

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
725/2017/R/TLR**

**DISPOSIZIONI IN MATERIA DI OBBLIGHI DI SEPARAZIONE  
CONTABILE PER GLI ESERCENTI IL SERVIZIO DI TELECALORE  
(TELERISCALDAMENTO E TELERAFFRESCAMENTO)**

*Primi Orientamenti*

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 3 marzo 2017, 111/2017/R/TLR

*Mercato di incidenza: teleriscaldamento e teleraffrescamento (telecalore)*

**26 ottobre 2017**

## **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione (DCO) si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 3 marzo 2017, 111/2017/R/TLR, per la formazione di provvedimenti in materia di obblighi di separazione contabile per il settore del teleriscaldamento, teleraffrescamento e acqua calda per uso domestico (di seguito: telecalore).*

*Il documento illustra i presupposti dell'intervento regolatorio, le principali problematiche e i primi orientamenti dell'Autorità in materia.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica (teleriscaldamento@autorita.energia.it) entro il 28 novembre 2017.*

***Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico***

***Direzione Servizi Ambientali - DSAM***

***Corso di Porta Vittoria 27 – 20122 Milano***

***tel.: 02 65565284 (dalle ore 9 alle ore 12.30 – orario dedicato)***

***e-mail: [teleriscaldamento@autorita.energia.it](mailto:teleriscaldamento@autorita.energia.it)***

***sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)***

## INDICE

1. Inquadramento generale .....	4
2. Obiettivi dell'intervento dell'Autorità.....	6
3. La disciplina dell' <i>unbundling</i> contabile .....	7
4. Attività.....	10
5. Comparti .....	12
6. Servizi comuni e funzioni operative condivise .....	17
7. Ambito geografico rilevante.....	17
8. Criteri di attribuzione delle poste di bilancio relative alla cogenerazione .....	19
9. Perimetro di applicazione degli obblighi di separazione contabile .....	23
10. Tempistiche di applicazione delle nuove disposizioni in materia di separazione contabile .....	24
Appendice – Metodologie di attribuzione dei costi di produzione combinata di energia elettrica ed energia termica.....	26

## 1. Inquadramento generale

- 1.1 Con la deliberazione 3 marzo 2017, 111/2017/R/tlr, l’Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di obblighi di separazione contabile e amministrativa per i gestori del servizio di teleriscaldamento e del teleraffrescamento (nel seguito: telecalore), funzionale all’esercizio dei poteri di regolazione e dei poteri di controllo attribuiti dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (nel seguito: d.lgs. 102/14) e, più in generale, con la finalità di monitorare l’impatto degli interventi di regolamentazione del settore sui costi sostenuti dai gestori del servizio.
- 1.2 Nello specifico, l’articolo 10, comma 17, del d.lgs. 102/14, prevede che, al fine di promuovere lo sviluppo del telecalore e della concorrenza nel settore, l’Autorità:
  - a) definisca gli standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio (*lettera a*);
  - b) stabilisca i criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento delle utenze alla rete e le modalità per l’esercizio del diritto di scollegamento (*lettera b*);
  - c) individui modalità con cui sono resi pubblici da parte dei gestori delle reti i prezzi per la fornitura del telecalore, l’allacciamento e la disconnessione, le attrezzature accessorie (*lettera c*);
  - d) individui condizioni di riferimento per la connessione alle reti di telecalore, al fine di favorire l’integrazione di nuove unità di generazione del calore e il recupero del calore utile disponibile in ambito locale (*lettera d*);
  - e) stabilisca le tariffe di cessione del calore nel caso in cui sussista l’obbligo di allacciamento alla rete (*lettera e*).
- 1.3 Il d.lgs. 102/14 dispone, inoltre, che l’Autorità eserciti nel settore del telecalore i poteri di controllo, ispezione e sanzione previsti dalla legge 481/95 (articolo 10, comma 18 del d.lgs.).
- 1.4 Tra i poteri di controllo la legge 481/95 prevede che l’Autorità, oltre a richiedere informazioni ai sensi dell’articolo 2, comma 20, lettera a), emani anche “*direttive per la separazione contabile e amministrativa*” al fine di verificare i “*costi delle singole prestazioni per assicurare, tra l’altro, la loro corretta disaggregazione e imputazione per funzione svolta, per area geografica e per categoria di utenza*”.
- 1.5 Gli obblighi di separazione contabile hanno principalmente due finalità: in primo luogo, quella di escludere la presenza di sussidi incrociati tra le diverse attività; in secondo luogo risultano essenziali all’effettivo esercizio dei poteri di regolazione attribuiti dall’Autorità dal citato articolo 10, comma 17, del decreto legislativo 102/2014 per le motivazioni illustrate nel seguito.
- 1.6 Al fine dell’esercizio dei poteri di carattere tariffario di cui alle *lettere b), c) ed e)* del precedente paragrafo 1.2, risulta indispensabile disporre di informazioni certe e verificabili in relazione ai costi sostenuti; infatti solo attraverso l’introduzione di specifici criteri per la ripartizione dei costi comuni a più attività e servizi e una

corretta attribuzione dei costi direttamente attribuibili, è possibile definire tariffe *cost reflective* per le suddette attività.

- 1.7 Al fine dell'esercizio dei poteri inerenti alla trasparenza delle condizioni di mercato e, nello specifico, in tema di pubblicità e trasparenza delle condizioni economiche di erogazione del servizio di cui alla *lettera c)* del precedente paragrafo 1.2, nonché ai fini della definizione delle condizioni di riferimento per la connessione di impianti di terzi alle reti, di cui alla lettera d), dello stesso paragrafo 1.2, è necessario disporre delle voci di costo opportunamente articolate nelle differenti attività che costituiscono il servizio.
- 1.8 Infine, per l'esercizio delle potestà regolatorie previste dalla *lettera a)* del precedente paragrafo 1.2, in tema di standard di continuità, qualità, e sicurezza del servizio, la disponibilità di dati contabili, articolati per attività e comparti, risulta necessaria per valutare l'impatto dell'introduzione di nuove disposizioni di regolamentazione del servizio su tali profili.
- 1.9 Per i motivi appena elencati, e con l'obiettivo generale di promuovere la trasparenza, la concorrenza e l'efficienza, nonché adeguati livelli di qualità del servizio, l'Autorità ritiene essenziale avviare un processo di consultazione al fine di adottare provvedimenti in materia di separazione contabile.
- 1.10 Il presente documento per la consultazione illustra i primi orientamenti dell'Autorità in materia, estendendo al settore del telecalore la disciplina della separazione contabile già prevista per gli altri settori regolati. Nel documento si richiamano le linee generali di separazione contabile attualmente previste dalla deliberazione 24 marzo 2016, 137/2016/R/com e in particolare dall'Allegato A (di seguito TIUC) e si illustrano gli orientamenti in relazione alle modifiche che si ritengono necessarie per estendere tale disciplina al settore del telecalore, tenuto conto delle sue specificità.
- 1.11 In tale contesto, il documento sottopone a consultazione la struttura e il contenuto delle attività e dei comparti nei quali dovrà essere articolata la separazione contabile del bilancio di esercizio degli operatori del settore.
- 1.12 L'Autorità, successivamente alla pubblicazione del documento di consultazione, intende convocare dei *focus group* con i principali operatori del settore e le associazioni di rappresentanza al fine di approfondire le eventuali criticità di natura operativa derivanti dall'estensione degli obblighi di separazione contabile al settore del telecalore.
- 1.13 Il secondo documento di consultazione, volto ad illustrare gli orientamenti finali, sarà pubblicato nel primo semestre 2018 sulla base delle risultanze del processo di consultazione e degli esiti dei *focus group*. Il provvedimento finale sarà emanato entro il termine del terzo trimestre 2018.

## 2. Obiettivi dell'intervento dell'Autorità

- 2.1 L'intervento dell'Autorità è volto a definire una disciplina dell'*unbundling* contabile che permetta, in linea generale, di garantire un flusso informativo certo, omogeneo e comparabile tra operatori in modo da disporre delle informazioni necessarie per l'adempimento dei compiti attribuiti all'Autorità dal decreto legislativo 102/14 attraverso una puntuale ricostruzione delle poste economiche e patrimoniali afferenti a ciascuna fase della filiera del settore. In particolare, la disponibilità di dati contabili separati per ciascuna fase della filiera del settore consentirà di:
- a) verificare, con riferimento al primo periodo di regolamentazione 2018-2020, che i ricavi relativi all'attività di allacciamento non siano superiori ai costi effettivamente sostenuti dagli operatori<sup>1</sup>;
  - b) valutare l'introduzione, a partire dal secondo periodo di regolamentazione 2021-2024, di criteri *cost-reflective* di determinazione dei corrispettivi di allacciamento;
  - c) definire le condizioni di riferimento per la connessione di impianti di terzi alle reti dei gestori del servizio di teleriscaldamento, attraverso la determinazione dei corrispettivi di accesso alla rete ;
  - d) definire, nei casi in cui è previsto l'obbligo di allacciamento alla rete di teleriscaldamento, la tariffa di erogazione del servizio sulla base di una valutazione dei costi effettivamente sostenuti dall'esercente; la disponibilità dei dati di costo certi e verificabili consentirà inoltre di effettuare dei *benchmark* del livello di efficienza relativa dell'operatore e assicurare che la tariffa venga definita tenendo conto esclusivamente del livello efficiente dei costi.
- 2.2 La disponibilità di dati contabili separati per le diverse fasi della filiera consentirà inoltre di monitorare l'evoluzione dei costi e dei ricavi associati al settore del telecalore. In tal modo saranno disponibili elementi informativi volti a supportare la valutazione delle potenzialità di sviluppo del medesimo, anche alle luce degli obiettivi di promozione del settore previsti dal decreto legislativo 102/2014, tramite lo svolgimento delle previste analisi costi benefici.
- 2.3 Sarà infine possibile monitorare l'impatto dell'introduzione delle nuove disposizioni relative agli obblighi di qualità tecnica e commerciale previsti dall'Autorità sulla redditività complessiva del servizio.
- 2.4 L'introduzione di obblighi di separazione contabile, se pure indispensabile per l'adempimento dei compiti attribuiti all'Autorità dal d.lgs. 102/14, può comportare un onere amministrativo per gli esercenti. Per tale ragione l'Autorità intende declinare la normativa relativa agli obblighi di separazione contabile tenendo conto della dimensione degli operatori, in modo da non gravare di un

---

<sup>1</sup> Il primo periodo di regolamentazione dei criteri di determinazione dei contributi di allacciamento è compreso tra il 1 marzo 2018 al 31 dicembre 2020.

onere eccessivo e sproporzionato gli operatori di minori dimensioni. Sarà pertanto previsto sia un regime di esenzione che l'applicazione di una modalità *semplificata* di rispetto degli obblighi di separazione contabile, (ferma restando la necessità di disporre di dati di contabilità separata nel caso in cui l'Autorità debba definire le tariffe di cessione del calore ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 10, comma, 17, lettera e), del d.lgs. 102/14).

***Spunti di consultazione***

*SI. Si condividono gli obiettivi generali di intervento dell'Autorità? Motivare la risposta.*

### **3. La disciplina dell'*unbundling* contabile**

- 3.1 L'Autorità intende declinare l'attuale disciplina di separazione contabile al settore del teleriscaldamento, senza prevedere sostanziali modifiche ai principi di ripartizione dei costi e alle disposizioni attualmente vigenti per gli altri settori regolati. Di seguito è pertanto presentata una breve disamina della disciplina vigente.
- 3.2 Preliminarmente, appare opportuno riportare, nel seguente *Box 1*, alcune definizioni rilevanti ai fini dell'applicazione delle regole di separazione contabile, previste all'articolo 1 del TIUC.

***Box 1 – Definizioni degli oggetti di separazione contabile***

**Attività** è una fase operativa che può essere gestita come un'impresa separata.

**Comparto** è un'unità logico-organizzativa che individua un'aggregazione di valori economici e patrimoniali per destinazione più analitica rispetto alle Attività.

**Servizio Comune (SC)** è un'unità logico-organizzativa che svolge funzioni in modo centralizzato nell'ambito dello stesso soggetto giuridico riferite in generale all'intera impresa quali, ad esempio, i servizi informatici, i servizi amministrativi e finanziari.

**Funzione Operativa Condivisa (FOC)** è una funzione aziendale, svolta anche attraverso una struttura dedicata, che, nell'ambito dello stesso soggetto giuridico presta servizi di natura operativa, di tipo tecnico e/o commerciale, in maniera condivisa ad almeno due Attività del soggetto medesimo, anche al di fuori dei settori dell'energia elettrica, del gas e del settore idrico.

**Gruppo societario** è l'insieme di società tra le quali sussistono situazioni di controllo ai sensi dell'articolo 26 del decreto legislativo 127/91.

**Poste economiche** sono voci che nel bilancio e nei conti annuali separati vengono esposte nel conto economico.

**Poste patrimoniali** sono voci che nel bilancio e nei conti annuali separati vengono espresse nello stato patrimoniale.

- 3.3 Il TIUC prevede un obbligo generalizzato di separazione contabile per le persone fisiche o giuridiche che svolgono attività d'impresa nel settore dell'energia elettrica, del gas e del settore idrico. Le norme di separazione contabile prevedono che tutte le poste patrimoniali ed economiche del bilancio d'esercizio<sup>2</sup> vengano separate nelle Attività e ulteriormente in Comparti nonché nei Servizi Comuni e nelle Funzioni Operative Condivise che, si precisa, sono anzitutto oggetti contabili che non necessariamente corrispondono alle suddivisioni di tipo organizzativo e gestionale.
- 3.4 La separazione del bilancio tra gli oggetti contabili sopra richiamati avviene secondo un preciso percorso, disciplinato dal TIUC, che viene di seguito sintetizzato.
- 3.5 La separazione delle poste patrimoniali ed economiche nelle Attività deve essere effettuata come se tali Attività fossero svolte da imprese separate e quindi con rilevazioni contabili distinte per Attività sin dalla loro origine (*ex ante*) e in modo sistematico durante il periodo amministrativo, e tali da permettere un'attribuzione quanto più diretta possibile delle poste del bilancio alle singole Attività.
- 3.6 L'attribuzione diretta delle poste del bilancio alle Attività avviene, quindi, utilizzando una precisa gerarchia di fonti, ovvero *in primis* mediante contabilità generale, laddove il piano dei conti utilizzato dall'impresa sia sufficientemente dettagliato per rilevare le operazioni contabili per singola Attività svolta; in secondo luogo, utilizzando la contabilità analitica che, tramite appositi oggetti contabili (ad es. centri di costo), permette un'attribuzione delle operazioni svolte alle Attività più specifica rispetto a quella consentita dalla contabilità generale; in ultimo, attraverso specifica misurazione fisica del fattore produttivo utilizzato dalle diverse Attività.
- 3.7 Quando l'attribuzione diretta alle Attività non è possibile, le poste contabili sono attribuite ai Servizi Comuni e alle Funzioni Operative Condivise, che sono oggetti contabili, individuati tassativamente dal TIUC, riferiti rispettivamente alle strutture centralizzate nell'ambito dell'organizzazione aziendale o comunque a funzioni aziendali che lavorano per due o più Attività.
- 3.8 In una seconda fase vengono rilevate le eventuali transazioni interne tra i singoli SC e tra i singoli SC e le singole FOC, riferite, cioè alle vendite e acquisti di beni e servizi tra tali oggetti contabili, i quali devono essere opportunamente tracciati nella contabilità interna aziendale, evidenziati appositamente negli schemi dei

---

<sup>2</sup> La disaggregazione delle poste patrimoniali ed economiche non viene operata per le poste tributarie, finanziarie, relative al patrimonio netto e straordinarie; queste, infatti, essendo tipicamente frutto di una gestione centralizzata da parte delle imprese, vengono riportate in un apposito prospetto riferito alle "Voci non attribuibili" alle singole Attività.



conti annuali separati (di seguito: CAS) e valorizzati con precisi criteri dettati dal TIUC.

- 3.9 In una terza fase, a valle dell'imputazione diretta e delle eventuali transazioni interne tra SC e FOC, avviene il ribaltamento dei costi attribuiti a SC e FOC alle Attività in funzione del peso di specifici *driver*, scelti tra quelli previsti dal TIUC.
- 3.10 Nella quarta ed ultima fase vengono effettuate le transazioni tra Attività. Ci si riferisce, quindi, alle vendite e acquisti di beni e servizi tra Attività (ad es. le ore lavorate dal personale attribuito ad un'Attività, per un'altra Attività aziendale), che devono essere registrate al valore di mercato, o, laddove non sia possibile, al costo pieno a consuntivo risultante dopo le fasi relative alle transazioni tra SC e FOC e dopo l'imputazione indiretta di queste ultime alle Attività.
- 3.11 Le poste patrimoniali ed economiche del bilancio attribuite a ciascuna Attività vengono altresì suddivise in Comparti, anch'essi individuati tassativamente per ciascuna Attività nel TIUC, utilizzando gli stessi criteri adottati per la separazione in Attività; solo qualora questo non sia possibile, è prevista un'attribuzione ai Comparti con rilevazioni gestionali ed elaborazioni contabili *ex post*, basate su criteri di significatività, attendibilità, ragionevolezza e verificabilità.
- 3.12 Particolare attenzione, inoltre, è posta ai gruppi societari, in particolare alla valorizzazione delle transazioni che avvengono con altre imprese del gruppo societario di appartenenza; queste, indipendentemente dal prezzo effettivamente pagato, devono avvenire, in un'ottica di trasparenza e al fine di evitare discriminazioni e trasferimenti incrociati, sulla base del principio di libera concorrenza tra le parti ovvero di valore normale, vale a dire il principio del prezzo che sarebbe stato concordato tra imprese indipendenti per operazioni identiche o similari a condizioni similari o identiche nel libero mercato. Tali transazioni devono essere supportate da apposita documentazione atta a verificarne la corretta valorizzazione.
- 3.13 Gli schemi dei conti annuali separati (CAS) sono composti, essenzialmente, da conto economico, stato patrimoniale e prospetto della movimentazione delle immobilizzazioni, suddivisi per Attività e Comparti, e da un prospetto delle grandezze monetarie e fisiche necessario per consentire all'Autorità analisi di monitoraggio e *benchmarking* tra gli operatori del settore. I CAS, inoltre, sono accompagnati da una nota di commento, il cui contenuto minimo obbligatorio è riportato nel TIUC, nella quale specificare i criteri seguiti per la redazione dei conti.
- 3.14 L'Autorità pubblica annualmente gli schemi dei CAS, i quali ricalcano la struttura civilistica degli schemi di bilancio ma presentano un dettaglio maggiore di voci, specifiche per singola Attività, finalizzato a raccogliere le informazioni necessarie all'attività regolatoria dell'Autorità. Nella redazione dei CAS e, dunque, nell'applicazione delle norme di separazione contabile, gli operatori utilizzano i

medesimi criteri di valutazione adottati nel proprio bilancio di esercizio, ovvero riferibili alle norme civilistiche o ai principi contabili internazionali IAS/IFRS.

- 3.15 I CAS sono sottoposti a revisione contabile, effettuata dallo stesso soggetto cui è affidata la revisione legale del bilancio di esercizio. Qualora il bilancio non sia stato sottoposto a revisione legale, sia per le imprese in regime ordinario che per quelle soggette al regime semplificato, i CAS non devono essere sottoposti a revisione contabile ma vige l'obbligo di presentare all'Autorità una dichiarazione, emessa dal legale rappresentante (della società o dell'ente pubblico), che attesti la veridicità dei dati e la correttezza dei valori ivi riportati.
- 3.16 Il TIUC dispone che i CAS vengano trasmessi all'Autorità entro 90 giorni dall'approvazione del bilancio di esercizio tramite sistema telematico messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità. In caso di mancato rispetto del termine, come disposto dal TIUC, la Cassa per i servizi energetici ed ambientali sospende le erogazioni di contributi a carico del sistema spettanti agli operatori, fino alla presentazione dei CAS.
- 3.17 Al fine di ottimizzare la qualità e la quantità delle informazioni che i gestori sono tenuti a predisporre e trasmettere in tema di *unbundling* contabile, alleggerendo al contempo il carico di oneri amministrativi in capo ai soggetti di minori dimensioni (verosimilmente meno strutturati), nel TIUC viene disciplinato un regime semplificato di separazione contabile, rispetto al regime ordinario, che prevede la possibilità di ricorrere ad elaborazioni contabili *ex post*, un unico aggregato di SC anziché distinti SC, *driver* semplificati per le transazioni tra l'aggregato dei SC e le FOC e per l'attribuzione di questi ultimi alle Attività, non richiede l'articolazione delle Attività in Comparti né la redazione dello stato patrimoniale; sono richieste, inoltre, minori informazioni nella nota di commento, mentre la relazione del revisore, ove prevista, presenta i medesimi contenuti del regime ordinario.

## **4. Attività**

- 4.1 L'Autorità, ai fini della definizione degli obblighi di separazione contabile, intende individuare le Attività in modo da riflettere le specificità della filiera del settore, tenuto conto dei compiti attribuiti all'Autorità dal decreto legislativo 102/2014. In particolare, si intende suddividere la filiera nelle seguenti Attività:
- a) produzione di energia termica;
  - b) allacciamento per il prelievo e l'immissione di energia termica;
  - c) trasporto e distribuzione di energia termica;
  - d) misura dell'energia termica;
  - e) vendita di energia termica.

- 4.2 Le attività precedentemente elencate, attualmente ricomprese nelle attività diverse andranno ad integrare le attività previste al comma 4.1 del TIUC. Una definizione delle differenti attività è riportata nel successivo *Box 2*.
- 4.3 In fase di prima attuazione della disciplina di separazione contabile non si ritiene necessario introdurre delle attività specifiche per il servizio di teleraffrescamento, in quanto tale servizio è svolto da un numero limitato di esercenti e rappresenta in genere una quota minoritaria dei ricavi e dei costi complessivi della filiera del telecalore. Le poste economiche e patrimoniali afferenti il servizio di teleraffrescamento continueranno pertanto ad essere incluse tra le attività diverse. Sarà inclusa tra le attività diverse anche l'eventuale produzione di energia termica che sia utilizzata in processi interni e pertanto non immessa nella rete di teleriscaldamento.

***Box 2 – Definizione delle attività***

- a) l'attività di “**produzione di energia termica**” comprende le operazioni di generazione di calore per l'immissione in reti di telecalore e tutte le risorse funzionali all'ottenimento di tale prodotto, quali ad esempio l'approvvigionamento del combustibile, la dotazione dei macchinari, la realizzazione degli impianti e la loro gestione e manutenzione;
- b) l'attività di “**allacciamento per il prelievo e l'immissione di energia termica**” comprende la realizzazione e manutenzione del complesso di opere e tubazioni, con dispositivi ed elementi accessori, atte al collegamento con la rete stradale di telecalore per consentire il prelevamento di energia termica dagli impianti di generazione o la fornitura di energia termica agli utenti del servizio o a soggetti che svolgono l'attività di distribuzione<sup>3</sup>;
- c) l'attività di “**trasporto e distribuzione di energia termica**” comprende la gestione, manutenzione e lo sviluppo delle infrastrutture e dei sistemi di accumulo, volti a garantire il trasporto del calore dagli impianti di produzione dell'energia termica alle utenze in condizioni di efficienza, continuità e sicurezza e le operazioni finalizzate ad assicurare il bilanciamento della rete;
- d) l'attività di “**misura dell'energia termica**” comprende l'installazione e la manutenzione dei contatori di calore e la rilevazione e gestione dei dati di immissione in rete di energia termica da parte dei produttori e di cessione della stessa agli utenti e/o ai distributori;
- e) l'attività di “**vendita di energia termica**” comprende le operazioni di acquisto del calore dai produttori e di commercializzazione dello stesso (al netto delle perdite di rete) direttamente agli utenti o a soggetti terzi che svolgono l'attività di distribuzione del calore.

<sup>3</sup> Sono esclusi dispositivi ed elementi di rete di proprietà di soggetti terzi.

### ***Spunti di consultazione***

- S2. *Si condivide l'articolazione di attività indicata? Motivare la risposta.*
- S3. *Si condivide l'individuazione di una specifica attività per l'allacciamento? Si ritiene che gli strumenti contabili nella disponibilità degli operatori consentano la rilevazione ex ante delle relativi poste economiche e patrimoniali per questa specifica attività? Motivare la risposta.*
- S4. *Si ritiene che l'attribuzione alle attività diverse delle poste contabili relative alla produzione di energia termica utilizzata per processi interni comporti criticità? Motivare la risposta.*
- S5. *Si condivide la definizione delle attività di cui al precedente Box 2?*

## **5. Comparti**

5.1 Nei paragrafi successivi viene indicata, con riferimento a ciascuna Attività, la relativa suddivisione in Comparti. L'individuazione dei Comparti è stata effettuata con l'obiettivo di suddividere le poste di bilancio attribuite alle Attività nelle principali fasi operative che le costituiscono, in modo da disporre di specifici elementi informativi per una migliore ripartizione dei costi sostenuti dagli esercenti.

### Attività di produzione di energia termica

- 5.2 L'Autorità è orientata ad individuare per l'attività di produzione di energia termica i seguenti Comparti:
- a) produzione di energia termica da caldaie di integrazione;
  - b) produzione di energia termica da impianti di cogenerazione;
  - c) produzione di energia termica da altri impianti.
- 5.3 Una definizione dettagliata dei diversi Comparti è indicata nel *Box 3*.

### ***Box 3 – Definizioni dei Comparti di separazione contabile dell'Attività di produzione di energia termica***

**Produzione di energia termica da caldaie di integrazione** comprende la produzione del calore ottenuta da caldaie utilizzate prevalentemente per la copertura dei picchi di domanda o a scopo di riserva.

**Produzione di energia termica da impianti di cogenerazione** comprende la produzione da impianti di cogenerazione, limitatamente alle risorse attribuibili alla sola produzione di energia termica per l'immissione in reti di telecalore.

**Produzione di energia termica da altri impianti** comprende la produzione da impianti che non rientrano nei precedenti compartimenti, ovvero tecnologie per la produzione semplice di calore (non associato ad una contemporanea produzione di

energia elettrica), ivi inclusi impianti a fonti rinnovabili, pompe di calore e caldaie utilizzate stabilmente e a carico mediamente elevato.

- 5.4 L'articolazione per Comparti indicata riflette le principali soluzioni tecnico economiche per la produzione del calore immesso nelle reti di teleriscaldamento. La ripartizione delle poste del bilancio tra impianti di punta e impianti di base, con separata evidenza delle poste relative alla produzione di energia termica da impianti di cogenerazione, dovrebbe consentire di valutare l'efficienza degli operatori, con particolare riferimento all'ottimizzazione della produzione di calore e al corretto dimensionamento del parco di produzione.

***Spunti di consultazione***

S6. *Si condivide l'articolazione dei Comparti indicata relativamente all'Attività di produzione di energia termica, incluse le relative definizioni? Motivare la risposta.*

*Attività di allacciamento*

- 5.5 L'Autorità è orientata ad individuare per l'attività di allacciamento i seguenti Comparti:
- a) connessione e disconnessione utenti;
  - b) connessione e disconnessione impianti di produzione.
- 5.6 Una definizione dettagliata dei diversi Comparti è indicata nel *Box 4*.

***Box 4 – Definizioni dei Comparti di separazione contabile dell'Attività di allacciamento***

**Connessione e disconnessione utenti** comprende l'esecuzione e la manutenzione di diramazioni dalla rete stradale di telecalore finalizzate all'allacciamento di utenti, nonché la realizzazione, taratura e manutenzione di sottostazioni di scambio termico e componenti accessori, esclusi i contatori di calore; è inoltre inclusa la disconnessione degli utenti, anche attraverso l'eventuale rimozione di elementi dell'allacciamento.

**Connessione e disconnessione impianti produzione** comprende la realizzazione e la manutenzione delle opere, delle tubazioni, degli scambiatori e dei componenti accessori finalizzati al prelievo del calore dagli impianti di produzione per la sua immissione in rete di telecalore, esclusi i contatori di calore; è inoltre inclusa la disconnessione degli impianti, anche attraverso l'eventuale rimozione di elementi dell'allacciamento.

- 5.7 La realizzazione delle connessioni necessarie all'allacciamento degli utenti presenta delle caratteristiche tecnico economiche prettamente differenti rispetto a quelle delle connessioni finalizzate all'allacciamento degli impianti di produzione.
- 5.8 La separazione delle poste di bilancio nei due differenti Comparti consentirà di

ottenere di informazioni distinte per ciascuna fase operativa, in modo da disporre dei dati necessari alla determinazione dei contributi di allacciamento e, laddove necessario, definire le condizioni di riferimento per la connessione di impianti di terzi alla reti di teleriscaldamento.

- 5.9 In particolare, sarà possibile disporre di informazioni in merito al livello costi sostenuti da ciascun esercente ed effettuare *benchmark* tra i diversi operatori al fine di definire una frontiera di efficienza, nonché individuare le principali determinati dei costi delle suddette fasi operative.

***Spunti di consultazione***

*S7. Si condivide l'articolazione dei Comparti indicata relativamente all'Attività di allacciamento, incluse le relative definizioni? Motivare la risposta.*

*Attività di trasporto e distribuzione di energia termica*

- 5.10 L'Autorità è orientata ad individuare per l'attività di trasporto e distribuzione di energia termica i seguenti Comparti:
- a) manutenzione e sviluppo reti;
  - b) gestione e dispacciamento;
  - c) sistemi di accumulo di energia termica;
- 5.11 Una definizione dettagliata dei diversi Comparti è indicata nel *Box 5*.

***Box 5 – Definizioni dei Comparti di separazione contabile dell'Attività di trasporto e distribuzione di energia termica***

**Manutenzione e sviluppo reti** include la manutenzione, l'ammodernamento e l'espansione della rete stradale di telecalore.

**Gestione e dispacciamento** comprende la gestione del flusso di calore sulla rete attraverso i sistemi di pompaggio, il monitoraggio della rete stessa e la programmazione delle immissioni di calore da parte degli impianti di generazione al fine ultimo di garantire la corretta erogazione del servizio e la gestione energeticamente efficiente della rete.

**Sistemi di accumulo** comprende l'installazione, la gestione e la manutenzione di sistemi di accumulo, ubicati lungo la rete, nelle centrali di generazione e/o in sottostazioni in prossimità delle utenze, eserciti in modo da ottimizzare l'efficienza energetica e/o economica di una fase della filiera o dell'intero sistema di teleriscaldamento.

- 5.12 Per quanto concerne il Comparto manutenzione e sviluppo reti si precisa che devono essere ricompresi anche eventuali interventi di potenziamento della rete di teleriscaldamento derivanti dall'allacciamento di nuovi utenti. Nell'attività di allacciamento e nei relativi Comparti devono essere inclusi esclusivamente gli interventi relativi alla parte terminale dell'infrastruttura di distribuzione e in

particolare la realizzazione della diramazione dalla condotta stradale della rete di telecalore fino al punto di consegna/fornitura.

***Spunti di consultazione***

S8. *Si condivide l'articolazione dei Comparti indicata relativamente all'Attività di trasporto e distribuzione di energia termica, incluse le relative? Motivare la risposta.*

Attività di misura

- 5.13 L'Autorità è orientata ad individuare per l'attività di misura i seguenti compartimenti:
- a) installazione e manutenzione dei dispositivi di misura;
  - b) rilevazione e gestione dei dati di misura.
- 5.14 Una definizione dettagliata dei diversi Comparti è indicata nel Box 6.

***Box 6 – Definizioni dei Comparti di separazione contabile dell'Attività di misura***

**Installazione e manutenzione dei dispositivi di misura** comprende l'esecuzione dei lavori di installazione e sostituzione, spostamento e rimozione, manutenzione e verifica dei gruppi di misura installati sulla rete di telecalore, in corrispondenza dell'immissione dell'energia termica da centrali di produzione o della fornitura agli utenti o a soggetti che svolgono l'attività di distribuzione.

**Rilevazione e Gestione dei dati di misura** comprende le operazioni manuali, organizzative, di elaborazione, informatiche e telematiche, finalizzate a determinare e mettere a disposizione della controparte il dato di misura validato del calore immesso dai produttori o ceduto agli utenti e/o a soggetti che svolgono l'attività di distribuzione.

- 5.15 L'articolazione dei Comparti indicata riflette le principali fasi operative dell'attività di misura, suddividendo la fase di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura e la gestione dei dati raccolti nel corso dell'esercizio.
- 5.16 Non sono da ricomprendere tra l'attività di misura eventuali apparecchiature che non siano localizzate in corrispondenza dei punti di immissione e prelievo di energia termica dalla rete. Tali apparecchiature, la cui finalità è esclusivamente legata ad esigenze di bilanciamento della rete, devono essere incluse nell'attività di trasporto e distribuzione di energia termica.

***Spunti di consultazione***

S9. *Si condivide l'articolazione dei Comparti indicata relativamente all'Attività di misura, incluse le relative definizioni? Motivare la risposta.*

### Attività di vendita di energia termica

- 5.17 L'Autorità è orientata ad individuare per l'attività di acquisto di energia termica i seguenti Comparti:
- a) vendita di energia termica agli utenti finali;
  - b) vendita di energia termica all'ingrosso.
- 5.18 Una definizione dettagliata dei diversi Comparti è indicata nel *Box 7*.

***Box 7 – Definizioni dei Comparti di separazione contabile dell'Attività di acquisto e vendita di energia termica***

**Vendita di energia termica agli utenti finali** comprende l'acquisto all'ingrosso di energia termica e la vendita al dettaglio agli utenti, incluse tutte le attività commerciali quali fatturazione, operazioni di attivazione e disattivazione, sospensione e riattivazione dell'erogazione della fornitura.

**Vendita di energia termica all'ingrosso** comprende l'acquisto all'ingrosso di energia termica e la vendita a soggetti diversi dagli utenti finali, incluse tutte le attività commerciali connesse.

- 5.19 Il servizio di teleriscaldamento viene in genere svolto da soggetti verticalmente integrati. Esiste tuttavia un numero limitato di casi, in ambito nazionale, in cui il servizio vede la partecipazione di più soggetti nell'ambito della filiera del settore. In alcuni casi esiste una differenziazione tra il soggetto che gestisce la rete e quello che svolge l'attività di vendita di calore agli utenti del servizio.
- 5.20 L'articolazione dei Comparti individuata consente di tenere conto di queste realtà e di disporre di informazioni che possono risultare utili per isolare i costi e i ricavi afferenti a tali specifiche tipologie di vendita, con conseguenti benefici per l'adempimento dei compiti attribuiti all'Autorità dal d.lgs. 102/14.
- 5.21 Per esempio la disponibilità di informazioni in merito ai costi di acquisto e vendita di energia termica all'ingrosso potrebbero consentire, attraverso l'effettuazione di appositi *benchmark*, di valutare la redditività e la sostenibilità economica di iniziative di recupero di calore di processo disponibile in ambito locale e definire così le condizioni di riferimento per la connessione dei suddetti impianti (come previsto alla lettera d), comma 17, articolo 10 del decreto legislativo 102/2014), con l'obiettivo di favorire tali iniziative e conseguire i relativi benefici di carattere ambientale e risparmio energetico.
- 5.22 Lo sviluppo di iniziative volte al recupero di calore da cascami termici potrebbe portare nel tempo a una maggiore rilevanza della vendita di energia termica all'ingrosso. Per tale ragione l'Autorità, in alternativa a quanto precedentemente indicato, intende valutare l'ipotesi di prevedere una specifica attività, in luogo di un mero comparto.



***Spunti di consultazione***

*S10. Si condivide l'articolazione dei Comparti indicata relativamente all'Attività acquisto e vendita di energia termica, incluse le relative definizioni? Motivare la risposta.*

*S11. Si ritiene preferibile prevedere due distinte attività per la vendita di energia termica all'ingrosso e l'energia termica al dettaglio? Motivare la risposta.*

## **6. Servizi comuni e funzioni operative condivise**

- 6.1 L'attuale articolazione di servizi comuni prevista dal TIUC si presta ad essere utilizzata anche per il settore del telecalore. Per tale ragione l'Autorità intende confermare la tassonomia di servizi comuni e i relativi *driver* di ribaltamento.
- 6.2 Anche nel caso delle funzioni operative condivise si ritiene opportuno confermare l'articolazione vigente, in quanto non si ritiene necessario introdurre specifiche funzioni operative condivise per il settore del telecalore.
- 6.3 Analogamente con quanto previsto per gli altri settori regolati, l'Autorità intende confermare la possibilità di utilizzare differenti tipologie di *driver* per il ribaltamento dei costi relativi a servizi comuni e funzioni operative condivise alla attività, in modo da consentire agli esercenti di adottare il *driver* che meglio si adatti, tra quelli disponibili, a ciascuna specifica funzione operativa.
- 6.4 Per una descrizione dei servizi comuni, delle funzioni operative condivise e dei relativi *driver* di ribaltamento si rimanda all'Allegato A della deliberazione 137/2016/R/com.

***Spunti di consultazione***

*S12. Si condivide l'orientamento dell'Autorità di confermare l'attuale articolazione di Servizi Comuni e Funzioni Operative Condivise e dei relativi driver di ribaltamento dei costi? Motivare la risposta.*

*S13. Si ritiene utile la creazione di ulteriori Funzioni operative condivise? In caso positivo fornire una breve descrizione delle relative funzioni aziendali.*

## **7. Ambito geografico rilevante**

- 7.1 L'art. 10, comma 17 lettera e), del d.lgs. 102/14 prevede che l'Autorità definisca le tariffe di cessione del calore nel caso in cui sia previsto un obbligo di allacciamento alle reti di teleriscaldamento.

- 7.2 La definizione di tariffe *cost reflective* presuppone la possibilità, nel caso in cui l'esercente gestisca più reti di teleriscaldamento, di enucleare i costi relativi alle reti per cui è previsto l'obbligo di allaccio dalla generalità dei costi relativi all'erogazione del servizio di teleriscaldamento.
- 7.3 Ogni rete di teleriscaldamento presenta infatti specifiche peculiarità sia in relazione alle fonti energetiche utilizzate per la produzione del calore, sia in riferimento alle variabili tecnico economiche rilevanti per la determinazione dei costi di erogazione del servizio (si pensi per esempio alla densità dell'utenza o alla morfologia del territorio in cui è realizzata la rete di teleriscaldamento). La determinazione delle tariffe sulla base di un valore medio dei costi sostenuti dall'esercente, considerando l'insieme delle reti gestite dall'operatore, comporterebbe il rischio di rilevanti sussidi incrociati tra gli utenti del servizio.
- 7.4 L'esercente, peraltro, in assenza di una puntuale verifica delle modalità di attribuzione dei costi tra le differenti reti di teleriscaldamento, potrebbe essere incentivato a imputare una quota eccessiva dei costi comuni alle reti in cui è previsto l'obbligo di allaccio (dove esercisce il servizio di riscaldamento in regime di monopolio sulla base di una tariffa definita a partire dai costi di erogazione del servizio). L'esercente potrebbe in tal modo aumentare la redditività complessiva del servizio, trasferendo costi agli ambiti territoriali dove opera senza la presenza di pressioni competitive.
- 7.5 Infine, la disponibilità di informazioni articolate per ciascuna rete, consente di disporre di elementi a supporto di analisi sulle determinanti dei costi del servizio, nonché di analisi costi-benefici volte a valutare il potenziale di sviluppo del settore. Lo svolgimento di tali analisi, infatti, deve tenere conto delle specificità di ciascuna rete di teleriscaldamento (come, ad esempio, la tipologia di impianto di generazione, la densità termica della rete servita).
- 7.6 Per le ragioni evidenziate risulta pertanto indispensabile prevedere anche una suddivisione per ciascuna rete, oltre che per attività e comparti, delle poste economiche e patrimoniali relative al settore del telecalore. L'Autorità intende pertanto prevedere che gli esercenti ripartiscano le poste economiche e patrimoniali, suddivise per Attività e Comparti, con riferimento a ciascuna rete gestita. L'Autorità ritiene che la ripartizione su base territoriale delle poste del bilancio dovrebbe essere compatibile con gli strumenti contabili adottati dagli esercenti in quanto gli operatori generalmente dispongono di strumenti di contabilità analitica finalizzati a valutare la redditività di ciascuna rete del teleriscaldamento.

***Spunti di consultazione***

*S14. Si condivide la necessità di suddividere le poste del bilancio su base territoriale, ossia con riferimento a ciascuna rete gestita dall'esercente? Motivare la risposta.*

## **8. Criteri di attribuzione delle poste di bilancio relative alla cogenerazione**

- 8.1 Nel settore del telecalore una parte rilevante dell'energia termica immessa in rete è prodotta da impianti di cogenerazione. Dal punto di vista operativo lo stesso impianto di generazione viene utilizzato per la produzione di due *output* distinti, con evidenti vantaggi di carattere ambientale e di risparmio energetico.
- 8.2 L'adempimento delle funzioni attribuite all'Autorità dal decreto legislativo 102/2014 presuppone la determinazione di criteri per la ripartizione dei costi sostenuti dagli esercenti per la produzione combinata di energia elettrica e termica tra le due attività. L'individuazione di un criterio di ripartizione dei costi, in particolare, risulta indispensabile per la determinazione di tariffe *cost reflective*, per valutare il livello di efficienza economica degli esercenti e a supporto di analisi del potenziale di sviluppo del teleriscaldamento.
- 8.3 Generalmente la disciplina di separazione contabile prevista dal TIUC prevede che le poste contabili dirette per Attività e Comparti vengano attribuite sulla base di un principio di gerarchia delle fonti che privilegia l'utilizzo di dati di contabilità generale e contabilità analitica, poi in base a una specifica misurazione fisica del fattore produttivo utilizzato e, nel caso dei Comparti, ammette anche il ricorso a criteri di significatività, attendibilità, ragionevolezza e verificabilità. Per quanto concerne i costi indiretti e comuni alle Attività, ossia i costi di SC e FOC, essi sono attribuiti sulla base di specifici *driver* di ripartizione dei costi indicati nel TIUC.
- 8.4 Nel caso del processo di cogenerazione, si pone tuttavia il problema di attribuzione di una particolare categoria di costi, ossia i costi congiunti che scaturiscono dal medesimo processo di trasformazione che genera sia energia elettrica che energia termica e che pertanto costituirebbero una peculiare categoria di costi comuni, ossia non costi comuni alle Attività bensì a due distinti Comparti: da un lato, il Comparto relativo alla produzione di energia termica da impianti di cogenerazione, afferente l'Attività di produzione di energia termica, e dall'altro gli speculari Comparti relativi alla produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione afferenti l'Attività di produzione elettrica.
- 8.5 L'utilizzo di criteri di ripartizione dei costi tra i Comparti di produzione di energia elettrica ed il Comparto di energia termica, definiti autonomamente dagli esercenti, ancorché coerenti con il principio di gerarchia delle fonti previsto dal TIUC, potrebbe comportare problemi di omogeneità e confrontabilità dei dati inviati dai diversi operatori. Nei casi in cui sia presente un obbligo di allaccio alla rete e, dunque, le tariffe di erogazione del servizio siano definite dall'Autorità, l'operatore potrebbe essere inoltre incentivato ad attribuire una quota eccessiva dei costi al servizio di telecalore, in quanto tale attività risulta svolta in regime di monopolio.
- 8.6 Alle luce delle precedenti osservazioni, l'Autorità intende introdurre uno specifico

criterio di ripartizione dei costi di cogenerazione tra i Comparti di produzione di energia elettrica ed il Comparto di energia termica, la cui applicazione sarà obbligatoria per gli operatori del settore.

- 8.7 In letteratura sono disponibili differenti criteri di ripartizione dei costi di cogenerazione, che possono comportare risultati anche radicalmente differenti. La scelta del metodo di attribuzione richiede inevitabilmente valutazioni di carattere discrezionale, in quanto si tratta di una scelta di natura convenzionale: non esiste una metodologia di ripartizione dei costi che sia generalmente preferibile ad un'altra. La scelta di una specifica metodologia di ripartizione dipende dagli obiettivi che si intendono perseguire.
- 8.8 Al riguardo l'Autorità intende individuare una metodologia sulla base dei seguenti criteri:
- a) universalità, sia cioè universalmente applicabile ai diversi impianti;
  - b) equità, consenta cioè di ripartire in modo ragionevole i benefici della cogenerazione, senza privilegiare una delle due attività;
  - c) semplicità, ovvero sia, per quanto possibile, di semplice applicazione.
- 8.9 Una delle principali discriminanti nella scelta della metodologia è indubbiamente rappresentata dall'obiettivo di ripartire i benefici della cogenerazione tra entrambe le attività. La maggior parte delle metodologie presenti in letteratura infatti, nell'attribuzione dei costi condivisi, tende a privilegiare una attività a scapito dell'altra.
- 8.10 Per una disamina delle diverse metodologie prese in considerazione dall'Autorità si rimanda a quanto riportato in *Appendice*. Di seguito sono descritte nel dettaglio esclusivamente le metodologie che l'Autorità intende adottare. In particolare l'Autorità intende adottare due metodologie distinte per la ripartizione dei costi congiunti ossia quelli relativi al combustibile e ai costi fissi di produzione. Le altre poste del bilancio relative alla cogenerazione, direttamente attribuibili o al Comparto relativo alla produzione di energia termica o ai Comparti di produzione di energia elettrica, che dovrebbero rappresentare una quota residuale del costo complessivo, continueranno invece ad essere ripartite sulla base di principi generali di gerarchia delle fonti previsti dal TIUC.
- 8.11 Per quanto concerne i costi di combustibile l'Autorità intende adottare il cosiddetto *Benefit distribution method*.
- 8.12 Il *Benefit distribution method* prevede che i costi di combustibile siano ripartiti sulla base della valutazione dei quantitativi di energia primaria che sarebbero stati necessari per produrre separatamente e con tecnologie alternative alla cogenerazione le stesse quantità di energia termica ed elettrica prodotta dall'impianto.
- 8.13 Il consumo ipotetico di combustibile per la produzione separata di energia elettrica ( $F_{E,s}$ ) è pari al rapporto tra l'energia elettrica prodotta ( $E$ ) e il rendimento di produzione elettrica di una tecnologia alternativa ( $\eta_{E,s}$ ).

- 8.14 La soluzione impiantistica alternativa di riferimento dovrebbe essere individuata sulla base della tecnologia per la produzione di energia elettrica più diffusa ed efficiente (ad esempio gli impianti a ciclo combinato a gas). Potrebbe essere, inoltre, necessario individuare tecnologie di riferimento differenti (con rendimenti diversi) in relazione allo specifico tipo di combustibile utilizzato: alcuni impianti di cogenerazione sfruttano infatti combustibili diversi dal gas di rete, spesso perché si tratta di una risorsa locale e/o perché l'infrastruttura di distribuzione del gas non è presente in quell'area (esempi tipici sono i rifiuti e le biomasse).
- 8.15 Il consumo ipotetico di combustibile per la produzione di energia termica è calcolato similmente:  $F_{H,s}$  è pari al rapporto tra H (energia termica) e il rendimento della tecnologia alternativa ( $\eta_{H,s}$ ).
- 8.16 La soluzione impiantistica alternativa per la produzione di energia termica può essere individuata in una caldaia a gas. Per la produzione di calore, effettuata necessariamente in prossimità delle utenze (a differenza di quella elettrica, che gode di buone efficienze di trasporto), si ritiene a maggior ragione necessaria la differenziazione della tecnologia di riferimento in funzione del combustibile utilizzato (spesso una risorsa locale); per lo stesso motivo, nonostante la necessità di rispettare il più possibile il criterio c) della semplicità di applicazione, potrebbe essere utile anche una distinzione delle caratteristiche della tecnologia di riferimento in funzione della taglia, essendo questa strettamente legata al fabbisogno locale di calore.
- 8.17 La percentuale di ripartizione dei costi del combustibile è calcolata dunque sulla base di un confronto dei due parametri sopra esposti. In particolare, la quota di costi variabili attribuiti all'energia elettrica ( $C_{v,E}$ ) è pari al prodotto tra costi variabili totali di impianto ( $C_v$ ) e il rapporto tra il consumo ipotetico per la produzione separata di energia elettrica e i quantitativi complessivi di combustibile per la produzione separata di energia elettrica ed energia termica.

$$C_{v,E} = C_v \frac{\frac{E}{\eta_{E,s}}}{\frac{E}{\eta_{E,s}} + \frac{H}{\eta_{H,s}}} = C_v \frac{F_{E,s}}{F_{E,s} + F_{H,s}}$$

- 8.18 Similmente la quota di combustibile attribuita alla produzione di energia termica risulta pari a:

$$C_{v,H} = C_v \frac{\frac{H}{\eta_{H,s}}}{\frac{E}{\eta_{E,s}} + \frac{H}{\eta_{H,s}}} = C_v \frac{F_{H,s}}{F_{E,s} + F_{H,s}}$$

- 8.19 La metodologia appena descritta non è ritenuta invece adatta per la ripartizione dei costi fissi e semi-fissi (investimento, O&M e altri). Per questi ultimi si intende utilizzare una metodologia basata direttamente su variabili economiche anziché tecniche (consumi di combustibile), ma con caratteristiche simili alla precedente:

*l'Alternative sharing method.*

- 8.20 Nell'applicazione di questo metodo risulta necessario individuare il costo che sarebbe stato sostenuto per la realizzazione e gestione di due distinti impianti di produzione (uno per la produzione dell'energia termica e uno per la produzione di energia elettrica). E' dunque necessario, come nel metodo precedente, definire degli impianti di riferimento per la produzione dei vettori energetici, ma in questo caso ciò è finalizzato a determinare un costo fisso standard. L'individuazione degli impianti di riferimento per la ripartizione dei costi di investimento deve essere coerente con la scelta effettuata per la ripartizione dei costi di combustibile, anche al fine di tenere conto del *trade-off* tra l'incidenza dei costi fissi e variabili che caratterizza il parco impiantistico (gli impianti più efficienti presentano in genere un maggiore costo di investimento).
- 8.21 Pertanto come impianto di riferimento si propone di utilizzare, al pari del metodo precedente e nell'ipotesi di alimentazione dell'impianto a gas, un impianto a ciclo combinato per la produzione di energia elettrica e una caldaia per la produzione di calore. Nella determinazione del costo di investimento si propone di utilizzare un costo *standard* indicativo per unità di capacità installata, determinato sulla base di dati di letteratura. Potrebbe essere necessario, limitatamente al generatore di calore e per le motivazioni già esposte in precedenza, differenziare il costo standard anche in funzione della taglia.
- 8.22 La quota di costi fissi e semi-fissi attribuita alla generazione di energia elettrica ( $C_{f,E}$ ) sarebbe determinata applicando la seguente formula:

$$C_{f,E} = C_f \frac{C_{E,s}}{C_{E,s} + C_{H,s}}$$

dove:

$C_f$  sono i costi totali fissi sostenuti dall' esercente per la realizzazione dell'impianto di cogenerazione;

$C_{E,s}$  è il costo fisso che sarebbe stato sostenuto per realizzare e gestire l'impianto alternativo di riferimento per la generazione di energia elettrica, con la medesima capacità nominale dell'impianto di cogenerazione;

$C_{H,s}$  è il costo fisso che sarebbe stato sostenuto per realizzare e gestire l'impianto alternativo di riferimento per la produzione di energia termica, con la medesima capacità nominale dell'impianto di cogenerazione.

- 8.23 La quota di costi fissi e semi-fissi attribuiti alla produzione di energia termica sarebbe calcolata similmente:

$$C_{f,H} = C_f \frac{C_{H,s}}{C_{E,s} + C_{H,s}}$$

### ***Spunti di consultazione***

- S15. *Si condivide l'orientamento di applicare un criterio di ripartizione dei costi di cogenerazione definito dall'Autorità? Motivare la risposta.*
- S16. *Si condividono i criteri generali di ripartizione dei costi (universalità, equità, semplicità) indicati nel documento per la consultazione? Motivare la risposta.*
- S17. *Si condividono le metodologie di ripartizione dei costi indicate? Motivare la risposta.*
- S18. *Si condivide l'ipotesi di applicare una tecnologia alternativa di riferimento differente dal ciclo combinato nel caso in cui l'impianto di produzione del calore sia localizzato in un area non metanizzata? Motivare la risposta.*
- S19. *Si condivide l'ipotesi di differenziare i parametri di riferimento per l'applicazione delle metodologie di ripartizione dei costi in relazione alla taglia dell'impianto? Motivare la risposta.*

## **9. Perimetro di applicazione degli obblighi di separazione contabile**

- 9.1 Se si considerano le caratteristiche degli operatori del settore del telecalore emerge un quadro estremamente eterogeneo, sia in riferimento alla dimensione degli operatori (legate principalmente alla dimensione dell' esercente), sia in relazione alla esperienza pregressa in ambito regolatorio.
- 9.2 Nel settore sono presenti sia operatori di grandi dimensioni, che operano anche in altri settori sottoposti all'intervento di regolamentazione dell'Autorità (e pertanto già soggetti ad obblighi di separazione contabile), che operatori di piccole dimensioni, che non hanno alcuna esperienza pregressa in tema di *unbundling* contabile.
- 9.3 L'individuazione del perimetro di applicazione degli obblighi di separazione contabile deve necessariamente tenere conto di tale contesto.
- 9.4 L'Autorità intende contenere, per quanto possibile, gli oneri derivanti dall'introduzione delle nuove disposizioni di separazione contabile per il servizio di telecalore.
- 9.5 Il TIUC prevede già delle modalità distinte di assolvimento degli obblighi di separazione contabile. Oltre al *regime ordinario* di separazione contabile è previsto un *regime semplificato*, che comporta minori oneri amministrativi (cfr. paragrafo 3.17) ed è applicato agli operatori di dimensioni ridotte. L'Autorità, anche per il settore del telecalore, intende applicare entrambi regimi di

separazione contabile, in modo da tenere conto della dimensione dell'operatore nel modulare la disciplina in materia di separazione contabile.

- 9.6 L'Autorità intende applicare il *regime ordinario* di separazione contabile agli operatori che risultano già soggetti al suddetto regime, per effetto dell'applicazione delle soglie dimensionali previste dal TIUC negli altri settori soggetti a regolamentazione dell'Autorità, o che facciano parte di gruppi societari a cui è applicato il regime ordinario di separazione contabile.
- 9.7 Tali operatori dispongono già di sistemi informativi dedicati e delle risorse necessarie alla gestione del flusso informativo derivante all'assolvimento degli obblighi previsti dal regime ordinario di separazione contabile. Si ritiene che, per tali operatori, l'introduzione della nuova disciplina di separazione contabile per il settore del telecalore comporti costi incrementali relativamente contenuti, in quanto determina esclusivamente una differente articolazione della struttura delle Attività e dei Comparti rispetto allo *status quo*.
- 9.8 L'Autorità invece, almeno nella fase iniziale di introduzione della nuova disciplina di separazione contabile, intende applicare il *regime semplificato* a tutti gli altri operatori del settore, riservandosi in futuro di introdurre una soglia dimensionale specifica per il settore del telecalore.
- 9.9 L'Autorità, infine, intende prevedere una *esclusione* per gli operatori di minori dimensioni dall'obbligo redigere i conti annuali separati e di inviarli all'Autorità.
- 9.10 Per l'individuazione della soglia di *esclusione* si intende far riferimento sia al numero di utenti serviti che alla potenza contrattuale complessiva sottoscritta con gli utenti. L'utilizzo di una soglia dimensionale dovrebbe consentire di individuare in modo più preciso i soggetti di dimensioni ridotte.
- 9.11 L'Autorità intende fissare la soglia di esclusione a 300 utenti serviti e 5 MW di potenza sottoscritta. Il superamento di uno dei due parametri di riferimento comporta pertanto il venir meno del regime di esenzione.

***Spunti di consultazione***

S20. *Si condivide il perimetro di applicazione degli obblighi di separazione contabile? Motivare la risposta.*

S21. *Si condivide l'orientamento dell'Autorità di prevedere una soglia di esclusione dall'obbligo di comunicazione dei conti annuali separati per gli operatori di minori dimensioni? Motivare la risposta.*

**10. Tempistiche di applicazione delle nuove disposizioni in materia di separazione contabile**

- 10.1 L'Autorità intende pubblicare il provvedimento finale con le nuove disposizioni in



materia di separazione contabile entro la fine del terzo trimestre del 2018.

- 10.2 Al fine di consentire l'applicazione delle nuove disposizioni già a partire dall'anno di pubblicazione del provvedimento l'Autorità intende consentire agli esercenti di utilizzare una modalità semplificata di redazione dei conti annuali separati. In particolare gli esercenti, nel primo anno di applicazione della disciplina, potrebbero utilizzare criteri *ex post* di attribuzione dei costi alle differenti Attività e Comparti, definiti dagli stessi esercenti sulla base di principi di ragionevolezza.
- 10.3 La piena applicazione delle disposizioni di separazione contabile avverrà pertanto a partire dall'esercizio relativo all'anno 2019.
- 10.4 Tale tempistica dovrebbe consentire agli operatori di apportare le necessarie modifiche ai sistemi informativi e alle procedure contabili e gestionali ed, eventualmente, di adeguare la struttura organizzativa della società.

***Spunti di consultazione***

*S22. Si condividono le tempistiche di applicazione delle nuove disposizioni in materia di separazione contabile? In particolare si condivide l'orientamento di consentire agli operatori di utilizzare metodologie ex post per l'attribuzione dei costi nel primo anno di vigenza delle nuove disposizioni? Motivare la risposta.*

## Appendice – Metodologie di attribuzione dei costi di produzione combinata di energia elettrica ed energia termica

- 10.5 La cogenerazione è un processo industriale che porta alla produzione simultanea di due output, elettricità (E) e calore (H), che possono essere utilizzati dall'impresa per altri processi o che, come avviene nei casi più semplici e comuni di sistemi di teleriscaldamento, sono immessi in rete per la cessione a soggetti terzi.
- 10.6 Gli *input* utilizzati nel processo produttivo non possono essere ripartiti univocamente tra un prodotto e l'altro a causa delle caratteristiche intrinseche del processo (unicità, simultaneità e stretta correlazione tra la produzione dei due *output*). Ciò comporta che la ripartizione dei costi di produzione può avvenire esclusivamente attraverso l'utilizzo di *driver*, definiti su base convenzionale, con un conseguente margine di discrezionalità.
- 10.7 Di seguito sono indicate le principali metodologie di ripartizione dei costi disponibili in letteratura, che sono state prese in considerazione dall'Autorità per la ripartizione dei costi di produzione combinata di energia e calore ai fini degli obblighi di separazione contabile. Per ciascuna metodologia sono indicate le principali caratteristiche.
- 10.8 Alcune metodologie si prestano sia alla ripartizione dei costi variabili di generazione che alla ripartizione dei costi fissi, mentre altre sono applicabili esclusivamente a una specifica tipologia di costo. In tal caso, tale caratteristica è stata debitamente esplicitata nella descrizione della metodologia.
- 10.9 Al termine della descrizione di ciascuna metodologia è stata inserita una tabella di riepilogo in cui è associato un punteggio a ciascuna metodologia sulla base di una valutazione multicriterio. Le variabili considerate per la valutazione delle diverse metodologie sono rispettivamente:
- la possibilità di essere applicate a tutte le tipologie di impianti;
  - la semplicità di applicazione;
  - un'equa ripartizione dei benefici derivanti dalla produzione combinata di energie elettrica ed energia termica tra entrambi gli output.
- 10.10 E' risultata particolarmente rilevante per gli obiettivi di intervento dell'Autorità la variabile di cui alla precedente lettera c) e, per tale ragione, a tale criterio è stato attribuito un peso pari a 1,5.

### Energy method

- 10.11 Il metodo di allocazione *Energy* distribuisce le risorse in proporzione al quantitativo dei due prodotti del processo (elettricità e calore):

$$\alpha_H = \frac{H}{E + H} ; \alpha_E = \frac{E}{E + H} ; \alpha_H + \alpha_E = 1$$

dove:

$\alpha_H$  è il fattore di allocazione delle risorse al calore utile prodotto;

$\alpha_E$  è il fattore di allocazione delle risorse all'elettricità utile prodotta;

H [MWh] è il calore utile prodotto, inteso come calore recuperato dal processo di cogenerazione e utilizzato per l'immissione in reti di telecalore, per l'alimentazione di gruppi frigoriferi ad assorbimento per la produzione di energia frigorifera o per altri processi industriali non attinenti alla cogenerazione (es. processo industriale per la produzione di beni);

E [MWh] è l'elettricità utile prodotta, immessa nella rete elettrica o utilizzata per processi industriali non attinenti alla cogenerazione (al netto dunque di autoconsumi per il funzionamento dell'impianto di produzione).

- 10.12 Si tratta di un metodo molto semplice, in quanto non richiede la conoscenza di alcuna grandezza, oltre alla produzione elettrica e termica (tipicamente misurate in centrale). Tale metodo tuttavia non tiene conto di variabili tecnico economiche nella ripartizione dei costi e può pertanto portare a risultati non coerenti con le specificità del processo produttivo. In particolare non tiene conto della maggiore complessità della produzione di energia elettrica, in quanto associa la stessa quantità di risorse per unità di prodotto utile [MWh].

#### Work method

- 10.13 Il *Work method* assegna alla produzione di calore una quantità di *input* proporzionale all'energia elettrica che non è stato possibile produrre a causa della scelta utilizzare l'impianto in modalità cogenerativa. La produzione combinata di energia elettrica e calore comporta infatti una riduzione della produzione di energia elettrica rispetto all'utilizzo dell'impianto in modalità non cogenerativa in quanto una parte del vapore potenzialmente utilizzabile dalle turbine viene prelevato ed sfruttato per la produzione di energia termica.

- 10.14 In particolare i fattori di allocazione dei costi sono calcolati applicando le seguenti formule:

$$\alpha_H = \frac{\Delta E}{E + \Delta E} = \frac{H * \beta}{E + H * \beta} ; \alpha_E = \frac{E}{E + \Delta E} ; \alpha_H + \alpha_E = 1$$

dove:

$\Delta E$  [MWh] è la perdita ideale di energia elettrica a causa del funzionamento cogenerativo (in luogo del funzionamento in modalità solo elettrica, con massima produzione di elettricità) della macchina;

$\beta$  [kWh<sub>e</sub>/kWh<sub>t</sub>] è il coefficiente di perdita di potenza (elettrica), ovvero la mancata produzione di energia elettrica per ogni unità di energia termica utile.

- 10.15 Si tratta di un metodo relativamente complesso perché richiede di stimare il quantitativo aggiuntivo di energia elettrica che sarebbe stato possibile produrre qualora l'impianto avesse operato in assetto elettrico, anziché cogenerativo. Tale stima è possibile attraverso il coefficiente  $\beta$ , il cui calcolo dipende dalle reali condizioni di esercizio dell'impianto.
- 10.16 Una ulteriore criticità di tale metodologia è la sua inapplicabilità a diverse tipologie di cogeneratori: vi sono infatti diverse tecnologie (es. Turbine a Gas in ciclo aperto, Motori alternativi a Combustione Interna, *Organic Rankine Cycle*, ecc.) la cui produzione elettrica è praticamente indipendente dal calore utile prodotto e, pertanto, l'applicazione di tale metodologia determinerebbe coefficienti di allocazione al calore nulli.
- 10.17 Infine si evidenzia che tale metodologia non consente di ripartire in modo equo i benefici della produzione combinata di energia elettrica e calore, in quanto tende ad attribuire alla produzione di calore una quota minimale dei costi complessivi.

#### Exergy method

- 10.18 L'*Exergy method* si basa sull'applicazione della termoeconomia (anche detta exergo-economia). Tale metodologia ripartisce le risorse utilizzate nella cogenerazione come proporzione all'exergia dei prodotti del processo, elettricità e calore. Associando ai due prodotti il medesimo costo unitario exergetico si ottiene:

$$\alpha_H = \frac{EX_H}{EX_E + EX_H} \approx \frac{H \left(1 - \frac{T_0}{T}\right)}{E + H \left(1 - \frac{T_0}{T}\right)} ; \quad \alpha_E = \frac{EX_E}{EX_E + EX_H} ; \quad \alpha_H + \alpha_E = 1$$

dove:

$EX_H$  [MWh] è l'exergia associata all'energia termica utile recuperata dal fluido termovettore; nei casi in quest'ultimo sia acqua calda corrisponde al prodotto tra il calore utile (H) e il rendimento del ciclo di Carnot che opera tra  $T_0$  e T (essa rappresenta, nel caso specifico, il massimo lavoro teoricamente ottenibile utilizzando l'energia termica utile di cui si dispone);

$EX_E$  [MWh] è l'exergia associata all'energia elettrica utile, coincidente con la medesima;

T [K] è la temperatura media a cui viene reso disponibile il calore;

$T_0$  [K] è la temperatura dell'ambiente con cui sarebbe possibile interagire per convertire in lavoro il calore utile.

- 10.19 L'exergia è il lavoro reversibile che può essere ottenuto da un sistema termodinamico con l'ambiente di riferimento esterno portando il sistema in equilibrio con il medesimo ambiente. La grandezza exergia riporta qualunque forma energetica in lavoro equivalente: nel caso della cogenerazione rende

confrontabili due forme energetiche qualitativamente diverse (l'energia elettrica e l'energia termica).

10.20 Questo metodo attribuisce il consumo di risorse ai prodotti in modo strettamente legato alla scienza della termodinamica e conseguentemente la sua applicazione comporta minori scelte discrezionali. Va tuttavia considerato che la sua applicazione risulta relativamente complessa in quanto è necessaria la conoscenza delle condizioni termodinamiche del fluido vettore termico. Inoltre tale metodologia non tiene conto di variabili economiche nella ripartizione dei costi e potrebbe pertanto avere una scarsa significatività dal punto di vista strettamente economico.

#### Alternative H method

10.21 L'*Alternative method of Heat supply* prevede che il coefficiente di allocazione all'energia termica sia pari al rapporto tra il costo che sarebbe stato sostenuto per produrre la stessa quantità di calore con una tecnologia alternativa di produzione solo termica (ad esempio, una semplice caldaia) e il costo sostenuto in modalità cogenerativa. In particolare:

$$\alpha_H = \frac{C_{H,s}}{C} ; \alpha_E = 1 - \alpha_H$$

dove:

C [€] è il costo sostenuto per il processo cogenerativo (la produzione contemporanea dell'energia elettrica e termica);

$C_{H,s}$  [€] è il costo (stimato) che verrebbe sostenuto per produrre la stessa quantità di calore con una tecnologia di riferimento per la produzione di sola energia termica.

10.22 Il metodo è di tipo economico e richiede la definizione di un impianto alternativo di riferimento per la produzione di energia termica e del relativo costo di produzione.

10.23 Tale metodologia attribuisce i benefici derivanti dalla produzione in modalità cogenerativa integralmente alla produzione di energia elettrica.

#### Alternative E method

L'*Alternative method of Electricity supply* è una metodologia speculare a quella precedentemente descritta. In questo caso è il coefficiente di allocazione dei costi all'energia elettrica che risulta pari al rapporto tra il costo che sarebbe stato sostenuto per produrre il medesimo quantitativo di energia con una tecnologia alternativa e il costo sostenuto in modalità cogenerativa. Il coefficiente di allocazione dei costi di cogenerazione all'energia termica è pari al complemento dei costi totali. In particolare:

$$\alpha_H = 1 - \frac{C_{E,s}}{C} ; \quad \alpha_E = 1 - \alpha_H$$

dove:

$C_{E,s}$  [€] è il costo (stimato) che verrebbe sostenuto per produrre la stessa quantità di elettricità con una tecnologia di riferimento per la produzione di sola energia elettrica.

10.24 In questo caso il beneficio derivante dalla produzione di energia in modalità cogenerativa è integralmente attribuito all'energia termica.

10.25 Rispetto al metodo precedente l'aleatorietà nell'individuare la tecnologia di produzione alternativa e il relativo costo è ulteriormente accentuata: esistono infatti molte tecnologie per la produzione di energia elettrica, con caratteristiche e costi ben diversi (ad esempio un ciclo combinato a gas a confronto con un parco eolico).

#### Alternative sharing method

10.26 L'*Alternative method of Heat and Electricity supply* assegna al calore una quota di risorse proporzionale al rapporto tra i costi che sarebbero stati sostenuti per la produzione della stessa quantità di calore, se fosse stata ottenuta con una tecnologia alternativa di produzione solo termica, e la somma dei costi per la produzione delle quantità di calore ed elettricità prodotte dal cogeneratore, sempre nel caso di produzione alternativa e separata (ad esempio con caldaie, l'uno, e con una centrale elettrica, l'altra).

$$\alpha_H = \frac{C_{H,s}}{C_{E,s} + C_{H,s}} ; \quad \alpha_E = \frac{C_{E,s}}{C_{E,s} + C_{H,s}} ; \quad \alpha_H + \alpha_E = 1$$

10.27 Il metodo consente di ripartire i benefici della produzione combinata di energia elettrica e termica in modo ragionevole ad entrambi i prodotti. La sua applicazione comporta tuttavia un certo grado di complessità in quanto è necessario individuare i costi della tecnologia alternativa di riferimento, sia per la produzione di energia elettrica che di calore.

#### Proportional method

10.28 Il *Proportional method* alloca le risorse al calore in proporzione al rapporto tra il rendimento termico del processo di cogenerazione e il rendimento termico della tecnologia alternativa di sola produzione termica (ad esempio, una semplice caldaia).

$$\alpha_H = \frac{\eta_H}{\eta_{H,s}} = \frac{EP_{H,s}}{EP} ; \quad \alpha_E = 1 - \alpha_H$$

Dove:

$\eta_H$  è il rendimento termico del processo cogenerativo, pari al rapporto tra l'energia termica utile e l'Energia Primaria consumata dal processo di cogenerazione;

$\eta_{H,s}$  è il rendimento di produzione di una tecnologia di riferimento per la produzione di sola energia termica;

$EP$  è l'Energia Primaria consumata dal processo di cogenerazione (produzione combinata di elettricità e calore);

$EP_{H,s}$  è l'Energia Primaria (stimata) che sarebbe consumata per la produzione della stessa quantità di calore, con una tecnologia alternativa.

10.29 Questo metodo confronta la produzione di energia termica da cogenerazione con una tecnologia alternativa per la produzione di sola energia termica, come il metodo *Alternative H*; si differenzia tuttavia da quest'ultimo perché esegue un confronto sulla base dell'efficienza termica dei due sistemi in luogo dei costi. Se il primo, dunque, potrebbe essere adatto per la ripartizione dei costi fissi (ad esempio gli investimenti), questo sarebbe più adatto a ripartire i costi del combustibile (costi variabili, inversamente proporzionali all'efficienza). L'individuazione di un rendimento di riferimento, in luogo della definizione di un costo di generazione *standard*, comporta una minore complessità nell'implementazione della metodologia (pur mantenendo degli inevitabili margini di discrezionalità).

10.30 Come il metodo *Alternative H* tale metodologia non consente una equa ripartizione dei benefici della cogenerazione ai due *output* prodotti ( tende a sovrastimare il coefficiente di allocazione del calore, in quanto la cogenerazione è tipicamente più efficiente della produzione separata di elettricità e calore).

#### *Benefit distribution method*

10.31 Il *Benefit distribution method* assegna le risorse al calore in proporzione al rapporto tra l'energia primaria che sarebbe stata consumata per la produzione della stessa quantità di calore utile prodotta dal cogeneratore, se fosse stato prodotto con una tecnologia alternativa di produzione, e la somma dei consumi di combustibile per la produzione di elettricità e calore, in quantità pari a quelle prodotte dal cogeneratore, nel caso di produzione separata con due tecnologie alternative (una per l'elettricità, l'altra per il calore).

$$\alpha_H = \frac{\frac{H}{\eta_{H,s}}}{\frac{E}{\eta_{E,s}} + \frac{H}{\eta_{H,s}}} \quad ; \quad \alpha_E = \frac{\frac{E}{\eta_{E,s}}}{\frac{E}{\eta_{E,s}} + \frac{H}{\eta_{H,s}}} \quad ; \quad \alpha_H + \alpha_E = 1$$

10.32 Questo metodo confronta la produzione di energia elettrica e termica da cogenerazione con tecnologie alternative per la produzione delle stesse, in modo

separato. Come nel caso del metodo *Alternative sharing* i benefici della cogenerazione sono ripartiti tra entrambi i prodotti. L'applicazione della metodologia tuttavia è più semplice in quanto è necessario esclusivamente definire i rendimenti delle tecnologie alternative, senza definire i costi *standard* di produzione. Tale metodologia risulta adatta per la ripartizione dei costi variabili di generazione, mentre non risulta applicabile per la determinazione dei costi fissi relativi agli impianti di produzione.

### Capacity sharing method

10.33 Il *Capacity sharing method* alloca i costi in base alla quota della capacità di produzione totale (elettrica + termica) del cogeneratore che è relativa alla produzione termica.

$$\alpha_H = \frac{\dot{W}_{H,n}}{\dot{W}_{E,n} + \dot{W}_{H,n}} = \frac{\frac{H}{h_{eq,H}}}{\frac{E}{h_{eq,E}} + \frac{H}{h_{eq,H}}} ; \quad \alpha_E = \frac{\frac{H}{h_{eq,E}}}{\frac{E}{h_{eq,E}} + \frac{H}{h_{eq,H}}} ; \quad \alpha_H + \alpha_E = 1$$

dove:

$W_{H,n}$  [W] è la potenza termica nominale della macchina, operante in modalità cogenerativa;

$W_{E,n}$  [W] è la potenza elettrica nominale della macchina, operante in modalità cogenerativa;

$h_{eq,H}$  [h] è il numero di ore in cui, idealmente, avrebbe dovuto operare il cogeneratore alla potenza (termica) nominale per produrre l'energia termica utile che ha effettivamente prodotto ( $h_{eq,H} = H/W_{H,n}$ );

$h_{eq,E}$  [h] è il numero di ore in cui, idealmente, avrebbe dovuto operare il cogeneratore alla potenza (elettrica) nominale per produrre l'energia elettrica utile che ha effettivamente prodotto ( $h_{eq,E} = E/W_{E,n}$ ).

10.34 La metodologia si presta ad essere applicata per la ripartizione dei costi fissi relativi all'impianto di produzione.

10.35 La metodologia ripartisce i benefici della cogenerazione tra energia elettrica elettrica e termica e la sua applicazione è relativamente semplice: è sufficiente conoscere le potenze elettrica e termica nominali (di targa) del cogeneratore per ripartire i costi, indipendente dall'effettiva gestione operativa della macchina. Tale ultima caratteristica può rendere la metodologia poco significativa dal punto di vista strettamente economico, in quanto manca un riferimento all'utilizzo dell'impianto ed in particolare all'effettiva produzione di energia elettrica ed energia termica.



### Utilization sharing method

10.36L' *Utilization sharing method* alloca le risorse in base alla quota di sfruttamento della capacità produttiva totale (elettrica + termica) del cogeneratore che è stata destinata alla produzione termica.

$$\alpha_H = \frac{h_{eq,H}}{h_{eq,E} + h_{eq,H}} \quad ; \quad \alpha_E = \frac{h_{eq,E}}{h_{eq,E} + h_{eq,H}} \quad ; \quad \alpha_H + \alpha_E = 1$$

10.37 Tale metodologia, oltre a ripartire i benefici della produzione combinata di energia elettrica e termica ad entrambi gli *output* prodotti, consente, a differenza del metodo precedente, di tenere conto non solo delle potenze nominali (elettrica e termica) del cogeneratore, ma anche del loro effettivo utilizzo:  $h_{eq}$  è, infatti, proprio il rapporto di queste due grandezze.

### Tabella di riepilogo

10.38 Di seguito è riportata una tabella di riepilogo in cui è effettuato un confronto delle diverse metodologie con riferimento ai criteri indicati al precedente paragrafo 10.9. Per ciascun criterio è stata effettuata una valutazione compresa fra 0 e 5 (laddove una valutazione pari a 5 comporta la massima coerenza con il criterio di valutazione).

10.39 Per il calcolo del punteggio complessivo delle differenti ipotesi, come precedentemente ricordato, è stato attribuito un peso maggiore al criterio di cui alla lettera c), vale a dire la possibilità di ripartire in modo equo i benefici della cogenerazione tra tutti e due gli output prodotti, in quanto risulta particolarmente rilevante per addivenire a risultati ragionevoli e dotati di una significatività dal punto di vista economico. Nel calcolo del punteggio complessivo il punteggio relativo all'equità è stato moltiplicato per un coefficiente pari a 1,5.

10.40 La griglia di valutazione in ogni caso ha una valenza meramente indicativa ed è viene presentata solo per rendere più trasparenti i criteri adottati dall'Autorità per la valutazione delle diverse metodologie.

*Tabella 1- Valutazione differenti metodologie*

	Criteri di valutazione			Punteggio totale
	Universalità	Semplicità	Equità	
Energy method	5	5	2	13
Work method	1	3	2	7
Exergy method	5	2	2	10
Alternative H	5	3	2	11
Alternative E	5	2	2	10
Alternative sharing	5	2	4	13
Proportional method	5	3	2	11
Benefit distribution method	5	2	4	13
Capacity sharing method	5	3	1	9,5
Utilization sharing method	5	3	2	11