

CAPITOLO 5**EVOLUZIONE DEL QUADRO NORMATIVO APPLICABILE ALLA GD****5.1 Aspetti generali**

Come già evidenziato nell'Allegato A alla deliberazione n. 160/06¹⁵, non esistono condizioni normative e regolatorie particolari applicate per la GD in sé: esiste, invece, una regolazione, applicabile anche alla GD, che si differenzia in ragione delle tipologie impiantistiche, delle tipologie di fonti primarie utilizzate (distinguendo, ad esempio, tra impianti alimentati da fonti rinnovabili, impianti di cogenerazione alimentati da combustibili fossili e i rimanenti impianti) e delle tipologie di connessione alla rete.

Nel seguito¹⁶ vengono descritti, a titolo informativo, i principali elementi di carattere normativo/regolatorio di interesse per la GD, distinguendo tre livelli: il primo relativo alla regolazione dell'accesso ai servizi di sistema (con particolare riferimento alla connessione alle reti elettriche e al trasporto dell'energia elettrica), il secondo relativo alle modalità di cessione dell'energia elettrica immessa in rete ed il terzo relativo ai regimi di incentivazione esistenti per alcune tipologie di fonti o di impianti.

Come già rimarcato nell'Allegato A alla deliberazione n. 160/06, sebbene i predetti tre livelli costituiscano, in linea di principio, tre piani separati, talune pratiche regolatorie effettuano la traduzione di misure incentivanti (previste per legge) in esenzioni o sconti ai corrispettivi per l'accesso alle reti, comportando un accoppiamento tra l'accesso alla rete, che deve essere attuato secondo principi di trasparenza e non discriminazione, e il piano incentivante, che implica l'adozione di misure asimmetriche tra i diversi soggetti interessati. Tale pratica (utilizzata, ad esempio anche in Italia) è suscettibile di revisione alla luce del predetto principio di separazione. Ciò consentirebbe la rimozione delle potenziali distorsioni che il predetto accoppiamento comporta, l'esplicitazione delle misure incentivanti poste in essere, nonché la possibilità di misurare e valutare l'efficacia delle diverse misure incentivanti.

5.2 Regolazione dell'accesso ai servizi di sistema**5.2.1 Servizio di connessione alle reti elettriche**Introduzione

Il servizio di connessione alle reti elettriche è erogato dal gestore di rete (imprese distributrici e Terna). L'attuale regolazione del servizio, in particolare le condizioni procedurali, economiche e tecniche per la sua erogazione, è distinta tra connessioni alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV e connessioni alle reti elettriche con tensione nominale fino a 1 kV. La seguente tabella 5.1 evidenzia le delibere dell'Autorità che regolano il servizio di connessione alla rete elettrica degli impianti di produzione di energia elettrica:

	Livello di tensione	Condizioni procedurali ed economiche	Regole tecniche di connessione
Trasmissione	AAT/AT	Delibera n. 281/05	Delibera n. 250/04 Codice di rete - Terna
Distribuzione	AT		Procedimento delibera n. 136/04
	MT		
	BT	Delibera n. 89/07	

- tabella 5.1 -

¹⁵ Deliberazione dell'Autorità 25 luglio 2006, n. 160/06.

¹⁶ Nel presente capitolo non vengono riportate considerazioni in materia autorizzativa, di competenza degli enti locali.

Le connessioni in media e alta tensione

Nel caso di connessioni in alta e media tensione, l'Autorità ha definito i principi sulla base dei quali ciascun gestore di rete (imprese distributrici e Terna) ha predisposto le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche. In particolare, per quanto riguarda le condizioni economiche, la deliberazione n. 281/05¹⁷ ha definito:

- un corrispettivo a copertura delle attività di studio e di definizione della soluzione generale per la connessione;
- un corrispettivo a copertura delle attività di definizione della soluzione di dettaglio per la connessione;
- un corrispettivo di connessione, determinato sulla base del preventivo dei costi di realizzazione dell'impianto per la connessione allegato alla progettazione di dettaglio. Nel computo di tale corrispettivo sono inclusi gli oneri associati alle modifiche infrastrutturali della rete elettrica esistente che si dovessero rendere necessarie per l'erogazione del servizio di connessione, ad eccezione degli interventi sulla rete di trasmissione nazionale che continuano ad essere remunerati sulla base degli attuali meccanismi tariffari. Le condizioni economiche sono aderenti ai costi effettivi.

Inoltre l'Autorità, tenendo conto del decreto legislativo n. 387/03¹⁸, ha previsto, nel caso di fonti rinnovabili:

- la priorità nella gestione delle richieste;
- il diritto di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione (tale diritto è in realtà valido per tutti i tipi di connessioni);
- uno sconto per i due corrispettivi di definizione della soluzione per la connessione (con un massimale al 50% rispetto al caso di fonti convenzionali);
- uno sconto-distanza sull'eventuale linea elettrica realizzata per la connessione;
- un corrispettivo nullo nel caso di interventi su rete esistente derivanti dalla richiesta di connessione;
- la riduzione delle garanzie finanziarie (50%).

Infine, per quanto riguarda le condizioni tecniche, Terna applica il proprio Codice di rete definito sulla base dei principi di cui alla deliberazione n. 250/04¹⁹ e sottoposto all'approvazione dell'Autorità per le parti di propria competenza, mentre, per quanto riguarda le imprese distributrici, l'Autorità ha in corso un procedimento, avviato con la deliberazione n. 136/04, finalizzato a definire regole tecniche di riferimento uniche a livello nazionale a cui le medesime imprese devono riferirsi²⁰.

Le connessioni in bassa tensione

Nel caso di connessioni in bassa tensione²¹, l'Autorità, con la deliberazione n. 89/07²², ha definito modalità procedurali standard e condizioni economiche a forfait al fine di introdurre elementi di

¹⁷ Deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05.

¹⁸ Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, di recepimento della direttiva 2001/77/CE in materia di fonti rinnovabili.

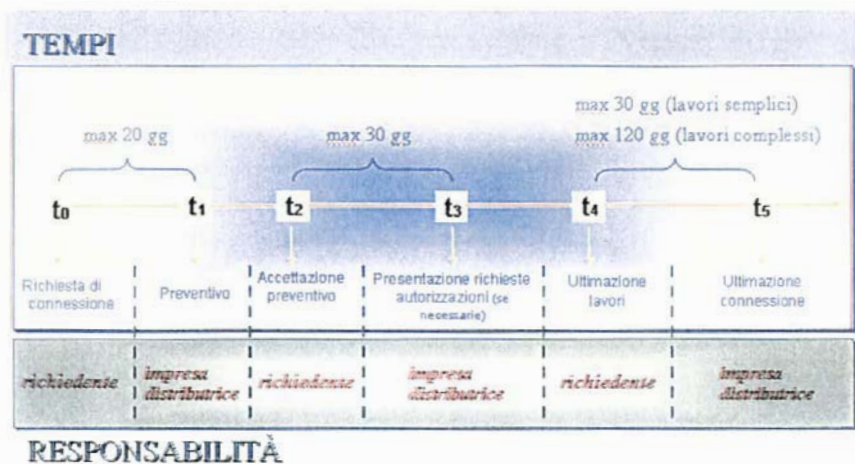
¹⁹ Deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04.

²⁰ Si veda, oltre che la deliberazione 29 luglio 2004, n. 136/04, anche il documento per la consultazione 22 novembre 2007, n. 45/07.

²¹ Per connessioni di impianti di produzione di energia elettrica con potenze complessive fino a 50 kW il servizio di connessione è obbligatoriamente erogato in bassa tensione, mentre viene lasciata discrezionalità alle imprese distributrici per potenze complessive di connessione superiori a tale soglia.

maggior semplicità per i produttori titolari di impianti di piccola taglia, tenendo conto della standardizzazione che, nella maggior parte dei casi, contraddistingue tali connessioni.

La seguente tabella 5.2 riassume le modalità procedurali standard che ogni impresa distributrice è tenuta ad applicare per le connessioni in bassa tensione:



- tabella 5.2 -

I corrispettivi applicati nell'anno 2007 per le connessioni in bassa tensione sono riportati nella seguente tabella 5.3:

Diritto fisso [Euro]	46,53	
Quota-potenza [Euro/kW]	69,7981	
Quota-distanza [Euro] *	parte fissa	importo aggiuntivo
entro 200 metri	185,65	
oltre 200 e fino a 700 metri per i primi 200 metri per ulteriore distanza (ogni 100 metri o frazioni superiori a 50 metri)	185,65	93,06
oltre 700 e fino a 1.200 metri per i primi 700 metri per ulteriore distanza (ogni 100 metri o frazioni superiori a 50 metri)	650,03	185,65
oltre 1.200 metri per i primi 1.200 metri per ulteriore distanza (ogni 100 metri o frazioni superiori a 50 metri)	1.578,29	371,30

- tabella 5.3 -

* Distanza che separa l'utenza dalla più vicina cabina di trasformazione media/bassa tensione in servizio da almeno cinque anni (cabina di riferimento)

Per quanto riguarda le connessioni in bassa tensione nel caso di fonti rinnovabili, l'Autorità ha previsto che i produttori paghino solo il 50% dei corrispettivi definiti a forfait e riportati nella tabella 5.3. Gli sconti applicati agli impianti alimentati da fonti rinnovabili (sia nel caso della bassa tensione che nel caso della media e alta tensione) non comportano minori ricavi per i gestori di rete in quanto la parte dei corrispettivi non applicata ai produttori viene posta a carico del Conto per

²² Deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 89/07.

nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A₃.

Nel caso di connessioni in bassa tensione, l'Autorità ha definito degli indennizzi automatici che le imprese distributrici erogano al produttore nel caso in cui non vengano rispettati i tempi massimi, indicati nella tabella 5.2, per la definizione del preventivo e per la realizzazione della connessione. Nel primo caso l'indennizzo automatico è pari a 60 euro, nel secondo caso è pari al maggior valore tra l'1% del corrispettivo per la connessione e 5 euro per ogni giorno di ritardo della realizzazione della connessione fino a un massimo di 180 giorni.

Infine, per quanto riguarda le condizioni tecniche, al momento si applicano le condizioni definite da ciascuna impresa distributtrice. L'Autorità sta analizzando tali condizioni al fine di evitare comportamenti che ostacolano l'accesso alla rete.

Future revisioni delle condizioni per la connessione

Si evidenzia che l'Autorità sta rivedendo²³ le condizioni per la connessione, al fine di:

- armonizzare, in un testo unico, le condizioni procedurali ed economiche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica, qualunque sia il livello di tensione;
- estendere le procedure per la connessione in bassa tensione anche alle connessioni in media tensione, inclusi gli indennizzi automatici, con riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento;
- rivedere gli indennizzi automatici e i tempi massimi per la connessione al fine di rimuovere le criticità emerse;
- estendere i corrispettivi a forfait anche ai casi di connessioni in media tensione, precisando le situazioni in cui verrebbero comunque applicati corrispettivi "a costo".

Infine, verranno introdotte semplificazioni²⁴ per le connessioni di impianti di cogenerazione ad alto rendimento simili a quelle già vigenti per le fonti rinnovabili, tenendo conto di quanto previsto dal decreto legislativo n. 20/07²⁵.

5.2.2 Servizio di trasporto e di dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete

Il servizio di trasporto

Attualmente tutti i produttori, indipendentemente dal livello di tensione cui l'impianto è collegato, contribuiscono alla copertura dei costi riconosciuti a Terna per il servizio di trasmissione, versando a Terna il corrispettivo di trasmissione, applicato all'energia elettrica immessa in rete, secondo quanto previsto dall'articolo 19 del Testo integrato²⁶. Il corrispettivo di trasmissione è pari, per l'anno 2007, a 0,0267 c€/kWh per ogni kWh immesso.

Tuttavia, nel caso di impianti connessi in media tensione (MT) o bassa tensione (BT), ai produttori viene riconosciuto dalle imprese distributtrici la componente CTR (corrispettivo utilizzato per la regolazione economica dell'erogazione del servizio di trasmissione alle imprese distributtrici), applicata all'energia elettrica immessa in rete. La componente CTR, corrisposta ai sensi dell'articolo 17 del Testo integrato, tiene conto dei minori costi di trasporto associati all'immissione di energia elettrica direttamente su reti MT e BT, rispetto a quelli associati all'energia elettrica

²³ Si veda al riguardo il documento per la consultazione 1 agosto 2007, n. 32/07.

²⁴ Si veda al riguardo il documento per la consultazione 31 luglio 2007, n. 30/07.

²⁵ Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di recepimento della direttiva 2004/8/CE in materia di cogenerazione.

²⁶ Deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, recante "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi" e successive modificazioni."

immessa in alta tensione (AT): quest'ultima, infatti, per raggiungere i clienti finali deve scontare in più anche i costi di trasmissione, quantificati, appunto, dalla componente CTR. Tale componente, per l'anno 2007, è pari a 0,33 c€/kWh per ogni kWh immesso aumentato di un fattore percentuale per tener conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, pari a 4,2% per la media tensione e 9,9% per la bassa tensione.

Si noti che, per un impianto collegato in media o bassa tensione, come è tipico per la GD, il trasporto dell'energia elettrica rappresenta complessivamente un ricavo, anziché un costo, che incide mediamente per circa il 4% sul ricavo netto di cessione dell'energia.

Il servizio di dispacciamento in immissione

Il servizio di dispacciamento in immissione è erogato da Terna sulla base di quanto definito dall'Autorità con la deliberazione n. 111/06²⁷. La stipula con Terna del contratto di dispacciamento in immissione è condizione necessaria per poter immettere l'energia elettrica in rete. Tale contratto include, tra l'altro, la regolazione degli sbilanciamenti e delle aggregazioni delle misure.

5.2.3 Perdite evitate

Analogamente a quanto illustrato con riferimento ai costi di trasporto sulla rete di trasmissione, l'energia elettrica immessa in reti MT e BT contribuisce, in linea teorica, a ridurre le perdite di energia associate al trasporto dall'AT. Infatti, secondo l'ipotesi convenzionalmente utilizzata anche con riferimento ai prelievi, si presume che l'energia elettrica fluisca mediamente secondo la sequenza AT → MT → BT, dovendo sopportare perdite crescenti associate a ciascun livello di tensione. In tale ipotesi, pertanto, l'energia elettrica immessa in MT consente di risparmiare le perdite relative al trasporto in AT e alla trasformazione AT/MT, mentre l'energia elettrica immessa direttamente in BT, consente di risparmiare le perdite relative al trasporto in AT e MT e alla trasformazione AT/MT e MT/BT.

In forza del suddetto assunto, il Testo Integrato e la deliberazione n. 111/06 prevedono che, ai fini delle regolazioni economiche (ad eccezione della componente CTR):

- l'energia elettrica immessa in MT sia convenzionalmente aumentata di un fattore percentuale pari al 5,1%;
- l'energia elettrica immessa in BT sia convenzionalmente aumentata di un fattore percentuale pari al 10,8%.

5.3 Regime di cessione dell'energia elettrica alla rete

5.3.1 Il ritiro dedicato dell'energia elettrica immessa in rete

Introduzione

In generale, l'energia elettrica prodotta e immessa in rete può essere destinata commercialmente a diversi soggetti che operano sul mercato (Borsa elettrica, cliente finale libero, cliente grossista), sulla base di valutazioni e scelte effettuate dal singolo produttore. In più, il legislatore²⁸ ha previsto, per alcune tipologie di impianti, la possibilità di scegliere il ritiro a prezzo amministrato dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete (il cosiddetto ritiro dedicato), secondo modalità e condizioni economiche definite dall'Autorità facendo riferimento al mercato. Ciò considerando che occorre definire un quadro normativo che sia, per quanto possibile, di semplice applicazione anche per soggetti interessati alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica di piccola

²⁷ Deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, e sue successive modifiche e integrazioni.

²⁸ Si vedano l'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e il comma 41 della legge n. 239/04.

taglia che utilizzano risorse rinnovabili marginali oppure conseguono risparmi energetici tramite produzione combinata di energia elettrica e calore o tramite recupero di cascami termici.

Il regime di ritiro dedicato si pone quale alternativa al normale regime di vendita dell'energia elettrica ed è riservato:

- a) all'energia elettrica prodotta dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA, qualunque sia la fonte;
- b) all'energia elettrica prodotta dagli impianti, di potenza qualsiasi, alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;
- c) alle eccedenze prodotte dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili di potenza non inferiore a 10 MVA purché nella titolarità di un autoproduttore.

Il ritiro dedicato è quindi la cessione dell'energia elettrica immessa in rete da tali impianti, su richiesta del produttore e in alternativa al libero mercato, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato. Il ritiro dedicato prevede quindi semplificazioni, non incentivi che sono invece definiti dall'ordinaria attività legislativa. Pertanto i ricavi derivanti ai produttori dalla vendita dell'energia elettrica, anche attraverso il ritiro dedicato, in generale si sommano ai ricavi derivanti dagli eventuali strumenti incentivanti, ad eccezione del caso in cui si applichino prezzi fissi omnicomprensivi, inclusivi dell'incentivo, per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete.

La prima regolazione del ritiro dedicato: la deliberazione n. 34/05²⁹

Il ritiro dedicato si applica già da alcuni anni. La sua prima regolazione risale al 2005 ed è contenuta nella deliberazione n. 34/05, vigente dall'1 luglio 2005 al 31 dicembre 2007. In particolare tale deliberazione prevedeva che:

- a) il soggetto che effettuava commercialmente il ritiro dedicato fosse il gestore di rete cui l'impianto è connesso³⁰;
- b) le condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica fossero differenziate tra fonti rinnovabili, cogenerazione ed altro e che fossero riferite al prezzo definito dall'Acquirente unico per l'energia elettrica destinata all'allora esistente mercato vincolato, ad eccezione dei prezzi minimi garantiti previsti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW;
- c) il servizio di dispacciamento in immissione e il servizio di trasporto per l'energia elettrica immessa fosse erogato direttamente al soggetto produttore (o al soggetto che effettuava il ritiro nel caso in cui il produttore avesse scelto di avvalersi di tale soggetto anche per l'accesso ai servizi di sistema³¹);
- d) l'operatore di mercato cedente, cioè il soggetto che colloca l'energia elettrica sul mercato, fosse sempre il gestore di rete.

L'Acquirente unico aveva il ruolo di interfaccia unica e finale per il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità definite dalla medesima deliberazione n. 34/05. Infatti, l'energia elettrica commercialmente ritirata dai gestori di rete veniva commercialmente ceduta da questi ultimi all'Acquirente unico che la valorizzava al medesimo prezzo con il quale l'energia elettrica era ritirata, fatta eccezione per la quota di energia elettrica rientrante nel regime di prezzi minimi garantiti.

²⁹ Deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2005, n. 34/05, come successivamente modificata e integrata.

³⁰ Il ritiro commerciale avveniva a titolo oneroso e pari a 120 Euro l'anno più lo 0,5% del valore dell'energia ritirata.

³¹ Tale avvalimento era a titolo oneroso secondo le medesime condizioni economiche indicate nella nota 16. Tale onere era in aggiunta a quello sostenuto per il ritiro commerciale dell'energia elettrica.

Le variazioni intervenute nel quadro normativo e la conseguente esigenza di revisione della deliberazione n. 34/05

Il regime di ritiro dedicato regolato dalla deliberazione n. 34/05 ha trovato fondamento in una serie di elementi che, a partire dall'1 luglio 2007, hanno subito mutamenti tali da determinare la necessità di pervenire alla definizione di nuove condizioni per il funzionamento di tale regime. In particolare, in attuazione della Direttiva 2003/54/CE, dall'1 luglio 2007 tutti i clienti hanno acquisito indistintamente la qualifica di cliente idoneo, il ruolo delle imprese distributrici è focalizzato sull'attività di distribuzione e, nel contempo, si è assistito al venir meno del mercato vincolato e dei meccanismi che regolano l'approvvigionamento elettrico per tale bacino di clienti.

Pertanto è emersa la necessità di rivedere il ruolo di interfaccia commerciale nei confronti dei produttori ai fini del ritiro dedicato, prevedendo l'introduzione di una disciplina compatibile con l'attuale ruolo delle imprese distributrici, una valorizzazione dell'energia elettrica in linea con la valorizzazione del mercato elettrico e una efficiente allocazione degli oneri conseguenti all'accesso al mercato elettrico dell'energia elettrica ritirata. In particolare, poiché le imprese distributrici non svolgono più attività di commercializzazione dell'energia elettrica quali quelli precedentemente previste nell'ambito del mercato vincolato, è opportuno che il gestore di rete cui l'impianto è connesso (che nella maggior parte dei casi coincide con l'impresa distributtrice) si limiti a svolgere le funzioni di ritiro "fisico" dell'energia elettrica oltre che di rilevazione e registrazione delle misure.

L'attuale regolazione del ritiro dedicato: la deliberazione n. 280/07³²

Tenendo conto delle variazioni intervenute nel quadro normativo e nell'assetto del settore elettrico, l'Autorità, con la deliberazione n. 280/07, ha individuato il Gestore dei servizi elettrici (nel seguito GSE) come nuovo soggetto indicato a svolgere il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico. Ciò principalmente perché il GSE, a seguito del DPCM 11 maggio 2004, ha assunto un ruolo in ambito nazionale prevalentemente rivolto alla gestione, alla promozione e all'incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione e ha già acquisito una considerevole esperienza nella gestione dell'energia elettrica ritirata nell'ambito di convenzioni di cessione destinata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, inclusa la cessione della medesima energia al mercato.

Inoltre, al fine di semplificare il più possibile i rapporti commerciali tra i produttori e il sistema elettrico, l'Autorità ha previsto che il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico riguardi sia la compravendita dell'energia elettrica sia la gestione dell'accesso al sistema elettrico (vale a dire la gestione dei servizi di dispacciamento e di trasporto in immissione).

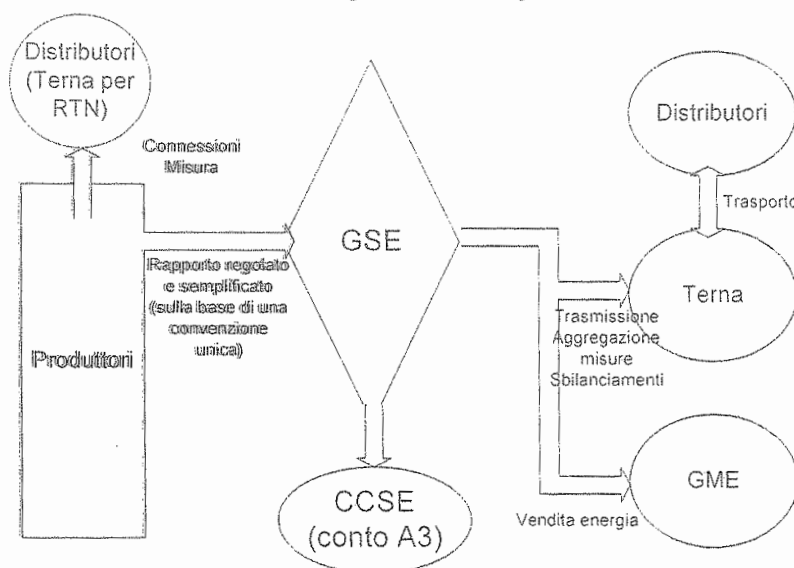
Quindi il ruolo del GSE è quello di:

- a) soggetto che ritira commercialmente l'energia elettrica dai produttori aventi diritto, rivendendo tale energia sul mercato elettrico. Il GSE colloca sul mercato tale energia elettrica, applicando la regolazione vigente, e ne garantisce il monitoraggio a livello nazionale. Le differenze, positive o negative, ove presenti, tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE dalla vendita di tale energia sul mercato vengono compensate dal Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, gestito da Cassa Conguaglio per il settore elettrico e alimentato dalla componente tariffaria A₃. Tali differenze rappresentano il costo che il ritiro dedicato dell'energia elettrica induce sul sistema elettrico;

³² Deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07.

- b) utente del dispacciamento in immissione e utente del trasporto in immissione in relazione alle unità di produzione nella disponibilità dei predetti produttori³³.

Nella *tabella 4.4* è riportato uno schema che illustra le interrelazioni tra i diversi soggetti coinvolti nel nuovo schema di ritiro dedicato, operativo dall'1 gennaio 2008.



- tabella 4.4 -

Accesso al ritiro dedicato

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 presentando opportuna istanza al GSE;
- il produttore sia tenuto a registrarsi presso il GSE e a fornire i dati dell'impianto in un sistema informatico appositamente predisposto dal GSE;
- sia stipulata tra il produttore e il GSE una convenzione annuale (tacitamente rinnovabile) per regolare il ritiro commerciale dell'energia elettrica³⁴ sostituendo ogni altro adempimento contrattuale relativo alla cessione commerciale dell'energia elettrica e all'accesso ai servizi di dispacciamento in immissione e di trasporto³⁵. 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, come nel seguito viene messo in evidenza.

Regolazione economica del ritiro dedicato

Tenendo conto della completa apertura del mercato elettrico, non è più possibile assumere come riferimento il prezzo definito dall'Acquirente unico per l'energia elettrica destinata al mercato vincolato. L'Autorità ha quindi definito un nuovo riferimento di prezzo che sia coerente con le condizioni economiche di mercato. In particolare, il prezzo riconosciuto ai produttori nell'ambito

³³ Il GSE non funge anche da utente della misura. Tale attività continua ad essere regolata direttamente tra produttore e gestore di rete sulla base della normativa vigente.

³⁴ Il ritiro commerciale è a titolo oneroso e pari allo 0,5% del valore dell'energia ritirata.

³⁵ Lo schema di istanza per l'accesso al ritiro dedicato, lo schema di convenzione e i manuali per l'utilizzo del portale informatico sono disponibili sul sito internet del GSE (www.gsell.it).

del ritiro dedicato è il prezzo che si forma sul mercato elettrico (il cosiddetto prezzo zonale orario), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore. Ciò consente di riflettere fedelmente le condizioni economiche di mercato e di evitare, conseguentemente, differenze tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE con la vendita di tale energia sul mercato che, ove presenti, verrebbero compensate dal Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate.

Comunque l'Autorità, nella definizione delle condizioni economiche di ritiro, ha ritenuto opportuno tener conto delle peculiarità di impianti di particolari ridotte dimensioni caratterizzate da elevati costi di esercizio e manutenzione e limitata produzione annua (impianti con produzioni annue di pochi milioni di kWh)³⁶. A tale scopo si continuano ad applicare i previgenti prezzi minimi garantiti per il primo e il secondo milione di kWh immessi in rete annualmente da ciascun impianto alimentato da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, al fine di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni anche qualora i prezzi di mercato dovessero scendere significativamente, considerati i benefici in termini ambientali, di tutela del territorio e di sviluppo delle risorse marginali o residuali che detti impianti comportano³⁷. I prezzi minimi garantiti non sono incentivi, non sono finalizzati al recupero dei costi di investimento e, come tali, si sommano ad incentivi eventualmente riconosciuti ai singoli impianti.

Regolazione del servizio di dispacciamento in immissione

L'Autorità, al riguardo, ha ritenuto opportuno introdurre degli strumenti che promuovano una corretta programmazione degli impianti di produzione di energia elettrica, seppur di piccola taglia. Ciò al fine di minimizzare l'impatto che la totale assenza di programmazione ha sul sistema elettrico, in termini di costi di dispacciamento. Tali strumenti devono essere il più possibile di semplice applicazione per i produttori pur tenendo conto dell'esigenza di effettuare le necessarie attività di previsione della produzione ai fini del dispacciamento. A tale fine:

- a) per quanto riguarda i programmi di immissione:
 - i produttori responsabili di impianti alimentati da fonti non rinnovabili o da fonti rinnovabili programmabili (che, nell'ambito del ritiro dedicato sono tutti di potenza inferiore a 10 MVA) sono tenuti alla presentazione dei programmi di immissione al GSE. Tale adempimento è una facoltà (e non un obbligo) per i responsabili di impianti programmabili con potenza fino a 1 MW. Per questi impianti sono definiti opportuni corrispettivi di sbilanciamento (vds. la successiva lettera b));
 - i produttori responsabili di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili devono presentare al GSE i programmi, o previsioni, di immissione nel caso di impianti con potenza maggiore o uguale di 10 MVA e possono presentare al GSE i programmi, o previsioni, di immissione nel caso di impianti con potenza inferiore a 10 MVA;
 - per gli impianti per i quali non vi è l'obbligo di invio dei programmi di immissione al GSE, il medesimo effettua una stima sulla base dell'andamento storico delle immissioni ove disponibile;
- b) per quanto riguarda gli sbilanciamenti:
 - la quota pari al prezzo di vendita dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima dei corrispettivi di sbilanciamento non viene applicata dal GSE ai produttori perché l'energia

³⁶ Impianti di ridottissime dimensioni che tipicamente sfruttano risorse rinnovabili diffuse sul territorio non altrimenti sfruttabili con altri mezzi.

³⁷ Per l'anno 2007, i prezzi minimi garantiti, già vigenti ai sensi della deliberazione n. 34/05, erano pari a:

- fino a 500.000 kWh annui, 96,4 €/MWh;

- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 81,2 €/MWh;

- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 71,0 €/MWh.

Tali prezzi, oltre che gli estremi degli scaglioni, sono attualmente in corso di revisione e di differenziazione per fonte.

elettrica nell'ambito del ritiro dedicato viene valorizzata a consuntivo e non sulla base dei programmi di immissione, come normalmente avviene sul mercato;

- la quota "residua"³⁸ dei corrispettivi di sbilanciamento è applicata mensilmente ai soli impianti alimentati da fonti programmabili, proporzionalmente all'energia elettrica immessa nel caso di impianti programmabili di potenza fino a 1 MW per i quali il produttore ha scelto di non trasmettere il programma e proporzionalmente allo sbilanciamento effettivo³⁹ nel caso degli altri impianti alimentati da fonti programmabili.

Poiché i programmi relativi ai singoli impianti vengono aggregati dal GSE per zona, ci si attende che, proprio per effetto dell'aggregazione, lo sbilanciamento associato al programma cumulato presentato dal GSE, e quindi anche i costi conseguentemente sostenuti dal medesimo, sia inferiore alla somma degli sbilanciamenti dei singoli impianti.

- c) per quanto riguarda i corrispettivi di aggregazione delle misure:
 - sono interamente regolati dal GSE con il produttore, nel caso in cui si applichino ai sensi della normativa vigente⁴⁰, per gli impianti di potenza superiore a 50 kW;
 - non sono applicati dal GSE ai produttori nel caso di impianti di microgenerazione (cioè di potenza fino a 50 kW), ponendoli quindi a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A₃.

Regolazione economica del servizio di trasporto

Per quanto riguarda il servizio di trasporto dell'energia elettrica immessa, il GSE ribalta sui produttori le risultanze (positive o negative) della regolazione economica del servizio di trasporto erogato al medesimo GSE da Terna e dalle imprese distributrici⁴¹.

Applicazione del ritiro dedicato

Nell'ambito della convenzione tra produttore e GSE ai fini del ritiro dedicato, il GSE, nel mese successivo a quello di competenza, propone al produttore uno schema di fattura dando separata evidenza di tutte le voci che la compongono. Il produttore è tenuto a verificare tale schema dando la sua approvazione o contattando il GSE per eventuali problemi. Ciò per garantire ulteriori semplificazioni per i produttori che, quindi, non devono necessariamente seguire ogni giorno l'andamento del mercato dell'energia elettrica.

5.3.2 Scambio sul posto

Lo scambio sul posto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW

In recepimento di quanto previsto dall'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03, con la deliberazione n. 28/06⁴², l'Autorità ha disciplinato il servizio di scambio sul posto per gli impianti di potenza nominale fino a 20 kW alimentati da fonti rinnovabili.

³⁸ Tale quota, ai sensi della normativa ad oggi vigente, è applicata alle sole unità di produzione programmabili (cioè alimentate da fonti non rinnovabili o da fonti rinnovabili programmabili). In generale, può essere un costo o un ricavo per il produttore.

³⁹ Con il termine "sbilanciamento effettivo" nell'ambito del ritiro dedicato si intende, su base mensile, la somma dei valori assoluti delle differenze orarie tra immissioni reali e programmi di immissione.

⁴⁰ I corrispettivi di aggregazione delle misure sono attualmente previsti per le sole unità di produzione non rilevanti (cioè di potenza fino a 10 MVA) e sono pari, nel 2007, a 11 Euro/mese.

⁴¹ Si veda al riguardo il paragrafo 5.2.2.

⁴² Deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2006, n. 28/06, e sue successive modifiche e integrazioni.

Il servizio di scambio sul posto è la modalità, operata dall'impresa distributrice competente sul territorio ove l'impianto è ubicato, che consente, in caso di non contemporaneità tra produzione e consumo, di operare un saldo netto tra le immissioni in rete dell'energia elettrica prodotta e i prelievi di energia elettrica dalla rete nei casi in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata coincidano. Tale saldo viene attualmente operato integrando le quantità di energia elettrica prelevata ed immessa su periodi di tempo cumulati e comunque superiori all'ora che è il minimo intervallo di tempo per la valorizzazione dell'energia elettrica (modalità del *net metering*⁴³). In pratica, è come se venisse utilizzata la rete per "immagazzinare" l'energia elettrica immessa quando non ci sono necessità di consumo, "ri-prelevandola" dalla rete medesima quando serve.

Lo scambio sul posto si traduce un vero e proprio incentivo perché comporta semplificazioni e minori costi per i soggetti che aderiscono a tale regime. Infatti a tali soggetti, nella modalità *net metering*, non vengono applicati i corrispettivi relativi all'energia elettrica immessa in rete e successivamente ri-prelevata (energia "scambiata"). E' come se l'energia elettrica immessa in rete e successivamente ri-prelevata fosse stata prodotta e autoconsumata istantaneamente senza utilizzare la rete. Ciò significa che i costi non allocati ai soggetti che richiedono lo scambio sul posto (in particolare i costi di trasporto e di dispacciamento) rimangono in capo al sistema elettrico e devono quindi essere scaricati sugli altri clienti. Fino ad ora l'Autorità non ha mai introdotto uno schema che consenta di esplicitare i costi attribuibili ai soggetti che applicano lo scambio sul posto e trasferiti ad altri soggetti operanti nel sistema elettrico. Ciò perché tali costi sono, al momento, trascurabili in quanto il servizio di scambio sul posto si applica solo per impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW. Nel momento in cui tale servizio dovesse essere esteso anche a impianti di taglia maggiore, i costi attribuibili ai soggetti che applicano lo scambio sul posto e trasferiti ad altri soggetti operanti nel sistema elettrico potrebbero assumere carattere rilevante. Si pone quindi l'esigenza, da un lato, di prevedere semplificazioni per quanto possibile e, dall'altro, di monitorare il predetto trasferimento dei costi.

Nell'ambito di tale disciplina il soggetto che richiede l'applicazione del servizio di scambio sul posto, dal punto di vista del sistema elettrico, è stato finora considerato come cliente finale, libero o in maggior tutela, e non come un produttore. Pertanto tale soggetto non è tenuto alla stipula dei contratti necessari per immettere energia nella rete, né a pagare/ricevere i corrispettivi normalmente previsti per i produttori.

Infatti, nell'attuale definizione dello scambio sul posto per la produzione da fonti rinnovabili, il servizio di scambio sul posto è alternativo alla vendita di energia elettrica: pertanto le immissioni di energia in rete non possono comportare ricavi economici. L'energia elettrica immessa in rete e non consumata nell'anno di riferimento costituisce un credito, in termini di energia e non in termini economici, che può essere utilizzato nel corso dei tre anni successivi a quello in cui matura. Al termine dei tre anni successivi, l'eventuale credito residuo in energia è annullato.

Pertanto lo scambio sul posto presenta vantaggi qualora, su base triennale, il consumo di energia elettrica risulti mediamente pari o superiore alla produzione.

Gli eventuali incentivi riconosciuti per l'energia elettrica prodotta per effetto di decreti legislativi e ministeriali si sommano al beneficio del mancato acquisto di energia elettrica derivante dall'applicazione della deliberazione n. 28/06.

⁴³ La modalità del *net metering* è una delle possibili modalità di realizzazione dello scambio sul posto. Un'altra modalità potrebbe essere quella che prevede una compensazione economica effettuata con riferimento al diverso valore dell'energia elettrica (dovuto al fatto che l'energia elettrica immessa e prelevata possono avere valori diversi in quanto si riferiscono a periodi diversi) e con riferimento al costo sostenuto per il trasporto dell'energia elettrica prelevata per la quota pari all'energia elettrica immessa (in sintesi ci si ridurrebbe a non sostenere il costo del trasporto per l'energia elettrica oggetto di compensazione, vale a dire quell'energia elettrica immessa e poi ri-prelevata).

Lo scambio sul posto per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW

In recepimento dell'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07, l'Autorità dovrà disciplinare le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento⁴⁴ con potenza nominale non superiore a 200 kW, tenendo conto della valorizzazione dell'energia elettrica scambiata con il sistema elettrico nazionale, degli oneri e delle condizioni per l'accesso alle reti. A differenza delle disposizioni relative alle fonti rinnovabili, quelle relative alla cogenerazione non impediscono la vendita dell'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto ai propri consumi e prevedono che si tenga conto della valorizzazione dell'energia elettrica scambiata con il sistema elettrico nazionale oltre che degli oneri e delle condizioni per l'accesso alle reti. L'Autorità ha già pubblicato due documenti per la consultazione⁴⁵ su questo tema, ai quali si rimanda.

5.4 Incentivi previsti dalla normativa vigente

Sia in Italia che all'estero, le recenti e spesso significative realizzazioni di impianti che sfruttano, ad esempio, fonti rinnovabili sono state possibili soltanto grazie a politiche d'incentivazione adottate dai vari governi. Tali politiche non sono esplicitamente riferite alla generazione distribuita, ma ad alcune tipologie impiantistiche o ad alcune fonti.

Attualmente gli strumenti di incentivazione sono in fase di ridefinizione. Pertanto nel seguito vengono elencati tali strumenti distinti per tipologia di impianto o di fonte utilizzata, evidenziando anche i principali riferimenti normativi. Si evidenzia che gli incentivi nel seguito richiamati sono esclusivamente riferiti agli impianti di produzione di energia elettrica e non contemplano il piano fiscale.

5.4.1 Incentivi previsti per le fonti rinnovabili*Introduzione*

La legislazione vigente prevede semplificazioni ed incentivi per le fonti rinnovabili, ed in particolare⁴⁶:

- i certificati verdi correlati all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (vds. l'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 e il decreto ministeriale 24 ottobre 2005), in fase di revisione da parte del legislatore;
- il conto energia per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici (vds. l'articolo 7 del decreto legislativo n. 387/03 e i decreti ministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006 e 19 febbraio 2007);
- il conto energia per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili (ad eccezione degli impianti fotovoltaici) di potenza fino a 1 MW (in fase di definizione da parte del legislatore);

⁴⁴ Maggiori considerazioni sulla cogenerazione ad alto rendimento sono riportate nel paragrafo 5.4.2.

⁴⁵ Si vedano il documento per la consultazione 31 luglio 2007, n. 30/07, e il documento per la consultazione 8 novembre 2007, n. 42/07.

⁴⁶ Si noti che, a seguito della liberalizzazione, le fonti rinnovabili sono inizialmente state definite dal decreto legislativo n. 79/99 e successivamente dal decreto legislativo n. 387/03 che ha recepito la definizione data dalla direttiva europea 2001/77/CE. In Italia, fino al 31 dicembre 2006, l'energia elettrica prodotta da rifiuti non biodegradabili, pur non essendo questi ultimi parte delle fonti rinnovabili, è stata comunque ammessa agli stessi incentivi previsti per le fonti rinnovabili. I rifiuti non biodegradabili non sono più ammessi al medesimo trattamento previsto per le fonti rinnovabili dall'1 gennaio 2007, fatti salvi i diritti acquisiti, per effetto della legge n. 296/06 (cd. Legge finanziaria 2007).

- precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili rispetto a quella prodotta da cogenerazione e da fonti convenzionali (vds. l'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99);
- semplificazioni per le connessioni (vds. l'articolo 14 del decreto legislativo n. 387/03), in fase di revisione da parte dell'Autorità (vds. il paragrafo 5.2.1);
- lo scambio sul posto per impianti di potenza nominale fino a 20 kW (vds. l'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03), definito dall'Autorità (vds. il paragrafo 5.3.2).

I certificati verdi

L'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio in data successiva all'1 aprile 1999⁴⁷. L'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, come modificato dall'articolo 28, comma 11, della legge 23 dicembre 2000, n. 388, prevede che l'obbligo si applica alle importazioni e alle produzioni di energia elettrica da fonti non rinnovabili, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh, nonché al netto dell'energia elettrica prodotta da impianti di gassificazione che utilizzino anche carbone di origine nazionale.

Per adempiere all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 i produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili possono:

- avvalersi di propri certificati verdi (di seguito: CV) associati alla realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento, o riattivazione, in data successiva all'1 aprile 1999 che hanno ottenuto la qualifica di "Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili" (di seguito: impianti IAFR);
- acquistare i CV da soggetti titolari di impianti IAFR, negoziandoli direttamente o tramite il Gestore del mercato Spa;
- acquistare i CV dal GSE al prezzo massimo di riferimento.

Il meccanismo dei certificati verdi comporta quindi costi aggiuntivi per i produttori e gli importatori da fonti non rinnovabili soggetti al sopra richiamato obbligo e ricavi aggiuntivi a quelli derivanti dalla vendita di energia elettrica per i produttori da fonti rinnovabili. Tale meccanismo è attualmente regolato dal decreto ministeriale 24 ottobre 2005 ⁴⁸ recante l'aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ed è in fase di revisione.

I certificati verdi vengono emessi dal GSE, previo ottenimento della qualifica IAFR e, inizialmente previsti per otto anni, vengono ora riconosciuti per un periodo di dodici anni, al netto del periodo di collaudo e avviamento, per effetto del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (articolo 267). Anche il periodo di riconoscimento dei certificati verdi è tuttora in revisione.

Ogni certificato verde è attualmente riferito a 0,05 GWh di energia elettrica prodotta su base annuale, con arrotondamento commerciale (anche la quantità di energia elettrica associata a un certificato verde è in revisione); il valore effettivo del certificato verde dipende dalla libera contrattazione tra i produttori da fonti rinnovabili che lo vendono e i produttori da fonti non

⁴⁷ Tale quota era stata inizialmente prevista pari al 2% delle importazioni e produzioni di energia elettrica da fonti non rinnovabili, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh, nonché al netto dell'energia elettrica prodotta da impianti di gassificazione che utilizzino anche carbone di origine nazionale. Nel 2004 è stata pari al 2,35%; nel 2005 al 2,70% e nel 2006 al 3,05%. Per gli anni successivi tale quota è in fase di revisione da parte del legislatore.

⁴⁸ Il decreto del Ministro della Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, 24 ottobre 2005 ha abrogato e sostituito il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il Ministro dell'Ambiente 11 novembre 1999.

rinnovabili che devono soddisfare l'obbligo previsto dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99.

Ogni anno il GSE, ai sensi del decreto ministeriale 24 ottobre 2005, calcola il prezzo massimo di riferimento che è risultato pari a 84,18 €/MWh per l'anno 2002, 82,4 €/MWh per l'anno 2003, 97,39 €/MWh per l'anno 2004, 108,92 €/MWh per l'anno 2005, 125,28 €/MWh per l'anno 2006 e 137,49 €/MWh per l'anno 2007 (quest'ultimo valore potrebbe essere rivisto in esito ad un ricorso attualmente pendente).

In materia di certificati verdi, l'Autorità, previa segnalazione da parte del GSE, eroga sanzioni ai soggetti inadempienti all'obbligo previsto dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99.

Il conto energia per gli impianti fotovoltaici

Al fine di dare nuovo impulso al settore fotovoltaico, il legislatore italiano ha previsto, con l'approvazione del decreto legislativo n. 387/03, l'introduzione in Italia di un sistema di incentivazione in conto energia per gli impianti fotovoltaici. Tale criterio di incentivazione è poi stato definito con i decreti ministeriali 28 luglio 2005⁴⁹, 6 febbraio 2006⁵⁰ e 19 febbraio 2007⁵¹.

In particolare, i decreti ministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 hanno introdotto un incentivo per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza nominale compresa tra 1 kW_p e 1.000 kW_p, collegati alla rete ed entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento⁵², in data successiva al 30 settembre 2005. Tali decreti prevedevano l'ammissione al diritto all'incentivo sulla base dei dati di progetto degli impianti e prevedevano incentivi in conto energia, erogati per i primi 20 anni di esercizio dell'impianto, con valori correlati alla taglia dell'impianto, alla modalità scelta per la cessione dell'energia elettrica in rete e all'anno di presentazione della domanda per l'ottenimento dell'incentivo, come evidenziato nella tabella 5.5:

INCENTIVI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO		
Classe impianto	Potenza (kW)	Incentivo (€/kWh)
Classe 1	1 ≤ P ≤ 20	0,445 (con scambio sul posto)
		0,460 (senza scambio sul posto)
Classe 2	20 < P ≤ 50	0,460
Classe 3	50 < P ≤ 1000	0,490 (valore massimo)

- tabella 5.5 -

Per gli impianti fotovoltaici di potenza nominale compresa tra 1 kW_p e 50 kW_p, il valore dell'incentivo è predefinito e pari al valore riportato in tabella 5.5. Per gli impianti di taglia maggiore di 50 kW_p, il valore riportato in tabella 5.5 rappresenta l'incentivo massimo percepibile. Infatti, per gli impianti ricadenti in tale categoria, la normativa prevedeva l'ammissione all'incentivo sulla base di una gara al ribasso a partire dal valore predefinito, e quindi gli impianti ammessi percepiscono il valore dell'incentivo offerto in fase di presentazione della domanda. Per ciascun impianto, il corrispettivo calcolato all'atto dell'approvazione della domanda presentata

⁴⁹ Decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 28 luglio 2005.

⁵⁰ Decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 6 febbraio 2006.

⁵¹ Decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007.

⁵² Nel caso di potenziamento, l'incentivo viene riconosciuto limitatamente alla produzione aggiuntiva ottenuta a seguito dell'intervento.

rimane fisso per tutti i 20 anni. Infine, il decreto 6 febbraio 2006 prevedeva un aumento del 10% dell'incentivo qualora i moduli fotovoltaici siano integrati su un edificio di nuova costruzione o su edifici esistenti oggetto di ristrutturazione.

L'Autorità, con la deliberazione n. 188/05⁵³, così come modificata e integrata dalla deliberazione n. 40/06⁵⁴, in applicazione di quanto previsto dai decreti ministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006, ha individuato nel GSE il "soggetto attuatore", vale a dire il soggetto che eroga gli incentivi, ed esegue le verifiche sui progetti di impianto e sugli impianti in esercizio e ha definito le modalità e le condizioni per l'erogazione degli incentivi.

Successivamente il decreto ministeriale 19 febbraio 2007 ha rivisto i criteri per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici prevedendo l'ammissione all'incentivo non più sulla base dei dati di progetto, ma sulla base dei dati effettivi di esercizio dell'impianto, evitando quindi di assegnare diritti all'incentivo ad impianti che non sarebbero mai stati realizzati. Il medesimo decreto ha previsto di erogare l'incentivo per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 1 kW_p (senza più indicazione della potenza massima), collegati alla rete ed entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento⁵⁵, a decorrere dal 13 aprile 2007. Con tale decreto sono stati rivisti anche i valori dell'incentivo, da erogare per i primi 20 anni di esercizio dell'impianto, differenziati per potenza e per ubicazione, come evidenziato dalla tabella 5.6 (i valori riportati sono applicabili per impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2008):

Potenza nominale dell'impianto		Tipologia di impianto fotovoltaico		
		1 Non integrato	2 Parzialmente integrato	3 Integrato
[kW]		[euro/kWh]	[euro/kWh]	[euro/kWh]
A)	$1 \leq P \leq 3$	0,40	0,44	0,49
B)	$3 < P \leq 20$	0,38	0,42	0,46
C)	$P > 20$	0,36	0,40	0,44

- tabella 5.6 -

Per ciascun impianto, il corrispettivo calcolato all'atto dell'ammissione all'incentivo rimane fisso per tutti i 20 anni. Infine, il decreto ministeriale 19 febbraio 2007 ha previsto un ulteriore premio per impianti fotovoltaici in regime di scambio sul posto associato a interventi di risparmio energetico attestati dalle opportune certificazioni.

L'Autorità, con la deliberazione n. 90/07⁵⁶, in applicazione di quanto previsto dal decreto ministeriale 19 febbraio 2007, ha definito le modalità e le condizioni per l'erogazione degli incentivi.

La misura dell'energia prodotta

Nei casi in cui sia necessaria la misura dell'energia elettrica prodotta, ad esempio qualora l'incentivo è riferito a tale dato come nel caso del conto energia per il fotovoltaico e nel caso dei

⁵³ Deliberazione dell'Autorità 14 settembre 2005, n. 188/05 e sue successive modifiche e integrazioni.

⁵⁴ Deliberazione dell'Autorità 24 febbraio 2006, n. 40/06 e sue successive modifiche e integrazioni.

⁵⁵ Nel caso di potenziamento, l'incentivo viene riconosciuto limitatamente alla produzione aggiuntiva ottenuta a seguito dell'intervento.

⁵⁶ Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 aprile 2007, n. 90/07.

certificati verdi, le responsabilità e i corrispettivi del servizio sono definiti dalla deliberazione n. 88/07⁵⁷, e in particolare:

- il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale fino a 20 kW è il gestore di rete. Il corrispettivo a copertura di tale attività è definito dall'Autorità e, nell'anno 2007, era pari a 28,19 € all'anno;
- 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. Il corrispettivo a copertura di tale eventuale attività offerta dal gestore di rete è definito dal medesimo che pubblica e rende note le metodologie di calcolo e le voci di costo di detto corrispettivo.

Il posizionamento delle apparecchiature di misura, qualora effettuato dal gestore di rete, è concordato con il produttore sulla base di scelte razionali e nel rispetto di alcuni requisiti minimi correlati a requisiti antifrode e a questioni di sicurezza.

Infine, tutte le apparecchiature di misura devono essere in grado di rilevare la misura di energia prodotta su base oraria e devono essere dotate di dispositivi per l'interrogazione ed acquisizione per via telematica delle misure da parte dei gestori di rete.

5.4.2 Gli incentivi previsti per la cogenerazione ad alto rendimento

Introduzione

La legislazione vigente (articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99) definisce la cogenerazione come la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati, secondo le modalità definite dall'Autorità.

L'Autorità, con la deliberazione n. 42/02⁵⁸, ha definito le condizioni che la produzione combinata di energia elettrica e calore deve soddisfare per poter essere definita "cogenerazione". In particolare, per cogenerazione si intende un processo integrato di produzione combinata di energia elettrica o meccanica E_e e di energia termica con diversa finalità (civile o industriale) $E_t = E_{t,civ} + E_{t,ind}$, entrambe considerate energie utili, che a partire da una qualsivoglia combinazione di fonti primarie di energia E_c e con riferimento a ciascun anno solare, soddisfa entrambe le seguenti condizioni:

- la prima basata sull'indice di risparmio energetico IRE e finalizzata a garantire un significativo risparmio di energia primaria:

$$IRE = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{es} \cdot p} + \frac{E_{t,civ}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{E_{t,ind}}{\eta_{ts,ind}}} \geq IRE_{min}$$

- la seconda basata sul limite termico LT e finalizzata a garantire un recupero significativo di calore utile:

$$LT = \frac{E_t}{E_e + E_t} \geq LT_{min}$$

I valori dei parametri η_{es} , $\eta_{ts,civ}$, $\eta_{ts,ind}$ e p , oltre che i valori dei termini IRE_{min} e LT_{min} sono stati definiti dalla deliberazione n. 42/02 e successivamente aggiornati dalla deliberazione n. 296/05. In particolare, i valori dei parametri η_{es} , $\eta_{ts,civ}$, $\eta_{ts,ind}$, LT_{min} e IRE_{min} introdotti dalla deliberazione n. 42/02 sono in vigore per gli impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2005, mentre i valori

⁵⁷ Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 aprile 2007, n. 88/07.

⁵⁸ Deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2002, n. 42/02, come successivamente modificata e integrata.