



DISCIPLINA DELLO SCAMBIO SUL POSTO

Regole tecniche

*Determinazione del contributo in conto scambio
ai sensi dell'articolo 10 del TISP*

- EDIZIONE n.1 -

Indice

1. Premessa

2. Flussi informativi

2.1 Gestori di rete

2.2 Imprese di vendita

3. Struttura dei corrispettivi regolati

3.1 Corrispettivi per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura

3.2 Corrispettivi per i servizi di dispacciamento

3.3 Oneri generali di sistema

3.4 Introduzione alle tariffe

3.5 Tariffa A: Clienti finali domestici in regime di maggior tutela

3.6 Tariffa B: altri clienti finali in regime di maggior tutela

3.7 Tariffa C: Clienti finali domestici sul mercato libero

3.8 Tariffa D: altri clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia

4. Modelli di calcolo per la determinazione del contributo in conto scambio (Cs) ai sensi dell'articolo 10 del TISP

4.1 Definizioni

4.2 Contributo in conto scambio (Cs) su base annuale solare

4.3 Determinazione dell'onere O_E

4.4 Determinazione del controvalore dell'energia elettrica immessa C_{EI}

4.5 Determinazione della parte unitaria variabile dell'onere sostenuto dall'USSP per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento, C_{US}

4.6 Determinazione e regolazione del contributo in conto scambio (Cs) a conguaglio su base annuale solare

4.7 Determinazione e regolazione del contributo in conto scambio (Cs) in acconto su base trimestrale

4.8 Gestioni delle anomalie e comunicazioni

4.9 Determinazione del contributo in conto scambio in presenza di switching dell'USSP e/o di variazione dei parametri contrattuali con la medesima impresa di vendita

4.10 Criteri di calcolo nei casi in cui a un unico punto di scambio sono collegati più impianti di produzione di diversa tipologia aventi diritto al servizio di SSP

1. Premessa

L'articolo 10, comma 10.1, del TISP, prevede che entro il 15 settembre 2008, il GSE predisponesse e trasmette all'Autorità un documento contenente i criteri puntuali di calcolo per l'applicazione del medesimo provvedimento, oltre che i criteri di calcolo da applicarsi nei casi in cui ad un unico punto di scambio risultino collegati più impianti di produzione di diversa tipologia aventi diritto ad accedere al servizio di scambio sul posto (di seguito: SSP).

Il medesimo articolo prevede che tale documento sia positivamente verificato da parte del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.

Nello specifico i criteri puntuali di determinazione da parte del GSE del contributo in conto scambio riguardano:

- la determinazione e regolazione del contributo in conto scambio (di seguito indicato anche come contributo Cs) a conguaglio su base annuale solare;
- la determinazione e regolazione periodica del contributo in conto scambio in acconto;
- i criteri di calcolo nei casi in cui ad un unico punto di scambio risultano collegati più impianti di produzione di diversa tipologia aventi diritto al servizio di SSP

Per garantire un'efficace gestione dell'intera disciplina del SSP e una corretta valorizzazione di tutti i corrispettivi che rientrano nel calcolo del contributo Cs, è previsto un flusso di dati tra imprese di vendita, gestori di rete e GSE.

In particolare, i dati necessari per la determinazione del contributo in conto scambio (Cs), sono:

- dati mensili delle misure dell'energia elettrica immessa [trasmessi dal soggetto responsabile della raccolta, rilevazione e registrazione della misura];
- dati mensili delle misure dell'energia elettrica prelevata [trasmessi dal soggetto responsabile della raccolta, rilevazione e registrazione della misura];
- dati mensili, trasmessi al più con frequenza trimestrale, e dati annuali caratteristici della fornitura [trasmessi dall'impresa di vendita].

Tutto ciò premesso, al fine di rappresentare le modalità di calcolo, è necessario descrivere brevemente la parte di processo relativa alla gestione dei flussi informativi con i vari operatori coinvolti.

Tutti i flussi informativi descritti di seguito, sono ritenuti essenziali per l'erogazione del contributo Cs, sia in acconto sia a conguaglio, e sono da ritenersi come obblighi informativi a carico degli operatori aventi causa.

La gestione dei flussi informativi avviene attraverso interfaccia web. A tale fine il GSE predisponesse per i gestori di rete e per le imprese di vendita degli appositi portali informativi attraverso i quali i soggetti interessati potranno inviare al GSE le informazioni necessarie per la gestione dello SSP.

E' previsto che i gestori di rete e le imprese di vendita si accreditino presso il GSE; inoltre, i gestori di rete che nel regime di erogazione dello SSP regolato dalla delibera AEEG n. 28/06 sono gestori contraenti, dovranno trasmettere i dati anagrafici dei soggetti che risultano già, in data 1° settembre 2008, essere utenti dello scambio sul posto (di seguito: USSP) ai sensi della medesima delibera.

2.1 Gestori di rete

I gestori di rete trasmettono al GSE le seguenti informazioni:

- i dati anagrafici, che devono essere acquisiti dal GSE per l'esatta identificazione dell'impianto e la conseguente attivazione dell'istanza;
- le misure dell'energia elettrica immessa e prelevata mensilmente rilevata sul punto di scambio.

Nella tabella riportata di seguito sono indicati i dati richiesti (nella colonna ELEMENTI) e le relative esigenze del GSE (nelle colonne GESTORE DI RETE).

Nella prima colonna (A) è indicata la necessità, per il GSE, di storicizzare i dati acquisiti poiché essenziali per l'individuazione univoca dell'impianto, affinché possa essere correttamente compiuto il calcolo del contributo in conto scambio (in acconto o in conguaglio).

Nella seconda colonna (B) sono indicati i dati necessari per l'attivazione dell'istanza. Il GSE non darà corso allo SSP qualora il dato sia assente. Il flusso inviato dal gestore di rete, se necessario per l'attivazione dell'istanza, viene utilizzato per il riscontro e verifica di concordanza con quanto eventualmente richiesto all'USSP. Nei casi in cui siano rilevate delle differenti comunicazioni, il GSE procederà alla necessaria riconciliazione.

Nella terza colonna (C) sono riportati i dati necessari per le determinazioni e per i calcoli del contributo in conto scambio. Si tratta di dati di cui è previsto l'invio mensile per tenere traccia dei possibili cambiamenti che possono verificarsi e per l'aggiornamento delle anagrafiche per nuovi USSP.

E' previsto un flusso con dettaglio mensile e in particolare, i dati del mese di competenza (m) devono essere trasmessi entro il giorno 15 del mese successivo (m+1).

	(A) Dato storicizzato	(B) Dato necessario per attivazione Istanza	(C) Dato necessario per lancio calcoli
RICONOSCIMENTO USSP			
Codice Identificativo SAPR [art. 37 del. 111/06] (**)	SI	SI	SI
POD - Point of Delivery	SI	SI	SI
2 - DATI SU FORNITURA			
UdD subentrante	SI	NO	SI
Data di subentro	SI	NO	SI
Potenza disponibile [kW] (*)	SI	NO	SI
Potenza impegnata [kW] (*)	SI	NO	SI
Misura energia immessa mensile	SI	NO	SI
Misura energia prodotta mensile (*)	SI	NO	NO
Misura energia prelevata mensile	SI	NO	SI
3 - PUNTO DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE			
Potenza impegnata in immissione [kW]	SI	NO	NO
Tensione nominale [V]	SI	NO	NO
Codice ISTAT ubicazione del punto di connessione	SI	SI	NO
4 - CARATTERISTICHE ADM PUNTO DI SCAMBIO			
AdM sul punto di scambio teleleggibile ? (SI/NO)	SI	SI	SI
AdM su punto di scambio bidirezionale (SI/NO)	SI	SI	SI
Matricola del contatore sul punto di scambio	SI	SI	SI
AdM monorario(M)/elettronico per fasce(F)/orario(O) ? (M/F/O)	SI	SI	SI
Data di attivazione del AdM sul punto di scambio	SI	SI	SI
Numero AdM di produzione (*)	SI	NO	NO
Matricole dei contatori di produzione (*)	SI	NO	NO
Numero di Unità Produttive esistenti sotto il medesimo punto di scambio (*)	SI	NO	NO
5 - DATI ANAGRAFICI UNITA' PRODUTTIVE			
Codice ISTAT ubicazione unità produttiva	SI	NO	NO
Tipologia impiantistica (*)	SI	NO	NO
Data entrata in esercizio	SI	NO	NO
Potenza attiva nominale complessiva dei generatori [kW] (*)	SI	NO	NO
7 - DATI COMMERCIALI			
Saldo in kWh maturato al 31-12-08	SI	NO	NO
Saldo in kWh maturato al 31-12-07	SI	NO	SI
Energia elettrica prodotta nell'anno 2008	SI	NO	SI
Energia elettrica immessa in rete nell'anno 2008	SI	NO	SI
Energia elettrica prelevata dalla rete nell'anno 2008	SI	NO	SI

(*) dati non obbligatori

(**) dato non obbligatorio per il primo invio del 30 settembre

Flusso anagrafica

Ogni gestore di rete trasmette al GSE i dati necessari per l'attivazione dell'istanza e per la successiva gestione del rapporto contrattuale dello SSP con cadenza mensile. L'invio sarà effettuato entro il 15 del mese successivo rispetto a quello di competenza dell'energia elettrica in regime di SSP.

Il primo invio dei dati anagrafici, previsto dall'art. 5 della delibera AEEG n. 74/08, necessari ai fini dell'attivazione dello schema di scambio sul posto, avviene a partire dal 30 settembre 2008 e comunque non oltre la messa in esercizio del portale informatico riservato agli USSP per la presentazione dell'istanza di accesso allo SSP.

Flusso misure

Ogni gestore di rete trasmette al GSE il flusso delle misure con una periodicità mensile, annuale, *una tantum*.

In particolare:

- a) sono trasmessi con periodicità mensile i dati di misura che riguardano l'energia elettrica:
 - prelevata – dettaglio mensile aggregato per fasce orarie nei casi in cui è installato sul punto di scambio *un misuratore orario o un misuratore elettronico tele-gestito*;
 - prelevata – dettaglio mensile (unico valore di registro ovvero una stima mensile) nei casi differenti da quelli di cui al precedente alinea;
 - immessa – dettaglio orario¹ per gli impianti collegati su reti con obbligo di connessione di terzi con tensione nominale maggiore di 1kV (reti non BT) e per gli impianti collegati in punti di connessione BT con potenza disponibile² maggiore di 55 kW;
 - immessa – dettaglio per fasce nei casi in cui è installato sul punto di scambio *un misuratore orario o un misuratore elettronico tele-gestito* per gli impianti collegati a punti di connessione BT con potenza disponibile fino a 55 kW;
 - immessa – dettaglio mensile (unico valore di registro) nei casi in cui **non** è installato sul punto di scambio *un misuratore orario o un misuratore elettronico tele-gestito* per gli impianti collegati a punti di connessione BT con potenza disponibile superiore ai 16,5 kW
 - immessa – dettaglio mensile (unico valore di registro o stima dell'energia elettrica immessa) nei casi in cui **non** è installato sul punto di scambio *un misuratore orario o un misuratore elettronico tele-gestito* per gli impianti collegati a punti di connessione BT con potenza disponibile fino a 16,5 kW

La valorizzazione dell'energia elettrica immessa, così descritta, seguirà l'evoluzione della regolazione vigente, con particolare riferimento sia alla tipologia dei misuratori (misuratore orario, elettronico per fasce, monorario etc..), sia delle soglie di potenza disponibile, sia per l'eventuale determinazione, ricostruzione e/o stima (con i relativi criteri) dei profili di immissione su base oraria e/o per fasce.

- b) ai fini del dispacciamento il gestore di rete deve garantire l'invio al GSE dell'energia elettrica immessa in rete con le stesse tempistiche e modalità con cui le trasmette a Terna ai fini della determinazione e regolazione delle partite commerciali correlate ai corrispettivi di dispacciamento di cui alla delibera AEEG n. 111/06 e sue successive modifiche e/o integrazioni;
- c) sono trasmessi con periodicità annuale (anno solare) i dati di misura dell'energia elettrica immessa e dell'energia elettrica prelevata nell'anno precedente (a); tali dati dovranno essere trasmessi al GSE entro il giorno 15 del mese di marzo dell'anno successivo (a+1) e solo nell'eventualità di rettifiche (nuove rilevazioni, nuove elaborazioni, etc..) da parte del soggetto responsabile delle misure, necessarie per le determinazioni a congruaggio del contributo in conto scambio; i dati sono trasmessi per periodo di competenza con il medesimo dettaglio di cui alla precedente lettera a);

¹ Il dettaglio orario dell'energia elettrica immessa in rete con frequenza mensile sarà richiesto dal GSE sulla base delle determinazioni e deliberazioni dell'Autorità.

² La potenza disponibile è da intendersi uguale alla potenza disponibile in prelievo.

- d) sono trasmessi, *una tantum*, dagli impianti in regime di scambio di cui alla deliberazione n. 28/06, entro il 25 febbraio 2009, i saldi a credito maturati al 31 dicembre 2008, il saldo maturato al 31 dicembre 2007 e l'energia elettrica immessa, prodotta e prelevata nell'anno 2008;
- e) in attuazione della delibera AEEG n.188/05, a partire dal 2010, sono trasmessi con periodicità mensile anche i dati relativi all'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici incentivati in conto energia ai sensi del DM 28 luglio 2005 nel medesimo flusso informativo predisposto dal GSE; il gestore di rete ha facoltà di inviare, qualora disponibili, i dati relativi all'energia elettrica prodotta dagli impianti di cui sopra a partire dal mese di gennaio 2009
- f) in attuazione della delibera AEEG n. 88/07 e sue successive integrazioni e modificazioni il gestore di rete trasmette i dati relativi all'energia elettrica annuale prodotta dagli impianti nella propria responsabilità, qualora individuati dal GSE come necessari alla determinazione puntuale del contributo.

2.2 Imprese di vendita

Le imprese di vendita trasmettono al GSE, con due flussi informativi distinti, i dati di anagrafica e quelli relativi alla fornitura utilizzati dal GSE ai fini della determinazione del contributo in conto scambio.

In particolare i dati relativi all'onere in prelievo O_{PR} e all'energia fatturata, sono riferiti all'anno solare di competenza e sono trasmessi al GSE entro il 31 marzo dell'anno successivo l'anno di competenza.

Nella tabella riportata di seguito sono indicati i dati richiesti.

Nella prima colonna (A) è evidenziata la necessità di storicizzare i dati acquisiti dalle imprese di vendita poiché essenziali per l'individuazione univoca dell'impianto e per la corretta gestione del calcolo del contributo in conto scambio (in acconto o in conguaglio).

Nella seconda colonna (B) è indicato se il dato è necessario per l'attivazione dell'istanza.

Nella terza colonna (C) è indicato se il dato è necessario per le determinazioni e i calcoli del contributo in conto scambio.

Elementi Dati trimestrali con dettaglio mensile
RICONOSCIMENTO USSP
Codice Identificativo SAPR [art. 37 del. 111/06] (*)
POD - Point of Delivery
Codice contratto come attribuito dall'impresa venditrice
1 - DATI ANAGRAFICI USS
Numero P.I.
Codice fiscale
Anno solare di competenza
Mese dell'anno solare di competenza
2 - DATI SU FORNITURA MENSILI
Tipologia cliente finale ai sensi art. 2 co. 2 TIT
Se domestico (a): tipologia tariffa D2 o D3
Approvvigionamento E.E. in prelievo (magg. Tutela; ML; salvaguardia)
Data attivazione fornitura
Data scadenza/cessazione fornitura
Potenza disponibile [kW]
Potenza impegnata [kW]
Contratto dispacc. in prelievo siglato per utente (si/no)
Tariffa monoraria/bioraria/trioraria
Tariffa sociale (flag Y/N)

Impresa di Vendita		
(A) Dato storizzato	(B) Dato necessario per attivazione Istanza	(C) Dato necessario per lancio calcoli
SI	NO	SI
SI	NO	SI
SI	NO	NO
SI	NO	NO
SI	NO	SI
SI	NO	SI
SI	NO	SI
SI	NO	SI
SI	NO	SI
SI	NO	SI
SI	NO	SI
SI	NO	SI
SI	NO	SI
SI	NO	SI

Elementi Dati su base annuale solare
RICONOSCIMENTO USSP
Codice Identificativo SAPR [art. 37 del. 111/06] (*)
POD - Point of Delivery
Codice contratto come attribuito dall'impresa venditrice
1 - DATI ANAGRAFICI USS
Numero P.I.
Codice fiscale
Anno solare di competenza
2 - DATI SU FORNITURA MENSILI
Data attivazione fornitura
Data scadenza/cessazione fornitura (periodo di fornitura)
3 - DATI SU FORNITURA ANNUALI
Onere in prelievo Opr nell'anno solare di competenza
Energia fatturata [kWh]

Impresa di Vendita		
SI	NO	SI
SI	NO	SI
SI	NO	NO
SI	NO	NO
SI	NO	SI
SI	NO	SI
SI	NO	SI
SI	NO	SI
SI	NO	SI
SI	NO	SI

(*) dati non obbligatori

Dati anagrafici e dati su fornitura mensili

Ogni impresa di vendita trasmette al GSE i dati anagrafici e i dati caratteristici della fornitura, ad esclusione dell'onere in prelievo O_{PR} e dell'energia fatturata, al più entro il giorno 15 del mese

successivo al trimestre di competenza. Attualmente il codice identificativo SAPR [art. 37 del. 111/06] non è gestito dalle imprese di vendita per cui, pur essendo presente nel tracciato, potrà non essere compilato. Si tratta di dati di cui è previsto l'invio trimestrale con dettaglio mensile per tenere traccia dei possibili cambiamenti che possono verificarsi sui medesimi dati e per l'aggiornamento e validazione delle anagrafiche per nuovi USSP.

In particolare, le imprese di vendita sono tenute a comunicare tutte le informazioni necessarie per la determinazione del contributo in conto scambio con frequenza al più trimestrale e comunque non oltre il giorno 15 del mese successivo al trimestre di competenza.

Dati su fornitura annuali

Ogni impresa di vendita trasmette al GSE, entro il 31 marzo di ogni anno (anno a+1), il flusso relativo all'energia elettrica fatturata in prelievo e del relativo onere in prelievo O_{PR} riferiti all'anno solare di competenza (anno a) utilizzando un tracciato specifico predisposto dal GSE.

Esclusivamente nell'eventualità di rettifiche (nuove rilevazioni di misure comunicate dai soggetti responsabili delle misure, nuove elaborazioni, etc..) necessarie per le determinazioni a conguaglio del contributo in conto scambio, l'impresa di vendita trasmette, per anno solare di competenza, al GSE il nuovo set di dati a rettifica del precedente invio e con il medesimo dettaglio .

3. Struttura dei corrispettivi regolati

La descrizione della struttura dei corrispettivi regolati introdotta in questo documento rileva per le sole finalità dell'applicazione del Testo Integrato dello Scambio sul Posto (TISP).

A tal fine, vengono di seguito riportati i vari corrispettivi regolati dall'Autorità nell'ambito del Testo Integrato Trasporto (TIT), del Testo Integrato Vendita (TIV) e definiti all'interno delle regole del dispacciamento ai sensi della delibera AEEG n. 111/06, così come successivamente modificata ed integrata.

I corrispettivi ricompresi all'interno della struttura tariffaria sono classificati in:

- Corrispettivi per i servizi di distribuzione, trasmissione e misura dell'energia elettrica prelevata;
- Corrispettivi per il servizio di dispacciamento in prelievo;
- Oneri generali di sistema.

3.1 Corrispettivi per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura di energia elettrica C_{DTM}

Il servizio di trasporto, costituito dai servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, così come il servizio di misura (installazione e manutenzione dei misuratori, raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica) sono regolati dall'Autorità e la struttura dei corrispettivi fissata per il periodo regolatorio 2008-2011.

Di seguito si riepilogano i vari corrispettivi differenziati per servizi e per modalità di approvvigionamento dell'energia:

- a) Clienti finali domestici con Tariffa D2/D3;
- b) Altri clienti finali [non domestici].

CLIENTI FINALI DOMESTICI CON TARIFFA D2/D3

Corrispettivi per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura per clienti finali domestici

Per i clienti finali domestici in bassa tensione, a remunerazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura, si applicano le seguenti tariffe di riferimento:

- **Tariffa D2** di cui all'art. 31, comma 31.2 del TIT, per impegni di potenza fino a 3 kW per l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente;
- **Tariffa D3** di cui all'art. 31, comma 31.3 del TIT, per impegni di potenza superiore a 3 kW, ovvero per impegni di potenza fino a 3 kW per l'alimentazione di applicazioni non nella residenza anagrafica del cliente.

In particolare le suddette tariffe di riferimento sono costituite da una componente fissa, una componente in quota potenza e da una componente variabile in quota energia:

$\tau_1(D2)$ = Componente fissa della tariffa D2, espressa in [c€punto di prelievo per anno]

$\tau_2(D2)$ = Componente potenza della tariffa D2, espressa in [c€kWimp per anno]

$\tau_3(D2)$ = Componente energia della tariffa D2, espressa in [c€kWh], variabile per scaglioni di energia prelevata per il consumo

$\tau_1(D3)$ = Componente fissa della tariffa D3, espressa in [c€punto di prelievo per anno]

$\tau_2(D3)$ = Componente potenza della tariffa D3, espressa in [c€kWimp per anno]

$\tau_3(D3)$ = Componente energia della tariffa D3, espressa in [c€kWh]

Tariffa D2 di cui all'articolo 31, comma 31.2 del TIT

$C_{DTM}(D2)$ = Corrispettivo per il servizio di distribuzione, trasmissione e misura per clienti domestici con *tariffa D2*, espresso in [c€]

$$C_{DTM}(D2) = C_{DTM}(D2(E)) \times E_{PR} + C_{DTM}(D2(F, P))$$

$C_{DTM}(D2(E))$ = Corrispettivo unitario, espresso in [c€/kWh], della quota parte energia dei corrispettivi per il servizio di distribuzione, trasmissione e misura per clienti domestici con *tariffa D2*

$$C_{DTM}(D2(E)) = \tau_3(D2)$$

$C_{DTM}(D2(F, P))$ = Quota parte fissa e potenza del corrispettivo per il servizio di distribuzione, trasmissione e misure per clienti domestici con *tariffa D2*, espressa in [c€]

$$C_{DTM}(D2(F, P)) = \tau_1(D2) + \tau_2(D2) \times P_i$$

Dunque, complessivamente:

$$C_{DTM}(D2) = \tau_1(D2) + \tau_2(D2) \times P_i + \tau_3(D2) \times E_{PR}$$

Tariffa D3 di cui all'art.31, comma 31.3 del TIT

$C_{DTM}(D3)$ = Corrispettivo per il servizio di distribuzione, trasmissione e misura per clienti domestici con *tariffa D3*, espresso in [c€]

$$C_{DTM}(D3) = C_{DTM}(D3(E)) \times E_{PR} + C_{DTM}(D3(F, P))$$

$C_{DTM}(D3(E))$ = Corrispettivo unitario, espresso in [c€/kWh], della quota parte energia dei corrispettivi per il servizio di distribuzione, trasmissione e misure per clienti domestici con *tariffa D3*

$$C_{D\&T\&M}(D3(E)) = \tau_3(D3)$$

$C_{DTM}(D3(F, P))$ = Componente fissa e potenza del corrispettivo per il servizio di distribuzione, trasmissione e misure per clienti domestici con *tariffa D3* espressa in [c€]

$$C_{DTM}(D3(F, P)) = \tau_1(D3) + \tau_2(D3) \times P_i$$

Dunque, complessivamente:

$$C_{DTM}(D3) = \tau_1(D3) + \tau_2(D3) \times P_i + \tau_3(D3) \times E_{PR}$$

Dove:

E_{PR} = energia elettrica prelevata espressa in [kWh]

P_i = potenza impegnata espressa in [kW]

CLIENTI FINALI NON DOMESTICI

Corrispettivi per il servizio di distribuzione per altri clienti finali

Per i clienti finali non domestici, si applica una tariffa obbligatoria a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione D_{istr} di cui all'art. 7, comma 7.1 del TIT; in particolare la suddetta tariffa è costituita da una componente fissa, una componente in quota potenza e da una componente variabile in quota energia, che variano al variare della tipologia di cliente finale ai sensi dell'art. 2, comma 2.2, lettere da b) a g) del TIT, e della potenza contrattuale impegnata in prelievo :

$D_{istr}(Qf)$ = Componente fissa del corrispettivo per il servizio di distribuzione D_{istr} di cui all'art. 7, comma 7.1 del TIT, espressa in [c€punto di prelievo per anno]

$D_{istr}(Qp)$ = Componente potenza del corrispettivo per il servizio di distribuzione D_{istr} di cui all'art. 7, comma 7.1 del TIT, espressa in [c€kW per anno]

$D_{istr}(Qe)$ = Componente energia del corrispettivo per il servizio di distribuzione D_{istr} di cui all'art. 7, comma 7.1 del TIT, espressa in [c€kWh]

Corrispettivi per il servizio di trasmissione per altri clienti finali

Per gli altri clienti finali, si applica una tariffa obbligatoria a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione; in particolare la suddetta tariffa è costituita da una componente variabile in quota energia:

T_{ras} = Corrispettivo per il servizio di Trasmissione T_{ras} di cui all'art.5, comma 5.1, del TIT, espresso in [c€kWh];

Corrispettivi per il servizio di misura per altri clienti finali

Per gli altri clienti finali, si applica una tariffa obbligatoria a copertura dei costi riguardanti il servizio di misura; in particolare:

MIS_1 = Componente della tariffa per il servizio di misura per gli altri clienti finali, espressa in [c€punto di prelievo per anno]

MIS_3 = Componente della tariffa per il servizio di misura per gli clienti finali, espressa in [c€kWh]

Dunque, i corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per gli altri clienti finali $C_{DTM}(ND)$ sono così definiti:

$C_{DTM}(ND)$ = Corrispettivo per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura per gli altri clienti finali, espresso in [c€]

$$C_{DTM}(ND) = C_{DTM}(ND(E)) \times E_{PR} + C_{DTM}(ND(F, P))$$

$C_{DTM}(ND(E))$ = Corrispettivo unitario, espresso in [c€/kWh], della quota parte energia dei corrispettivi per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura per gli altri clienti finali

$$C_{DTM}(ND(E)) = D_{istr}(Qe) + T_{ras} + MIS_3$$

$C_{DTM}(ND(F, P))$ = Componente fissa e potenza del corrispettivo per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura per gli altri clienti finali

$$C_{DTM}(ND(F, P)) = D_{istr}(Qf) + D_{istr}(Qp) \times P_i + MIS_1$$

Dunque, complessivamente:

$$C_{DTM}(ND) = D_{istr}(Qf) + MIS_1 + [D_{istr}(Qp)] \times P_i + [D_{istr}(Qe) + T_{ras} + MIS_3] \times E_{PR}$$

Dove:

E_{PR} = energia elettrica prelevata espressa in [kWh]

P_i = potenza impegnata espressa in [kW]

3.2 Corrispettivi per i servizi di dispacciamento C_{disp}

I corrispettivi di dispacciamento in prelievo sono da applicare alla totale energia elettrica prelevata dai clienti finali.

In particolare, è necessario differenziare i corrispettivi da applicare ai:

- a) Clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia;
- b) Clienti finali in regime di maggior tutela.

CLIENTI DEL MERCATO LIBERO O IN REGIME DI SALVAGUARDIA

Di seguito si riepilogano i vari corrispettivi di dispacciamento da applicare ai clienti finali del mercato libero ovvero in regime di maggior tutela, per la determinazione del C_{disp} :

<i>UPLIFT</i>	=	Corrispettivo variabile trimestrale per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento, di cui all'art. 44, comma 44.3, della delibera n. 111/06, espressa in [c€kWh]
<i>MUST _ RUN</i>	=	Corrispettivo variabile mensile a copertura di costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema [c€kWh]
$C_f(Terna)$	=	Corrispettivo annuale a copertura dei costi per il funzionamento di Terna, espressa in [c€kWh]
$C_p(rete)$	=	Corrispettivo annuale a copertura dei costi derivanti dalla differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti , espressa in [c€kWh]
<i>CP</i>	=	Corrispettivo annuale a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, espresso in [c€kWh]
<i>INT</i>	=	Corrispettivo annuale a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico, espresso in [c€kWh]

Complessivamente i corrispettivi di dispacciamento in prelievo per clienti finali sul mercato libero $C_{disp}(LIB)$ sono pari a:

$C_{disp}(LIB(E))$ = Corrispettivo unitario, espresso in [c€/kWh], per i servizi di dispacciamento per clienti sul mercato libero, espresso in [c€]

$$C_{disp}(LIB(E)) = UPLIFT + MUST_RUN + C_f(Terna) + C_p(rete) + CP + INT$$

$C_{disp}(LIB)$ = Corrispettivo per i servizi di dispacciamento per i clienti sul mercato libero, espresso in [c€]

$$C_{disp}(LIB) = C_{disp}(LIB(E)) \times E_{PR}$$

Dunque, complessivamente:

$$C_{disp}(LIB) = [UPLIFT + MUST_RUN + C_f(Terna) + C_p(rete) + CP + INT] \times E_{PR}$$

Dove:

E_{PR} = energia elettrica prelevata espressa in [kWh]

CLIENTI IN MAGGIOR TUTELA

Di seguito si riepilogano i vari corrispettivi di dispacciamento da applicare ai clienti finali in maggior tutela, per la determinazione del C_{disp} :

PD = Elemento del corrispettivo PED (prezzo energia e dispacciamento) del TIV, espresso in [c€/kWh], a copertura dei costi di dispacciamento di cui al Titolo 4 della deliberazione n. 111/06 dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela; può assumere il valore PD_m se il cliente finale è trattato monorario, il valore PD_{bio} se il cliente finale è trattato biorario, ovvero il valore PD_{bio} negli altri casi;

PD_m = Elemento del corrispettivo PED *monorario* (prezzo energia e dispacciamento) del TIV, espresso in [c€/kWh], a copertura dei costi di dispacciamento di cui al Titolo 4 della deliberazione n. 111/06 dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela;

PD_{bio} = Elemento del corrispettivo PED *biorario* (prezzo energia e dispacciamento) del TIV, espresso in [c€/kWh], a copertura dei costi di dispacciamento di cui al Titolo 4 della deliberazione n. 111/06 dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela;

PD_{fasce} = Elemento del corrispettivo PED *per fasce* (prezzo energia e dispacciamento) del TIV, espresso in [c€/kWh], a copertura dei costi di dispacciamento di cui al

Titolo 4 della deliberazione n. 111/06 dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela;

$DISP_{BT}(E)$ = Componente unitaria del corrispettivo di dispacciamento per la maggior tutela, espressa in [c€/kWh], a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela;

$DISP_{BT}(F)$ = Componente fissa del corrispettivo di dispacciamento per la maggior tutela, espressa in [c€/punto di prelievo/anno], a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela;

PPE = Corrispettivo, espresso in [c€/kWh], a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela a partire dall'1 gennaio 2008;

$C_{disp}(MT)$ = Corrispettivo di dispacciamento per i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela;

$$C_{disp}(MT) = C_{disp}(MT(E)) \times E_{PR} + C_{disp}(MT(F))$$

$C_{disp}(MT(E))$ = Componente unitaria del corrispettivo di dispacciamento $C_{disp}(MT)$, espresso in [c€/kWh], per i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela;

$$C_{disp}(MT(E)) = PD + DISP_{BT}(E) + PPE$$

$C_{disp}(MT(F))$ = Componente fissa del corrispettivo di dispacciamento $C_{disp}(MT)$, espressa in [c€/punto di prelievo per anno], per i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela;

$$C_{disp}(MT(F)) = DISP_{BT}(F)$$

Complessivamente i corrispettivi di dispacciamento in prelievo per clienti finali in regime di maggior tutela $C_{disp}(MT)$ sono pari a:

$$C_{disp}(MT) = [PD + DISP_{BT}(E) + PPE] \times E_{PR} + DISP_{BT}(F)$$

Dove:

E_{PR} = energia elettrica prelevata espressa in [kWh]

3.3 Oneri generali di sistema: componenti A, UC ed MCT

Gli oneri generali di sistema, individuati dal decreto del Ministro dell'Industria e dell'Artigianato del 26 gennaio 2001, sono coperti dai clienti finali tramite il pagamento dei corrispettivi tariffari (componenti A e UC) applicati a maggiorazione dei corrispettivi per l'utilizzo del sistema di trasporto dell'energia elettrica.

Le componenti tariffarie A coprono gli oneri sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico (quali ad esempio i costi di ricerca, i costi per l'incentivazione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili etc.); le componenti UC coprono ulteriori elementi di costo del servizio elettrico (quali, ad esempio, la perequazione) individuate dall'Autorità.

L'ammontare complessivo degli oneri generali e degli ulteriori elementi di costo è quantificato dall'Autorità: tali componenti tariffarie sono aggiornate con cadenza trimestrale.

Le componenti tariffarie prevedono, in generale, corrispettivi espressi in [c€punto di prelievo] e in [c€kWh] ed in particolare:

- le componenti tariffarie A, MCT, UC3, UC4 sono pagate da tutti i clienti finali;
- la componente tariffaria UC1 è pagata dai soli clienti in regime di maggior tutela.;
- la componente tariffaria UC6 è pagata da tutti i clienti finali non domestici.

Oneri generali di sistema - componenti A:

$A_2(F)$ = Quota fissa della componente tariffaria A2, che alimenta il conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, espressa in [c€punto di prelievo per anno]

$A_2(E)$ = Quota energia della componente tariffaria A2, che alimenta il conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, espressa in [c€kWh]

$A_3(F)$ = Quota fissa della componente tariffaria A3, che alimenta il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, espressa in [c€punto di prelievo per anno]

$A_3(E)$ = Quota energia della componente tariffaria A3, che alimenta il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, espressa in [c€kWh]

$A_4(F)$ = Quota fissa della componente tariffaria A4, che alimenta il conto per perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, espressa in [c€punto di prelievo per anno]

$A_4(E)$ = Quota energia della componente tariffaria A4, che alimenta il conto per perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, espressa in [c€kWh]

$A_5(F)$ = Quota fissa della componente tariffaria A5, che alimenta il conto per il finanziamento delle attività di ricerca, espressa in [c€punto di prelievo per anno]

- $A_5(E)$ = Quota energia della componente tariffaria A5, che alimenta il conto per il finanziamento delle attività di ricerca, espressa in [c€kWh]
- $A_6(F)$ = Quota fissa della componente tariffaria A6, che alimenta il conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti durante il periodo di transizione, espressa in [c€punto di prelievo per mese]
- $A_6(P)$ = Quota potenza della componente tariffaria A6, che alimenta il conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti durante il periodo di transizione, espressa in [c€kW per mese]
- $A_6(E)$ = Quota energia della componente tariffaria A6, che alimenta il conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti durante il periodo di transizione, espressa in [c€kWh]

Dall'1 ottobre 2008 sarà applicata la componente tariffaria A_5 per la copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio

Dunque, complessivamente:

- $A(E)$ = Corrispettivo unitario della quota energia degli oneri generali di sistema, espressa in [c€kWh]

$$A(E) = A_2(E) + A_3(E) + A_4(E) + A_5(E) + A_6(E)$$

- $A(F, P)$ = Quota fissa e potenza degli oneri generali di sistema, espressa in [c€anno]

$$A(F, P) = A_2(F) + A_3(F) + A_4(F) + A_5(F) + A_6(F) \times 12 + A_6(P) \times 12 \times P_i$$

Dove:

- P_i = Potenza impegnata espressa in [kW]

Ulteriori Componenti:

- UC_1 = Componente tariffaria che alimenta il conto per la copertura degli squilibri della perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e ai clienti del servizio di maggior tutela, espressa in [c€kWh]
- UC_3 = Componente tariffaria che alimenta il conto per la perequazione dei costi di distribuzione dell'energia elettrica sulle rete con obbligo di connessione terzi a copertura degli oneri relativi ai meccanismi di promozione delle aggregazione e integrazioni ricavi, espressa in [c€kWh]
- UC_4 = Componente tariffaria che alimenta il conto per integrazioni tariffarie del provvedimento CIP n.34/74, espressa in [c€kWh]

$UC_6(F)$ = Quota fissa della componente tariffaria a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio, espressa in [c€/punto di prelievo per anno]

$UC_6(P)$ = Quota potenza della componente tariffaria a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio, espressa in [c€/kW per anno]

$UC_6(E)$ = Quota energia della componente tariffaria a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio, espressa in [c€/kWh]

Componente tariffaria relativa alle “Misure di Compensazione Territoriale”:

MCT = Componente tariffaria che alimenta il conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale, espressa in [c€/kWh]

Per la determinazione delle componenti UC applicate ai clienti finali, quali costi sostenuti per l’approvvigionamento dell’energia elettrica in prelievo, è necessario effettuare una ulteriore distinzione tra categorie di clienti finali suddividendoli in:

- a) Clienti finali domestici [D2/D3] in regime di maggior tutela;
- b) Altri clienti finali in maggior tutela;
- c) Clienti finali domestici [D2/D3] sul mercato libero;
- d) Altri clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia.

A) CLIENTI FINALI DOMESTICI [D2/D3] IN REGIME DI MAGGIOR TUTELA

Ulteriori Componenti:

$$UC_A(E) = UC_1 + UC_3 + UC_4$$

$$UC_A(F, P) = 0$$

B) ALTRI CLIENTI IN REGIME DI MAGGIOR TUTELA

Ulteriori Componenti:

$$UC_B(E) = UC_1 + UC_3 + UC_4 + UC_6(E)$$

$$UC_B(F, P) = UC(F) + UC(P) \times P_i$$

C) CLIENTI DOMESTICI [D2/D3] SUL MERCATO LIBERO

Ulteriori Componenti:

$$UC_c(E) = UC_3 + UC_4$$

$$UC_c(F, P) = 0$$

D) ALTRI CLIENTI SUL MERCATO LIBERO O IN REGIME DI SALVAGUARDIA

Ulteriori Componenti:

$$UC_d(E) = UC_3 + UC_4 + UC_6(E)$$

$$UC_d(F, P) = UC(F) + UC(P) \times P_i$$

3.4 Introduzione alle tariffe

Con riferimento alle tipologie di corrispettivi già esaminati nei paragrafi precedenti, ivi incluse le componenti tariffarie afferenti agli oneri generali di sistema, è opportuno un riepilogo dei medesimi accorrandoli all'interno di un'unica struttura tariffaria riferita a ciascuna tipologia di cliente finale:

- a) Tariffa A: Clienti finali domestici in regime di maggior tutela [con Tariffa D2/D3];
- b) Tariffa B: Altri clienti finali in maggior tutela;
- c) Tariffa C: Clienti finali domestici sul mercato libero [con Tariffa D2/D3];
- d) Tariffa D: Altri clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia.

3.5 Tariffa A: Clienti finali domestici [con Tariffa D2, D3] in regime di maggior tutela

$T_{A;D2}(F, P)$ = Quota parte della tariffa $T_{A;D2}$, espressa in [€], applicata ai *clienti finali domestici in D2 in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi fissi per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento e a copertura delle componenti fisse [e potenza] relative agli oneri generali di sistema

$$T_{A;D2}(F, P) = C_{DTM}(D2(F, P)) + C_{disp}(MT(F)) + A(F, P) + UC_A(F, P)$$

$T_{A;D2}(E)$ = Corrispettivo unitario della tariffa $T_{A;D2}$, espresso in [c€/kWh], applicato ai *clienti finali domestici in D2 in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi variabili per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento e a copertura degli oneri generali di sistema

$$T_{A;D2}(E) = C_{DTM}(D2(E)) + C_{disp}(MT(E)) + A(E) + UC_A(E) + MCT$$

$T_{A;D2}$ = Tariffa, espressa in [€], applicata ai *clienti finali domestici in D2 in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento e derivanti dall'applicazione degli oneri generali di sistema

$$T_{A;D2} = T_{A;D2}(E) \times E_{PR} + T_{A;D2}(F, P)$$

$T_{A;D3}(F, P)$ = Quota parte della tariffa $T_{A;D3}$, espressa in [€], applicata ai *clienti finali domestici in D3 in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi fissi per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento e a copertura delle componenti fisse [e potenza] relative agli oneri generali di sistema

$$T_{A;D3}(F, P) = C_{DTM}(D3(F, P)) + C_{disp}(MT(F)) + A(F, P) + UC_A(F, P)$$

$T_{A;D3}(E)$ = Corrispettivo unitario della tariffa $T_{A;D3}$, espresso in [c€/kWh], applicato ai *clienti finali domestici in D3 in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi variabili per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento e a copertura delle componenti variabili relative agli oneri generali di sistema

$$T_{A;D3}(E) = C_{DTM}(D3(E)) + C_{disp}(MT(E)) + A(E) + UC_A(E) + MCT$$

$T_{A;D3}$ = Tariffa, espressa in [€], applicata ai *clienti finali domestici in D3 in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento e a copertura degli oneri generali di sistema.

$$T_{A;D3} = T_{A;D3}(E) \times E_{PR} + T_{A;D3}(F, P)$$

3.6 Tariffa B: Altri clienti finali in regime di maggior tutela

$T_B(F, P)$ = Quota parte della tariffa T_B , espressa in [€], applicata ai *clienti finali non domestici in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi fissi per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento nonché a copertura delle componenti fisse [e potenza] relative agli oneri generali di sistema

$$T_B(F, P) = C_{DTM}(ND(F, P)) + C_{disp}(MT(F)) + A(F, P) + UC_B(F, P)$$

$T_B(E)$ = Corrispettivo unitario della tariffa T_B , espresso in [c€/kWh], applicato ai *clienti finali in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi variabili per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento e a copertura degli oneri generali di sistema

$$T_B(E) = C_{DTM}(ND(E)) + C_{disp}(MT(E)) + A(E) + UC_B(E) + MCT$$

T_B = Tariffa, espressa in [€], applicata ai *clienti finali in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento e a copertura degli oneri generali di sistema

$$T_B = T_B(E) \times E_{PR} + T_B(F, P)$$

3.7 Tariffa C: Clienti finali domestici [con Tariffa D2, D3] sul mercato libero

$T_{C;D2}(F, P)$ = Quota parte della tariffa $T_{C;D2}$, espressa in [€], applicata ai *clienti finali domestici in D2 sul mercato libero*, a copertura dei costi fissi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento e a copertura delle componenti fisse [e potenza] relative agli oneri generali di sistema

$$T_{C;D2}(F, P) = C_{DTM}(D2(F, P)) + A(F, P) + UC_C(F, P)$$

$T_{C;D2}(E)$ = Corrispettivo unitario della tariffa $T_{C;D2}$, espresso in [c€/kWh], applicato ai *clienti finali domestici in D2 sul mercato libero*, a copertura dei costi variabili per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento e a copertura degli oneri generali di sistema

$$T_{C;D2}(E) = C_{DTM}(D2(E)) + C_{disp}(LIB(E)) + A(E) + UC_C(E) + MCT$$

$T_{C;D2}$ = Tariffa, espressa in [€], applicata ai *clienti finali domestici in D2 sul mercato libero*, a copertura dei costi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento e a copertura degli oneri generali di sistema

$$T_{C;D2} = T_{C;D2}(E) \times E_{PR} + T_{C;D2}(F, P)$$

$T_{C;D3}(F, P)$ = Quota parte della tariffa $T_{C;D3}$, espressa in [€], applicata ai *clienti finali domestici in D3 sul mercato libero*, a copertura dei costi fissi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento e a copertura delle componenti fisse [e potenza] relative agli oneri generali di sistema

$$T_{C;D3}(F, P) = C_{DTM}(D3(F, P)) + A(F, P) + UC_C(F, P)$$

$T_{C;D3}(E)$ = Corrispettivo unitario della tariffa $T_{C;D3}$, espresso in [c€/kWh], applicato ai *clienti finali domestici in D3 sul mercato libero*, a copertura dei costi variabili per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento e a copertura degli oneri generali di sistema

$$T_{C;D3}(E) = C_{DTM}(D3(E)) + C_{disp}(LIB(E)) + A(E) + UC_C(E) + MCT$$

$T_{C;D3}$ = Tariffa, espressa in [€], applicata ai *clienti finali domestici in D3 sul mercato libero*, a copertura dei costi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento e derivanti dall'applicazione degli oneri generali di sistema

$$T_{C;D3} = T_{C;D3}(E) \times E_{PR} + T_{C;D3}(F, P)$$

3.8 Tariffa D: Altri clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia

$T_D(F, P)$ = Quota parte della tariffa T_D , espressa in [€], applicata ai *clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia*, a copertura dei costi fissi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nonché a copertura delle componenti fisse [e potenza] relative agli oneri generali di sistema

$$T_D(F, P) = C_{DTM}(ND(F, P)) + A(F, P) + UC_D(F, P)$$

$T_D(E)$ = Corrispettivo unitario della tariffa T_D , espresso in [c€/kWh], applicato ai *clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia*, a copertura dei costi variabili per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nonché a copertura degli oneri generali di sistema

$$T_D(E) = C_{DTM}(ND(E)) + C_{disp}(LIB(E)) + A(E) + UC_D(E) + MCT$$

T_D = Tariffa, espressa in [€], applicata ai *clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia*, a copertura dei costi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento e derivanti dall'applicazione degli oneri generali di sistema

$$T_D = T_D(E) \times E_{PR} + T_D(F, P)$$

4. Modelli di calcolo per la determinazione del contributo in conto scambio (Cs) ai sensi dell'articolo 10 del TISP

Come evidenziato nelle premesse, i criteri puntuali di determinazione da parte del GSE del contributo in conto scambio (Cs) riguardano:

- la determinazione e regolazione del contributo in conto scambio (Cs) a conguaglio su base annuale solare;
- la determinazione e regolazione periodica del contributo in conto scambio (Cs) in acconto;
- i criteri di calcolo nei casi in cui ad un unico punto di scambio risultano collegati più impianti di produzione di diversa tipologia aventi diritto al servizio di SSP

4.1 Definizioni

Si riportano di seguito le definizioni utilizzate all'interno del documento rilevanti per la determinazione del contributo in conto scambio (Cs):

$E_{PR;m}$ = Energia elettrica mensilmente prelevata espressa in [kWh] [dato da richiedere con frequenza mensile e da verificare annualmente con il soggetto responsabile della raccolta, rilevazione e registrazione delle misure]; tale valore è aumentato di un fattore percentuale, secondo le stesse modalità previste dall'articolo 12, comma 12.6, lettera b), della deliberazione n. 111/06;

E_{PR} = Energia elettrica annualmente prelevata espressa in [kWh] [dato da richiedere con frequenza annuale e dettaglio mensile al soggetto responsabile della raccolta, rilevazione e registrazione delle misure]

$$E_{PR} = \sum_{m=1}^{12} E_{PR;m}$$

$E_{I;m}$ = Energia elettrica mensilmente prodotta e immessa in rete espressa in [kWh] [dato da richiedere con frequenza mensile [con dettaglio orario] al soggetto responsabile della raccolta, rilevazione e registrazione dell'energia elettrica immessa in rete]; tale valore è aumentato di un fattore percentuale, nel caso di punti di immissione in bassa tensione ed in media tensione, secondo le stesse modalità previste dall'articolo 12, comma 12.6, lettera a), della deliberazione n. 111/06

$$E_{I;m} = \sum_{h=1}^{n^{\circ} \text{ ore; mese}} E_{I;h}$$

E_I = Energia elettrica annualmente prodotta e immessa in rete espressa in [kWh] [dato da richiedere con frequenza annuale e dettaglio mensile [con dettaglio orario] al soggetto responsabile della raccolta, rilevazione e registrazione dell'energia elettrica immessa in rete]

$$E_I = \sum_{m=1}^{12} m \in tr(i) E_{I,m}$$

$E_{S;tr(i)}$ = Energia elettrica scambiata, nel trimestre di riferimento $tr(i)$, con la rete espressa in [kWh]

$$E_{S;tr(i)} = \min \left[\sum_{m=1}^3 m \in tr(i) E_{PR,m}; \sum_{m=1}^3 m \in tr(i) E_{I,m} \right]$$

E_S = Energia elettrica annualmente scambiata con la rete espressa in [kWh]

$$E_S = \min[E_{PR}; E_I]$$

E_F = Energia elettrica fatturata dall'impresa di vendita espressa in [kWh] [dato da richiedere per anno di competenza all'impresa di vendita]

C_{EI} = Valorizzazione, espressa in euro[€], dell'energia elettrica annualmente prodotta e immessa in rete dall'impianto nella titolarità/disponibilità dell'USSP

$P_{Z_MGP,h}$ = Prezzo orario zonale di mercato [€/kWh]

$P_{Z_MGP,m,fi}$ = Prezzo medio aritmetico dei prezzi zonali orari di cui all'articolo 30 lettera b), della deliberazione n. 111/06, determinato per singola fascia oraria fi su base mensile [€/kWh]

$P_{Z_MGP,m}$ = Prezzo medio aritmetico dei prezzi zonali orari di cui all'articolo 30 lettera b), della deliberazione n. 111/06, determinato su base mensile [€/kWh]

$P_{Z_MGP,hp;m}$ = Prezzo medio aritmetico dei prezzi zonali orari di cui all'articolo 30 lettera b), della deliberazione n. 111/06 delle sole ore di punta (hp) determinato su base mensile [€/kWh]

$C_{US,m}$ = Quota parte unitaria variabile dell'onere mensile sostenuto dall'USSP per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento, espressa in [c€/kWh], e che include, ove previsto, gli oneri generali di sistema (componenti A e UC)

$C_{US;tr(i)}$ = Quota parte unitaria variabile dell'onere trimestralmente sostenuto dall'USSP per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento, espressa in [c€/kWh].

C_{US} = Quota parte unitaria variabile dell'onere annualmente sostenuto dall'USSP per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento, espressa in [c€/kWh], e che include, per le sole fonti rinnovabili, gli oneri generali di sistema (componenti A e UC) e non la componente tariffaria MCT

$C_{US;tr(i)}(UP_j)$ = Quota parte unitaria variabile dell'onere trimestralmente sostenuto dall'USSP per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento, espressa in [c€/kWh], e che include, per le sole fonti rinnovabili, gli oneri generali di sistema (componenti A e

UC) e non la componente tariffaria MCT, afferente alla unità produttiva j-esima sottesa al punto di scambio;

$C_{US}(UP_j) =$ Quota parte unitaria variabile dell'onere annualmente sostenuto dall'USSP per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento, espressa in [c€/kWh], e che include, per le sole fonti rinnovabili, gli oneri generali di sistema (componenti A e UC) e non la componente tariffaria MCT, afferente alla unità produttiva j-esima sottesa al punto di scambio;

$O_{PR;m} =$ Onere totale, espresso in euro [€], mensilmente sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata al netto delle imposte [dato da richiedere con frequenza trimestrale all'impresa di vendita]

$O_{PR;tr(i)} =$ Onere totale, espresso in euro [€], sostenuto nel generico trimestre $tr(i)$, per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata al netto delle imposte

$$O_{PR;tr(i)} = \sum_{m=1}^3 \mathbb{1}_{m \in tr(i)} O_{PR;m}$$

$O_{PR} =$ Onere totale, espresso in euro [€], annualmente sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata al netto delle imposte

$$O_{PR} = \sum_{m=1}^{12} O_{PR;m}$$

$O_E =$ Quota parte energia, espressa in euro [€], dell'onere totale annualmente sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata calcolata sottraendo all'onere O_{PR} gli oneri associati ai servizi di trasporto, misure e dispacciamento comprensivi delle relative componenti fisse annuali, nonché gli oneri generali (componenti A e UC) e gli oneri corrispondenti all'applicazione della componente tariffaria MCT

$C_S =$ Contributo in conto scambio è l'ammontare, espresso in euro [€], che garantisce, al più, l'equivalenza tra quanto pagato dall'utente dello scambio, limitatamente alla quantità di energia elettrica prelevata, ed il valore dell'energia elettrica immessa in rete per il tramite di un punto di scambio

$C_{r,i} =$ Credito, espresso in [€], maturato alla fine del generico anno i-simo, dall'USSP, derivante dalla maggiore valorizzazione dell'energia elettrica annualmente prodotta ed immessa in rete C_{EI} rispetto alla quota parte dell'onere O_E

$C_{S,tr(i)} =$ Contributo in conto scambio "in acconto trimestrale", espresso in euro [€].

$P_d =$ Potenza disponibile; è la massima potenza, espressa in [kW], prelevabile in un punto di prelievo senza che il cliente finale sia disalimentato; essa coincide con la potenza per la quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento

$P_i =$ Potenza impegnata; è il livello di potenza, espressa in [kW], indicato nei contratti, reso disponibile dall' esercente ove siano presenti dispositivi limitatori di potenza, ovvero il valore massimo della potenza prelevata nel mese, per gli altri casi.

UP_i = L'Unità Produttiva *i-sima* è l'insieme dei gruppi di generazione, nella titolarità/disponibilità dello stesso soggetto, che utilizzano la stessa fonte primaria di alimentazione e che condividono il medesimo punto di connessione [scambio] che si avvale del servizio di SSP.

4.2 Contributo in conto scambio (Cs) su base annuale solare

Le determinazioni dei corrispettivi per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura in prelievo, dei corrispettivi di dispacciamento in prelievo e degli oneri generali di sistema sono necessarie per il ristoro degli oneri sostenuti da ciascun USSP ammesso al riconoscimento del contributo (Cs) per la totale energia elettrica scambiata. In particolare, mentre la quota energia dei singoli corrispettivi rileva per il calcolo della parte unitaria variabile C_{US} , le relative componenti fisse rilevano per la determinazione della parte energia dell'onere O_E sostenuto dall' USSP per l'acquisto di energia elettrica prelevata (calcolato per differenza sul totale onere in prelievo O_{PR}).

Inoltre, la copertura degli oneri generali di sistema è prevista esclusivamente per USSP nella cui titolarità e/o disponibilità è ricompreso un impianto di produzione alimentato da FER.

Ai fini della regolazione dello SSP a conguaglio annuale, nel caso in cui i valori unitari dei corrispettivi costitutivi del termine C_{US} siano aggiornati nel corso del periodo di regolazione, per ogni singolo corrispettivo viene considerata la media aritmetica dei valori relativi al periodo a cui la predetta regolazione si riferisce.

In particolare, il GSE aggiornerà nei propri archivi, con cadenza trimestrale in acconto e annualmente a conguaglio, le tabelle "prezzi – corrispettivi" da utilizzare per eseguire i calcoli così come precedentemente condivise con la Direzione Mercati dell'Autorità.

Al contrario, la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete C_{ET} è da intendersi come sommatoria di calcoli con dettaglio orario ottenuti dalla valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete.

Drivers individuati per il calcolo

La metodologia di determinazione del contributo (Cs) non è univocamente definibile per i differenti USSP, conseguentemente, di seguito, s'individuano i *drivers* in ingresso al modello di calcolo:

- **Approvvigionamento dell'energia elettrica in prelievo da parte del cliente finale:**
 - a) Clienti finali domestici in regime di maggior tutela [con tariffa D2, D3];
 - b) Altri clienti finali in regime di maggior tutela;
 - c) Clienti finali domestici sul mercato libero [con tariffa D2, D3];
 - d) Altri clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia.

- **Tipologia di cliente finale ai sensi dell'art. 2, comma 2.2, del TIT:**

- a) Utenze domestiche in bassa tensione (BT) (art.2, comma 2.2, lettera a);
- b) Utenze in BT di illuminazione pubblica (art.2, comma 2.2, lettera b)
- c) Altre Utenze domestiche in BT (art.2, comma 2.2, lettera c);
- d) Utenza in media tensione (MT) di illuminazione pubblica (art.2, comma 2.2, lettera d)
- e) Altre Utenze in MT (art.2, comma 2.2, lettera e);
- f) Utenze in Alta e Altissima tensione (AT/AAT)) (art.2, comma 2.2, lettera f).
- g) Utenze in AAT, superiore a 220 kV (art.2, comma 2.2, lettera g)

- **Potenza disponibile ed impegnata in prelievo dal cliente finale:**

bassa tensione

- a) Potenza impegnata (Pi) in BT fino a 1,5 kW;
- b) Potenza impegnata (Pi) in BT maggiore di 1,5 kW e fino a 3 kW;
- c) Potenza impegnata (Pi) in BT maggiore di 3 kW e fino a 6 kW;
- d) Potenza impegnata (Pi) in BT maggiore di 6 kW e fino a 10 kW;
- e) Potenza impegnata (Pi) in BT maggiore di 10 kW e fino a 16,5 kW;
- f) Potenza disponibile (Pd) maggiore di 16,5 kW e potenza impegnata (Pi) fino a 1,5 kW;
- g) Potenza disponibile (Pd) maggiore di 16,5 kW e potenza impegnata (Pi) maggiore di 1,5 kW.

media tensione

- h) Potenza disponibile (Pd) fino a 100 kW;
- i) Potenza disponibile (Pd) in MT maggiore di 100 kW e fino a 500 kW e potenza impegnata (Pi) fino a 100 kW;
- j) Potenza disponibile (Pd) in MT maggiore di 100 kW e fino a 500 kW e potenza impegnata (Pi) maggiore di 100 kW;
- k) Potenza disponibile (Pd) in MT maggiore di 500 kW e potenza impegnata (Pi) fino a 100 kW;
- l) Potenza disponibile (Pd) in MT maggiore di 500 kW e potenza impegnata (Pi) maggiore di 100 kW.

alta tensione

- m) Potenza impegnata (Pi) in AT o AAT (fino a 220 kV) fino a 1.000 kW;
- n) Potenza impegnata (Pi) in AT o AAT (fino a 220 kV) maggiore di 1.000 kW e fino a 5.000 kW;
- o) Potenza impegnata (Pi) in AT o AAT (fino a 220 kV) maggiore di 5.000 kW e fino a 10.000 kW;
- p) Potenza impegnata (Pi) in AT o AAT (fino a 220 kV) oltre i 10.000 kW;
- q) Potenza impegnata (Pi) in AAT (superiori a 220 kV) fino a 1.000 kW;
- r) Potenza impegnata (Pi) in AAT (superiori a 220 kV) maggiore di 1.000 kW e fino a 5.000 kW;
- s) Potenza impegnata (Pi) in AAT (superiori a 220 kV) maggiore di 5.000 kW e fino a 10.000 kW;
- t) Potenza impegnata (Pi) in AAT (superiori a 220 kV) oltre i 10.000 kW.

- **Scaglioni di consumo per i clienti domestici in tariffa D2, D3:**

- Consumo annuo fino a 1.800 kWh;
- Consumo annuo maggiore di 1.800 kWh e fino a 2.640 kWh;
- Consumo annuo maggiore di 2.640 kWh e fino a 4.440 kWh;
- Consumo annuo oltre i 4.440 kWh.

Gli scaglioni indicati entreranno in vigore a partire dal 1° gennaio 2009, come previsto dalla delibera ARG/elt 117/08.

- **Tipologia di impianto di produzione nella titolarità/disponibilità dell'USSP e relativa zona di mercato di appartenenza:**

- Impianto di produzione alimentato a fonti rinnovabili (FER);
- Impianto di produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento (CAR).

ZONA MERCATO	NORD	CNORD	SICI	SARD	CSUD	SUD	CALB
TIPOLOGIA IMPIANTO	FER	FER	FER	FER	FER	FER	FER
	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR

- **Gestione delle eccedenze:**

- Valorizzazione “a credito” delle eccedenze per impianti di produzione alimentati a fonti rinnovabili (FER);
- Valorizzazione opzionale “a credito” o “a ricavo” delle eccedenze per impianti di produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento (CAR).

4.3 Determinazione del termine O_E

Ai sensi dell'articolo 5, comma 5.4 del TISP, il GSE calcola, per ciascun USSP, la parte energia O_E , espressa in [€], dell'onere sostenuto dal medesimo utente per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, calcolata sottraendo all'onere O_{PR} , gli oneri associati ai servizi di trasporto e di dispacciamento comprensivi delle relative componenti fisse nonché gli oneri generali e gli oneri corrispondenti all'applicazione della componente tariffaria MCT.

Tale onere, varia per ogni tipologia di cliente finale/USSP:

- USSP domestico [con Tariffa D2/D3] in regime di maggior tutela;
- Altri USSP in maggior tutela;
- USSP domestico [con Tariffa D2/D3] sul mercato libero;
- Altri USSP sul mercato libero o in regime di salvaguardia.

A) CLIENTI/USSP DOMESTICI IN REGIME DI MAGGIOR TUTELA [CON TARIFFA D2 E D3]

Clienti Finali con Tariffa D2.

$$O_E = O_{PR} - T_{A;D2}$$

Clienti finali con Tariffa D3.

$$O_E = O_{PR} - T_{A;D3}$$

B) ALTRI CLIENTI/USSP IN REGIME DI MAGGIOR TUTELA

$$O_E = O_{PR} - T_B$$

C) CLIENTI/USSP DOMESTICI SUL MERCATO LIBERO [CON TARIFFA D2 E D3]

Clienti finali con Tariffa D2.

$$O_E = O_{PR} - T_{C;D2}$$

Clienti finali con Tariffa D3.

$$O_E = O_{PR} - T_{C;D3}$$

D) ALTRI CLIENTI/USSP SUL MERCATO LIBERO O IN REGIME DI SALVAGUARDIA

$$O_E = O_{PR} - T_D$$

4.4 Determinazione del controvalore dell'energia elettrica immessa C_{EI}

Ai sensi dell'articolo 5, comma 5.2 del TISP, il GSE, ai fini del calcolo del contributo per lo scambio sul posto C_S , associa all'energia elettrica immessa un controvalore C_{EI} , espresso in [€], pari a:

- a) Per gli impianti per i quali si ha la disponibilità della rilevazione delle misure dell'energia elettrica immessa su base oraria ovvero una ricostruzione o una stima con il medesimo dettaglio:

la sommatoria oraria dei quantitativi di energia elettrica annualmente immessa in rete nell'anno (a) moltiplicate per i prezzi zonali orari di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06 registrati nel medesimo anno.

$$C_{EI} = \sum_1^{n^{\circ}ore,anno(a)} h [E_{I,h} \cdot P_{Z_MGP,h}]$$

- b) Per gli impianti per i quali si ha la disponibilità della rilevazione delle misure dell'energia elettrica immessa per fasce orarie ovvero una ricostruzione o una stima con il medesimo dettaglio:

la sommatoria su base annuale, nell'anno (a), determinata per fasce dei quantitativi di energia elettrica mensilmente immessa in rete per ogni singola fascia oraria nel mese (m) moltiplicate per la media aritmetica annuale dei prezzi zonali orari di cui all'articolo 30 lettera b), della deliberazione n. 111/06, determinato per singola fascia nel medesimo mese³.

$$C_{EI} = \sum_1^{12} m \sum_1^3 f_i [E_{I,m}(f_i) \cdot P_{Z_MGP;m;f(i)}]$$

- c) Per gli impianti differenti di quelli di cui alla lettera a) e b) *non fotovoltaici*:

la sommatoria su base annuale, nell'anno (a), della quantità di energia elettrica mensilmente immessa in rete nel mese (m) moltiplicata per la media aritmetica mensile dei prezzi zonali orari di cui all'articolo 30 lettera b), della deliberazione n. 111/06 registrati nel medesimo mese.

$$C_{EI} = \sum_1^{12} m [E_{I;m} \cdot P_{Z_MGP;m}]$$

- d) Per gli impianti differenti di quelli di cui alla lettera a) e b) *fotovoltaici*:

la sommatoria su base annuale, nell'anno (a), della quantità di energia elettrica mensilmente immessa in rete nel mese (m) moltiplicata per la media aritmetica mensile dei prezzi zonali orari di cui all'articolo 30 lettera b) delle sole ore di punta (hp: attualmente ore di fascia F1 e F2), della deliberazione n. 111/06 registrati nel medesimo mese.

$$C_{EI} = \sum_1^{12} m [E_{I;m} \cdot P_{Z_MGP,hp;m}]$$

Le ore F1 e F2 sono definite con provvedimenti dell'Autorità; conseguentemente le formule di determinazione del termine C_{EI} potranno essere riviste a seguito di interventi regolatori da parte della medesima Autorità.

³ Non saranno gestiti prezzi "infra-mese", ovvero il prezzo medio aritmetico non terrà conto dell'effettiva entrata in esercizio dell'impianto, ma esclusivamente sarà calcolato come prezzo medio aritmetico registrato sul mercato nell'intero mese in cui l'impianto è entrato in esercizio commerciale.

4.5 Determinazione del corrispettivo unitario C_{US}

Ai sensi dell'articolo 5, comma 5.3 del TISP, il GSE calcola, per ciascun USSP, la parte unitaria variabile dell'onere sostenuto dal medesimo utente per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento, espressa in [c€/kWh], ottenuta sommando algebricamente la quota energia dei corrispettivi previsti rispettivamente dal Testo Integrato Trasporto e dalla deliberazione n. 111/06. Il calcolo esclude la componente MCT e, solo nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, include le componenti tariffarie A e UC.

Ai fini della regolazione dello SSP a conguaglio annuale, nel caso in cui i valori unitari dei corrispettivi costitutivi del termine C_{US} siano aggiornati nel corso del periodo di regolazione, per ogni singolo corrispettivo viene considerata la media aritmetica dei valori relativi al periodo a cui la predetta regolazione si riferisce, dunque, in tutte le formule descritte di seguito, i valori dei corrispettivi costitutivi del suddetto termine, riferito all'anno solare, saranno determinati come media aritmetica dei rispettivi valori mensili $C_{US,m}$

$$C_{US} = \frac{\sum_{m=1}^{12} C_{US,m}}{12}$$

Tale corrispettivo unitario varia per ogni tipologia di cliente finale/USSP, e varia anche in relazione alla tipologia di impianto nella rispettiva titolarità/disponibilità :

- USSP domestico [con Tariffa D2/D3] in regime di maggior tutela;
- Altri USSP in maggior tutela;
- USSP domestico [con Tariffa D2/D3] sul mercato libero;
- Altri USSP sul mercato libero o in regime di salvaguardia.

TIPOLOGIA IMPIANTO	TIPOLOGIA CLIENTI FINALI			
	Clienti tipo A	Clienti tipo B	Clienti tipo C	Clienti tipo D
FER	Clienti tipo A	Clienti tipo B	Clienti tipo C	Clienti tipo D
CAR	Clienti tipo A	Clienti tipo B	Clienti tipo C	Clienti tipo D

A) CLIENTI/USSP DOMESTICI IN MAGGIOR TUTELA [CON TARIFFA D2 E D3]

Clienti finali con Tariffa D2 - Impianti alimentati a fonti rinnovabili

$$C_{US} = T_{A;D2}(E) - MCT$$

Clienti finali con Tariffa D2 - Impianti cogenerativi ad alto rendimento

$$C_{US} = T_{A;D2}(E) - [A(E) + UC_A(E) + MCT]$$

Clienti finali con Tariffa D3 - Impianti alimentati a fonti rinnovabili

$$C_{US} = T_{A;D3}(E) - MCT$$

Clienti finali con Tariffa D2 - Impianti cogenerativi ad alto rendimento

$$C_{US} = T_{A;D3}(E) - [A(E) + UC_A(E) + MCT]$$

B) ALTRI CLIENTI/USSP IN MAGGIOR TUTELA

Impianti alimentati a fonti rinnovabili

$$C_{US} = T_B(E) - MCT$$

Impianti cogenerativi ad alto rendimento

$$C_{US} = T_B(E) - [A(E) + UC_B(E) + MCT]$$

C) CLIENTI/USSP DOMESTICI SUL MERCATO LIBERO [CON TARIFFA D2 E D3]

Clienti finali con Tariffa D2 - Impianti alimentati a fonti rinnovabili

$$C_{US} = T_{C;D2}(E) - MCT$$

Clienti finali con Tariffa D2 - Impianti cogenerativi ad alto rendimento

$$C_{US} = T_{C;D2}(E) - [A(E) + UC_C(E) + MCT]$$

Clienti finali con Tariffa D3 - Impianti alimentati a fonti rinnovabili

$$C_{US} = T_{C;D3}(E) - MCT$$

Clienti finali con Tariffa D3 - Impianti cogenerativi ad alto rendimento

$$C_{US} = T_{C;D3}(E) - [A(E) + UC_C(E) + MCT]$$

D) ALTRI CLIENTI/USSP SUL MERCATO LIBERO O IN REGIME DI SALVAGUARDIA

Impianti alimentati a fonti rinnovabili

$$C_{US} = T_D(E) - MCT$$

Impianti cogenerativi ad alto rendimento

$$C_{US} = T_D(E) - [A(E) + UC_D(E) + MCT]$$

4.6 Determinazione del contributo in conto scambio C_S

Ai sensi dell'articolo 5, comma 5.5 del TISP, il GSE calcola, per ciascun USSP, il contributo in conto scambio C_S espresso in [€], pari alla somma del:

- minor valore tra il termine C_{EI} e il termine O_E ;
- prodotto tra il termine C_{US} e l'energia elettrica scambiata.

In generale, al primo anno di determinazione del contributo:

$$C_S = \min[O_E; C_{EI}] + C_{US} \times E_S$$

Nel caso in cui, nel generico anno i -simo dovesse risultare: $O_{E;i} < C_{EI;i}$;

la differenza, $C_{r,i} = [C_{EI;i} - O_{E;i}]$, determina un credito che a seconda della tipologia impiantistica nella titolarità/disponibilità dell' USSP può essere riportato per gli anni a seguire o può essere corrisposto dal GSE come ricavo di vendita dell'energia elettrica eccedentaria.

VALORIZZAZIONE "A CREDITO" DELLE ECCEDENZE

Per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili o nel caso di impianti cogenerativi ad alto rendimento per i quali l'USSP ha optato per la gestione a credito, le eventuali eccedenze sono riportate a credito per gli anni solari successivi (anno $i+1$; $i+2$, etc.) a quello a cui la produzione è riferita (anno i).

Tale credito $C_{r,i}$, o parte di esso, può essere utilizzato solo se nell'anno j (con $j > i$) in cui il termine $C_{EI;j}$ sia inferiore al termine $O_{E;j}$ e comunque, ogni anno, limitatamente alla differenza $O_{E;j} - C_{EI;j}$. Dunque, per il generico anno j , il contributo in conto scambio $C_{S,j}$ è determinato pari a:

$$C_{S,j} = \min[O_{E,j}; C_{EI,j}] + \max\{0; \min[C_{r,j-1}; O_{E,j} - C_{EI,j}]\} + C_{US,j} \times E_{S,j},$$

dove il termine $C_{r,j-1}$ indica il credito annuale riportabile pari a:

$$C_{r,j-1} = \max\{0; C_{r,j-2} + C_{EI,j-1} - O_{E,j-1}\}$$

Inoltre, per i soli impianti alimentati a fonti rinnovabili in regime di scambio sul posto ai sensi della **delibera AEEG n. 28/06**, qualora al 31 dicembre 2008 vi sia un saldo annuale riportabile SR positivo, a tale quantità di energia elettrica il GSE attribuisce un controvalore unitario pari alla media aritmetica nazionale dei valori dei prezzi zionali orari, di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06, riferiti al 2008.

Tale controvalore è considerato ai fini del calcolo del contributo in conto scambio a conguaglio su base annuale solare determinando dunque un credito $C_{r,2008}$.

In questi casi per l'anno 2009, il contributo in conto scambio $C_{S,2009}$ è determinato pari a:

$$C_{S,2009} = \min[O_{E,2009}; C_{EI,2009}] + \max\{0; \min[C_{r,2008}; O_{E,2009} - C_{EI,2009}]\} + C_{US,2009} \times E_{S,2009},$$

dunque, a titolo di esempio, per l'anno 2009 il termine $C_{r,2009}$ sarà pari a:

$$C_{r,2009} = \max[0; C_{r,2008} + C_{EI,2009} - O_{E,2009}]$$

VALORIZZAZIONE “ A RICAVO” DELLE ECCEDENZE

Nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento per i quali l'utente dello scambio ha optato per la vendita, le eventuali eccedenze sono riconosciute all'USSP quale ricavo di vendita dell'energia elettrica eccedentaria.

La formula del contributo in conto scambio è dunque, per il generico anno j, pari a:

$$C_{S,j} = \min[O_{E,j}; C_{EI,j}] + C_{US,j} \times E_{S,j}$$

L'eventuale credito annuale, pari a $C_{r,j} = \max[0; C_{EI,j} - O_{E,j}]$, è annualmente corrisposto dal GSE al produttore.

4.7 Modello utilizzato per la determinazione e regolazione del contributo in conto scambio (Cs) in acconto su base trimestrale

Il GSE, ai sensi dell'articolo 6, comma 6.2 del TISP, effettua una regolazione periodica in acconto del contributo Cs sulla base di criteri proposti dal medesimo e positivamente verificati dal Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.

In tale ottica, considerando le numerose tipologie di corrispettivi rientranti nella determinazione del contributo in conto scambio (Cs), e la loro relativa frequenza temporale di variazione e pubblicazione, il meccanismo di acconto sarà gestito su base trimestrale.

Il contributo in acconto è determinato esclusivamente in funzione dei dati trasmessi con cadenza mensile dai gestori di rete e con cadenza trimestrale dalle imprese di vendita in tempi utili al GSE per l'avvio dei calcoli. Il GSE, ai fini della determinazione del contributo in conto scambio in acconto su base trimestrale, stimerà l'onere energia trimestrale $O_{E;tr(i)}$ per ogni USSP, ed in particolare:

- a) Per gli USSP in regime di maggior tutela:

$$O_{E;tr(i)} = P_{E;F23,d,tr(i)} \times \sum_{m \in tr(i)}^3 E_{PR;m}$$

dove $P_{E;F23,d,tr(i)}$ indica il prezzo energia applicato alla maggior tutela di cui al TIV, per i clienti finali domestici in bassa tensione dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1 e F2,3 (tariffa bioraria) così come pubblicato dall'Autorità prima di ogni trimestre.

- b) Per gli USSP sul mercato libero o in regime di salvaguardia:

$$O_{E;tr(i)} = PUN_{off_peak(tr(i))} \times \sum_{m \in tr(i)}^3 E_{PR;m}$$

dove $PUN_{off_peak(tr(i))}$ indica la media trimestrale dei prezzi orari di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata di cui all'articolo 30 lettera c), della deliberazione n. 111/06 nelle ore denominate off-peak così come definite dalla regolazione vigente.

A tal fine, si evidenziano di seguito tre possibili casistiche dove, per semplicità, sono presi a riferimento solo i principali dati di calcolo:

- Onere in prelievo trimestrale - stimato dal GSE;
- Energia elettrica trimestralmente prelevata dalla rete comunicata dal gestore di rete;
- Energia elettrica trimestralmente immessa in rete comunicata dal gestore di rete;
- Controvalore dell'energia elettrica immessa nel trimestre $C_{EI,tr(i)}$ determinato su base trimestrale con le medesime regole descritte al paragrafo 4.4

Ai fini della regolazione dello SSP in acconto su base trimestrale, nel caso in cui i valori unitari dei corrispettivi costitutivi del termine $C_{US,tr(i)}$ siano aggiornati nel corso del periodo di regolazione, per ogni singolo corrispettivo viene considerata la media aritmetica dei valori relativi al periodo a cui la predetta regolazione si riferisce, dunque, in tutte le formule descritte di seguito, i valori dei corrispettivi costitutivi del suddetto termine, riferito al trimestre, saranno determinati come media aritmetica dei rispettivi valori mensili $C_{US;m}$

$$C_{US,tr(i)} = \frac{\sum_{m=1}^3 C_{US;m}}{3}$$

CASO 1

Nel caso in cui, sia il gestore di rete sia l'impresa di vendita abbiano provveduto all'invio delle informazioni richieste dal GSE, propedeutiche alle determinazioni in acconto del contributo C_s , per il generico trimestre $tr(i)$, il GSE provvede a determinare il contributo in conto scambio $C_{S,tr(i)}$ in acconto.

Per la determinazione del contributo in conto scambio $C_{S,tr(i)}$, è propedeutica la stima della quota parte energia $O_{E,tr(i)}$, espressa in [€], dell'onere totale trimestralmente sostenuto dall'USSP per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata.

Dunque:

$$C_{S,tr(i)} = \min \left[O_{E,tr(i)} ; C_{EI,tr(i)} \right] + C_{US,tr(i)} \times E_{S,tr(i)}$$

CASO 2

In tutti i casi in cui il gestore di rete non abbia provveduto all'invio delle informazioni richieste dal GSE, propedeutiche alle determinazioni in acconto del contributo C_s per il generico trimestre $tr(i)$, il GSE provvede a determinare il contributo in conto scambio $C_{S,tr(i)}$, considerando nulli i valori di energia elettrica immessa e prelevata; conseguentemente il termine : $C_{EL,tr(i)} = 0$.

Il mancato invio delle misure da parte del gestore di rete si traduce, dunque, in una erogazione di un contributo in acconto pari a zero:

$$C_{S,tr(i)} = 0$$

CASO 3

Nel caso in cui l'impresa di vendita non abbia provveduto all'invio delle informazioni richieste dal GSE, propedeutiche alle determinazioni in acconto del contributo C_s , il GSE stimerà l'onere trimestralmente fatturato in prelievo pari a zero.

Inoltre, la mancanza degli elementi di determinazione del termine $C_{US;m}$, si traduce in un'erogazione di un contributo in acconto pari a zero:

$$C_{S,tr(i)} = 0$$

4.8 Gestione delle anomalie e comunicazioni

Ai sensi dell'articolo 7.4 del TISP, il GSE segnala all'Autorità ogni anomalia riscontrata per metterla in grado di adottare i provvedimenti di propria competenza.

A tale fine il GSE raccoglie l'elenco delle **anomalie** emerse nel corso delle attività d'istruttoria per l'adesione allo scambio sul posto, di acquisizione dei dati anagrafici degli impianti e di misura dell'energia elettrica.

Si verifica la mancata comunicazione verso il GSE qualora il gestore di rete o l'impresa di vendita:

- non ottemperi all'obbligo di invio nei tempi richiesti dal GSE;
- non fornisca riscontro alle richieste di verifica per anomalie riscontrate dal GSE.

In tali casi il GSE intraprende sistematiche azioni di sollecito verso il soggetto inadempiente per acquisire, per ogni impianto, il dato necessario per il corretto calcolo del contributo in acconto o conguaglio. La tempistica seguita dal GSE segue le scadenze utili per il calcolo e per la comunicazione all'USSP dell'importo del contributo in conto scambio in acconto o a conguaglio.

Il GSE comunica annualmente all'AEEG, entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello di competenza del contributo, l'elenco dei soggetti che, consecutivamente o per più periodi, siano risultati inadempienti. La comunicazione viene inviata per conoscenza al soggetto inadempiente e agli USSP interessati.

L'invio della segnalazione all'AEEG non esime il soggetto inadempiente dal produrre i dati richiesti.

4.9 Determinazione del contributo in conto scambio C_s in presenza di “switching” dell’USSP e/o di variazione dei parametri contrattuali con la medesima impresa di vendita

VARIAZIONE DI ALMENO UNO DEI PARAMETRI CARATTERISTICI DELLA FORNITURA RICHIESTI ALL’IMPRESA DI VENDITA

Durante il corso dell’anno, del trimestre ed anche all’interno dello stesso mese, possono verificarsi delle variazioni contrattuali con riferimento al contratto di acquisto dell’energia elettrica prelevata.

Ad esempio, un cliente finale può modificare la potenza disponibile e/o impegnata in prelievo, ovvero può modificare la tipologia ai sensi dell’articolo 2, comma 2.2, del TIT ovvero può avvenire il passaggio dal regime di maggior tutela al regime di libero mercato; la variazione di questi parametri può comportare una differente caratterizzazione dell’ USSP con riferimento al modello di calcolo da utilizzare per la determinazione del contributo C_s .

Di seguito si riporta l’elenco di alcuni dei dati caratteristici della fornitura rilevanti per la determinazione del contributo C_s :

- a) tipologia di cliente finale ai sensi dell’articolo 2, comma 2.2, del TIT;
- b) tipologia di tariffa applicata [tariffa D2,D3] al cliente finale domestico;
- c) approvvigionamento di energia elettrica in prelievo [maggior tutela, mercato libero, salvaguardia];
- d) potenza disponibile;
- e) potenza impegnata;
- f) tariffa monoraria/bioraria/trioraria.

Le variazioni di tutti i dati caratteristici della fornitura del precedente elenco, saranno recepite dal GSE a partire dal primo giorno del mese successivo a quello della variazione e solo a valle dell’invio del corretto flusso informativo, tramite portale, da parte dell’impresa di vendita cui l’ USSP è ricompreso.

Ogni variazione sarà storicizzata dal GSE e resa disponibile all’USSP prima di procedere alla determinazione ed erogazione del contributo C_s tanto in fase di acconto che di conguaglio.

Per il calcolo del C_{us} è dunque necessario determinare i corrispettivi regolati con dettaglio mensile applicando nelle formule descritte nei precedenti paragrafi i valori mensili della P_i , $E_{PR,m}$ in modo da tener conto anche delle eventuali variazioni di tipologia del cliente che possono aversi nel corso dell’anno solare.

VARIAZIONE DELL’IMPRESA DI VENDITA – SWITCHING DA PARTE DELL’USSP

Nel caso in cui un USSP, abbia nel corso dell’anno o del trimestre, cambiato la propria impresa di vendita per l’approvvigionamento dell’energia elettrica in prelievo, dovrà darne comunicazione al GSE tramite il portale informativo indicando la data di decorrenza del nuovo contratto e l’impresa di vendita subentrante.

Ogni variazione sarà storicizzata dal GSE e validata/confermata dall’impresa di vendita subentrante prima di procedere alla determinazione ed erogazione del contributo C_s tanto in fase di acconto che di conguaglio.

In tutti i casi di *switching* da parte dell'USSP della propria impresa di vendita, per la determinazione del contributo C_s , sia in acconto sia a conguaglio, i flussi informativi di anagrafica e di misure saranno:

- trasmessi dalla impresa di vendita subentrante a partire dal primo mese per cui lo switching risulti essere validato da Terna;
- trasmessi dalla impresa di vendita preesistente fino al mese che precede lo switching.

Nei casi in cui il mese in cui è avvenuto lo switching (m_{Switch}) risulti essere il secondo o il terzo mese del generico trimestre di riferimento $tr(i)$, entrambe le imprese di vendita interessate dal processo di switching provvederanno all'invio dei flussi informativi relativi al periodo di competenza del medesimo trimestre $tr(i)$ di riferimento.

Dunque, in fase di determinazione del contributo C_s , sia in acconto sia a conguaglio, il GSE verificherà la completezza delle informazioni trasmesse dalle imprese di vendita in oggetto.

Determinazione del contributo in conto scambio C_s a conguaglio nei casi di switching⁴

Il contributo C_s a conguaglio è definito pari a:

$$C_s = \min[O_{E;V_old} + O_{E;V_new}; C_{EI}] + C_{US} \times E_S$$

Dove il termine O_E , per il generico cliente in regime di scambio sul posto (tariffa T_i) è ottenuto come somma di due contributi:

$$O_E = O_{E;V_old} + O_{E;V_new}$$

Con:

$O_{E;V_old}$ = Quota parte energia dell'onere annualmente sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata dall'USSP, espressa in [€], addebitabile alla impresa di vendita precedente.

$$O_{E;V_old} = O_{PR;V_old} - T_i \times \sum_1^{m_{Switch}} E_{PR;m}$$

$O_{E;V_new}$ = Quota parte energia dell'onere annualmente sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata dall'USSP, espressa in [€], addebitabile all'impresa di vendita subentrata.

$$O_{E;V_new} = O_{PR;V_new} - T_i \times \sum_{(m_{Switch})+1}^{12} E_{PR;m}$$

⁴ Nel caso di switching è necessario applicare una ripartizione proporzionale delle componenti fisse e in potenza delle tariffe.

4.10 Criteri di calcolo nei casi in cui ad un unico punto di scambio risultano collegati più impianti di produzione di diversa tipologia aventi diritto al servizio di SSP [multi-istanza]

I criteri puntuali di calcolo da applicarsi nei casi in cui a unico punto di scambio siano collegati più impianti di produzione di diversa tipologia aventi diritto ad accedere al SSP, sono individuati dal GSE ai sensi dell'art. 10, comma 10.1.

E' consentito avvalersi del meccanismo dello SSP anche collegando ad un medesimo punto di connessione diverse tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili ovvero cogenerativi ad alto rendimento purché:

1. la potenza nominale attiva complessiva non risulti superiore a 200 kW;
2. tutti gli impianti collegati al medesimo punto, siano nella disponibilità del soggetto controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata;
3. tutti gli impianti collegati al medesimo punto, hanno il diritto di optare per il regime di SSP ai sensi l'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03 [per impianti alimentati a fonti rinnovabili], ovvero ai sensi l'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07 [per impianti cogenerativi ad alto rendimento];
4. il servizio di scambio sul posto venga richiesto dall' USSP per la totalità degli impianti collegati al medesimo punto;
5. siano presenti, per tutti gli impianti collegati al medesimo punto, Apparecchiature di Misura di cui all' art. 6 della delibera AEEG n. 88/07 (di seguito "AdM-88/07");
6. in ogni caso non è possibile optare per la vendita dell'energia elettrica prodotta come eccedenza.

Ciò premesso, nelle more della definizione dei decreti attuativi - in materia d'incentivazione alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili - previsti ai sensi dell'articolo 1, comma 150, della legge finanziaria 2008, il GSE procede ad attivare un'istanza multipla (multi-istanza) nei casi in cui a un unico punto di connessione alla rete risultino connesse più unità produttive di cogenerazione ad alto rendimento (CAR) e/o alimentate da fonti energetiche rinnovabili (FER) ma identificate da Terna e dal Gestore di rete competente con lo stesso codice identificativo SAPR.

Nei casi in cui sia necessario procedere con istanza multipla, la ripartizione dell'energia elettrica immessa in rete da ogni singola unità produttiva, ai fini del calcolo del contributo in conto scambio in acconto, viene definita con le modalità di seguito riportate.

IN ACCONTO

Il calcolo del contributo in conto scambio in acconto, per la generica unità produttiva UP_j , è definito dal "pro-quota" della producibilità annuale stimata dal GSE, ed è pari a:

$$C_{S;UP_j;tr(i)} = \min\left[O_{E;tr(i)}; C_{EL;tr(i)}\right] \times \frac{P_{r;UP_j}}{P_{r;tot}} + [C_{US;tr(i)}(UP_j) \times E_{S;tr(i)} \times \frac{P_{r;UP_j}}{P_{r;tot}}]$$

Dove:

P_r è la producibilità annuale dell'unità produttiva UP_j , ed è pari a:

$$P_{r;UP_j} = P_j \times n_{h,UP_j}$$

con:

P_j = potenza attiva complessiva dei generatori che costituiscono la medesima unità produttiva UP_j , espressa in [kW]

$n_{h_{UPj}}$ = Numero di ore teoriche di funzionamento annuali stimate dal GSE sulla base della tipologia delle unità produttive UP_j e della relativa fonte di alimentazione.

$P_{r,tot}$ è la producibilità totale di tutte le N unità produttive UP_j sottese al medesimo punto di scambio, ed è pari a:

$$P_{r,tot} = \sum_{j=1}^N P_j \times n_{h_{UPj}}$$

Per la determinazione del contributo in conto scambio in acconto, non sono riconosciuti gli oneri generali di sistema (componenti A e UC) per la totale energia elettrica scambiata con la rete.

A CONGUAGLIO

Il calcolo del contributo in conto scambio a conguaglio sarà processato sulla base dei dati reali rilevati sulle “AdM-88/07” così come inviati dall’USSP al GSE con dichiarazione sostitutiva di atto notorio ai sensi del DPR 28 dicembre 2000, n. 445. Resta ferma la possibilità, per il GSE, di effettuare verifiche sugli impianti, ai sensi dell’articolo 7 del TISP, al fine di accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi.

Ad ogni modo, in aggiunta a tale comunicazione, l’USSP è tenuto a inviare al GSE, per ogni singola unità produttiva UP_j , il dato della misura dell’energia elettrica prodotta così come rilevato e comunicato all’Ufficio Tecnico di Finanza (“AdM -UTF”) ove previsto dalla normativa vigente.

Per la determinazione del contributo in conto scambio a conguaglio, sono riconosciuti gli oneri generali di sistema (componenti A e UC), esclusivamente per la quota parte di energia elettrica scambiata con la rete attribuibile alle immissioni da fonte rinnovabile.

Qualora almeno una delle UP_j per la quale è stata attivata una multistanza non dovesse risultare cogenerativo ad alto rendimento, anche a seguito delle verifiche effettuate ai sensi della deliberazione n. 42/02, ovvero non dovesse rispettare il requisito di cui al comma 2.2, lettera a), nel caso di centrali ibride, l’utente dello scambio, con riferimento all’anno corrente, restituisce al GSE quanto ottenuto in applicazione dell’articolo 6 del TISP, maggiorato degli interessi legali.

In questi casi, per la **totale energia elettrica immessa in rete**, il GSE applica all’utente dello scambio le condizioni di cui alla deliberazione n. 280/07.

Il calcolo del contributo in conto scambio a conguaglio, per la generica unità produttiva UP_j , è definito dal “pro-quota” dell’energia elettrica annualmente prodotta, ed è pari a:

$$C_{S;UPj} = \min[O_E; C_{EI}] \times \frac{E_{prod;UPj}}{E_{prod;tot}} + [C_{US}(UPj) \times E_S \times \frac{E_{prod;UPj}}{E_{prod;tot}}]$$

$E_{prod;UPj}$ = energia prodotta [kWh] nell'anno solare dalla unità produttiva j-sima UPj così come comunicata attraverso il portale informatico dall'USSP con dichiarazione UTF e/o dichiarazione sostitutiva di atto notorio ai sensi del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, ovvero dal gestore di rete nei casi previsti dalla deliberazione AEEG n. 88/07 e sue successive modifiche e integrazioni

$E_{prod;tot}$ = energia prodotta [kWh] nell'anno solare dalla totalità delle unità produttive che condividono il medesimo punto di connessione con la rete