

Regolamento per l'effettuazione di verifiche e sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate alle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione

Indice

Capo I - Disposizioni di carattere generale

1. Ambito di applicazione
2. Quadro normativo di riferimento
3. Organizzazione e gestione delle attività di verifica e sopralluogo
4. Modalità operative per lo svolgimento delle verifiche e dei sopralluoghi
 - 4.1** Esame documentale propedeutico
 - 4.2** Attività di verifica e sopralluogo
 - 4.3** Rapporto ispettivo
 - 4.4** Comunicazione dell'esito dell'attività ispettiva
5. Norme di comportamento per i componenti del nucleo ispettivo

Capo II - Precisazioni di carattere tecnico e di raccordo normativo

6. Definizioni
 - 6.1** Il "contorno" del sistema energetico degli impianti utilizzanti fonti rinnovabili
 - 6.2** Il "contorno" dei sistemi energetici utilizzanti fonti assimilate alle rinnovabili e degli impianti di cogenerazione
 - 6.3** L'energia elettrica netta
 - 6.4** L'energia meccanica
 - 6.5** L'energia termica utile
 - 6.6** Energia primaria dei combustibili utilizzati
 - 6.7** I combustibili fossili strettamente indispensabili
 - 6.8** Le approssimazioni nel calcolo di I_{en} , IRE, LT
7. Misure
 - 7.1** Misure di E_c – energia primaria introdotta
 - 7.2** Misure di E_t – energia termica utile prodotta
 - 7.3** Misure di E_e – energia elettrica netta
 - 7.4** Requisiti richiesti per la strumentazione installata ai fini dell'accuratezza delle misure energetiche
 - 7.5** Riferimenti normativi

Capo III - Disposizioni specifiche per le verifiche ed i sopralluoghi in base al tipo di beneficio economico e/o normativo riconosciuto

8. Impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, ammessi ai benefici previsti dai provvedimenti CIP nn.15/89, 34/90 e 6/92
 - 8.1** Finalità delle verifiche e dei sopralluoghi;
 - 8.2** Programma di massima delle verifiche e dei sopralluoghi
 - 8.3** Esame della documentazione – Rispondenza alla normativa prevista dai provvedimenti CIP nn.15/89, 34/90 e 6/92
 - 8.4** Incontro con il produttore
 - 8.5** Sopralluogo sull'impianto - Rispondenza fisica alla configurazione documentata

9. Impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili ammessi ai benefici previsti dai provvedimenti CIP nn.15/89, 34/90 e 6/92
 - 9.1** Finalità delle verifiche e dei sopralluoghi
 - 9.2** Programma di massima delle verifiche e dei sopralluoghi
 - 9.3** Esame della documentazione - Rispondenza alla delibera AEEG n. 27/99
 - 9.4** Incontro con il Produttore
 - 9.5** Sopralluogo sull'impianto - Rispondenza fisica alla configurazione documentata

10. Impianti di produzione di energia elettrica da cogenerazione ammessi ai benefici previsti dalle deliberazioni AEEG nn.42/02 e 201/04
 - 10.1** Finalità delle verifiche e dei sopralluoghi
 - 10.2** Programma di massima delle verifiche e dei sopralluoghi
 - 10.3** Esame della documentazione - Rispondenza alle delibere AEEG nn.42/02 e 201/04
 - 10.4** Incontro con il Produttore
 - 10.5** Sopralluogo sull'impianto - Rispondenza fisica alla configurazione documentata

Allegati:

- A): Schema di dettaglio riepilogativo delle classi di impianto sulla base delle definizioni normative
- B): Criteri di pianificazione e predisposizione del programma operativo degli interventi ispettivi
- C): Schema di processo verbale
- D): Schema di rapporto ispettivo
- E): Lista di riscontro per impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (Prov. CIP n.6/92)
- F): Lista di riscontro per impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili (prov. CIP n.6/92)
- G): Lista di riscontro per impianti di produzione di energia elettrica da cogenerazione (del. AEEG nn.42/02 e 201/04)

Capo I

Disposizioni di carattere generale

1. Ambito di applicazione

- 1.1 Il presente Regolamento, predisposto ai sensi delle disposizioni dell'art.2, comma 2.3, della delibera n.60/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), disciplina l'attivazione e l'effettuazione di una sistematica campagna di interventi ispettivi mediante verifiche e sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate alle rinnovabili di cui alla delibera AEEG n.27/99 e sugli impianti di cogenerazione, di cui alle delibere AEEG nn. 42/02 e 201/04.
- 1.2 Le disposizioni contenute nel Regolamento sono finalizzate alla esecuzione di tali interventi ispettivi in un contesto di massima trasparenza ed equità nei confronti degli operatori elettrici interessati.
- 1.3 Per verifiche si intendono le attività di esame e riscontro, di tipo prevalentemente documentale, su informazioni, su documenti, su schemi tecnici di impianto, atti, registri e simili, comunque esibiti dall'operatore elettrico interessato e/o su dati, elementi e informazioni comunque acquisiti.
- Per sopralluoghi si intendono tutte le attività condotte mediante ricognizione di luoghi ed impianti, anche con i relativi riscontri di tipo documentale.
- 1.4 Le verifiche e i sopralluoghi mirano al controllo della sussistenza in capo all'operatore elettrico interessato -produttore- dei requisiti, oggettivi e soggettivi, e dei presupposti per il riconoscimento dei benefici previsti dalla normativa vigente. In particolare:
- per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la sussistenza dei requisiti per il riconoscimento dei benefici previsti dai provvedimenti del Comitato Interministeriale dei Prezzi (CIP) nn.15/89, 34/90 e 6/92 e l'effettiva corrispondenza tra le specifiche tipologie e caratteristiche di impianto dichiarate e i trattamenti economici riconosciuti;
 - per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti assimilate alle rinnovabili di cui al provvedimento CIP n.6/92, il rispetto della condizione tecnica di assimilabilità a fonte rinnovabile;

- per gli impianti di produzione di energia elettrica da cogenerazione, di cui alle delibere AEEG nn.42/02 e 201/04, il rispetto delle condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e termica come cogenerazione.

Nell'allegato A) è riportato uno schema di dettaglio riepilogativo delle classi di impianto in base alla tipologia normativa prevista.

- 1.5 L'operatività degli interventi ispettivi, secondo i criteri del presente Regolamento, avrà inizio 30 giorni dopo l'approvazione dello stesso da parte dell'AEEG.
- 1.6 Ai sensi dell'art.2.4 della delibera AEEG n.60/04, le disposizioni del presente Regolamento potranno essere integrate, anche sulla base delle risultanze emerse nel corso degli interventi ispettivi effettuati, nei 180 giorni successivi alla sua approvazione.

2. Quadro normativo di riferimento

- 2.1 I principali provvedimenti di carattere normativo e regolamentare di riferimento, alla data del 1° dicembre 2004, a titolo non esaustivo, sono:

Provvedimento CIP n.15/89 - *“Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, da cogenerazione e da altre fonti assimilate; cessione all'Enel ed incentivazione della nuova produzione”*, pubblicato sulla G.U. n° 167 del 19/07/ 1989;

Provvedimento CIP n.34/90 - *“Modificazioni al provvedimento CIP n.15 del 12 luglio 1989 concernente l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, da cogenerazione e da altre fonti assimilate, i prezzi di cessione all'Enel ed i contributi di incentivazione alla nuova produzione”*, pubblicato sulla G.U. n° 270 del 19/11/1990;

Provvedimento CIP n.6/92 - *“Prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l'assimilabilità a fonti rinnovabili”*, pubblicato sulla G.U. n° 109 del 12/05/1992;

D.M. 4 agosto 1994 - *“Modificazioni ed integrazioni al provvedimento CIP n.6/1992 in materia di prezzi di cessione dell'energia elettrica”*, pubblicato sulla G.U. n° 186 del 10/08/1994;

Delibera AEEG n.108/97 - *“Definizione dei prezzi di cessione delle eccedenze di energia di cui agli articoli nn.20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n° 9”*, pubblicata sulla G.U. n° 255 del 31 ottobre 1997;

Delibera AEEG n.27/99 e relazione tecnica alla delibera - *“Procedura per il controllo del rispetto della condizione di assimilabilità a fonte rinnovabile ai fini del trattamento*

economico previsto dal provvedimento CIP n° 6/92”, pubblicata sulla G.U. n° 139 del 16 giugno 1999;

Delibera AEEG n.81/99 – *“Aggiornamento dei prezzi di cessione dell’energia elettrica e dei contributi riconosciuti alla nuova energia prodotta da impianti utilizzando fonti rinnovabili e assimilate ai sensi degli articoli 20, comma 1 e 22, comma 5, della legge 9 gennaio 1991, n. 9”*, pubblicata sulla G.U. n° 158 dell’8 luglio 1999;

D.Lgs n.79/99 - *“Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”*, pubblicato sulla G.U. n°75 del 31/03/1999;

D.M. 18 marzo 2002 - *“Modificazioni ed integrazioni al decreto del Ministro dell’industria, del commercio e dell’artigianato, di concerto con il Ministro dell’Ambiente, 11 novembre 1999, concernente direttive per l’attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1,2 e 3 dell’art.11 del D.Lgs. 16 marzo 1999 n.79/99”*, pubblicato sulla G.U. n°71 del 25/03/2002;

Delibera AEEG n.42/02 e relazione tecnica alla delibera - *“Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell’articolo 2, comma 8, del D.Lgs. n° 16 marzo 1999 n° 79”*, pubblicato sulla G.U. n° 79 del 4 aprile 2002;

Delibera AEEG n. 168/03 – *“Condizioni per l’erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell’energia elettrica sul territorio nazionale e per l’approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79”*, pubblicata sul Supplemento ordinario alla G.U. n. 16 del 30.1.04

D.Lgs. n.387/03 – *“Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativamente alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità”*, pubblicata sulla G.U. n° 25 del 31 gennaio 2004;

Delibera AEEG n.60/04 – *“Avvalimento della Cassa congruaglio per il settore elettrico per intensificare ed estendere le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, fonti assimilate a quelle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione”*, pubblicata sulla G.U. n° 108 del 10 aprile 2004;

Legge 239/04 – “*Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*”, pubblicata sulla G.U. n° 215 del 13 settembre 2004;

Delibera AEEG n.201/04 – “*Modifica ed integrazione delle deliberazioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 19 marzo 2002, n. 42, e 30 dicembre 2003, n. 168, in materia di riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione e di dispacciamento delle unità di cogenerazione*”, pubblicata sul sito dell’AEEG il 19 novembre 2004;

3. Organizzazione e gestione delle attività di verifica e sopralluogo

- 3.1 Ai sensi di quanto previsto dall’art. 1, comma 1, della delibera dell’AEEG n. 60/04 l’organizzazione e la gestione delle attività di verifica e sopralluogo, oggetto del Regolamento, compete alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE), che si avvale di apposita struttura, dipendente funzionalmente dalla CCSE, denominata Unità di Coordinamento (UC).
- 3.2 L’Unità di Coordinamento, d’intesa –ove previsto- con il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale s.p.a. (GRTN), a titolo non esaustivo, ha i seguenti compiti:
- a) costituire e tenere aggiornato l’archivio di tutta la documentazione attinente agli impianti di produzione di energia elettrica utilizzando fonti rinnovabili, fonti assimilate alle fonti rinnovabili e quelli di cogenerazione, ricevuta, rispettivamente, da AEEG e da GRTN ovvero comunque acquisita, in originale o in copia;
 - b) costituire e tenere aggiornato l’albo degli ispettori, selezionati da CCSE; addestrare gli ispettori sugli obiettivi e sulle modalità di esecuzione delle verifiche e dei sopralluoghi nell’ambito degli interventi ispettivi;
 - c) pianificare, sulla base dei criteri di cui all’allegato B) e delle direttive dell’AEEG, un piano di interventi;
 - d) costituire il nucleo ispettivo per ciascuna verifica/sopralluogo, con unità tratte dal personale della CCSE, da quello del GRTN, dall’albo degli ispettori, dal personale dell’AEEG nonché, in casi particolari, sulla base dei criteri di massima indicati al successivo paragrafo 3.6., da quello della Guardia di Finanza;
 - e) trasmettere documentazione ed informazioni sull’impianto da verificare al nucleo ispettivo ed organizzare la verifica/sopralluogo presso l’impianto mantenendo i necessari contatti con l’operatore elettrico interessato; fornire indicazioni al nucleo ispettivo, ove necessario, su specifici elementi da prendere in considerazione;

- f) assistere il nucleo ispettivo durante l'attività, ricevere gli atti compilati e il rapporto ispettivo;
- g) comunicare all'AEEG e –ove previsto- al GRTN il risultato dell'intervento ispettivo;
- h) valutare l'attività svolta dai nuclei ispettivi, anche al fine di pianificare, d'intesa con l'AEEG e –ove previsto- il GRTN, i successivi interventi;
- i) predisporre, per l'inoltro all'AEEG, un rapporto trimestrale sull'attività svolta, sui risultati conseguiti e sulle risultanze emerse.

3.3 Di norma, le verifiche e i sopralluoghi sono di tipo programmato. Qualora vengano ravvisate ragioni di opportunità o di necessità ovvero a richiesta dell'AEEG sono effettuate verifiche e sopralluoghi anche non programmati.

3.4 Le operazioni di verifica e sopralluogo sono condotte dai nuclei ispettivi appositamente costituiti dalla Unità di Coordinamento, ai sensi dell'art. 2, comma 2.3 lett. d) della delibera n.60/04.

Il nucleo ispettivo deve essere composto da almeno due ispettori, dotati di adeguata qualificazione tecnica ed esperienza.

Gli ispettori sono prescelti, ad insindacabile giudizio della CCSE, da un apposito albo di soggetti idonei, predisposto e gestito dalla stessa CCSE, mediante selezione delle candidature presentate a seguito di pubblicazione di bandi pubblici per la manifestazione di interesse. I requisiti di qualificazione e di esperienza, ritenuti di interesse e sulla base dei quali sono emanati i bandi di selezione predisposti dalla CCSE, sono approvati dall'AEEG in base a quanto previsto dall'art. 2.3 della delibera n.60/04, e corrispondono ai criteri indicati nell'allegato H.

La CCSE e l'AEEG possono designare, altresì, proprio personale.

3.5 All'atto del conferimento dell'incarico al nucleo ispettivo, è individuato il referente, che ha il compito di:

- a) organizzare e presiedere le riunioni del nucleo;
- b) coordinare tutte le attività connesse all'intervento ispettivo e di relazione con l'UC;
- c) presentare il rapporto ispettivo, sulla base delle risultanze dell'attività compiuta da tutti i componenti del nucleo.

Nel caso di valutazioni divergenti da parte dei componenti del nucleo ispettivo sui risultati dei riscontri effettuati nel corso dell'intervento ispettivo, il referente del nucleo ne dà puntuale e compiuta annotazione nel rapporto d'ispezione.

3.6 La partecipazione di personale appartenente alla Guardia di Finanza alle attività di verifica e sopralluogo effettuata dai nuclei ispettivi deve essere richiesta dall'AEEG, ed è prevista sulla base dei seguenti criteri di massima:

- a) nei casi di precedente diniego all'accesso nell'impianto al personale del nucleo ispettivo da parte dell'operatore elettrico interessato all'intervento ispettivo;
- b) nei casi di precedente rifiuto di esibizione al nucleo ispettivo ovvero di mancato invio all'UC, a richiesta ed entro i termini assegnati, di documenti, schemi tecnici di impianto, atti, registri e simili ed ogni altra informazione ritenuta utile, necessari all'esecuzione dell'intervento ispettivo;
- c) nei casi in cui siano necessari interventi anche presso terzi per l'accertamento della provenienza e/o destinazione dei flussi energetici che interessano la determinazione delle condizioni tecniche per il riconoscimento dei benefici previsti dalla normativa in vigore;
- d) ove venga disposto un supplemento di intervento ispettivo di cui al paragrafo 4.4 b);
- e) nei casi in cui la realtà impiantistica, le dimensioni significative dell'impianto, la complessità dei sistemi di misura, le specifiche problematiche evidenziate da precedenti interventi ispettivi, la complessità dell'esame della documentazione lo consiglino.

4. Modalità operative per lo svolgimento delle verifiche e dei sopralluoghi

4.1 Esame documentale propedeutico

I componenti del nucleo ispettivo, una volta incaricati della verifica/sopralluogo da effettuare su un impianto di cui al par.1.1, preliminarmente procedono ad un esame della documentazione e delle informazioni messe a disposizione dall'Unità di Coordinamento e concordano con essa l'intervento.

Ove ritenuto necessario, investono l'UC affinché richieda all'operatore elettrico interessato all'intervento ispettivo ulteriori documenti e/o informazioni utili per procedere alla attività operativa.

4.2 Attività di verifica e di sopralluogo

All'operatore elettrico interessato all'intervento ispettivo è data comunicazione scritta, a cura dell'UC, delle operazioni, con preavviso non inferiore a 5 giorni lavorativi. In caso di

motivate, urgenti esigenze, previa comunicazione all'AEEG, possono essere condotti interventi ispettivi non precedentemente comunicati.

Gli interventi ispettivi sono effettuati in contraddittorio con il soggetto titolare dell'impianto –produttore- ovvero con il soggetto nella cui disponibilità si trova l'impianto o loro rappresentanti, all'uopo delegati, che possono farsi assistere da persone di fiducia.

Durante le operazioni gli ispettori possono richiedere ed acquisire ulteriori documenti, atti, schemi tecnici di impianto, registri e simili ed ogni altra informazione ritenuta utile all'esecuzione dell'intervento.

Dell'intervento ispettivo è redatto un processo verbale (allegato C) contenente l'indicazione di tutte le operazioni compiute, della documentazione e delle informazioni acquisite e delle dichiarazioni rese dalla parte. Il verbale è sottoscritto da tutti i partecipanti alle operazioni. Copia del verbale è rilasciata alla parte.

4.3 Rapporto ispettivo

Il referente dell'intervento, entro 15 giorni dalla conclusione dell'intervento ispettivo presso l'impianto redige e rimette alla UC, in uno con gli atti compilati, il rapporto ispettivo contenente la sintesi delle operazioni compiute, degli elementi tecnici riscontrati e delle valutazioni dei componenti del nucleo (allegato D).

4.4 Comunicazione dell'esito dell'attività ispettiva

Ricevuti gli atti e il rapporto ispettivo, l'UC procede al loro esame ed alle necessarie elaborazioni di tutti gli elementi riscontrati o raccolti.

Procede, quindi:

- a) in caso di esito positivo dell'intervento presso l'impianto, a darne comunicazione scritta, entro 45 giorni dalla data di sua ultimazione, all'operatore elettrico interessato – produttore-, evidenziando eventuali precisazioni o raccomandazioni ritenute utili, al GRTN ove necessario e all'AEEG;
- b) in caso di esito negativo dell'intervento eseguito, a darne comunicazione scritta, entro 45 giorni dalla data di sua ultimazione, all'operatore elettrico interessato, invitandolo a fornire ogni integrazione informativa e/o documentale ritenuta utile entro il termine massimo di 30 giorni dal ricevimento della comunicazione.

L'UC può, altresì, disporre un supplemento di intervento ispettivo.

Qualora, dall'esame della ulteriore documentazione prodotta e dell'integrazione informativa fornita ovvero dal supplemento di intervento ispettivo eseguito, permanga l'esito negativo del controllo, l'UC provvede, entro i successivi 45 giorni dal ricevimento della documentazione e dell'integrazione informativa fornita dal produttore interessato o dall'ultimazione del supplemento di intervento ispettivo, a darne comunicazione scritta all'AEEG e ad ogni altro organismo interessato, per i provvedimenti di competenza nonché al titolare dell'impianto di produzione di energia elettrica.

5. Norme di comportamento per i componenti del nucleo ispettivo

Il personale del nucleo ispettivo, limitatamente allo svolgimento delle funzioni affidate, assume la qualifica di incaricato di pubblico servizio ed è tenuto al rispetto dei principi d'imparzialità e di buon andamento dell'attività esercitata, sanciti dall'art. 97 della Costituzione. Ove nel corso dell'attività esercitata emergano situazioni di incompatibilità ovvero tali da non consentire un esercizio imparziale della funzione, il componente del nucleo è tenuto a rinunciare immediatamente all'incarico, dandone tempestiva comunicazione alla CCSE, per il tramite dell'UC, ai fini dell'adozione dei provvedimenti di competenza.

Nello svolgimento della attività di verifica e sopralluogo affidata al nucleo ispettivo, i suoi componenti si attengono, in particolare, ove applicabili, alle norme e disposizioni di comportamento dettate dal Dipartimento della funzione pubblica, con il "Codice di comportamento dei dipendenti delle pubbliche amministrazioni", di cui al D.M. 28 novembre 2000 ed alla "Direttiva sull'attività dell'ispezione" del 2 luglio 2002, in G.U. n. 178 del 31 luglio 2002.

Il personale dei nuclei ispettivi è obbligato alla riservatezza su ogni informazione acquisita nell'esercizio delle funzioni.

Capo II

Precisazioni di carattere tecnico e di raccordo normativo

6. Definizioni

Per gli impianti di produzione di energia elettrica utilizzando fonti rinnovabili e fonti assimilate alle rinnovabili, ammessi ai benefici di cui ai provvedimenti CIP nn.15/89, 34/90 e 6/92, si

applicano le stesse definizioni di cui alla delibera AEEG n. 42/02, per quanto compatibili, nonché precisazioni e/o integrazioni di raccordo di seguito enunciate:

Per lo svolgimento delle attività di verifica e di sopralluogo sugli impianti di cogenerazione, si applicano le definizioni e le disposizioni tecniche di cui alla delibera AEEG n.42/02.

6.1 Il “contorno” del sistema energetico degli impianti utilizzando fonti rinnovabili

I flussi di energia entranti ed uscenti che debbono essere considerati per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili sono schematicamente indicati nelle figure 1a, 1b, 1c.

Lo schema di figura 1a può rappresentare gli impianti di produzione dell'energia da fonte idrica, solare¹, eolica, maree, moto ondoso, correnti marine e gradiente termico.

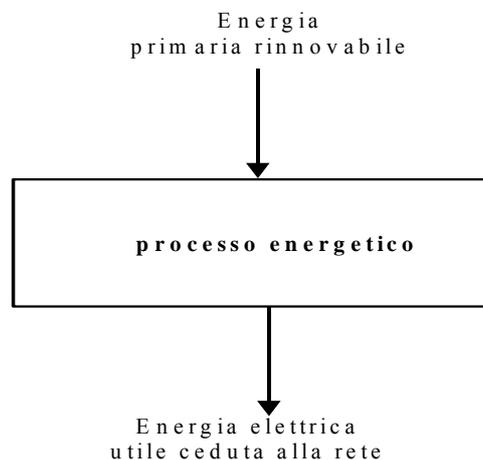


Fig. 1a - Schema dei flussi di energia al contorno

Nel caso di conversione realizzata con concentratori solari in cui il ciclo di produzione dell'energia utilizza anche combustibili fossili, vale lo schema di fig. 1c.

Lo schema di figura 1b può rappresentare gli impianti di produzione di energia da fonte geotermica, indipendentemente dal fatto che la fonte sia vapore o acqua dominante.

¹ L'energia solare può essere convertita in energia elettrica con pannelli fotovoltaici oppure con impianti con concentratori solari.

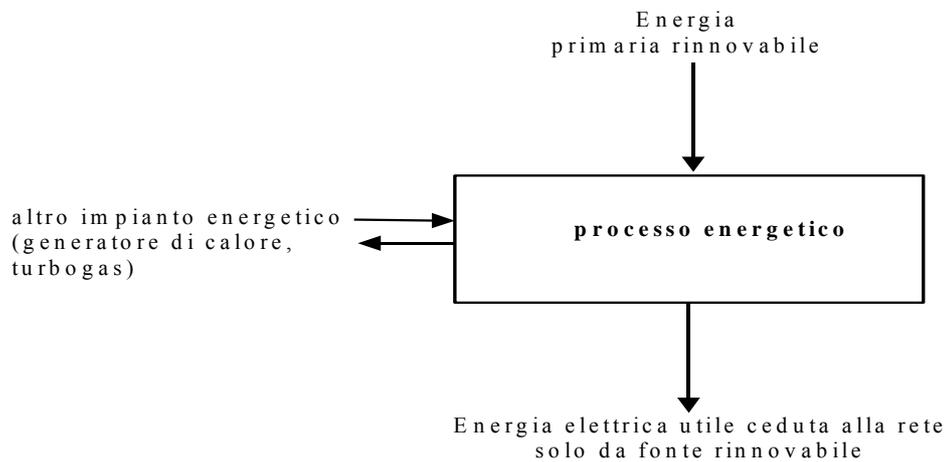


Fig. 1b - Schema dei flussi di energia al contorno

Per gli impianti geotermici, se vi sono immissioni di energia proveniente da altri impianti alimentati da combustibile fossile occorre considerare solo l'energia elettrica ottenuta dalla fonte rinnovabile.

Lo schema di figura 1c può rappresentare gli impianti di produzione dell'energia da RSU e da biomasse.

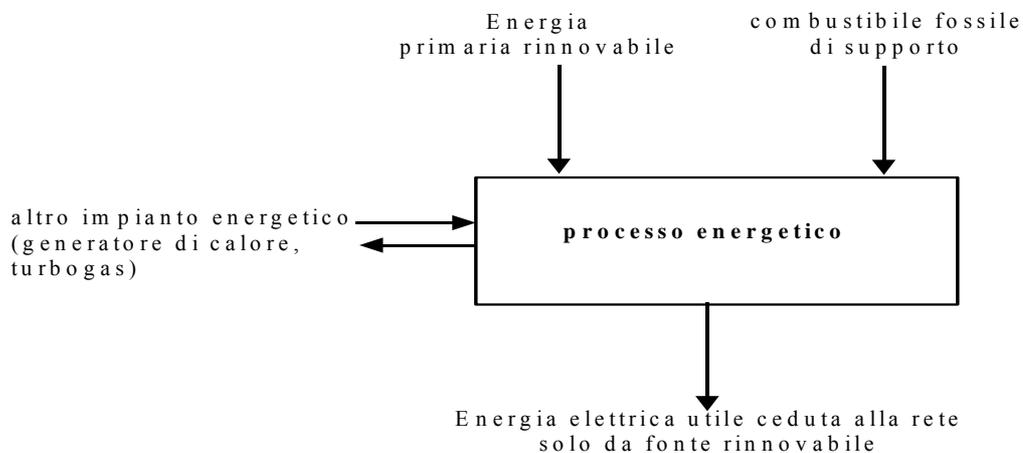


Fig. 1c - Schema dei flussi di energia al contorno

I processi di conversione dell'energia possono avvenire, indicativamente ed in maniera non esaustiva, tramite processi di combustione, gassificazione, pirolisi, fermentazione, digestione anaerobica, etc.

Inoltre, tenuto conto della varietà delle soluzioni impiantistiche possibili, particolare attenzione deve essere posta alla corretta individuazione dei servizi ausiliari al fine di determinare l'effettiva energia elettrica ausiliaria al processo di generazione elettrica.

6.2 Il “contorno” dei sistemi energetici degli impianti utilizzando fonti assimilate alle rinnovabili e degli impianti di cogenerazione

Il provvedimento Cip n.6/92, ai fini della valutazione del sistema energetico, fa riferimento “all'impianto” mentre nella delibera AEEG n.42/02 le prestazioni sono riferite alla “sezione di impianto” (art. 1 lettera e).

In entrambi i casi è possibile ricondursi ad uno schema dei flussi di energia, al contorno dell'impianto o della sezione, del tipo indicato in fig. 1d):

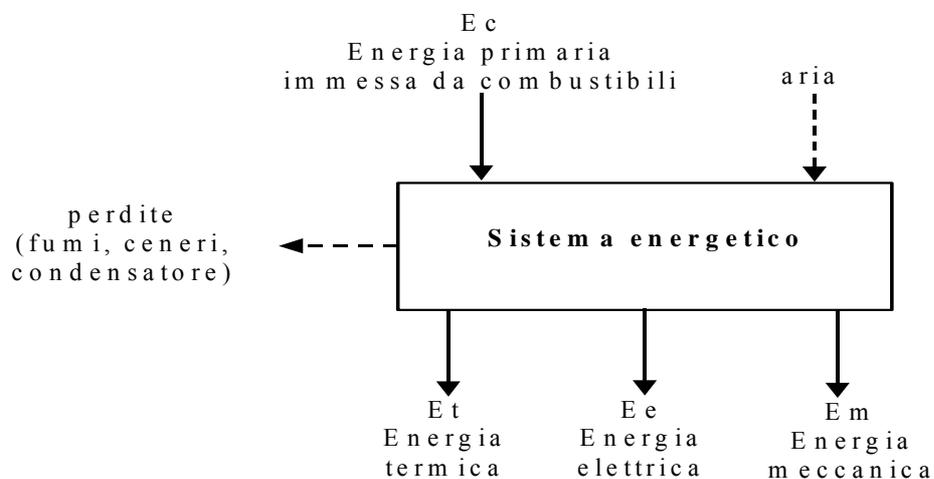


Fig. 1d - Schema dei flussi di energia al contorno

All'interno del sistema energetico rientrano, oltre al macchinario primario (turbogas, generatore di vapore, turbine, pompe, ventilatori, compressori, etc.), anche tutti gli ausiliari necessari secondo le disposizioni di cui all'art.1, comma n) della delibera AEEG n.42/02.

6.3 L'energia elettrica netta

Sia nel provvedimento Cip n.6/92 sia nella delibera AEEG n.42/02 si definisce “Energia elettrica netta” la differenza tra quella misurata ai morsetti dei generatori e quella assorbita dagli ausiliari.

Ai fini del presente Regolamento, i trasformatori principali sono considerati come servizi ausiliari d'impianto.²

Nella delibera AEEG n.42/02 "l'energia elettrica netta" va suddivisa tra auto-consumata e consegnata in rete, al fine del diverso trattamento nel calcolo del coefficiente "p" di minori perdite per la valutazione dell'"IRE".

Ove l'impianto o la sezione di impianto preveda che gli ausiliari vengano, tutto o in parte, alimentati separatamente (ad esempio, dalla rete) l'energia consumata va misurata e dedotta da quella prodotta.

Nel caso di autoconsumo di energia elettrica non contabilizzata dal produttore, il coefficiente "p" è assunto uguale a 1.

6.4 L'energia meccanica

L'energia meccanica è assimilata a quella elettrica; va considerata "energia meccanica netta" solo quella consegnata ad un processo esterno, non ausiliare alla produzione di energia elettrica.

6.5 L'energia termica utile

L'energia termica considerata utile è quella che viene utilizzata per usi civili e/o per usi industriali, con l'esclusione di quella fornita a processi di produzione di energia elettrica³.

Per energia termica civile si intende quella utilizzata per riscaldamento, raffrescamento o condizionamento di edifici, di tipo abitativo o terziario, o produzione di acqua calda ad uso sanitario.

Nei flussi energetici di cui alla fig. 1d " E_t " è il saldo tra l'energia termica utile prodotta e consegnata all'utilizzatore e l'energia termica entrante.

L' "utilità" nell'uso del calore va verificata attraverso l'acquisizione di elementi sulla commercializzazione di tale calore o sul suo valore aggiunto nel processo in cui viene utilizzato; ove l'energia termica prodotta sia destinata ad autoconsumo, ai fini del riconoscimento della stessa come "energia termica utile", la quantità di energia termica deve essere coerente con i consumi specifici tipici del processo industriale/civile cui è destinata.

6.6 L'energia primaria dei combustibili utilizzati

² Nella delibera AEEG n.42/02 tra gli ausiliari si citano anche i trasformatori principali; tale valutazione si applica anche agli impianti soggetti al provvedimento Cip n.6/92.

³ La delibera AEEG n.42/02 separa l'energia termica utile per usi industriali da quella per usi civili.

La grandezza “ E_c ” presente nel calcolo dello “ I_{en} ” (Prov. Cip n.6/92) è relativa solo ai combustibili fossili commerciali utilizzati.

La grandezza “ E_c ” nel calcolo dell’”IRE” (delibera AEEG n.42/02) tiene conto di tutti i combustibili utilizzati, anche di quelli provenienti da residui, etc.

In ogni caso per i combustibili diversi da quelli fossili commerciali è opportuno acquisire informazioni:

- sulla composizione, il potere calorifico e lo stato fisico;
- sul processo da cui il combustibile deriva.

Dette informazioni debbono essere acquisite anche se tale combustibile è acquistato da terzi.

6.7 I combustibili fossili strettamente indispensabili

La valutazione della quantità di combustibile fossile strettamente indispensabile, per sostenere la combustione di combustibili di recupero aventi basso potere calorifico, richiede di considerare diversamente i casi in cui si alimentano la combustione di gruppi turbogas da quelli in cui si alimentano bruciatori di generatori di vapore o di acqua calda, in quanto sono diversi i vincoli che si incontrano nel funzionamento dei combustori/bruciatori nei due casi.

Nel caso di combustione in generatori di vapore, la quantità strettamente indispensabile di combustibile fossile, orientativamente, non deve superare il 5%.

Nel caso di combustione in turbogas, il limite minimo di potere calorifico delle miscele inviate in camera di combustione è funzione sia del progetto del sistema di combustione, sia dell'accoppiamento compressore-turbina (limiti legati al pompaggio del compressore), e quindi in definitiva dello specifico progetto della macchina⁴.

⁴ Si possono tuttavia formulare alcune osservazioni di tipo qualitativo e quantitativo:

- a) La definizione della quantità strettamente indispensabile dovrebbe essere sempre documentata sulla base dei valori garantiti dal costruttore del turbogas e/o dai valori rilevati in fase di collaudo.
- b) La quantità minima di cui sopra potrebbe anche risultare giustificatamente variabile nel caso in cui i combustibili delle altre categorie (residui di processo, biogas, ecc.) risultassero avere caratteristiche mutevoli come fisiologica conseguenza di variabilità intrinseche ai processi da cui tali combustibili derivano. Tuttavia la variazione delle quantità minime dovrebbe derivare solo dalla necessità di raggiungere il valore minimo di potere calorifico dichiarato inizialmente dal produttore
- c) A titolo indicativo, e sulla base di dati di letteratura, si osserva che in turbogas di moderna concezione è possibile operare con miscele di combustibile aventi un potere calorifero inferiore anche pari al solo 15% di quello del gas naturale, quindi dell'ordine di 1300 kcal/Nm³. Ciò non esclude che, caso per caso, sia corretto accettare limiti più elevati, se opportunamente documentati come specificato al punto a).

E' pertanto indispensabile che il produttore documenti il valore "quantità strettamente indispensabile di combustibile fossile" con dati e/o certificazioni del costruttore, unitamente alle specifiche di acquisto.

Il produttore potrà anche documentare/motivare situazioni di esercizio che, eventualmente, abbiano causato scostamenti nei confronti dei dati progettuali.

6.8 Le approssimazione nel calcolo di “I_{en}”, “I_{RE}”, “L_T”

Il provvedimento Cip n.6/92 e la delibera AEEG n.42/02, nell’indicare i valori limite per gli indici, usano le diciture “I_{en} maggiore o uguale a 0,51”, “superiore a 0,6” e, rispettivamente, “I_{RE_{min}}” pari a 0,080 (8,0%)”, “L_{T_{min}}” pari a 0,150 (15,0%)”.

E’ opportuno che il calcolo degli indici preveda, di norma, una approssimazione di tipo commerciale, che sui valori degli indici espressi per “unità” è la terza cifra decimale per l’ “I_{RE}” e l’ “L_T” e sulla seconda cifra decimale sullo “I_{en}”.

7. Misure

Ai fini del calcolo dei diversi indici, i flussi di energia devono essere contabilizzati con riferimento all’anno solare.

7.1 Misure di E_c - energia primaria introdotta

La valutazione dell’energia primaria introdotta o il calcolo della portata di combustibile e del suo potere calorifico deve essere effettuata in modo tale da rispecchiare correttamente il flusso netto entrante nel processo.

Nel caso di utilizzo di combustibili gassosi e liquidi con potere calorifico variabile nel tempo, ai fini della misurazione dell’energia primaria immessa, deve essere misurata la portata del fluido e valutato il potere calorifico con frequenza ragionevolmente elevata.

E’ ammesso (e nel caso di utilizzo di combustibili solidi è consigliato), il ricorso a metodi basati sul conteggio delle quantità acquistate nel corso dell’anno, tenendo conto di eventuali variazioni delle scorte.

7.2 Misure di E_t - energia termica utile prodotta

La determinazione della misura dell’energia termica utile è effettuata mediante misurazione delle portate in massa e delle entalpie dei flussi in uscita e in entrata, in prossimità del contorno dell’impianto.

E’ tuttavia ammissibile la misura effettuata lontano dai punti di contorno, purchè siano verificabili e corrispondenti ai requisiti di buona tecnica i criteri adottati per effettuare le correzioni per riportarla alle condizioni di contorno.

La determinazione del contenuto entalpico per i flussi gassosi o di vapore deve essere effettuata mediante misurazione di temperatura e pressione nella stesso punto di misura.

Per quanto riguarda i flussi di liquidi è ammessa la sola misura della temperatura.

7.3 Misure di Ee - energia elettrica netta

L'energia elettrica netta è l'energia elettrica lorda prodotta nell'anno solare al netto dell'energia elettrica destinata ai servizi ausiliari e delle perdite nei trasformatori principali, cioè fino al punto di consegna alla rete.

L'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale deve essere misurata mediante installazione di appositi apparecchi di misura. Soltanto in casi di comprovata complessità impiantistica, per i quali risulti non tecnicamente ed economicamente possibile effettuare la misura diretta dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari, è ammissibile il ricorso a valutazione forfettaria della stessa. In tali casi, l'ammontare dell'energia elettrica attribuita forfettariamente al consumo dei servizi ausiliari deve essere di entità percentuale riscontrabile in impianti di produzione di analoghe caratteristiche.

Nel caso in cui l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale sia effettuata da sorgente autonoma esterna o da separata fornitura da parte della rete di distribuzione, la stessa deve essere sottratta dall'energia elettrica lorda prodotta, ai fini della determinazione dell'energia elettrica netta.

L'energia elettrica assorbita dai sistemi ausiliari non è in nessun caso considerata come autoconsumo nel luogo di produzione.

7.4 Requisiti richiesti per la strumentazione installata ai fini dell'accuratezza delle misure energetiche

Si adotta a riferimento la norma ISO 2314 (Emendamento 1-1997) relativa al "collaudo dei cicli combinati", per quanto concerne misure di energia o potenza elettrica, portata di combustibile (liquido e gassoso) e relativo potere calorifico.

Relativamente alla accuratezza di misura degli ulteriori parametri necessari a determinare la quantità di calore ceduto in cogenerazione, non trattati nella ISO 2314, si fa riferimento alla norma IEC 953-2, (collaudo di turbine a vapore, 1990) tab. II pag. 61.

Qualora in fase di intervento ispettivo venga riscontrata differenza significativa tra le prestazioni richieste per la strumentazione di misura e quelle relative ai sistemi di misura installati nell'impianto, il nucleo ispettivo può prescrivere l'adeguamento agli standard richiesti, con indicazione dei tempi concessi per effettuare l'adeguamento.

Di tali prescrizioni deve essere data evidenza nel verbale di cui al par. 4.2 .

A titolo esemplificativo e non esaustivo si riporta la seguente tabella, indicativa dell'accuratezza richiesta per la misura delle principali grandezze.

Si noti che nei casi di indicazioni alternative nella normativa citata, a seconda del tipo di strumento impiegato e/o intervalli (minimo-massimo) in termini di incertezza, si è fatto riferimento al tipo di strumento che ammette le tolleranze più ampie e al valore massimo dell'intervallo.

Incertezze globali di riferimento per le misure delle principali grandezze

	Grandezze	Rif.	Incertezza globale massima di riferimento
1	Energia o potenza elettrica (V. nota 1)	ISO 2314	$\pm 0.5\%$
2	Portata di combustibile liquido	ISO 2314	$\pm 0.6\%$
3	Portata di combustibile gassoso	ISO 2314	$\pm 1.0\%$
4	Portata di combustibile solido	NA	(V. nota 2)
5	Potere calorifico	ISO 2314	$\pm 0.5\%$
6	Pressione	IEC 953-2	$\pm 0.5\%$
7	Pressione differenziale	IEC 953-2	$\pm 0.5\%$
8	Temperatura $\leq 300^{\circ}\text{C}$	IEC 953-2	$\pm 1^{\circ}\text{K}$
9	Temperatura $> 300^{\circ}\text{C}$	IEC 953-2	$\pm 0.5\%$
10	Portata (non di combustibile): contributo dell'elemento primario (V. nota 3)	IEC 953-2	$\pm 1.5\%$

L'incertezza globale deve tener conto di tutti gli elementi che compongono la catena di misura. Nella tabella è stato utilizzato l'intervallo di confidenza 2σ .

L'incertezza percentuale è riferita al valore misurato della grandezza e non al fondo scala.

Nota 1): La precisione di misura di energia elettrica attiva indicata nelle norme ISO 2314 è coerente con quanto richiesto nell'allegato A della delibera AEEG n.138/00, che prescrive una classe di precisione (0.5).

Nota 2): La portata di combustibili solidi non è determinabile in tempo reale con incertezze confrontabili con quelle relative alle altre grandezze. In questo caso si farà quindi uso dei documenti di consegna e della variazioni delle scorte per determinare la quantità di combustibile utilizzato nell'anno (o in periodi inferiori all'anno, qualora il programma di utilizzo comporti la necessità di dichiararne gli indici energetici per periodi più limitati). Tale modalità è comunque ammessa anche per combustibili liquidi e gassosi

Nota 3): Le misure di portata (non di combustibile) possono anche essere effettuate con metodi diversi dai dispositivi di strozzamento: in questi casi l'incertezza globale ammessa non deve superare la combinazione di quelle indicate ai punti 7 e 10, pari a $\pm 1.6\%$

7.5 Riferimenti normativi

La normativa di riferimento, ai fini della congruenza dei sistemi di misura oggetto di verifica, è la seguente:

- UNI EN 29104-1994 "Misurazione della portata di fluidi in condotti chiusi. Metodi per la valutazione delle prestazioni dei misuratori di portata elettromagnetici utilizzati per i liquidi";
- UNI EN ISO 5167 "Misurazione della portata dei fluidi per mezzo di dispositivi a pressione differenziale";
- UNI CTI 9927-1992 "Gruppi per la produzione combinata di energia elettrica e calore azionati da motori alternativi a combustione interna. Metodi di Prova in campo.";
- UNI CEI ENV 13005-2000 "Guida all'espressione dell'incertezza di misura";
- Performance Test Codes on Overall Plant Performance, ASME PTC 46-1996,
- ISO 2314, 1989, Gas turbine acceptance tests
- ISO 2314, 1997, Acceptance test for combined cycle power plants – amendment 1
- IEC 953-2, 1990, Collaudo di turbine a vapore
- Test Uncertainty ASME PTC 19.1-1998 (Instruments and Apparatus).

Capo III

Disposizioni specifiche per le verifiche ed i sopralluoghi in base al tipo di beneficio economico e/o normativo riconosciuto

8. Impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, ammessi ai benefici previsti dai provvedimenti CIP nn.15/89, 34/90 e 6/92

8.1 Finalità delle verifiche e dei sopralluoghi:

La finalità delle verifiche e dei sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili è quella di controllare la sussistenza, in capo al produttore, dei requisiti, oggettivi e soggettivi, e dei presupposti per il riconoscimento dei benefici previsti dalla normativa vigente. In particolare, le verifiche e i sopralluoghi hanno anche lo scopo di:

- a) accertare se la fonte energetica rinnovabile è compresa fra quelle incentivate e, nel caso di impianti di tipo idroelettrico, verificare l'effettiva tipologia di impianto sulla base delle definizioni riportate nel documento "Terminologia utilizzata per le statistiche dell'industria elettrica", elaborato dall'UNIPEDDE;
- b) verificare, nei casi di impianti idroelettrici di pompaggio, se la quantità di energia prodotta dagli apporti naturali è conteggiata separatamente da quella derivante dal pompaggio, e se tale conteggio è eseguito con criteri ragionevolmente corretti (ad es. mediante la contabilizzazione dell'energia rispettivamente immessa ed erogata, con l'introduzione di opportuni rendimenti differenziati per i due casi);
- c) accertare se l'impianto è alimentato esclusivamente da fonte rinnovabile o invece, in particolare nel caso di impianti utilizzando Rifiuti o Biomasse, anche da combustibili fossili ed in quale percentuale⁵;
- d) verificare, nei casi di impianti che utilizzino combustibili diversi il cui impiego separato comporta l'appartenenza ad una diversa tipologia di impianto e per i quali il DM 4.8.1994 definisce specifiche modalità di calcolo del prezzo di cessione, se:
 - l'impiego di combustibile fossile è inferiore/superiore alla quantità strettamente indispensabile all'utilizzo di RSU/biomasse;
 - siano state correttamente determinate le quantità annue dei vari combustibili impiegati e la loro natura⁶.
- e) esaminare lo stato di conservazione e funzionalità dell'impianto, verificandone quindi l'effettiva capacità di produrre energia elettrica;
- f) verificare che nel conteggio dell'energia elettrica netta prodotta siano stati correttamente detratti tutti i consumi dei sistemi ausiliari di pertinenza dell'impianto;
- g) accertare che la strumentazione di cui è dotato l'impianto sia rispondente a criteri di buona tecnica e che, nei casi di impiego di combustibili diversi, sia atta a ripartire l'energia elettrica attribuibile a ciascun tipo di combustibile utilizzato;
- h) verificare che i sistemi di misura siano in soddisfacente stato di manutenzione, che i sigilli atti a prevenire manomissioni siano integri e che sia disponibile e correttamente applicato un piano di controlli/tarature periodiche.

⁵ Generalmente il loro utilizzo è in una certa misura necessario ai fini del controllo della combustione per contenere le emissioni in atmosfera entro i limiti di legge;

⁶ In ogni caso, qualora l'impiego di un combustibile fossile commerciale sia inferiore al 2 % dell'energia immessa annualmente nell'impianto, il suo utilizzo viene considerato nullo ai fini della determinazione del prezzo spettante;

8.2 Programma di massima delle verifiche e dei sopralluoghi

Ferma restando la necessità che il programma di dettaglio sia di volta in volta definito dal nucleo ispettivo, sulla base della realtà impiantistica, delle specifiche problematiche evidenziate da precedenti interventi ispettivi o dall'esame della documentazione, di norma il controllo si svolge attraverso le fasi di cui ai punti seguenti.

8.3 Esame della documentazione – Rispondenza alla normativa prevista dai provvedimenti CIP nn.15/89, 34/90 e 6/92

Il nucleo ispettivo esamina preliminarmente, la documentazione disponibile, che, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, è costituita essenzialmente dalla Convenzione di cessione dell'energia elettrica stipulata con il GRTN (in precedenza Enel) e, per gli impianti che utilizzano rifiuti e biomasse, dall'autorizzazione alle emissioni, ai sensi di quanto previsto dall'art. 17 del DPR 203/88 (pubblicato nella Gazz. Uff. 16 giugno 1988, n. 140, S.O.).

8.4 Incontro con il Produttore

Al termine dell'esame documentale il nucleo ispettivo incontra il produttore, come indicato al par. 4.2 . In questa fase sono richieste:

- informazioni sullo stato dell'impianto e su cambiamenti introdotti rispetto alla situazione impiantistica dichiarata nell'ultimo assetto comunicato;
- chiarimenti su aspetti dubbi emersi dall'esame della documentazione;
- documentazione aggiuntiva ove lo si ritenga utile a complemento delle informazioni già disponibili.

8.5 Sopralluogo sull'impianto – Rispondenza fisica alla configurazione documentata

Il nucleo ispettivo, attraverso ricognizione, verifica la rispondenza fisica dell'impianto a quanto noto e documentato. In particolare dovrà essere verificata:

- la rispondenza a quanto documentato circa i flussi energetici entranti ed uscenti dall'impianto (combustibili fossili e/o di recupero, RSU, biomasse, energia elettrica prodotta al netto dei consumi degli ausiliari d'impianto);

- l'assenza di bypass, confluenze, biforcazioni non documentate (sia a livello di schema di processo che di linee elettriche) e che potrebbero alterare la contabilizzazione dei flussi energetici.

La consistenza e lo stato dell'impianto sono verificati in relazione all'effettiva capacità di produrre energia elettrica nelle quantità e con l'efficienza dichiarata. In tale verifica sono di ausilio, oltre agli schemi disponibili, l'esame dello stato di manutenzione, i dati di targa del macchinario principale, le letture dirette dei più importanti parametri operativi, attraverso presentazioni sul sistema di supervisione o mediante indicatori in campo

Relativamente ai sistemi di misura e contabilizzazione energetica, le verifiche devono coprire come minimo i seguenti aspetti:

- a) rispondenza fisica agli schemi forniti e precedentemente esaminati;
- b) rispondenza della strumentazione impiegata a standard minimi di qualità;
- c) corretta installazione;
- d) adeguate procedure per controlli/tarature periodiche e corretta applicazione delle stesse;
- e) presenza di sigilli atti a impedire manomissioni, alterazioni o esclusione di strumenti.

Ove possibile il nucleo ispettivo potrà valutare l'opportunità di effettuare una documentazione fotografica, almeno dei misuratori energeticamente più importanti.

Il sopralluogo dovrà essere condotto in modo da poter rispondere completamente almeno alle domande contenute nella lista di riscontro (Allegato E).

9. Impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili ammessi ai benefici previsti dai provvedimenti CIP nn.15/89, 34/90 e 6/92

9.1 Finalità delle verifiche e dei sopralluoghi:

La finalità delle verifiche e dei sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili è quella di controllare la sussistenza, in capo al produttore, dei requisiti, oggettivi e soggettivi, e dei presupposti per il riconoscimento dei benefici previsti dalla normativa vigente e il rispetto della condizione tecnica di assimilabilità a fonte rinnovabile. In particolare, hanno anche lo scopo di:

- a) accertare la rispondenza dell'impianto agli schemi e alle caratteristiche tecniche dichiarate dal produttore;
- b) esaminare lo stato di conservazione e di funzionalità dell'impianto, verificandone quindi l'effettiva capacità di produrre energia elettrica e termica:
 - nella quantità e secondo l'efficienza corrispondente alle caratteristiche tecniche dichiarate dal produttore;
 - coerentemente con l'ultima dichiarazione annuale di consumi e di produzione di energia;
- c) verificare l'effettiva natura utile del calore prodotto e contabilizzato;
- d) verificare che nel conteggio dell'energia elettrica netta prodotta siano stati correttamente detratti tutti i consumi dei sistemi ausiliari di pertinenza dell'impianto;
- e) verificare il corretto conteggio di tutti i combustibili fossili "commerciali" che alimentano l'impianto;
- f) accertare, se l'impianto è alimentato in tutto o in parte da calore di risulta, scarti di lavorazione e/o processi, o combustibili fossili prodotti da giacimenti minori isolati, l'effettiva quantità e provenienza di tali apporti;
- g) verificare se l'impianto è alimentato da scarti di lavorazione e/o di processi, assieme a combustibile fossile in quantità che il produttore dichiara "minima indispensabile", secondo quanto previsto dal D.M. del 4/8/94, i fondamenti tecnici e documentali che supportano tale dichiarazione;
- h) accertare che il sistema di misura, impiegato per la contabilizzazione dei flussi energetici che concorrono al calcolo dello "Ien", sia rispondente a quanto dichiarato dal produttore in occasione della prima dichiarazione annuale e –comunque- a criteri di buona tecnica;
- i) verificare che il programma di utilizzo dell'impianto dichiarato dal produttore sia ragionevolmente coerente sia con gli assetti produttivi dell'impianto che con i fabbisogni caratteristici dell'utenza termica servita;
- j) verificare che i sistemi di misura siano in soddisfacente stato di manutenzione, che i sigilli apposti siano atti a prevenire manomissioni, siano integri e che sia disponibile e correttamente applicato un piano di controlli/tarature periodiche.

9.2 Programma di massima delle verifiche e dei sopralluoghi

Ferma restando la necessità che il programma di dettaglio sia di volta in volta definito dal nucleo ispettivo, sulla base della realtà impiantistica, delle specifiche problematiche evidenziate da precedenti interventi ispettivi o dall'esame della documentazione, di norma il controllo si svolge attraverso le fasi di cui ai punti seguenti.

9.3 Esame della documentazione – Rispondenza alla delibera AEEG n.27/99

Il nucleo ispettivo esamina preliminarmente, con particolare riferimento ai dati necessari al calcolo dell'indice "Ien", la dichiarazione che il produttore interessato – in base alla delibera AEEG n. 27/99 – ha inviato all'AEEG e per conoscenza alla CCSE e al soggetto cessionario⁷, per verificare la rispondenza con quanto previsto ai commi 1.1. e 1.2 della delibera stessa.

Tale dichiarazione, oltre ad indicare il valore dell'indice energetico "Ien" conseguito nell'anno solare precedente, deve contenere informazioni su:

- identificazione del soggetto produttore;
- identificazione dell'impianto e sue caratteristiche generali, inclusi gli schemi di funzionamento;
- energia elettrica utile prodotta, energia termica utile, energia immessa attraverso i combustibili fossili commerciali;
- programma annuale di utilizzo dell'impianto.

La dichiarazione inviata nel primo anno di applicazione della delibera citata⁸ e, successivamente, solo nel caso vi siano state variazioni significative, deve contenere anche le seguenti informazioni e documentazioni:

- copia della comunicazione dell'indice energetico "Ien" inviata dal MICA;
- variazioni intervenute rispetto a quanto contenuto nella documentazione trasmessa a suo tempo al MICA, se tali variazioni possono influire sul rispetto della condizione tecnica di assimilabilità;

⁷ Tale procedura è in vigore dalla data di pubblicazione della delibera (giugno 1999). In precedenza il DM 4 agosto 1994 stabiliva, a modifica e integrazione del provvedimento CIP 6/92, che il produttore dovesse comunicare ad Enel, entro il 31 gennaio di ciascun anno, riferiti all'anno solare antecedente, i quantitativi di energia utile, termica ed elettrica, prodotti ed il corrispondente consumo di combustibile fossile commerciale, e che l'Enel dovesse controllare il rispetto della condizione di assimilabilità.

⁸ Nel primo semestre 1999 per gli impianti già in esercizio nel 1998 o negli anni successivi per quelli non ancora in esercizio nel 1998.

- misure annuali delle grandezze elettriche e termiche e metodi di misura e criteri utilizzati per determinare i valori delle grandezze necessarie per il calcolo dell'indice "Ien".

Devono essere tenute in considerazione anche le dichiarazioni inviate dal produttore negli anni precedenti, a partire dal primo anno di applicazione della delibera AEEG n. 27/99, al fine di verificare l'andamento nel tempo delle grandezze energetiche in gioco, dell'indice "Ien" e di altri indicatori⁹.

Dall'analisi della suddetta documentazione, che deve contenere le indicazioni necessarie sul macchinario principale ed anche su tutte le relazioni funzionali dell'impianto con l'esterno (scambi di energia elettrica, combustibili commerciali e non, vapore, etc.) deve essere possibile rilevare:

- il processo industriale che si svolge nello stabilimento ove è ubicata l'unità di produzione;
- i combustibili utilizzati e la loro provenienza (eventualmente i combustibili ceduti a terzi), compresi i combustibili di recupero;
- il calore utilizzato nelle diverse fasi del ciclo produttivo e il calore ceduto o acquistato da terzi;
- l'energia elettrica utile prodotta annualmente dall'impianto, al netto dell'energia assorbita dai servizi ausiliari;
- i metodi di misura utilizzati;
- i criteri adottati per determinare i valori delle grandezze utilizzate nel calcolo dell'indice energetico;
- i punti di misura;

⁹ Sono tenuti ad inviare la dichiarazione per la verifica dello "Ien", in ogni caso, anche i seguenti produttori:

- proprietari di impianti assimilati per i quali sono già trascorsi gli 8 anni di incentivo e che hanno una durata della convenzione di cessione dell'energia elettrica superiore ad 8 anni;
- proprietari di impianti assimilati per i quali – essendo la data di inizio lavori o di entrata in esercizio successiva all'entrata in vigore del provvedimento CIP n.34/90 e antecedente all'entrata in vigore del provvedimento CIP n.6/92 (Titolo VII, comma B, punto 5 del provvedimento CIP n.6/92) – l'accertamento della condizione di assimilabilità può essere stato fatto – a richiesta del produttore - sulla base del criterio previsto nel provvedimento CIP n.34/90 (indice di utilizzo del combustibile "Iuc", il cui rispetto è verificato "una tantum" in base ai dati di progetto dell'impianto);
- proprietari di impianti che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi e in impianti, qualora utilizzino anche combustibili fossili commerciali;
- proprietari di impianti che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati, a prescindere dal valore assunto dall'indice "Ien".

- le caratteristiche del sistema di misura ed in particolare della relativa accuratezza.

Il nucleo ispettivo, utilizzando anche le dichiarazioni degli anni precedenti, deve rilevare inoltre:

- l'andamento negli anni delle principali grandezze energetiche (energia elettrica netta, energia termica utile, energia primaria immessa, ecc.) nonché dell'indice "Ien";
- l'andamento negli anni del rapporto fra energia elettrica e energia termica;
- il rendimento di "primo principio"¹⁰;
- le ore annue equivalenti di funzionamento dell'impianto¹¹.

9.4 Incontro con il Produttore

Al termine dell'esame documentale, il nucleo ispettivo incontra il produttore, come indicato al par.4.2, al quale richiede:

- informazioni sullo stato dell'impianto e su cambiamenti introdotti rispetto alla situazione impiantistica dichiarata nell'ultimo assetto comunicato;
- chiarimenti su aspetti dubbi emersi dall'esame della documentazione;
- documentazione aggiuntiva ove fossero emerse carenze in quella presentata o comunque sia ritenuto utile, a complemento delle informazioni già disponibili.

Qualora tra i flussi energetici entranti nell'impianto fossero utilizzati combustibili diversi da quelli fossili commerciali, si rendono necessari approfondimenti:

- a) nel caso in cui vengano utilizzati come combustibili scarti di lavorazione o residui di processo, sulle relative caratteristiche (composizione chimica, pressione, temperatura e potere calorifico) ed il tipo di lavorazione o processo che dà origine allo scarto, in base a dati quantitativi e documentati.

La finalità di tali verifiche è stabilire:

- se la natura del combustibile sia coerente con la sua origine dichiarata;

¹⁰ Rapporto tra la somma delle energie rese all'utenza (energia elettrica netta ed energia termica netta utile generate dall'impianto di cogenerazione) e l'energia primaria del combustibile, riferita al potere calorifico inferiore dello stesso, che alimenta l'impianto di cogenerazione.

¹¹ Rapporto tra l'energia annua prodotta e la potenza nominale della sezione

- se le caratteristiche del combustibile siano compatibili con quelle di residui di processi aventi efficienza allo “stato dell’arte” dello specifico settore industriale;
- b) qualora i combustibili di cui al punto a) vengano impiegati congiuntamente a combustibili fossili commerciali in quantità che il produttore dichiara “minima indispensabile”, secondo quanto previsto dal D.M. del 4/8/94, su tutti gli elementi tecnici (documentazione, esperienza di esercizio ecc.) che possano giustificare l’effettiva necessità della quantità stessa;
- c) nel caso di recupero di calore di processo, sulle caratteristiche termodinamiche del fluido e sul tipo di processo che lo origina al fine di verificare la coerenza tra il calore di recupero e il processo di provenienza;
- d) nel caso di combustibili fossili provenienti da giacimenti minori isolati, sugli elementi che rendano inequivocabile l’origine del combustibile;
- e) per quanto infine concerne l’uso “utile” del calore:
 - qualora il produttore ceda il calore ad altri soggetti, sulla sussistenza di fatturazioni coerenti con la quantità di calore fornito, rilevando dati sul costo evitato per la produzione del calore da fonte fossile;
 - qualora il produttore utilizzi il calore in un proprio processo produttivo, sui presupposti di sussistenza di un coerente ritorno economico dalla commercializzazione del prodotto ottenuto, tenendo conto del tipico consumo specifico di calore del processo impiegato rispetto a processi analoghi.

9.5 Sopralluogo sull’impianto - Rispondenza fisica alla configurazione documentata

Il nucleo ispettivo, attraverso ricognizione, verifica la rispondenza fisica dell’impianto a quanto noto e documentato. In particolare dovrà essere verificata:

- la rispondenza a quanto documentato sui flussi energetici entranti ed uscenti dall’impianto (combustibili fossili e/o di recupero, calore entrante e uscente, energia elettrica al netto dei consumi degli ausiliari d’impianto);
- l’assenza di bypass, confluenze, biforcazioni non documentate (sia a livello di schema di processo che di linee elettriche) e che potrebbero alterare la contabilizzazione dei flussi energetici.

La consistenza e lo stato dell’impianto sono verificati in relazione all’effettiva capacità di produrre energia elettrica e termica nelle quantità e con l’efficienza dichiarate. In tale verifica sono di ausilio, oltre agli schemi disponibili, l’esame dello stato di manutenzione, i dati di targa del macchinario principale, le letture dirette dei più importanti parametri operativi,

attraverso presentazioni sul sistema di supervisione o mediante indicatori in campo. A titolo esemplificativo, ma non esaustivo, si citano temperature all'ingresso e all'uscita di turbogas, portate di combustibile, temperature e pressioni del vapore a monte e a valle turbina, portata alimento ecc.

Relativamente ai sistemi di misura e contabilizzazione energetica, le verifiche devono coprire come minimo i seguenti aspetti:

- a) rispondenza fisica agli schemi forniti e precedentemente esaminati;
- b) rispondenza della strumentazione impiegata a standard minimi di qualità;
- c) corretta installazione;
- d) adeguate procedure per controlli/tarature periodiche e corretta applicazione delle stesse;
- e) presenza di sigilli atti a impedire manomissioni, alterazioni o esclusione di strumenti.

Ove possibile il nucleo ispettivo potrà valutare l'opportunità di effettuare una documentazione fotografica, almeno dei misuratori energeticamente più importanti.

Il sopralluogo dovrà essere condotto in modo da poter rispondere completamente almeno alle domande contenute nella lista di riscontro (Allegato F).

10. Impianti di produzione di energia da cogenerazione ammessi ai benefici previsti dalle deliberazioni AEEG nn.42/02 e 201/04

10.1 Finalità delle verifiche e dei sopralluoghi:

La finalità delle verifiche e dei sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica da cogenerazione è quella di controllare la sussistenza, in capo al produttore, dei requisiti oggettivi e soggettivi e dei presupposti per il riconoscimento dei benefici previsti dalla normativa vigente e il rispetto della condizione tecnica di impianto di cogenerazione. In particolare, hanno anche lo scopo di:

- a) accertare la rispondenza dell'impianto agli schemi e alle caratteristiche tecniche dichiarate dal produttore;
- b) esaminare lo stato di conservazione e di funzionalità dell'impianto, verificandone quindi l'effettiva capacità di produrre energia elettrica e termica:

- nella quantità e secondo l'efficienza corrispondenti alle caratteristiche tecniche dichiarate;
- coerentemente con l'ultima dichiarazione annuale di consumi e di produzione di energia;
- c) verificare l'effettiva natura utile del calore prodotto e contabilizzato, sia per l'utilizzo civile sia per quello industriale;
- d) verificare che nel conteggio dell'energia elettrica netta prodotta siano stati correttamente detratti tutti i consumi dei sistemi ausiliari di pertinenza dell'impianto;
- e) verificare la quota di energia elettrica immessa in rete e la quota autoconsumata;
- f) verificare il corretto conteggio di tutti i combustibili che alimentano l'impianto, sulla base delle tipologie previste dalla delibera AEEG n.42/02, comma 2.2;
- g) verificare che gli altri parametri tecnici previsti nella delibera AEEG n.42/02 (quali ad esempio il livello di tensione a cui l'energia elettrica è immessa in rete o la taglia di riferimento di cui all'art.2, comma 2.2 della delibera), corrispondano a quanto dichiarato dal produttore;
- h) accertare che i sistemi di misura, impiegati per la contabilizzazione dei flussi energetici che concorrono al calcolo dei parametri "IRE" e "LT", siano rispondenti a quanto dichiarato dal produttore in occasione della prima dichiarazione annuale e –comunque- a criteri di buona tecnica;
- i) verificare che il programma di utilizzo dell'impianto dichiarato dal produttore sia ragionevolmente coerente sia con gli assetti produttivi dell'impianto che con i fabbisogni caratteristici dell'utenza tecnica servita;
- j) verificare che i sistemi di misura siano in soddisfacente stato di manutenzione, che i sigilli apposti siano atti a prevenire manomissioni, siano integri e che sia disponibile e correttamente applicato un piano di controlli/tarature periodici.

10.2 Programma di massima delle verifiche e dei sopralluoghi

Ferma restando la necessità che il programma di dettaglio sia di volta in volta definito dal nucleo ispettivo, sulla base della realtà impiantistica, delle specifiche problematiche evidenziate da precedenti interventi ispettivi o dall'esame della documentazione, di norma il controllo si svolge attraverso le fasi di cui ai punti seguenti.

10.3 Esame della documentazione – Rispondenza alle delibere AEEG nn.42/02 e 201/04

Il nucleo ispettivo esamina preliminarmente, con particolare riferimento ai dati necessari al calcolo degli indici “IRE” e “LT”, la dichiarazione che il produttore interessato –in base alle delibere AEEG nn.42/02 e 201/04 - ha inviato al GRTN, per verificare la rispondenza con quanto previsto ai commi 4.1. e 4.2 della delibera stessa.

Tale dichiarazione, oltre ad indicare i valori “IRE” e “LT” conseguiti per l’anno solare precedente, deve contenere le seguenti informazioni:

- identità del soggetto produttore;
- identificazione della sezione dell’impianto;
- le misure delle grandezze elettriche e termiche in gioco, necessarie ai fini della verifica degli indici “IRE” e “LT”;
- tutte le altre grandezze necessarie alla verifica dei suddetti indici;
- le caratteristiche generali della sezione e gli schemi di funzionamento;
- i metodi di misura e i criteri utilizzati;
- programma annuale di utilizzo della sezione.

La dichiarazione inviata nel primo anno di applicazione della delibera citata¹² e, successivamente, solo nel caso ci siano state variazioni significative, deve contenere anche le seguenti informazioni su:

- i metodi di misura e i criteri utilizzati per determinare i valori delle grandezze necessarie per il calcolo degli indici;
- le caratteristiche tecniche generali della sezione.

Devono essere tenute in considerazione anche le dichiarazioni inviate dal produttore negli anni precedenti, a partire dal primo anno di applicazione della delibera AEEG n.42/02, al fine di verificare l’andamento nel tempo delle grandezze energetiche in gioco, degli indici “IRE” e “LT” e degli altri indicatori.

Alcune delle informazioni necessarie devono essere reperite nella prima dichiarazione, in quanto i produttori sono tenuti a comunicarle solo la prima volta e -successivamente- solo qualora vi siano variazioni significative.

¹² La prima dichiarazione è stata inviata dai produttori al GRTN – in applicazione della delibera n.42/02 – nel primo semestre 2002 o negli anni successivi, a seconda della data di entrata in esercizio dell’impianto.

Dall'analisi della suddetta documentazione, che deve contenere le indicazioni necessarie sul macchinario principale ed anche su tutte le relazioni funzionali dell'impianto con l'esterno (scambi di energia elettrica, combustibili commerciali e non, vapore etc.) deve essere possibile rilevare:

- il processo industriale che si svolge nello stabilimento ove è ubicata l'unità di produzione;
- i combustibili utilizzati e la loro provenienza (eventualmente i combustibili ceduti a terzi), compresi gli eventuali combustibili di recupero;
- il calore utilizzato nelle diverse fasi del ciclo produttivo ed eventualmente il calore ceduto o acquistato da terzi;
- l'energia elettrica netta prodotta, l'energia elettrica immessa in rete e quella autoconsumata nell'impianto stesso, tenendo conto di eventuali forniture di energia elettrica per l'alimentazione dei servizi ausiliari.
- i metodi di misura utilizzati;
- i punti di misura;
- le caratteristiche del sistema di misura ed in particolare la relativa accuratezza;
- i criteri adottati per determinare i valori delle grandezze utilizzate nel calcolo degli indici.

Il nucleo ispettivo, utilizzando anche le dichiarazioni degli anni precedenti, deve rilevare inoltre:

- l'andamento negli anni delle principali grandezze energetiche (energia elettrica utile, energia termica utile, energia primaria immessa, ecc.) nonché degli indici IRE e LT;
- l'andamento negli anni del rapporto fra energia elettrica e energia termica;
- il rendimento di "primo principio"¹³;
- le ore annue equivalenti di funzionamento dell'impianto¹⁴.

¹³ Rapporto tra la somma delle energie rese all'utenza (energia elettrica netta ed energia termica netta utili generate dall'impianto di cogenerazione) e l'energia primaria del combustibile, riferita al potere calorifico inferiore dello stesso, che alimenta l'impianto di cogenerazione

¹⁴ Rapporto tra l'energia annua prodotta e la potenza nominale della sezione.

10.4 Incontro con il Produttore

Al termine dell'esame documentale, il nucleo ispettivo, incontra il produttore, come indicato al par.4.2, al quale richiede:

- informazioni sullo stato dell'impianto e su cambiamenti introdotti rispetto la situazione impiantistica dichiarata nell'ultimo assetto comunicato;
- chiarimenti su aspetti dubbi emersi dall'esame della documentazione;
- documentazione aggiuntiva ove fossero emerse carenze in quella presentata o comunque sia ritenuto utile a complemento delle informazioni già disponibili.

Sono di particolare rilevanza approfondimenti in merito ai flussi energetici entranti ed alla destinazione del calore erogato; in particolare:

- a) sulla natura dei combustibili impiegati, con riferimento a quelli previsti al comma 2.2. della delibera AEEG n.42/02;
- b) nel caso in cui vengano utilizzati come combustibili scarti di lavorazione o residui di processo, se le relative caratteristiche (composizione chimica, pressione, temperatura e potere calorifico) ed il tipo di lavorazione o processo che dà origine allo scarto, in base a dati quantitativi e documentati. La finalità di tali verifiche è stabilire:
 - se la natura del combustibile sia coerente con la sua origine dichiarata;
 - se le caratteristiche dei combustibili siano compatibili con quelle di residui di processi aventi efficienza allo "stato dell'arte" dello specifico settore industriale;
- c) sull'uso "utile" del calore, e cioè:
 - la destinazione del calore (civile, industriale , eventualmente entrambe con le relative frazioni);
 - la sussistenza di fatturazioni coerenti con la quantità di calore fornito, valorizzato al costo evitato per la produzione del calore da fonte fossile, qualora il produttore ceda calore ad altri soggetti;
 - i presupposti di sussistenza di un coerente ritorno economico dalla commercializzazione del prodotto ottenuto, tenendo conto del tipico consumo specifico di calore del processo impiegato rispetto a processi analoghi, qualora il produttore utilizzi il calore in un proprio processo produttivo;
- d) sulla corretta individuazione della taglia di riferimento, secondo quanto previsto all'art.1 comma (j) della delibera AEEG n.42/02;
- e) sulla destinazione dell'energia elettrica prodotta (immissione in rete e/o autoconsumo – nel caso di autoconsumo non deve comunque essere conteggiato il consumo destinato ai servizi ausiliari);
- f) sul livello di tensione a cui l'energia viene immessa in rete.

10.5 Sopralluogo sull'impianto - Rispondenza fisica alla configurazione documentata

Il nucleo ispettivo, attraverso ricognizione, verifica la rispondenza fisica generale dell'impianto a quanto noto e documentato. In particolare dovrà essere verificata:

- la rispondenza a quanto documentato delle interfacce corrispondenti ai flussi energetici entranti ed uscenti dall'impianto (combustibili fossili e/o di recupero, calore entrante e uscente, energia elettrica prodotta al netto dei consumi degli ausiliari d'impianto);
- l'assenza di bypass, confluenze, biforcazioni non documentate (sia a livello di schema di processo che di linee elettriche) e che potrebbero alterare la contabilizzazione dei flussi energetici.

La consistenza e lo stato dell'impianto verranno verificati in relazione all'effettiva capacità di produrre energia elettrica e termica nelle quantità e con l'efficienza dichiarate. In tale verifica sono di ausilio, oltre agli schemi disponibili, l'esame dello stato di manutenzione, i dati di targa del macchinario principale, letture dirette dei più importanti parametri operativi, attraverso presentazioni sul sistema di supervisione o mediante indicatori in campo. A titolo esemplificativo, ma non esclusivo, si citano temperature all'ingresso e all'uscita di turbogas, portate di combustibile, temperature e pressioni del vapore a monte e a valle turbina, portata alimento ecc.

Relativamente ai sistemi di misura e contabilizzazione energetica, le verifiche devono coprire come minimo i seguenti aspetti:

- a) rispondenza fisica agli schemi forniti e precedentemente esaminati;
- b) rispondenza della strumentazione impiegata a standard minimi di qualità;
- c) corretta installazione;
- d) adeguate procedure per controlli/tarature periodiche, e corretta applicazione delle stesse;
- e) presenza di sigilli atti a impedire manomissioni, alterazioni o esclusione di strumenti;

Ove possibile il nucleo ispettivo potrà valutare l'opportunità di effettuare una documentazione fotografica, almeno dei misuratori energeticamente più importanti.

Il sopralluogo dovrà essere condotto in modo da poter rispondere completamente almeno alle domande contenute nella lista di riscontro (Allegato G).

Schema di dettaglio riepilogativo delle classi di impianto sulla base delle definizioni normative

Tipologie di impianti	Prov. CIP n.15/89 (1)	Prov. CIP n.34/90 (1) (2)	Prov. CIP n.6/92 (5)	Delibera n.42/02	D.M. 11/11/99 (C.V)
Utilizzanti fonti rinnovabili	idroelettrici				Idroelettrici
	geotermici				Geotermici
	solari				Solari
	eolici				Eolici
	sfruttamento di maree e moto ondoso				sfruttamento di maree e moto ondoso
	trasformazione di rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali				co-combustione (4)
Cogenerazione				produzione combinata di energia elettrica e calore, sottoposta a verifica indici IRE e LT	
Utilizzanti fonti assimilate	produzione combinata di energia elettrica e calore				
	utilizzo di calore di risulta, fumi di scarico e altre forme di energia recuperabile in processi e impianti	Impianti con IUC superiore a 0,53. La definizione si applica in particolare anche agli impianti a a ciclo combinato gas-vapore nonché agli impianti utilizzanti scarti di lavorazione e/o rifiuti e/o biomasse.	produzione combinata di energia elettrica e calore, purchè con Ien > 0,51; utilizzo di calore di risulta, fumi di scarico e altre forme di energia recuperabile in processi e impianti; utilizzo di scarti di lavorazione e/o processi; utilizzo di fonti fossili da giacimenti minori isolati - purchè con Ien ≥ a 0,51		
Utilizzanti fonti convenzionali in regime di convenzione			utilizzo di fonti fossili per sola produzione elettrica e altri impianti diversi dai precedenti		
Tipologie di beneficio spettanti					
Diritto a prezzo "incentivato" e diritto all'"obbligo di acquisto" (3)	SI	SI	SI	NO	SI
Diritto alla priorità di dispacciamento e esenzione dall'obbligo di immissione certificati verdi	NO	NO	NO	SI	SI
Diritto al rilascio di certificati verdi	NO	NO	SI (6)	NO	SI

(1): L'individuazione delle fonti energetiche rinnovabili e assimilate alle rinnovabili deriva dalla classificazione emanata all'art.n.1 della L.308/82

(2): Relativamente agli impianti con produzione combinata l'assimilabilità è condizionata al raggiungimento di un indice di assimilabilità (Iuc)

(3): Agli impianti che beneficiano dei trattamenti previsti dai provvedimenti CIP nn.15/89, 34/90 e 6/92 è riconosciuto un prezzo "incentivante per la cessione ed il diritto al ritiro dell'energia da parte del GRTN s.p.a. (in precedenza Enel)

(4): per la definizione di co-combustione si fa riferimento alla definizione data con il D.M. 18/04/92

(5): Il Provv. CIP n.6/92 riporta nelle premesse la classificazione in categorie degli impianti in base alla fonte energetica utilizzata.

(6): Solo per nuovi impianti, potenziamenti, rifacimenti in esercizio dopo il 1° aprile 1999, in favore del GRTN s.p.a. .

Criteria di massima per la pianificazione e predisposizione del programma operativo delle verifiche e dei sopralluoghi

Il presente programma operativo triennale viene elaborato per il conseguimento degli obiettivi e secondo i criteri di priorità di seguito indicati in ordine di importanza:

1.Obiettivi del piano:

Il piano triennale si propone di rispondere a quanto previsto nelle delibere dell'AEEG n. 27/99 e 42/02 in termini di verifiche e sopralluoghi sugli impianti che percepiscono o richiedono benefici in base alla normativa vigente.

Poiché tali impianti sono in numero considerevole, ma sono relativamente pochi quelli di dimensioni più significative, si ritiene opportuno concentrare gli interventi ispettivi su questi ultimi in modo esaustivo, e di sottoporre gli altri impianti (diversi per tipologia e/o taglia) ad analoghi interventi ispettivi su campioni rappresentativi.

Con queste premesse, nel corso del triennio si intende sottoporre a interventi ispettivi:

- a) tutti gli impianti “da fonti assimilate” sulla base dell’indice “Ien”, con potenza superiore a 10 MW;
- b) un campione significativo (almeno 5) di impianti titolari dei benefici del titolo VII comma 2 del provvedimento CIP n.6/92;
- c) un campione significativo (tra 5 e 10) di impianti alimentati da fonti rinnovabili quali le biomasse e gli RSU con potenza superiore a 10 MW;
- d) un campione significativo (almeno 5) di impianti eolici o geotermici o idraulici con potenza superiore a 10 MW;
- e) un campione significativo (tra 10 e 15) di impianti con potenza nominale inferiore a 10 MW e appartenenti alla categoria di quelli classificati come “da fonti assimilate” ed alla categoria di quelli alimentati da biomasse o RSU;
- f) almeno 30 impianti che hanno richiesto i benefici della delibera 42/02.

2.Criteri di priorità

A) Impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili, ammessi ai benefici previsti dal provvedimento Cip n.6/92, con priorità per quelli per i quali non è ancora terminato il periodo oggetto di incentivazione specifica:

- a) impianti di maggiore taglia;
- b) impianti per i quali sussistono elementi di incertezza o incompletezza nelle dichiarazioni dei produttori; rilevanti variazioni negli indici energetici (o nelle principali grandezze energetiche) negli ultimi tre anni; indici energetici vicini alle soglie;
- c) impianti che utilizzano in tutto o in parte combustibili non fossili commerciali;
- d) impianti che dichiarano un alto valore di combustibile fossile strettamente indispensabile.

B) Impianti di produzione di energia da elettrica da cogenerazione, ammessi ai benefici previsti dalle delibere AEEG nn. 42/02 e 201/04

- a) impianti di maggiore taglia;
- b) impianti appartenenti a produttori soggetti all'obbligo di cui all'art.11 del D.Lgs.n.79/99, come modificato ed integrato dalla legge n.239/04 (certificati verdi);
- c) impianti per i quali sussistono elementi di incertezza o incompletezza nelle dichiarazioni dei produttori: rilevanti variazioni negli indici energetici (o nelle principali grandezze energetiche) negli ultimi tre anni; indici energetici vicini alle soglie;
- d) impianti che utilizzano in tutto o in parte combustibili non fossili commerciali;
- e) taglie vicino al valore di soglia (art. 2.2 della delibera AEEG n. 42/02) per la scelta di η_{es} .

C) Impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, ammessi ai benefici previsti dal provvedimento Cip n. 6/92, con priorità per quelli per i quali non è ancora terminato il periodo oggetto di incentivazione specifica:

- a) impianti del tipo RSU o con utilizzo di biomasse
- b) altre tipologie

In linea generale, verrà data la priorità agli impianti non oggetto di precedenti interventi ispettivi. Durante il primo semestre dell'attività potranno essere anticipati quegli interventi ispettivi presso gli impianti che prevedibilmente potranno contribuire a fornire elementi di aggiornamento del Regolamento.

3.Piano annuale di interventi

Il piano operativo triennale è suddiviso in annualità.

Ogni anno gli interventi da programmare, in base agli obiettivi del triennio, sono:

- 25÷30 sugli impianti assimilati;
- 1÷2 sugli impianti titolari del tit VII comma 2 del provvedimento CIP n.6/92;
- 2÷3 su impianti da fonti rinnovabili quali le biomasse/RSU;
- 1÷2 su impianti da fonti rinnovabili (eolici/geotermici/idraulici);
- 4÷5 su impianti di potenza inferiore ai 10 MW (assimilati e/o biomasse/RSU);
- 10 su impianti cogenerativi secondo la 42/02.

Resta inteso che, ove necessario nel caso che nei primi riscontri dovessero emergere aspetti tali da richiedere ulteriori approfondimenti, il piano operativo annuale può focalizzarsi in termini diversi.

Il numero complessivo di interventi annui è di circa 50.

SCHEMA

**PROCESSO VERBALE REDATTO AI SENSI DELL'ART. 1, COMMI b),c) ed e)
DELLA DELIBERA DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL
GAS N° 60/04**

Il giorno gg/mm/aaaa, presso la sede dell'Impresa xxxxxx. sita a yyyyyy (zz) in V.le
*****, ** – viene compilato il presente atto.

VERBALIZZANTI

cognome nome

cognome nome

PARTE

xxxxx con sede a yyyyyy (zz) in V.le ******, P.IVA n. _____, in atti
rappresentata dall'Ing. _____, nato a _____ il --/--/---- e residente a ----- alla via
_____, n.--, doc. ric., c.i. n. _____ rilasciata dal Comune di ----- il -- -----
---, nella sua qualità di _____.

FATTO

I sottoscritti verbalizzanti alle ore --,-- di oggi accedevano negli uffici della xxxxxx in
rubrica specificata per eseguirvi un intervento ispettivo, di cui alla lettera prot. n.---- del
gg/mm/aaaa della Cassa congruaglio per il settore elettrico.

Presentatisi al Sig. _____, nato a _____ (--) il --/--/---- e ivi residente alla via _____,
n.--, doc. Pat. n° _____ rilasciata dal Prefetto di _____ il --/--/----, si qualificavano
mediante l'esibizione dei documenti di identità, ed esibivano copia della citata lettera
d'incarico. Ha altresì partecipato il sig. _____

Quindi gli manifestavano lo scopo dell'intervento ispettivo e lo invitavano ad assistere alle operazioni o a farsi rappresentare da persona all'uopo delegata ed a farsi assistere da persona di sua fiducia e ad esibire tutti i libri, registri, scritture contabili e documenti attinenti a:

- 1)-----;
- 2) -----;
- 3-----;

Il Sig.dichiarava.....(delega e assistenza)

La parte ha quindi consegnato la seguente documentazione:

- a): -----;
- b): -----;
- c): -----;

Descrizione delle attività svolte, degli esiti e dei rilievi effettuati:

Informazioni richieste e risposte ottenute:

Prescrizioni e raccomandazioni a cura del nucleo ispettivo:

Osservazioni e dichiarazioni della parte:

Le operazioni, come sopra descritte, sono terminate alle ore --,-- del xx/xx/xxxx.

Con il consenso della parte sono stati acquisiti i seguenti documenti che vengono allegati al presente atto:

I verbalizzanti si riservano comunque eventuali successive verifiche e la richiesta di ulteriore documentazione.

Il presente verbale, che si compone di n. -- pagine e n. -- allegati, viene redatto in due esemplari uno dei quali è consegnato alla parte.

Il presente verbale viene letto, confermato e sottoscritto alla fine di ogni foglio in data e luogo come sopra.

I VERBALIZZANTI

.....
.....
.....
.....

LA PARTE

.....
.....
.....
.....

SCHEMA

Rapporto ispettivo

1. **Oggetto:** *riferimenti all'impianto oggetto di intervento ispettivo e alla tipologia di benefici riconosciuti.*

2. Documentazione di riferimento:

- *elenco di tutte le dichiarazioni inviate dal produttore a CCSE, AEEG e GRTN e/o comunque acquisite;*
- *documenti richiesti in via preliminare dal nucleo ispettivo;*
- *documenti ricevuti durante l'intervento;*
- *rapporti di ispezione precedentemente effettuati sull'impianto.*

3. **Descrizione dell'impianto:** *sintesi dello schema energetico dell'impianto e dello schema funzionale con in evidenza i principali componenti, descrizione dei processi a monte e a valle dell'impianto di produzione di energia elettrica.*

4. **Sopralluogo dell'impianto** *(a seconda della tipologia di impianto oggetto di intervento ispettivo):*

- *corrispondenza dell'impianto agli schemi forniti;*
- *verifica della strumentazione.*

5. **Risposte alla lista di riscontro** *(a seconda della tipologia di impianto oggetto di intervento ispettivo).*

6. Analisi dei dati allegati alle dichiarazioni:

- *confronto dei dati allegati alle dichiarazioni con le risultanze dell'intervento e le eventuali valutazioni degli ispettori, comprensivo dell'esame di tutte le grandezze principali (energia elettrica, termica, etc.);*
- *verifica degli indici (Ien, IRE, LT, etc.).*

7. **Conclusioni:** *sintesi dei risultati dell'intervento ispettivo, con indicazione dei riscontri positivi, di quelli negativi, dei problemi che richiedono ulteriori approfondimenti e le eventuali raccomandazioni.*

8. **Sottoscrizione del referente dell'intervento.**

Allegati:

- A): verbale dell'intervento;
- B): documentazione fotografica impianto e strumenti di misura.

Lista di riscontro per impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (Provv.CIP n.6/92)

N.	Domanda	SI	NO
1	L'impianto è della tipologia idroelettrico a bacino, serbatoio, acqua fluente oltre 3 MWe?		
2	L'impianto è della tipologia idroelettrico ad acqua fluente fino a 3 MWe?		
3	L'impianto è della tipologia eolico o geotermico?		
4	Se l'impianto è della tipologia geotermica, vi è utilizzo anche di combustibili fossili ?		
5	L'impianto è della tipologia fotovoltaico, RSU, biomasse, altri combustibili di recupero con problematiche impiantistiche – economiche analoghe a RSU?		
6	L'impianto è alimentato esclusivamente da fonti rinnovabili?		
7	Si tratta di "impianto nuovo"?		
8	Si tratta di "rifacimento di impianto esistente"?		
9	Si tratta di "impianto idroelettrico potenziato"?		
10	Si tratta di "impianto idroelettrico di pompaggio"?		
11	La strumentazione impiegata è adeguata e correttamente gestita?		
12	(Solo se si è risposto "SI" alle domande 4 o 5, altrimenti saltare) L'impianto utilizza, assieme a biomasse, RSU e assimilati, anche combustibili di processo o residui o combustibili fossili?		
13	(Solo se si è risposto "SI" alle domande 4 o 5, altrimenti saltare) La natura dei combustibili è dichiarata correttamente?		
14	(Solo se si è risposto "SI" alle domande 5 e 12, altrimenti saltare) Viene impiegato carbone?		
15	(Solo se si è risposto "SI" alla domanda 10 altrimenti saltare) Le produzioni di energia dovute ad apporti naturali ed al pompaggio sono conteggiate separatamente in modo corretto?		
16	I consumi degli ausiliari d'impianto sono conteggiati in modo corretto?		

Lista di riscontro per impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili (provv.Cip n.6/92)

N.	Domanda	SI	NO
1	Si utilizzano combustibili di recupero? (Se risposta NO passare a domanda 6)		
2	La natura del combustibile di recupero è coerente con l'origine?		
3	La natura del combustibile di recupero è compatibile con un processo di origine avente efficienza allo stato dell'arte?		
4	Il produttore ha dichiarato di impiegare combustibili fossili commerciali in quantità minima necessaria?		
5	La quantità di combustibile fossile è effettivamente la minima necessaria?		
6	Viene recuperato calore da processi esterni? (Se risposto NO passare alla domanda 8)		
7	Il livello di temperatura e la quantità di calore recuperato sono compatibili con un processo esterno allo stato dell'arte?		
8	Viene utilizzato combustibile fossile da giacimenti minori isolati? (Se risposta NO passare alla domanda 12)		
9	E' documentata l'origine del combustibile fossile di cui alla domanda 8?		
10	La potenza elettrica è inferiore a 30 MWe?		
11	Il produttore cede energia termica ad altri soggetti? (se risposta NO passare alla domanda 14)		
12	La quantità di energia termica fatturata è coerente con l'energia termica dichiarata in quantità e prezzo?		
13	Il produttore utilizza calore in propri processi, diversi dalla generazione? (Se risposta NO passare alla domanda 16)		
14	La fatturazione dei prodotti derivati dai processi di cui al punto 13, corrisponde, in quantità, prezzo e consumo specifico di calore, a quanto dichiarato come calore utilizzato?		
15	La configurazione d'impianto corrisponde fisicamente alla documentazione fornita, in special modo per le interfacce di ingresso/uscita dell'energia?		
16	E' verificata l'assenza di bypass, biforcazioni, confluenze non documentate a livello elettrico e di fluidi?		
17	Lo stato di conservazione ed i parametri operativi osservati sono compatibili con le prestazioni dichiarate?		
18	I sistemi di misura corrispondono fisicamente agli schemi disponibili?		
19	La strumentazione soddisfa ai richiesti standard di qualità?		
20	La strumentazione è correttamente installata? (es. barilotti, drenaggio condense, distanze di calma ecc.)		
21	Le procedure di controllo/taratura periodica sono adeguate?		
22	Le procedure di cui al punto 21 sono correttamente applicate?		
23	La strumentazione è adeguatamente sigillata?		

**Lista di riscontro per impianti di produzione di energia elettrica da cogenerazione
(del.AEEG n.42/02 e 201/04)**

N.	Domanda	SI	NO
1	La natura dei combustibili impiegati è coerente con quanto dichiarato?		
2	Si impiegano combustibili di processo, residui o biogas ? (se risposto NO passare a domanda 5)		
3	La natura dei combustibili di cui alla domanda 2 è corente con l'origine?		
4	La natura dei combustibili di cui alla domanda 2 è compatibile con un processo di origine avente efficienza allo stato dell'arte?		
5	Viene utilizzato gas naturale da giacimenti minori isolati? (se risposto NO passare a domanda 7)		
6	E' documentata l'origine del combustibile di cui alla domanda 5?		
7	Il produttore cede calore ad altri soggetti? (se risposto NO passare a domanda 9)		
8	La quantità fatturata è coerente con l'energia termica dichiarata in quantità e prezzo?		
9	Il produttore utilizza calore in propri processi, diversi dalla generazione? (se risposto NO passare a domanda 11)		
10	La fatturazione dei prodotti ottenuti nei processi di cui al punto 9, corrisponde, in quantità, prezzo e consumo specifico di calore, a quanto dichiarato come calore utilizzato?		
11	Il livello di tensione dell'energia immessa in rete è coerente con quanto dichiarato?		
12	Il produttore autoconsuma una quota dell'energia elettrica netta? (se risposto NO passare a domanda 14)		
13	La quota autoconsumata è coerente con quanto dichiarato dal produttore ?		
14	La taglia di riferimento della sezione è coerente con quanto dichiarato dal produttore ?		
15	L'impianto è stato dichiarato come rifacimento ? (se risposto NO passare a domanda 17)		
16	L'intervento di rifacimento è coerente con i criteri indicati nella delibera AEEG 42/02 ?		
17	E' verificata l'assenza di bypass, biforcazioni, confluenze non documentate a livello elettrico e di fluidi?		
18	Lo stato di conservazione ed i parametri operativi osservati sono compatibili con le prestazioni dichiarate?		
19	I sistemi di misura corrispondono fisicamente agli schemi disponibili?		
20	La strumentazione soddisfa ai richiesti standard di qualità?		
21	La strumentazione è correttamente installata? (es. barilotti, drenaggio condense, distanze di calma ecc.)		
22	Le procedure di controllo/taratura periodica sono adeguate?		
23	Le procedure di cui al punto 22 sono correttamente applicate?		
24	La strumentazione è adeguatamente sigillata?		

Criteria di individuazione dei componenti per la formazione dei nuclei ispettivi di cui al comma 3.1, della deliberazione n.60/04 – selezione degli esperti esterni

Tenuto conto di quanto previsto dalla delibera AEEG n.60/04, la CCSE può utilizzare ai fini della formazione dei nuclei ispettivi per l'effettuazione di verifiche e sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate a quelle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione, anche esperti esterni dotati di idonea qualificazione.

Gli esperti sono scelti mediante selezione di candidature presentate a seguito di avviso di manifestazione di interesse e sulla base dei requisiti di seguito indicati:

- possesso di laurea in materie tecnico-scientifiche, conseguita da almeno 10 anni alla data di pubblicazione del presente invito;

oppure

- possesso di diploma di scuola media superiore ad indirizzo tecnico conseguito da almeno 15 anni alla data di pubblicazione del presente invito;

Gli esperti dovranno, inoltre, essere in possesso di documentata esperienza, di almeno 5 anni, nel campo della produzione dell'energia elettrica/meccanica/termica e/o delle misure meccaniche/termiche/elettriche.

I nuclei ispettivi possono comprendere, in base a quanto previsto al punto 3.4 del Regolamento, oltre agli esperti esterni selezionati anche dipendenti dell'Autorità, della CCSE, del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) e della Guardia di Finanza.

La composizione dei nuclei ispettivi è compito esclusivo della CCSE.