

Atto n. 23/07

**ORIENTAMENTI PER LA GESTIONE DELLA PRIORITÀ DI
DISPACCIAMENTO RELATIVA AD IMPIANTI DI PRODUZIONE DA FONTI
RINNOVABILI IN SITUAZIONI DI CRITICITÀ DEL SISTEMA ELETTRICO
NAZIONALE**

*Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica*

5 giugno 2007

Premessa

Con il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, concernente l'attuazione della direttiva 2001/77/CE in materia di promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili (di seguito: decreto legislativo n. 387/03), anche in Italia si è avviato un processo di promozione dello sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

In ottemperanza alle disposizioni contenute nel predetto decreto legislativo e negli atti ad esso collegati, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha adottato numerosi provvedimenti in materia di accesso al sistema elettrico riguardanti la connessione alle reti elettriche, il dispacciamento e la cessione al mercato dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, nonché condizioni per il funzionamento dei meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica prodotta.

Nell'ambito di tale azione normativa rientra anche il procedimento avviato con deliberazione 7 luglio 2005, n. 138/05 (di seguito: deliberazione n. 138/05), riguardante la definizione di condizioni per la gestione della priorità di dispacciamento relativa ad impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale che rappresenta una parte del più ampio problema dell'effettiva integrazione nel mercato della produzione da fonti rinnovabili non programmabili. Tale integrazione è affetta da problematiche tanto maggiori quanto più la porzione di sistema elettrico nel quale la produzione deve essere integrata è interessata da rigidità di esercizio derivanti da scarsa flessibilità del parco di produzione in grado di fornire risorse per la sicurezza ed è debolmente interconnessa con il resto del sistema elettrico.

Il presente documento per la consultazione reca alcuni orientamenti dell'Autorità formulati nell'ambito del procedimento di cui alla deliberazione n.138/05 circa la gestione del dispacciamento delle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili in condizioni di criticità del sistema elettrico.

Tutto ciò considerato, i soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro e non oltre il termine improrogabile del 22 settembre 2007.

***Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:
Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Mercati
Unità Fonti rinnovabili, produzione di energia e impatto ambientale
Unità Dispacciamento, trasmissione/trasporto e stoccaggi***

***Piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02.655.65.336/387
fax 02.655.65.222
e-mail: mercati@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it***

1. Il procedimento di cui alla deliberazione n. 138/05

L'Autorità, con la deliberazione n. 138/05, ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di condizioni per la gestione della priorità di dispacciamento relativa ad impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale. Tale procedimento si inserisce, tra l'altro, nel quadro dei provvedimenti assunti dall'Autorità nell'ambito delle attività collegate al decreto legislativo n. 387/03. Con detto procedimento, l'Autorità ha inteso rispondere alle esigenze espresse da alcune associazioni di produttori e da diversi soggetti interessati circa la necessità di disporre di un quadro normativo certo per quanto riguarda le condizioni di immissione dell'energia elettrica nelle reti con obbligo di connessione di terzi da parte di impianti di produzione da fonti rinnovabili non programmabili quali, ad esempio, gli impianti eolici.

Le problematiche in oggetto sono state portate all'attenzione dell'Autorità in seguito ad alcune disposizioni definite dalla società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa – di seguito: il Gestore della rete - (ora Terna – Rete elettrica nazionale Spa – di seguito: Terna) indirizzate a poter disporre della possibilità di modulazione dell'immissione di energia elettrica per talune unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili (nei casi specifici, riduzione delle immissioni di unità di produzione di tipo eolico) in certe zone (Sicilia e Sardegna) affette da una certa "rigidità del dispacciamento", definita come:

- a) scarsa capacità di esportazione verso altre zone a cui le medesime sono interconnesse;
- b) scarsa flessibilità del parco termoelettrico intesa come impossibilità di fermata notturna di alcune unità di produzione;
- c) presenza di impianti di produzione alimentati da fonti convenzionali con vincoli contrattuali che condizionano il dispacciamento (ad es. unità di produzione Cip 6 da fonti non rinnovabili).

Tali esigenze deriverebbero dagli esiti di studi condotti da Terna (trasmessi all'Autorità con lettera del 12 maggio 2005 - protocollo Autorità n. 011660 del 18 maggio 2005) e inciderebbero sulle modalità di dispacciamento dei citati impianti da fonte rinnovabile in situazioni non ordinarie di gestione del sistema elettrico nazionale in talune zone (Sicilia e Sardegna) dove risulterebbe necessario:

- a) definire, in via transitoria, limiti massimi zionali all'energia elettrica immessa da unità di produzione da fonte rinnovabile non programmabile in particolari condizioni di criticità;
- b) introdurre, conseguentemente, misure transitorie per il controllo del livello complessivo di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, ai fini della salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico e del perseguimento dei minimi costi del servizio, in particolare nelle zone Sicilia e Sardegna.

Le predette necessità di modulabilità della produzione da fonte rinnovabile non programmabile potranno, a giudizio di Terna, essere ridotte o del tutto eliminate a fronte della realizzazione di alcuni sviluppi di rete, quali i collegamenti fra la Sardegna e la Corsica, fra la Sardegna e il Continente, nonché fra la Sicilia e il Continente.

In seguito alla diffusione di tali elementi, le condizioni per la gestione della modulazione del livello di produzione da fonte eolica sono stati sviluppati sul piano tecnico nell'ambito di un gruppo di lavoro presso il comitato elettrotecnico italiano (CEI) pervenendo, in data 1 dicembre 2006, alla elaborazione dell'Appendice 6 alla norma CEI 11-32 richiamata dal punto 1B.5 del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (codice di rete) come parte integrante delle regole tecniche di connessione per gli impianti di generazione direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale.

Nell'ambito del gruppo di lavoro CEI, oltre che le modalità tecniche di attuazione delle esigenze straordinarie di modulazione della produzione eolica manifestate da Terna, sono stati sviluppati ulteriori requisiti tecnici riguardanti l'ordinaria capacità di regolazione della potenza attiva e reattiva, nonché l'ordinario livello di resistenza del sistema di regolazione degli impianti a transitori di rete che comportino una riduzione del livello della tensione di rete.

In particolare, il paragrafo 5 della predetta appendice reca indicazioni generali riguardanti la predisposizione di risorse ai fini della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico da parte degli impianti di produzione da fonte eolica riconducibili a capacità di:

- regolazione della potenza attiva e della potenza reattiva;
- superamento di transitori di rete che determinino abbassamenti della tensione in rete;
- controllo dell'inserimento in rete della produzione nelle fasi di avvio dell'impianto;
- attuare riduzioni della produzione sulla base di condizioni e ordini impartiti da Terna.

Tuttavia, l'appendice n. 6 alla norma CEI 11-32 non impone direttamente ai produttori l'obbligo di installazione dei dispositivi per l'attuazione delle predette azioni di controllo rimandando, per questo, alla discrezionalità di Terna.

È da notare che la capacità di regolazione degli impianti di produzione attiene alla gestione ordinaria dell'interazione tra centrale di produzione e rete elettrica e non dovrebbe essere tale da incidere sensibilmente sugli obiettivi di massimizzazione dello sfruttamento delle risorse rinnovabili né, tantomeno, sulle attese di ricavo dei produttori soggetti a tali obblighi di regolazione. Al contrario, il ricorso alla modulazione della produzione (qualora utilizzato come risorsa corrente per la sicurezza in termini di riduzioni della produzione sulla base di condizioni e ordini impartiti da Terna) potrebbe determinare effetti di sensibile riduzione della produzione da fonte rinnovabile e mancati ricavi per i produttori fino, al limite, a determinare condizioni di antieconomicità della realizzazione degli impianti di produzione. Si segnala che il ricorso alla riduzione della produzione da fonte eolica dovrebbe rappresentare un evento straordinario dovendo il sistema elettrico essere adeguatamente sviluppato al fini dello sfruttamento delle fonti rinnovabili.

Alla luce di quanto predetto l'Autorità ritiene necessario procedere ad una chiara definizione del quadro degli obblighi per gli utenti del dispacciamento di unità di produzione da fonte non programmabile (in particolare da fonte eolica) sia per quanto riguarda la gestione ordinaria dell'interazione tra impianti di produzione da fonte eolica e rete elettrica del sistema sia per quanto riguarda la gestione straordinaria della predetta interazione.

2. Modalità di accesso alla rete per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili

La necessità di incremento della quota complessiva di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile impone il maggior sfruttamento possibile di tali risorse che includono, tra l'altro, quote rilevanti di produzione di tipo non programmabile quali la fonte fotovoltaica e la fonte eolica. Il concetto più volte utilizzato di non programmabilità delle fonti rinnovabili può essere ricondotto all'impossibilità di stoccaggio di dette fonti (a meno di quantitativi minimi). In tal senso, la non programmabilità non consiste nella non prevedibilità del livello di produzione, ma piuttosto nell'impossibilità di programmare una precisa azione di controllo che necessiti di una capacità di gestione (a programma) della fonte primaria. Pertanto è necessario sottolineare il fatto che la produzione di energia elettrica difficilmente programmabile (nel senso che non possono essere programmate azioni di modulazione della medesima), in realtà, potrebbe essere comunque prevedibile con un buon grado di approssimazione.

La disciplina relativa all'accesso al sistema elettrico per la produzione da fonte rinnovabile già prevede, oltre alle disposizioni per la connessione alle reti elettriche alle condizioni definite dall'Autorità con le deliberazioni n. 281/05 e n. 89/07:

- a) la garanzia della priorità di dispacciamento (a parità di prezzo offerto) nei mercati dell'energia elettrica per le unità di produzione da fonti rinnovabili (in particolare, non programmabili);
- b) la previsione che gli utenti del dispacciamento delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili definiscano i programmi di immissione utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza (Terna può segnalare all'Autorità significativi e reiterati scostamenti dall'applicazione dei predetti principi, per l'adozione dei relativi provvedimenti di competenza);
- c) la non abilitazione alla fornitura di risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) per le fonti rinnovabili non programmabili;
- d) la valorizzazione degli sbilanciamenti effettuata al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel mercato del giorno prima nel periodo rilevante e nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento¹. Eventuali variazioni imposte da Terna in tempo reale sono valorizzate al medesimo prezzo sopra indicato, secondo quanto stabilito al punto 7.3.1.4 del Codice di trasmissione e dispacciamento;
- e) la remunerazione da parte di Terna dei vincoli di offerta, ovvero della mancata capacità produttiva secondo quanto stabilito dal capitolo 7, paragrafo 7.3.1.3 del Codice di trasmissione e dispacciamento, nel caso di comunicazioni di limitazioni sulla producibilità massima di una unità di produzione pervenute oltre le tempistiche previste per la definizione dei piani di indisponibilità di elementi di rete.

L'incremento prospettico di capacità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili in talune zone affette da problematiche di *rigidità* del dispacciamento, determina la necessità di procedere alla verifica dell'idoneità della disciplina attualmente in vigore e, qualora risultasse necessario, alla formulazione di eventuali orientamenti aggiuntivi finalizzati ad una più armonica integrazione nel mercato elettrico della produzione da fonte rinnovabile di tipo non programmabile.

3. Produzione da fonti rinnovabili non programmabili e dispacciamento: il caso eolico

Alla luce delle predette considerazioni, stante le problematiche rappresentate da Terna, l'Autorità ritiene che sia necessario, almeno per la fonte eolica, pervenire alla definizione di un quadro normativo riguardante:

- a) gli obblighi di fornitura delle risorse per la normale gestione operativa dell'interazione centrale-rete (azioni di controllo della potenza attiva/reactiva, resistenza agli abbassamenti di tensione, gradualità di avviamento della produzione) - *risorse per la regolazione e il controllo della produzione*;
- b) gli obblighi di modulazione (in riduzione) della produzione da fonte eolica sulla base di ordini impartiti da Terna in situazioni di criticità del funzionamento del sistema elettrico - *risorse per la modulazione della produzione (in condizioni di criticità dello stato di funzionamento del sistema elettrico)*;
- c) l'eventuale remunerazione per la fornitura delle risorse di cui alle precedenti lettere a) e b);
- d) la formazione di un adeguato segnale economico affinché Terna attui uno sviluppo del sistema di trasmissione finalizzato allo sfruttamento delle fonti rinnovabili.

È da notare che la fornitura di risorse per l'eventuale rispetto degli obblighi di cui alle precedenti lettere a) e b) comporta l'installazione e l'esercizio di componenti dedicati alla misura e al controllo

¹ È da osservare che tale valorizzazione degli sbilanciamenti non consente un corretto trasferimento ai soggetti che determinano sbilanciamenti del segnale di costo indotto sul sistema dagli sbilanciamenti medesimi.

della produzione. In aggiunta, in particolare per quel che riguarda la capacità di modulazione di cui alla lettera b), oltre che l'installazione dei predetti componenti i produttori dovrebbero dotarsi di una struttura atta alla gestione operativa della produzione alla pari di quanto effettuato per gli impianti che forniscono risorse per il servizio di dispacciamento (apparecchiature per il controllo da remoto della produzione e/o centri di controllo dedicati).

L'Autorità sta effettuando indagini volte alla quantificazione dell'incidenza sul costo complessivo di impianto delle apparecchiature e dei componenti necessari all'attuazione delle azioni di regolazione e controllo secondo quanto stabilito dall'Appendice 6 alla norma CEI 11-32 (cfr. allegato 1 al presente documento) al netto degli eventuali costi connessi a centri di telecontrollo. Sulla base di indagini informali preliminari l'Autorità ritiene che tale incidenza non superi qualche per cento nel caso di nuove installazioni.

S1 Si ritiene corretta tale valutazione? Con riferimento alla richiesta di informazioni formulata dall'Autorità e indicata nell'allegato 1 al presente documento, si invitano i soggetti interessati a trasmettere qualunque informazione ritenuta utile.

Obblighi di regolazione e controllo

Alla luce delle analisi preliminari condotte dall'Autorità, si propone che la regolazione e il controllo della produzione costituisca un obbligo per i soggetti produttori almeno per quanto riguarda gli impianti la cui richiesta di connessione è stata presentata successivamente alla data di entrata in vigore dell'Appendice 6 alla norma CEI 11-32 e per i quali Terna abbia ufficialmente richiesto la predisposizione delle funzionalità richiamate nella predetta appendice². In aggiunta a tali impianti si propone che Terna abbia facoltà di imporre i predetti obblighi anche ad impianti la cui richiesta di connessione è stata presentata anteriormente alla data di entrata in vigore dell'Appendice 6 alla norma CEI 11-32 e per i quali non siano ancora stati effettuati gli ordini per l'acquisto dei macchinari di centrale.

S2 Si ritiene corretta tale previsione? Tale obbligo dovrebbe essere accompagnato da misure compensative? Se sì, quali?

Obblighi di modulazione

Per quanto concerne l'obbligo di modulazione, l'Autorità ritiene che possano valere le considerazioni già indicate per quanto riguarda gli obblighi di regolazione e controllo.

S3 Si ritiene corretta tale previsione? Tale obbligo dovrebbe essere accompagnato da misure compensative dal punto di vista dei costi dei relativi componenti? Se sì, quali? (Per la remunerazione delle azioni di modulazione, si rimanda al paragrafo seguente).

Remunerazione delle azioni di modulazione

Ripetute azioni di riduzione della produzione o distacco dalla rete potrebbero comportare consistenti mancati ricavi e, conseguentemente, potrebbero minare la copertura dei costi fissi di impianto: appare, pertanto, opportuno prevedere l'introduzione di forme di reintegro dei corrispondenti mancati ricavi. Tale approccio trova fondamento nel fatto che, nel caso di impianti da fonte rinnovabile, all'imposizione di riduzione di produzione non corrisponde un sensibile costo

² Da segnalare che tale obbligo è già in vigore in numerosi sistemi elettrici europei tra cui la Danimarca, la Spagna e la Germania in cui si è assistito ad una recente massiccio sviluppo dell'eolico.

evitato di approvvigionamento della fonte primaria al contrario di quanto avviene, invece, per la produzione di energia elettrica da fonti fossili. Ne consegue che le azioni di riduzione forzata della produzione, per effetto del mancato ricavo della cessione di energia elettrica al mercato e della riduzione dell'ammontare di energia elettrica utile per l'attribuzione degli incentivi alla produzione da fonte rinnovabile (siano essi di tipo in "conto energia" siano essi i certificati verdi), potrebbero andare a detrimento della redditività dell'investimento fino a rendere, al limite, antieconomica la realizzazione di tali impianti. A ciò deve essere aggiunto il fatto che la straordinarietà del ricorso a tali azioni di modulazione sarebbe non prevedibile da parte del produttore con conseguente assunzione di un rischio non gestibile dal medesimo produttore.

L'Autorità ritiene che, in caso di azioni di riduzione in tempo reale del livello di energia elettrica immessa, data l'attuale disciplina di valorizzazione degli sbilanciamenti, ai corrispondenti utenti del dispacciamento potrebbe essere riconosciuto il costo opportunità valutato sulla base del valore dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella zona corrispondente, fermo restando lo spostamento nel tempo del periodo di fruizione del diritto all'ottenimento dei certificati verdi secondo quanto indicato all'articolo 5, comma 13, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005.

Nel contempo, poiché in tempi recenti, è stata data grande enfasi all'importanza di una corretta previsione della produzione da fonte eolica, anche l'Autorità ritiene opportuno promuovere azioni volte al miglioramento della capacità previsionale di detta fonte³. Più in generale, partendo dal presupposto che un elevato grado di affidabilità della previsione della produzione da fonti rinnovabili, ivi incluse quelle difficilmente programmabili ma la cui potenza prodotta può essere prevista con tempistiche coerenti a quelle necessarie alla comunicazione dei programmi nell'ambito del dispacciamento, avrebbe un effetto benefico sulla riduzione di costi per il sistema elettrico⁴, l'Autorità intende valutare l'opportunità, anche attraverso una modifica dell'attuale disciplina di determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento, che anche a tali fonti sia fornito il segnale economico dei costi e dei benefici derivanti al sistema elettrico per effetto della programmazione. Tale segnale contribuirebbe, inoltre, a garantire l'efficienza delle scelte di investimento degli operatori tra le diverse tecnologie e le diverse fonti produttive disponibili. In assenza di tale segnale e con particolare riferimento alla fonte eolica, l'Autorità intende proporre uno schema per la remunerazione delle azioni di modulazione atto anche alla promozione dell'affidabilità della previsione della produzione eolica. In particolare si propone che:

- a) Terna elabori, ad esempio su base mensile, un indice di affidabilità delle previsioni della produzione eolica. Tale indice può essere ottenuto dalla somma dei valori assoluti delle deviazioni orarie (rapportata, ad esempio, alla producibilità dell'unità di produzione) nel corso dei dodici mesi precedenti⁵;
- b) in condizioni di emergenza tali da richiedere la modulazione in riduzione della produzione da fonte eolica, Terna chiami a ridurre la produzione a partire dagli impianti caratterizzati dal minor valore dell'indice di affidabilità;
- c) alla mancata produzione sia riconosciuto il costo opportunità valutato pari al valore dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella zona corrispondente;
- d) la mancata produzione di cui alla precedente lettera c) sia posta pari alla differenza tra il programma di immissione e l'immissione effettiva e che tale differenza sia modificata in ragione del predetto indice di affidabilità (ad esempio ridotta in maniera inversamente proporzionale all'indice di affidabilità).

³ Si vedano anche le considerazioni indicate all'inizio del paragrafo 2 del presente documento circa il rapporto tra la cosiddetta non programmabilità e la prevedibilità della produzione.

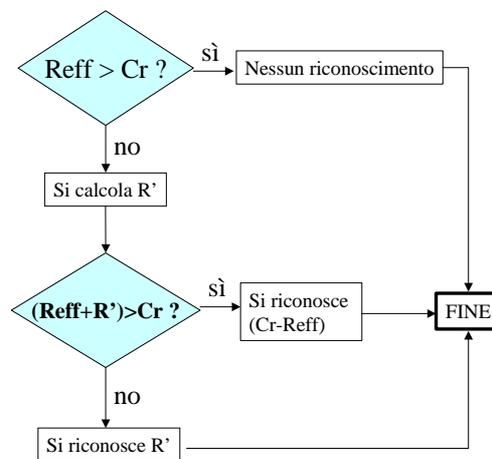
⁴ Si pensi, ad esempio, alla necessità di predisporre riserva in grado di inseguire le variazioni della produzione non programmabile.

⁵ Si ricorda che per gli utenti del dispacciamento delle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili vige l'obbligo di presentazione a Terna dei programmi di immissione. Si vedano, al riguardo, le disposizioni di cui all'articolo 14, comma 14.6, dell'allegato A alla deliberazione n. 111/06 (cfr. lettera b), del paragrafo 2 del presente documento).

- S4 *Si ritiene che le soluzioni sopra indicate siano corrette ? Quali criticità potrebbero sorgere ai fini dell'attuazione di tali previsioni ? Quali altre soluzioni potrebbero essere prospettate?*
- S5 *Si ritiene corretto che l'Autorità promuova azioni volte al miglioramento della capacità di previsione degli impianti di produzione da fonti energetiche rinnovabili ed in particolare da fonte eolica? Con quale metodo si potrebbe promuovere la capacità previsionale della produzione da fonti rinnovabili non programmabili e, in particolare, da fonte eolica ?*
- S6 *Quale dovrebbe essere la dimensione minima, in termini di potenza installata, oltre la quale si ritiene opportuno ed economicamente sostenibile predisporre un sistema di promozione della previsione della produzione ?*
- S7 *Quali altre capacità previsionali potrebbero essere sviluppate nell'ambito della produzione da fonti rinnovabili non programmabili ?*
- S8 *In riferimento alla necessità di incrementare la capacità previsionale della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili quali altre considerazioni devono essere tenute in conto ? In particolare, si ritiene che gli orientamenti proposti possano trovare applicazione anche per tipologie di produzione che sebbene siano formalmente classificate dalla normativa attuale come non programmabili risultano in pratica programmabili con un discreto grado di affidabilità ?*
- S9 *Quali azioni potrebbero essere intraprese per una crescente integrazione nel sistema elettrico delle fonti rinnovabili non programmabili ? Si ritiene che sia opportuno procedere alla promozione di soluzioni volte allo stoccaggio dell'energia elettrica prodotta da fonti non programmabili ? Se sì, secondo quali modalità e con quali prospettive nel medio termine ?*

In alternativa a quanto sopra indicato si potrebbe prevedere che la reintegrazione dei costi abbia luogo solo qualora fosse dimostrabile che data la producibilità dell'impianto, valutata per mezzo di misurazioni della fonte primaria (note le caratteristiche di producibilità degli impianti), la differenza tra ricavi attesi in caso di assenza di azioni di modulazione e ricavi effettivi (qualora l'unità sia stata sottoposta ad azioni di modulazione) è di entità tale da non consentire la copertura dei costi di produzione riconosciuti, con apposito provvedimento, dall'Autorità⁶ (cfr. figura 1).

Cr = Costi riconosciuti
 Reff = Ricavi effettivi
 R' = Ricavo perso per mancata produzione conseguente all'attivazione del telescatto



N.B. in questo caso $R' < (Cr-Reff)$

⁶ Cfr. al riguardo il capitolo n. 4 del documento per la consultazione pubblicato dall'Autorità nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 27 dicembre 2006, n. 317/06.

S10 Si ritiene che la modalità sopra indicata sia formulata correttamente ?

Ad ogni modo, i sistemi di remunerazione sopra indicati prescindono dalla straordinarietà o meno del ricorso alla modulazione della produzione da fonte eolica. È chiaro che detti sistemi devono essere accompagnati da un monitoraggio dell'utilizzo della modulazione da parte di Terna onde rendere evidente il raggiunto limite di sfruttamento della risorsa eolica stante il grado di adeguatezza del sistema di trasmissione.

Ulteriori considerazioni

Date le suddette modalità di remunerazione (ivi inclusi i regimi di remunerazione garantita per particolari tipologie di impianti definite in apposite convenzioni – ad es. impianti Cip6), nel caso in cui le azioni di modulazione possono essere attuate da più unità di produzione in maniera tra loro sostitutiva, Terna è, ovviamente, tenuta ad agire secondo principi di economicità. In particolare, al fine di massimizzare lo sfruttamento delle fonti rinnovabili, date le condizioni tecnico-economiche sulla base delle quali è possibile imporre limitazioni al livello di produzione degli impianti Cip6 stabilite in ciascuna convenzione di cessione, sarebbe opportuno che Terna sfruttasse in via prioritaria tutte le possibilità di flessibilizzazione offerte dalle predette condizioni.

S11 Si ritiene corretto il criterio sopra esposto ?

Sviluppo delle reti elettriche ai fini dell'incremento dello sfruttamento delle fonti rinnovabili

Nell'ambito dell'azione regolatoria attuata dall'Autorità, Terna dovrebbe essere incentivata ad intraprendere azioni di sviluppo del sistema di trasmissione atte ad evitare ostacoli all'accesso al sistema elettrico della produzione da fonte rinnovabile. L'azione di incentivazione necessiterà di essere adeguatamente sviluppata nell'ambito più generale di definizione di incentivi per Terna come richiamato nelle disposizioni di cui alla deliberazione n. 226/05 e negli orientamenti che l'Autorità indicherà nel documento per la consultazione relativo al servizio di trasmissione per il III periodo di regolazione (2008-2011).

S12 Il presente documento, per quanto concerne lo sviluppo delle reti elettriche, è incentrato sul sistema di trasmissione. Quali elementi si ritiene debbano essere presi in considerazione dall'Autorità circa lo sviluppo delle reti di distribuzione al fine dell'integrazione nel mercato della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ?

Allegato 1

DIREZIONE MERCATI
ENERGIA ELETTRICA E GAS NATURALE

Il Direttore

Inviata via fax

c.a.

.....

Milan, 11th April 2007

COO____UNI____VAN____

Prot. GB/M07/ /ELT/FPA/gc-mpz

Subject: information request on wind farm costs

Dear Madam,

Italian Regulatory Authority of Electricity and Gas (AEEG) is the Italian regulator of electricity and gas markets. In his role, AEEG is requested to set up technical and economical condition for accessing the networks, to establish network tariffs, to regulate quality of services and to promote markets competition.

As it is known, the growing interest on renewables brings to deal with the problem of grid integration of interruptible productions (such as energy production from wind resources). This represents a special problem for Italy, where wind farms are usually located in electrical regions scarcely interconnected and with poor control capability. In this context, the Italian Electricity Technical Committee (CEI) set up a rule indicating wind turbines requirements for effective wind farms grid integration (such requirements are listed in the attached document).

AEEG would like to collect information relevant to costs (in terms of percentage of the total average costs) incurred in case of fulfilling the mentioned requirements. We kindly ask you to fill the attached questionnaire. Responses can be sent to following fax number +39.02.65565.222 or by e-mail mercati@autorita.energia.it (subject to be indicated "wind farms costs"). For any request, please, do not hesitate to contact us at the following number +39.02.65565.336. Collected information could be disclosed uniquely in aggregated and anonymous way in AEEG public consultation procedures.

Kind regards.

Guido Bortoni

Questionnaire on wind turbines capability to comply with CEI 11-32 Appendix 6 requirements

Requirements of CEI 11-32 Appendix 6 are:

- **Low Voltage Ride Trough (LVRT) Capability** (as indicated in figure 1);

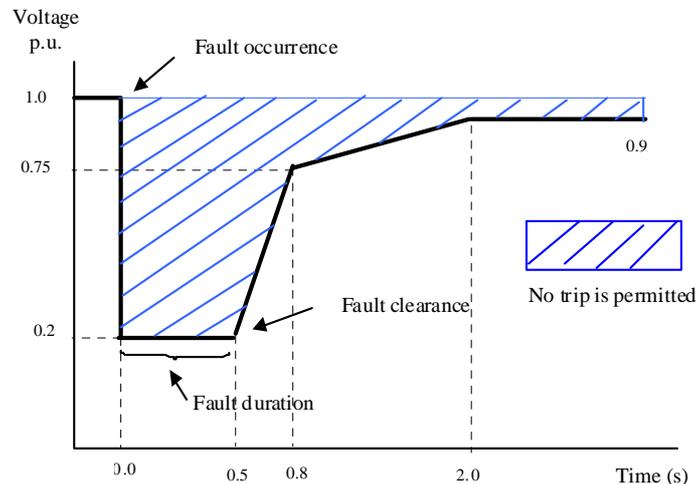


figure 1

- **power factor control** (adjustable power factor set point from 0.95 leading to 0.95 lagging at generator terminals);
- **active power control**
 - Power output variation with frequency (from 47.5 Hz to 50.3 Hz constant; from 50.3 Hz to 51.5 Hz decreasing proportionally to droop, with droop adjustable setting from 2 to 5)
 - Power output gradient (during start-up conditions power output variation must be lower than 20% of rating power per minute)
 - Parallel must be prevented whenever frequency grid exceeds 50.3 Hz
- **power output reduction** (on TSO request the power output shall be reduced up to requested quantity via local operator or automatically on the basis of a signal from TSO).

To be noted that active power control and power reduction facilities are referred to the whole wind farm: the prescriptions may be complied with through each WGT control system or through a unique wind farm control system, depending on manufacturer standard.

In the next table there are different wind farm configurations: different size of wind turbine generators and different overall powers rated power. We ask you to indicate the percentage contributions to overall cost due to different components included capabilities requested by CEI 11-32 Appendix 6.

		<i>Wind Turbines Generator Size</i>		
		1,5 MW	2 MW	3 MW
20 MW		%/ TOTAL	%/ TOTAL	%/ TOTAL
	Main Item	14x1.5	10x2	7x3
	A	Design, fabrication and supply		
	B	Transportation to site		
	C	Erection, commissioning and start-up		
		MAIN ITEM COST (A+B+C)		
		Facility to comply with CEI 11-32 - Appendix 6		
	E	Low Voltage Ride Through Capability		
	F	power factor control		
	G	Active power control		
	H	power reduction		
	I	Others (please, specify)		
		CEI 11-32 facility COST (E+F+G+H+I)		
		TOTAL COST (A+B+C+E+F+G+H+I)	100%	100%
50 MW		%/ TOTAL	%/ TOTAL	%/ TOTAL
	Main Item	34x1.5	25x2	17x3
	A	Design, fabrication and supply		
	B	Transportation to site		
	C	Erection, commissioning and start-up		
		MAIN ITEM COST (A+B+C)		
		Facility to comply with CEI 11-32 - Appendix 6		
	E	Low Voltage Ride Through Capability		
	F	power factor control		
	G	Active power control		
	H	power reduction		
	I	Others (please, specify)		
		PARTIAL TOTAL (E+F+G+H+I)		
		TOTAL COST (A+B+C+E+F+G+H+I)	100%	100%
100 MW			%/ TOTAL	%/ TOTAL
	Main Item	NA	50x2	33x3
	A	Design, fabrication and supply		
	B	Transportation to site		
	C	Erection, commissioning and start-up		
		MAIN ITEM COST (A+B+C)		
		Facility to comply with CEI 11-32 - Appendix 6		
	E	Low Voltage Ride Through Capability		
	F	power factor control		
	G	Active power control		
	H	power reduction		
	I	Others (please, specify)		
		PARTIAL TOTAL (E+F+G+H+I)		
		TOTAL COST (A+B+C+E+F+G+H+I)	NA	100%

Wind Farm Rated Power