



ENAMA

ENTE NAZIONALE PER LA
MECCANIZZAZIONE AGRICOLA

PARTE 1 BIOMASSE ED ENERGIA

CAPITOLO 4 QUADRO NORMATIVO



MINISTERO
DELLE POLITICHE AGRICOLE
ALIMENTARI E FORESTALI



Associazione Nazionale dei Consorzi Agrari



Confederazione Italiana Agricoltori



COLDIRETTI



UNACOMA



Federazione Nazionale Costruttori
Macchine per l'Agricoltura



Il presente Studio, redatto nell'ambito del Progetto Biomasse Enama e finanziato dal Mipaaf, è stato coordinato dalla Commissione tecnica biomasse Enama costituita da:

Assocap - *Marco Mancini*

Cia - *Marino Berton*

Coldiretti - *Luca D'Apote*

Confagricoltura - *Donato Rotundo e Roberta Papili*

Cra-Ing - *Luigi Pari*

Enama - *Sandro Liberatori e Stefano D'Andrea*

Unacma - *Enrico Cini e Lucia Recchia*

Unacoma - *Marco Acerbi e Matteo Monni*

Unima - *Roberto Guidotti*



Hanno collaborato alla realizzazione:

Vincenzo Alfano

Francesco Berno

Alessandro Bon

David Chiamonti

Anna Dalla Marta

Valter Francescato

Francesco Gallucci

Natalia Gusmerotti

Walter Merzagora

Daniela Migliari

Vincenzo Motola

Massimo Negrin

Simone Orlandini

Francesca Orlando

Annalisa Paniz

David Pentassuglio

Denis Picco

Vito Pignatelli

Maria Adele Prosperoni

Fabio Ricci

Raffaele Spinelli

Filippo Stirpe

Debora Visentin

Presentazione

Il presente lavoro rientra tra le attività di divulgazione previste dal Progetto Biomasse Enama realizzato con il contributo del Ministero delle Politiche Agricole e Forestali D.M. n°11077 del 19 Dicembre 2008.

Lo scopo è quello di presentare un inquadramento generale sullo stato dell'arte di quanto è stato finora realizzato nell'ambito delle diverse filiere agro-energetiche nazionali, fornendo agli operatori del settore strumenti ed informazioni necessari all'auspicato sviluppo di tali filiere.

L'opera è stata resa possibile grazie al contributo ed alla condivisione dei contenuti da parte di tutti i Soci di Enama in rappresentanza dell'intera filiera, a partire dal mondo della ricerca, dell'industria e del commercio fino alle aziende attive sul territorio.

Esperti dei diversi settori hanno, quindi, fattivamente partecipato alla raccolta ed alla elaborazione dei dati nell'ambito della "Commissione Biomasse Enama" appositamente costituita.

Lo studio, che si presenta come un rapporto esaustivo e ben articolato, si sviluppa in due parti: la prima, definita "Biomasse ed Energia", riporta le caratteristiche tecniche e le disponibilità delle biomasse e dei biocombustibili, il censimento degli impianti presenti sul territorio nazionale, il quadro normativo ed una panoramica sui processi e le tecnologie attualmente disponibili.

La seconda parte, definita "Filiera e sostenibilità", contiene le informazioni sui contratti agro-energetici per la filiera corta, oltre agli accordi quadro e le intese per le filiere agroindustriali. Completa lo studio un capitolo sulla sostenibilità, la tracciabilità e le certificazioni degli impianti a biomasse.

La presente prima versione dello studio contiene dati ed informazioni che si riferiscono al giugno del 2011 e pertanto alcuni aspetti (normativo e censimento) in continua evoluzione saranno oggetto di aggiornamenti che verranno riportati in successive versioni.

Sandro Liberatori
Direttore ENAMA

Massimo Goldoni
Presidente ENAMA

Sommario

La normativa vigente a livello nazionale e comunitario per lo sviluppo di nuovi impianti a biomasse, biogas e bioliquidi	
4.1 Introduzione	3
4.2 Le politiche europee	3
4.2.1 Dal Libro Bianco del 1997 al Piano d'azione per la biomassa del 2005	3
4.2.2 Il pacchetto clima-energia	4
4.2.3 La Dir. 2009/28/CE	5
4.3 La strategia nazionale sulle energie rinnovabili	6
4.3.1 Il piano di azione per le energie rinnovabili dell'Italia	6
4.3.2 Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28	7
4.4 La realizzazione degli impianti	10
4.4.1 Procedimenti autorizzativi	10
4.4.2 La normativa ambientale	13
4.4.3 L'iter della connessione alla rete elettrica	16
4.4.4 Altre normative	19
4.5 La cessione dell'energia alla rete	20
4.5.1 Modalità di Misura dell'energia elettrica	20
4.5.2 Modalità di cessione dell'energia elettrica	21
4.6 I regimi di sostegno	24
4.6.1 Descrizione dei regimi	24
4.6.2 La qualifica IAFR	24
4.6.3 Il sistema dei Certificati Verdi	26
4.6.4 Il sistema delle Tariffe Onnicomprensive	28
4.6.5 Incentivi dello Sviluppo Rurale	29
4.6.6 La Cogenerazione ad Alto Rendimento	30
4.6.7 Il sistema dei Certificati Bianchi	31
4.6.8 Incentivi fiscali	33
Appendice A - Elenco riferimenti normativi	38

4.1 Introduzione

Il presente capitolo è dedicato ad effettuare una ricognizione delle principali norme in vigore per la realizzazione e gestione degli impianti di produzione di energia (elettrica, termica o in cogenerazione) da biomasse, nonché dal biogas e dai bioliquidi. L'approfondimento della materia sarà sviluppato tramite i seguenti temi:

1. le politiche europee e nazionali;
2. la realizzazione di nuovi impianti: procedimenti autorizzativi, la normativa ambientale, la connessione alla rete elettrica;
3. le modalità di cessione in rete dell'energia elettrica prodotta (misura, trasporto e vendita);
4. i diversi regimi di sostegno.

4.2 Le politiche europee

4.2.1 Dal Libro Bianco del 1997 al Piano d'azione per la biomassa del 2005

Nell'ultimo ventennio si è assistito ad un crescente interesse verso le energie rinnovabili ed il risparmio energetico, legato principalmente alle questioni della sicurezza dell'approvvigionamento energetico e del contrasto ai cambiamenti climatici, ma anche allo sviluppo economico che il progresso tecnologico e l'innovazione di questo settore possono garantire.

Risparmio energetico ed energia da fonte rinnovabile costituiscono, d'altra parte, i pilastri fondamentali del protocollo di Kyoto (1997) e degli ulteriori impegni assunti a livello comunitario e internazionale per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dopo il 2012. In tale quadro, l'UE ha assunto un ruolo trainante negli anni, emanando una serie di provvedimenti volti a rafforzare le azioni dei diversi paesi membri per il raggiungimento di tali obiettivi, a partire dal 1997 quando, con il Libro bianco delle rinnovabili (COM(97) 599), vennero indicate una serie di misure affinché la percentuale di energia da fonti rinnovabili raddoppiasse rispetto ai livelli del 1997, e si arrivasse entro il 2010 al 12% di energia rinnovabile negli usi finali.

Tale documento costituì la base per l'emanazione nel 2001 della Dir. 2001/77/CE che pose degli obiettivi indicativi nazionali compatibili con l'obiettivo globale del 12% del consumo interno lordo di energia entro il 2010 e in particolare con una quota indicativa del 22,1% di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili sul consumo totale di elettricità della Comunità entro il 2010. All'Italia venne assegnato un obiettivo del 25%.

Venne sancito, inoltre, l'impegno per la Commissione a relazionare ogni due anni sullo stato d'avanzamento delle energie rinnovabili nei diversi paesi dell'Ue (la Dir. 2001/77/CE sarà abrogata a decorrere dal 1° gennaio 2012).

Importante anche la Dir. 2004/8/CE, mirata ad accrescere l'efficienza energetica attraverso un quadro per la promozione e lo sviluppo della Cogenerazione ad Alto Rendimento di calore ed energia, basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria.

Così come il Piano d'azione per la biomassa (COM (2005) 628) che definì alcune misure atte a promuovere l'impiego della biomassa per il riscaldamento, per la produzione di elettricità e per i trasporti, accompagnate da misure trasversali concernenti l'approvvigionamento, il finanziamento e la ricerca nel settore della biomassa.

4.2.2 Il pacchetto clima-energia

Nel 2006 si iniziò a programmare una nuova politica energetica comune, attraverso “Il Libro verde sulla strategia europea per un’energia sostenibile, competitiva e sicura”, ma è a partire dalla comunicazione della Commissione presentata il 10 gennaio 2007 (COM(2007)1) che si registra un netto cambio di passo e si avvia un percorso che colloca il tema dell’energia e della lotta al cambiamento climatico al centro delle politiche europee. Sulla base di tale comunicazione, il Consiglio europeo ha adottato, il 9 marzo 2007, un piano d’azione globale nel settore dell’energia per il periodo 2007-2009.

Il piano d’azione comprende diversi fattori prioritari, tra cui l’aumento di competitività del mercato interno, la sicurezza dell’approvvigionamento, la politica energetica internazionale e le tecnologie energetiche ed invita la Commissione a predisporre le misure in grado di cogliere le strategie del Piano di azione. La rilevante novità, e punto qualificante dell’accordo di Bruxelles, sta nell’assunzione di target vincolanti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Questo implica che ciascun paese membro deve assumersi un obbligo per il quale sono previste sanzioni nel caso di inadempienza. In particolare il Consiglio Europeo sottoscrive i seguenti obiettivi vincolanti:

- quota del 20% di energie rinnovabili sul totale dei consumi negli usi finali di energia dell’UE entro il 2020;
- quota minima del 10% di biocarburanti nel totale dei consumi di benzina e gasolio per autotrazione dell’UE entro il 2020.

La comunicazione della Commissione COM(2008)30 “Due volte 20 per il 2020” risponde all’invito del Consiglio Europeo, comprendendo una serie di proposte normative strettamente collegate tra loro, e in particolare:

1. una proposta di direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili, per contribuire a conseguire entrambi gli obiettivi sopra indicati, con un metodo per la ripartizione degli impegni tra gli Stati membri;
2. una proposta di modifica della direttiva sul sistema comunitario di scambio delle quote di emissione;
3. una proposta relativa alla riduzione dei gas ad effetto serra in settori non rientranti nel sistema comunitario di scambio delle quote di emissione;
4. una proposta per definire un quadro adeguato per la cattura e l’immagazzinamento del carbonio;
5. una valutazione dell’impatto economico delle proposte, raffrontato alla capacità di ciascuno Stato membro di effettuare l’investimento richiesto.

Con l’approvazione di tali proposte nel dicembre 2008 da parte del Parlamento e nell’aprile 2009 da parte del Consiglio, viene varato definitivamente il cosiddetto pacchetto “Clima-Energia” o pacchetto “20-20-20”. Tale pacchetto è composto da sei provvedimenti legislativi che riguardano:

1. la riduzione delle emissioni di CO₂ delle auto (Reg. (CE) 443/2009);
2. l’aumento della quota di energia da fonti rinnovabili fino al 20% sul consumo finale lordo di energia al 2020 e fino al 10% nei trasporti, sempre al 2020 (Dir. 2009/28/CE);
3. la revisione del sistema di scambio delle emissioni di gas a effetto serra (Dir. 2009/29/CE);
4. la riduzione dei gas a effetto serra derivanti dal ciclo di vita dei combustibili (Dir. 2009/30/CE);
5. la cattura e lo stoccaggio geologico della CO₂ (Dir. 2009/31/CE);

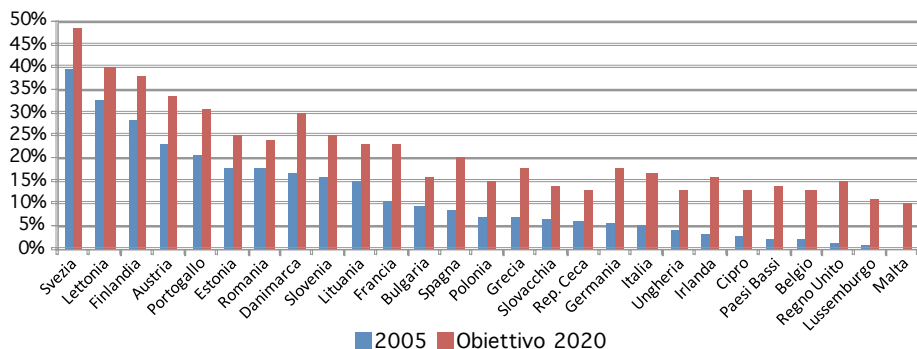
6. la ripartizione tra gli Stati membri degli sforzi comunitari per ridurre le emissioni di gas serra (-20% rispetto al 1990) e la conferma dell'obiettivo di migliorare l'efficienza energetica del 20% (Dec. 2009/406/CE), così come già indicato dal Piano d'azione per l'efficienza energetica (COM(2006) 545).

4.2.3 La Dir. 2009/28/CE

Un approfondimento merita la Dir. 2009/28/CE che ha stabilito un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili nei tre settori principali: elettrico, riscaldamento/raffreddamento e trasporti.

Persegue due obiettivi vincolanti entro il 2020: il primo mira a soddisfare con fonti rinnovabili il 20% del consumo comunitario di energia negli usi finali; per ciascun Stato membro è previsto in un obiettivo nazionale specifico che, nel caso dell'Italia, è pari al 17%. Il secondo obiettivo mira a soddisfare il 10% del consumo di energia nei trasporti con fonti rinnovabili (biocarburanti, ecc). In tale prospettiva la direttiva punta a sviluppare la produzione di energia termica da biomasse ed introduce una serie di criteri di sostenibilità ambientale da applicare alla produzione di biocarburanti e bioliquidi.

Fig. 4.1. Obiettivi nazionali di incidenza delle fonti di energia rinnovabili sul totale dei consumi finali di energia



Fonte: Dir. 2009/28/CE

In attuazione delle disposizioni introdotte dalla direttiva, nel 2010 ogni Stato membro ha notificato alla Commissione Europea il proprio Piano di Azione Nazionale sull'energia rinnovabile (PAN) in cui è definito il percorso attraverso il quale si intende raggiungere gli obiettivi assegnati al 2020. Sebbene gli obiettivi finali siano vincolanti, non lo sono quelli intermedi, in modo da garantire una certa flessibilità agli Stati membri nel poter ovviare ad eventuali ritardi.

La Direttiva detta, inoltre, norme relative ai trasferimenti di quote di energia prodotta da fonti rinnovabili tra gli Stati membri, ai progetti comuni tra gli Stati membri e con i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative, all'informazione e alla formazione nonché all'accesso alla rete elettrica per l'energia da fonti rinnovabili.

4.3 La strategia nazionale sulle energie rinnovabili

4.3.1. Il piano di azione per le energie rinnovabili dell'Italia

Come previsto dalla direttiva 2009/28/CE, nel luglio 2010 l'Italia ha notificato alla Commissione europea il proprio Piano di azione nazionale sulle energie rinnovabili (PAN), in cui l'obiettivo nazionale al 2020 del 17% di energia da fonti rinnovabili sugli usi finali (22,62 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio di cui 1,12 da trasferimenti da altri paesi) viene ripartito tra i settori dei trasporti, dell'elettricità, del riscaldamento e raffreddamento tenendo conto sia degli effetti delle misure relative all'efficienza energetica che di quelli derivanti dall'introduzione di misure specifiche per lo sviluppo dei vari settori energetici.

Il PAN è uno strumento innovativo e determinante nella definizione della più ampia strategia energetica del nostro paese, che si affianca al Programma sull'efficienza energetica, al burden sharing regionale ed al Piano energetico nazionale.

Il Piano contiene diverse novità rilevanti che vanno dalla conferma dello sviluppo del settore elettrico, al notevole potenziamento del riscaldamento e del raffrescamento, nonché ad una maggiore attenzione alle biomasse, al settore dei biocarburanti compreso il biometano. In sintesi il Piano punta sulle biomasse che, insieme al solare, rappresentano le fonti rinnovabili con i più ampi margini di sviluppo al 2020.

L'energia da fonti rinnovabili che l'Italia dovrà produrre in più entro il 2020 (+15 mtep) deriverà per la metà da biomasse (+7,6 mtep) il cui utilizzo dovrà aumentare di oltre tre volte.

Tab. 4.1. Obiettivi previsti dal PAN per il 2020 nel settore delle fonti rinnovabili

	2005 Mtep	2020 Mtep	Differenza ass. Mtep	Differenza % +/-%
Consumi Totali di Energia	141,2	131,2	-10,0	-7,1%
- di cui da Fonti Rinnovabili	6,9	22,3	+15,4	+221,4%
- di cui da Biomasse	2,2	9,8	+7,6	+336,6%
% da Fonti Rinnovabili su Consumi totali	4,9%	17,0%		
% da Biomasse su Consumi totali	1,6%	7,5%		

Tab. 4.2. Obiettivi previsti dal PAN per il 2020 nel settore delle biomasse

	2005		2020	
	MW	GWh	MW	GWh
biomassa	937	4.675	3.820	18.780
solida	653	3.477	1.640	7.900
biogas	284	1.198	1.200	6.020
bioliquidi	0	0	980	4.860

Nel PAN, che sintetizza la strategia del Governo italiano nello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, inoltre, sono descritte le principali linee di azione e gli strumenti per la loro attuazione. Vengono ad esempio analizzati gli strumenti di incentivazione vigenti e quelli da introdurre, nonché le principali criticità del settore.

In merito all'aggiornamento del quadro normativo esistente, il PAN, al fine di incrementare la

quota di energia prodotta rendendo nello stesso tempo più efficienti gli strumenti di sostegno, evitando una crescita parallela degli oneri di incentivazione, propone i seguenti interventi:

- incremento della quota minima di elettricità da rinnovabili da immettere sul mercato, in modo e con tempi adeguati ai nuovi traguardi europei;
- revisione periodica (già prevista dalle disposizioni vigenti) dei fattori moltiplicativi, delle tariffe omnicomprensive (eventualmente anche modificando, per ciascuna tecnologia, la soglia per l'ammissione alla tariffa) e delle tariffe in conto energia per il solare, per tener conto dell'attesa riduzione dei costi dei componenti e dei costi impianti e per espandere la base produttiva contenendo e regolando l'impatto economico sul settore elettrico;
- programmazione anticipata delle riduzioni (su base triennale) degli incentivi e applicazione dei nuovi valori di coefficienti e tariffe solo agli impianti che entrano in esercizio almeno un anno dopo la loro introduzione;
- eventuali strumenti di stabilizzazione della quotazione dei certificati verdi, come l'introduzione di una "banda di oscillazione" del prezzo, che possano dare più certezza agli investitori e consentire una migliore programmabilità delle risorse e degli impatti sul sistema di prezzi e tariffe;
- modulazione degli incentivi in modo coerente all'esigenza di migliorare alcune opzioni dei produttori (ad esempio, il tipo di localizzazione) e ridurre extra costi d'impianto o di sistema;
- miglioramento delle attuali forme di monitoraggio sugli scambi e di informazione sui prezzi, con lo sviluppo, in particolare, di un mercato a termine regolamentato anche per i titoli "ambientali", in modo da consentire strategie di acquisto e vendita più lungimiranti, assorbire eventuali eccessi temporanei di offerta in modo più efficiente ed evitare bilanciamenti in via amministrativa;
- superamento del concetto di rifacimento, almeno per alcune tipologie di impianti e di interventi, da sostituire con una remunerazione, anche successivamente al termine del vigente periodo di diritto agli incentivi, superiore a quella assicurata dalla sola cessione dell'energia prodotta;
- per le biomasse e i bioliquidi: possibile introduzione di priorità di destinazione a scopi diversi da quello energetico e, qualora destinabili a scopo energetico, discriminazione tra quelli destinabili a produzione di calore o all'impiego nei trasporti da quelli destinabili a scopi elettrici, per questi ultimi favorendo in particolare le biomasse rifiuto, preferibilmente in uso cogenerativo; nella discriminazione, perseguendo obiettivi di efficienza in termini di rapporto tra costo del sostegno e apporto rispetto agli obiettivi, si avrà cura di non penalizzare una destinazione energetica rispetto alle altre possibili;
- sempre per le biomasse: particolare attenzione sarà dedicata alle dinamiche del costo della materia prima e del costo di esercizio, perseguendo una convergenza dell'intensità del sostegno con quanto si registra in ambito europeo;
- valorizzare per gli obiettivi nazionali l'elettricità importata dichiarata rinnovabile.

4.3.2 Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28

Nel Supplemento Ordinario n. 81 alla G.U. n. 71 del 28-3-2011 è stato pubblicato il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 concernente l'attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE (sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti ener-

tiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità) e 2003/30/CE (sulla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti).

Come specificato dall'art. 1 sulle finalità, il decreto, in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge n. 96/10 (legge comunitaria 2009), definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti.

Per quanto riguarda l'Italia tale quota è pari al 17%. Nell'ambito di tale obiettivo, così come stabilito dall'Unione Europea, la quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto dovrà essere nel 2020 pari almeno al 10% del consumo finale di energia nel settore dei trasporti nel medesimo anno.

Il decreto, che è entrato in vigore il 29 marzo 2011, inoltre, detta norme relative:

- ai trasferimenti tra gli Stati membri di quote di energia rinnovabile;
- ai progetti comuni tra gli Stati membri e con i paesi terzi;
- alle garanzie di origine;
- alle procedure amministrative;
- all'informazione e alla formazione;
- all'accesso alla rete elettrica;
- alla sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi.

Le principali novità del decreto, si possono ricondurre ai seguenti argomenti:

- procedure autorizzative degli impianti (aree contigue, tempi, procedura abilitativa semplificata);
- requisiti e specifiche tecniche degli impianti (limitazioni a fotovoltaico);
- disposizioni per la promozione dell'utilizzo del biometano;
- sviluppo dell'infrastruttura per il teleriscaldamento e il teleraffrescamento;
- incentivi per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili termiche;
- meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica (nuovo sistema di incentivazione, aste, certificati verdi, recupero impianti preesistenti al 31.12.07);
- quarto conto energia fotovoltaico;
- biocarburanti e relativa sostenibilità.

L'iter di approvazione del provvedimento è stato complesso vista, da una parte, la necessità di raggiungere gli obiettivi al 2020 posti dall'Unione Europea, e dall'altra quella di far sì che le rinnovabili non gravino eccessivamente sulla componente A3 della bolletta elettrica.

Il decreto affronta i diversi temi collegati alla produzione di energia da fonti rinnovabili, dalle autorizzazioni (sostituzione della Dia con la procedura abilitativa semplificata - Pas, diminuzione dei tempi per il rilascio delle autorizzazioni, ecc.), alle reti energetiche (rete elettrica, rete del gas naturale, reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento), ai regimi di sostegno (produzione di energia elettrica, produzione di energia termica ed efficienza energetica, utilizzo delle fonti rinnovabili nei trasporti), alla sostenibilità di biocarburanti e bioliquidi.

In merito ai meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica, che ad oggi coinvolgono il maggior numero di associati, le questioni più importanti possono essere riassunte come di seguito.

Fino al 31 dicembre 2012, rimane in vigore l'attuale sistema di incentivazione che, in via generale, per gli impianti a biomasse, biogas ed oli vegetali puri prevede la tariffa onnicomprensiva di 0,28 €/kWh ed il coefficiente moltiplicatore dei certificati verdi di 1,8.

Tale impostazione, garantisce, come previsto dal Piano di azione nazionale (PAN), un avvicina-

mento graduale al 1° gennaio 2013, data prefissata per l'avvio del nuovo sistema di incentivazione. In pratica il decreto legislativo, per quanto riguarda il settore delle biomasse, biogas e bioliquidi permette di portare a termine le iniziative imprenditoriali già avviate, dando la possibilità agli impianti che entreranno in esercizio commerciale entro il 31 dicembre 2012 di poter accedere ai vigenti incentivi.

Il nuovo sistema di incentivazione, che partirà dal 1° gennaio 2013, si fonda su una serie di criteri generali e specifici che verranno attuati tramite decreti ministeriali da emanarsi entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del decreto legislativo. I nuovi incentivi avranno lo scopo di assicurare una equa remunerazione dei costi di investimento ed esercizio e saranno costanti per tutto il periodo di diritto e potranno tener conto del valore economico dell'energia prodotta. Sono indicati una serie di criteri specifici per il biogas, le biomasse ed i bioliquidi sostenibili.

In merito alla tipologia di sistema di incentivazione il decreto prevede che per gli impianti di potenza inferiore a 5 MW (soglia che può essere innalzata tramite decreto) e comunque per gli impianti previsti dai progetti di riconversione del settore bieticolo-saccarifero, l'incentivo sia diversificato per fonte e per scaglioni di potenza, al fine di commisurarli ai costi specifici degli impianti, tenendo conto delle economie di scala. In pratica verrà adottata una nuova tariffa onnicomprensiva o sistema simile.

Per gli impianti di taglia superiore, l'incentivo verrà assegnato tramite aste al ribasso gestite dal GSE.

Sempre in merito ai regimi di sostegno va sottolineato che il decreto disegna un quadro organico per i sistemi di incentivazione relativi:

- alla produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed all'efficienza energetica (sviluppo dell'infrastruttura per il teleriscaldamento e il teleraffrescamento e potenziamento del sistema di incentivazione);
- al biometano (sviluppo delle reti del gas naturale e previsione di specifici incentivi).

4.4 La realizzazione degli impianti

4.4.1. Procedimenti autorizzativi

L'Autorizzazione Unica per gli impianti di produzione di energia elettrica

In attuazione della Dir. 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili il nostro ordinamento prevede che la costruzione e l'esercizio di un impianto per la produzione di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili sia soggetto ad un iter autorizzativo semplificato regolato dall'art. 12 del D. Lgs. 387/2003 (e successive modificazioni: D.Lgs. 152/2006, L. 296/2006, L. 244/2007, L. 99/2009).

Tale norma prevede (comma 1) che le opere per la realizzazione degli impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, compresi gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio siano opere di pubblica utilità e quindi "indifferibili ed urgenti"; prevede, altresì (comma 3), che la costruzione e l'esercizio dell'impianto siano soggette alla sola autorizzazione amministrativa della Regione¹, o delle Province se delegate dalla Regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico-artistico. Oltre a ciò la norma prescrive:

- l'autorizzazione è rilasciata a seguito del Procedimento Unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate (Conferenza dei Servizi, ai sensi dell'art. 14 e seguenti della L. 241/1990, che viene indetta entro 30 giorni dalla presentazione della domanda). L'Autorizzazione Unica contiene, in forma unitaria, una serie di provvedimenti che altrimenti sarebbero dispersi tra i diversi enti preposti (Regione, Provincia, Comune, Comunità montana, Soprintendenza, Corpo Forestale dello Stato, ARPA, Azienda Sanitaria Locale, ecc.), tra cui:
 - il permesso di costruzione dell'impianto di produzione;
 - l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio elettrodotto;
 - l'autorizzazione allo svincolo idrogeologico;
 - il nulla osta paesaggistico;
 - la VIA (Valutazione di Impatto Ambientale), nei casi in cui essa è richiesta (D. Lgs. 152/2006, Parte II).

Il termine massimo del procedimento non può comunque essere superiore a 180 giorni, fatti salvi i tempi intercorrenti tra eventuali ulteriori richieste di chiarimenti o di documentazione delle amministrazioni interessate e il soddisfacimento delle stesse;

- per impianti la cui capacità di generazione sia inferiore a determinate soglie (200 kWe per gli impianti a biomasse e 250 kWe per gli impianti a biogas), il comma 5, così come modificato dalla L. 244/2007, prevede un procedimento alternativo e ulteriormente semplificato. In tali casi, infatti, è sufficiente presentare al comune la Dichiarazione di Inizio Attività (D.I.A.) (artt. 22-23 D. P. R. 380/2001), una pratica amministrativa che, nel mondo dell'edilizia, rappresenta uno degli strumenti urbanistici più rilevanti e che regola le opere non riconducibili ad attività edilizia libera o al permesso di costruire (artt. 6 e 10 D. P. R. 380/2001) quali le opere di manutenzione straordinaria, il restauro conservati-

¹ In linea con quanto previsto dagli artt.30-31 del D. Lgs. 112/1998, che sanciscono come l'autorizzazione per gli impianti di energia da fonti rinnovabili sia demandata alle Regioni e alle Province, nell'ambito delle linee di indirizzo e di coordinamento previste dai piani energetici regionali.

vo, la ristrutturazione edilizia. La D.I.A. segue il meccanismo del silenzio-assenso pertanto se non si ricevono notizie dalla Pubblica Amministrazione competente entro il tempo stabilito dalla legge (30 giorni), calcolato dalla data di presentazione della dichiarazione, alla scadenza di tale termine si possono avviare i lavori. È da segnalare a tal proposito come in alcune regioni (es. Puglia, Calabria, Molise), siano state previste norme più favorevoli rispetto a quelle nazionali che hanno esteso l'applicazione della D.I.A. agli impianti di potenza fino ad 1 MWe nel caso pugliese e fino a 500 kWe nel caso calabrese. Tuttavia, tre sentenze della Corte Costituzionale (la n. 119/2010 per la Puglia, la 124/2010 per la Calabria e la 194/2010 per il Molise) hanno sancito la non costituzionalità di tali provvedimenti, in quanto soglie di potenza diverse da quelle previste dall'art. 12 del D. Lgs. 387/03 per la D.I.A., possono essere introdotte solo mediante Decreto Ministeriale;

- per gli impianti a biomasse, il proponente deve dimostrare la disponibilità del suolo su cui realizzare l'impianto;
- l'autorizzazione non può essere subordinata a misure di compensazione a favore dell'ente che autorizza (regione o provincia);
- gli impianti possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici;
- la Conferenza Unificata, su proposta del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del Ministro per i beni e le attività culturali, deve approvare le linee guida nazionali per lo svolgimento del procedimento.

Ulteriori misure di semplificazione e razionalizzazione sono state introdotte dalla L. 99/2009 che, all'articolo 27, comma 20, ha stabilito che anche l'installazione e l'esercizio di unità di microgenerazione, così come definita dall'*articolo 2, comma 1, lettera e), del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20* (potenza non superiore a 50 kWe) sono assoggettate alla sola comunicazione ai sensi del D. P. R. 380/2001 da presentare all'autorità competente, mentre l'installazione e l'esercizio di unità di piccola cogenerazione come definite dall'*articolo 2, comma 1, lettera d), del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20* (potenza non superiore a 1 MWe) sono assoggettate alla disciplina della denuncia di inizio attività.

Le linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili

Con un ritardo di quasi sette anni rispetto a quanto previsto all'art. 12 del D. Lgs. 387/2003, sono state emanate le linee guida nazionali con il DM 10 settembre 2010. La mancanza di indicazioni nazionali ha fatto sì che dal 2003 al 2010, le Regioni, ed in alcuni casi le Province, abbiano disciplinato autonomamente tali procedimenti producendo così una varietà di norme con disposizioni anche molto diverse le une dalle altre.

Tra le principali prescrizioni contenute, vanno sottolineate le seguenti:

- le Regioni e le Province delegate sono tenute a rendere pubbliche le procedure e le informazioni circa il regime autorizzatorio di riferimento, in base alla tipologia, all'ufficio competente, all'eventuale documentazione aggiuntiva da allegare rispetto a quella minima prevista ecc.;
- gli impianti sono esonerati dal contributo di costruzione ai sensi dell'art. 17, del D.P.R. 380/2001;
- nella parte II "*Regime giuridico delle autorizzazioni*", al par. 10 vengono specificati gli interventi soggetti ad autorizzazione unica:
 - gli impianti alimentati a fonti di energia rinnovabili;

- le centrali ibride, anche con rifiuti, di potenza termica inferiore a 300 MWt, qualora il produttore dimostri che almeno il 50% della producibilità dei primi 5 anni sia imputabile a fonti rinnovabili;
- nella parte II, al par. 12 vengono specificati, per singola fonte, gli interventi soggetti a DIA:
 - quelli previsti dal citato comma 5, art. 12, del D. Lgs. 387/2003 (come modificato dalla L. 244/2007), e cioè per le biomasse gli impianti fino a 200 kWe, per il biogas fino a 250 kWe;
 - tutti gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (come definiti dall'art. 2, comma 1, lettera d) del D. Lgs. 20/2007) fino ad 1 MWe (come previsto dall'art. 27, comma 20 della L. 99/2009);
- sempre nella parte II, par. 12, vengono specificati gli interventi di attività edilizia libera per i quali è sufficiente una comunicazione al comune (ai sensi dell'art. 6, D. P. R. 380/2001 e successive modificazioni):
 - oltre ad alcune tipologie specifiche nell'eolico e nel fotovoltaico, nel caso delle biomasse e del biogas è sufficiente nel caso si tratti di impianti di microgenerazione (fino a 50 kW, come definiti dall'art. 2, comma 1, lettera e) del D. Lgs. 20/2007);
- nella parte III "*Procedimento unico*" vengono elencati e descritti i contenuti minimi dell'istanza per l'autorizzazione unica, le procedure di svolgimento del procedimento e i contenuti essenziali dell'autorizzazione.
- nella parte IV "*Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio*" viene data la possibilità alle Regioni e alle Province Autonome di individuare aree non idonee alla realizzazione degli impianti (i criteri per l'individuazione di tali aree sono riportati nell'allegato 3 al presente decreto).

Il decreto prevede che le Regioni e le Province Autonome adeguino le proprie disposizioni in materia entro il 2 gennaio 2011 al fine di razionalizzare e semplificare quanto più possibile tali procedimenti; termine oltre il quale è prevista in alternativa l'applicazione diretta delle linee guida nazionali.

Gli impianti di produzione di energia termica

Per quanto riguarda i procedimenti autorizzativi per gli impianti di produzione di sola energia termica, è da segnalare la totale mancanza di un quadro legislativo che declini le modalità autorizzative in funzione della taglia dell'impianto. Di fatto, gli impianti realizzati ad oggi hanno ottenuto l'autorizzazione dai rispettivi comuni su cui sono stati costruiti ed installati. Questi ultimi, di solito, indicano una conferenza di servizi nei casi di impianti più complessi (soprattutto quando si ravvisa la necessità della Valutazione d'impatto ambientale ai sensi del D. Lgs. 152/2006); i casi più semplici vengono autorizzati tramite D.I.A. o permesso per costruire (art. 10, D. P. R. 380/2001). Anche relativamente alle reti di teleriscaldamento, che veicolano l'energia termica degli impianti che producono calore e degli impianti di cogenerazione (fanno eccezione solamente gli impianti più piccoli), non esiste una normativa autorizzativa *ad hoc*. Una recente ordinanza del TAR Piemonte (la n. 777/2008) ha stabilito che l'autorizzazione per la rete di teleriscaldamento sia concessa dal comune in virtù di una semplice richiesta di occupazione di sottosuolo pubblico, atto che può comportare, nell'autonomia dei singoli comuni, il pagamento di una tassa e, in alcuni casi, di un canone annuale.

4.4.2. La normativa ambientale

La struttura del Testo Unico Ambientale

Il testo fondamentale per la normativa ambientale nel nostro paese e, dunque, anche per gli effetti ambientali connessi alla costruzione di nuovi impianti energetici, è il cosiddetto Testo Unico Ambientale, cioè il D. Lgs. 152/2006 (e successive modificazioni).

Tale provvedimento è diviso in 6 parti:

- I. Una prima di inquadramento generale;
- II. Nella seconda si disciplinano la Valutazione Ambientale Strategica (VAS), che riguarda i piani e i programmi che possono avere un impatto significativo sull'ambiente e sugli aspetti culturali, e la Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA), cioè il procedimento amministrativo finalizzato a descrivere, considerare e raccogliere dati su tutti gli impatti che un progetto potrà avere sulla popolazione circostante, sulla flora, sulla fauna, sul suolo, sull'acqua, sull'aria, sul paesaggio, sui beni materiali e sul patrimonio architettonico, basandosi sia su informazioni fornite dal proponente (tramite lo Studio d'Impatto Ambientale), sia sulla consulenza data da altre strutture della pubblica amministrazione, nonché dalla partecipazione di gruppi sociali appartenenti alla comunità. Sempre nella parte seconda è disciplinata l'autorizzazione integrata ambientale (AIA);
- III. Nella parte terza vengono disciplinate le norme in materia di difesa del suolo e lotta alla desertificazione; le norme per la tutela delle acque dall'inquinamento; le norme per la gestione delle risorse idriche;
- IV. Nella parte quarta vengono disciplinate la gestione dei rifiuti e la bonifica dei siti inquinati;
- V. Nella parte quinta vengono disciplinate le norme in materia di tutela dell'aria e di riduzione delle emissioni in atmosfera;
- VI. Nella sesta ed ultima parte sono comprese le norme relative alla tutela risarcitoria contro i danni all'ambiente.

Di seguito si riportano gli argomenti maggiormente rilevanti rispetto agli impianti a biomasse e biogas.

Assoggettamento alla procedura di VIA degli impianti a biomasse

Innanzitutto, ai sensi della parte II e degli allegati corrispondenti, gli impianti per la produzione di energia sono assoggettati alla procedura di VIA:

- a) con competenza statale qualora la potenza termica sia superiore a 300 MWt;
- b) con competenza regionale qualora la potenza termica sia compresa tra 150 e 300 MWt;
- c) se la potenza termica è compresa tra 50 e 150 MWt sono sottoposti ad una verifica di assoggettabilità alla procedura stessa;
- d) nel caso di produzione di energia da impianti non termici la verifica di assoggettabilità va effettuata se la potenza è superiore ad 1 MWe.

Classificazione delle matrici

In secondo luogo, risultano rilevanti ai fini dell'autorizzazione e della gestione degli impianti a biomasse, gli artt. 183 e 185, compresi nella parte IV del codice ambientale (disciplina in materia di rifiuti). All'art. 183 (così come modificato dal D. Lgs. 4/2008 e dal D.Lgs. 3 dicembre 2010, n. 205) è previsto che possa essere classificato come "rifiuto" qualsiasi sostanza od oggetto di cui il detentore si disfi o abbia deciso o abbia l'obbligo di disfarsi" (su questo aspetto l'art. 184

specifica che l'inclusione nell'allegato D alla parte IV di una sostanza o di un oggetto non significa che esso sia un rifiuto in tutti i casi, ferma restando la definizione di cui all'art. 183), oppure come "sottoprodotto" qualsiasi sostanza od oggetto che soddisfi le seguenti condizioni:

- a) la sostanza o l'oggetto è originato da un processo di produzione, di cui costituisce parte integrante, e il cui scopo primario non è la produzione di tale sostanza od oggetto;
- b) è certo che la sostanza o l'oggetto sarà utilizzato, nel corso dello stesso o di un successivo processo di produzione o di utilizzazione, da parte del produttore o di terzi;
- c) la sostanza o l'oggetto può essere utilizzato direttamente senza alcun ulteriore trattamento diverso dalla normale pratica industriale;
- d) l'ulteriore utilizzo è legale, ossia la sostanza o l'oggetto soddisfa, per l'utilizzo specifico, tutti i requisiti pertinenti riguardanti i prodotti e la protezione della salute e dell'ambiente e non porterà a impatti complessivi negativi sull'ambiente o la salute umana.

In aggiunta, l'art. 185 esclude dalla definizione di rifiuto le "materie fecali - se non contemplate nella normativa sui sottoprodotti di origine animale - paglia, sfalci e potature, nonché altro materiale agricolo o forestale naturale non pericoloso utilizzati in agricoltura, nella selvicoltura o per la produzione di energia da tale biomassa mediante processi o metodi che non danneggiano l'ambiente né mettono in pericolo la salute umana.

Naturalmente a seconda del fatto che le biomasse vengano classificate come rifiuti, sottoprodotti, o esclusi dal campo di applicazione della normativa sui rifiuti, mutano considerevolmente le condizioni di autorizzazione e gestione dell'impianto. Nel caso ad esempio della combustione di biomasse da rifiuti, cambia la natura dell'autorizzazione, che diventa decisamente più complessa rispetto all'Autorizzazione Unica semplificata basata sul D. Lgs. 387/2003 per la combustione di sottoprodotti e conseguente anche i limiti sulle emissioni.

L'autorizzazione alle emissioni in atmosfera

In terzo luogo è decisamente importante la parte V, modificata da ultimo dal d.lgs. 128/10, che prescrive le modalità di autorizzazione alle emissioni in atmosfera (art. 269) di tutti gli impianti che producono emissioni, tra cui gli impianti a biomasse, fatta eccezione per gli impianti di combustione dei rifiuti, regolati a parte dal D. Lgs. 133/2005.

Tale autorizzazione dura 15 anni e stabilisce come devono essere gestite le emissioni (convogliamento, contenimento, metodi di campionamento e di analisi ecc.).

Rispetto alla fattispecie degli impianti a biomasse, biogas e bioliquidi sono esonerati dall'autorizzazione alle emissioni i seguenti impianti (Parte I dell'allegato IV della parte V del d.lgs. 152/06):

1. Impianti di combustione, compresi i gruppi elettrogeni e i gruppi elettrogeni di cogenerazione, di potenza termica nominale pari o inferiore a 1 MW, alimentati a biomasse di cui all'allegato X alla parte quinta del presente decreto, e di potenza termica inferiore a 1 MW, alimentati a gasolio, come tale o in emulsione, o a biodiesel;
2. Impianti di combustione, compresi i gruppi elettrogeni e i gruppi elettrogeni di cogenerazione, alimentati a biogas di cui all'allegato X alla parte quinta del presente decreto, di potenza termica nominale inferiore o uguale a 3 MW;
3. Impianti di combustione alimentati ad olio combustibile, come tale o in emulsione, di potenza termica nominale inferiore a 0,3 MW.

L'art. 293 disciplina poi i combustibili consentiti attraverso il rimando all'allegato X alla parte V. In particolare, nella sezione 4 della parte 2 di tale allegato vengono definite le biomasse combustibili consentite, per combustione diretta, ovvero previa pirolisi o gassificazione:

- Materiale vegetale prodotto da coltivazioni dedicate;

- Materiale vegetale prodotto da trattamento esclusivamente meccanico, lavaggio con acqua o essiccazione di coltivazioni agricole non dedicate;
- Materiale vegetale prodotto da interventi selvicolturali, da manutenzione forestale e da potatura;
- Materiale vegetale prodotto dalla lavorazione esclusivamente meccanica e dal trattamento con aria, vapore o acqua anche surriscaldata di legno vergine e costituito da cortecce, segatura, trucioli, chips, refili e tondelli di legno vergine, granulati e cascami di legno vergine, granulati e cascami di sughero vergine, tondelli, non contaminati da inquinanti;
- Materiale vegetale prodotto da trattamento esclusivamente meccanico, lavaggio con acqua o essiccazione di prodotti agricoli;
- Sansa di oliva disoleata avente le caratteristiche riportate nella tabella del decreto, ottenuta dal trattamento delle sanse vergini;
- Liquor nero ottenuto nelle cartiere dalle operazioni di lisciviazione del legno e sottoposto ad evaporazione al fine di incrementarne il residuo solido, a determinate condizioni.

Salvo il caso in cui i suddetti materiali derivino da processi direttamente destinati alla loro produzione o ricadano nelle esclusioni dal campo di applicazione della parte quarta del d.lgs. 152/06, la possibilità di utilizzare tali biomasse è subordinata alla sussistenza dei requisiti previsti per i sottoprodotti.

Nella sezione 6, parte 2, del medesimo allegato, vengono definite le caratteristiche e le condizioni di utilizzo del biogas: "Il biogas deve provenire dalla fermentazione anaerobica metanogenica di sostanze organiche, quali per esempio effluenti di allevamento, prodotti agricoli o borlande di distillazione, purché tali sostanze non costituiscano rifiuti ai sensi della parte quarta del presente decreto. In particolare non deve essere prodotto da discariche, fanghi, liquami e altri rifiuti a matrice organica. Il biogas derivante dai rifiuti può essere utilizzato con le modalità e alle condizioni previste dalla normativa sui rifiuti". Inoltre, l'utilizzo del biogas è consentito nel medesimo comprensorio industriale in cui tale biogas è prodotto.

Le criticità aperte

Rispetto a tale quadro normativo, è da segnalare un'importante criticità relativa alla classificazione e gestione della pollina (deiezione da allevamenti avicoli) che può essere utilizzata in impianti energetici di combustione o gassificazione, nonché del digestato prodotto negli impianti a biogas, che può essere utilizzato come fertilizzante.

Per quanto riguarda la pollina, sono sorti numerosi problemi interpretativi nell'applicazione delle procedure autorizzative della valorizzazione energetica, in relazione al fatto che non è compresa nell'elenco delle biomasse combustibili del codice ambientale; con la conseguenza che nella maggior parte dei casi è stata richiesta l'applicazione delle procedure autorizzative relative alla combustione dei rifiuti.

Su questo aspetto va però sottolineato che la legge comunitaria 2009 (legge 96/10) con l'articolo 18 ha stabilito che la pollina sottoposta esclusivamente a trattamento di tipo meccanico/fisico, compresa l'essiccazione, se destinata alla combustione nel medesimo ciclo produttivo, è da considerare un sottoprodotto soggetto alla disciplina delle biomasse combustibili di cui alla sezione 4 della parte II (*Caratteristiche delle biomasse combustibili e relative condizioni di utilizzo*) dell'allegato X alla parte quinta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152; tale utilizzo deve però essere autorizzato dagli enti competenti per territorio.

In virtù di ciò, ad esempio la regione Veneto (D. G. R. 2272/2009) ha sancito espressamente l'applicabilità delle procedure autorizzative semplificate per gli impianti energetici di combustione, gassificazione e pirolisi di pollina avicola.

Fermo restando quanto previsto dall'articolo 18 della legge 96/10, con il recepimento della direttiva 2008/98/CE (d.lgs. 205/10 che ha modificato il d.lgs. 152/06) l'utilizzo della pollina in impianti di produzione di energia dovrebbe essere sottoposto alle procedure semplificate previste dal D.Lgs. 387/2003 e non a quelle della normativa sui rifiuti (in relazione a quanto stabilito dall'art. 185 del d.lgs. 152/06 la valorizzazione energetica della pollina dovrebbe essere esclusa dal campo di applicazione della normativa sui rifiuti o quantomeno essere classificata sottoprodotto ai sensi dell'art. 184 bis dello stesso decreto).

Per quanto riguarda il digestato (materiale in uscita dal processo di digestione anaerobica di biomasse dedicate o residue), l'utilizzo agronomico dipende dal suo inquadramento normativo, al momento di difficile interpretazione a causa della presenza di diversi provvedimenti, nessuno dei quali però in grado di trattare l'argomento in maniera esaustiva.

In mancanza di una norma di riferimento di carattere nazionale ogni regione ne sta disciplinando in maniera autonoma l'uso agronomico con apposite delibere che si rifanno al DM 7 aprile 2006.

Lo scenario è quindi dominato da interpretazioni non omogenee tra gli Enti Locali preposti alla concessione delle necessarie autorizzazioni con il risultato che in alcuni casi il digestato è stato classificato rifiuto con tutte le gravi conseguenze gestionali ed economiche (trattamento e smaltimento).

In attesa di un atto normativo unico, le condizioni attualmente indispensabili per l'uso in campo del digestato - senza sconfinare nell'ambito del recupero rifiuti che è un'operazione soggetta a specifica autorizzazione - sono:

- l'assenza di biomasse in ingresso al digestore classificabili come rifiuti;
- l'inquadramento dell'attività di trasformazione energetica delle biomasse come attività agricola "connessa" (ai sensi dell'articolo 2135, comma 3 del codice civile e di quanto stabilito dalle Finanziarie 2006 e 2007);
- l'assenza di trattamenti e trasformazioni merceologiche o qualitative del digestato (o delle sue frazioni separate solida/liquida) che non possano essere ricondotte alla normale pratica industriale prima dell'utilizzo in campo.

Va comunque sottolineato che recentemente il D.Lgs. 3 dicembre 2010, n. 205 ha introdotto la definizione di "digestato di qualità" (prodotto ottenuto dalla digestione anaerobica di rifiuti organici raccolti separatamente, che rispetti i requisiti contenuti in norme tecniche da emanarsi con decreto del MATTM di concerto con il MIPAAF).

La previsione di tale definizione dovrebbe creare le condizioni per risolvere le problematiche legate all'utilizzo agronomico del digestato, in particolare attraverso l'emanazione del decreto interministeriale che modifica il DM 7 aprile 2006.

4.4.3 L'iter della connessione alla rete elettrica

L'obbligo di connessione di terzi e le procedure sostitutive

Il servizio di connessione alla rete elettrica è regolato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il GAS (AEEG) ed è erogato dai gestori di rete (imprese distributrici e Terna), con obbligo di connessione di terzi, così come previsto dalla L. 481/1995, all'art. 2, comma 12 (conferimento mandato regolatorio all'Autorità) e dal D.Lgs. 79/1999 che all'art. 9 ha previsto l'obbligo per i soggetti distributori di connettere alla rete tutti i soggetti che ne facciano richiesta.

Per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sono previste delle agevolazioni

dall'art. 14 del D. Lgs. 387/2003, così come per gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (art. 6 D. Lgs. 20/2007).

Inoltre, a fronte dei notevoli e reiterati ritardi da parte dei soggetti distributori alla connessione degli impianti a fonti rinnovabili, la L. 244/2007 ha conferito all'AEEG il potere di prevedere procedure sostitutive nel caso di gravi ritardi negli allacciamenti e, finanche, il potere di dirimere in modo vincolante eventuali controversie insorte.

L'AEEG è quindi intervenuta più volte negli anni nella sua funzione regolatoria: attualmente il testo di riferimento è la Delib. ARG/elt 99/2008 che nell'allegato A (Testo integrato delle connessioni attive – TICA) detta le modalità di allaccio alla rete a partire dal 1° gennaio 2009.

La presentazione delle richieste di connessione

Le richieste di connessione alla rete vanno presentate a soggetti diversi in funzione della potenza in immissione:

- se inferiore a 10 MW (cioè in bassa tensione, fino a 100 kW, in media tensione, fino a 6 MW e in alta tensione tra 6 e 10 MW) devono essere presentate all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale (nella maggior parte dei casi Enel Distribuzione S.p.A.);
- per potenza in immissione uguale o maggiore a 10 MW (in alta tensione) devono invece essere presentate a Terna;
- nel caso di adeguamenti di connessioni già esistenti, le richieste devono essere presentate al gestore della rete a cui l'impianto è già connesso.

Le richieste di connessione vanno effettuate secondo un modello standard elaborato dai gestori di rete; in primo luogo, al momento della sua presentazione il richiedente è tenuto a versare un corrispettivo per l'ottenimento del preventivo. Tale corrispettivo è definito per fasce di potenza richiesta in immissione, e varia da un minimo di 100 euro per potenze inferiori a 50 kW, fino a 2.500 euro per potenze superiori a 1 MW.

Il servizio di connessione è erogato in bassa tensione per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, mentre è erogato in media tensione per potenze in immissione fino a 6.000 kW. In generale, nel caso di connessioni in bassa e media tensione, l'Autorità ha definito modalità procedurali standard e condizioni economiche convenzionali al fine di introdurre elementi di maggior semplicità per i produttori titolari di impianti di piccola e media taglia, tenendo conto della standardizzazione che, nella maggior parte dei casi, contraddistingue tali connessioni.

Il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione è definito e deve, al massimo, essere pari a:

- 20 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 45 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 60 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Il preventivo deve riportare, tra l'altro, l'elenco delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione che il richiedente è tenuto a rendere disponibili sul punto di connessione e deve indicare il corrispettivo per la connessione. Un controvalore economico pari al 30% del costo totale della connessione deve essere versato dal richiedente all'atto di accettazione del preventivo, mentre il restante 70% deve essere versato dopo la realizzazione delle opere necessarie presso il punto di connessione. Il versamento del primo 30% è restituito nel caso in cui l'iter autorizzativo dell'impianto non vada a buon fine.

Nel caso d'impianti alimentati da fonti rinnovabili, il corrispettivo per la connessione è calcolato convenzionalmente ed espresso in euro, pari al minor valore tra:

$$A \text{ (euro)} = CPA \times P + CMA \times P \times DA + 100$$

e

$$B \text{ (euro)} = CPB \times P + CMB \times P \times DB + 6.000$$

dove: **CPA** = 35 €/kW

CMA = 90 €/(kW km)

CPB = 4 €/kW

CMB = 7,5 €/(kW km)

P = potenza ai fini della connessione espressa in kW

DA = distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione media/bassa tensione dell'impresa distributrice in servizio da almeno 5 anni espressa in km

DB = distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina stazione di trasformazione alta/media tensione dell'impresa distributrice in servizio da almeno 5 anni espressa in km

La realizzazione della connessione

Il tempo di realizzazione della connessione è il tempo intercorrente tra la data di completamento dei lavori sul punto di connessione a carico del richiedente e la data di completamento della connessione. Tale tempo deve, al massimo, essere pari a:

- 30 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici;
- 90 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi, aumentato di 15 giorni lavorativi per ogni km di linea da realizzare in media tensione eccedente il primo km.

L'impresa distributrice è tenuta a versare un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno nei casi di:

- ritardo di messa a disposizione del preventivo;
- ritardo di messa a disposizione dell'eventuale preventivo aggiornato a seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni;
- ritardo di presentazione di eventuali richieste di autorizzazione in capo all'impresa distributrice;
- ritardo nella messa a disposizione delle informazioni necessarie alla predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo;
- ritardo nell'invio al richiedente, nel caso si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto per la connessione, degli elementi necessari alla realizzazione della connessione secondo gli standard realizzativi;
- ritardo nell'effettuare il collaudo per la messa in esercizio dell'impianto di rete, nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto per la connessione.

Le imprese distributrici devono trattare in via prioritaria le richieste di connessione e la realizzazione delle connessioni di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento rispetto agli impianti tradizionali.

In caso di ritardo, l'Autorità, a fronte della segnalazione da parte del richiedente, può avviare la procedura sostitutiva, in cui, previa analisi della documentazione, dispone come il distributore deve comportarsi per garantire la connessione.

Le regole tecniche di connessione sono indicate:

- per le connessioni in media tensione, nella norma CEI 0-16 allegata alla Del. ARG/elt 33/2008;
- per le connessioni in bassa tensione, nelle regole tecniche di connessione autonomamente adottate dalle imprese distributrici.

I rapporti tra il gestore di rete interessato alla connessione e il richiedente ai fini dell'erogazione del servizio di connessione sono regolati in un apposito contratto per la connessione.

4.4.4 Altre normative

Tra le altre normative rilevanti si segnala la normativa in tema di prevenzione incendi, disciplinata dal D.P.R. 37/1998 e D.P.R. 151/2011. Tale provvedimento regola i procedimenti di controllo delle condizioni di sicurezza per la prevenzione incendi, attribuiti, in base alla vigente normativa, alla competenza dei comandi provinciali dei vigili del fuoco, per le fasi relative all'esame dei progetti, agli accertamenti sopralluogo, all'esercizio delle attività soggette a controllo, all'approvazione delle deroghe alla normativa di conformità. La conclusione del procedimento conduce al rilascio di un certificato di prevenzione incendi.

Si segnala, inoltre, la normativa in tema di sicurezza del lavoro, disciplinata dal D. Lgs. 81/2008 (e successive modificazioni): le parti maggiormente rilevanti sono nello specifico il capo III del Titolo I, dedicato alla gestione della prevenzione nei luoghi di lavoro, ed il Titolo XI, dedicato alla protezione da atmosfere esplosive.

Infine, le norme per la distribuzione e il deposito di biogas sono contenute nel Decreto Min. Interno 24/11/1984 e successive modificazioni.

4.5 La cessione dell'energia alla rete

4.5.1. Modalità di misura dell'energia elettrica

Esistono dei casi, frequenti nel contesto delle fonti rinnovabili, in cui è importante conoscere non solo l'energia immessa in rete, ma anche la quantità di energia prodotta, che, qualora vi siano consumi in loco, può essere maggiore di quella immessa. Tale misurazione è necessaria, ad esempio, quando vi siano incentivi legati all'energia prodotta, come ad esempio nei regimi dei CV.

La misura dell'energia immessa e prelevata

Le disposizioni relative al servizio di misura dell'energia elettrica immessa sono definite nell'Allegato A della Del. ARG/elt 348/2007 recante "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 - TIT (Testo Integrato Trasporto)" in vigore dall'1 gennaio 2008. Ulteriori disposizioni sono contenute nella Del. ARG/elt 178/2008 e sono in vigore a decorrere dall'1 gennaio 2009.

Il servizio di misura dell'energia elettrica immessa e/o prelevata è articolato nelle attività di installazione e manutenzione dei misuratori, raccolta delle misure, registrazione e validazione delle misure dell'energia elettrica.

Il TIT riconosce responsabilità diverse per il servizio di misura a seconda della natura del punto di connessione, in particolare nei casi di:

- punti di immissione² il responsabile dell'installazione e manutenzione dei misuratori è il soggetto titolare dell'impianto mentre il responsabile delle attività di raccolta, registrazione e validazione delle misure è il gestore di rete;
- punti di prelievo³ il responsabile dell'installazione e manutenzione dei misuratori, nonché delle attività di raccolta, registrazione e validazione delle misure è l'impresa distributrice.

La misura dell'energia prodotta

L'AEEG ha definito nell'allegato A alla Delibera AEEG 88/2007 (modificata e integrata con la Delibera AEEG 150/08) recante "Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione" le modalità per la fornitura del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione (di qualsiasi potenza) limitatamente ai casi in cui tale misura risulti funzionale all'attuazione di una disposizione normativa (ad es. rilascio CV, Conto Energia, ritiro dedicato, scambio sul posto).

Le responsabilità del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione e i relativi eventuali corrispettivi, a carico del soggetto titolare dell'impianto, sono definite secondo questo schema :

- il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale non superiore a 20 kW è il gestore di rete;

2 Punto di immissione: punto di connessione asservito ad un impianto di produzione in cui l'energia prelevata dalla rete è utilizzata, esclusivamente, per alimentare i servizi ausiliari di centrale.

3 Punto di prelievo: punto di connessione asservito ad un impianto di produzione in cui l'energia prelevata è utilizzata per alimentare utenze diverse dai servizi ausiliari di centrale.

- il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale superiore a 20 kW è il produttore, il quale ha la facoltà di avvalersi del gestore di rete pur mantenendo la responsabilità di tale servizio;

Le apparecchiature di misura dell'energia prodotta devono essere disposte all'interno della proprietà del produttore, a valle dei servizi ausiliari e vicino ai morsetti del generatore, devono inoltre essere dotate di opportuni dispositivi anti-frode.

4.5.2. Modalità di cessione dell'energia elettrica

Con la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica operata dal D. Lgs. 79/1999, dal D. Lgs. 387/2003, nonché i numerosi interventi normativi introdotti negli anni successivi in termini di incentivazione alle fonti di energia rinnovabili (cfr. par. 4.6), la vendita dell'energia elettrica può avvenire in base a diverse modalità:

1. Libero mercato dell'energia;
2. Ritiro dedicato;
3. Scambio sul posto;
4. Tariffe *feed-in*, comprensive sia del prezzo di vendita sia del sostegno concesso:
 - a. Tariffa onnicomprensiva per impianti a fonti di energia rinnovabile di potenza inferiore a 1 MWe;
 - b. Conto energia per i soli impianti fotovoltaici e solari termici.

Per un'analisi del punto 4 si rimanda al par. 4.6, dedicato ai regimi di sostegno. Di seguito si procede, invece ad un'analisi dei meccanismi elencati ai primi tre punti.

Libero mercato dell'energia

La modalità base con cui il produttore di energia da fonti rinnovabili può vendere l'energia prodotta dal suo impianto è quella del libero mercato dell'energia (D. Lgs. 79/1999 e successive modificazioni). Due le opzioni operative previste:

1. Vendita a grossisti tramite accordi bilaterali. In questo caso si tratta di un accordo tra le parti di carattere privatistico: i contraenti stipulano un contratto che definisce oggetto, prezzi, modalità di pagamento ecc.. Tali negoziazioni vanno registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine del GME;
2. Vendita mediante il sistema della borsa elettrica. In questo caso il produttore può avvalersi di un vero e proprio mercato fisico borsistico, operativo dal 2005 e gestito dal GME che presiede tutte le operazioni e controlla l'operatività. Come ogni mercato borsistico, vi è un meccanismo basato sull'incontro di domanda e offerta di energia, da cui scaturisce un prezzo di equilibrio, diverso, però, per zona e orario di riferimento (da cui i cosiddetti prezzi "zonalari").

Ritiro dedicato

Il ritiro dedicato è una remunerazione a prezzo amministrato dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete, che avviene su richiesta del produttore e secondo modalità e condizioni economiche definite dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas facendo riferimento al mercato (per ciascuna ora, è riconosciuto il prezzo di mercato riferito alla zona in cui è collocato l'impianto).

Tale modalità di cessione dell'energia, introdotta dall'art. 13 del D. Lgs. 387/2003 e regolata

dall'allegato A alla Delibera AEEG ARG/elt 280/2007 (e s.m.i.) "Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04", è riservata alle seguenti tipologie di impianti:

1. di potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da qualunque fonte;
2. di qualsiasi potenza nel caso di fonti rinnovabili non programmabili quali eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente);
3. di potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili programmabili purché nella titolarità di un autoproduttore (così come definito dall'articolo 2, comma 2, del D.Lgs. 79/1999).

Per quanto riguarda le modalità di accesso al regime di ritiro dedicato, l'Autorità ha previsto che il produttore avente titolo possa avvalersi del ritiro dedicato facendone richiesta al GSE con cui dovrà stipulare una convenzione annuale (tacitamente rinnovabile) che regola il ritiro commerciale dell'energia elettrica e sostituisce ogni altro adempimento contrattuale relativo alla cessione commerciale dell'energia elettrica e all'accesso ai servizi di dispacciamento in immissione e di trasporto. Tale convenzione è quindi una semplificazione per il produttore perché al suo interno vengono gestiti, con un'unica controparte contrattuale, tutti i corrispettivi e gli adempimenti normalmente riferiti alle immissioni di energia elettrica.

I gestori di rete locale (Enel e altri distributori) pertanto si limitano al ritiro "fisico" dell'energia elettrica, perdendo il loro ruolo di intermediazione. In altri termini mantengono solamente i compiti di rilevazione e misura dell'energia prodotta.

Si evidenzia che il ritiro dedicato prevede la cessione al GSE dell'intero quantitativo di energia prodotta su base annua, al netto dei quantitativi eventualmente destinati all'autoconsumo.

Per l'accesso al regime di ritiro dedicato il produttore è tenuto a riconoscere al GSE un corrispettivo per il recupero dei costi amministrativi pari allo 0,5% del controvalore della remunerazione dell'energia ritirata, fino a un massimo di Euro 3.500 all'anno per impianto. Nel caso poi di impianti di potenza attiva nominale superiore a 50 kW il produttore riconosce al GSE un ulteriore corrispettivo per il servizio di aggregazione delle misure (attualmente pari a 3,72 Euro/mese per impianto).

Per gli impianti di produzione connessi alla rete elettrica in bassa o media tensione il GSE riconosce al produttore il corrispettivo per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica (attualmente pari a 0,00388 Euro/kWh).

Per gli impianti di potenza attiva nominale fino a 1 MW sono stati definiti dei *prezzi minimi garantiti* (articolo 7, comma 1, delibera AEEG 280/2007), aggiornati annualmente dall'AEEG, che vengono riconosciuti dal GSE limitatamente ai primi 2 milioni di kWh di energia elettrica immessa in rete su base annua.

I valori dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2011 sono i seguenti:

- fino a 500.000 kWh annui, 103,4 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 87,2 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 76,2 €/MWh.

I ricavi derivanti ai produttori dalla vendita dell'energia elettrica mediante tale modalità di cessione, si sommano ai ricavi derivanti dagli eventuali strumenti incentivanti (certificato verde, tariffa in conto energia).

Scambio sul posto

Un'ulteriore modalità di valorizzazione dell'energia immessa in rete è data dal servizio di scambio sul posto, disciplinato dall'allegato A alla Delibera AEEG ARG/elt 74/2008 "Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP)".

Tale meccanismo, cui si accede mediante presentazione di specifica istanza al GSE, si basa su un criterio di compensazione economica tra il valore dell'energia immessa in rete ed il valore dell'energia prelevata dalla rete. In particolare il GSE riconosce all'utente dello scambio un contributo in conto scambio associato alla valorizzazione a prezzi di mercato dell'energia scambiata con la rete, per la cui determinazione viene presa in considerazione:

- la quantità di energia elettrica scambiata con la rete (l'ammontare minimo tra energia immessa e prelevata dalla rete nel periodo di riferimento);
- il controvalore in Euro dell'energia elettrica immessa in rete;
- il valore in Euro dell'onere di prelievo sostenuto per l'approvvigionamento dell'energia prelevata dalla rete, suddiviso in onere energia e onere servizi.

In particolare il contributo erogato dal GSE all'utente dello scambio sul posto (USSP) prevede:

- il riconoscimento del valore minimo tra l'onere energia e il controvalore in Euro dell'energia elettrica immessa in rete;
- il ristoro dell'onere servizi limitatamente all'energia scambiata con la rete.

Nel caso in cui il controvalore dell'energia immessa in rete risultasse superiore all'onere energia sostenuto dall'utente dello scambio, il saldo relativo viene registrato a credito dell'utente medesimo che può utilizzarlo per compensare l'onere energia degli anni successivi oppure chiederne la liquidazione economica.

L'accesso a tale meccanismo è limitato però alle seguenti tipologie di impianti (articolo 2, comma 153, della L. 244/07 e articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008):

- a. alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW;
- b. alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW (se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007);
- c. di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

Per i suddetti impianti il punto di prelievo e il punto di immissione devono coincidere, ad eccezione del caso in cui:

- l'utente dello scambio sul posto sia un Comune, proprietario degli impianti, con popolazione fino a 20.000 residenti;
- l'utente dello scambio sul posto sia il Ministero della Difesa, senza limiti di potenza.

Il servizio di scambio sul posto non è compatibile con la Tariffa Onnicomprensiva.

4.6 I regimi di sostegno

4.6.1. Descrizione dei regimi

Le tecnologie produttive relative alle fonti di energia rinnovabili hanno compiuto significativi progressi nella loro competitività rispetto alle fonti fossili. Tuttavia, il gap è ancora notevole. Al fine di soddisfare le esigenze pubbliche di sviluppo del comparto, legate all'efficacia delle fonti rinnovabili stesse nel contrastare il fenomeno del cambiamento climatico, sono stati implementati negli ultimi anni diversi meccanismi di sostegno, di competenza prevalentemente statale, volti a garantire una remunerazione degli investimenti comparabile a quella delle fonti fossili. È mancata tuttavia un'azione coordinata, motivo per cui attualmente il sistema si presenta piuttosto articolato, con regimi che vanno dagli incentivi diretti a forme di incentivazione fiscale:

1. Nella produzione di energia elettrica:
 - a. tariffe incentivanti CIP6 per fonti rinnovabili e assimilate (in progressivo esaurimento);
 - b. sistema dei Certificati Verdi (CV);
 - c. sistema con tariffe onnicomprensive per impianti di taglia non superiore a 1 MWe (200 kWe per gli impianti eolici);
 - d. sistema del conto energia per il solare fotovoltaico e termodinamico;
 - e. contributi comunitari per l'investimento in impianti;
 - f. sgravi fiscali sulle accise.
2. Nella produzione di energia termica e nell'efficienza energetica:
 - a. contributi comunitari per l'investimento in impianti;
 - b. sistema dei Certificati Bianchi;
 - c. sgravi fiscali per il teleriscaldamento;
 - d. sgravi fiscali per interventi di sostituzione delle caldaie con caldaie a biomasse.

Di seguito verranno analizzati i sistemi incentivanti declinati alla produzione di energia da biomasse, biogas e bioliquidi.

4.6.2. La qualifica IAFR

Definizione e tipologie di impianto

Al fine di consentire l'accesso ai sistemi di incentivazione basati sui certificati verdi e sulle tariffe onnicomprensive, il GSE provvede a qualificare gli impianti (comma 3, art. 3 del D. MSE 18/12/2008) come Impianti Alimentati a Fonti Rinnovabili (qualifica IAFR).

La qualifica IAFR può essere ottenuta sia da impianti già entrati in funzione che da impianti ancora in fase progettuale. Esistono diverse categorie d'intervento per cui è possibile richiedere la qualifica:

- a. potenziamento/ripotenziamento;
- b. rifacimento totale o parziale;
- c. riattivazione;
- d. nuova costruzione.

La qualifica può essere ottenuta da impianti entrati in esercizio successivamente al 1° aprile 1999:

- impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- impianti ibridi alimentati sia da fonti rinnovabili, che da fonti non rinnovabili, es. impianti in co-combustione.

Per quanto riguarda i requisiti che devono avere gli impianti, la normativa prevede due classificazioni:

1. Per fonte: energia eolica, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse e biogas;
2. Per tipologia di impianti: aereogeneratori, impianti idroelettrici, impianti geotermoelettrici, impianti termoelettrici alimentati da biomasse e biogas, impianti ibridi.

La documentazione

Il produttore che intenda accedere ad uno dei meccanismi incentivanti deve presentare domanda al GSE per il riconoscimento. La domanda deve pervenire al GSE non oltre il termine di tre anni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto e varia in funzione dello stato in cui si trova l'impianto alla data della presentazione della domanda.

Se l'impianto è autorizzato ma non ancora realizzato ("in progetto"):

- un'apposita domanda di qualifica, il cui fac-simile è scaricabile dal sito del GSE;
- ricevuta del pagamento del contributo per le spese di istruttoria, che va da un minimo di 150 € ad un massimo di 1.350 € + IVA in funzione della potenza nominale media annua;
- scheda tecnica relativa al tipo di intervento effettuato sull'impianto (potenziamento, rifacimento, riattivazione o nuova costruzione); all'interno di tale documento il produttore può scegliere tra le forme di incentivazione previste;
- Relazione Tecnica di Riconoscimento allo scopo di individuare la fonte rinnovabile utilizzata, corredata dei relativi elaborati tecnici e documentali (lo schema funzionale dell'impianto, la planimetria generale ecc.);
- copia del progetto definitivo dell'impianto presentato alle pubbliche autorità per l'ottenimento delle autorizzazioni;
- copia delle principali autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio dell'impianto;
- scheda tecnica di caratterizzazione delle biomasse o dei rifiuti.

Il produttore è tenuto a comunicare al GSE l'inizio dei lavori per la realizzazione dell'intervento previsto dal progetto, fornendo la documentazione idonea che attesti l'effettiva data di inizio lavori. I lavori devono iniziare entro 18 mesi dall'ottenimento della qualifica. Se ciò non avviene, essa perde di validità.

Il produttore deve comunicare formalmente al GSE l'entrata in esercizio dell'impianto, completando la documentazione con:

- copia della denuncia di apertura di officina elettrica presentata all'UTF (per impianti superiori a 20 kW); oppure, nei casi di impianti alimentati a biogas o di impianti che immettono tutta l'energia prodotta nella rete, copia della comunicazione fatta all'UTF sulle caratteristiche dell'impianto (circolare 17/D del 28 maggio 2007 dell'Agenzia delle Dogane: disposizioni applicative del Dlgs 2 febbraio 2007, n. 26).
- regolamento di esercizio con il gestore della rete locale (per esempio ENEL, ACEA, IRIDE etc.), comprensivo della dichiarazione di messa in tensione dell'impianto di connessione;
- le fotografie di post-intervento nei casi di potenziamento, rifacimento, riattivazione, co-combustione e nuova costruzione.

Se l'impianto è già realizzato e "in esercizio" al momento della richiesta, la documentazione di cui sopra va presentata in un'unica soluzione, fatta eccezione per l'ultimo punto.

Il GSE è tenuto a comunicare al produttore entro 90 giorni dalla data di ricevimento della do-

manda di qualifica, l'esito della domanda. Se entro questo periodo il produttore non riceve dal GSE nessuna comunicazione, la richiesta di qualificazione si ritiene accolta.

4.6.3. Il sistema dei Certificati Verdi

Definizione

I Certificati Verdi (CV) costituiscono una forma di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, introdotta con il D. Lgs. 79/1999 (cosiddetto decreto Bersani), che avviò il settore elettrico ad una profonda ristrutturazione, basata sui principi della competizione e del libero mercato, nel rispetto degli indirizzi di politica energetica.

In base a tale normativa a ogni produttore di energia da fonti rinnovabili viene assegnato un numero di Certificati Verdi legati al quantitativo di energia prodotta. Tali produttori rivendono poi i CV, o tramite accordi bilaterali o in un apposito mercato gestito dal GME, ai produttori di energia da fonti non rinnovabili per i quali vige l'obbligo di acquistare o autogenerare una percentuale (che nel 2009 ha raggiunto il 5,3% e crescerà fino al 2012 di uno 0,75% all'anno) di energia da fonti rinnovabili del totale che producono o importano.

I CV costituiscono quindi delle ulteriori fonti di ricavo per gli impianti di energia rinnovabile che si aggiungono a quanto ottenuto dalla vendita dell'energia elettrica prodotta.

La riforma introdotta dalla Finanziaria 2008

Fino al 2007, le varie fonti rinnovabili regolate da tale sistema (eolica, geotermica, biomasse, biogas ecc.) hanno visto un'uguaglianza di trattamento nella valorizzazione dei CV; con l'art. 2, comma 147 della L. 244/2007 (Finanziaria 2008) sono stati introdotti dei coefficienti di differenziazione volti a premiare alcune fonti, ancora poco diffuse, e a ridurre l'incentivo per altre, in quanto considerate più mature e meno bisognose di sostegno. In pratica, mentre con il regime precedente assegna 1 CV per ogni MWh di energia rinnovabile prodotta, con il nuovo regime ad alcune fonti (es. eolica offshore o moto ondoso) viene assegnato un coefficiente moltiplicatore dei CV, detto K, superiore a 1 (ad esempio 1,3 CV/MWh di energia da rifiuti biodegradabili) mentre ad altre fonti vengono assegnati coefficienti inferiori ad 1 (es. K=0,8 per il gas di scarica).

Rispetto alle biomasse e biogas agricoli e forestali in impianti elettrici e in impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento vale quanto segue. La Finanziaria 2008, modificata dalla L. 99/2009 (art. 42), stabilisce in K=1,3 il coefficiente moltiplicatore per le biomasse diverse da quelle di filiera (coefficiente che è stato reso operativo dal D. MSE 18/12/2008).

Nei casi disciplinati dalla L. 296/2006 -Finanziaria 2007- al comma 382 e seguenti, così come modificati dalla L. 222/2007, e dalla legge 244/08, in cui la biomassa è prodotta nell'ambito di intese di filiera o di contratti quadro (così come definiti dal D. Lgs. 102/2005) oppure nel raggio di 70 km dall'impianto di trasformazione energetica, cosiddetta da "filiera corta", il coefficiente moltiplicativo K è pari a 1,8. Le modalità applicative con le quali è garantita la tracciabilità e la rintracciabilità della *biomassa da filiera* sono regolate dal D. MIPAAF 2/3/2010.

Con le ultime modifiche normative è stata estesa anche la durata del regime d'incentivazione dai 12 anni previsti in precedenza ai 15 anni attuali, per gli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007, a seguito di nuova costruzione, rifacimento o potenziamento, di potenza nominale media annua superiore a 1 MWe.

Inoltre la citata L. 244/2007 stabilisce all'art. 2, comma 152 che la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2008, ha diritto di accesso agli incentivi a condizione che i medesimi impianti non beneficino di altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto energia, in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata.

I prezzi dei CV ed il ruolo del GSE

I prezzi dei CV si formano secondo il meccanismo di mercato di domanda e offerta e si tratta di titoli di validità triennale (possono essere venduti entro tre anni dall'emissione da parte del GSE).

Allo scopo di fornire un orizzonte di prezzo agli operatori e anche per ovviare ad una domanda inizialmente superiore all'offerta, il D. Lgs. 79/1999 ha assegnato al GSE il compito di emettere propri CV⁴ sul mercato organizzato dal GME.

La L. 244/2007 (Finanziaria 2008) all'art. 2, comma 148 ha sancito che tali CV, a partire dal 2008, siano collocati sul mercato ad un prezzo di riferimento pari alla differenza tra 180 €/MWh ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'AEEG in attuazione dell'art. 13 comma 3 del D. Lgs. 387/2003, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno.

Tale prezzo, sebbene calcolato con modalità differenti prima del 2008, ha costituito per anni un vero e proprio *price cap*; le transazioni sul mercato trovavano, in altri termini, un tetto in tale prezzo di riferimento. Tuttavia, negli ultimi anni si è verificata una situazione opposta rispetto ai motivi per cui era stato introdotto il prezzo di riferimento, una situazione, cioè, di eccesso dell'offerta rispetto alla domanda, per cui nello stessa L. 244/2007, all'art. 2, comma 149 è stato previsto che il GSE ritiri i CV in scadenza nell'anno, ad un prezzo pari al prezzo medio registrato l'anno precedente, relativo alle contrattazioni di tutti i Certificati Verdi, indipendentemente dall'anno cui essi si riferiscono, effettuate sia sulla borsa del GME sia mediante contrattazioni bilaterali. Ciò a partire dal 2008 e fino al raggiungimento dell'obiettivo minimo di copertura del 25% del consumo interno di energia elettrica con fonti rinnovabili.

Al fine di garantire una graduale transizione dal vecchio al nuovo meccanismo, il D. MSE 18/12/2008 ha stabilito che, nel triennio 2009-2011, su richiesta dei detentori, il GSE ritiri i CV rilasciati per le produzioni relative agli anni fino al 2010, ad un prezzo di ritiro pari al prezzo medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene presentata la richiesta di ritiro.

Le modalità applicative

Le modalità applicative del regime dei CV, così come modificato dalla L. 244/2007, sono regolate dal titolo II del D. MSE 18/12/2008.

Ai sensi dell'art. 11 di tale decreto, i produttori di energia da fonti rinnovabili, titolari d'impianti qualificati IAFR, possono richiedere al GSE l'emissione di Certificati Verdi (CV):

- a consuntivo, in base all'energia netta effettivamente prodotta dall'impianto nell'anno precedente rispetto a quello di emissione;
- a preventivo, in base alla producibilità netta attesa dell'impianto.

Il GSE, una volta verificata l'attendibilità dei dati forniti dai produttori, emette, entro trenta giorni dalla ricezione della richiesta, i Certificati Verdi spettanti.

4 Calcolati sulla base dei quantitativi di energia incentivata con il vecchio meccanismo CIP 6/1992.

I produttori che hanno richiesto l'emissione di Certificati Verdi a preventivo, sono tenuti successivamente a compensare l'emissione ed inviare copia della dichiarazione, presentata all'Ufficio Tecnico di Finanza (UTF), attestante l'effettiva produzione di energia elettrica realizzata nell'anno cui si riferiscono i Certificati Verdi.

Nel caso in cui l'effettiva produzione dell'impianto sia superiore alla producibilità attesa, il GSE emette a favore del produttore, all'atto della compensazione, il maggior numero di certificati spettanti.

Contestualmente alla prima emissione di Certificati Verdi, il GSE attiva, a favore del produttore, un "conto proprietà" per il "deposito" dei certificati stessi.

Ai sensi dell'art. 10, comma 1, del D. MSE 18/12/2008 viene definito il periodo di diritto al rilascio dei Certificati Verdi, per impianti qualificati, come segue:

- a) 15 anni, limitatamente all'energia elettrica incentivata ascrivibile ad alimentazione da fonti rinnovabili negli impianti, incluse le centrali ibride, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007;
- b) 15 anni per l'energia derivante da impianti termoelettrici entrati in esercizio prima del 1/04/1999 che, successivamente al 31 dicembre 2007, iniziano ad operare come centrali ibride;
- c) 12 anni, limitatamente all'energia elettrica incentivata ascrivibile ad alimentazione da fonti rinnovabili negli impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007;
- d) 12 anni per l'energia derivante da impianti termoelettrici entrati in esercizio prima del 1/04/1999 che prima del 31 dicembre 2007 hanno iniziato ad operare come centrali ibride;
- e) 8 anni, per l'energia elettrica incentivata non ascrivibile ad alimentazione da fonti rinnovabili negli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento;
- f) 8 anni per l'energia elettrica incentivata non ascrivibile ad alimentazione da fonti rinnovabili per gli impianti, anche ibridi, alimentati da rifiuti non biodegradabili, entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2006 che hanno acquisito i diritti all'ottenimento dei CV in applicazione della normativa vigente fino alla stessa data.

L'energia prodotta dagli impianti di cui alle precedenti lettere c) e d) ha diritto ai Certificati Verdi per un periodo aggiuntivo di ulteriori 4 anni, in misura corrispondente al 60% dell'energia incentivabile, ascrivibile ad alimentazione da biomasse da filiera, in ciascuno dei predetti 4 anni. L'energia prodotta dagli impianti di cui alla precedente lettera f), entrati in esercizio dopo il 14/02/2004 e prima del 01/01/2007, ha diritto ai Certificati Verdi per un periodo aggiuntivo di ulteriori 4 anni, in misura corrispondente al 60% dell'energia incentivabile, in ciascuno dei predetti 4 anni, ascrivibile all'alimentazione da rifiuti non biodegradabili.

4.6.4. Il sistema delle Tariffe Onnicomprensive

Definizione

La produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati con fonti rinnovabili entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 di potenza nominale media annua non superiore a 1 MWe, immessa nel sistema elettrico, ha diritto, in alternativa ai Certificati Verdi e su richiesta del produttore, ad un regime di ritiro dell'energia (regolato dalla Del. ARG/elt 1/2009) remunerato da una tariffa fissa onnicomprensiva (del prezzo di mercato dell'energia elettrica e del valore dei CV) di entità variabile a seconda della fonte e di durata pari a 15 anni

(L. 244/2007, art.2, comma 145 e modifiche date da L. 99/2009).

Per gli impianti a “biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo ai sensi del Reg. (CE) 73/2009” la Tariffa Onnicomprensiva è stata fissata pari a 28 € cent/kWh e può essere variata, ogni tre anni, con decreto del MSE, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell’incentivazione dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.

Inoltre è ammessa la cumulabilità della Tariffa Onnicomprensiva (all’art. 2, comma 152 della L. 244/2007) per gli impianti, di proprietà di aziende agricole o gestiti in connessione con aziende agricole, agroalimentari, di allevamento e forestali, alimentati da biomasse e biogas con altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata, non eccedenti il 40% del costo dell’investimento.

Le modalità applicative

Le modalità applicative del sistema delle Tariffe Onnicomprensive, così come modificato dalla L. 244/2007, sono regolate dall’art.16 al titolo III del D. MSE 18/12/2008.

Il produttore che intende avvalersi del sistema della tariffa fissa onnicomprensiva deve presentare apposita domanda di qualifica al GSE. Ai fini della determinazione dell’incentivo, lo specifico valore della tariffa fissa onnicomprensiva viene moltiplicato per l’energia elettrica incentivata determinata da GSE con modalità tecniche come da allegato A al decreto, ed esclusivamente in riferimento a misure a consuntivo dell’energia elettrica immessa in rete, diversamente dal meccanismo dei CV, che, invece, incentiva l’energia netta prodotta, compresa quella eventualmente impiegata per autoconsumo aziendale. La Circolare MIPAAF 31/03/2010 regola, inoltre, il sistema di tracciabilità degli oli vegetali puri.

4.6.5 Incentivi dello Sviluppo Rurale

Definizione

Nell’ambito degli interventi previsti nei Piani di Sviluppo Rurale regionale (PSR) ai sensi del Reg. (CE) 1698/2005, possono essere individuate quattro misure dirette alla produzione di energia da fonti rinnovabili delle quali due – 121 e 311 – prevedono azioni dirette al supporto dell’investimento in impianti energetici a biomasse mentre le altre due sono dirette alla fase di produzione della biomassa – 123 e 221. È da evidenziare come i finanziamenti a fondo perduto del Fears per l’acquisto di impianti per la produzione di energia rinnovabile da biomassa e biogas siano cumulabili con le tariffe incentivanti.

Di seguito sono descritte brevemente le suddette misure. Per informazioni più dettagliate e relative alle singole regioni è possibile consultare l’indirizzo internet: <http://www.reterurale.it/regioni>.

La misura 121

La 121, dedicata all’ammodernamento delle aziende agricole, consente il finanziamento diretto per l’acquisto e/o realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica e calore da biomasse di potenza non superiore ad 1 MWe, a condizione che l’energia prodotta sia prevalentemente impiegata in azienda. Sebbene di norma sia finanziabile il 40% dell’investimento in impianti a biomasse, l’esistenza di limiti massimi in valore assoluto (di solito entro il milione

di euro) raramente consente all'imprenditore agricolo di coprire per intero tale percentuale. Praticamente tutte le Regioni hanno confermato la scelta di finanziare la realizzazione di impianti con queste dimensioni; solo la Calabria ha ripreso la possibilità, prevista dal PSN, di estendere l'ammissibilità agli impianti fino a 2 MWe e a determinate condizioni. La Provincia Autonoma di Trento ha invece limitato il finanziamento ad impianti fino a 0,5 MWe, mentre il PSR di Bolzano non prevede di finanziare gli impianti con questa misura.

La misura 123

La misura, finalizzata all'accrescimento del valore aggiunto dei prodotti agricoli e forestali, è rivolta alle imprese di trasformazione e/o commercializzazione di prodotti agricoli e forestali che dimostrano di operare in un contesto di filiera, inteso come potenzialità di vendere/collocare le proprie produzioni, garantendo un'adeguata remunerazione per le aziende agricole che cedono la materia prima.

La misura 221

La misura finanzia l'imboschimento delle superfici agricole, affinché, attraverso la riconversione dell'utilizzo dei terreni agricoli, si contribuisca alla protezione dell'ambiente, alla mitigazione del cambiamento climatico, alla preservazione degli habitat agroforestali.

La misura 311

La 311 prevede diverse tipologie di intervento finalizzate alla diversificazione delle attività in ambito rurale tra cui è compresa un'azione destinata ad interventi nelle aziende agricole finalizzati alla produzione di energia da fonti rinnovabili. Tale intervento è relativo alla realizzazione di impianti a biomasse di dimensione non superiore ad 1 MWe e non prevede il criterio della prevalenza dell'utilizzo in azienda dell'energia prodotta. Sono anche consentiti interventi relativi alla produzione di energia da altre fonti rinnovabili (eolica, fotovoltaica, idroelettrica, etc.). In questo ambito il contributo viene riconosciuto ai sensi e nel rispetto del Regolamento *de minimis* (Reg. (CE) 1998/2006), che consente l'erogazione di un contributo fino a 200.000 euro, elevato a 500.000 euro per le annualità 2009 e 2010 come misura temporanea anticrisi (Comunicazione della Commissione 2009/C 83/2001).

I PSR di Calabria, Campania e Veneto prevedono espressamente anche il ricorso a quest'ultima misura e quindi la possibilità di ricevere un contributo fino a mezzo milione di euro.

4.6.6 La Cogenerazione ad Alto Rendimento

Definizione

La cogenerazione è un modo particolarmente efficiente di produrre energia, previsto fin dal D. Lgs. 79/1999 e definito come la produzione combinata di energia elettrica e calore, utilizzando combustibili fossili da soli o eventualmente in co-combustione con biomasse. Con la Del. ARG/elt 42/2002 (e successive modificazioni) viene stabilito che un impianto produce con caratteristiche di cogenerazione quando alcune grandezze caratteristiche del proprio funzionamento, quali il suo Indice di Risparmio di Energia (IRE) ed il suo Limite Termico (LT), sono rispettivamente maggiori di due valori limite fissati nella deliberazione stessa, rivista ed integrata da altre successive deliberazioni.

Con il D. Lgs. 20/2007 si assiste ad un importante progresso nella sua incentivazione. Tale

norma ha introdotto il nuovo concetto di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) definendo nuovi criteri per la definizione della stessa, anche se fino al 31 dicembre 2010, le condizioni per il riconoscimento della CAR coincidono con quelle definite per la Cogenerazione dalla Del. 42/2002.

Gli incentivi riconosciuti

I principali benefici riconosciuti alla Cogenerazione ad Alto Rendimento sono:

- L'esonero dall'obbligo di acquisto dei Certificati Verdi previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili;
- La precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali;
- La possibilità per gli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento di accedere, solo transitoriamente ed a determinate condizioni, ai Certificati Verdi;
- La possibilità di ottenere, nel caso in cui l'impianto sia realizzato da società di servizi energetici o da distributori di energia elettrica e gas, i titoli di efficienza energetica (Certificati Bianchi);
- Le agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano utilizzato per la cogenerazione;
- La possibilità di accedere al servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento con potenza nominale fino a 200 kW (Del. ARG/elt 74/2008);
- La possibilità di applicare condizioni tecnico-economiche per la connessione semplificate, come definite dall'Autorità con la Del. ARG/elt 99/2008.

4.6.7 Il sistema dei Certificati Bianchi

Definizione

Nelle sue politiche d'indirizzo, l'Ue tiene in grande considerazione il perseguimento di una maggiore efficienza energetica. Con la stessa finalità, in Italia sono stati introdotti nel 2004 i cosiddetti Certificati Bianchi, con i Decreti MAP 20/07/2004 (uno per l'energia elettrica e uno per il gas naturale), che hanno attuato quanto previsto:

- dal D. Lgs. 79/1999, art. 9, comma 1, che stabilisce che le imprese di distribuzione di energia elettrica perseguono obiettivi di risparmio energetico, definiti in coerenza con gli impegni previsti dal protocollo di Kyoto;
- dal D. Lgs. 164/2000, art. 16, comma 4, che stabilisce che le imprese di distribuzione di gas naturale perseguono obiettivi di risparmio energetico, definiti in coerenza con gli impegni previsti dal protocollo di Kyoto.

Con i decreti citati (che in realtà avevano novellato un precedente decreto del 2001, rimasto in buona parte inapplicato) e con il successivo D. MSE 21/12/2007, vengono quindi determinati gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale e definite le modalità per l'attuazione delle misure e degli interventi volti al raggiungimento di tali obiettivi.

Questi vengono perseguiti attraverso il sistema dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE, detti anche Certificati Bianchi), che, sulla base di uno schema simile a quello dei Certificati Verdi, prevede un obbligo a raggiungere determinati obiettivi di efficienza energetica per taluni soggetti (i distributori di energia elettrica e gas naturale con più di 50.000 clienti) e un diritto per

gli stessi e per una serie di altri attori volontari (distributori più piccoli, società controllate dai distributori, le società operanti nel settore dei servizi energetici – ESCo – che effettuano gli interventi sulle piccole imprese e sui consumatori finali, nonché i grandi utenti industriali e del terziario tenuti a nominare l'energy manager) a ricevere, a fronte di interventi di efficienza energetica, un ammontare di Certificati Bianchi proporzionato al risparmio di energia realizzato (un Certificato per ogni tep risparmiato).

Così come nel caso dei CV, anche i CB possono essere rivenduti in base a due modalità: l'accordo bilaterale o la negoziazione sul mercato dedicato gestito dal GME. A differenza dei CV, non esiste né un prezzo di riferimento, né un prezzo di ritiro. I prezzi sono fissati quindi dal semplice incontro tra domanda e offerta. I soggetti obbligati ricevono, inoltre, un contributo tariffario dall'AEEG (fissato nel 2010 a 92,22 €/tep risparmiato), per ogni Certificato Bianco annullato.

La soglia minima per il conseguimento del TEE dipende dalla tipologia del progetto e varia da un minimo di 25 tep a un massimo di 200 tep annui. La durata del periodo di concessione dei crediti, ossia il periodo in cui il risparmio ottenuto è monetizzato attraverso il conseguimento dei TEE, è pari a 5 anni per la maggior parte degli interventi.

Nei progetti ammissibili, elencati nell'allegato dei decreti, è prevista la tipologia dell'installazione di impianti a biomasse. Non è prevista la cumulabilità dei CV con i CB; nel caso pertanto di impianti di cogenerazione la cui energia elettrica beneficia dei CV solo l'energia termica può beneficiare dei CB.

Le linee guida

Le linee guida emanate con la Del. AEEG 103/2003 (e successive modificazioni a seguito dei decreti MAP) stabiliscono le modalità di rilascio e le caratteristiche dei TEE.

Tutti gli interventi necessitano dell'approvazione dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas in fase progettuale che verifica se la procedura di calcolo per la quantificazione dei risparmi è stata eseguita correttamente.

Per semplificare e sveltire l'iter di approvazione, l'Autorità ha disposto che i progetti possano avere tre distinti metodi di valutazione dei risparmi energetici conseguibili (standard, analitico e a consuntivo) e il rinvio ad apposite schede tecniche descrittive degli interventi/risparmi attesi. Rilevanti per le biomasse sono l'installazione di piccoli impianti di cogenerazione (scheda tecnica 21-bis) e l'installazione di impianti di teleriscaldamento (scheda tecnica 22-bis). Ogni progetto concorre al conseguimento degli obiettivi complessivi per 5 anni.

Individuano, infine, oltre alle regole di funzionamento del mercato dei TEE, 4 tipologie di TEE, a seconda degli interventi di efficienza energetica che vengono effettuati:

1. Titoli di tipo I, che certificano il conseguimento di risparmi di energia attraverso una riduzione dei consumi di energia elettrica;
2. Titoli di tipo II, che certificano il conseguimento di risparmi di energia attraverso una riduzione dei consumi di gas naturale;
3. Titoli di tipo III, che certificano il conseguimento di risparmi di energia attraverso una riduzione dei consumi di altri combustibili fossili;
4. Titoli di tipo IV, che certificano il conseguimento di risparmi di energia attraverso una riduzione dei consumi di altri combustibili fossili utilizzati per l'autotrazione.

4.6.8 Incentivi fiscali

La tassazione diretta della produzione di energia nel reddito agrario

Le imposte dirette sul reddito delle imprese agricole si basano su un sistema forfettario che prende a riferimento il cosiddetto “reddito agrario”. Questo viene determinato mediante l'applicazione di tariffe d'estimo stabilite dalla legge catastale per ciascuna coltivazione ed esprime una sorta di redditività media derivante dall'esercizio di attività agricole nei limiti della potenzialità del terreno.

Il reddito agrario è originato dall'attività diretta (art. 2135 cod. civile, così come modificato dal D. Lgs. 228/2001):

- alla coltivazione del fondo;
- alla silvicoltura;
- all'allevamento del bestiame;
- alle attività connesse, intendendo “connesse le attività, esercitate dal medesimo imprenditore agricolo, dirette alla manipolazione, conservazione, trasformazione, commercializzazione e valorizzazione che abbiano ad oggetto prodotti ottenuti prevalentemente dalla coltivazione del fondo o del bosco o dall'allevamento di animali, nonché le attività dirette alla fornitura di beni o servizi mediante l'utilizzazione prevalente di attrezzature o risorse dell'azienda normalmente impiegate nell'attività agricola esercitata, ivi comprese le attività di valorizzazione del territorio e del patrimonio rurale e forestale, ovvero di ricezione ed ospitalità come definite dalla legge”.

Al fine di incentivare la produzione di energie rinnovabili da parte delle imprese agricole, la L. 266/2005 (Finanziaria 2006) e le successive modifiche (L. 296/2006, Finanziaria 2007) hanno previsto che la produzione e la cessione di energia elettrica e calore da fonti rinnovabili agro-forestali e da impianti fotovoltaici effettuate da imprenditori agricoli, nonché di biocarburanti e prodotti chimici (bioplastiche), costituiscano attività connesse e si considerino produttive di reddito agrario, a patto che le materie prime utilizzate provengano in prevalenza dal fondo e, nel caso del fotovoltaico – attività connessa atipica -, sussistano, oltre i 200 kW di potenza installata, alcuni requisiti relativi al giro d'affari o alla superficie coltivata, definiti dalla Circ. Agenzia Entrate 32/E del 2009.

Le imposte indirette: l'IVA

Oltre alle imposte dirette sul reddito del produttore di energia, il consumo dell'energia e dei prodotti energetici è soggetto a imposizione indiretta tramite IVA e accise⁵.

Le principali disposizioni previste rispetto all'IVA, ovvero all'Imposta sul Valore Aggiunto a carico dei soggetti consumatori, sono le seguenti:

- Per l'energia elettrica un'aliquota IVA (ai sensi dell'All. A, parte III, comma 103) del D. P. R. 633/1972) agevolata pari al 10% per i seguenti utilizzi:
 - per le utenze domestiche;
 - per l'uso di imprese estrattive, agricole e manifatturiere;
 - per la vendita ai clienti grossisti;
 e un'aliquota ordinaria al 21% per gli altri utilizzi;

⁵ A differenza delle imposte dirette che colpiscono i redditi e i patrimoni nel momento in cui si formano, le imposte indirette sono legate alla produzione e/o al consumo di beni.

- Per i Certificati Verdi (e per similitudine i Certificati Bianchi) vige l'aliquota IVA ordinaria del 21%, in linea con la disciplina fiscale in materia di cessione di beni immateriali (Risoluzione Agenzia Entrate 71/E del 2009);
- Per la biomassa legnosa vige l'aliquota IVA ridotta del 10% (ai sensi dell'All. A, parte III, comma 98) del D. P. R. 633/1972 se "da ardere in tondelli, ceppi, ramaglie o fascine; cascami di legno, compresa la segatura ed il cippato (Risoluzione Prot. n. 954-177983/2010);
- L'aliquota IVA ridotta del 10% vige (ai sensi dell'All. A, parte III, comma 122) del D. P. R. 633/1972, come modificato dal comma 384 dell'art. 1 della L. 296/2006) anche per l'acquisto di "prestazioni di servizi e forniture di apparecchiature e materiali relativi alla fornitura di energia termica per uso domestico attraverso reti pubbliche di teleriscaldamento o nell'ambito del contratto servizio energia, come definito nel decreto interministeriale di cui all'art. 11, comma 1, del regolamento di cui al D. P. R. 412/1993, e successive modificazioni; sono incluse le forniture di energia prodotta da fonti rinnovabili o da impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento";
- Per l'acquisto di "impianti di produzione e reti di distribuzione calore-energia" (ai sensi dell'All. A, parte III, comma 127-quinquies) del D. P. R. 633/1972) vige l'aliquota IVA ridotta del 10%.

Le imposte indirette: le accise

Le principali disposizioni relative alle accise sull'energia elettrica e sui prodotti energetici sono le seguenti:

- in base all'art. 52 del D. Lgs. 504/1995 (Testo Unico sulle accise), l'energia elettrica è sottoposta ad accisa al momento della fornitura ai consumatori finali (per qualsiasi applicazione nelle abitazioni: 0,21 €cent per ogni kWh; per qualsiasi uso in locali e luoghi diversi dalle abitazioni: 0,93 €cent per ogni kWh) ovvero al momento del consumo per quanto riguarda l'energia elettrica prodotta per uso proprio;

non è sottoposta ad accisa:

 - l'energia prodotta con impianti azionati da fonti rinnovabili ai sensi della normativa vigente in materia, con potenza non superiore a 20 kW;
 - l'energia elettrica prodotta con gruppi elettrogeni azionati da biogas;

è esente da accisa:

 - l'energia prodotta con impianti azionati da fonti rinnovabili, con potenza disponibile superiore a 20 kW, consumata dalle imprese di autoproduzione in locali e luoghi diversi dalle abitazioni;
- anche l'olio vegetale puro utilizzato a scopo energetico sarebbe teoricamente soggetto ad accisa, così come i combustibili fossili. Tuttavia il D. Lgs. 26/2007, in applicazione alla direttiva comunitaria sulla tassazione dei prodotti energetici, ha introdotto alcune importanti novità al Testo Unico, prevedendo l'esenzione dall'accisa:
 - per gli oli vegetali non modificati chimicamente, utilizzati nella produzione, diretta o indiretta, di energia elettrica con impianti obbligati alla denuncia prevista dalle disposizioni che disciplinano l'imposta di consumo sull'energia elettrica;
 - per gli oli vegetali non modificati chimicamente impiegati in lavori agricoli, orticoli, in allevamento, nella silvicoltura e piscicoltura e nella florovivaistica. In questo caso le assegnazioni di olio vegetale dovrebbero avvenire con gli stessi criteri utilizzati per il gasolio agricolo agevolato. L'efficacia della esenzione dell'accisa per l'uso in motori agricoli è però subordinata alla preventiva approvazione da parte della Commissione europea. Attualmente la risposta positiva alla notifica alla Commissione Ue non è stata ancora formalizzata e pertanto, in attesa di un esito positivo, l'esenzione per i motori agricoli per il momento non è applicabile.

Poiché l'accisa è legata alla quantità del bene (è espressa ad es. in €cent/kWh), tutti i beni soggetti ad accisa sono sottoposti a rigorosi controlli quantitativi. L'ente che effettua tali controlli è l'Ufficio delle Dogane attraverso l'Ufficio Tecnico di Finanza (UTF) competente per il territorio. Essendo l'accisa a carico del soggetto che consuma quel determinato bene (i consumatori finali la pagano in bolletta), i produttori di energia soggetta ad accisa, che autoconsumano una quota dell'energia prodotta, sono tenuti al versamento dell'accisa e devono pertanto ottenere la cosiddetta licenza di Officina elettrica dall'Ufficio delle Dogane.

In linea con quanto visto sulle esenzioni d'accisa, sono esclusi da tale obbligo:

- gli impianti a FER di potenza fino a 20 kW;
- gli impianti a FER che optano per la cessione totale dell'energia alla rete;
- gli impianti alimentati a biogas, di qualsiasi potenza (D. Lgs. 26/2007);
- gli impianti di qualsiasi tipo, con potenza inferiore a 1 kW;
- gli impianti costituiti da gruppi elettrogeni di emergenza, di potenza inferiore a 200 kW.

Detrazioni fiscali (55%)

La L. 2/2009, di conversione del D. L. 185/2008, ha introdotto alcune importanti modifiche al meccanismo già previsto per la detrazione fiscale del 55%, introdotta dalla L. 296/2006 nei commi 344 e seguenti che consiste in un riduzione dell'IRPEF e dell'IRES per interventi che aumentino il livello di efficienza energetica degli edifici esistenti e che riguardano, in particolare, le spese sostenute per:

- la riduzione del fabbisogno energetico (per il riscaldamento, il raffreddamento, la ventilazione, l'illuminazione);
- il miglioramento termico dell'edificio (finestre, comprensive di infissi, coibentazioni, pavimenti);
- installazione di pannelli solari;
- la sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale.

Condizione indispensabile è che gli interventi siano effettuati su edifici (o su parti di edifici) residenziali esistenti, di qualunque categoria catastale, anche se rurali, compresi quelli strumentali (per l'attività d'impresa o professionale).

Inoltre, è necessario che gli edifici presentino specifiche caratteristiche quali, ad esempio essere già dotati di impianto di riscaldamento, presente anche negli ambienti oggetto dell'intervento, per quanto concerne tutti gli interventi agevolabili, ad eccezione della installazione dei pannelli solari.

Possono usufruire della detrazione tutti i contribuenti residenti e non residenti, anche se titolari di reddito d'impresa, che possiedono, a qualsiasi titolo, l'immobile oggetto di intervento.

Anche la sostituzione della caldaia esistente con una caldaia a biomasse può usufruire della detrazione del 55%. La caldaia a biomasse deve rispettare le seguenti ulteriori condizioni:

- a) avere un rendimento utile nominale minimo conforme alla classe 3 di cui alla norma europea EN 303-5;
- b) rispettare i limiti di emissione di cui all'allegato IX alla parte quinta del D. Lgs. 152/2006 e successive modifiche e integrazioni, oppure i più restrittivi limiti fissati da norme regionali, se presenti;
- c) utilizzare biomasse combustibili ricadenti fra quelle ammissibili ai sensi dell'allegato X alla parte quinta dello stesso D. Lgs. 152/2006 e successive modifiche e integrazioni.

Tab. 4.3. Limiti di importo sui quali calcolare la detrazione

Tipo di intervento	Detrazione massima
Riqualificazione energetica di edifici esistenti	100.000 euro (55% di 181.818,18 euro)
Involucro edifici (pareti, finestre compresi gli infissi, su edifici esistenti)	60.000 euro (55% di 109.090,90 euro)
Installazione di pannelli solari	60.000 euro (55% di 109.090,90 euro)
Sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale (installazione di impianti dotati di caldaie a condensazione)	30.000 euro (55% di 54.545,45 euro)

La rispondenza a tali requisiti deve essere riportata nell'asseverazione compilata dal tecnico abilitato. Infine, con D.M. MSE 26/01/2010 sono state introdotte ulteriori regole. Per beneficiare della detrazione fiscale nel caso della sostituzione della caldaia esistente con una caldaia a biomasse, si prevede infatti l'obbligo della sostituzione di tutte le porte e finestre con infissi che rispettino un limite massimo di trasmittanza.

La legge 13 dicembre 2010, n. 220 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato" (legge di stabilità 2011, G.U. n. 297 del 21/12/2010), ha prorogato a tutto il 2011 gli incentivi già vigenti sul 55% prevedendo che per le spese sostenute nel 2011 l'importo detraibile al 55% non potrà superare i 100.000 euro, ripartito in 10 rate annuali di pari importo.

Per ulteriori approfondimenti è possibile consultare l'indirizzo internet <http://finanziaria2011.enea.it>.

Detrazioni fiscali (36%)

La Finanziaria 2010, legge 191/09, ha prorogato al 31 dicembre 2011 il termine per usufruire della detrazione del 36% delle spese sostenute per i lavori di recupero del patrimonio edilizio.

Nella ristrutturazione sono compresi i lavori di:

- Manutenzione ordinaria;
- Manutenzione straordinaria;
- Restauro e risanamento conservativo;
- Ristrutturazione edilizia;
- Altre categorie di interventi tra i quali il conseguimento di risparmi energetici.

Può rientrare in questa casistica anche l'acquisto e l'installazione di una stufa a pellet.

Gli interventi devono essere realizzati in case di abitazione e delle parti comuni di edifici residenziali situati nel territorio dello Stato. Trattandosi di una detrazione dall'IRPEF sono ammessi a fruire della detrazione sulle spese di ristrutturazione tutti coloro che sono assoggettati all'imposta sul reddito delle persone fisiche, residenti o meno nel territorio dello Stato. Il beneficio sul quale calcolare la detrazione spetta fino al limite massimo di spesa di 48.000 euro da suddividere in dieci anni. I contribuenti di età non inferiore a 75 e 80 anni possono ripartire la detrazione rispettivamente in cinque o tre rate annuali di pari importo.

Benefici fiscali per il teleriscaldamento

Nel corso degli anni diverse norme (art. 8 comma 10 lettera f) L. 448/1998; art. 6 p. 1, L. 418/2001; art. 1 comma 240 L. 244/2007; art. 2 comma 12 L. 203/2008) sono intervenute nella definizione dei benefici fiscali a favore degli utenti delle reti di teleriscaldamento a biomasse.

Tab. 4.4. Zone climatiche

Zona climatica	Periodo di accensione	Orario consentito
A	1° dicembre - 15 marzo	6 ore giornaliere
B	1° dicembre - 31 marzo	8 ore giornaliere
C	15 novembre - 31 marzo	10 ore giornaliere
D	1° novembre - 15 aprile	12 ore giornaliere
E	15 ottobre - 15 aprile	14 ore giornaliere
F	nessuna limitazione	nessuna limitazione

L'utente finale che acquista energia da reti di teleriscaldamento alimentate a biomassa, nei comuni ricadenti nelle zone climatiche E ed F, ha diritto ad uno sgravio di 0,02582 €/kWh (ex £ 50). L'utente ha inoltre diritto ad uno sgravio una tantum di € 20,6583 (ex £ 40.000) per kWt di potenza installata, dei costi di allacciamento (art. 29, L. 388/2000).

L'impresa erogatrice dell'energia si fa carico di scontare il beneficio all'utente in fattura, facendosi poi rimborsare dallo Stato sotto forma di credito d'imposta.

Appendice A - Elenco riferimenti normativi

- (COM(2007)1) "Una politica energetica per l'Europa"
- (COM(2008)30) "Due volte 20 per il 2020. L'opportunità del cambiamento climatico per l'Europa"
- D. MIPAAF 2/3/2010 "Tracciabilità delle biomasse per la produzione di energia elettrica"
- D.MSE 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti Rinnovabili"
- D.MSE 18/12/2008 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244."
- D.MSE 21/12/2007 "Revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili"
- D. Lgs. 20/2007 "Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE"
- D.Lgs. 79/1999 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica"
- D. P. R. 380/2001 "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia. (Testo A)"
- D. P. R. 633/1972 "Operazioni esenti dall'imposta"
- Dir. 2009/28/CE "Sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE"
- L. 241/1990 "Nuove norme in materia di procedimento amministrativo e di diritto di accesso ai documenti amministrativi"
- L. 99/2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia"
- Del. AEEG ARG/elt 99/2008 "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA)"
- Del. AEEG ARG/elt 348/2007 "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 - TIT (Testo Integrato Trasporto)"
- Del. ARG/elt AEEG 88/2007 "Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione"
- Delibera AEEG ARG/elt 280/2007 "Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04"

- Delibera AEEG ARG/elt 74/2008 “Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP)”.
- L. 244/2007 “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008)”
- L. 296/2006 “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2007)”
- Del. AEEG ARG/elt 1/2009 “Attuazione dell’articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell’articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto”
- Circolare MIPAAF 31/03/2010 “Circolare esplicativa del sistema di tracciabilità degli oli vegetali puri per la produzione di energia elettrica al fine dell’erogazione della tariffa onnicomprensiva di 0,28 euro a kWh prevista dalla Legge 99/2009.”
- Del. AEEG ARG/elt 42/2002 “Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell’articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79”
- D. Lgs. 164/2000 “Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell’articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144”
- Del. AEEG 103/2003 “Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all’articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica”
- Circ. Agenzia Entrate 32/E del 2009 “Primi chiarimenti in merito alle disposizioni stabilite dall’articolo 10 del decreto-legge n. 78 del 1° luglio 2009, convertito con modificazioni dalla legge n. 102 del 3 agosto 2009. Visto di conformità per l’utilizzo in compensazione dei crediti IVA per importi superiori a 15.000 EU”
- Risoluzione Agenzia Entrate 71/E del 2009 “Istanza di Interpello - Imposta sul valore aggiunto - Requisiti di territorialità delle cessioni relative a Certificati CO2 e Certificati Verdi - Articolo 7 del DPR n. 633 del 1972”
- D. Lgs. 504/1995 “Testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative”