEZ
Associazione
per lo sviluppo
dell'industria
nel Mezzogiorno

SVIMEZ – Associazione per lo sviluppo dell'industria nel Mezzogiorno
Via di Porta Pinciana, 6 - 00187 Roma
Tel. 06 478501 Fax 06 47850850
svimez@svimez.it
www.svimez.it

Consiglio di Amministrazione:

Ettore Artioli, Paolo Baratta, Piero Barucci, Alessandro Bianchi, Gerardo Bianco, Manin Carabba, Michele Cascino, Mario Centorrino, Luigi Compagna, Romualdo Coviello, Antonio Del Pozzo, Adriano Giannola, Mariano Giustino, Angelo Grasso, Antonio La Spina, Amedeo Lepore, Antonio Maccanico, Angelo Pietro Paolo Nardoza, Riccardo Padovani, Federico Pica, Federico Pirro, Gianfranco Polillo, Maria Teresa Salvermini, Enrico Santoro, Albertomauro Sarno, Giuseppe Soriero, Sergio Zoppi

Collegio dei Revisori dei Conti:

Giulio Cecconi, Luciano Giannini, Andrea Zivillica

Presidente:

Adriano Giannola

Vice Presidente:

Maria Teresa Salvemini

Direttore:

Riccardo Padovani

Vice Direttore:

Luca Bianchi

Finito di stampare a Napoli
Presso le Officine Grafiche Francesco Giannini & Figli S.p.a.
Nel mese di giugno 2012

SRM e SVIMEZ, da sempre sensibili al “valore” delle energie rinnovabili e della *green economy*, hanno progettato e realizzato questa ricerca che offre un quadro di analisi sulle, molto dibattute, energie pulite. Obiettivo è stato analizzare il ruolo che le fonti alternative rivestono come fattore di sviluppo per l'economia italiana, e per quella meridionale, in particolare, in una visione di competitività mondiale.

Con il supporto di dati, analisi e statistiche, lo studio dà il necessario risalto alla dimensione internazionale, a quella nazionale, ma anche ai singoli territori regionali, rivolgendo una particolare attenzione al Mezzogiorno, che presenta rispetto al Centro-Nord un vantaggio competitivo dovuto all'esistenza di un rilevante “potenziale rinnovabile”. Alla parte desk si affianca un'indagine territoriale svolta con interviste agli attori significativi del sistema con l'obiettivo di comprendere il fenomeno attraverso opinioni dirette. Con l'incrocio tra dati e testimonianze del territorio la ricerca individua i principali vincoli per uno sviluppo efficiente e sostenibile ed indica proposte per il loro superamento.

Partendo da un inquadramento generale del comparto, ne sono stati evidenziati gli andamenti, con particolare riferimento a quattro fonti pulite caratterizzate da un maggiore sviluppo nel panorama energetico italiano: la solare fotovoltaica, l'eolica, quella da biomasse e la geotermica. L'analisi traccia un quadro puntuale dei fenomeni e dei cambiamenti in atto, valutando il ruolo che le fonti rinnovabili potranno ritagliarsi nel portafoglio energetico italiano senza escludere il sistema degli incentivi (pubblici e privati) per una loro più diffusa implementazione. Non mancano analisi a livello regionale e comunale nonché alcuni indicatori di impatto economico rivolte ad illustrare la diffusione più locale del fenomeno e la valenza nazionale ed internazionale.

SRM

Studi e Ricerche per il Mezzogiorno è un Centro Studi, con sede a Napoli, specializzato nell'analisi delle dinamiche economiche regionali con particolare attenzione al Mezzogiorno e al Mediterraneo. SRM, nato come presidio intellettuale e scientifico, ha come obiettivo la creazione di valore aggiunto nel tessuto sociale ed economico facendo leva sul miglioramento della conoscenza. www.sr-m.it

SVIMEZ

La SVIMEZ -Associazione per lo sviluppo dell'industria nel Mezzogiorno- è stata costituita a Roma il 2 dicembre 1946, ed ha lo scopo statutario di *“promuovere, nello spirito di una efficiente solidarietà nazionale e con visione unitaria, lo studio particolareggiato delle condizioni economiche del Mezzogiorno d'Italia, al fine di proporre concreti programmi di azione e di opere intesi a creare e a sviluppare nelle Regioni meridionali quelle attività industriali le quali meglio rispondano alle esigenze accertate”*. www.svimez.it

