



**Friends of  
the Earth  
Italy**

**AMICI DELLA TERRA ITALIA ONLUS      FRIENDS OF THE EARTH/ITALY**

**Sede nazionale**

**Via Di Torre Argentina 18, 00186 Roma Italy**

**Tel. ++39 6 6868289 – Fax . ++39 6 68308610**

[www.amicidellaterra.it](http://www.amicidellaterra.it)

**“RINNOVABILE L’ENERGIA MA NON IL TERRITORIO.”**

**LE IMPLICAZIONI PER L’ITALIA DELLA  
NUOVA DIRETTIVA EUROPEA SULLO  
SVILUPPO DELLE RINNOVABILI AL 2020.**

Dossier a cura di **Andrea Molocchi**

con la collaborazione di **Domenico Coiante e Monica Tommasi**

*Ottobre 2009*





## ***INDICE***

<b>Premessa .....</b>	<b>4</b>
<b>1. La nuova direttiva sulla promozione dell'uso di energia prodotta da fonti rinnovabili .....</b>	<b>5</b>
<b>2. Le principali implicazioni della direttiva per l'Italia .....</b>	<b>15</b>
2.1 Le principali novità .....	15
2.2 Una prima valutazione di fattibilità dell'obiettivo nazionale .....	15
<b>3. Riformare gli incentivi per non svalutare il nostro territorio .....</b>	<b>23</b>
3.1 Le stime di uso del territorio da parte delle principali fonti rinnovabili..	24
3.2 Una stima della superficie di territorio richiesta per soddisfare il potenziale massimo di rinnovabili al 2020. ....	29
3.3 Raggiungere l'obiettivo nazionale minimizzando l'uso di territorio .....	30
<b>4. Per uno sviluppo delle rinnovabili integrato con la politica su energia e clima .....</b>	<b>34</b>
4.1 Le scadenze .....	34
4.2 Tante rinnovabili, altrettanto nucleare: la politica dell'irresponsabilità.	35
4.3 Alcune proposte per una maggior integrazione delle politiche .....	37
 Bibliografia .....	 39



## ***PREMESSA***

La nuova direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili rientra all'interno di un più ampio pacchetto di provvedimenti europei su energia e clima al 2020 (riguardanti i settori ETS, settori non-ETS, la cattura e il sequestro del carbonio), concepiti in maniera integrata nell'ambito della strategia europea per il negoziato internazionale sul clima che, come noto, cercherà di varare un protocollo "Post Kyoto" capace di fornire risposte efficaci per la mitigazione e l'adattamento ai cambiamenti climatici. La nuova direttiva sulle fonti rinnovabili costituisce la componente per così dire "unilaterale" della strategia europea, cioè non modificabile alla luce dell'esito di Copenhagen. Tuttavia, essa potrà essere seguita da ulteriori provvedimenti nei vari ambiti coperti dalla politica climatica europea (soprattutto in materia di efficienza e risparmio energetico), con implicazioni per la direttiva stessa.

Questo dossier si propone di illustrare le novità della direttiva europea, con particolare riferimento ai vincoli e alle opportunità per l'Italia. Un primo capitolo sarà pertanto dedicato alla sintesi dei contenuti della Direttiva e delle principali scadenze per gli Stati Membri. Un secondo capitolo è dedicato alle implicazioni della direttiva per l'Italia, iniziando da quelle amministrative e istituzionali nell'ottica più generale del pacchetto energia e clima, di cui la direttiva costituisce componente essenziale, ma pur sempre incompleta. Nella seconda parte del capitolo viene proposta una prima analisi di fattibilità dell'obiettivo di rinnovabili assegnato all'Italia (17% dei consumi finali lordi al 2020), basata sulle risultanze del modello Primes dell'Università di Atene, cioè lo stesso modello utilizzato dalla Commissione per simulare gli effetti del pacchetto per gli Stati Membri e per l'intera Unione. Il principale vantaggio di tale riferimento è di poter disporre di una proiezione del livello di domanda di energia dell'Italia al 2020, coerente con le misure del pacchetto su energia e clima (come noto, il livello dei consumi finali di energia è il dato essenziale per il calcolo dell'obiettivo di rinnovabili in termini assoluti). Tuttavia, Primes è un modello energetico che si basa su quantità e prezzi delle varie forme di energia, e non riesce a tener conto di eventuali fattori territoriali di vincolo o di opportunità per le singole fonti rinnovabili. Talune fonti energetiche possono essere ritenute "rinnovabili", ma il territorio che esse utilizzano non lo è affatto, anzi: è una risorsa scarsa di cui tutti vorrebbero disporre per molti altri utilizzi, magari non necessariamente in esclusiva, ma per la quale si pone con sempre maggior intensità un problema di compatibilità fra interessi diversi. Quanto territorio richiede l'obiettivo di rinnovabili della nuova direttiva europea? Vi è un rischio tangibile che una politica di mitigazione climatica mal concepita possa determinare effetti indesiderati sotto altri profili ambientali.



Il terzo capitolo si propone pertanto di approfondire l'analisi di fattibilità delle rinnovabili in Italia alla luce, da un lato, delle prestazioni specifiche *comparate* delle singole fonti in termini di utilizzo del territorio (*quali sono le fonti che usano meno territorio?*), e dall'altro lato del fabbisogno di territorio necessario per soddisfare i quantitativi richiesti dalla direttiva. Com'è ovvio attendersi, le elaborazioni di questo capitolo, il più possibile basate sulle più autorevoli analisi del potenziale in Italia, hanno portato all'individuazione –sebbene in maniera del tutto preliminare- delle fonti meno impattanti per il territorio e a valutazioni di fattibilità orientate a minimizzare l'uso dello scarso territorio disponibile in Italia. La politica di mitigazione climatica può e deve tener conto –minimizzandoli e prevenendoli- dei costi esterni ambientali delle politiche d'intervento, e anche la promozione delle fonti rinnovabili non può essere da meno. Ovviamente, quello realizzato in questo dossier è un esercizio ancora incompleto ed embrionale che, tuttavia, fornisce il segnale di una necessità di tutela, che le politiche di promozione delle rinnovabili non possono più trascurare.

Il quarto e conclusivo capitolo riassume le nostre principali proposte per la politica nazionale sulle rinnovabili, volte non tanto a promuovere questa o quella fonte a discapito di altre meno promettenti (indicazioni in questo senso sono contenute nel cap. 3), quanto ad adottare un approccio equilibrato nell'ambito della più ampia politica su energia e clima, nonché coerente con le ulteriori esigenze di tutela ambientale che a nostro parere non dovrebbero essere trascurate, a partire dal mantenimento e miglioramento della qualità del paesaggio e del territorio nazionale.

## ***I. LA NUOVA DIRETTIVA SULLA PROMOZIONE DELL'USO DI ENERGIA PRODOTTA DA FONTI RINNOVABILI***

La nuova direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili<sup>1</sup> mira a stabilire un nuovo quadro, più generale, di promozione delle fonti rinnovabili nell'UE, andando a sostituire precedenti direttive (Direttiva 2001/77/EC sulla promozione di elettricità da fonti rinnovabili<sup>2</sup> e Direttiva 2003/30/EC sulla promozione dei biocarburanti)<sup>3</sup> e regolamentando nuovi settori oggi non a rientranti nel quadro giuridico comunitario (riscaldamento e raffrescamento).

---

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Si ricorda che la direttiva 2001/77/EC stabiliva un obiettivo al 2010 del 21% di elettricità prodotta con fonti rinnovabili sui consumi finali UE.

<sup>3</sup> La direttiva sui biocarburanti stabiliva un obiettivo comunitario al 2010 del 5,75% biocarburanti sul consumo totale di benzina e gasolio UE.



*Gli obiettivi vincolanti della direttiva e le modalità di calcolo del raggiungimento dell'obiettivo*

La direttiva afferma l'obiettivo quantitativo di una quota di energia da fonti rinnovabili pari al 20% al 2020 sul consumo energetico finale lordo. In coerenza con questo obiettivo generale, l'allegato I parte A stabilisce obiettivi obbligatori al 2020 differenziati per gli Stati membri, compresi fra il 10% e il 49% del consumo energetico finale lordo (Italia 17%).

Ai fini del calcolo dell'obiettivo, le fonti rinnovabili riconosciute dalla direttiva sono: eolica, solare, aerotermica (calore atmosferico), geotermica (calore sotterraneo), idrotermica (calore di acque superficiali), maremotrice, idroelettrica, biomassa (frazione biodegradabili di prodotti, rifiuti e residui), gas da discarica, gas residuati da processi di depurazione e biogas.<sup>4</sup> Per consumo energetico finale lordo s'intende il "consumo di prodotti energetici forniti per scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi inclusi i servizi pubblici, l'agricoltura, la silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore da parte del settore energetico nelle attività di produzione di elettricità e calore, includendo le perdite di elettricità e di calore nella trasmissione e distribuzione."<sup>5</sup>

**Tabella 1: Ripartizione fra gli Stati Membri dell'obiettivo del 20% comunitario al 2020**

	Quota rinnovabili 2020		Quota rinnovabili 2020
AT	34%	LV	42%
BE	13%	LT	23%
BG	16%	LU	11%
CY	13%	MT	10%
CZ	13%	NL	14%
DK	30%	PL	15%
EE	25%	PT	31%
FI	38%	RO	24%
FR	23%	SK	14%
DE	18%	SI	25%
EL	18%	ES	20%
HU	13%	SE	49%
IE	16%	UK	15%
IT	17%	UE27	20%

Fonte: allegato I parte A Direttiva 2009/28/CE.

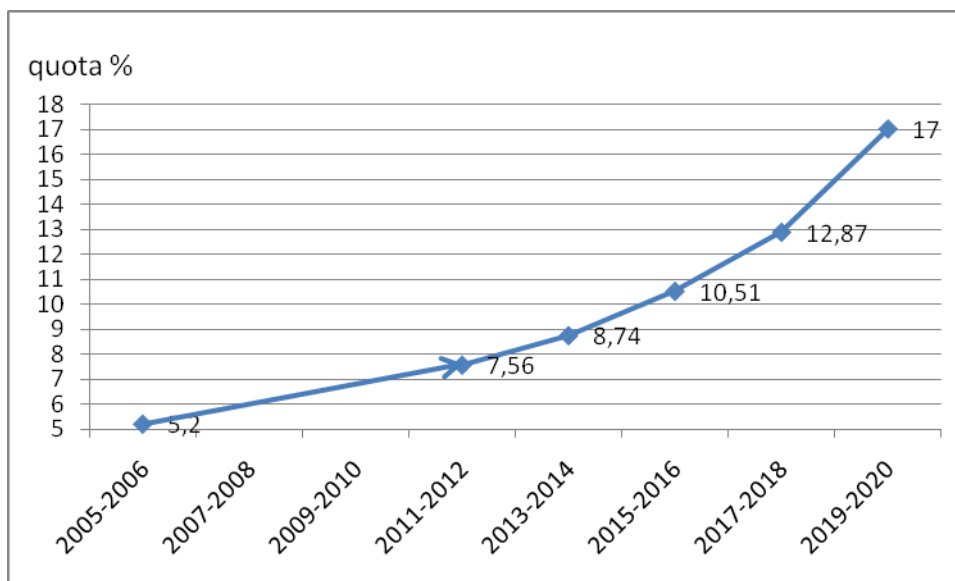
L'allegato I parte B della direttiva definisce obiettivi intermedi nazionali, che hanno invece solo valore *indicativo*: è la cosiddetta "traiettoria nazionale al 2020", che prevede valori-obiettivo crescenti per ognuno dei quattro bienni intermedi che

<sup>4</sup> Art 2, a.

<sup>5</sup> Art 2, f.

vanno dal 2011 al 2018 (ogni obiettivo intermedio va inteso come media da superare nel biennio, cfr. fig. 1).

**Fig. 1: Fonti rinnovabili: traiettoria indicativa dell'Italia 2011-2020**



Fonte: Allegato I, parte B Direttiva 2009/28/CE

**Ai fini del calcolo del raggiungimento dell'obiettivo nazionale di consumo di energia da fonti rinnovabili, la direttiva distingue tre settori:<sup>6</sup>**

1. elettricità,
2. riscaldamento e raffreddamento <sup>7</sup>
3. trasporti.

**Solo nel caso dei trasporti è previsto un obiettivo settoriale vincolante al 2020, ed è uguale per tutti gli Stati membri:** la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti nel 2020 deve raggiungere il 10% del consumo finale di energia nei trasporti. Dato che l'obiettivo è espresso in termini di consumi e non di produzione, gli Stati membri possono soddisfare l'obiettivo ricorrendo alle importazioni (da altri Stati membri o da paesi terzi) di forme energetiche basate su fonti rinnovabili, come tipicamente i biocarburanti. Ai fini del calcolo di questo obiettivo, le modalità di conteggio delle varie forme di energia da considerare al numeratore e al denominatore sono piuttosto complesse e talvolta contraddittorie:

<sup>6</sup> L'art 5 della direttiva prevede vari requisiti di calcolo; in generale, il riferimento metodologico e le definizioni usate nel calcolo sono fornite dal Regolamento EC 1099/2008 sulle statistiche energetiche.

<sup>7</sup> Questo settore di consumo è a sua volta suddiviso in "teleriscaldamento da fonti rinnovabili" e "altri consumi per scopi di riscaldamento, raffreddamento e di processo" (cfr. art. 5, comma 4).



- al numeratore vanno considerati tutti i tipi di energia da fonti rinnovabili consumati in tutte le forme di trasporto (incluso quindi anche il trasporto marittimo e aereo);<sup>8</sup>;
- al denominatore, vanno considerati i “consumi di benzina, gasolio e biocarburanti nei trasporti su strada e rotaia, e di elettricità”.<sup>9</sup> Dunque si escludono i carburanti petroliferi “alternativi” come il GPL, e quelli non petroliferi, come il metano. Inoltre, sono esclusi importanti settori di consumo come quello del trasporto via mare (cabotaggio incluso, che rientra invece negli inventari di emissione di gas serra) e aereo (voli nazionali e internazionali, rientranti nella direttiva sull’inclusione dell’aviazione nell’ETS comunitario);
- ai fini del calcolo dei consumi di elettricità da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, nella difficoltà di individuare nella maggior parte dei casi l’origine dell’elettricità consumata (tipicamente nel trasporto su rotaia, dove l’elettricità è sempre prelevata dalla rete), la direttiva stabilisce che uno Stato membro può considerare la quota nazionale di elettricità da fonti rinnovabili oppure la quota del mix europeo. In questo modo viene tuttavia esclusa la possibilità, tipica dei progetti di produzione da FER stand alone (carica diretta di batterie), di conteggiare al 100% l’elettricità direttamente prodotta da fonti rinnovabili. Nel caso dell’elettricità da fonti rinnovabili consumata dai veicoli su strada, la direttiva specifica che deve essere conteggiata per 2,5 volte il suo contenuto energetico (un premio che sembra approssimare i consumi primari evitati da fonti convenzionali). Pertanto, ai fini del rispetto dell’obiettivo di rinnovabili nei trasporti, i veicoli elettrici su strada riceveranno un premio rispetto ai biocarburanti, che saranno invece conteggiati per il loro contenuto energetico. In questa disposizione traspaiono criteri di premiazione della maggior efficienza energetica della trazione ad elettricità rispetto ai biocarburanti, che tuttavia mal si conciliano con l’assunzione generale di un obiettivo di fonti rinnovabili basato sui consumi di energia finale, invece che primaria. Inoltre, emerge una discriminazione dell’uso di elettricità da fonti rinnovabili nel trasporto su rotaia (la quota FER del mix non riceve in questo caso nessun premio) rispetto a quello su strada (premio di 2,5). Un’altra disposizione contraddittoria è quella che consente di premiare con un doppio conteggio i biocarburanti di seconda generazione (da rifiuti e

---

<sup>8</sup> Si noti che nel testo finale sono scomparsi i riferimenti puntuali a questa o quella forma di energia prodotta da fonte rinnovabile –che hanno invece caratterizzato la proposta e il dibattito legislativo–, come i biocarburanti o l’idrogeno prodotto a partire da fonti rinnovabili.

<sup>9</sup> Art 3, comma 4.





residui), per la quale non valgono considerazioni di maggior efficienza ma eventualmente di maggior costo.<sup>10</sup>

In ogni caso la direttiva prevede che la Commissione emetta entro il 31 dicembre 2011 una proposta legislativa che;

- consenta di contabilizzare, a certe condizioni, l'intero ammontare di elettricità consumata da veicoli elettrici che deriva da fonti rinnovabili (evidentemente, nei casi in cui sia possibile dimostrare l'origine da fonti rinnovabili dell'elettricità consumata), e non più solo la quota corrispondente al mix;
- fornisca una metodologia per calcolare il contributo dell'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili al mix di combustibili.

*Modalità di raggiungimento dell'obiettivo diverse dalla produzione domestica.*

Ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale complessivo, ciascuno Stato membro, oltre ad incrementare la produzione domestica o ad aumentare i consumi mediante importazioni di carburanti e combustibili ottenuti da fonti rinnovabili,<sup>11</sup> può utilizzare varie modalità supplementari. Infatti l'art 3.3, prevede che ai fini dell'obiettivo gli Stati Membri possano applicare, *fra l'altro*, **schemi di supporto** (non necessariamente riferiti esclusivamente alla produzione nazionale, dato che ciascuno Stato Membro avrà il diritto di decidere la misura del supporto all'energia da fonti rinnovabili prodotta in altri Stati Membri), o **le misure di cooperazione internazionale** regolamentate dagli artt. 6-11 della direttiva. Quest'ultime sono di quattro tipi:

1. **Progetti congiunti fra due o più Stati Membri per la produzione di elettricità, riscaldamento e raffreddamento** da fonti rinnovabili, anche col coinvolgimento di operatori privati.<sup>12</sup> Le quote di energia prodotte nell'ambito del progetto realizzato nel territorio di uno Stato da *conteggiare* ai fini del rispetto dell'obiettivo generale nazionale di un altro Stato devono essere utilizzate con riferimento ad un dato anno (non necessariamente

---

<sup>10</sup> Art. 21.2 Se, per esempio, uno Stato Membro consumasse biocarburanti di seconda generazione per il 3,5% dei consumi nei trasporti e l'1,2% di elettricità da fonti rinnovabili, questo mix consentirebbe il rispetto dell'obiettivo del 10% (7%+3%).

<sup>11</sup> La direttiva non dice niente al riguardo dell'importazione di elettricità con l'intenzione di soddisfare l'obiettivo di rinnovabili, ma le procedure previste nei progetti congiunti con i paesi terzi (in cui è richiesto l'obbligo di consumo di energia elettrica importata nell'UE) evidenziano tutte le difficoltà, se non l'impossibilità di dimostrare l'importazione fisica dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili. Dato che in questo caso occorrerebbe perlomeno provare che il quantitativo importato è equivalente a quello prodotto con rinnovabili nel paese di origine, la previsione esplicita di varie forme di cooperazione internazionale sembra voler incoraggiare la realizzazione di tali importazioni (e relativo conteggio nell'obiettivo) ricorrendo a modelli organizzativi ben precisati.

<sup>12</sup> Art. 7 (Progetti congiunti fra Stati Membri).



coincidente con l'anno di produzione), purché non oltre il 2020. Si noti che i requisiti richiesti per tali progetti non comportano necessariamente l'importazione fisica di energia prodotta da fonte rinnovabile (o di un quantitativo fisico equivalente), bensì richiedono solo un trasferimento contabile (della quota di energia da conteggiare ai fini del rispetto dell'obiettivo).

2. **Progetti congiunti fra rispettivamente uno o più Stati Membri e uno o più Paesi terzi, anche col coinvolgimento di operatori privati, per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili.**<sup>13</sup> Le quote di elettricità generate da tali progetti possono essere trasferite da uno Stato terzo ai fini del rispetto dell'obiettivo generale nazionale, a patto che tale elettricità non sia stata sovvenzionata in conto energia dallo Stato Terzo (sono invece ammesse le sovvenzioni in conto capitale), che il loro utilizzo ai fini dell'obiettivo si riferisca al medesimo anno di produzione e che si trasferisca un ammontare *equivalente* di elettricità nell'UE (requisito di importazione dell'elettricità nell'UE).<sup>14</sup>
3. **Schemi di sostegno finanziario congiunto di due o più Stati Membri riguardanti la produzione di elettricità, riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili.**<sup>15</sup> In questi casi, ai fini del rispetto dell'obiettivo nazionale, possono essere trasferite in un certo Stato quote di energia da fonti rinnovabili prodotte in un altro Stato. Si noti che questo può avvenire anche in assenza di progetti congiunti o senza importazione fisica di elettricità equivalente. Due Stati possono quindi introdurre un nuovo schema di incentivazione congiunto o aprire gli schemi già esistenti secondo condizioni di reciprocità, in maniera tale da consentire l'incentivazione esterna di fonti rinnovabili e utilizzare le quote di energia incentivata ai fini del rispetto dell'obiettivo.
4. **Accordi con un altro Stato Membro, mirati al trasferimento statistico di quote di energia prodotta da fonti rinnovabili da uno Stato all'altro.**<sup>16</sup> E' questo il tipo di accordo che consente la maggior flessibilità possibile nel trasferimento di quote ai fini del rispetto dell'obiettivo nazionale, in quanto riguarda tutte le forme di energia prodotte da fonti rinnovabili (incluse le forme usate nei trasporti, come i biocarburanti); inoltre non richiede progetti congiunti, né l'importazione di elettricità (progetti coi paesi terzi), né la condivisione con l'altro Stato Membro di schemi di supporto finanziario.

---

<sup>13</sup> Artt. 9-10 (Progetti congiunti fra Stati Membri e Paesi terzi).

<sup>14</sup> L'art. 9, 2 (a) precisa i requisiti contabili, a carico degli operatori del sistema di trasmissione (TSO), richiesti per soddisfare il requisito dell'importazione effettiva dell'elettricità nell'UE. Il successivo comma 3 precisa i termini in cui è possibile fare a meno del requisito di importazione effettiva (interconnessioni in corso di realizzazione).

<sup>15</sup> Art. 11 (schemi di sostegno congiunto).

<sup>16</sup> Art. 6 (trasferimenti statistici fra stati membri).



Queste forme di cooperazione costituiscono dei veri e propri meccanismi di flessibilità nel raggiungimento dell'obiettivo nazionale e sono una delle maggiori novità della direttiva. Gli Stati Membri potranno soddisfare l'obiettivo nazionale vincolante ricorrendo a trasferimenti contabili di quote da altri Stati Membri anche indipendentemente dall'importazione fisica dell'energia da fonti rinnovabili. Detto con altre parole, gli Stati con minor potenziale di sviluppo delle FR (o con minor supporto economico alle FR) possono raggiungere l'obiettivo nazionale ricorrendo a forme di cooperazione con altri Stati, dotati di maggior potenziale o di maggior capacità di supporto economico.

Di particolare rilevanza per l'Italia sono i progetti congiunti con i paesi terzi, per la prossimità di Paesi extra-UE nei Balcani (Croazia, Serbia, Montenegro, Albania) e nella sponda sud del mediterraneo (Tunisia e Algeria in particolare, ma anche Marocco ed Egitto), molti dei quali caratterizzati da un elevato potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili. Per sfruttare queste opportunità è di fondamentale rilevanza la realizzazione delle interconnessioni sottomarine per l'importazione dell'elettricità dal Nord Africa e direttamente dalla ex Jugoslavia, oggi inesistenti.

Nel corso dell'iter sono state invece eliminate le disposizioni inizialmente proposte dalla Commissione riguardanti una piena diffusione delle "garanzie di origine" introdotte dalla direttiva 2003/54/EC<sup>17</sup> e della loro possibilità di commercio ai fini del conseguimento dell'obiettivo nazionale. Infatti, la nuova direttiva stabilisce che il sistema di emissione obbligatoria delle garanzie di origine su richiesta del produttore sia circoscritto alla sola elettricità, mentre per quanto riguarda la produzione di riscaldamento e raffreddamento l'introduzione di tale sistema sia opzionale per gli Stati Membri; inoltre, le garanzie di origine non potranno avere alcuna funzione ai fini del rispetto dell'obiettivo nazionale e il loro scambio non dovrà avere alcun effetto sulle decisioni di ricorrere ai meccanismi di cooperazione internazionale sopralencati.<sup>18</sup>

#### *Gli obblighi degli Stati Membri*

Come dicevamo, con l'eccezione dei trasporti non sono previsti obiettivi vincolanti a livello settoriale a carico degli Stati Membri, mentre è data autonomia agli Stati di definire gli obiettivi interni ai due settori dell'elettricità e del

---

<sup>17</sup> In base alla definizione fornita dalla nuova direttiva, si tratta di un "documento elettronico che ha la sola funzione di fornire prova al consumatore finale che una data quota o quantità di energia è stata prodotta da fonti rinnovabili."(art (2, j). L'art. 15 precisa che lo scopo è di fornire prova al consumatore finale che una data quota o quantità di energia nell'ambito del mix offerto *dal fornitore* di energia provenga da fonti rinnovabili. Inoltre, la garanzia è emessa dagli Stati in risposta ad una richiesta da parte del produttore di elettricità da fonti rinnovabili. Si presume quindi che il fornitore (che voglia fornire prova al consumatore finale) si rivolga al produttore affinché quest'ultimo faccia richiesta alle autorità preposte per l'emissione del documento.

<sup>18</sup> Cfr. art. 15 par 2.



riscaldamento/raffrescamento. Ciò avviene con i cosiddetti **“Piani d’azione nazionali per l’energia rinnovabile”**: gli Stati Membri hanno l’obbligo di elaborare dei Piani nazionali che, in base all’obiettivo complessivo al 2020 e agli obiettivi intermedi complessivi definiti dalla direttiva, articolino gli obiettivi al 2020 nei tre settori d’uso delle fonti rinnovabili, nonché gli obiettivi *intermedi* settoriali (oltre che ovviamente le misure previste per il loro raggiungimento). Si noti che l’art 4, comma 1 della direttiva richiede esplicitamente che la fissazione degli obiettivi settoriali avvenga *tenendo conto dell’effetto delle misure di efficienza energetica sui consumi finali di energia* (necessari per il calcolo dell’obiettivo di rinnovabili).

Le principali scadenze previste a carico degli Stati Membri sono:

- **Entro la fine del 2009, pubblicazione di un documento di previsione dei consumi di energia rinnovabile da coprire con modalità diverse dalla produzione nazionale** o dell’eventuale eccesso di produzione domestica da fonti rinnovabili (rispetto alla traiettoria) che potrebbe essere oggetto di trasferimenti ad altri Stati Membri. Questa valutazione preliminare è considerata condizione imprescindibile per la programmazione della produzione nazionale da parte degli Stati Membri.
- **Entro il 30 giugno 2010 gli Stati Membri devono notificare alla Commissione il loro piano d’azione nazionale** che fissa gli obiettivi finali e intermedi nei tre settori, le politiche nazionali e le misure da adottare per rispettare gli obiettivi richiesti.
- Entro il 31 dicembre 2011, e ogni due anni fino al dicembre 2021, presentano alla Commissione una **relazione sui progressi realizzati**<sup>19</sup> (sei relazioni) nel raggiungimento degli obiettivi intermedi, settoriali e complessivi e sulle misure adottate per assicurare il raggiungimento degli obiettivi. Si noti che la prima relazione scade nel primo dei due anni in cui è definito il primo obiettivo intermedio della traiettoria nazionale (2011-12) e potrà fare il punto a consuntivo solo in base ai dati del 2010; quindi è solo a partire dalla seconda relazione (scadenza fine 2013) che si potrà fare il punto sul primo obiettivo intermedio (per l’Italia, una quota del 7,56% per il biennio 2011-2012).
- Gli Stati Membri che, in ottemperanza all’obbligo di verificare il rispetto dell’obiettivo intermedio riferito al biennio precedente, verificano che la prestazione nazionale si collochi al di sotto della traiettoria indicativa (allegato I/B), devono presentare una nuova versione del piano d’azione nazionale entro il 30 giugno successivo, **emendando il piano con misure adeguate e proporzionate per raggiungere la traiettoria indicativa in**

---

<sup>19</sup> Art. 22.



**un ragionevole lasso di tempo.** Quindi, se l'obiettivo è conseguito, non occorre presentare un nuovo piano emendato entro il 30 giugno 2013 ed è sufficiente presentare la relazione sui progressi realizzati entro il 31 dicembre 2013.<sup>20</sup>

- Sono inoltre previste molte altre scadenze di carattere settoriale, come ad esempio la seguente: entro il 31/12/2014, gli Stati Membri devono richiedere -nella legislazione e nei codici riguardanti la costruzione degli edifici- livelli minimi obbligatori di utilizzo di energia da fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e in quelli esistenti sottoposti a grandi ristrutturazioni.<sup>21</sup>

#### *Criteri di sostenibilità per biocombustibili e biocarburanti.*

Un aspetto importante della nuova direttiva è l'estensione dell'obiettivo della precedente legislazione sulle fonti rinnovabili dall'elettricità al riscaldamento/raffreddamento e ai trasporti, settori in cui vi è in teoria un elevato potenziale di applicazioni tecnologiche e prodotti energetici basati sulle biomasse<sup>22</sup>, per i quali nello stesso tempo sta emergendo una crescente evidenza di problematiche ambientali. Onde evitare indesiderati impatti ambientali indiretti, l'art 17 della direttiva introduce precisi criteri di sostenibilità limitatamente ai bioliquidi<sup>23</sup> e ai biocarburanti<sup>24</sup>, cioè forme energetiche liquide, mentre tali criteri non si applicano alle biomasse solide (usate in impianti di combustione sia nel settore elettrico che del riscaldamento). Bioliquidi e biocarburanti che non rispettino i criteri di sostenibilità non possono essere conteggiati né ai fini del rispetto dell'obiettivo, né ai fini della fruizione di eventuali agevolazioni fiscali. I criteri di sostenibilità sono sostanzialmente tre:

- **Criterio di risparmio di gas serra.**<sup>25</sup> Fino al 2017 biocarburanti e bioliquidi devono provare di fornire un risparmio di gas serra almeno del 35% rispetto ai combustibili fossili considerando un'ottica di ciclo di vita. Dopo il 2017, questa soglia potrà essere innalzata al 50% per le installazioni esistenti e al 60% per le nuove installazioni. Ai fini del rispetto di questo criterio, i fornitori potranno utilizzare o i valori standard

---

<sup>20</sup> Ci pare che questa tempistica sia mal congegnata. La scadenza più impegnativa (verifica + piano emendato) è paradossalmente posta sei mesi prima della scadenza meno impegnativa (sola verifica senza ripresentazione del piano).

<sup>21</sup> Art. 13 par 4.

<sup>22</sup> "Biomasse significa frazioni biodegradabili di prodotti, rifiuti e residui di origine biologica ottenuti dall'agricoltura, dalla silvicoltura e dalle industrie collegate, così come dalla frazione biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani" (art 2 i).

<sup>23</sup> "Combustibili liquidi prodotti da biomasse utilizzati per scopi di consumo energetico diversi dai trasporti, inclusi la produzione di elettricità e il riscaldamento e raffreddamento. (art. 2 h)"

<sup>24</sup> "Carburanti liquidi o gassosi prodotti da biomasse e utilizzati nei trasporti" (art.2 i).

<sup>25</sup> Cfr. art 17.2.



di risparmio emissivo forniti nell'allegato V della direttiva,<sup>26</sup> oppure fornire calcoli specifici adoperando la metodologia indicata nella parte C del medesimo allegato. Di fatto, comunque, le soglie di risparmio emissivo individuate dalla direttiva sono rispettate dai principali tipi di biocarburanti e bioliquidi utilizzando i valori standard.

- **Criterio di tutela delle aree ad elevata biodiversità.**<sup>27</sup> I biocarburanti e i bioliquidi non devono essere prodotti da materie prime ottenute su terreni che presentano un elevato contenuto di biodiversità, e precisamente le foreste non toccate da attività umana, le aree designate per la protezione della natura, le praterie ad elevata biodiversità e le aree con elevato numero di specie a rischio. Tuttavia, le aree proibite costituiscono un insieme ristretto, per cui vi è il concreto rischio che le coltivazioni di materie prime siano realizzate a scapito della biodiversità in aree che meriterebbero comunque una conservazione.
  
- **Criterio di tutela delle aree ad elevato contenuto di carbonio.** Al fine di prevenire il rilascio in atmosfera di elevati quantitativi di anidride carbonica dalle aree convertite per la coltivazione delle materie prime (cosiddetti "Cambiamenti diretti dell'uso del suolo"), i biocarburanti e i bioliquidi non possono essere prodotti da materie prime ottenute da terreni ad elevato contenuto di carbonio, e precisamente le foreste con una copertura almeno del 30%, le zone umide e, in misura molto limitata, le torbiere (peatlands). Anche in questo caso, la definizione delle aree vietate riguarda un insieme ristretto, per cui vi è il rischio che le coltivazioni di materie prime determinino elevate emissioni dovute ai cambiamenti diretti di uso del suolo (fermi restando i vincoli derivanti dalle soglie di risparmio minimo di gas serra nel ciclo di vita, al cui rispetto concorrono anche i valori di emissione dei cambiamenti d'uso del suolo).

---

<sup>26</sup> I valori standard della direttiva sono stati forniti da un lavoro congiunto svolto dal Centro Comune di Ricerca (JRC), EUCAR (associazione industriale dei produttori di veicoli europei) e CONCAWE (associazione industriale delle compagnie petrolifere europee). I valori sono stati aggiornati nelle fasi finali dell'iter rispetto a quelli contenuti nella proposta della Commissione.

<sup>27</sup> Art. 17.3.



## **2. LE PRINCIPALI IMPLICAZIONI DELLA DIRETTIVA PER L'ITALIA**

### **2.1 Le principali novità**

Numerose sono le innovazioni portate dalla direttiva.

Innanzitutto, essa amplia l'obiettivo di rinnovabili che gli Stati devono monitorare dal settore dell'elettricità a tutti i settori di uso finale dell'energia, con tutto ciò che ne consegue in termini di statistiche energetico-ambientali e di monitoraggio delle politiche. In secondo luogo, per evitare rischiose inefficienze, gli Stati Membri dovranno attrezzarsi per riuscire a integrare nel miglior modo possibile le politiche riguardanti i tre macro-obiettivi attribuiti agli Stati (non solo fonti rinnovabili, ma anche settori non-ETS ed efficienza/risparmio energetico, mentre la fissazione del tetto ETS sarà accentrata a livello europeo). Gli Stati dovranno quindi attrezzarsi in tempi brevi, dotandosi di un sistema di monitoraggio e verifica degli obiettivi nazionali, sulla base dell'assetto di competenze istituzionali specifico al Paese. E si sa quanto importante e trascurato sia il livello regionale, a partire dall'articolazione degli obiettivi nazionali in obiettivi regionali: il nostro governo dovrà esercitare un ruolo forte di indirizzo e coinvolgimento delle regioni sugli obiettivi e strumenti dell'intero pacchetto che, sebbene a lungo termine, prevede scadenze immediate, a partire dai prossimi mesi e anni a venire. Infine, anche le Regioni dovranno attrezzarsi per integrare obiettivi e strumenti del pacchetto energia, modificando in molti casi i piani energetici esistenti per ricomprendere un insieme di settori molto più ampio, come ad esempio i trasporti.

### **2.2 Una prima valutazione di fattibilità dell'obiettivo nazionale**

Sotto il profilo dei contenuti, va sottolineato che la direttiva impone obiettivi differenziati all'interno dell'Unione (modulati intorno al raggiungimento di una quota comunitaria delle fonti rinnovabili del 20% sui consumi finali) che, per alcuni Stati membri, rischiano di essere eccessivamente onerosi, offuscando le opportunità sinora viste nell'obiettivo di sviluppo. All'Italia è stato imposto un obiettivo del 17%, apparentemente inferiore alla media comunitaria, ma nel considerare lo sforzo richiesto agli Stati Membri dai nuovi obiettivi bisogna tener conto sia delle diverse situazioni di partenza (Italia 5,3% nel 2005, UE27 8,7%), che dello scenario tendenziale ricavato in base agli sforzi di promozione delle rinnovabili già in corso nei diversi Stati membri (cfr. tab. 2 e fig. 2-3):

1. A partire dallo stato di diffusione delle rinnovabili nel 2005, l'Italia dovrà colmare entro il 2020 un gap di 11,7 punti percentuali (17,0% - 5,3%), appena superiore a quello europeo di 11,3 punti (20,0% - 8,7%);

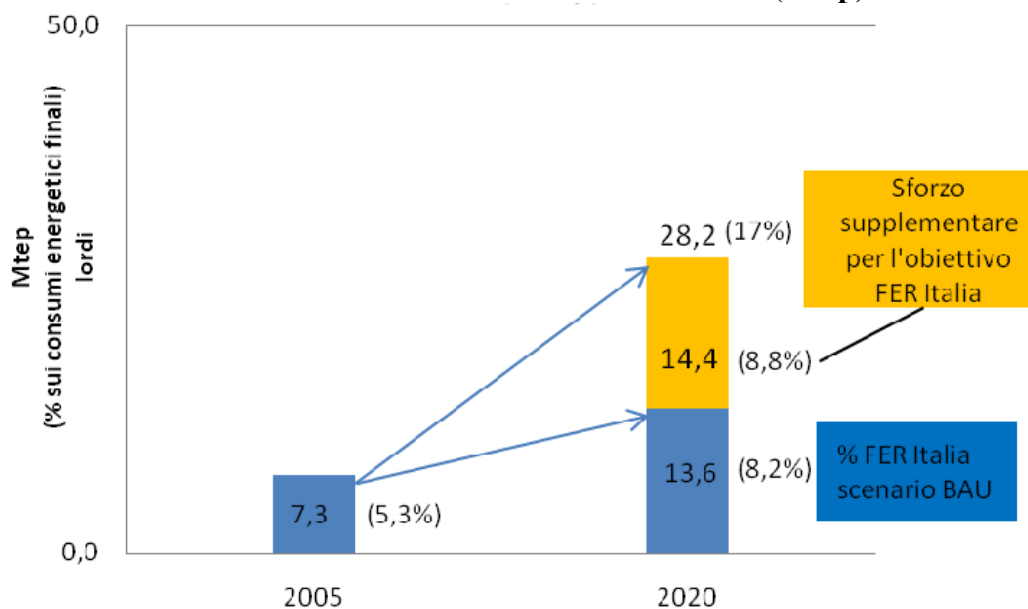
2. nonostante che l'Italia stia facendo uno sforzo di promozione delle fonti rinnovabili superiore alla media europea (la proiezione tendenziale al 2020 per l'Italia evidenzia un incremento del consumi di energia da fonti rinnovabili dell'87% rispetto al + 69% dell'UE27), l'ulteriore sforzo richiesto dagli obiettivi al 2020 sarà per l'Italia pari a 8,8 punti percentuali (17,0% - 8,2%), superiore a quello medio comunitario (7,3 punti % =20,0% - 12,7%).

**Tab. 2 - Scenario tendenziale al 2020 in base a Primes – Crescita % al 2020 dell'energia da fonti rinnovabili rispetto al 2005 in Italia e nell'UE27**

	Settori	UdM	2005	Baseline 2020	Var % 2005-2020
<b>Italia</b>	<b>Consumi finali lordi FER</b>	<b>M tep</b>	<b>7,3</b>	<b>13,6</b>	<b>+86,6%</b>
	Domanda finale lorda di energia	M tep	137,7	166,2	+21,5%
	% FER	%	5,3%	8,2%	+54,7%
<b>UE</b>	<b>Consumi finali lordi FER</b>	<b>M tep</b>	<b>104</b>	<b>176</b>	<b>+68,9%</b>
	Domanda finale lorda di energia	M tep	1205	1391	+15,4%
	% FER	%	8,7%	12,7%	+46,0%

Fonte: Elaborazione Amici della Terra in base a Primes (2008)

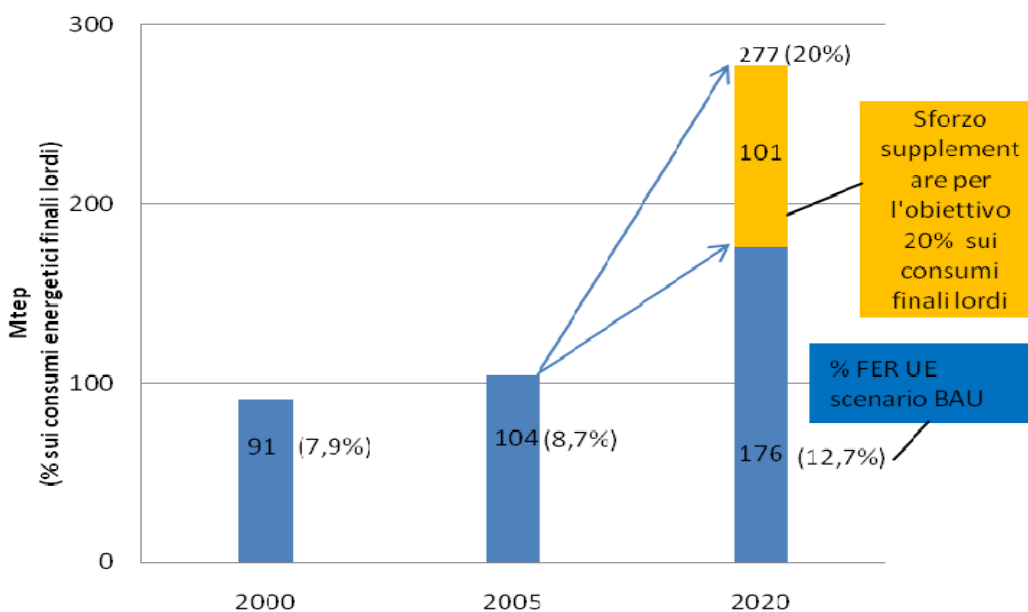
**Fig. 2 - Domanda finale di energia da fonti rinnovabili in Italia: confronto tra scenario tendenziale e obiettivo del 17% al 2020 (Mtep)**



Fonte: Capros e altri (Primes model), giugno 2008



**Fig. 3 - Domanda finale di energia da fonti rinnovabili nell'EU27: confronto tra scenario tendenziale e obiettivo del 20% al 2020 (Mtep)**



Fonte: Capros e altri (Primes model), giugno 2008

Questi primi dati potrebbero apparire ad alcuni come inevitabili leggeri scostamenti rispetto ad una ripartizione ottimale di un obiettivo europeo comunque ricco di opportunità e ben ponderato. Ma non è così, e a nostro parere sono solo il sintomo di un problema molto più generale delle scelte operate nell'attuazione della strategia europea su energia e clima, in base alle quali l'indirizzo di efficienza energetica e l'obiettivo di risparmio del 20% sui consumi tendenziali di energia al 2020 -che dovrebbero dare sostanza alla possibilità reale di ridurre le emissioni nei settori ETS e non ETS- non sono stati integrati nei provvedimenti legislativi approvati a dicembre, fra i quali rientra anche la nuova direttiva sulle fonti rinnovabili.

Come noto, nel burden sharing dell'obiettivo del 20% da fonti rinnovabili la Commissione ha seguito esclusivamente astratti criteri di solidarietà (reddito procapite), disattendendo completamente il richiamo, espresso dal nostro governo sin dal 2007, a tener conto del potenziale massimo di sviluppo delle fonti rinnovabili al 2020 secondo le più circostanziate valutazioni nazionali. Il position paper nazionale prevedeva, come limite teorico massimo di diffusione al 2020, una triplicazione dell'attuale livello di produzione nazionale (6,7 Mtep nel 2005), per un totale di circa 21 Mtep (104 TWh nel settore elettrico; 11,4 Mtep nel riscaldamento/freddo; 0,6 Mtep nei trasporti). Considerando anche l'apporto delle importazioni di biocarburanti, previsto per soddisfare l'obiettivo settoriale della direttiva (10% di fonti rinnovabili nei trasporti), il limite massimo di consumi finali era posto a 24,6 Mtep. Si noti che il position paper nazionale sul 20-20-20 affrontava solo la questione dello sviluppo delle fonti rinnovabili, pur essendo ben noto che la strategia europea decisa dal Consiglio di marzo 2007 avrebbe dovuto richiedere l'attuazione anche di altri due obiettivi strategici (oltre al 20% di fonti



rinnovabili al 2020, la riduzione del 20% dei gas serra e il 20% di risparmio energetico). La cattiva strada intrapresa dalla Commissione, molto forte nei dati e nella costruzione delle proposte, è stata pertanto avvallata da carenze, se non veri e propri errori, degli Stati.

Per analizzare meglio gli effetti attesi della direttiva sulle fonti rinnovabili e la fattibilità degli obiettivi imposti all'Italia, è utile fare riferimento non solo ai dati del position paper del 2007, ma anche alle previsioni dei consulenti che hanno maggiormente supportato la Commissione europea nell'elaborazione delle sue proposte legislative: la NTUA (Università Tecnica di Atene), che ha sviluppato il modello Primes, applicandolo secondo vari scenari di politiche al 2020, inclusi quelli corrispondenti ai provvedimenti e ai tre burden sharing del pacchetto energia (settori non ETS, fonti rinnovabili, proventi delle aste dei permessi ETS).

Lo scenario del rapporto Primes (purtroppo pubblicato solo a settembre 2008, a pacchetto già "blindato") che rappresenta al meglio le specifiche del pacchetto energia è quello noto come NSAT-CDM, cioè che include la possibilità di ridurre del 20% le emissioni di gas serra ricorrendo entro certi limiti all'acquisto di crediti da progetti CDM. Si noti che la flessibilità offerta dall'apertura al CDM rende più difficoltoso l'obiettivo sulle fonti rinnovabili e più elevati i costi marginali del suo raggiungimento. Infatti, l'apertura ai crediti CDM riduce lo stimolo di efficientamento domestico dell'economia europea e, quindi, comporta un più alto livello di domanda finale di energia e un più alto livello assoluto di FER necessario per raggiungere l'obiettivo percentuale.

Nello scenario NSAT-CDM gli obiettivi nazionali di diffusione delle fonti rinnovabili possono essere raggiunti non solo incrementando i livelli di incentivazione vigenti a livello nazionale ma anche ricorrendo al commercio delle quote di energia prodotta da fonti rinnovabili, un meccanismo utile quando uno stato incontra difficoltà o costi tali da impedire il raggiungimento dell'obiettivo con produzione nazionale. Il commercio delle quote dovrebbe agire come "calmiere" sugli schemi di incentivazione nazionali, ricompensando i paesi che hanno superato l'obiettivo o dando flessibilità di costo ai paesi che stentano a raggiungere la loro quota. Nello scenario NSAT, Primes assume che la diffusione delle fonti rinnovabili avvenga sulla base di un valore uniforme di maggior incentivazione delle FER a livello europeo, individuato endogenamente al modello in maniera tale da assicurare il rispetto degli obiettivi differenziati. Tale livello del valore delle FER è di 44,5 euro/MWh, da intendersi come incentivo equivalente aggiuntivo rispetto ai livelli degli attuali strumenti di incentivazione.

La tabella 3 illustra i risultati del rapporto Primes (2008) riguardanti la diffusione delle fonti rinnovabili in Italia al 2020.

**Tab. 3: Consumi finali di energia da fonti rinnovabili – Primes scenario NSAT-CDM 2020 (nuova Direttiva sulle fonti rinnovabili)**

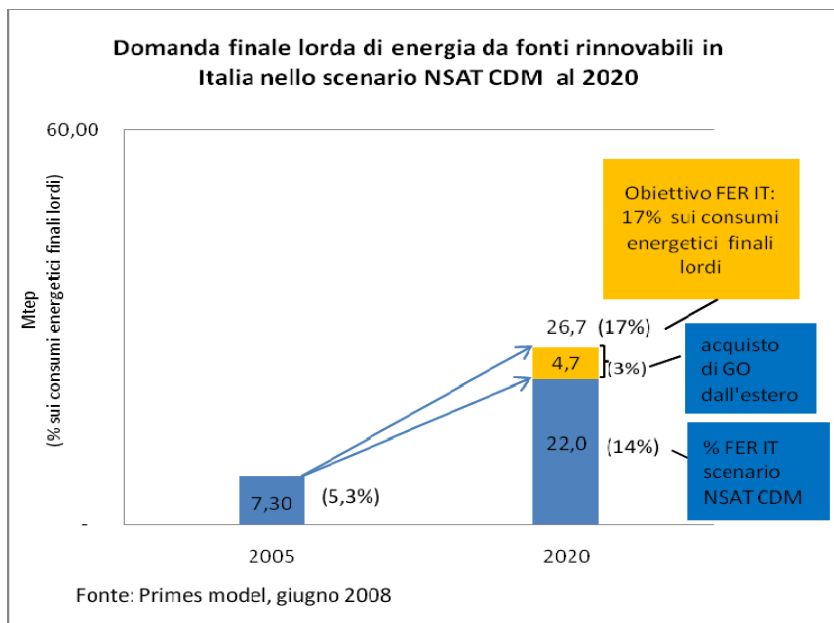
Energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi							
		2005			2020 Scenario NSAT con CDM		
		Potenza	Energia		Potenza	Energia	
Settori di consumo finale	Fonte	MW	TWh	Mtep	MW	TWh	Mtep
Elettricità	Idroelettrico	14.133	36,06	3,10	14.139	37,15	3,19
	Eolico	1.639	2,34	0,20	9.389	17,70	1,52
	Solare	38	0,03	0,00	2.353	3,42	0,29
	Geotermico	971	7,42	0,64	1.005	7,95	0,68
	Biomasse	1.223	7,49	0,64	6.090	28,54	2,45
	Moto ondoso	-	-	-	94	0,74	0,06
	<b>Totale</b>		<b>18.004</b>	<b>53,34</b>	<b>4,59</b>	<b>33.070</b>	<b>95,50</b>
	<b>Fonte</b>		<b>TJ</b>	<b>Mtep</b>		<b>TJ</b>	<b>Mtep</b>
Caldo/freddo	Geotermica						
	Solare						
	Biomasse						
	<b>Totale</b>		<b>80.181</b>	<b>1,92</b>		<b>261.646</b>	<b>6,25</b>
Trasporto	Biocarburanti		7.274	0,17		185.917	4,44
	<b>Totale</b>		<b>7.274</b>	<b>0,17</b>		<b>185.917</b>	<b>4,44</b>
<b>Totale consumi finali di FER</b>				<b>6,68</b>			<b>18,90</b>
<b>Totale Consumi finali lordi di FER</b>				<b>7,30</b>			<b>22,01</b>
<b>% FER sui consumi finali lordi</b>				<b>5,3%</b>			<b>14%</b>

Fonte: elaborazione Amici della Terra in base a Primes (2008)-appendici

Nota: Rispetto ai consumi finali, i consumi finali lordi di FER includono gli autoconsumi di elettricità e calore degli impianti che usano fonti rinnovabili.

Il livello dei consumi finali lordi di FER previsto nel 2020 è di 22 M tep che, in rapporto alla domanda finale lorda attesa nel medesimo anno (157,2 M tep), comporta il raggiungimento di una quota sui consumi finali pari al 14,0%. Di conseguenza, Primes prevede che l'Italia abbia convenienza (per un eccesso di costi di raggiungimento domestico dell'obiettivo FER) a ricorrere all'acquisto dall'estero di quote di rinnovabili per i restanti 3 punti % che segnano la distanza dall'obiettivo FER per il nostro paese (cfr. fig. 4): **detto con altre parole, il burden sharing europeo dell'obiettivo FER si traduce per l'Italia nella necessità di acquistare quote all'estero per 37 TWh nel 2020, con un esborso previsto di 1,7 miliardi di euro.** A beneficiare del meccanismo del commercio delle quote di rinnovabili saranno soprattutto i Paesi dell'est, ma va evidenziato che il burden sharing delle FER avvantaggerà sotto il profilo finanziario anche alcuni Stati Membri con elevato PIL pro capite (Spagna, Austria, Finlandia, Danimarca) che, a causa dei criteri di ripartizione adottati, si sono visti assegnare un obiettivo inferiore al loro potenziale.

**Fig. 4**



I settori che, secondo la modellistica Primes, avranno maggiore sviluppo in base al quadro di regole della nuova direttiva sulle fonti rinnovabili sono:

- **l'eolico** (terrestre e off shore), che passerà da 2,3 TWh nel 2005 a 17,7 TWh (1,5 M tep) nel 2020 (+670%). Si noti che in questo settore il potenziale massimo previsto dal governo al 2020 è del 27% superiore (22,6 TWh) alla proiezione di Primes;
- gli impianti di **generazione a biomasse**, che passeranno da 7,5 TWh nel 2005 a 28,5 TWh (2,5 M tep) nel 2020 (+280%). La stima di Primes è circa il doppio del potenziale massimo stimato dal nostro Governo (28,5 TWh contro 14,5 TWh);
- le **applicazioni nel settore elettrico** nel loro complesso, che accresceranno la generazione da fonti rinnovabili (senza conteggiare i 37 TWh di G.O. previste) dai 53 TWh del 2005 ai 95 TWh del 2020 (+79%), incrementando la quota FER sulla *produzione* lorda dal 18% al 25,5% (22,7% in termini di consumi lordi, in quanto Primes stima per l'Italia una produzione lorda di energia elettrica di 374 TWh al 2020+ 44,8 TWh di importazioni). Si consideri che per l'UE27, dove gli scambi di GO tendono a compensarsi (salvo importazioni da paesi terzi), la penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico è prevista arrivare al 31%; mentre il 22,7% dell'Italia significa che il 28% dell'obiettivo nel settore elettrico dovrà essere raggiunto mediante acquisto di GO;
- le **applicazioni delle fonti rinnovabili per riscaldamento / raffrescamento**, settore che dovrebbe triplicare le sue dimensioni (da 1,92 M tep nel 2005 a 6,25 M tep nel 2020).



- le tipologie di **biocarburanti** che riusciranno a soddisfare i requisiti di sostenibilità della direttiva (la proiezione di Primes di un consumo pari a 4,4 M tep al 2020 corrisponde esattamente all'obiettivo del 10% sui consumi finali nei trasporti).

Talune tecnologie avranno secondo Primes una diffusione notevolmente inferiore rispetto al potenziale massimo individuato dal Governo nel 2007:

- è il caso del solare per generazione (fotovoltaico e termodinamico), che pur scontando una forte incentivazione, nel 2020 contribuirà per 3,4 TWh (potenziale massimo 13,2 TWh).
- nel settore della produzione di calore, Primes prevede una diffusione delle fonti rinnovabili limitata a 6,3 Mtep, contro il potenziale teorico massimo di 11,4 M tep.

Ricordiamo che la modellistica di Primes si basa esclusivamente sulla dinamica fra domanda e offerta in base fattori di convenienza economica, e non può tener conto di eventuali vincoli territoriali o realizzativi dal lato dell'offerta. In questo senso, ci pare che le proiezioni di Primes, che già scontano un massiccio ricorso all'acquisto all'estero di quote di energia rinnovabile e un forte ricorso alle importazioni di biocarburanti nei trasporti, comportino delle criticità soprattutto nel settore dell'energia eolica. L'ulteriore, fortissima diffusione prevista per l'eolico nel nostro paese (+670% al 2020) meriterebbe perlomeno una valutazione strategica degli effetti di trasformazione paesaggistica e territoriale che questa fonte comporta. Pensiamo in particolare agli impatti paesaggistici e territoriali dei parchi eolici previsti nei crinali più intatti e preziosi del nostro paese, che dovrebbero essere attentamente confrontati con il rendimento reale degli impianti e mitigati con una valutazione strategica più complessiva, da condurre innanzitutto a livello regionale.

Un commento specifico merita anche il settore del calore/raffrescamento da fonti rinnovabili. Considerato che, in base ai calcoli del Governo del 2007, il solare termico può fornire un contributo limitato agli usi sanitari (circa 1 Mtep) dati i forti vincoli del solare termico a fini di riscaldamento e di cottura, e che difficilmente la geotermia a bassa entalpia (seppur promettente per piccole applicazioni) potrà fornire un contributo significativo su vasta scala (max 1 Mtep), per soddisfare l'obiettivo di diffusione delle fonti rinnovabili in questo settore non restano che le biomasse. Come vedremo meglio nel cap. 3, la produzione su vasta scala di biomasse ottenute da colture dedicate per impieghi di riscaldamento (anche mediante cogenerazione) richiede notevoli disponibilità di terreno ad uso agricolo. Fatte salve alcune eccezioni dovute all'abbandono di produzioni per usi alimentari, non ci pare che l'abbondanza di terreni agricoli dismessi o improduttivi sia la prerogativa del nostro paese. A meno che non si voglia ricorrere a massicce e poco convenienti importazioni dall'estero, è evidente che



occorre puntare soprattutto sul potenziale locale di utilizzo dei residui agro-forestali (filiera corta). L'approccio raccomandato è quello basato su progetti territoriali con capacità produttiva dimensionata su utenze specifiche, che utilizzino in via prioritaria le biomasse residuali locali, integrate con quote di biomasse da colture dedicate. Quest'ultime si rendono spesso necessarie per soddisfare sia esigenze quantitative residue sia specifiche tecniche del progetto (potere calorifico, fumi, ceneri, etc.). Le colture dedicate possono fornire un contributo non trascurabile alla riqualificazione ambientale e alla rivalutazione economica dei terreni non più utilizzati per la produzione alimentare. Per ottenere apprezzabili miglioramenti nella qualità dell'ambiente non è sufficiente la selezione di specie idonee, ma dovrà anche essere adottata una corretta gestione agricola, per non incorrere in possibili rischi per il suolo e per l'ambiente. In base al recente progetto condotto dal Consorzio AMU (Acque Minerali Umbre), è stato applicato un modello di produzione agro-energetica (denominato "DAET"<sup>28</sup>) che ci pare emblematico, in cui si prevede la creazione di un sistema locale per la produzione di energia termica ed elettrica da fonti rinnovabili, basato sul recupero dei residui agricoli vergini in un dato territorio e sulla conversione di una piccola parte delle superfici agricole attuali per coltivazioni dedicate (5% al massimo della SAU). L'impianto di cogenerazione previsto (15 MWth, di cui 5 MWe), soddisferà specifiche utenze termiche nel territorio di Massa Martana, immettendo la produzione di energia elettrica in rete. Tutto il sistema per la produzione, trasformazione e consumo energetico avviene nell'ambito di un'area delimitata di 50 km<sup>2</sup>, minimizzando in questo modo i costi per il trasporto delle materie prime.

Ci pare quindi che i 6,3 Mtep nel settore del riscaldamento indicati da Primes (di cui 4,3 Mtep da biomasse) costituiscano un obiettivo molto più realistico di quello massimo individuato nel 2007, fra l'altro compatibile con la necessità di contenere la crescita della domanda finale di energia per riscaldamento e con gli elevati livelli qualitativi già assicurati dalle caldaie di riscaldamento a gas.

Ma la vera criticità del rispetto dell'obiettivo sulle fonti rinnovabili sarà data dalle politiche di efficienza energetica e di contenimento della domanda, che potranno consentire obiettivi assoluti più realistici e meno onerosi, sia in termini di produzione interna (che potrebbe arrivare a circa 20-21 Mtep), sia riducendo il ricorso all'importazione di quote di rinnovabili dall'estero. Come premesso, la Commissione non ha integrato nei provvedimenti già approvati misure di attuazione dell'obiettivo del 20% di risparmio energetico, tanto che secondo le previsioni di Primes le diverse misure del pacchetto consentiranno di ridurre i consumi energetici totali dell'Unione Europea rispetto al tendenziale 2020 solo del 6% (7% per l'Italia). Se l'Europa vuol davvero perseguire una riduzione delle emissioni che sia credibile a livello internazionale ed economicamente efficiente

---

<sup>28</sup> DAET è stato premiato dalla Comunità Europea nell'ambito della Campagna SEE (Sustainable Energy in Europe). <http://www.campagnaseeitalia.it/>.



questo gap dell'attuale politica dovrà essere colmato, prima o dopo Copenhagen, e noi riteniamo che il principio comunitario della ripartizione differenziata degli obiettivi, già adottato nei settori non-ETS e delle rinnovabili, dovrebbe essere applicato anche nell'efficienza energetica, in maniera tale da tener conto del diverso potenziale di riduzione degli sprechi degli Stati Membri, a partire da quelli relativamente più ricchi.

### ***3. RIFORMARE GLI INCENTIVI PER NON SVALUTARE IL NOSTRO TERRITORIO***

In questo capitolo intendiamo esaminare la questione della compatibilità territoriale di uno sviluppo delle fonti rinnovabili nelle proporzioni richieste dalla nuova direttiva. E' noto, infatti, che allo stato attuale di sviluppo tecnologico, alcune categorie di fonti presentano elevati tassi di utilizzo del territorio. Di converso, va valutata attentamente la quantità di energia ottenibile dalle diverse fonti a parità di superficie di territorio utilizzata, o anche data una certa superficie disponibile. La proiezione dei dati di utilizzo del territorio sugli obiettivi di produzione e consumo di energia da fonti rinnovabili da raggiungere entro il 2020 **evidenzia per alcune fonti una grossa problematica di compatibilità territoriale che, a nostro parere, non può essere esclusa dall'attuale dibattito sulla modifica ed allargamento del sistema nazionale di incentivazione delle rinnovabili (ad esempio ai settori di utilizzo dell'energia diversi dall'elettricità), sinora poco attento al problema degli impatti territoriali e dei costi esterni delle applicazioni.**

In sintesi, riteniamo che sia opportuna una più approfondita valutazione preventiva delle conseguenze sulle modalità d'uso del nostro territorio di una massiccia diffusione delle fonti rinnovabili, soprattutto se accompagnata da un piano che comporta la realizzazione aggiuntiva di impianti e attività nucleari, in quanto questa politica si contrappone a quello sforzo di efficientamento energetico che, oltre ad essere conveniente, potrebbe evitare alla radice la necessità di nuova capacità di produzione, ricorrendo semplicemente all'individuazione di tecnologie e misure economicamente convenienti di riduzione degli sprechi, senza impattare sul territorio. Se posto a confronto con i ben più convenienti interventi di efficienza energetica (110 milioni di euro nel 2008 per incentivi erogati dall'Autorità, con un costo di 40 euro/tonn CO2 evitata senza considerare i benefici di risparmio economico per i consumatori), il nostro sistema di incentivazione delle rinnovabili, già attualmente molto generoso (1600 milioni di euro gli oneri ricadenti in bolletta nel 2008 secondo l'AEEG, con costi per tonn. di CO2 evitata superiori a 180 euro) ed in futuro ancor più oneroso (l'AEEG prevede un esborso complessivo di 7 miliardi di euro al 2020), rischia peraltro di determinare una pesante svalutazione del nostro territorio. Davvero un paese



come l'Italia può continuare a permettersi di escludere i costi territoriali e paesaggistici dallo schema di incentivazione delle rinnovabili? Come intuitivo, questi costi sono di difficile ed incerta valutazione. Ma questo non può costituire un alibi per non tenerne conto in alcun modo. In attesa di avviare le necessarie attività di valutazione, si può perlomeno cercare di iniziare a misurare e monitorare alcuni indicatori di base per la ricostruzione dei sentieri d'impatto, come la superficie di territorio utilizzata dalle diverse filiere. Una precisazione è d'obbligo: l'indicatore di uso del territorio qui proposto non ambisce a fornire gradazioni degli impatti o dei costi esterni delle fonti rinnovabili. Ovviamente, questi ultimi dipendono non solo dalla superficie di territorio utilizzata, ma anche dalle specifiche destinazioni d'uso del territorio e dagli usi effettivi preesistenti, dalla sua capacità di generare valore (in ogni senso, estetico, culturale, economico, etc), dal suo utilizzo in esclusiva o in promiscuità con altri usi. L'indicatore proposto vuole solo rappresentare una misura – il più possibile oggettiva e preliminare rispetto a eventuali successive valutazioni riguardanti gli impatti – della superficie utilizzata dalle fonti nell'ottica del ciclo di vita, includendo quindi non solo gli impianti ma anche i terreni necessari per le coltivazioni.

### ***3.1 Le stime di uso del territorio da parte delle principali fonti rinnovabili***

La tabella 4 mostra i risultati delle stime di densità di energia riferita alla superficie per i principali tipi di impianti a fonte rinnovabile in Italia, effettuate da D. Coiante nel testo *"Le nuove fonti di energia rinnovabile"*, da noi opportunamente riviste insieme all'autore alla luce delle nuove esigenze contabili poste dalla nuova direttiva sulle fonti rinnovabili (ai fini del calcolo dell'obiettivo di rinnovabili, le varie forme di energia sono considerate in termini finali e non primari, di energia convenzionale sostituita).

Più precisamente, la tabella riporta rispettivamente l'energia finale annua ricavabile da ogni chilometro quadrato occupato dalla specifica filiera (e la corrispondente energia finale equivalente al petrolio) e -nell'ultima colonna- il suo inverso, ovvero la superficie di territorio mediamente usata da ciascuna filiera per produrre la medesima quantità annua di energia finale. Al fine di consentire un raffronto territoriale con le fonti convenzionali, l'ultima riga della tabella include i dati relativi ad un impianto di riferimento (centrale turbogas di taglia 400 MWe, 6.000 ore annue di funzionamento, impegno di superficie di circa 50.000 m<sup>2</sup>).

Le categorie di impianti sono state suddivise a seconda dei settori di consumo finale della nuova direttiva europea: elettricità, caldo/freddo e trasporti. I calcoli sono stati fatti assumendo le caratteristiche tecniche della migliore tecnologia attuale per le diverse fonti. La forchetta di valori di densità di energia si riferisce alle caratteristiche energetiche dei siti ritenuti più adatti per lo sfruttamento in Italia. Gli estremi dell'intervallo sono stati individuati con ipotesi diverse da caso



a caso, per il cui approfondimento si rimanda al testo citato; per esigenze di sintesi numerica una terza colonna riporta il valore medio della forchetta.

**Tab. 4 - Densità superficiale dell'energia rinnovabile annuale sul territorio italiano**

Forma energia	Fonte	Densità di energia annua riferita alla superficie (E/km <sup>2</sup> )						Superficie richiesta per unità di energia finale annua
		Elettricità			Energia finale equivalente al petrolio 1 GWh= 0,086 ktep			
		Valore inferiore	Valore superiore	Valore medio	Valore inferiore	Valore superiore	Valore medio	Valore medio
		GWh/km <sup>2</sup>	GWh/km <sup>2</sup>	GWh/km <sup>2</sup>	ktep/km <sup>2</sup>	ktep/km <sup>2</sup>	ktep/km <sup>2</sup>	km <sup>2</sup> /Mtep l'anno
Elettricità	Eolico Impianti on-shore	21	48	34	1,8	4,1	2,9	341
	Solare PV (Impianti integrati edilizia)	247	270	259	21,2	23,2	22,2	45
	Solare PV (Impianti non integrati)	99	108	104	8,5	9,3	8,9	112
	Solare termodinamico (DCS)	72	86	79	6,2	7,4	6,8	147
	Impianti a biomassa che usano raccolti dedicati (silvicoltura)	2,3	7,7	5	0,2	0,7	0,4	2326
	Impianti a biomassa che usano raccolti dedicati (media delle migliori rese - miscanto, cardo, canna, sorgo)	1,5	4,8	3	0,1	0,4	0,3	3691
	Impianti che usano biomasse residuali	1143	2000	1572	98,3	172,0	135,15	7
		TJ/km <sup>2</sup>	TJ/km <sup>2</sup>	TJ/km <sup>2</sup>	ktep/km <sup>2</sup>	ktep/km <sup>2</sup>	ktep/km <sup>2</sup>	km <sup>2</sup> /Mtep
Caldo/freddo	Solare termico imp. integrati in edilizia	1727	2907	2317	41,3	69,4	55,4	18
	Impianti a biomasse da silvicoltura (non di cogenerazione)	24	70	47	0,6	1,7	1,1	891
	Impianti a biomasse da raccolti dedicati (non di cogenerazione)	16	49	33	0,4	1,2	0,8	1288
	Impianti che usano biomasse residuali	7200	11077	9139	172,0	264,6	218,3	5
Trasporti	Biocarburanti (MTBE)	5	6	6	0,12	0,14	0,1	7611
		GWh/km <sup>2</sup>		GWh/km <sup>2</sup>	ktep/km <sup>2</sup>		ktep/km <sup>2</sup>	km <sup>2</sup> /Mtep
Impianto riferimento a combustibili fossili	Impianti Turbogas	48000		48000	10560		10560	0,09

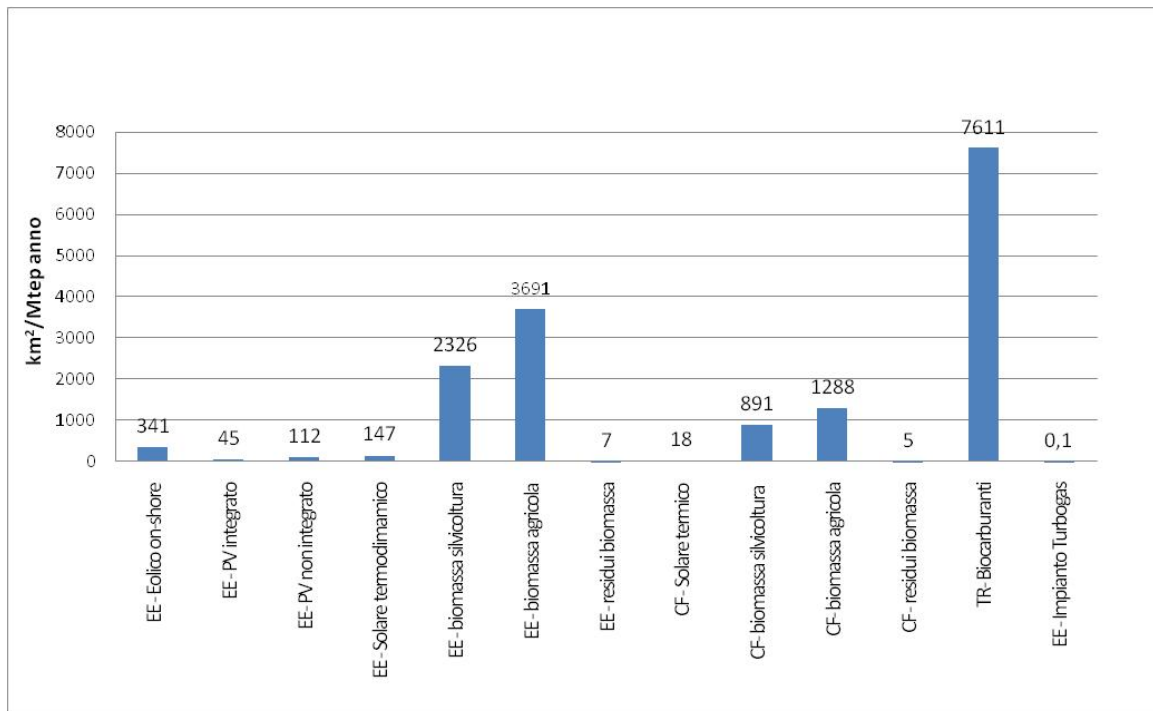
Fonte: elaborazione Amici della Terra da "Le nuove fonti di energia rinnovabile" di D. Coiante (2006)

La figura 5 evidenzia meglio la superficie di territorio mediamente utilizzata dalle principali categorie di fonti rinnovabili (area utilizzata, anche in via non esclusiva, dai diversi tipi di impianti/filiere per produrre la medesima quantità di energia annua finale, cioè l'indicatore dell'ultima colonna della tabella 1).<sup>29</sup> Per quanto riguarda il settore della produzione di *elettricità* si va da un valore minimo di 7 km<sup>2</sup>/Mtep per gli impianti che utilizzano residui dell'agricoltura (associato ai depositi necessari per lo stoccaggio del materiale), a 45 km<sup>2</sup>/Mtep per il fotovoltaico integrato, ai 112 km<sup>2</sup> per il fotovoltaico non integrato, ai 147 km<sup>2</sup> del solare termodinamico, ai 341 km<sup>2</sup> dell'eolico, per impennarsi a 2326 km<sup>2</sup> per gli impianti a biomasse da coltivazioni legnose e a 3691 km<sup>2</sup> per le biomasse da coltivazioni agricole. Anche nella *produzione di calore* la prestazione migliore è degli impianti che usano residui agricoli, con 5 km<sup>2</sup>/Mtep, seguiti dal solare termico (18 Km<sup>2</sup>/Mtep), mentre gli impianti a biomasse dedicate occupano 891 km<sup>2</sup> se si tratta di coltivazioni legnose e 1288 km<sup>2</sup> se coltivazioni agricole. Fra le filiere da noi considerate, la prestazione peggiore in termini di superficie per unità di energia finale si riscontra nel settore dei trasporti, per i biocarburanti (MTBE ottenuto da colture di piante da semi oleaginose), con i 7611 km<sup>2</sup> di terreno agricolo necessari per ottenere 1 Mtep finale.

---

<sup>29</sup> Come premesso, l'indicatore proposto non ambisce a stimare gli impatti territoriali e paesaggistici. Sotto questo profilo, talune filiere/tecnologie possono coesistere con altri utilizzi che insistono sulla medesima porzione di territorio (ad es. il fotovoltaico integrato nella costruzione edilizia), oppure possono utilizzare territorio senza alterarne direttamente o indirettamente la destinazione d'uso preesistente (ad esempio le coltivazioni agricole nell'ambito della filiera energetica, a patto che non inducano altri tipi di coltivazioni a sottrarre territorio ad altri usi, soprattutto se forestali): tutti aspetti che concorrono a mitigare gli impatti territoriali e paesaggistici, ma che trovano nel dato di superficie un punto di partenza della valutazione. In altri casi, il dato di superficie del territorio utilizzato può costituire un punto di partenza per una stima al rialzo degli effetti territoriali e paesaggistici. E' questo il caso dell'eolico, non solo perché spesso costretto a localizzazioni in territori vergini, magari ad elevato valore naturalistico o paesaggistico (ad es. crinali), ma per un fatto oggettivo di elevazione delle torri e di "visibilità" anche a lunga distanza: per tecnologie caratterizzate dalla dimensione "altezza" (delle torri e della loro localizzazione), il connotato oggettivo dell'effetto paesaggistico, cioè l'estensione del campo di visibilità del parco eolico, è notevolmente superiore alla superficie determinata dalla disposizione delle torri –ma questo dato può essere al momento solo stimato come ordine di grandezza, data la sua forte variabilità in relazione alla morfologia del territorio.

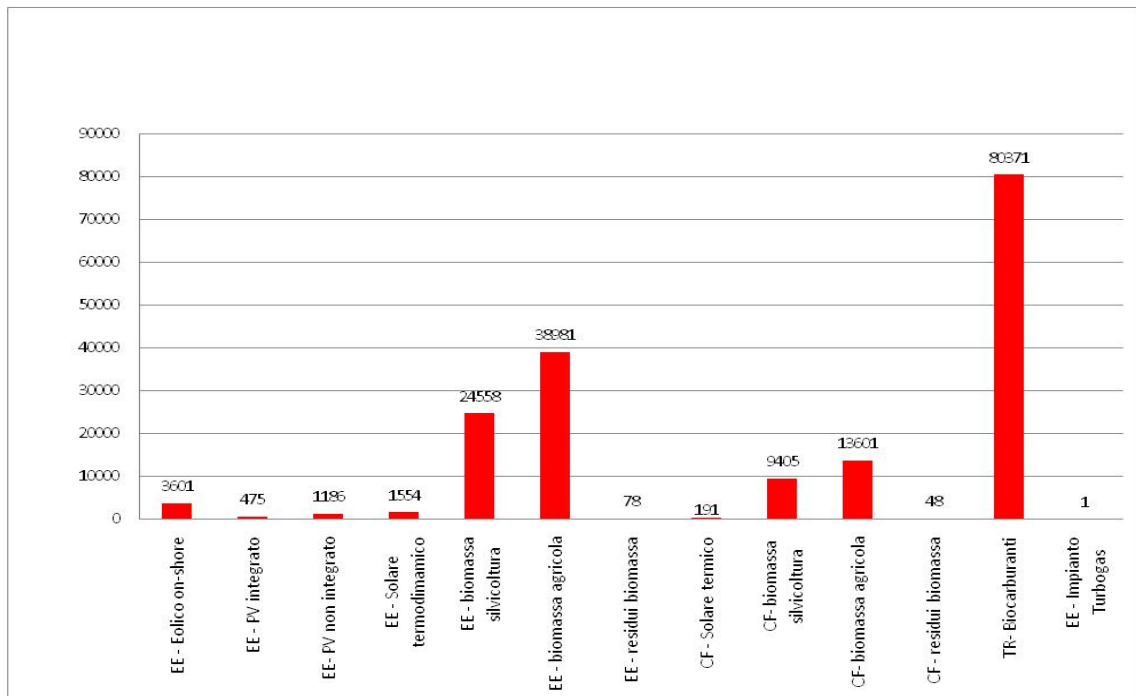
**Fig. 5 – Superficie richiesta dai diversi tipi di fonti rinnovabili per unità di energia finale (km<sup>2</sup>/Mtep anno).**



*Fonte: elaborazione Amici della Terra da "Le nuove fonti di energia rinnovabile" di D. Coiante (2006)*

La figura 6 evidenzia il confronto dei medesimi dati con un impianto convenzionale, cioè **l'indice di superficie** delle filiere di fonti rinnovabili (**a parità di energia annua fornita**), assumendo come riferimento l'uso di suolo di un impianto convenzionale turbogas (9 ettari/Mtep). La migliore tecnologia basata su fonti rinnovabili dal punto di vista dell'uso di territorio (il fotovoltaico) comporta una superficie 475 volte superiore all'impianto convenzionale a gas; l'eolico addirittura 3600 volte superiore, e questo- come sopra evidenziato- senza considerare l'invasività spaziale in termini di visibilità (effetto paesaggistico dell'impianto); per i biocarburanti addirittura più di 80.000 volte superiore ad un impianto convenzionale a causa della bassissima resa energetica dei suoli agricoli utilizzati a questo scopo.

**Fig. 6 – Indice di superficie di territorio usato dalle filiere di fonti rinnovabili a parità di energia finale prodotta (impianto turbogas = 1)**

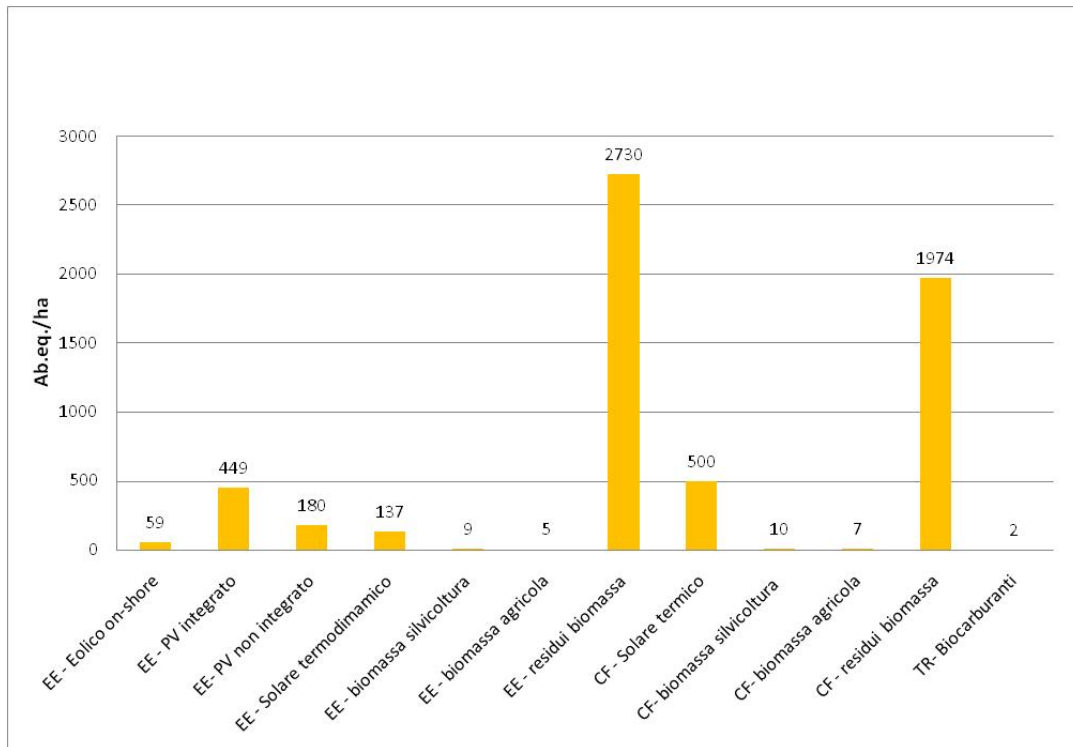


*Fonte: elaborazione Amici della Terra da "Le nuove fonti di energia rinnovabile" di D. Coiante (2006)*

La disponibilità e l'elaborazione dei dati di superficie del territorio utilizzato dalle filiere di fonti rinnovabili consente, ad esempio, di rispondere alla seguente domanda: quanti abitanti possiamo soddisfare sotto il profilo energetico utilizzando la risorsa forse più scarsa di cui disponiamo (dato che tutti la vogliono utilizzare), quella territoriale, per una data modalità di produzione di energia?

La nostra risposta, basata sui consumi per abitante nei tre settori della direttiva, è illustrata nella figura 7. Con un ettaro utilizzato per un impianto turbogas, si può soddisfare il fabbisogno di elettricità di una città di circa 200.000 abitanti. La differenza di resa energetica per ettaro rispetto alle fonti rinnovabili è notevole. La migliore delle tecnologie sotto questo profilo, cioè gli impianti a biomasse residuali, consente di soddisfare il fabbisogno di elettricità 2730 abitanti; il solare integrato nell'edilizia, consente di soddisfare rispettivamente i consumi elettrici di 449 abitanti (fotovoltaico integrato nell'edilizia) e il fabbisogno di calore di 500 abitanti (solare termico). L'installazione al suolo dei pannelli (fotovoltaico non integrato), con relativo distanziamento per evitare l'ombra, porta ad un numero medio di 180 abitanti soddisfatti per ettaro. Nel caso del solare termodinamico (specchi paraboloidi), la resa scende a 137 abitanti per ettaro. L'eolico terrestre consente di soddisfare in media il fabbisogno elettrico di 59 abitanti. Agli ultimi posti troviamo le biomasse per uso elettrico (5-9 abitanti per ettaro) e quelle per usi termici (7-10 abitanti equivalenti per ettaro).

**Fig. 7 – Consumi annui di energia finale, espressi in abitanti equivalenti, per ettaro di superficie (ab. eq./ha)**



*Fonte: elaborazione Amici della Terra da "Le nuove fonti di energia rinnovabile" di D. Coiante (2006)*

### ***3.2 Una stima della superficie di territorio richiesta per soddisfare il potenziale massimo di rinnovabili al 2020.***

Se si applicano i coefficienti d'uso del territorio elaborati da Amici della Terra ai dati di potenziale massimo teorico al 2020 di produzione delle fonti rinnovabili individuati dal Position paper del governo del 2007 (che è ancora l'ultima stima ufficiale disponibile) è facile rendersi conto di un'evidenza inoppugnabile, ma probabilmente ancora poco nota all'opinione pubblica: **le fonti rinnovabili costituiscono solo in teoria una riserva di energia di ampiezza enorme, ma nella realtà degli usi concorrenti e spesso conflittuali del territorio lo sfruttamento effettivo di questo potenziale va contro a limiti di disponibilità di superfici idonee e può facilmente configgersi con usi alternativi del territorio e del paesaggio, fattori di vincolo che andrebbero meglio valutati e ponderati soprattutto nel nostro paese.**

Nel caso del solare per la generazione di elettricità (PV e termodinamico), la realizzazione di tutto il potenziale teorico indicato per il 2020 dal Position Paper del Governo (9500 MW; 13,2 TWh) comporterebbe l'utilizzo complessivo di 8.400 ettari di territorio nazionale (3.500 dei quali integrati nell'edilizia), una cifra notevole ma che appare tutto sommato praticabile. Inoltre, si tratta generalmente di impianti di potenza contenuta, che richiedono porzioni limitate di territorio (i



terreni inutilizzati a margine di infrastrutture o in distretti industriali si presterebbero bene), la cui invasività paesaggistica può essere facilmente mitigata. Desta certamente maggiore preoccupazione la stima associata ai 10.000 MW di eolico terrestre (18,4 TWh nel 2020), che comporterebbe l'utilizzo, seppur non esclusivo, di 54.000 ettari. Tanto per dare un'idea di massima dell'invasività paesaggistica associata a questo sviluppo dell'eolico, si può moltiplicare questa cifra per un fattore 100: in assenza di più stringenti requisiti di localizzazione paesaggistica degli impianti, **circa un sesto del paesaggio italiano, spesso corrispondente a quello più vergine e pregiato, subirebbe una qualche caratterizzazione eolica più o meno marcata.**<sup>30</sup> Per quanto riguarda le biomasse solide ad uso energetico, il potenziale massimo teorico al 2020 di circa 10 Mtep di biomasse vergini provenienti da agricoltura e silvicoltura dedicata comporterebbe l'uso di circa 900.000 ettari di terreni agricoli e foreste: uno scenario che può essere evitato promuovendo l'utilizzo delle biomasse di scarto che, come ribadisce l'Itabia e altre associazioni, offrono un potenziale enorme a costo territoriale trascurabile (aree di stoccaggio). Nel complesso, considerando anche 0,6 Mtep di produzione nazionale di biocarburanti, il potenziale massimo teorico di rinnovabili così come stimato dal position paper comporterebbe l'utilizzo di oltre 1.400.000 ettari (senza considerare nella nostra stima l'uso del territorio da parte dell'idroelettrico e della geotermia).

### ***3.3 Raggiungere l'obiettivo nazionale minimizzando l'uso di territorio***

Fermo restando che gli obiettivi al 2020 imposti dall'Europa alla politica energetica nazionale (gas serra e fonti rinnovabili) richiederanno prioritariamente al nostro paese un forte rilancio, interno ed esterno, delle politiche di efficienza energetica, ci chiediamo – anche in vista del Piano nazionale al 2020 sulle fonti rinnovabili- se non sia possibile immaginare modalità di raggiungimento dell'obiettivo del 17% secondo modalità più compatibili con gli usi del territorio e meno onerose per la collettività di quanto non siano state le politiche sinora attuate.

La questione dei costi dell'energia rinnovabile, sinora sollevata in termini di oneri sociali del sistema di incentivazione, riguarda in realtà anche i costi indotti in bolletta dagli investimenti di back up a bilanciamento della produzione intermittente e per la ristrutturazione della rete di trasmissione. Inoltre, una diffusione sempre più capillare nel territorio degli impianti a fonti rinnovabili comporta un problema di costi che ricadono sulla collettività nel senso più ampio (effetti sul valore aggiunto generato dai fattori di attrattività turistica e ricreativa del territorio), che è perlomeno ingenuo ignorare.

---

<sup>30</sup> Assumendo campi eolici di 15 torri per km<sup>2</sup>, per soddisfare il potenziale teorico del position paper ci vorrebbero circa 670 campi al 2020. Ipotizzando un'invasività paesaggistica media pari ad un intorno circolare di 5 km dall'impianto, si ottiene una superficie coinvolta di circa 50.000 km<sup>2</sup>, analoga alla superficie complessiva delle aree protette in Italia (57.325 km<sup>2</sup> secondo l'ISTAT).



Ricordiamo che la caratteristica dell'intermittenza costituisce attualmente un limite per lo sviluppo delle fonti rinnovabili ed un costo per il sistema a causa del modello di sviluppo sinora adottato nelle politiche di sostegno, che incentivano il collegamento diretto con la rete elettrica, senza alcun sottosistema di accumulo dell'energia. Sistemi di accumulo dell'energia potrebbero, ad esempio, essere impiegati per favorire trasporti urbani più sostenibili (ricarica di batterie di veicoli elettrici). L'intermittenza casuale della produzione di potenza introduce un effetto limitativo alla quantità di potenza che complessivamente la rete può accettare in connessione. Superare il limite può significare la perdita della stabilità della rete con conseguente *black out* nazionale. Anche alla luce dell'analisi dei fattori determinati il black out verificatosi nel nord Italia nella notte del 28 settembre 2003, si può stimare che la configurazione del parco di generatori termoelettrici presenti nella rete italiana permetta di collegare impianti a potenza intermittente per un massimo pari a circa il (20÷25)% della potenza rotativa attiva in rete. Senza far riferimento al caso peggiore, che si può verificare, come è già avvenuto, di notte quando la potenza rotativa è al minimo, tale potenza ammonta di giorno nella rete italiana a circa 50000 MW. Ciò corrisponde ottimisticamente alla connessione massima di circa (10000÷12500) MW di potenza intermittente (da ripartire sostanzialmente fra eolico e fotovoltaico).

L'esistenza di questo limite tecnico è stata testimoniata dal fatto che durante l'anno 2008 si sono verificate numerose interruzioni di potenza non programmata da parte di TERNA per garantire la sicurezza della rete di trasmissione. A questo proposito l'Anev (Associazione Nazionale Energia del Vento) ha presentato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas un documento (22 luglio 2009) che denuncia numerosi casi di interruzione di potenza eolica in Campania, Puglia, Basilicata e Sardegna. Alcuni di questi impianti sono stati limitati del 30% rispetto alla potenza nominale, in altri casi per oltre il 70% della potenza, fino ad alcuni casi in cui la potenza limitata è stata totale. Sulla base dei dati dell'Anev il dato complessivo per il 2008 di mancata produzione si attesta, in maniera cautelativa, su circa 700.000 MWh (circa il 14% della produzione effettiva nel 2008).

Il problema dell'intermittenza pone quindi già oggi problemi di inadeguatezza della rete. Sulla base del suddetto limite dei 12.500 MW, a nostro parere difficilmente superabile entro il 2020, nonché sulla base delle prestazioni di utilizzo del territorio delle principali fonti, abbiamo provato a ripercorrere il potenziale praticabile di fonti rinnovabili nel nostro paese, anche alla luce delle flessibilità offerte dalla nuova direttiva nel raggiungimento dell'obiettivo del 17% sui consumi finali.

La tabella seguente riassume i risultati della nostra analisi del potenziale praticabile al 2020, per le singole fonti, e del corrispondente uso di territorio.

Considerando il limite tecnico di accettazione degli impianti in rete appena indicato (12500 MW) e che l'attuale (e, almeno in parte, apparente) maggior convenienza economica dell'eolico rispetto al fotovoltaico dovrà essere urgentemente controbilanciata integrando nei parametri dei sistemi di incentivazione i rispettivi costi indotti di sistema e i costi esterni paesaggistici, possiamo supporre che al massimo 7500 MW siano disponibili al 2020 per l'eolico e la parte residua (5000 MW) sia destinata ad assicurare uno sviluppo continuativo e il più possibile meno oneroso del fotovoltaico, che oggi vede un rapido abbattimento dei costi di produzione.

**Tab. 5 – Situazione nel 2007 e potenziale energetico praticabile per le fonti rinnovabili al 2020 (energia finale in Mtep: 1 TWh = 0,086 Mtep)**

Forma di energia	Fonte	Produzione 2007 (Mtep)	Potenziale praticabile al 2020 (Mtep)	Ettari di superficie al 2020 (ha)
<b>Elettricità</b>	Idroelettrico	2,82	3,3	n.c.
	Geotermoelettrico	0,48	0,6	n.c.
	Eolico	0,35	1,0	33.076
	Fotovoltaico	0,003	0,6	6.280
	Biomasse (elettr.)	0,34	1,5	94.579
	RSU (elettr.)	0,13	0,4	n.c.
	<b>Totale elettricità</b>		<b>4,1</b>	<b>7,3</b>
<b>Caldo/Freddo</b>	Geotermia	0,2	1,0	n.c.
	Solare termico	0,1	1,5	2.710
	Biomasse (termiche)	1,8	7,7	232.230
	<b>Totale Caldo/freddo</b>		<b>2,0</b>	<b>10,2</b>
<b>Trasporti</b>	<b>Biocarburanti</b>	<b>0,4</b>	<b>0,5</b>	<b>380.545</b>
<b>TOTALE</b>		<b>6,5</b>	<b>18,0</b>	<b>749.421</b>

(\*) Il **potenziale praticabile**, anche detto potenziale tecnico, è definito come l'energia che potrebbe essere prodotta annualmente utilizzando le attuali tecnologie delle fonti rinnovabili in presenza dei limiti tecnici, dei costi e alla luce dei coefficienti d'uso del territorio.

Legenda: n.c. = non calcolato

Fonte: Elaborazione Amici della Terra (2009)

Le elaborazioni della tabella 5 hanno richiesto alcune ipotesi semplificatrici. Per quanto riguarda il solare elettrico, la stima dell'uso del territorio si basa, a scopo cautelativo, sui coefficienti di superficie del solare non integrato. Nel caso delle biomasse solide, visto lo scarso uso di suolo da parte della filiera delle biomasse residuali, si è considerato solo l'uso di terreno da parte della quota di biomasse dedicate (abbiamo assunto il 26% del potenziale praticabile complessivo di biomasse in Italia, valutato dall'Italia pari a circa 11,5 Mtep primari), e precisamente biomasse da silvicoltura (8,7% del potenziale praticabile) e biomasse da agricoltura dedicata (17,4% del potenziale), applicando i fattori d'uso del territorio delle rispettive filiere nel settore elettrico e del calore. I potenziali al 2020 riportati in tabella per le biomasse rispettivamente nel





settore elettrico (1,5 Mtep) e del riscaldamento (7,7 Mtep), presuppongono quindi un apporto principale, seppur non esclusivo da biomasse residuali.

In base alla nostra analisi, il potenziale praticabile in Italia al 2020 di produzione di energia da fonti rinnovabili porta ad un totale di circa 18 Mtep finali (85 TWh nel settore elettrico; 10,2 Mtep nel riscaldamento considerando anche la geotermia a bassa entalpia; 0,5 Mtep nei biocarburanti), a fronte di una produzione nel 2007 di 6,5 Mtep.

A tale stima corrisponde un'occupazione di superficie di circa 750.000 ettari (7.500 kmq) di territorio contro gli oltre 1.400.000 implicati dal position paper del precedente governo, di cui:

- il 51% dovuti alla produzione di biocarburanti nel nostro paese, peraltro da noi considerata esigua (0,5 Mtep) visti gli elevatissimi coefficienti di uso del territorio;
- il 31% per la produzione di biomasse per usi termici, di cui si stima invece una forte crescita al 2020 utilizzando le biomasse di scarto prodotte in vari settori (7,7 Mtep);
- il 13% per la produzione di biomasse per usi elettrici, per la quale si stima una crescita a 1,5 Mtep (di energia finale) al 2020
- il 4% circa (33.000 ettari) per i parchi eolici. Dato che in questo caso si verificano effetti paesaggistici su scala assai più vasta rispetto all'indicatore di superficie degli impianti, per avere un'idea (assolutamente di massima) dell'effetto complessivo di "caratterizzazione del paesaggio" si può moltiplicare per un fattore 100, in attesa di misure più accurate;
- meno dell'1% dal fotovoltaico, che si afferma come la fonte rinnovabile più efficiente sotto il profilo dell'uso del territorio (fermo restando lo svantaggio complessivo delle rinnovabili rispetto agli impianti convenzionali, sotto questo profilo).

L'obiettivo nazionale del 17% della nuova direttiva comporta, in base alla modellistica usata dalla Commissione (Primes model), il raggiungimento nel 2020 di 26,7 Mtep di consumi finali lordi da fonti rinnovabili, di cui 4,7 Mtep da soddisfare mediante acquisto all'estero di quote di energia rinnovabile (a causa dei costi eccessivi del raggiungimento domestico dell'obiettivo rinnovabili rispetto agli altri paesi) e ulteriori 3,6 Mtep di importazioni di biocarburanti. **Rimarrebbero pertanto 18,4 Mtep da produrre internamente.** Come vediamo, la nostra stima di 18 Mtep di energia finale da rinnovabili si colloca appena al di sotto di quella di Primes e molto al di sotto del potenziale teorico del precedente governo (21 Mtep), confermando le difficoltà di raggiungere l'obiettivo di rinnovabili nel nostro paese mediante misure esclusivamente domestiche (senza ricorso a importazioni di quote di energia rinnovabile dall'estero, ad esempio dal Nord Africa) e in assenza di misure incisive di efficienza energetica, capaci di contenere e ridurre la domanda di energia rispetto ai livelli attuali.



#### **4. PER UNO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI INTEGRATO CON LA POLITICA SU ENERGIA E CLIMA**

Da quanto detto, è evidente che la politica sulle rinnovabili del prossimo decennio non può prescindere da un'accurata considerazione ed integrazione con le altre aree della politica energetica, a partire da quelle oggetto della politica comunitaria su energia e clima.

##### **4.1 Le scadenze**

Le prossime scadenze nazionali, dettate dai nuovi provvedimenti comunitari emanati nel mese di giugno, sono qui di seguito sinteticamente riepilogate.

##### **Settori di emissione non ETS**

Nella fase successiva al 2012 (fase post Kyoto), l'Italia dovrebbe redigere ogni due anni un **programma nazionale per la valutazione dei progressi di riduzione delle emissioni di gas serra** ai sensi della Decisione n. 280/2004/CE (la scadenza è già stata superata: il programma doveva essere presentato entro il 15 marzo 2009).<sup>31</sup> Il primo obiettivo quantitativo è stato fissato al 2013, quando alle emissioni nei settori non ETS dell'Italia sarà chiesto di non superare la media del triennio 2008-2010. Ricordiamo che fra i settori "non ETS" vi sono importanti settori in cui è richiesto un forte sviluppo delle fonti rinnovabili: trasporti, agricoltura, piccoli impianti di combustione, settore residenziale, solo per citare i più importanti. Nei prossimi anni l'Italia dovrà riuscire a stabilizzare le emissioni rispetto all'attuale livello, inferiore al solito per la profonda recessione in corso, per poi puntare alla riduzione del 13% al 2020 rispetto al 2005.

---

<sup>31</sup> Decisione del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 febbraio 2004, relativa ad un meccanismo per monitorare le emissioni di gas a effetto serra nella Comunità e per attuare il protocollo di Kyoto. I programmi nazionali devono essere consegnati alla Commissione entro il 15 marzo 2005 e successivamente ogni due anni. Essi devono contenere informazioni riguardanti:

- gli effetti delle politiche e delle misure nazionali sulle emissioni e sull'assorbimento per gas e per settore;
- le stime nazionali delle emissioni e dell'assorbimento di CO<sub>2</sub> e di altri gas serra per il 2005, 2010, 2015 e 2020;
- le misure adottate o previste per mettere in atto le politiche comunitarie in materia nell'ottica di rispettare gli impegni assunti nell'ambito del protocollo di Kyoto.

Inoltre, gli Stati membri devono rendere pubblici i programmi nazionali e i rispettivi aggiornamenti e informano la Commissione entro tre mesi dalla loro adozione.



## Fonti rinnovabili

La prima scadenza è il **Piano d'azione nazionale** che dovrà articolare gli obiettivi settoriali e intermedi dell'Italia, da consegnare alla Commissione entro giugno 2010; entro il 2011 dovrà essere fatta la prima verifica sui progressi realizzati, mentre il primo obiettivo intermedio (7,56% nel biennio 2011-2012) dovrà essere verificato entro il 2013, con la seconda relazione sui progressi realizzati.<sup>32</sup>

## Efficienza energetica

Sebbene il pacchetto di provvedimenti comunitari non includa una nuova direttiva sull'efficienza energetica al 2020, non bisogna dimenticare che c'è la direttiva vigente sull'efficienza negli usi finali dell'energia (2006/32/EC), che richiede agli Stati Membri l'elaborazione di Piani nazionali al 2016. Nel 2007, l'Italia ha elaborato un Piano nazionale che dispone l'ambizioso obiettivo di riduzione dei consumi finali del 9,6% al 2016 (è ambizioso, in quanto ai sensi della direttiva l'obiettivo deve essere calcolato rispetto alla media dei consumi nel periodo 2001-2005), un Piano di cui purtroppo poco si parla e che ancora meno si sta attuando. Fermo restando che sarebbe opportuno risolvere le contraddizioni e i vuoti della politica comunitaria in materia di efficienza energetica, a livello nazionale è comunque opportuno iniziare a realizzare un'estensione del Piano al 2020, possibilmente col coinvolgimento delle Regioni, in maniera tale da assicurare l'avvio di una politica su energia e clima integrata anche a livello territoriale.

Alla luce di queste scadenze, è evidente che la politica europea richiede all'Italia un rilevante cambio di priorità e di passo nella politica energetica.

### ***4.2 Tante rinnovabili, altrettanto nucleare: la politica dell'irresponsabilità***

L'articolo 7 della legge 133 del 6 agosto 2008 prevedeva la convocazione di una Conferenza nazionale dell'energia e dell'ambiente ai fini dell'elaborazione di una strategia energetica nazionale da parte del Ministro dello sviluppo economico, che avrebbe dovuto essere varata dal Consiglio dei Ministri entro febbraio 2009. La Strategia energetica nazionale avrebbe dovuto indicare le priorità per il breve ed il lungo periodo tenendo conto dei seguenti obiettivi (in neretto quelli attinenti le rinnovabili e la riduzione dei gas serra):

- a) diversificazione delle fonti di energia e delle aree geografiche di approvvigionamento;

---

<sup>32</sup> Si noti che l'art 4, comma 1 della direttiva richiede che la fissazione degli obiettivi settoriali avvenga *tenendo conto dell'effetto delle misure di efficienza energetica sui consumi finali di energia* (necessari per il calcolo dell'obiettivo di rinnovabili).



- b) miglioramento della competitività del sistema energetico nazionale e sviluppo delle infrastrutture nella prospettiva del mercato interno europeo;
- c) promozione delle fonti rinnovabili di energia e dell'efficienza energetica;**
- d) realizzazione nel territorio nazionale di impianti di produzione di energia nucleare e (*d.bis*) promozione della ricerca sul nucleare di quarta generazione o da fusione;
- e) incremento degli investimenti in ricerca e sviluppo nel settore energetico e partecipazione ad accordi internazionali di cooperazione tecnologica;**
- f) sostenibilità ambientale nella produzione e negli usi dell'energia, anche ai fini della **riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra;**
- g) garanzia di adeguati livelli di protezione sanitaria della popolazione e dei lavoratori.

Come noto, a settembre 2009 la Conferenza non si è tenuta, la Strategia energetica nazionale non è stata varata e il rilancio della ricerca -su cui si giocherà buona parte delle opportunità del pacchetto energia e clima- è rimasto allo stadio degli annunci. L'attenzione del Governo si è concentrata sui provvedimenti preliminari per il riavvio del programma di centrali nucleari a fissione -una scelta con ritorni a lungo termine, che ci appare in contrasto con le esigenze di immediati investimenti anticrisi, poco coerente col quadro di obiettivi quantitativi della politica comunitaria su energia e clima e che rischia di sottrarre risorse finanziarie essenziali per un pieno dispiegamento delle opportunità occupazionali ed economiche delle tecnologie pulite.

L'unica disposizione del Governo ispirata dalla politica europea su energia e clima ci risulta l'art. 8-bis della Legge 13 del 27 febbraio 2009, riguardante le "Misure in materia di ripartizione della quota minima di incremento dell'energia elettrica da fonti rinnovabili", che attribuisce al Ministro dello sviluppo economico, di concerto con quello dell'Ambiente, previa intesa con la Conferenza Stato-Regioni, la competenza finale per la **ripartizione fra le regioni dell'obiettivo nazionale al 2020 del 17% di energia prodotta da fonti rinnovabili ("burden sharing regionale" dell'obiettivo al 2020)**. Si noti che:

- questa procedura istituzionale ricalca la precedente disposizione della finanziaria 2008, riguardante l'obiettivo al 2010 di penetrazione delle rinnovabili nei consumi finali di elettricità, rimasta lettera morta;
- la nuova norma richiede che la ripartizione fra le regioni dell'obiettivo nazionale avvenga tenendo conto dei potenziali regionali in termini di



penetrazione già realizzata, un requisito contraddittorio soprattutto per i settori applicativi più innovativi;

- gli obiettivi regionali al 2020 devono comprendere anche gli obiettivi intermedi al 2012, 2014, 2016 e 2018, calcolati coerentemente con gli obiettivi intermedi nazionali previsti dalla norma comunitaria (traiettoria crescente come da allegato I parte B della direttiva FER)
- è previsto l'esercizio del potere sostitutivo del Governo ai sensi dell'articolo 120 della Costituzione nei casi di inadempienza delle regioni per il raggiungimento degli obiettivi individuati;
- sia la presente norma che quella precedentemente menzionata (art. 7 della legge 133/2008) rientrano all'interno di disposizioni "omnibus", peraltro varate con procedura d'urgenza (decreti legge).

Dei tre settori interessati dalla politica europea del 20-20-20, quello delle energie rinnovabili è l'unico che sembra ricevere una qualche attenzione da parte del governo (secondo la nota equazione "*quota rinnovabili = quota nucleare*"), ma non mancano le contraddizioni: da un lato si assiste al tentativo di responsabilizzare le regioni mediante il rinnovo delle regole sul decentramento degli obiettivi (sotto la solita generica minaccia dell'esercizio dei poteri sostitutivi), ma a livello nazionale si continuano a ignorare le problematiche territoriali e di aggregazione del consenso, che finiscono per pesare sugli iter realizzativi, innescando ritardi e costi sull'intero sistema. Le problematiche di conciliazione fra interessi energetici e interessi collettivi poste dalle rinnovabili rimangono tutte da risolvere. Invece di puntare ad un pieno dispiegamento delle opportunità economiche e occupazionali offerte dall'obiettivo *comunitario* tramite il sostegno alla penetrazione delle imprese nazionali sui mercati esteri, si continua a porre l'enfasi sugli obiettivi interni (mercato *italiano*) andando ad incrementare ulteriormente i livelli di incentivazione (i più alti in Europa), con relativo aumento delle bollette per l'industria stessa e i cittadini.

### ***4.3 Alcune proposte per una maggior integrazione delle politiche***

La nuova direttiva sulle fonti rinnovabili prevede alcuni passaggi obbligatori, *antecedenti la fase di ripartizione fra le regioni dell'obiettivo di produzione domestica*, che richiedono risposte per lo meno non banali alla luce delle specificità italiane:

- *Fase di fissazione al 2020 degli obiettivi nazionali di domanda di energia:* l'invito degli Amici della Terra è ad **adottare un obiettivo nazionale ambizioso di efficienza energetica**, possibilmente ricavato in base ad un ragionamento di respiro europeo (di potenziale e di relativo burden sharing);



- *Previsioni di utilizzo delle forme di flessibilità “esterna” per il raggiungimento dell’obiettivo nazionale di fonti rinnovabili mediante iniziative all’estero (e viceversa: quota domestica nell’ambito dell’obiettivo nazionale):* considerati i vincoli territoriali per alcune fonti e gli elevati oneri delle iniziative in Italia, l’auspicio è di **potenziare al massimo la politica di internazionalizzazione delle imprese italiane e di cooperazione industriale internazionale**. Il potenziale delle rinnovabili è su scala globale; il mercato interno può servire da laboratorio e volano, ma il grosso delle opportunità industriali e occupazionali va inevitabilmente cercato sui mercati globali,<sup>33</sup>
- *Fase di fissazione degli obiettivi di produzione domestica nei tre settori delle fonti rinnovabili dell’elettricità, del riscaldamento/raffreddamento e dei trasporti.* L’appello degli Amici della Terra è: **puntiamo su un forte rilancio della ricerca e sviluppo**, devastata in Italia da promesse mai mantenute; cerchiamo di **fissare obiettivi di sviluppo domestico graduali**, in maniera tale da dare tempo all’industria, possibilmente nazionale, di organizzarsi in filiere, migliorare le tecnologie e i rendimenti. Cerchiamo di **utilizzare in maniera più efficiente le risorse destinate all’incentivazione**, sostituendo gli obiettivi di produzione da fonti rinnovabili con budget di incentivazione formulati anche sulla base dei costi esterni delle iniziative (tariffe *feed in* differenziate per tener conto di una giusta remunerazione e dei diversi *costi esterni* delle applicazioni). Sfruttiamo le fonti rinnovabili presenti nel nostro territorio fin dove possiamo arrivare senza le attuali forzature economiche e paesaggistiche, lasciando il resto dell’obiettivo nazionale alle iniziative da svolgere all’estero, in aree ben più produttive, partendo dai territori desertici del Nord Africa e dal potenziale idroelettrico non ancora sfruttato dei Balcani.

Per quanto riguarda i **meccanismi di incentivazione**, è evidente che il meccanismo incentivante dei certificati verdi va superato, non solo perché il suo elemento distintivo (l’adeguamento automatico del prezzo dell’incentivo al gap fra l’offerta e la domanda di certificati, dove quest’ultima è stabilita per legge) viene in continuazione scavalcato dalla politica, ingenerando extracosti per gli utenti, ma soprattutto perché è un meccanismo con forti distorsioni sotto il profilo ambientale. I certificati verdi non possono tener conto delle specificità d’impatto ambientale e delle diversità di costo esterno delle diverse tipologie di fonti. A nostro parere occorre estendere a tutti i settori di produzione delle rinnovabili il

---

<sup>33</sup> Si consideri che il livello globale di investimenti nelle rinnovabili nel 2007 è stato di 160 miliardi di dollari (IEFE-GSE, 2009), mentre secondo l’APER il livello di investimenti in Italia è stimato ad una media di 3,5 miliardi nel prossimo decennio. Considerando il solo settore dell’elettricità, in base alle stime dell’IEA (2008), la produzione globale di elettricità da fonti rinnovabili dovrà passare dagli attuali 4000 TWh (Italia 50 TWh) a circa 8000 TWh nel 2020 (Italia circa 100 TWh).



modello noto come **“feed in tariff”**, basato su livelli differenziati di remunerazione degli impianti a seconda del tipo di filiera/tecnologia utilizzata, **applicando criteri di differenziazione rispondenti ad un mix di criteri economici e ambientali**. Si può infatti concepire un sistema che fornisce certezza di remunerazione per l’investitore, che consente un maggior controllo sullo sviluppo di eventuali rendite di posizione e che può essere modulato per minimizzare gli effetti ambientali perversi e indirizzare l’innovazione tecnologica in direzioni più sostenibili, sia a livello di fonte/filiera, sia al livello dei singoli impianti di ciascuna fonte/filiera.

Non ultimo, il pacchetto energia e clima -in cui la direttiva sulle rinnovabili trova inquadramento- comporta uno sforzo di riflessione e riforma organizzativa. Infatti, occorre rileggere l’attuale **quadro di competenze e procedure amministrative** per assicurare un raccordo efficiente con gli obiettivi al 2020, siano essi formali o sostanziali, e con le innumerevoli scadenze programmatiche intermedie delle varie normative su ETS, settori non ETS, rinnovabili e biocarburanti. Come detto, le funzioni più importanti a livello centrale vanno individuate nella ricostruzione di una politica di ricerca e sviluppo nel nostro paese e in una politica industriale per la costruzione di filiere produttive nei settori più innovativi (quelli più maturi sono già appannaggio di competitors ormai irraggiungibili) e a sostegno dell’ampliamento dei mercati di sbocco delle imprese nazionali (internazionalizzazione delle imprese). Sarebbe un grave errore se la politica sulle fonti rinnovabili rimanesse monca a livello centrale e si basasse sull’esclusiva responsabilizzazione delle Regioni.

Con questo non si vuole in nessun modo svilire il ruolo delle Regioni nelle politiche energetiche e ambientali. A questo proposito occorre estendere al più presto l’attuale assetto di responsabilizzazione delle regioni, ora circoscritto alle fonti rinnovabili, a tutti gli obiettivi quantitativi del pacchetto energia e clima, formali e sostanziali, in maniera tale da rendere più efficienti le politiche d’intervento. Occorre inoltre un sistema nazionale di monitoraggio e verifica dell’operato delle regioni, opportunamente concepito per evitare lacune o sovrapposizioni, accompagnato da meccanismi di premio e/o sanzione, con funzioni di stimolo dell’iniziativa regionale. Non ultimo, occorre una chiara procedura nei rapporti fra Stato e Regioni, possibilmente aperta alla consultazione di tutti i soggetti interessati, per assicurare un tempestivo raccordo con le politiche comunitarie su energia e clima.

Come vediamo, l’agenda delle cose da fare in meno di un anno, in vista della prima importante scadenza nazionale (Piano d’azione nazionale per le rinnovabili al 2020), è piuttosto fitta. Possiamo anche semplificarla. Ma eluderla no.



## BIBLIOGRAFIA

- CE (2007), Libro Verde della Commissione al Consiglio, al Parlamento Europeo, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni, COM (2007) 354 definitivo Bruxelles, 29-06-2007.
- Coiante D. (2008), “Le nuove fonti di energia rinnovabile” Franco Angeli, 2004.
- Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, del 23 aprile 2009.
- Direttiva 2003/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti, 8 maggio 2003.
- Enea (2005), “Le fonti rinnovabili 2005. Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità”. Roma, novembre 2005.
- Enea (2008), “Rapporto energia e ambiente 2007 “ Roma, luglio 2008.
- Franci T. (2008), “Energia Rinnovabile: Criticità nel ruolo di Stato e regioni nelle politiche di promozione delle rinnovabili per il nuovo ciclo UE 2010-2020”. Newsletter Osservatorio Energia n. 118, 28 gennaio 2008.
- Governo Italiano (2007), “Position Paper “Energia: temi e sfide per l’Europa e per l’Italia”, settembre 2007.
- GSE (2007), “Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia.”, 27 gennaio 2009.
- GSE (2009), “Impianti a fonti rinnovabili. Immagini e dati informativi”, 6 febbraio 2009.
- IEA (2008), “World Energy Outlook”. Parigi, 2008
- Molocchi A., Coiante D., Tommasi M. (2009), “Energie del futuro: rinnovabili, incentivi e compatibilità territoriale”, Nuova energia n. 4 2009.
- PRIMES (Capros, Matzos e altri) (2008), “Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables”, settembre 2008.