



# **INCENTIVAZIONE DEGLI IMPIANTI SOLARI TERMODINAMICI**

**DOCUMENTO TECNICO INFORMATIVO**

**Agosto 2014**

## Indice

Premessa .....	2
1    AMBITO DI APPLICAZIONE.....	2
2    PRECISAZIONI PER L'APPLICAZIONE DEL DECRETO .....	3
2.1    Impianti ibridi.....	3
2.2    Frazione d'integrazione.....	3
2.3    Superficie captante .....	3
2.4    Capacità termica di accumulo .....	3
2.5    Capacità termica di accumulo per m <sup>2</sup> di superficie captante.....	5
2.6    Entrata in esercizio.....	5
2.7    Obbligo d'integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici (art. 11 D.Lgs. 28/2011).....	6
2.8    Determinazione della frazione di integrazione per gli impianti ibridi.....	6
2.9    Determinazione dei consumi dei servizi ausiliari e delle perdite.....	7
2.10    Calcolo dell'energia incentivata .....	8
2.11    Valorizzazione dell'energia in funzione della tipologia di impianto e della frazione di integrazione .....	9
Appendice A - Determinazione della superficie di captazione per le principali filiere tecnologiche.....	12
Appendice B - Strumentazione di misura dell'energia termica .....	14

## PREMESSA

Nel presente documento vengono forniti precisazioni e chiarimenti tecnici in merito alle disposizioni di cui al D.M. 11 aprile 2008 *“Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici”* (nel seguito *“Decreto”*), così come modificato dall'Articolo 28 *“Disposizioni in materia di impianti solari termodinamici”* (nel seguito *“Articolo 28”*) del D.M. 6 luglio 2012 *“Attuazione dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici”* e di cui alla Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ARG/elt 95/08 *“Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 11 aprile 2008, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici”* (nel seguito *“Delibera AEEG”*).

### 1 AMBITO DI APPLICAZIONE

Secondo quanto stabilito dal Decreto gli incentivi sono riconosciuti per gli impianti solari termodinamici entrati in esercizio successivamente al 18 luglio 2008, data di entrata in vigore della Delibera AEEG.

Possono fare richiesta di accesso alle tariffe incentivanti i soli impianti solari termodinamici, anche ibridi, entrati in esercizio a seguito di nuova costruzione. Non sono pertanto incentivabili gli impianti oggetto di interventi tecnologici configurabili come multi-sezione o potenziamento di un impianto solare termodinamico già esistente.

Si specifica che la definizione di nuova costruzione si riferisce alla sola parte solare degli impianti termodinamici e pertanto non si estende, in caso d'impianto ibrido, alla parte d'impianto relativa a una diversa fonte energetica.

Ai sensi di quanto previsto all'art. 6, comma 1 del Decreto, le tariffe incentivanti riconosciute agli impianti solari termodinamici (di seguito anche semplicemente *“impianti”*) sono aggiuntive al prezzo di vendita dell'energia immessa in rete e compatibili con i meccanismi di ritiro dedicato o scambio sul posto.

Per gli impianti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2012 continuano ad applicarsi le disposizioni del Decreto, così come modificate dall'Articolo 28.

In conseguenza delle modifiche introdotte dal suddetto Articolo all'art. 11, comma 2 del Decreto, il limite massimo di potenza incentivabile, ivi inclusa la parte solare degli impianti ibridi, è corrispondente a 2.500.000 m<sup>2</sup> di superficie captante cumulativa. In base poi all'art. 12 comma 2 del Decreto, così come modificato dall'Articolo 28, avranno inoltre diritto alle tariffe incentivanti tutti gli impianti che entreranno in esercizio entro 24 mesi dal raggiungimento del limite di 2.500.000 m<sup>2</sup> di superficie captante cumulativa, che verrà comunicato dal GSE sul proprio sito internet.

## 2 PRECISAZIONI PER L'APPLICAZIONE DEL DECRETO

### 2.1 Impianti ibridi

Per impianti ibridi termodinamici si intendono le centrali la cui produzione di energia elettrica è ottenuta sia con il contributo di energia termica da fonte solare che di energia termica imputabile ad altre fonti, rinnovabili e non. Si definisce parte solare di un impianto ibrido, anche in presenza dell'accumulo termico, la parte dell'impianto che genera calore sfruttando l'energia solare come unica sorgente di calore ad alta temperatura.

### 2.2 Frazione d'integrazione

Si definisce frazione di integrazione ( $F_{int}$ ) di un impianto solare termodinamico la quota di produzione elettrica netta non attribuibile alla fonte solare, espressa dalla relazione:

$$F_{int} = 1 - \frac{P_s}{P_{ne}} \quad [1.1]$$

Dove:

- $P_s$  è la produzione netta di energia elettrica imputabile alla fonte solare (kWh);
- $P_{ne}$  è la produzione di energia elettrica netta dell'impianto, definita come la produzione elettrica lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica<sup>1</sup> (kWh).

La metodologia di calcolo della  $F_{int}$  è descritta al paragrafo 2.8.

### 2.3 Superficie captante

La superficie captante è la somma delle aree di tutti i captatori solari dell'impianto, laddove l'area del singolo captatore, funzione della diversa geometria del concentratore e della tipologia di sistema di inseguimento, è definita come l'area della sezione piana del medesimo che intercetta i raggi solari.

Le modalità di calcolo della superficie di captazione per le diverse tipologie impiantistiche sono riportate in Appendice A.

### 2.4 Capacità termica di accumulo

La capacità termica nominale del sistema di accumulo è definita come la quantità di energia termica, espressa in kWh termici, nominalmente immagazzinabile nel sistema di accumulo termico (art 2, lettera l) del Decreto), secondo la seguente relazione:

$$C_{nom} = M_{acc} \cdot C_p \cdot \Delta T \quad [1.2]$$

Dove:

- $C_{nom}$  è la capacità termica nominale (kWh termici)
- $M_{acc}$  è la massa totale del mezzo di accumulo (Kg)
- $C_p$  è il calore specifico medio del mezzo di accumulo nell'intervallo di temperature utilizzate (KWh/Kg/°C)
- $\Delta T$  è la differenza tra le temperature massima e minima di funzionamento del mezzo di accumulo (°C)

La massa totale del mezzo di accumulo è definita dalla seguente relazione:

---

<sup>1</sup> Come da definizione all'articolo 2, comma 1, lettera l) del D.M. 6 luglio 2012

$$M_{acc} = \rho \cdot V \quad [1.3]$$

Dove:

- $\rho$  è la densità del mezzo di accumulo, uniforme in tutto il volume di accumulo, funzione della temperatura ( $\text{Kg}/\text{m}^3$ )
- $V$  è il volume utile del serbatoio di accumulo ( $\text{m}^3$ ).

Il valore della massa totale nel serbatoio, calcolata secondo la [1.3], non deve tener conto, nel caso in cui il fluido termovettore del campo solare sia il medesimo del mezzo di accumulo, della quantità di fluido termovettore circolante all'interno delle tubazioni non destinate all'accumulo (quali riscaldatori, generatori di vapore, piping in genere, inclusi i tubi ricevitori e le tubazioni di mandata e di ritorno).

Il volume, in caso di serbatoio cilindrico, è definito dalla seguente formula:

$$V = \pi \cdot r^2 \cdot h_{utile} \quad [1.4]$$

Dove:

- $r$  = raggio interno del serbatoio (m)
- $h_{utile}$  = altezza massima operativa del fluido (m) all'interno del serbatoio.

La metodologia di calcolo della  $C_{nom}$  di cui alla [1.2] trova applicazione nei casi in cui l'energia termica è immagazzinata in due serbatoi distinti sotto forma di calore sensibile in un materiale incompressibile, mentre non si applica laddove è presente un accumulo con un unico serbatoio a termoclino, o nel caso di altre tecnologie quali accumulo ad equilibrio acqua - vapore, accumulo a scambio solido - fluido, accumulo con materiali a cambiamento di fase.

Nel caso di sistemi di accumulo solido, caricato e scaricato a vapore, la capacità nominale dell'accumulo è pari a:

$$C_{nom} = (H_{out} - H_{in}) \cdot Q \quad [1.5]$$

Dove:

- $H_{out}$  è l'entalpia del vapore in uscita, in fase di scarico dell'accumulo, nel range tra il valore massimo e minimo della temperatura del fluido in uscita ( $\text{kWh}/\text{kg}$ );
- $H_{in}$  è l'entalpia del vapore o del fluido in entrata, in fase di carico dell'accumulo, nel range tra il valore massimo e minimo della temperatura del fluido in ingresso ( $\text{kWh}/\text{kg}$ );
- $Q$  è la massa di fluido in transito nell'accumulo (kg).

Per i sistemi di accumulo che immagazzinano l'energia termica sotto forma di calore sensibile e latente con cambiamento di fase la capacità nominale è generalmente definita dalla seguente relazione:

$$C_{nom} = M_f H_f - M_i H_i \quad [1.6]$$

Dove:

- $C_{nom}$  è la capacità termica nominale espressa in  $\text{kWh}$  termici<sup>2</sup>
- $M_f$  e  $M_i$  sono le masse iniziale e finale contenute nell'accumulatore (Kg)
- $H_f$  e  $H_i$  sono l'entalpia iniziale e finale della massa contenuta nell'accumulatore ( $\text{kWh}/\text{kg}$ ).

---

<sup>2</sup> La capacità così calcolata deve tener conto del solo calore latente di vaporizzazione

Per tutte le altre tipologie di sistemi di accumulo, il GSE si riserva di individuare di volta in volta, la metodologia di calcolo per la corretta determinazione della  $C_{nom}$ , tenendo conto del principio dell'effetto utile.

## 2.5 Capacità termica di accumulo per $m^2$ di superficie captante

Il valore dell'energia termica specifica per  $m^2$  di superficie captante si ottiene dividendo il valore dell'energia termica disponibile dal sistema di accumulo per la superficie captante totale dell'impianto:

$$E_{t,s} = \frac{C_{nom}}{S_c} \quad [1.7]$$

Dove  $S_c$  è la superficie captante totale dell'impianto ( $m^2$ ), definita nel paragrafo 2.3.

Le ore equivalenti massime di funzionamento dell'impianto in assenza di radiazione solare sono quindi determinate come:

$$h = \frac{\eta_c \cdot C_{nom}}{P_e} \quad [1.8]$$

Dove  $P_e$  è la potenza elettrica nominale del generatore (kW) e  $\eta_c$  è un fattore che quantifica il rendimento di trasformazione del calore immagazzinato nell'accumulatore in energia elettrica.

## 2.6 Entrata in esercizio

Il Decreto definisce come data di entrata in esercizio di un impianto solare termodinamico, anche ibrido, la prima data utile a decorrere dalla quale sono verificate tutte le seguenti condizioni:

1. l'impianto è collegato in parallelo con il sistema elettrico e si effettua il primo funzionamento con apporto, nel caso di impianto ibrido, della parte solare;
2. risultano installati tutti i contatori necessari per la contabilizzazione dell'energia prodotta e scambiata o ceduta con la rete;
3. risultano attivi i relativi contratti di scambio o cessione dell'energia elettrica;
4. risultano assolti tutti gli eventuali obblighi relativi alla regolazione dell'accesso alle reti.

Secondo la definizione di cui sopra, affinché un impianto solare termodinamico possa dirsi entrato in esercizio, è necessario che sia avvenuto il completamento dei lavori dell'impianto e quindi l'ultimazione delle opere impiantistiche e civili e l'installazione di tutte le macchine e di tutti i dispositivi elettromeccanici, ivi inclusi i contatori necessari per la contabilizzazione dell'energia elettrica ed eventualmente termica, nel caso di impianti ibridi.

Si specifica, inoltre, che:

- gli impianti ibridi, possono ritenersi in esercizio solo quando si effettua il primo funzionamento in parallelo alla rete elettrica con apporto della parte solare. Non può considerarsi in esercizio un impianto termodinamico che produce energia elettrica tramite l'impiego di combustibili fossili o di combustibili ottenuti da altre fonti rinnovabili e/o che operi con impianto parzialmente completato per quanto attiene la parte solare;
- per impianti già in esercizio, oggetto di trasformazione in impianti ibridi termodinamici, la data di entrata in esercizio coincide con la data dichiarata e documentata dal produttore, corrispondente al termine dei lavori di realizzazione dell'intervento e del primo funzionamento con generazione di energia elettrica imputabile alla parte solare;
- esclusivamente per impianti per cui è previsto un sistema di accumulo, in deroga a quanto previsto al punto 1. di cui sopra, affinché l'impianto solare termodinamico possa dirsi entrato in esercizio, non è necessario che abbia effettuato il primo funzionamento con apporto della parte solare, purchè però ciò si verifichi entro sei mesi dalla data di primo parallelo.

In questi casi si rende infatti necessario un periodo di avviamento/collaudo al fine di raggiungere un'ottimale energizzazione del fluido termovettore. Tuttavia, qualora entro i sei mesi non si verifichi il primo funzionamento dell'impianto con l'apporto della parte solare, il GSE d'ufficio procede ad aggiornare la data di entrata in esercizio dell'impianto con la prima data utile in cui l'impianto produce energia elettrica con apporto della parte solare. Tale nuova data diventa il riferimento per l'individuazione della tariffa incentivante e per l'effettivo inizio del periodo d'incentivazione.

## 2.7 Obbligo d'integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici (art. 11 D.Lgs. 28/2011)

Nel caso di realizzazione di nuovi edifici o di edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti<sup>3</sup>, per i quali la richiesta del pertinente titolo autorizzativo è presentata successivamente al 30 maggio 2012, è necessaria l'installazione, ai sensi del comma 4 dell'art. 11 del D.Lgs. 28/2011, sopra o all'interno dell'edificio o nelle relative pertinenze, di impianti alimentati da fonte rinnovabile la cui potenza d'obbligo  $P_0$  (kW) è determinata secondo quanto nel seguito riportato:

$$P_0 = \frac{1}{K} \cdot S \quad [1.9]$$

Dove  $S$  è la superficie in pianta dell'edificio al livello del terreno, misurata in  $m^2$ , e  $K$  è un coefficiente ( $m^2/kW$ ) che assume i seguenti valori:

- $K = 80$ , quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;
- $K = 65$ , quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016;
- $K = 50$ , quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2017.

Per gli edifici pubblici la quota d'obbligo precedentemente definita è incrementata del 10%, mentre per le zone A del Decreto del Ministero dei lavori pubblici 2 aprile 1968 n.1444, la quota d'obbligo è ridotta del 50%.

Le leggi regionali possono stabilire incrementi dei valori percentuali come sopra definiti.

È possibile soddisfare all'obbligo di cui sopra anche mediante l'installazione di impianti solari termodinamici.

In tal caso, qualora si intenda realizzare un impianto di potenza  $P$ , maggiore della potenza d'obbligo  $P_0$ , è possibile accedere alle tariffe incentivanti del Decreto limitatamente alla potenza dell'impianto  $P - P_0$ .

Ai fini della determinazione di  $P$  (kW) si farà riferimento alla potenza nominale dell'alternatore dell'impianto.

L'energia incentivabile  $E_{inc}$  è calcolata nel seguente modo:

$$E_{inc} = \frac{(P - P_0)}{P} \cdot E_N \quad [1.10]$$

in cui  $E_N$  rappresenta l'energia prodotta netta immessa in rete relativa all'intero impianto.

## 2.8 Determinazione della frazione di integrazione per gli impianti ibridi

Al fine di una corretta determinazione della frazione di integrazione è necessario che siano contabilizzati tutti gli apporti energetici, imputabili a ciascuna fonte termica, che alimentano il medesimo ciclo termodinamico come sorgenti di calore ad alta temperatura utilizzato per la produzione di energia elettrica.

I contributi energetici devono essere calcolati in maniera da essere tra loro coerenti e confrontabili, tenendo conto delle perdite e dei rendimenti dei componenti dell'impianto in relazione ai punti in cui si effettuano le misurazioni. La contabilizzazione dell'energia termica solare deve quindi essere riferita all'apporto della sola energia proveniente dal campo solare. L'energia termica eventualmente dispersa dai ricevitori solari in condizione di assenza di irraggiamento o irraggiamento insufficiente viene convenzionalmente assunta pari a

<sup>3</sup> Si definisce edificio sottoposto a ristrutturazione rilevante : a) edificio esistente avente superficie utile superiore a 1000 metri quadrati, soggetto a ristrutturazione integrale degli elementi edilizi costituenti l'involucro; b) edificio esistente soggetto a demolizione e ricostruzione anche in manutenzione straordinaria.

zero. Analogamente, la contabilizzazione dell'energia termica non solare deve essere riferita all'apporto di energia proveniente dalla fonte non solare, che fornisce energia termica al ciclo termodinamico, o direttamente, ad esempio tramite la generazione di vapore per il ciclo termodinamico, o indirettamente tramite connessione con l'impianto solare.

Nel calcolo della frazione d'integrazione deve quindi essere conteggiata l'energia termica fornita da combustibile, rinnovabile non solare o fossile, sia che essa sia immessa nel circuito del campo solare (eventualmente dotato di sistema di accumulo) per mantenere in temperatura il fluido termovettore, sia che sia immessa direttamente nel ciclo termodinamico per la produzione di vapore.

La contabilizzazione dell'energia termica fornita da ciascuna fonte deve essere effettuata tramite idonea strumentazione di misura, secondo quanto indicato nell' Appendice B. L'installazione della strumentazione di misura deve essere tale da consentire, in qualsiasi condizione di esercizio dell'impianto, anche non in produzione, la corretta determinazione dei diversi apporti di energia termica della parte solare e non solare dell'impianto. I dati delle misure degli apporti di energia termica devono essere acquisiti in continuo tramite opportuno sistema di acquisizione dati, registrati e storicizzati per tutta la durata del periodo di incentivazione.

In via subordinata qualora non sia possibile procedere con l'installazione di un'idonea strumentazione di misura, ad esempio nel caso di configurazioni impiantistiche particolarmente complesse o di impianti che utilizzano aria o altri gas come fluido termovettore, è facoltà del Soggetto Responsabile proporre in fase di verifica preventiva una procedura di contabilizzazione dell'energia termica imputabile alla parte solare e non solare dell'impianto, soggetta ad approvazione del GSE.

A partire dalla contabilizzazione di tutti gli apporti energetici, imputabili a ciascuna fonte termica, è possibile calcolare la frazione di integrazione, ovvero la percentuale di energia elettrica netta prodotta annualmente da fonte non solare, che può variare da anno ad anno in base alle modalità di funzionamento della centrale e alla disponibilità di fonte solare.

Il Soggetto Responsabile è tenuto a trasmettere i dati misurati dell'energia termica solare e non solare affinché il GSE su base annua calcoli l'energia elettrica imputabile a ciascuna fonte termica e il corrispondente fattore di integrazione.

## 2.9 Determinazione dei consumi dei servizi ausiliari e delle perdite

Al fine di quantificare i consumi dei servizi ausiliari, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica si fa riferimento ai medesimi criteri previsti dalla Procedura Applicativa pubblicata dal GSE in data 13 gennaio 2014 di attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 47/2013/R/EFR, che riporta le modalità e le condizioni procedurali per la quantificazione del fattore percentuale convenzionale correlato ai consumi dei servizi ausiliari per impianti con potenza superiore a 1 MW incentivati ai sensi dei DD.MM. 5 e 6 luglio 2012, a cui si rimanda per ulteriori approfondimenti.

In base a tali criteri, il consumo dei servizi ausiliari può essere effettuato anche sulla base delle misure effettive dei consumi dei servizi ausiliari, attraverso l'installazione sulla linea di alimentazione degli stessi, di apparecchiature di misura opportunamente sigillate e non suscettibili di manomissioni.

Nel caso di impianti ibridi, per i soli servizi ausiliari asserviti sia alla parte solare che alla parte non solare di impianto, il calcolo del valore di consumo, imputabile alla sola parte solare, viene individuato forfaitariamente, attraverso la seguente relazione:

$$W_{auxcomunisol} = W_{auxcomuni} \cdot \frac{P_{LS}}{P_L} \quad [3.1]$$

Dove:



- $W_{auxcomunisol}$  è la quota parte di energia elettrica assorbita dagli ausiliari asserviti sia alla parte solare che alla parte non solare dell'impianto, ascrivibile alla sola parte solare dell'impianto (kWh);
- $W_{auxcomuni}$  è l'energia elettrica assorbita dagli ausiliari asserviti sia alla parte solare che alla parte non solare dell'impianto (kWh);
- $P_{LS}$  è l'energia elettrica lorda prodotta dall'impianto imputabile al solare (kWh);
- $P_L$  è l'energia elettrica lorda prodotta dall'impianto (kWh).

Le perdite di linea e dei trasformatori vanno imputate alla parte solare e alla parte non solare in base alla rispettiva quota di energia prodotta lorda attraverso le seguenti relazioni:

$$W_{trasf-sol} = W_{trasf-tot} \cdot \frac{P_{LS}}{P_L} \quad [3.2]$$

$$W_{linea-sol} = W_{linea-tot} \cdot \frac{P_{LS}}{P_L} \quad [3.3]$$

Dove:

- $W_{trasf-sol}$  è la quota parte di energia elettrica assorbita dai trasformatori, ascrivibile alla sola parte solare dell'impianto (kWh);
- $W_{trasf-tot}$  è l'energia elettrica complessivamente assorbita dai trasformatori dell'impianto (kWh);
- $W_{linea-sol}$  è la quota parte di energia elettrica dissipata nelle linee fino al punto di connessione con la rete, ascrivibile alla sola parte solare dell'impianto (kWh);
- $W_{linea-tot}$  è l'energia elettrica complessivamente dissipata nelle linee fino al punto di connessione con la rete (kWh).

Si rappresenta che l'energia elettrica assorbita dall'impianto nei periodi in cui lo stesso non produce energia elettrica, ad esempio durante i periodi in cui l'impianto è mantenuto in condizione di tornare in parallelo alla rete in tempi rapidi (fermata "calda"), deve essere conteggiata nei consumi dei servizi ausiliari, inclusa quella necessaria a mantenere il sistema di captazione solare e di accumulo termico in condizioni di funzionalità.

Non costituisce parte dei consumi dei servizi ausiliari l'energia elettrica utilizzata durante i periodi di manutenzione programmata, straordinaria o di trasformazione, riconversione e rifacimento dei gruppi di generazione o delle altre componenti impiantistiche rientranti nel volume di controllo (fermata "fredda"). Il Soggetto Responsabile è quindi tenuto a comunicare tempestivamente al GSE, i periodi di fermo impianto, fornendo documentazione idonea a dimostrare l'attività manutentiva in corso sull'impianto.

## 2.10 Calcolo dell'energia incentivata

Per tutte le tipologie di impianto il Soggetto Responsabile deve predisporre sull'impianto idonei dispositivi di misura per la contabilizzazione dell'energia lorda prodotta ai morsetti del generatore elettrico e dell'energia immessa sul punto di confine con la rete elettrica. E' responsabilità del Gestore di Rete competente trasmettere mensilmente al GSE le misure, determinate eventualmente anche attraverso algoritmi, dell'energia elettrica effettivamente immessa in rete e dell'energia elettrica lorda prodotta da ogni singola UP.

Al fine del calcolo dell'energia elettrica da incentivare si rappresenta quanto segue:

Per tipologie di impianto, aventi come unica fonte termica quella solare o che utilizzano sorgenti ausiliarie di energia termica fino a una frazione d'integrazione inferiore o uguale al 15%, l'energia incentivata corrisponde alla produzione elettrica netta dell'impianto.

$$P_s = P_{ne} = P_L - W_t \quad [3.4]$$

Dove:

- $P_{ne}$  è la produzione di energia elettrica netta, misurata in uscita dal gruppo di generazione di energia elettrica, ridotta delle perdite negli ausiliari, nei trasformatori e nelle linee principali, determinate come riportato nel paragrafo 2.9;
- $P_L$  è l'energia elettrica lorda prodotta dall'impianto (kWh);
- $W_t$  sono le perdite dei servizi ausiliari, nelle linee e nei trasformatori principali totali della centrale, comprensivi della parte solare che di quella non solare (kWh).

Nel caso di effettivo utilizzo della sorgente ausiliaria il Soggetto Responsabile deve, comunque, contabilizzare ed inviare al GSE le misure dell'energia termica non solare immessa nel ciclo termodinamico al fine di consentire la verifica del valore della frazione d'integrazione, secondo le indicazioni riportate nel paragrafo 2.8.

Per impianti ibridi ( $F_{int} > 15\%$ ), la produzione solare imputabile  $P_s$ , per cui viene corrisposta la tariffa incentivante, non può essere effettuata mediante misura diretta, ma deve necessariamente passare attraverso misure indirette di natura termica e successive elaborazioni.

A tal riguardo il Soggetto Responsabile deve allegare in sede di richiesta di verifica preventiva o in sede di richiesta di accesso agli incentivi una relazione tecnica in cui è descritto l'algoritmo che intende applicare per il calcolo della produzione netta di energia elettrica imputabile al solare  $P_s$ , supportata da schemi di principio circa il posizionamento delle diverse apparecchiature di misura.

Ai fini del calcolo della  $P_s$  e della verifica di  $F_{int}$  i soggetti responsabili di impianti ibridi per i quali sia previsto l'utilizzo di fonti diverse dal solare ( $F_{int} > 0$ ) devono trasmettere i dati relativi ai consumi dei servizi ausiliari.

## **2.11 Valorizzazione dell'energia in funzione della tipologia di impianto e della frazione di integrazione**

Il meccanismo di incentivazione in conto energia per gli impianti solari termodinamici remunera, con apposite tariffe incentivanti, l'energia elettrica prodotta netta per un periodo di 25 anni. Le tariffe rimangono costanti in moneta corrente per tutto il periodo di incentivazione.

La tariffa incentivante è riconosciuta esclusivamente per la produzione netta di energia elettrica imputabile alla fonte solare ( $P_s$ ), calcolata sottraendo alla produzione netta totale ( $P_{ne}$ ) la parte ascrivibile alle altre fonti di energia, qualora quest'ultima sia superiore al 15% del totale. Qualora invece la frazione d'integrazione sia inferiore o uguale al 15% la tariffa incentivante è riconosciuta alla produzione netta totale ( $P_{ne}$ ).

La tariffa spettante è quella vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è riconosciuta a decorrere dalla stessa data. Nel caso di impianti ibridi l'incentivo viene erogato a titolo di acconto sulla base dei parametri tecnici risultanti dall'esito della fase istruttoria della richiesta d'incentivazione, salvo conguaglio al termine di ciascun anno solare sulla base della frazione d'integrazione ( $F_{int}$ ) effettivamente conseguita nel medesimo anno.

Il periodo d'incentivazione è considerato al netto di eventuali fermate disposte a seguito di problematiche connesse alla sicurezza della rete o di eventi calamitosi riconosciuti come tali dalle competenti autorità.

Lo spostamento di un impianto solare termodinamico in un sito diverso da quello di prima installazione comporta la decadenza dal diritto alla tariffa incentivante. Eventuali modifiche, sullo stesso sito, della configurazione dell'impianto devono essere tempestivamente comunicate al GSE.

Tali modifiche non possono comportare un incremento della tariffa incentivante; nel caso invece di modifiche che comportino una riduzione della tariffa incentivante il GSE applicherà il nuovo valore.

Per impianti ibridi che utilizzano come fonte d'integrazione esclusivamente una fonte rinnovabile, al solo fine di determinare la tariffa spettante, la frazione d'integrazione è convenzionalmente considerata pari a zero e, pertanto, la tariffa incentivante riconosciuta è quella massima, in relazione alle dimensioni della superficie captante.

La quantità di energia elettrica incentivata è, invece, pari alla sola energia netta imputabile alla parte solare (Ps), calcolata sulla base della frazione d'integrazione effettivamente conseguita nell'anno di competenza.

Nella tabella sottostante sono riassunte le modalità di valorizzazione dell'energia elettrica prodotta, dell'energia elettrica imputabile alla sola parte solare e dell'energia immessa in rete per le diverse configurazioni di impianti solari termodinamici.

FRAZIONE D'INTEGRAZIONE (%)	CASO	TIPOLOGIA DI FONTI UTILIZZATE DALL'IMPIANTO IBRIDO TERMODINAMICO	MECCANISMO DI INCENTIVAZIONE	MECCANISMO DI RITIRO DELL'ENERGIA
<= 15%	a	Non FER	Nessuno	- RID (SE P < 10 MVA) - Mercato Libero
		Solare termodinamico	Massima tariffa su tutta l'energia elettrica prodotta netta	
	b	FER non solare	Nessuno. Nel caso di ibridizzazione di impianto esistente perdita dell'eventuale incentivo preesistente	- RID (SE P < 10 MVA) - SSP (SE P ≤ 200 kW) - Mercato Libero
		Solare termodinamico	Massima tariffa su tutta l'energia elettrica prodotta netta	
> 15%	a	Non FER	Nessuno	- RID (SE P < 10 MVA) - Mercato Libero
		Solare termodinamico	Tariffa in base alla frazione d'integrazione su l'energia elettrica prodotta netta imputabile al solare termodinamico	
	b	FER non solare	CV (nel caso di ibridizzazione di impianto esistente incentivato con CV) sull'energia elettrica prodotta netta imputabile alla fonte FER non solare	- RID (SE P < 10 MVA) - SSP (SE P ≤ 200 kW) - Mercato Libero
		Solare termodinamico	Tariffa massima su l'energia elettrica prodotta netta imputabile al solare termodinamico	
	c	FER non solare	TO DM 2008 se P ≤ potenza di soglia per la TO DM 2008 (nel caso di ibridizzazione di impianto esistente incentivato con TO) sull'energia elettrica immessa imputabile alla fonte FER non solare	- Prezzi zonalari orari sulla differenza tra l'energia complessivamente immessa in rete dall'impianto e l'energia incentivata con TO (DM 2008).
		Solare termodinamico	Tariffa massima su l'energia elettrica prodotta netta imputabile al solare termodinamico	
	d	FER non solare	TO DM 2012 se P ≤ 1MW, previa eventuale iscrizione ai Registri/Aste e ammissione agli incentivi DM 2012 su l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete imputabile alla fonte FER non solare	- Prezzi zonalari orari sulla differenza tra tutta l'energia complessivamente immessa in rete dall'impianto e l'energia incentivata con TO (DM 2012).
		Solare termodinamico	Tariffa massima su l'energia elettrica prodotta netta imputabile al solare termodinamico	
	e	FER non solare	INCENTIVO DM 2012 se P > 1MW o, se P ≤ 1MW, se richiesto dal Soggetto Responsabile, previa eventuale iscrizione ai Registri/Aste e ammissione agli incentivi DM 2012 su l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete imputabile alla fonte FER non solare	- Mercato Libero
		Solare termodinamico	Tariffa massima su l'energia elettrica prodotta netta imputabile al solare termodinamico	

Tabella 3: Modalità di valorizzazione dell'energia prodotta e di ritiro dell'energia immessa in rete di impianti solari termodinamici

Si rappresenta che:

- per gli impianti ibridi rinnovabili con  $Fin \leq 15\%$  non è possibile richiedere l'accesso ad altri meccanismi di incentivazione vigenti per le fonti rinnovabili non solari per la produzione di energia elettrica ascrivibile alla fonte rinnovabile non solare, utilizzata per l'integrazione. Inoltre, qualora durante un anno di funzionamento si verifichi la condizione  $Fin > 15\%$ , l'energia incentivata non sarà quella totale prodotta bensì solo quella imputabile al solare, mentre l'energia immessa in rete continuerà ad essere remunerata alle condizioni contrattuali già in

essere.

- per gli impianti ibridi rinnovabili con Fin > 15% è possibile richiedere l'accesso agli incentivi previsti dalla normativa vigente per la quota parte di energia elettrica imputabile alla fonte rinnovabile non solare utilizzata per l'integrazione.

Si specifica, infine, che, come indicato nella Delibera AEEG, ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento:

- gli impianti solari termodinamici non ibridi sono considerati impianti non programmabili;
- gli impianti solari termodinamici ibridi sono considerati impianti programmabili.

## Appendice A - Determinazione della superficie di captazione per le principali filiere tecnologiche

L'area del captatore solare, individuato come l'area della sezione piana, ortogonale ai raggi solari incidenti, è funzione della diversa geometria del concentratore e della tipologia di sistema di inseguimento del captatore solare.

A tal riguardo i sistemi a concentrazione solare si dividono in:

- Sistemi lineari, tecnologicamente più semplici in quanto impiegano un sistema ad inseguimento uniassiale, con più basso fattore di concentrazione.
- Sistemi puntuali, con puntamento su due assi, capaci di ottenere, sia pure attraverso una maggiore complessità tecnologica, più elevate temperature del fluido termovettore.

Allo stato attuale gli impianti del solare termodinamico si raggruppano essenzialmente in quattro tecnologie principali, sviluppate per raccogliere e concentrare la radiazione solare sul fluido termovettore a seconda della diversa geometria e disposizione del concentratore rispetto al ricevitore:

- **impianti con campo specchi e torre centrale (Solar Tower):** Negli impianti a torre centrale la radiazione solare viene riflessa e concentrata da specchi lievemente concavi, detti eliostati, su un ricevitore posto alla sommità di una torre. Gli eliostati si muovono in modo coordinato in modo che la radiazione riflessa e concentrata incida costantemente sul ricevitore. Nel ricevitore circola un fluido che si riscalda a diverse centinaia di gradi e fornisce poi l'energia termica ad un ciclo termodinamico per la produzione di energia elettrica.
- **impianti con collettori parabolici lineari (Parabolic Trough):** In questi impianti la radiazione viene concentrata mediante specchi di forma parabolico-lineare su un tubo ricevitore posto sulla linea focale del collettore e in cui scorre un fluido che riscaldandosi permette di generare vapore ad alta pressione per alimentare il ciclo termodinamico.
- **impianti con collettori parabolici circolari (Dish Stirling o Dish Brayton):** In questi sistemi un paraboloide circolare o di forma equivalente di alcuni metri di diametro concentra la radiazione su un ricevitore posto nel punto focale. Il paraboloide insegue, attraverso un sistema automatico, la traiettoria solare durante le ore di irraggiamento. All'interno del ricevitore fluisce un gas che si riscalda ed evolve in un motore Stirling che aziona l'alternatore. I sistemi dish-Stirling possono funzionare in modo automatico in singole unità oppure in cluster o solar farm costituite da centinaia di esemplari. I sistemi Dish Brayton sono sistemi sperimentali, equivalenti il linea di principio a quelli Dish Stirling, che impiegano una piccola turbina a gas al posto del motore Stirling.
- **impianti con collettori lineari di Fresnel (Linear Fresnel Reflector):** Il collettore lineare di Fresnel è costituito da una serie di eliostati lineari posti orizzontalmente in prossimità del suolo che riflettono e concentrano la radiazione solare diretta su un tubo ricevitore posto ad alcuni metri da terra e in cui scorre un fluido che riscaldandosi permette di generare vapore ad alta pressione per alimentare il ciclo termodinamico. Gli eliostati ruotano sull'asse longitudinale per inseguire il moto del sole e riflettere costantemente la radiazione solare sul tubo ricevitore.

Nel caso di impianti con collettori parabolici lineari ottenuti per traslazione di una parabola lungo un asse passante per il suo fuoco e ortogonale al piano che la contiene, la superficie captante, nell'ipotesi che i collettori siano tutti uguali, è il piano contenente gli estremi del profilo parabolico moltiplicata per il numero dei collettori solari, calcolata secondo la seguente formula:

$$S_c = N_{collettori} \cdot N_{moduli} \cdot A$$

Dove:

$N_{collettori}$  = numero di collettori del campo solare

$N_{moduli}$  = numero di moduli o sezioni per collettori

A = aperture del collettore, ovvero la proiezione nel piano contenente gli estremi del profilo parabolico della superficie riflettente (m<sup>2</sup>)

Nel caso di impianti con collettori parabolici circolari, ottenuti idealmente attraverso la rotazione di una parabola intorno al suo asse, la superficie captante, nell'ipotesi che i collettori siano tutti uguali, è la proiezione della superficie del paraboloide su un piano tangente allo stesso nel punto di vertice, moltiplicata per il numero di collettori solari che costituiscono l'impianto, calcolata secondo la seguente relazione:

$$S_c = N_{collettori} \cdot A$$

Dove:

$N_{collettori}$  = numero di collettori del campo solare

A = aperture del collettore, ovvero la proiezione nel piano perpendicolare al versore del collettore della superficie riflettente (m<sup>2</sup>)

Nel caso di specchi piani o lievemente concavi, detti eliostati, impiegati in impianti a torre centrale e in impianti con riflettori lineari di Fresnel, la superficie di captazione, nell'ipotesi che gli eliostati siano tutti uguali, è l'area della sezione dell'eliostato lineare, ortogonale ai raggi solari, moltiplicata per il numero di eliostati, individuata dalla seguente relazione:

$$S_c = N_{collettori} \cdot b \cdot h$$

Dove:

b= lunghezza dell'eliostato lineare (m)

h= larghezza dell'eliostato lineare (m)

## Appendice B - Strumentazione di misura dell'energia termica

Negli impianti solari termodinamici ibridi la contabilizzazione dell'energia termica deve essere effettuata attraverso idonei misuratori di portata in massa e di entalpia.

Le misure da effettuare, e i relativi strumenti di misura, per ottenere le grandezze di interesse devono quindi essere:

- portata in massa oppure portata in volume
- temperatura e pressione dei fluidi

Nei paragrafi a seguire vengono identificati i requisiti degli strumenti di misura, la documentazione che i Soggetti Responsabili sono tenuti a trasmettere al GSE al fine di verificare il rispetto di suddetti requisiti e i soggetti idonei all'elaborazione e redazione di tale documentazione.

In caso di utilizzo di strumenti non contemplati in questa Appendice, l'operatore deve produrre una relazione tecnica nella quale descriva la strumentazione utilizzata, le sue caratteristiche tecniche e la classe di accuratezza, e i motivi per i quali è stata adottata in vece di quella prescritta.

### 1. PRESSIONE

La pressione può essere misurata con strumenti di tipo assoluto, relativo o differenziale.

#### Requisiti essenziali

Si richiede che gli strumenti per la misura della pressione abbiano:

- classe di accuratezza pari o inferiore a 0.5 % del fondo scala
- verifica della condizione:  $p_{\text{nominale}} > 0.5 p_{\text{fondo scala}}$

#### Raccomandazioni

Gli strumenti di misura della pressione devono essere installati:

- se utilizzati per il calcolo della portata in massa (compensazione in pressione), in prossimità sia dello strumento di misura della portata in volume (preferibilmente a monte di questo), sia dello strumento di misura della temperatura per la compensazione in temperatura;
- se utilizzati per il calcolo dell'entalpia (nel caso dei gas o dei vapori), in prossimità dello strumento di misura della temperatura.

NOTA BENE. Per  $p_{\text{nominale}}$  si intende la pressione misurata quando il sistema lavora nelle condizioni nominali di funzionamento. In alternativa, può essere utilizzata la pressione di progetto, e cioè il valore della pressione derivato dal progetto funzionale dell'impianto e deducibili dagli schemi e dai P&ID di impianto.

### 2. TEMPERATURA

Uno strumento per la misura della temperatura è costituito da un sensore e da un trasmettitore/convertitore. Come sensori, si possono utilizzare sensori a termoresistenza (RTD), oppure sensori a termocoppia (TC).

#### 2.1 Sensore

In tutti i casi, laddove possibile, è consigliato l'utilizzo di termoresistenze.

##### 2.1.1 Temperatura pari o inferiore a 450 °C

#### Requisiti essenziali

Devono essere utilizzate termoresistenze che abbiano le seguenti caratteristiche:

- termoresistenze al platino (Pt)
- resistori di valore nominale pari o superiore a 100 (Pt 100, Pt 200, Pt 500, Pt 1000 o similari),

- collegamento a 3 o 4 fili,
- classe di tolleranza pari o superiore alla A, e cioè classi A, AA e speciali (1/3 B, 1/5 B, 1/6 B, 1/10 B e similari);

#### Raccomandazioni

Poiché le classi di tolleranza sono valide per specifici intervalli di temperatura, è necessario prestare attenzione a questi limiti nella scelta del sensore e accertarsi che la temperatura da misurare ricada nel campo di validità (presenti sulle Norme e/o indicati dal costruttore) del sensore scelto.

### **2.1.2 Temperatura superiore a 450 °C**

#### Requisiti essenziali

- termoresistenze, con caratteristiche come quelle riportate nel paragrafo 2.1.1. ma con campo di validità della temperatura esteso (che deve essere indicato dal costruttore)
- termocoppie, che abbiano le seguenti caratteristiche:
  - o tipo E, J, K, N
  - o classe di tolleranza 1
  - o accuratezza del giunto di riferimento (giunto freddo) pari o inferiore a 1.0 K

#### Raccomandazioni

Poiché le classi di tolleranza sono valide per specifici intervalli di temperatura, è necessario prestare attenzione a questi limiti nella scelta del sensore e accertarsi che la temperatura da misurare ricada nel campo di validità del sensore scelto.

### **2.2 Trasmettitore/convertitore**

I sensori di temperatura (RTD o TC) devono essere dotati di testa di connessione con trasmettitore che abbia le seguenti caratteristiche:

#### Requisiti essenziali

- protocollo di trasmissione digitale o 4-20 mA
- accuratezza pari o inferiore a 1.0 K

## **3. DIFFERENZA DI TEMPERATURA**

Nel caso di misura di differenza di temperatura attraverso due termoresistenze considerate come strumento singolo (cosiddetti "a coppia" o "armonizzati"), la coppia di sensori deve avere le seguenti caratteristiche:

#### Requisiti essenziali

- termoresistenze al platino (Pt)
- resistori di valore nominale pari o superiore a 100 (Pt 100, Pt 200, Pt 500, Pt 1000 o similari),
- solo per strumenti "a coppia", la classe di tolleranza del sensore singolo deve essere pari o superiore alla classe B, e cioè classi B, A, AA e speciali (1/3 B, 1/5 B, 1/6 B, 1/10 B e similari);
- accuratezza sulla differenza di temperatura pari o inferiore a 0.15 °C

## **4. PORTATA**

La portata può essere misurata con strumenti di tipo **volumetrico** o di tipo **massico**.

### **4.1 Strumenti di misura massici o volumetrici: dispositivi a strozzamento (o a pressione differenziale)**

In questo caso, è necessario che i dispositivi siano stati progettati e vengano utilizzati seguendo le procedure e i requisiti illustrati nelle Norme ISO 5167, con specifico riferimento alla Norma pertinente per il tipo di dispositivo utilizzato (5167-2 per i diaframmi, 5167-3 per i boccagli e venturimetri boccaglio, 5167-4 per i venturimetri). Per



quanto riguarda la presente Linea Guida, non viene richiesto il calcolo dell'incertezza di misura del dispositivo, ma devono essere verificati i seguenti punti:

- la misura della pressione differenziale deve essere effettuata con uno strumento differenziale di classe di accuratezza pari o inferiore a 0.5 % del fondo scala;
- l'elemento primario (diaframma, boccaglio, venturimetro) deve essere accompagnato da documento di progetto che ne attesti la costruzione in rispondenza alle Norme di riferimento;
- le lunghezze di calma a monte e a valle rientrano nei limiti minimi specificati dalle Norme, ed in particolare devono soddisfare almeno i requisiti della colonna B delle Tabelle riportate nelle Norme UNI ISO 5167-2 (Tab. 3, pag. 16), 5167-3 (Tab. 3, pag. 19), 5167-4 (Tab. 1, pag. 12).;
- laddove non sia possibile rispettare i vincoli del punto precedente, deve essere installato un condizionatore o un raddrizzatore di flusso sempre seguendo le prescrizioni delle Norme UNI ISO 5167;

Inoltre, deve essere verificabile e messa a disposizione la procedura di calcolo della portata, dalla quale si deve chiaramente evincere la modalità di calcolo e la tipologia (massica o volumetrica) della portata stessa

## **4.2 Strumenti di misura volumetrici**

Sono utilizzabili tutti gli strumenti basati su principi diversi dai dispositivi a strozzamento (ad esempio, ma non solo, a vortici, elettromagnetici, a ultrasuoni, a turbina, a lobi, ecc.) che soddisfino le seguenti caratteristiche:

- per liquidi: classe di accuratezza pari o inferiore a 0.75 % del fondo scala, oppure 1.00 % della lettura
- per gas/vapori: classe di accuratezza pari o inferiore a 1.25 % del fondo scala, oppure 1.50 % della lettura

Devono essere rispettati i requisiti di installazione indicati dal costruttore dello strumento. La verifica dei requisiti di installazione è comprovata attraverso il rapporto di installazione (descritto nella sezione apposita).

### **4.2.1 Calcolo della densità**

Nel caso di strumenti volumetrici, è necessario calcolare anche la densità a partire da misure di temperatura (per i liquidi) e di temperatura e pressione (per i gas/vapori).

Per le misure di temperatura e pressione valgono le prescrizioni dei paragrafi specifici di questa Linea Guida. Per il calcolo del valore della densità, è necessario individuare e avere evidenza della modalità di calcolo, che deve fare riferimento a: (i) tabelle termodinamiche, (ii) correlazioni da letteratura; (iii) database di uso comune, (iv) caratterizzazione del fluido specifico attraverso misure.

## **4.3 Strumenti di misura massici**

Laddove applicabile, la misura diretta della portata in massa è auspicabile. Sono ammissibili tutti gli strumenti che utilizzano principi di funzionamento dipendenti dalla portata in massa (ad esempio, ma non solo, Coriolis, termici a filo caldo, termici a by-pass, ecc.) che abbiano le seguenti caratteristiche:

- per liquidi: classe di accuratezza pari o inferiore a 1.50 % del fondo scala, oppure 2.00 % della lettura
- per gas/vapori: classe di accuratezza pari o inferiore a 2.00 % del fondo scala, oppure 2.50 % della lettura

## **5. CONTATORI DI CALORE**

*Definizione.* Un contatore di calore è un sistema integrato per la misura dell'energia termica costituito da: un misuratore di portata volumetrico, due termoresistenze (una "calda" e una "fredda") e un calcolatore/integratore. La particolarità della definizione di contatore di calore proveniente dalla Norma EN 1434:2007 risiede nel fatto che l'errore massimo ammesso viene imposto sulle due termoresistenze considerate come coppia ("temperature sensor pair"), e quindi viene fornito sulla differenza di temperatura e non sulla temperatura singola. Quindi sono considerati "contatori di calore":

- i dispositivi intesi come strumento completo, cioè quando i tre componenti sono parte inscindibile dello strumento stesso. Questi strumenti sono tipicamente utilizzati in applicazioni di piccola/piccolissima taglia;

Sono ammissibili tutti i contatori di calore i cui componenti abbiano le seguenti caratteristiche:

- quando il sistema di misura è costituito da un elemento unico (strumento completo)
  - o l'accuratezza deve essere pari o inferiore ai requisiti della Norma 1434-1
- quando il sistema di misura è costituito da elementi separati
  - o strumenti di portata: analogo ai requisiti riportati nella sezione dedicata;
  - o differenza di temperatura: strumenti di temperatura cosiddetti "a coppia" o "armonizzati" con classe di accuratezza sulla differenza di temperatura pari o inferiore a 0.15 °C
  - o calcolatore: dispositivo che deve essere conforme alla Norma 1434 e deve avere accuratezza (in termini di Maximum Permissible Error – MPE) pari o inferiore a quello indicato dalla Norma 1434-1.

## 6. DOCUMENTI

Al momento dell'installazione è necessario che vengano prodotti, per ciascuno strumento:

**Certificato di taratura dello strumento** emesso dal costruttore dello strumento stesso o ottenuto attraverso apposita prova effettuata da laboratorio accreditato UNI 17025;

**Rapporto di installazione dello strumento/collaudo di posa in opera** che attesti, con opportuna dichiarazione firmata e timbrata:

- o Data dell'installazione
- o Tipologia e modello di strumento
- o Numero di serie dello strumento
- o Caratteristiche metrologiche in relazione al modello specifico installato
- o Descrizione dell'installazione e dichiarazione del rispetto dei requisiti di installazione
- o Eventuale documentazione fotografica

**Datasheet (Foglio tecnico) dello strumento** a corredo della strumentazione installata, deve essere chiaramente riferibile alla tipologia e alla tecnologia di strumento installata.

### Raccomandazioni

E' auspicabile che su tutta la strumentazione utilizzata venga periodicamente effettuata **conferma metrologica**, intesa come l'insieme di operazioni richieste per garantire che un'apparecchiatura per misurazione sia conforme ai requisiti per l'utilizzazione prevista, seguendo le indicazioni riportate nella Norma UNI EN ISO 10012.

Qualora richiesti dal GSE, in sede di verifica ispettiva o controllo documentale, il Soggetto responsabile è tenuto a trasmettere la seguente ulteriore documentazione:

**Piano di verifica della strumentazione** in cui vi sia indicato le procedure di manutenzione e gli intervalli di taratura a cui sono soggetti gli strumenti

**Rapporti di taratura/Rapporti di prova** periodici di ogni singolo strumento

A seguire vengono riportati i Soggetti idonei all'emissione dei diversi documenti di cui sopra.

**Certificato di taratura dello strumento.** Deve essere emesso da un centro di taratura accreditato italiano (ACCREDIA) o internazionale. Le attività inerenti all'emissione del Certificato di Taratura rispondono direttamente sia ai requisiti della norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 (Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura) sia al regolamento ACCREDIA

**Datasheet (Foglio tecnico) dello strumento.** Deve essere fornito dal costruttore dello strumento.

**Rapporto di installazione dello strumento/Collaudo di posa in opera.** Può essere emesso:

- da chi effettua l'installazione stessa;
- da parte di società incaricata del collaudo dell'intero impianto o di parti dell'impianto;
- da parte di professionista incaricato del collaudo dell'intero impianto o di parti dell'impianto.

**Piano di verifica periodica della strumentazione.** Deve essere prodotto e redatto dall'operatore/gestore dell'impianto, che ne è garante dell'attuazione.

**Rapporti di taratura/Rapporti di prova.** Questi documenti possono essere validi se emessi da strutture, società, laboratori, professionisti che risultino avere strumentazione e procedure idonee per la taratura. I documenti possono anche essere emessi direttamente dall'azienda stessa. Nel documento prodotto dovrebbero essere contenute le seguenti informazioni minime:

1. Numero di identificazione del rapporto.
2. Scopo della procedura.
3. Data e luogo di effettuazione della taratura.
4. Identificazione e descrizione dello strumento da tarare.
5. Identificazione degli strumenti campione impiegati (marca, modello, numero di serie) e affermazione o evidenza che consenta di dimostrare la riferibilità dei campioni (validità del certificato di taratura dei campioni, riferimento a Norme).
6. Descrizione delle procedure di taratura, con riferimento a eventuale documentazione tecnica o normativa impiegata
7. Esito della taratura.
8. Firma e timbro del responsabile della taratura.