

Atto n. 19/06

**PROPOSTE IN MATERIA DI DEFINIZIONE DELLE FASCE ORARIE
PER L'ANNO 2007 E SUCCESSIVI**

Documento per la consultazione

3 luglio 2006

Premessa e sommario

Il presente documento per la consultazione formula proposte in materia di definizione del sistema di fasce orarie per l'anno 2007 e successivi con riferimento alle attività di vendita e di distribuzione.

Il documento si iscrive nell'attività istruttoria condotta dalla Direzione energia elettrica dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (di seguito: l'Autorità) conformemente al mandato conferito ai sensi della deliberazione n. 196/04. Tale attività ha incluso l'emanazione di due precedenti documenti per la consultazione ("Orientamenti in materia di definizione delle fasce orarie con riferimento agli anni 2006 e 2007" emanato il 30 settembre 2005; "Revisione dell' articolazione per fasce orarie dei corrispettivi di alcuni servizi di pubblica utilità nel settore elettrico per gli anni 2006 e 2007" emanato il 22 Novembre 2005) e un incontro tematico (altrimenti detto focus group) con i rappresentanti dei distributori e dei clienti finali.

Il presente documento per la consultazione riprende ed approfondisce le ragioni di opportunità dell'intervento di modifica delle fasce con riferimento alle attività di vendita e di distribuzione. Il documento evidenzia altresì le distorsioni che le attuali inesattezze nella definizione delle fasce orarie potrebbero comportare sia nel contesto normativo attuale dell'attività di vendita sia in prospettiva, con l'apertura, prevista dalla direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003 (di seguito: la Direttiva), del mercato libero a tutti clienti finali.

Nell'attuale quadro normativo dell'attività di vendita, in cui le fasce orarie sono rilevanti, direttamente o indirettamente, ai fini della determinazione dei corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, l'intervento di regolazione in esame è motivato dal fatto che le fasce attuali non rappresentano sufficientemente bene la distribuzione nel tempo del valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso. Benché, infatti, nessun sistema di fasce orarie sia in grado di riflettere esattamente la distribuzione nel tempo del valore dell'energia, si ritiene che le fasce attuali raggruppino ore con valori dell'energia elettrica all'ingrosso tra loro troppo diversi. Questa eccessiva disomogeneità, particolarmente marcata per la fascia F4, induce nel sistema inefficienze causate dal fatto che i corrispettivi per fascia non riflettono i costi attesi del servizio. Il disallineamento tra corrispettivi e costi causati nelle ore appartenenti ad una stessa fascia dà altresì luogo a sussidi incrociati tra clienti aventi profili di consumo diversi nelle ore appartenenti ad una stessa fascia, generando distorsioni nei comportamenti di passaggio dei clienti finali al mercato libero. Fasce orarie disomogenee amplificano, inoltre, le differenze tra i corrispettivi versati all'Acquirente Unico dalle imprese distributrici ed i corrispettivi versati a queste ultime dai clienti del mercato vincolato, imponendo un peso significativo sui meccanismi di perequazione dei costi dell'energia elettrica.

In prospettiva, con l'apertura del mercato libero a tutti i clienti finali, le fasce orarie potrebbero costituire un elemento di riferimento della regolazione del prezzo del servizio universale, che l'articolo 3 della Direttiva prevede a tutela di tutti i clienti civili e, a discrezione del legislatore nazionale, delle piccole imprese. Qualsiasi sia, inoltre, il tipo di modello scelto dalla legge di recepimento della Direttiva per la regolazione del prezzo del servizio universale, fasce orarie non sufficientemente omogenee, in termini di valore atteso dell'energia elettrica nelle ore in esse contenute, si tradurrebbero in maggiori rischi per l'esercente il servizio, e, in ultima analisi in un prezzo di tutela più elevato.

Con l'obiettivo di individuare un sistema di fasce orarie che consenta di attenuare le criticità brevemente richiamate, il presente documento per la consultazione propone ipotesi alternative di revisione dell'attuale sistema di fasce orarie.

L'eventualità di eliminare qualunque riferimento a fasce orarie per le attività di vendita è stata esclusa dal novero delle opzioni da valutare in quanto non ancora compatibile con il quadro di mercato. Come spiegato nel resto del documento, l'articolazione temporale dei prezzi ha, nei limiti delle caratteristiche degli attuali sistemi di misurazione, finalità di fornire riferimenti per l'attribuzione dei costi, per la trasmissione di un segnale di prezzo e per le scelte di consumo.

Il presente documento propone, quindi, tre alternative al sistema di fasce orarie attuale (altrimenti detta opzione 0):

- a) opzione 1: fasce identificate a partire dai prezzi PUN stimati sulla base del fabbisogno;*
- b) opzione 2: stessa metodologia dell'opzione 1, ma con fasce orarie costanti in ogni settimana dell'anno e sabato uguale alla domenica;*
- c) opzione 3: suddivisione convenzionale delle ore nelle tre fasce "ore di picco", "ore di fuori picco" e "festivi".*

Le opzioni 1 e 2 identificano le fasce attraverso la metodologia statistica della cluster analysis, che consente di costruire gruppi di ore omogenei al proprio interno, in termini di valore atteso dell'energia, e disomogenei tra loro. L'opzione 1 applica la metodologia dei cluster alla serie di prezzi orari stimata sulla base della relazione econometrica tra prezzo orario e fabbisogno al fine di assegnare ciascuna ora di un dato anno ad una fascia. L'opzione 2 suddivide i giorni dell'anno in feriali, sabato e domenica (o festivi) e calcola, con riferimento a ciascuno dei tre gruppi separatamente, la media dei prezzi relativi ad ogni ora¹. Ai prezzi corrispondenti alle medie orarie così trovate e classificate come "feriali", "sabato" e "domenica" è applicata la metodologia della cluster analysis al fine di assegnare ogni ora della settimana ad una fascia.

L'opzione 3, invece, classifica convenzionalmente le ore dei giorni feriali comprese tra le 8 e le 20 in "ore di picco", le ore dei giorni feriali tra le 21 e 7 come "fuori picco", le ore del sabato, della domenica e dei giorni festivi come "festivi".

Alla luce delle ragioni di opportunità dell'intervento brevemente richiamate e delle osservazioni proposte dagli operatori nelle precedenti fasi di consultazione, il documento individua tre obiettivi specifici, che corrispondono ad altrettanti requisiti desiderabili in un sistema di fasce ottimale:

- a) omogeneità delle fasce orarie in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso nelle ore in queste contenute; tale finalità è cruciale al fine della corretta attribuzione dei costi ai clienti finali e della corretta remunerazione dell'erogazione dei servizi;*
- b) semplicità della struttura delle fasce, anche in termini di numerosità dei gruppi di ore, elemento rilevante sia rispetto all'efficacia del segnale di prezzo sia rispetto all'obiettivo generale di semplificazione dei rapporti commerciali;*

¹ Ad esempio, il prezzo relativo all'ora 1 "feriale" è calcolato come media dei prezzi relativi all'ora 1 di tutti i giorni feriali dell'anno.

- c) *stabilità del sistema delle fasce, ovvero la possibilità di essere utilizzato, a meno di revisioni marginali (quale, se del caso, l'adeguamento delle festività infrasettimanali sulla base del calendario), per un numero di anni almeno pari ad un periodo di regolazione.*

L'individuazione degli obiettivi specifici è funzionale al confronto tra le opzioni, a cui il presente documento dedica un'approfondita analisi.

In breve, rispetto all'obiettivo di omogeneità della fasce orarie in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso (obiettivo specifico di cui al precedente punto a), l'opzione 1 sembra essere leggermente migliore dell'opzione 2. Le opzioni 1 e 2 sembrano, comunque, nettamente superiori sia rispetto alle fasce attuali sia rispetto all'opzione 3, ovvero del "picco", "fuori picco" e "festivi". Le opzioni 1 e 2, infatti, in quanto basate sulla metodologia della cluster analysis, individuano, per costruzione, gruppi di ore omogenei al proprio interno e disomogenei tra loro. Per tale motivo, si ritiene che queste due opzioni possano contribuire ad eliminare o ad attenuare le inefficienze e le distorsioni causate dall'attuale eccessiva disomogeneità delle fasce.

Con riferimento al secondo obiettivo, di cui al precedente punto b, l'analisi proposta nel presente documento valuta l'opportunità di una riduzione del numero di fasce e mostra come l'eventuale riduzione dalle attuali quattro fasce a tre non riduca eccessivamente il grado di omogeneità interno ai raggruppamenti orari. Una semplificazione dell'attuale sistema a due fasce, al contrario, potrebbe portare all'individuazione di fasce molto disomogenee in termini di valore atteso dell'energia. Le opzioni alternative alle fasce attuali proposte nel presente documento prevedono, quindi, tre nuove fasce.

Per quanto attiene, più in generale, all'efficacia del segnale di prezzo, alcuni operatori, nel corso del processo di consultazione, hanno argomentato che criteri di individuazione delle fasce complessi in cui la stessa ora del giorno può essere assegnata ad un raggruppamento diverso nel corso dell'anno, potrebbero essere poco efficaci in quanto, il segnale di prezzo, benché corretto, potrebbe non essere immediatamente colto dal cliente. Sarebbe questo il caso, in particolare, delle fasce attuali o delle fasce individuate dall'opzione 1. Le opzioni 2 e 3, al contrario, sarebbero immuni rispetto al problema evidenziato, in quanto mantengono i medesimi raggruppamenti di ore nel corso dell'anno.

Con riferimento all'obiettivo di stabilità delle fasce di cui al precedente punto c, o, più in generale, all'opportunità di ridurre gli oneri relativi all'aggiornamento, si rileva che la suddivisione delle ore nei tre gruppi "picco", "fuori picco" e "festivi" rappresenta l'opzione meno problematica sotto questo profilo. In quanto convenzionale, infatti, tale sistema di fasce è, per definizione, stabile nel tempo.

Per quanto attiene all'opzione 1, si rileva che le fasce relative agli anni di un intero periodo di regolazione potrebbero essere determinate ex ante sulla base delle stime della relazione prezzo e fabbisogno. In questo modo, gli svantaggi derivanti dall'avere fasce orarie che non sono stabili nel tempo sarebbero attenuati dal significativo preavviso dato agli operatori.

Per quanto attiene all'opzione 2, infine, si ritiene non necessaria una revisione con cadenza annuale. Sarebbe opportuno, infatti, rivedere le fasce solo qualora si

riscontrasse una disomogeneità eccessiva delle stesse in termini di valore atteso dell'energia all'ingrosso nelle ore in esse contenute.

Le considerazioni esposte sono riassunte nella tabella sottostante.

	Obiettivo specifico a): omogeneità delle fasce orarie in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso	Obiettivo specifico b): semplicità del sistema delle fasce	Obiettivo specifico c): stabilità e onerosità dell'aggiornamento delle fasce	Punteggio complessivo
Opzione 0: fasce attuali (4 fasce)	-3	-1	+1	-3
Opzione 1: metodo dei cluster applicato alla relazione prezzo/fabbisogno (3 fasce)	+3	+1	+1	+5
Opzione 2: metodo dei cluster corretto per avere fasce orarie costanti in ogni settimana dell'anno e stesse fasce orarie per i giorni di sabato e domenica (3 fasce)	+2	+3	+2	+7
Opzione 3: picco/fuori picco/festivi (3 fasce)	-3	+3	+3	+3

Nota: il segno negativo indica che l'opzione considerata non consente di raggiungere l'obiettivo desiderato. Il grado di inadeguatezza dell'opzione rispetto all'obiettivo è indicato da un punteggio che va da un minimo di -1 ad un massimo di -3. In modo speculare, il segno positivo indica che l'opzione è idonea a perseguire l'obiettivo desiderato ed il grado di idoneità è indicato da un punteggio che va da un minimo di 1 ad un massimo di 3.

Il presente documento per la consultazione propone, infine, una valutazione quantitativa dell'impatto che l'eventuale modifica delle fasce orarie avrebbe sui corrispettivi per la vendita di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato. A tal fine è stato simulato, con riferimento all'anno 2005, l'effetto qualitativo che ciascuna delle opzioni proposte avrebbe avuto sui corrispettivi di vendita. Scopo dell'analisi è di fornire una misura indicativa di come le diverse attribuzioni di fasce possono incidere sulla spesa unitaria dei clienti del mercato vincolato dato il profilo di consumo ed il tipo di tariffa, monoraria o articolata per fasce orarie, a cui sono soggetti.

Il confronto tra le quattro opzioni proposte nel presente documento suggerisce che la disomogeneità del valore dell'energia elettrica nelle ore che il sistema in vigore classifica come F4 penalizza i clienti il cui profilo di consumo è caratterizzato da consumi molto bassi durante il fine settimana anche relativamente al consumo delle ore notturne dei giorni feriali. Per i clienti con un tale profilo, infatti, un sistema di fasce orario alternativo a quello attuale che, come previsto dalle opzioni 1 e 2, distingue le ore notturne dei giorni feriali dalle ore diurne del fine settimana, ha, date le ipotesi della simulazione, un impatto di riduzione sulla spesa unitaria. L'opzione 3 non distinguendo le ore notturne dalle ore diurne dei giorni sabato e domenica, ha un impatto, sui clienti con tale profilo, in generale nullo o di spesa incrementale rispetto alle fasce attuali.

Si invitano i soggetti interessati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro e non oltre il 22 luglio 2006, termine improrogabile di chiusura della presente consultazione, ai fini di consentire il regolare

sviluppo del procedimento nei modi e nei tempi indicativamente previsti per la sperimentazione Air e di soddisfare la richiesta pervenuta da più soggetti per conoscere le determinazioni dell'Autorità a riguardo delle nuove fasce per l'anno 2007 entro la pausa estiva.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e proposte:

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Direzione Energia Elettrica

piazza Cavour 5 – 20121 Milano

tel 0265565336; fax 0265565222

e-mail: energiaelettrica@autorita.energia.it

sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

1.	Inquadramento procedurale ai fini AIR	8
2.	Esito delle precedenti fasi di consultazione e dell' incontro tematico con gli operatori	9
2.1	Le proposte dell'Autorità contenute nel secondo documento per la consultazione e le risposte degli operatori	9
2.2	Le decisioni dell'Autorità in esito al secondo documento per la consultazione	12
2.3	Osservazioni emerse nell'ambito dell'incontro tematico con i rappresentanti delle imprese distributrici e dei clienti finali	13
3.	Ragioni di opportunità dell'intervento di modifica delle fasce con riferimento alle attività di vendita e di distribuzione	14
3.1	Servizio di vendita dell'energia elettrica al mercato vincolato	14
3.2	Servizio di vendita dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato	21
3.3	Servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai clienti finali	23
4.	Obiettivi della revisione del sistema delle fasce orarie	25
5.	Opzioni preliminari di modifica delle fasce orarie	26
5.1	Premessa all'individuazione delle opzioni preliminari	26
5.2	Le fasce attuali	28
5.3	Fasce identificate applicando la metodologia di analisi dei cluster a prezzi PUN stimati sulla base del fabbisogno	28
5.4	Fasce identificate applicando la metodologia di analisi dei cluster al prezzo medio orario dei giorni feriali, del sabato e della domenica	35
5.5	Suddivisione convenzionale delle ore nelle tre fasce "ore di picco", "ore di fuori picco" e "festivi"	36
6.	Confronto delle opzioni preliminari rispetto agli obiettivi	36
6.1	Omogeneità delle fasce orarie in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso	37
6.2	Semplicità del sistema delle fasce e numerosità dei gruppi di ore	39
6.3	Stabilità e aggiornamento delle fasce	42
7.	Conclusioni ed opzioni proposte per la consultazione	43
8.	La valutazione dell'impatto dell'intervento di regolazione	45
	APPENDICE I	54
	APPENDICE II	56

1. Inquadramento procedurale ai fini AIR

- 1.1 L'Autorità ha inserito il procedimento per la definizione delle fasce orarie per il periodo 2006-2007, avviato con deliberazione n. 196/04, tra i procedimenti soggetti all'analisi di impatto della regolazione (di seguito: Air).
- 1.2 L'attuazione della sperimentazione Air, avviata dalla deliberazione 28 settembre 2005, n. 203/05, è inserita tra le nuove attività nel piano triennale adottato dall'Autorità con la deliberazione 9 gennaio 2005, n. 1/06. Come evidenziato nelle linee guida adottate con deliberazione dell'11 gennaio 2005 n. 1/05², l'Air si inserisce nel quadro di azioni rivolte "alla semplificazione e manutenzione del quadro regolatorio, alla efficienza ed efficacia dei processi di comunicazione interni e quelli dedicati ai consumatori, agli operatori ed alle istituzioni". L'Air rientra, infatti, in un'organica strategia di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi con la duplice funzione di:
- a) valutare anticipatamente la necessità e l'impatto in termini qualitativi e, ove possibile, quantitativi di eventuali azioni regolatorie; e di
 - b) migliorare i processi della già intensa attività di interlocuzione con i settori regolati.
- 1.3 Con la deliberazione dell'8 novembre 2004 n. 196/04, l'Autorità ha avviato il procedimento per la definizione delle fasce orarie per il periodo 2006-2007 dando mandato alla Direzione energia elettrica affinché svolgesse attività istruttorie e consultive per l'eventuale ridefinizione delle fasce orarie per i servizi disciplinati dal testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione n. 5/04 e successive modificazioni ed integrazioni (di seguito: Testo integrato).
- 1.4 Dando seguito al proprio mandato ed in conformità con il procedimento Air, la Direzione energia elettrica ha:
- a) predisposto un documento per la consultazione recante gli "Orientamenti in materia di definizione delle fasce orarie con riferimento agli anni 2006 e 2007" emanato il 30 settembre 2005;
 - b) predisposto, alla luce delle osservazioni pervenute a seguito del documento di cui al punto precedente, un secondo documento per la consultazione avente per oggetto la "Revisione dell' articolazione per fasce orarie dei corrispettivi di alcuni servizi di pubblica utilità nel settore elettrico per gli anni 2006 e 2007" emanato il 22 Novembre 2005;
 - c) discusso l'opportunità di revisione delle fasce, le possibili opzioni di intervento nonché l'impatto delle diverse soluzioni prospettate all'interno di incontri tematici con le categorie di soggetti sulle quali

² "Linee guida dell'Autorità per l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas per il piano triennale 2005-2007 e per il piano operativo 2005", deliberazione 11 gennaio 2005 n. 1/05.

un'eventuale ridefinizione delle fasce orarie determinerebbe gli effetti più significativi.

1.5 Conformemente alle indicazioni dettate dalle procedure Air, il presente documento di consultazione:

- a) presenta gli esiti dell'attività istruttoria richiamata al punto precedente ed illustra le esigenze di revisione dell'attuale sistema delle fasce;
- b) delinea gli obiettivi generali e specifici che l'Autorità si prefigge di raggiungere con l'intervento regolatorio in esame;
- c) illustra e discute i possibili approcci metodologici che possono portare ad alternative definizioni di raggruppamenti orari in fasce sollecitando commenti e suggerimenti da parte dei soggetti interessati al provvedimento;
- d) confronta le opzioni prospettate rispetto agli obiettivi generali e specifici dell'intervento regolatorio;
- e) valuta l'impatto che ciascuna delle opzioni prospettate avrebbe sui destinatari del provvedimento.

2. Esito delle precedenti fasi di consultazione e dell'incontro tematico con gli operatori

2.1 Le proposte dell'Autorità contenute nel secondo documento per la consultazione e le risposte degli operatori

2.1 Il secondo documento per la consultazione invitava gli operatori a presentare sia osservazioni di carattere generale sull'eventuale variazione delle fasce orarie per gli anni 2006 e 2007, sia risposte agli spunti di consultazione sulle proposte presentate dall'Autorità. In particolare, in esito alla prima fase di consultazione, l'Autorità:

2.1.1 con riferimento al servizio di vendita:

- a) proponeva il mantenimento del sistema di fasce in vigore nel 2005 anche per il 2006, procedendo al solo adeguamento sulla base del calendario;
- b) suggeriva una procedura di modifica delle fasce da applicare per il 2007 inclusiva di un'ulteriore fase di consultazione e di eventuali incontri tematici con gli operatori;
- c) invitava gli operatori a presentare suggerimenti sui criteri di raggruppamenti orari da valutare quali opzioni nel processo di definizione delle fasce orarie 2007;

2.1.2 con riferimento al servizio di dispacciamento, proponeva di eliminare ogni riferimento alle fasce orarie nella determinazione dell'elemento CD a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva (di seguito: elemento CD) e dell'elemento INT a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico (di seguito: elemento INT), di cui all'articolo 23 del testo integrato;

2.1.3 con riferimento al servizio di trasmissione, proponeva di eliminare l'articolazione per fasce orarie per i corrispettivi relativi i servizi di trasmissione sia per i clienti finali (componente TRAS³) sia per le imprese

³ La componente TRAS è la componente tariffaria, di cui all'articolo 5, comma 5.1 dell'Allegato A (Testo integrato) alla deliberazione n. 5/04, a copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale per i clienti finali. Tale componente è attualmente differenziata per fascia oraria

distributrici (componente CTR⁴). L'Autorità proponeva, inoltre, la differenziazione della componente TRAS tra tipologie di consumatori in funzione delle perdite di rete;

2.1.4 con riferimento al servizio di distribuzione:

- a) proponeva il mantenimento del sistema di fasce del 2005 anche per il 2006 procedendo al solo adeguamento sulla base del calendario;
- b) suggeriva procedure di consultazione analoghe a quelle proposte per il servizio di vendita.

2.2 In risposta al secondo documento per la consultazione, l'Autorità ha ricevuto osservazioni generali e commenti specifici da parte di produttori, distributori e utenti finali.

2.3 Le osservazioni generali si sono concentrate principalmente sulla tempistica e sull'uniformità dell'intervento regolatorio tra i diversi servizi.

2.3.1 In merito alla tempistica del processo di consultazione e deliberazione di un eventuale nuovo sistema delle fasce, si rileva che gli operatori hanno accolto con favore la proposta dell'Autorità di mantenere l'attuale sistema di fasce orarie per il 2006, adeguandolo esclusivamente alle variazioni di calendario. Essi hanno, inoltre, espresso apprezzamento per l'intenzione dell'Autorità di diffondere un ulteriore documento per la consultazione nei primi mesi del 2006 e di deliberare entro il primo semestre del 2006 con riferimento alle fasce orarie da applicare a partire dall'1 gennaio 2007. La maggior parte degli operatori ritiene, infatti, essenziale che l'Autorità concluda la fase di consultazione almeno sei mesi prima della data di entrata in vigore dei nuovi raggruppamenti orari. In particolare, gli operatori auspicano una deliberazione dell'Autorità sulle fasce da applicare nel 2007 entro il primo semestre del 2006, ciò al fine di disporre del tempo necessario per lo sviluppo delle strategie di offerta, per l'adeguamento dei sistemi informativi, per la riprogrammazione di alcune categorie di misuratori, per l'elaborazione delle nuove opzioni tariffarie e per informare adeguatamente i clienti. Vi sono tuttavia, operatori che considerano un semestre di anticipo un lasso di tempo eccessivamente limitato e che hanno richiesto che l'entrata in vigore delle nuove fasce orarie, anche se deliberata entro il primo semestre del 2006, coincida con l'avvio del nuovo periodo di regolazione, ovvero che entri in vigore da gennaio 2008.

2.3.2 Per quanto attiene all'uniformità dell'intervento di regolazione, un'impresa distributrice e i rappresentanti di una categoria gradi consumatori hanno chiesto che venga applicato un medesimo sistema di fasce per tutti i servizi per i quali l'Autorità ritenga opportuno mantenere corrispettivi articolati per fasce.

2.4 L'Autorità ha altresì ricevuto osservazioni specifiche sulle singole attività interessate all'intervento.

2.4.1 Cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato e servizio di vendita dell'energia elettrica ai

per i soli clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3, F4 (comma 5.1, lettera b del Testo integrato).

4 La componente CTR è la componente tariffaria differenziata per fasce orarie, di cui al comma 17.1 dell'Allegato A (Testo integrato) alla deliberazione n. 5/04, relativa al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale per le imprese distributrici.

clienti del mercato vincolato. Le posizioni degli operatori sui principi cui conformare la ridefinizione delle fasce orarie per i servizi di vendita relativi al mercato vincolato sono state tutt'altro che univoche. Alcune imprese distributrici hanno condiviso il proposito dell'Autorità di contemperare la necessità di inviare corretti segnali di prezzo con l'esigenza di semplificare la struttura dei raggruppamenti orari. In particolare, due distributori ritengono che due sia il numero di fasce che consente di bilanciare i suddetti obiettivi. Un operatore, al contrario, non ha condiviso l'obiettivo di semplificazione e ha messo in evidenza che una drastica semplificazione potrebbe distorcere eccessivamente il segnale di prezzo e determinare significativi effetti redistributivi dai clienti con profilo tendenzialmente piatto a quelli con profilo maggiormente modulato. Un'associazione di consumatori ha, inoltre, evidenziato che l'obiettivo della semplificazione è difficilmente conciliabile con quello dell'efficacia del segnale di prezzo. In relazione ai criteri da adottare per individuare raggruppamenti omogenei di ore, un'associazione di operatori ha segnalato l'opportunità di tenere conto sia degli stati di criticità del sistema, sia del livello del carico. Un'associazione di consumatori, tuttavia, ritiene che, sebbene siano trascorsi due anni dall'avvio del sistema delle offerte, sia ancora presto per utilizzare la variabile prezzo di mercato al fine di raggruppare le ore, in quanto non è ancora disponibile un sufficiente numero di osservazioni. Secondo alcuni distributori la ridefinizione delle fasce rischia di non contribuire in modo rilevante a migliorare il segnale di prezzo se non è associata a una revisione del meccanismo di calcolo della componente tariffaria a copertura dei costi di approvvigionamento di energia elettrica (di seguito: componente CCA)⁵. Peraltro, essi hanno evidenziato che la revisione della componente CCA sarebbe funzionale anche al contenimento degli squilibri finanziari cui sono soggetti le imprese distributrici.

2.4.2 Servizio di dispacciamento dell'energia elettrica. La proposta dell'Autorità di rimuovere l'attuale articolazione per fasce eliminare l'articolazione per fasce degli elementi CD e INT è stata largamente condivisa dagli operatori. Hanno fatto eccezione alcuni clienti finali energivori, contrari all'eliminazione dell'articolazione per fasce degli elementi CD e INT in quanto i costi di tale modifica andrebbero a gravare principalmente sui clienti che, come loro, prelevano quote rilevanti di energia elettrica nelle ore di basso carico.

2.4.3 Servizio di trasmissione dell'energia elettrica. Gli operatori hanno espresso apprezzamento per la proposta dell'Autorità di eliminare l'articolazione per fasce delle componenti TRAS e CTR per il servizio di trasmissione in quanto ciò consente di semplificare le relazioni commerciali. Tale modifica, tuttavia, dovrebbe essere soggetta alla condizione che non vari il gettito complessivo per il servizio di trasmissione. Alcune imprese distributrici, inoltre, hanno chiesto che si garantisca che il costo del servizio di trasmissione dell'energia elettrica sia trasferito interamente ai clienti finali,

⁵ La componente CCA è la componente tariffaria, di cui all'articolo 23 dell'Allegato A (Testo integrato) alla deliberazione n. 5/04, a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato.

adottando eventualmente opportuni meccanismi di compensazione. Circa l'eliminazione dell'articolazione per fasce delle citate componenti si sono dichiarate perplesse alcune categorie di clienti finali energivori che, consumando quantità rilevanti di energia elettrica nelle ore di basso carico, temono di subire un aumento del costo dell'energia elettrica.

2.4.4 Servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Alcune imprese distributrici hanno chiesto che un'eventuale riforma della struttura dei raggruppamenti orari sia accompagnata da una revisione delle componenti dei vincoli tariffari articolate per fasce, ciò al fine di garantire l'invarianza dei suddetti vincoli e di evitare squilibri finanziari agli operatori.

2.2 Le decisioni dell'Autorità in esito al secondo documento per la consultazione

2.5 In esito al documento per la consultazione 22 novembre 2005 la quasi totalità dei soggetti ha sottolineato le molteplici criticità connesse con una revisione delle fasce orarie per i servizi di trasmissione, distribuzione e vendita da effettuare a fine 2005 per l'anno 2006. L'Autorità, quindi, ha ritenuto opportuno, con riferimento al 2006, limitare la modifica delle fasce orarie di cui alla Tabella 1 del Testo integrato ai necessari adeguamenti calendariali⁶, ivi inclusa la diversa disposizione delle festività infrasettimanali, nonché la modifica dello schema di calendarizzazione delle fasce orarie per i giorni compresi tra il 31 luglio e il 4 agosto e quelli compresi tra il 21 e il 25 agosto secondo quanto indicato nella proposta formulata da Terna con lettera in data 14 dicembre 2005.

2.6 Con la deliberazione del 29 dicembre 2005, n. 299/05, "Aggiornamento per il trimestre gennaio-marzo 2006 di componenti e parametri della tariffa elettrica", l'Autorità, tenendo conto delle risposte ricevute al primo e secondo documento per la consultazione, ha deciso di eliminare l'articolazione per fasce dell'elemento CD e INT della CCA a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, di cui all'articolo 23 del Testo integrato, nonché i corrispettivi di dispacciamento di cui all'art. 37.3 della deliberazione e 52.5 della deliberazione n. 168/03.

2.7 L'Autorità, tenendo conto dei commenti inviati dagli operatori in merito alla tempistica di eventuali modifiche del sistema delle fasce, non ha ritenuto opportuno eliminare l'articolazione dei corrispettivi per fascia per il servizio di trasmissione a partire da gennaio 2006. Tuttavia, si rileva che questa proposta è stata ampiamente condivisa dagli operatori. L'Autorità ha già assunto la decisione di eliminare la predetta articolazione per fasce dai corrispettivi di trasmissione a decorrere dall'1 gennaio 2007, come si evince al punto 2.2 della Relazione tecnica alla deliberazione n.299/05. Di conseguenza, il presente documento per la consultazione non formula ulteriori proposte con riferimento al servizio di trasmissione, ma si concentra sull'eventuale revisione dell'attuale sistema delle fasce per i servizi di distribuzione e vendita.

⁶ Deliberazione 28 dicembre 2005 n. 292/05.

2.3 Osservazioni emerse nell'ambito dell'incontro tematico con i rappresentanti delle imprese distributrici e dei clienti finali

- 2.8 Dalle risposte ai primi due documenti per la consultazione non sono emerse con adeguata chiarezza e completezza le posizioni delle imprese distributrici e dei clienti finali, categorie di soggetti sulle quali un'eventuale ridefinizione delle fasce orarie dei corrispettivi per i servizi di vendita e di distribuzione è in grado di determinare gli effetti più significativi. Al fine di sollecitare il punto di vista delle imprese distributrici e dei clienti finali la Direzione energia elettrica ha organizzato, in data 14 marzo 2006, un incontro con i loro rappresentanti, adottando la formula dell'incontro tematico.
- 2.9 I punti successivi riportano le principali osservazioni emerse nell'ambito del citato incontro tematico con riferimento a ciascuna categoria di partecipanti.
- 2.9.1 Imprese distributrici. Alcune imprese distributrici hanno chiesto che un'eventuale nuova struttura delle fasce non sia soggetta a modifiche diverse dalle variazioni calendariali per un intero periodo di regolazione. In aggiunta, essi hanno sottolineato che la ridefinizione delle fasce rischia di non contribuire in modo rilevante a migliorare il segnale di prezzo se non è associata a una rapida e capillare diffusione dei misuratori multiorari.
- 2.9.2 Piccoli e medi consumatori. Secondo i rappresentanti di due categorie di piccoli e medi consumatori che hanno preso parte all'incontro tematico, la riforma delle fasce orarie non costituisce una priorità regolatoria. I rappresentanti di una delle due categorie ha, inoltre, auspicato, nel caso in cui l'Autorità decidesse di ridefinire le fasce, che la riforma entri in vigore in concomitanza con l'inizio del prossimo periodo di regolazione. L'altra categoria rappresentata ha dichiarato di considerare essenziale una preventiva ed accurata analisi dell'impatto economico derivante dall'eventuale cambiamento dei raggruppamenti orari, dichiarandosi disponibile a fornire i profili-tipo dei propri associati.
- 2.9.3 Grandi consumatori. Alcuni grandi consumatori si sono mostrati contrari ad un'eccessiva semplificazione dei raggruppamenti al fine di limitare fenomeni di sussidio incrociato e si sono mostrati, in alcuni casi, addirittura propensi ad un innalzamento del numero di fasce. Per altri, invece, il numero attuale di fasce è adeguato e la riforma non ha carattere di priorità. A margine dei commenti appena riportati, occorre sottolineare che la maggior parte dei grandi consumatori è interessata soltanto indirettamente dalla ridefinizione delle fasce, in quanto opera nel mercato libero.
- 2.10 Sia le imprese distributrici che i clienti finali hanno individuato nei mesi di giugno-luglio, sicuramente entro la pausa estiva, il momento entro il quale sarebbe opportuno che l'Autorità deliberasse per avviare un eventuale nuovo sistema di fasce a decorrere dall'1 gennaio 2007. Come già suggerito in risposta al secondo documento per la consultazione, alcuni soggetti hanno ribadito la propria preferenza per l'entrata in vigore delle nuove fasce a partire dal 2008 al fine di disporre di un lasso di tempo congruo per l'adeguamento operativo (e.g. per l'aggiornamento dei sistemi informativi e per la ridefinizione delle strategie).

3. Ragioni di opportunità dell'intervento di modifica delle fasce con riferimento alle attività di vendita e di distribuzione

3.1 In questa sezione sono riprese ed approfondite le motivazioni economiche e sociali sottostanti all'articolazione per fascia oraria dei corrispettivi già esposte nel precedente documento per la consultazione, evidenziando gli aspetti rilevanti ai fini della definizione delle fasce stesse, nonché le distorsioni che le attuali inesattezze nella definizione delle fasce potrebbero comportare.

3.1 Servizio di vendita dell'energia elettrica al mercato vincolato

Contesto normativo: l'attuale regolamentazione del servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato

3.2 Nell'attuale quadro regolatorio dell'attività di vendita, le fasce orarie sono rilevanti ai fini della determinazione dei corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato. In particolare, le fasce orarie intervengono nella determinazione sia dei prezzi di cessione (di seguito: Prezzi di Cessione) che l'Acquirente Unico applica alle imprese distributrici per la cessione di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, sia dell'elemento PC della componente CCA, di cui all'articolo 23 del Testo Integrato, con il quale i costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento dell'energia elettrica sono trasferiti ai clienti del mercato vincolato.

3.3 L'elemento PC è definito su base trimestrale secondo metodologie diverse a seconda del tipo di misuratore di cui il cliente dispone. La definizione delle ore comprese in ciascuna fascia oraria è tuttavia rilevante, seppure in maniera diversa, per la quantificazione dell'elemento PC per tutti i clienti.

3.4 Per i clienti dotati di misuratore orario o dotati di un misuratore in grado di rilevare il consumo per gruppi di ore separatamente (multiorari), in ciascun trimestre, per ciascuna fascia oraria, l'elemento PC viene calcolato come media trimestrale dei Prezzi di Cessione attesi nei mesi del trimestre. Tale media è ponderata sulla base di un profilo convenzionale di prelievo attribuito ai medesimi clienti. Conseguentemente, un'eventuale modifica delle fasce orarie per questi clienti avrebbe un impatto sul valore dell'elemento PC in ciascuna fascia oraria poiché modificherebbe la media ponderata dei Prezzi di Cessione.

3.5 Per i clienti non dotati di misuratore orario (clienti monorari), in ciascun trimestre, l'elemento PC rappresenta, per ciascuna tipologia contrattuale, la media annua dei Prezzi di Cessione. Tale media è ponderata in base ad un profilo convenzionale di prelievo attribuito ai clienti della tipologia. I Prezzi di Cessione utilizzati sono quelli effettivi, se disponibili alla data di aggiornamento, e, qualora non disponibili, quelli stimati dall'Autorità sulla base delle informazioni fornite dall'Acquirente Unico. Un'eventuale modifica delle fasce orarie, quindi, avrebbe un impatto anche sul valore dell'elemento PC dei clienti con tariffa non differenziata temporalmente, perché comporterebbe una modifica dei valori, sia effettivi che stimati, dei Prezzi di Cessione utilizzati per il calcolo della media.

Contesto normativo: impatto della Direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003

3.6 L'analisi della metodologia di determinazione delle fasce orarie per gli anni successivi al 2006 deve essere inquadrata nell'evoluzione del quadro regolatorio dell'attività di vendita al dettaglio; attività per la quale l'articolo 21 della Direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003 (di seguito: la Direttiva) e l'articolo 30 della legge

239 del 23 agosto 2004 prevedono la completa apertura a partire dal luglio 2007. È, quindi, opportuno chiarire a quale funzione le fasce orarie potrebbero assolvere in un mercato in cui tutti i clienti saranno idonei, ovvero liberi di acquistare energia elettrica da un fornitore di propria scelta.

- 3.7 Al riguardo si rileva che l'articolo 3 della Direttiva prevede, tra l'altro, che gli Stati membri provvedano affinché tutti i clienti civili e, a discrezione del legislatore nazionale, le piccole imprese⁷, "usufruiscano nel rispettivo territorio del servizio universale, ovvero del diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili e trasparenti" (di seguito: servizio di vendita di ultima istanza).
- 3.8 L'assetto prescelto del servizio di vendita di ultima istanza e l'estensione dell'ambito dei clienti finali ammessi al regime di tutela sarà definito dalla legge di recepimento della Direttiva 2003/54/CE che, allo stato, ha appena iniziato il suo *iter* parlamentare sulla base del disegno di legge recentemente proposto dal Governo (AC 1041). E' tuttavia probabile che la dimensione di tale ambito sia non trascurabile e che includa anche punti di prelievo trattati su base oraria.
- 3.9 L'applicazione di detta previsione e, in particolare, il riferimento a "prezzi ragionevoli" suggerisce che i prezzi applicabili nell'ambito del servizio di vendita di ultima istanza formino l'oggetto di una specifica attività regolatoria.
- 3.10 In particolare, nella regolamentazione del servizio di vendita di ultima istanza, si possono identificare due attività: l'approvvigionamento nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica destinata ai clienti finali ammessi al regime di tutela e la commercializzazione al dettaglio di tale energia⁸. I venditori di ultima istanza potrebbero, in funzione del tipo di regolamentazione adottato, svolgere l'attività di approvvigionamento dell'energia elettrica senza sostenere alcun rischio mercato (rischio di prezzo e rischio di volume)⁹, acquistando l'energia elettrica all'ingrosso da uno o più soggetti terzi che erogherebbero uno specifico servizio compravendita all'ingrosso. In alternativa, gli stessi venditori potrebbero approvvigionarsi liberamente nel mercato all'ingrosso ed assumendone i relativi rischi.
- 3.11 Nel resto del capitolo ci si concentra sulla compravendita all'ingrosso dell'energia elettrica e sui connessi costi di approvvigionamento sostenuti dal venditore di ultima istanza. Infatti, poiché i costi di commercializzazione non dipendono dal profilo di consumo dei clienti finali, le fasce orarie non sono rilevanti nella determinazione dei corrispettivi del servizio di vendita di ultima istanza per la componente relativa a tali costi.

⁷ La Direttiva specifica al comma 3 dell'art. 3 che le piccole imprese sono le imprese aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

⁸ La commercializzazione di energia elettrica al dettaglio comprende le attività connesse con la consegna finale dell'energia elettrica al cliente, nelle quantità da questo richieste in ciascun periodo rilevante, alle condizioni previste nel contratto di vendita. A tal fine il venditore al dettaglio svolge le attività di approccio al cliente e sostiene gli eventuali rischi di controparte.

⁹ Il rischio di prezzo è il rischio connesso all'incertezza sulla differenza tra i corrispettivi di vendita dell'energia elettrica e i costi sopportati dal venditore per il relativo acquisto. Il rischio di volume è il rischio connesso all'incertezza sulla quantità di energia elettrica venduta al cliente finale, sia in termini di quantità complessiva che in termini di profilo. Questo rischio trae la sua origine dall'elevata volatilità ed imprevedibilità del valore dell'energia elettrica nel tempo e dal fatto che i contratti di vendita al dettaglio hanno tipicamente natura di opzioni: il cliente finale ha cioè diritto a prelevare l'energia elettrica in quantità e con un profilo non noto ex-ante al venditore.

- 3.12 Per quanto riguarda l'approvvigionamento dell'energia elettrica, da un punto di vista regolatorio i diversi assetti di mercato sopra delineati hanno proprietà molto diverse in funzione del tipo di responsabilizzazione rispetto al rischio mercato prevista per il soggetto che svolge l'attività di compravendita all'ingrosso.
- 3.13 Un primo possibile modello di regolamentazione ricalca, nelle sue linee principali, il contesto normativo attuale, prevedendo che l'Acquirente Unico acquisti nel mercato all'ingrosso l'energia elettrica destinata ai clienti finali ammessi al regime di tutela e la ceda all'esercente il servizio di vendita di ultima istanza che svolge la sola attività di vendita al dettaglio sostanzialmente senza assumersi rischio mercato. Diversamente da oggi, il venditore di ultima istanza potrebbe non essere più il distributore ma un altro soggetto.
- 3.14 In questo modello di regolamentazione le fasce orarie continuerebbero a svolgere la medesima funzione oggi richiesta per la determinazione delle tariffe del mercato vincolato, anche se con esclusivo riferimento ai clienti finali che saranno ammessi al regime di tutela. Si applicano, quindi, le riflessioni svolte e le criticità sollevate nel presente documento con riferimento a tale contesto.
- 3.15 Anche in relazione a quanto evidenziato nel presente documento, una corretta determinazione delle fasce orarie avrà particolare rilievo con riferimento ai clienti finali ammessi al regime di tutela e i cui consumi siano trattati su base oraria. Per tali clienti infatti l'articolazione temporale dei corrispettivi ha finalità non solo di corretta attribuzione dei costi, ma anche di trasmissione di un corretto segnale di prezzo, ai fini sia delle scelte di consumo che di permanenza nel regime di tutela.
- 3.16 Un'altra possibile modalità di regolamentazione prevede il superamento del modello attuale per adottare meccanismi incentivanti, esponendo il soggetto (o i soggetti) responsabile della compravendita all'ingrosso al rischio mercato.
- 3.17 In questo caso, poiché l'esercente dovrebbe farsi carico del rischio connesso con l'attività di approvvigionamento, l'attribuzione diretta di tale attività ad uno o più soggetti, ad esempio l'Acquirente Unico, presenterebbe notevoli criticità relativamente alla definizione del meccanismo regolatorio. Infatti, il prezzo di cessione ai clienti finali ammessi al regime di tutela non potrebbe essere fissato liberamente dall'esercente (che opera in monopolio), né potrebbe essere determinato unilateralmente per via amministrata a livelli efficienti. Ciò presupporrebbe infatti una conoscenza dei costi del servizio da parte del regolatore tale da rendere superflua ed inefficiente la regolamentazione incentivante.
- 3.18 Nel modello di regolamentazione incentivante, le fasce orarie potrebbero svolgere una funzione ulteriore rispetto al modello precedentemente illustrato, in quanto potrebbero contribuire a ridurre il rischio di mercato (ed in particolare il rischio volume)¹⁰ sopportato dai venditori. L'articolazione per fascia oraria dei corrispettivi applicati ai clienti finali consentirebbe, infatti, di ridurre il rischio assunto dal venditore e, di conseguenza, il prezzo a cui questo sarebbe disposto ad offrire tale servizio. Al tempo stesso nella definizione di dettaglio dei meccanismi incentivanti bisognerebbe tenere conto anche di altri elementi, tra cui la necessità di avere offerte confrontabili e di incentivare l'offerta di strutture di prezzo allineate ai costi.

¹⁰ A tal proposito si ricorda che l'Acquirente Unico non sarebbe esposto a tali rischi poichè soggetto ad una *cost of service regulation*

3.19 Anche nell'ambito di questo secondo modello di regolamentazione, la rilevanza delle fasce orarie sarà tanto maggiore quanto più rilevante sarà la quota di clienti ammessi al regime di tutela i cui consumi siano rilevati su base oraria, per i quali sia quindi opportuno prevedere un prezzo ragionevole con struttura multioraria.

S1: Si ritiene che, qualora la componente del prezzo ragionevole di cui alla Direttiva a copertura dei costi per l'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso e dei relativi servizi di dispacciamento sia determinata sulla base dei costi sostenuti dall'Acquirente Unico – da cui il/i fornitori di ultima istanza saranno tenuti ad approvvigionarsi - sia opportuno mantenere per il 2007 l'attuale sistema di fasce orarie ed individuare i criteri ed eventualmente le procedure che l'Acquirente Unico dovrà seguire per la determinazione delle fasce orarie da applicare ai prezzi di tutela per gli anni successivi?

Motivazioni economiche e sociali

3.20 L'utilizzo delle fasce orarie ha lo scopo di:

- a) attribuire ai clienti i costi da questi provocati;
- b) assicurare la corretta remunerazione degli esercenti il servizio;
- c) incentivare i clienti ad un comportamento efficiente, attraverso la definizione di segnali di prezzo che riflettano il costo marginale atteso che il loro comportamento induce nel sistema.

3.21 L'Autorità ha messo in luce nei precedenti documenti per la consultazione l'inadeguatezza delle fasce attuali nel perseguire questi obiettivi generali di regolazione tariffaria. Si notava, infatti, nel primo documento per la consultazione¹¹ che le attuali fasce raggruppano ore con valori dell'energia all'ingrosso tra loro anche sensibilmente diversi. La disomogeneità appare particolarmente marcata per la fascia F4.

3.22 La disomogeneità del prezzo nelle ore assegnate ad una stessa fascia oraria genera inefficienze e distorsioni che, seppur simili nella sostanza, assumono rilevanza diversa a seconda del tipo di misuratore e del regime tariffario dei clienti. È opportuno, quindi, illustrare separatamente gli effetti della non corretta definizione degli attuali raggruppamenti orari per tre categorie di clienti: i clienti dotati di misuratore orario, i clienti dotati di misuratore non atto a rilevare il consumo separatamente per ogni ora o per gruppi di ore ed i clienti dotati di misuratore in grado di rilevare separatamente il consumo per gruppi di ore.

3.23 Con riferimento ai clienti dotati di misuratore atto a rilevare il consumo in ogni ora, la disomogeneità dei prezzi all'ingrosso nelle ore assegnate ad una stessa fascia ha i seguenti effetti negativi:

- a) inefficienza allocativa causata dal fatto che i corrispettivi per fascia non riflettono i costi attesi del servizio;
- b) disallineamento tra il corrispettivo applicato a ciascun cliente nelle ore appartenenti ad una stessa fascia ed i costi causati dallo stesso; questo disallineamento dà luogo a sussidi incrociati tra clienti aventi profili di consumo diversi nelle ore appartenenti ad una stessa fascia;

¹¹ "Orientamenti in materia di definizione delle fasce orarie con riferimento agli anni 2006 e 2007", pagina 7.

- c) amplificazione delle differenze tra i corrispettivi versati all'Acquirente Unico dalle imprese distributrici ed i corrispettivi versati a queste ultime dai clienti finali del mercato vincolato.

- 3.24 Per quanto attiene alla distorsione di cui al precedente punto b), si deve considerare che la corrispondenza tra corrispettivi e costi causati risponde non solo ad esigenze di equità, ma consente anche di minimizzare le distorsioni nella scelta del cliente finale di passare dal mercato vincolato al mercato libero. Come sopra accennato, la disomogeneità dei prezzi all'ingrosso nelle ore associate ad una stessa fascia, infatti, genera sussidi incrociati tra clienti caratterizzati da un diverso profilo di consumo nelle ore appartenenti ad una stessa fascia. I clienti idonei dotati di misuratore orario e consapevoli del proprio profilo di consumo hanno la possibilità di confrontare il prezzo medio per fascia applicato loro nel mercato vincolato con il prezzo, maggiormente corrispondente al proprio profilo di consumo, che potrebbero avere sul mercato libero. Sulla base di tale confronto, alcuni clienti, troveranno conveniente rimanere nel mercato vincolato. Per altri clienti, al contrario, sarebbe più conveniente lasciare il mercato vincolato e pagare, sul mercato libero, un prezzo maggiormente rispondente ai costi generati. La presenza di sussidi incrociati è motivata, quindi, innanzitutto, dal fatto che la scelta del fornitore non sia ancora disponibile per tutti clienti. Tuttavia, sussidi incrociati tra clienti caratterizzati da profili di consumo diversi possono persistere anche con l'apertura della vendita a tutti i clienti finali. Scarsa concorrenza nella vendita o la percezione che i vantaggi del passaggio ad un nuovo fornitore non compensino i costi connessi a tale cambio, possono consentire la persistenza di sussidi tra consumatori. Si ritiene pertanto, che, per evitare distorsioni nella scelta tra mercato libero e vincolato ora, e, in prospettiva, nella scelta tra venditore di ultima istanza e fornitori alternativi, sia opportuno definire un sistema di fasce orarie che raggruppi in ciascuna fascia ore sufficientemente omogenee in termini di valore dell'energia elettrica all'ingrosso.
- 3.25 In generale, è necessario osservare come le fasce orarie nel servizio di vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato debbano essere caratterizzate da un grado di omogeneità, in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso nelle ore in queste contenute, molto maggiore di quanto non sia richiesto per le strutture di prezzo previste nelle offerte al mercato libero. Nel mercato libero, infatti, il fornitore è in grado di differenziare tra i diversi clienti i corrispettivi previsti per ciascuna fascia oraria contrattuale per tenere conto, tra l'altro, delle diverse distribuzioni attese dei consumi tra le ore di ciascuna fascia oraria nonché della variabilità della distribuzione stessa. L'applicazione di corrispettivi differenziati che riflettano i costi generati dai clienti con profilo di consumo diverso non è viceversa disponibile nel mercato vincolato, dal momento che le componenti CCA per i clienti dotati di misuratore orario sono le medesime - al netto dell'effetto delle perdite - per tutti i clienti, indipendentemente dalla distribuzione dei consumi del cliente tra le ore di ciascuna fascia oraria trimestrale.
- 3.26 Le distorsioni di cui al punto c) del precedente sottoparagrafo 3.23, saranno discusse nel successivo paragrafo relativo ai corrispettivi per la cessione di energia elettrica alle imprese distributrice per la vendita ai clienti del mercato vincolato.

- 3.27 Con riferimento ai clienti dotati di misuratore non atto a rilevare il consumo in ogni ora o gruppi di ore (clienti monorari), sebbene le finalità che si vogliono perseguire attraverso le fasce orarie siano le stesse che per i clienti dotati di misuratore orario, l'efficacia di una corretta definizione delle fasce orarie, e, dunque, la loro rilevanza per il perseguimento di tali obiettivi, appare limitata. Di conseguenza, anche le distorsioni derivanti dall'avere fasce orarie non omogenee, in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso nelle ore in queste contenute, sono meno significative.
- 3.28 Nel caso di clienti monorari, l'effetto in termini di efficienza allocativa stimolato dal segnale di prezzo è, per vari motivi, minore che per i clienti multiorari. Innanzitutto si rileva che, poiché il legame tra energia consumata in ogni ora e prezzo corrisposto è, nel caso dei clienti monorari, indiretto, essi hanno un basso incentivo a modificare il proprio profilo di consumo per tenere conto del costo causato dal proprio prelievo. Il cliente monorario, infatti, non trae un beneficio diretto da un comportamento maggiormente virtuoso. Il calcolo della tariffa monoraria è, di fatti, basato, per ogni tipologia contrattuale, sul profilo di consumo standard attribuito, sulla base di procedure statistiche, a ciascuna tipologia contrattuale. La consapevolezza, da parte di ciascun cliente, che un eventuale cambiamento del proprio profilo di consumo avrebbe un impatto marginale sul profilo della tipologia di appartenenza e, in ultimo, sul prezzo pagato, genera un incentivo al free-riding. In altri termini, anche in presenza di fasce orarie corrette, il comportamento del cliente monorario potrebbe essere sub-ottimale dal punto di vista del sistema in quanto le decisioni di consumo del medesimo cliente non tengono pienamente conto dell'esternalità positiva che il proprio comportamento virtuoso avrebbe sulla tipologia contrattuale di appartenenza.
- 3.29 Così come osservato per i clienti dotati di misuratore atto a rilevare il consumo in ogni ora, nel caso dei clienti monorari, fasce orarie omogenee contribuirebbero a ridurre la distorsione nella scelta tra mercato libero e vincolato causata da corrispettivi che non riflettono i costi generati e che permettono sussidi incrociati tra clienti caratterizzati da profili di consumo diversi in ore appartenenti ad una stessa fascia. Tuttavia, nel caso di questi clienti, intervengono altre distorsioni, tra cui quelle legate ad errori di stima del consumo, che alterano gli incentivi nella scelta tra mercato libero e vincolato. Ai clienti non trattati su base oraria, infatti, viene attribuito, ai fini del calcolo della quantità di energia elettrica che il fornitore deve approvvigionare per servire tale cliente, il profilo risultante dall'applicazione della disciplina del load-profiling. Questa disciplina prevede che a tutti i clienti finali liberi non dotati di misuratore orario sia attribuito il medesimo profilo di prelievo corrispondente al profilo di prelievo dell'area cui fanno riferimento, al netto dei prelievi riferiti a clienti dotati del misuratore orario. I corrispettivi di vendita al mercato vincolato sono invece definiti per tipologia sulla base di profili standard di prelievo definiti con procedure statistiche. In particolare, i corrispettivi di vendita dei clienti monorari sono calcolate con riferimento al costo sostenuto dall'Acquirente Unico per fornire un cliente il cui profilo corrisponde a quello standard di tipologia. Pertanto, il corrispettivo di vendita pagato da un cliente monorario può essere non rispondente ai costi causati da quel cliente non solo per la distorsione dovuta alla

disomogeneità interna delle fasce, ma anche per effetto della metodologia utilizzata per l'attribuzione del consumo a tali clienti.

- 3.30 Anche con riferimento ai clienti finali dotati di misuratore atto a rilevare il consumo separatamente per ciascuna fascia oraria, fasce orarie omogenee in termini di valore dell'energia elettrica all'ingrosso contribuiscono ad incrementare l'efficienza allocativa del sistema. Tuttavia, è opportuno osservare che, analogamente a quanto rilevato per i clienti monorari, l'introduzione di un sistema di fasce orarie che raggruppi ore omogenee potrebbe non essere sufficiente ad eliminare la presenza di distorsioni nella scelta tra mercato libero e vincolato. Si rileva, inoltre, che il trasmettere a clienti dotati di misuratore per fasce un segnale di prezzo che stimoli un comportamento efficiente comporta un costo che grava sull'insieme dei clienti vincolati. Infatti, poiché tutti i clienti non dotati di misuratore orario sono trattati dal sistema sulla base del load-profiling, il profilo di prelievo ad essi attribuito non dipende dal loro comportamento effettivo. Ne consegue che i corrispettivi di vendita non necessariamente rifletteranno i costi effettivamente generati da questi clienti, ma piuttosto i costi ad essi attribuiti convenzionalmente. Ciò da un lato genera una distorsione nella scelta tra mercato libero e vincolato, dall'altro rende sostenibile un'articolazione temporale dei corrispettivi per questi clienti allineati al valore atteso dell'energia elettrica in ciascun gruppo di ore solo a condizione che sia previsto un meccanismo di perequazione.
- 3.31 Nell'attuale quadro normativo, in sintesi, l'intervento di regolazione oggetto del presente documento per la consultazione è motivato dal fatto che le fasce attuali non sembrano rappresentare correttamente la distribuzione nel tempo del valore dell'energia elettrica all'ingrosso. Tale circostanza induce nel sistema inefficienze e distorsioni che un intervento di regolazione di revisione delle fasce potrebbe eliminare per i clienti dotati di misuratore orario e attenuare nel caso di clienti non dotati di un tale misuratore.
- 3.32 Si ritiene, inoltre, che la corretta definizione delle fasce possa essere importante anche in prospettiva, nel nuovo contesto delineato dalla Direttiva. Con l'apertura del mercato retail a tutti i clienti finali, infatti, la corretta definizione delle fasce orarie consentirebbe di ridurre il rischio, assunto dall' esercente il servizio universale, di divergenza tra i prezzi applicati ai clienti finali ed i costi sostenuti per l'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso.
- 3.33 Se, infatti, la normativa prevedesse la regolazione del prezzo del servizio universale come fissazione del prezzo medio massimo, sarebbe opportuno lasciare all' esercente tale servizio la possibilità di articolare i corrispettivi per fasce orarie, pur nel rispetto del vincolo sul prezzo medio. In tale contesto, la non corretta determinazione delle fasce orarie aumenterebbe, per il venditore di ultima istanza, il rischio che il profilo dei consumi dei clienti serviti, nelle ore appartenenti a ciascuna fascia oraria, fosse diverso da quello atteso. La fonte di un tale rischio è riconducibile al fatto che ad una variazione dei costi di approvvigionamento non corrisponderebbe alcuna variazione del prezzo medio massimo applicabile.
- 3.34 Si noti che la corretta definizione delle fasce sarebbe rilevante anche qualora la regolazione del prezzo del servizio universale comprendesse la fissazione, per via amministrata, della struttura per fasce orarie dei prezzi. In questo secondo caso, infatti, fasce orarie disomogenee esporrebbero il venditore al rischio che

l'articolazione dei prezzi determinata per via amministrata non rappresenti correttamente la struttura dei costi di approvvigionamento attesa dagli operatori.

- 3.35 In conclusione, quindi, si ritiene che, anche con l'apertura del mercato libero a tutti i clienti finali, la correttezza delle fasce orarie potrà costituire un elemento di riferimento della regolazione del prezzo del servizio universale. Qualsiasi sia, infatti, il tipo di approccio che verrà scelto per la regolazione del prezzo del servizio universale, si rileva che la non corretta determinazione delle fasce orarie si tradurrebbe in maggiori rischi per l'esercente il servizio, e, in ultima analisi in un prezzo di tutela più elevato.

3.2 Servizio di vendita dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato

Contesto normativo

- 3.36 Il servizio di approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica per le quantità destinate al mercato vincolato è svolto dall'Acquirente Unico, che recupera i costi sostenuti per tale attività attraverso il Prezzo di Cessione corrispostogli dalle imprese distributrici. La regolamentazione dei corrispettivi per la cessione di energia dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici prevede che ciascuna impresa distributtrice, per la quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato serviti dalla medesima, sia tenuta a pagare il Prezzo di Cessione definito all'articolo 30 del Testo Integrato.
- 3.37 Il Prezzo di Cessione è articolato per fasce orarie ed è costituito da tre elementi:
- a) la componente di prezzo a copertura dei costi sostenuti dall'Acquirente Unico per l'acquisto dell'energia elettrica e dei costi sostenuti per la copertura dei rischi connessi all'oscillazione dei prezzi dell'energia elettrica, attraverso contratti differenziali o altre tipologie di contratto;
 - b) la componente di prezzo a copertura dei costi sostenuti dall'Acquirente Unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato;
 - c) la componente di prezzo a copertura dei costi di funzionamento dell'Acquirente Unico.
- 3.38 La componente di prezzo a copertura dei costi di funzionamento non è differenziata per fascia oraria. Le componenti di cui ai punti a) e b) sono determinate al termine di ciascun mese dall'Acquirente Unico sulla base dei costi sostenuti nel mese precedente e sono, invece, articolate per fascia oraria. In particolare, la componente di cui al punto a) è determinata per ciascuna fascia oraria come pari alla media ponderata per le rispettive quantità di energia elettrica dei costi unitari sostenuti nelle ore comprese in detta fascia oraria per:
- a) l'acquisto dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima;
 - b) l'acquisto dell'energia elettrica attraverso contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte (bilaterali fisici);
 - c) la copertura dei rischi connessi all'oscillazione dei prezzi dell'energia elettrica, attraverso contratti differenziali o altre tipologie di contratto a copertura del rischio legato alla variabilità del prezzo.
- 3.39 Il Testo Integrato stabilisce che l'attribuzione a ciascuna ora e, in ultimo, alle fasce orarie F1, F2, F3 e F4 dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente Unico nelle ore comprese in ciascuna fascia oraria per l'acquisto dell'energia elettrica

attraverso i contratti bilaterali fisici e per i contratti differenziali per la copertura dei rischi connessi all'oscillazione dei prezzi dell'energia elettrica avvenga sulla base dell'andamento dei prezzi orari del mercato del giorno prima.

Motivazioni economiche e sociali

- 3.40 Con riferimento particolare al servizio di vendita dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato, così come per il servizio di vendita ai clienti finali, l'inadeguatezza delle attuali fasce orarie nell'aggregare ore omogenee in termini di valore dell'energia elettrica all'ingrosso genera inefficienze e distorsioni che un eventuale modifica del sistema di fasce orarie contribuirebbe ad eliminare o quantomeno a ridurre. In particolare, fasce orarie che non raggruppano ore omogenee in termini di valore dell'energia elettrica all'ingrosso contribuiscono:
- a) a generare inefficienza allocativa nel sistema in quanto il segnale di prezzo trasmesso all'insieme del mercato vincolato attraverso il Prezzo di Cessione non riflette i costi sopportati dall'Acquirente Unico al variare della distribuzione temporale dei consumi del mercato vincolato;
 - b) ad amplificare gli scostamenti tra costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'acquisto di energia elettrica dall'Acquirente Unico ed il ricavo previsto per il servizio di vendita ai clienti finali del mercato vincolato.
- 3.41 Per quanto attiene al punto a) si rileva che una revisione delle fasce orarie potrebbe migliorare l'efficienza del Prezzo di Cessione nel segnalare il valore per il complesso dei clienti del mercato vincolato di una variazione dei consumi in ciascuna fascia. Tuttavia, è opportuno tenere presente che la regolazione attuale prevede che le imprese distributrici si limitino a trasferire ai clienti finali del mercato vincolato i costi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente Unico. In altri termini, le medesime imprese non sono responsabilizzate rispetto tale voce di costo in quanto non traggono beneficio da eventuali incrementi di efficienza nel comportamento dell'insieme dei clienti del mercato vincolato. Ne consegue che l'efficacia del Prezzo di Cessione quale segnale del valore dell'energia elettrica prelevata è di per sé piccola. Tale segnale di prezzo, infatti, è efficace nella misura in cui è recepito nel corrispondente corrispettivo applicato ai clienti finali del mercato vincolato.
- 3.42 Il punto b) rileva che fasce orarie che raggruppano ore sensibilmente diverse in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso aumentano la necessità di ricorrere a meccanismi di perequazione tra le imprese distributrici. Il Prezzo di Cessione articolato fascia pagato dalle imprese distributrici riflette il costo medio effettivo di approvvigionamento sostenuto dall'Acquirente Unico nelle ore appartenenti a ciascuna fascia. L'elemento PC della componente CCA applicata ai clienti del mercato vincolato, invece, è determinata ex-ante trimestralmente dall'Autorità e riflette i costi di approvvigionamento attesi. Questa differenza tra come viene calcolato il Prezzo di Cessione e come viene aggiornato l'elemento PC della componente del servizio di vendita per i clienti del mercato vincolato ha un impatto sul rischio volume in capo all'impresa distributtrice. Se, infatti, la quantità effettivamente prelevata relativamente a ciascuna fascia è diversa da quella attesa, il prezzo medio atteso per detta fascia si discosterà da quello

effettivo. Tale errore sarà tanto maggiore quanto più le ore nella fascia sono disomogenee in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso.

3.43 Va tuttavia rilevato che gli scostamenti tra incassi e spese delle imprese distributrici per il servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato possono essere contenuti ma non eliminati, a causa di diversi fattori tra cui:

- a) la possibilità di commettere errori nella stima dei profili di consumo attesi di ciascuna tipologia contrattuale;
- b) il vincolo di uniformità tariffaria sul territorio nazionale, che impone di utilizzare anche ai fini delle determinazioni dei corrispettivi di vendita un profilo di consumo unico per tutti i clienti appartenenti ad una tipologia, senza poter tener conto di eventuali differenze geografiche nell'articolazione dei prelievi;
- c) la possibilità di commettere errori nella stima dell'andamento dei prezzi nel mercato del giorno prima, ovvero dei prezzi utilizzati nell'aggiornamento tariffario dei corrispettivi di vendita per il mercato vincolato;
- d) la differenza tra il profilo di consumo attribuito ai clienti del mercato vincolato non dotati di misuratore orario utilizzato ai fini del calcolo degli esborsi pagati dalle imprese distributrici all'Acquirente Unico ed il profilo sulla base del quale sono calcolati i corrispettivi per il servizio di vendita di detti clienti.

3.44 Con riferimento al punto d) si ricorda che, ai fini del calcolo degli esborsi dovuti dall'impresa distributtrice all'Acquirente Unico, le quantità prelevate dai clienti del mercato vincolato sono calcolate attribuendo ai clienti non dotati di misuratore orario il profilo di consumo previsto dal regime del load-profiling. Gli incassi dell'impresa distributtrice, invece, dipendono, per i clienti non dotati di misuratore orario, dal profilo medio atteso, differenziato per tipologia, sulla base del quale sono calcolate le componenti CCA dei clienti monorari. Vi è, quindi, uno scostamento tra incassi ed esborsi dell'impresa distributtrice dovuto al fatto che il profilo di consumo attribuito dal sistema ai clienti del mercato vincolato sottesi ad un'area di riferimento su cui viene determinato il profilo attribuito dal regime del load-profiling potrebbe essere diverso dal profilo di consumo medio atteso dell'insieme dei medesimi clienti che risulta dalla media ponderata dei profili di consumo attesi delle diverse tipologie. L'entità di tale distorsione dipende dai consumi e dalla tipologia dei clienti trattati con il load-profiling che nella medesima area di riferimento sono riforniti sul mercato libero.

3.3 Servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai clienti finali

Contesto normativo

3.45 La regolamentazione dei corrispettivi per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai clienti finali è disciplinato dalla sezione 2 del Testo Integrato. Le opzioni tariffarie base e speciali per il servizio di distribuzione sono proposte dalle imprese distributrici nel rispetto dei vincoli di ricavo determinati dall'Autorità. In particolare:

- a) il vincolo V1, di cui all'articolo 8 del Testo Integrato, limita i ricavi totali dell'impresa distributrice per l'insieme dei clienti appartenenti a ciascuna tipologia contrattuale;
 - b) il vincolo V2, di cui all'articolo 10 del Testo Integrato, limita la tariffa applicabile a ciascun singolo cliente.
- 3.46 I ricavi ammessi dai due vincoli V1 e V2 sono determinati sulla base delle opzioni tariffarie TV1 e TV2, la cui struttura è definita dal Testo Integrato. I corrispettivi relativi alle opzioni tariffarie TV1 e TV2 devono essere resi noti alle imprese distributrici entro il 31 luglio, con anticipo adeguato per consentire a questi ultimi di proporre delle opzioni tariffarie coerenti con i vincoli. Il termine per la presentazione delle opzioni tariffarie da parte delle imprese distributrici è il 15 ottobre, in modo da consentire all'Autorità le necessarie verifiche e l'emanazione della deliberazione di approvazione entro fine anno.
- 3.47 Nell'attuale contesto normativo, in sintesi, le fasce orarie sono utilizzate per determinare il ricavo massimo che l'impresa distributrice può ottenere da ciascuna tipologia contrattuale. I costi delle porzioni di rete condivise da più tipologie¹² sono infatti ripartiti tra queste tipologie sulla base della distribuzione, tra le fasce orarie, del consumo storico tipico di ciascuna tipologia¹³. Ne consegue che un'eventuale variazione delle fasce orarie debba essere effettuata tenendo conto dell'esigenza di mantenere invariato il ricavo tariffario delle imprese distributrici. Tuttavia si ritiene che una modifica delle fasce orarie non debba portare ad una rideterminazione dei parametri che caratterizzano i vincoli tariffari che devono intendersi fissi per l'intero periodo di regolazione, salvo quanto previsto dal meccanismo del Price Cap.

Motivazioni economiche e sociali

- 3.48 Le fasce orarie applicate per l'articolazione delle opzioni tariffarie di distribuzione devono essere coerenti con quelle utilizzate per l'articolazione temporale dei corrispettivi per il servizio di vendita. In presenza di raggruppamenti di ore non coerenti per i due servizi, infatti, si produrrebbe non solo un sensibile incremento nei costi di gestione dell'impresa distributrice – nella sua duplice veste di fornitore del servizio di distribuzione e di quello di vendita ai clienti del mercato vincolato – ma anche un aumento della complessità percepita dai clienti finali con la conseguente riduzione dell'efficacia del segnale di prezzo. È opportuno, inoltre, che l'eventuale modifica delle fasce orarie nel servizio di vendita sia coordinata, dal punto di vista temporale, con la presentazione delle opzioni tariffarie.
- 3.49 Dopo aver precisato l'esistenza di uno stretto legame tra le fasce orarie utilizzate per l'articolazione dei corrispettivi di vendita e di distribuzione, sembra opportuno chiarire a quale funzione le fasce orarie assolvono con riferimento specifico all'attività di distribuzione.
- 3.50 L'articolazione per fascia oraria dei corrispettivi per il servizio di distribuzione risponde all'esigenza di contenere i costi connessi al dimensionamento della

¹² Ad esempio la rete di alta tensione per i clienti connessi a livelli di tensione inferiori.

¹³ L'articolazione dei corrispettivi di distribuzione (massimi ottenibili) tra le diverse tipologie, risponde anche alla finalità di riflettere la struttura di costi sostenuti – nell'ambito di un periodo regolatorio - dall'esercente il servizio per il potenziamento della rete condivisa da più tipologie.

capacità di trasporto delle reti di distribuzione da un lato e di migliorare la qualità attesa del servizio dall'altro, attraverso la definizione di opportuni segnali di prezzo per i clienti. Le reti di distribuzione, infatti, si caratterizzano essenzialmente come "reti passive". In altri termini, il gestore della rete (l'impresa distributrice) non svolge un'attività di regolazione dei flussi di energia elettrica sulla rete e di gestione delle congestioni. Questo implica che nel dimensionamento della rete di distribuzione, l'impresa distributrice, non potendo intervenire sul comportamento effettivo dei clienti, debba operare sulla base del loro comportamento atteso. In quest'ottica, l'articolazione dei corrispettivi per fasce orarie risponde all'esigenza di segnalare all'utente il costo marginale atteso (quindi in probabilità) del servizio¹⁴ nei diversi periodi temporali dell'anno.

- 3.51 D'altra parte, si rileva che ad un miglioramento del segnale del valore del servizio attraverso l'articolazione per fascia oraria dei corrispettivi corrisponde un aumento dei costi di gestione del rapporto contrattuale con l'utente del servizio. Pertanto, nel regolare il servizio di distribuzione ai clienti finali si è lasciata all'esercente la facoltà di offrire al cliente finale opzioni tariffarie i cui corrispettivi siano articolati per fasce orarie (opzioni tariffarie multiorarie); è l'esercente il servizio che deve pertanto valutare l'opportunità di offrire opzioni tariffarie multiorarie confrontandone benefici e costi.
- 3.52 Nonostante l'articolazione temporale dei corrispettivi per il servizio di distribuzione stimoli l'utilizzo efficiente delle reti di distribuzione, è opportuno rilevare che l'efficacia delle opzioni tariffarie multiorarie relativamente agli obiettivi di efficienza rischia di essere significativamente inficiata dalla presenza di una serie di vincoli alla definizione delle fasce per la distribuzione. In particolare appare opportuno sottolineare che il già menzionato vincolo di coerenza tra i raggruppamenti orari utilizzati per l'articolazione delle opzioni tariffarie di distribuzione limita la possibilità di avere fasce ad hoc per la sola distribuzione.

4. Obiettivi della revisione del sistema delle fasce orarie

4.1 L'Autorità ritiene, alla luce delle ragioni di opportunità dell'intervento esposte nella sezione precedente che la revisione delle fasce orarie costituisca un elemento importante nel perseguimento dei seguenti obiettivi di carattere generale:

- a) incentivare il comportamento efficiente dei consumatori in risposta a segnali di prezzo;
- b) promuovere la corretta remunerazione degli esercenti il servizio e ridurre la necessità di ricorrere a meccanismi di compensazione ex post;
e
- c) promuovere la semplificazione dei rapporti commerciali tra esercenti il servizio e clienti finali.

4.2 L'articolazione dei corrispettivi per fascia oraria contribuisce al perseguimento degli obiettivi generali elencati al punto precedente solo in presenza di un adeguato sistema di fasce orarie. Fasce orarie definite in maniera non corretta, infatti, danno

¹⁴ L'incremento di costo connesso con un aumento dell'energia elettrica prelevata dalla rete risulta pari a zero in assenza di congestioni e al "valore dell'energia elettrica non fornita" in caso si debba interrompere il servizio.

origine alle distorsioni discusse nella sezione precedente con riferimento ai singoli servizi interessati.

4.3 Scopo del presente documento per la consultazione è, quindi, la descrizione di opzioni alternative di determinazione delle fasce orarie nonché la loro valutazione rispetto ai seguenti obiettivi specifici, ordinati in senso decrescente di rilevanza, che corrispondono ad altrettanti requisiti desiderabili in un sistema di fasce ottimale:

- a) omogeneità delle fasce orarie in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso nelle ore in queste contenute; tale finalità è cruciale al fine della corretta attribuzione dei costi ai clienti finali e della corretta remunerazione dell'erogazione dei servizi;
- b) semplicità della struttura delle fasce, anche in termini di numerosità dei gruppi di ore, elemento rilevante sia rispetto all'efficacia del segnale di prezzo sia rispetto all'obiettivo generale di semplificazione dei rapporti commerciali;
- c) stabilità del sistema delle fasce, ovvero la possibilità di essere utilizzato, a meno di revisioni marginali (quale, se del caso, l'adeguamento delle festività infrasettimanali sulla base del calendario), per un numero di anni almeno pari ad un periodo di regolazione.

4.4 Gli operatori hanno dimostrato di condividere gli obiettivi specifici a) e b) già presentati e discussi nei primi due documenti per la consultazione. L'obiettivo di stabilità, non esplicitamente suggerito dai documenti di consultazione precedenti, è stato messo in evidenza dagli operatori sia in risposta ai primi due documenti per la consultazione, sia nell'ambito dell'incontro tematico con i distributori ed i clienti finali.

4.5 La sezione 5 illustra quattro opzioni preliminari di modifica delle fasce orarie con particolare riferimento al servizio di vendita. La sezione 6 valuta le opzioni prese in considerazione rispetto agli obiettivi specifici illustrati al punto 4.3. La sezione 7 conclude la parte del documento dedicata all'analisi delle opzioni.

S2: con riferimento alle attività di vendita e di distribuzione, si condividono gli obiettivi generali e specifici che l'Autorità si propone di raggiungere con la revisione del sistema delle fasce?

5. Opzioni preliminari di modifica delle fasce orarie

5.1 Premessa all'individuazione delle opzioni preliminari

5.1 Il primo obiettivo specifico che l'intervento di modifica delle fasce si prefigge di raggiungere è l'adozione di un sistema di fasce orarie che rappresenti gruppi di ore al loro interno per quanto possibile omogenei dal punto di vista del valore del bene. Oltre all'obiettivo di omogeneità interna dei gruppi di ore è opportuno tenere presente che il ricorso all'uso di fasce orarie si giustifica solo se i diversi gruppi di ore sono, anche solo potenzialmente, eterogenei tra loro. Sulla base di tali considerazioni, si ritiene che la metodologia statistica nota come cluster analysis possa essere utile ai fini dell'individuazione sia del numero ottimale di fasce orarie sia degli elementi appartenenti a ciascuna fascia.

5.2 La cluster analysis, infatti, ha come obiettivo la creazione di cluster aventi due caratteristiche:

- a) coesione interna, nel senso che gli elementi appartenenti allo stesso gruppo devono essere il più possibile omogenei al loro interno;
- b) separazione esterna, nel senso che gli elementi appartenenti a diversi gruppi devono essere il più possibile disomogenei tra loro.

Un cluster dovrebbe essere, quindi, per costruzione, una collezione di oggetti simili tra loro che sono dissimili dagli oggetti contenuti negli altri cluster.

5.3 La cluster analysis può aiutare inoltre nella selezione del numero di cluster, attraverso il confronto tra scenari di raggruppamento che ipotizzano un diverso numero di gruppi. A tal fine la metodologia utilizza una statistica (pseudo F-statistics) che viene calcolata rapportando una misura della varianza tra i gruppi ad una di varianza interna al gruppo¹⁵. Valori più elevati di tale statistica segnalano un raggruppamento migliore in termini di compattezza interna dei gruppi e di separazione tra gli stessi.

5.4 Con riferimento all'attività di vendita, il valore del bene rispetto al quale valutare l'omogeneità delle ore appartenenti a ciascuna fascia oraria può ragionevolmente essere assunto corrispondente al prezzo unico nazionale (PUN) registrato nel mercato del giorno prima (MGP) in ciascuna ora. L'applicazione della metodologia dei cluster, quindi, consente di raggruppare ore il più possibile omogenee dal punto di vista del valore dell'energia, al contempo salvaguardando l'eterogeneità tra i gruppi.

5.5 In alternativa a criteri per l'identificazione delle fasce basati su metodi statistici, come la cluster analysis, gli obiettivi di semplificazione del sistema delle fasce e di stabilità suggeriscono di considerare soluzioni molto semplificate che dividono convenzionalmente le ore in due o tre gruppi.

5.6 In questo documento sono descritte tre opzioni alternative al mantenimento delle fasce attuali. In particolare, le opzioni analizzate in via preliminare sono le seguenti:

- a) il mantenimento del sistema di fasce attuali (cosiddetta "opzione zero");
- b) l'adozione di fasce identificate applicando la metodologia della cluster analysis a valori orari di PUN stimati¹⁶;
- c) l'adozione di fasce identificate applicando la metodologia della cluster analysis al prezzo medio orario dei giorni feriali, del sabato e della domenica;
- d) la suddivisione convenzionale delle ore nelle tre fasce "ore di picco", "ore di fuori picco" e "festivi".

La seconda e la terza opzione utilizzano la metodologia dei cluster per l'identificazione delle fasce, mentre l'ultima opzione proposta suddivide le ore convenzionalmente.

¹⁵ L'Appendice I contiene una descrizione tecnica della metodologia di cluster analysis.

¹⁶ La stima dei PUN è effettuata attraverso l'analisi econometrica. Il modello utilizzato è descritto nell'Appendice II.

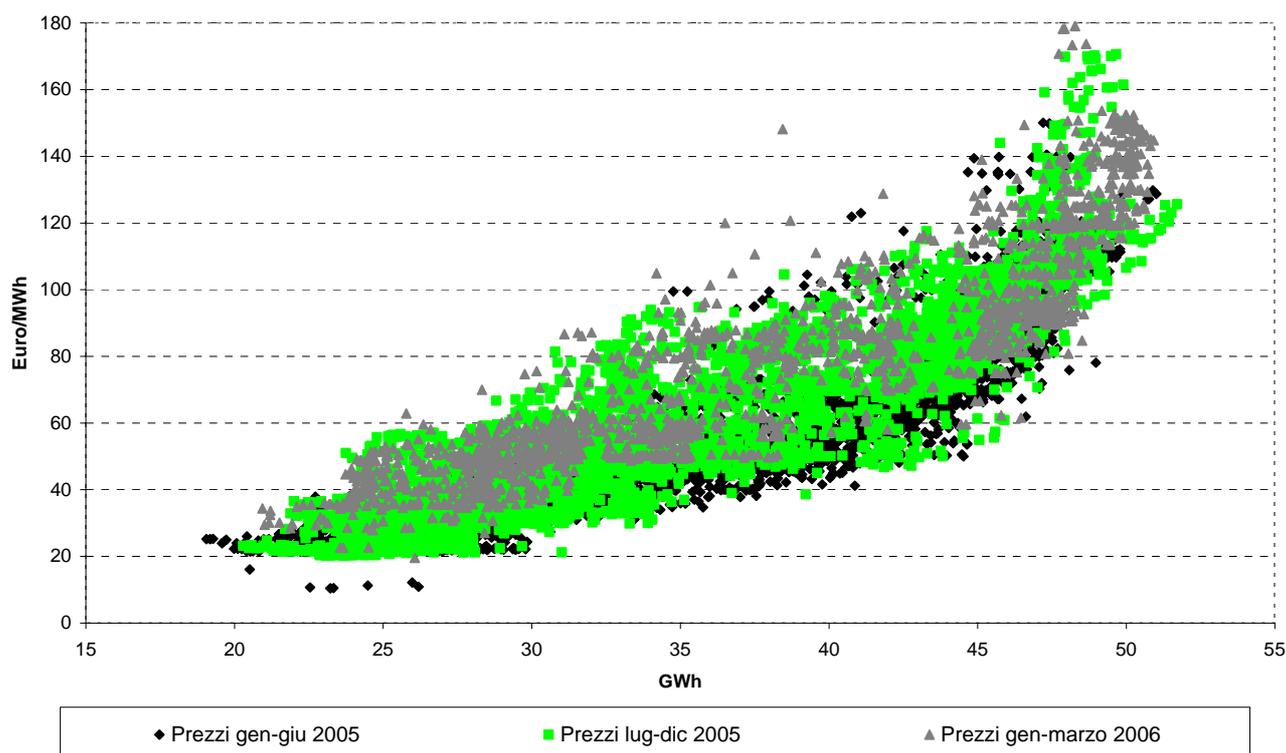
5.2 Le fasce attuali

- 5.7 La prima opzione considerata (detta anche opzione zero) è quella di mantenere il sistema di fasce attualmente in vigore, limitando le modifiche per il 2007 ai necessari adeguamenti per tenere conto delle festività infrasettimanali indicate dal calendario.
- 5.8 Le fasce orarie attualmente in vigore sono state introdotte con deliberazione n. 5/04 del 30 gennaio 2004, sulla base di indicazioni fornite dal Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito: il Gestore della rete). Tale articolazione delle fasce modificava i raggruppamenti orari stabiliti dal provvedimento Cip n. 45/90, attraverso un forte spostamento di fascia oraria F1 e F2 dai mesi invernali ai mesi estivi, coerentemente con le mutate modalità di prelievo alla punta del sistema elettrico nazionale.
- 5.9 Le fasce orarie 2005, definite dall'Autorità con la deliberazione n. 235/04, così come le fasce orarie 2006, definite con la deliberazione n. 292/05, ricalcano le fasce 2004, aggiornate sulla base di necessari adeguamenti calendariali che includono una diversa disposizione delle festività infrasettimanali coerente con gli stati di funzionamento attesi.

5.3 Fasce identificate applicando la metodologia di analisi dei cluster a prezzi PUN stimati sulla base del fabbisogno

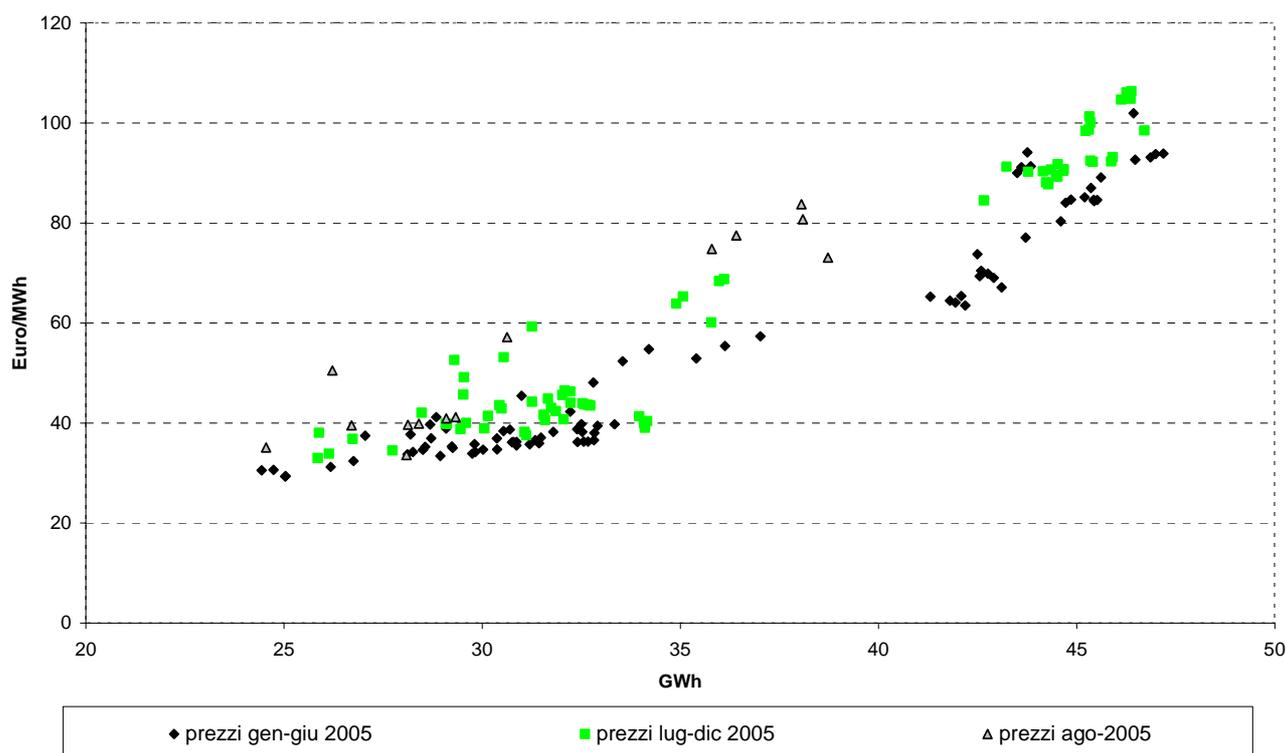
- 5.10 La seconda opzione analizzata consiste nell'applicare la metodologia dell'analisi dei cluster a prezzi stimati sulla base della relazione statistica tra prezzi e variabili strutturali.
- 5.11 La definizione di fasce orarie future che raggruppino ore omogenee in termini di prezzo di acquisto dell'energia elettrica su MGP richiede l'identificazione di regolarità nella fissazione del prezzo dell'energia all'ingrosso, ovvero l'individuazione di variabili in grado di spiegare la variabilità del prezzo. A tal proposito è utile ricordare che la previsione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica ha, inevitabilmente, insiti margini di errore; inoltre, nel sistema elettrico italiano tali margini sono amplificati dalla scarsa correlazione tra i fondamentali del mercato ed i prezzi, risultante dalla bassa concorrenzialità del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.
- 5.12 Con lo scopo di studiare tali relazioni, è stata effettuata un'analisi sui prezzi effettivi da gennaio 2005 a marzo 2006.
- 5.13 Nel periodo che va da gennaio 2005 a marzo 2006 l'andamento del prezzo dell'energia elettrica su MGP è stato influenzato dall'andamento crescente dei prezzi dei combustibili. Al fine di correggere il livello dei prezzi per l'effetto del prezzo dei combustibili, il campione è stato suddiviso in tre periodi (gennaio-giugno 2005, luglio-dicembre 2005 e gennaio-marzo 2006) caratterizzati da livelli dei prezzi dei combustibili sufficientemente omogenei. Dopo avere isolato, in tal modo, l'effetto dell'andamento dei combustibili sul PUN, si osserva, su tutto il periodo considerato, una forte correlazione tra prezzo e fabbisogno. La relazione tra queste due variabili viene riportata graficamente in figura 1, segnalando con diversi colori i tre periodi con prezzi dei combustibili omogenei (gennaio-giugno, luglio-dicembre 2005 e gennaio-marzo 2006).

Figura 1: relazione tra prezzi e fabbisogno orari da gennaio 2005 a marzo 2006



5.14 Considerando solo il 2005, si osservano prezzi molto elevati nel mese di agosto, nonostante questo sia un mese tipicamente caratterizzato da domanda molto bassa. Ad esempio, confrontando maggio 2005 con agosto dello stesso anno, si nota che, mentre nel mese di maggio il prezzo medio è stato pari a 47 euro/MWh e la domanda media pari a circa 34 GWh, il prezzo medio relativo al mese di agosto è stato di 9 euro/MWh superiore, ciò a fronte di una domanda inferiore (31,5 GWh). La differenza non è soltanto dovuta alle quotazioni petrolifere, dal momento che il prezzo su MGP di agosto risulta superiore anche rispetto a quelli del secondo semestre dell'anno, in cui sono stati registrati valori molto simili nel prezzo dei combustibili (figura 2). Concorre, infatti, a spiegare gli elevati prezzi registrati in agosto anche lo spostamento a sinistra della curva d'offerta a causa delle tipiche manutenzioni degli impianti nel periodo di minima domanda.

Figura 2: relazione tra prezzi e fabbisogno nel 2005, medie giornaliere



- 5.15 L'analisi dei prezzi effettivi discussa ai punti precedenti suggerisce l'utilizzo della relazione tra prezzo e fabbisogno al fine di individuare fasce che raggruppino ore caratterizzate da prezzi omogenei. La stessa analisi, suggerisce, inoltre, che un modello volto a spiegare la variabilità del PUN dovrebbe tenere conto di almeno altri due elementi: l'andamento dei combustibili e le manutenzioni degli impianti (che si concentrano, in particolare, nel mese di agosto). Sulla base di tali considerazioni è stato elaborato un modello econometrico, descritto nell'appendice II, volto a stimare la relazione tra prezzo e fabbisogno tenendo conto dell'effetto derivante dalla variazione dei combustibili e per l'effetto delle manutenzioni estive.
- 5.16 Tale modello econometrico è stato utilizzato per stimare il livello del PUN sulla base delle previsioni del fabbisogno; a tale livello è stata applicata la cluster analysis per identificare le ore da includere in ciascuna fascia oraria.
- 5.17 La tabella 1 mostra le fasce identificate applicando la metodologia della cluster analysis a prezzi stimati per il 2005 dalla relazione tra prezzo e fabbisogno a partire dalla domanda effettiva dello stesso anno.

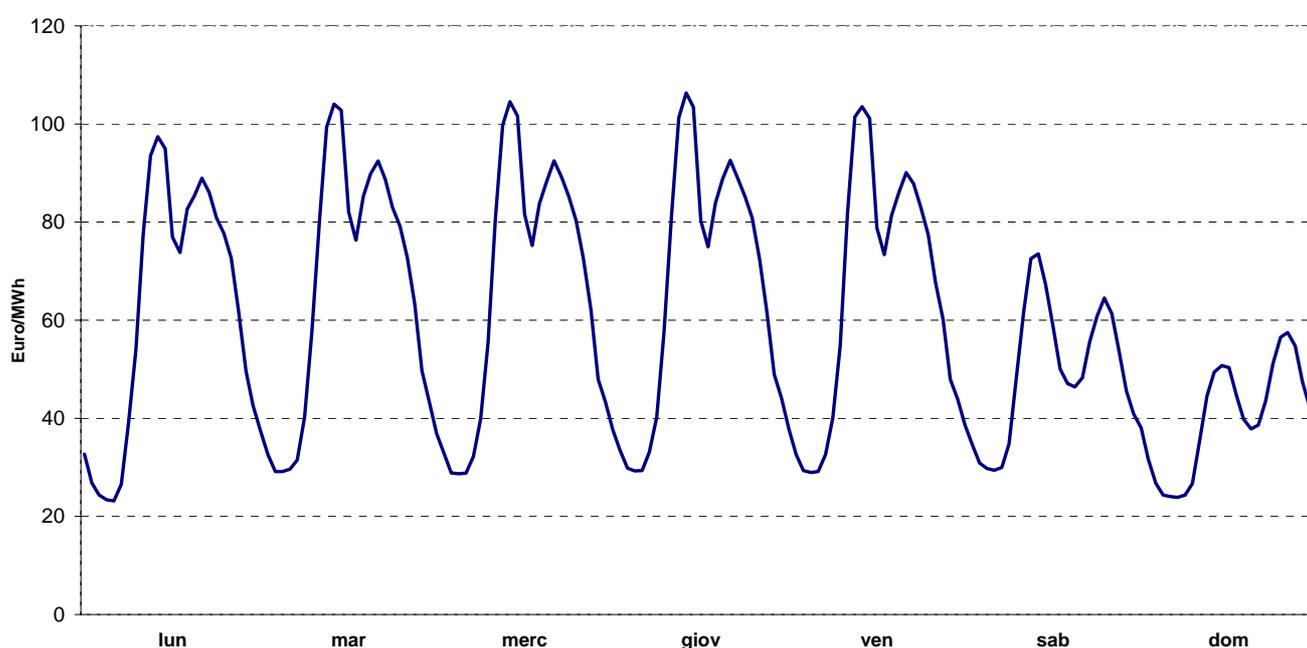
Tabella 1: fasce 2005 identificate applicando la metodologia della cluster analysis ai prezzi stimati sulla base della relazione prezzo e fabbisogno, scenario con 3 cluster

IV trimestre	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
1-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	SAB
2-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	DOM
3-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	lun
4-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	mar
5-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	2	2	2	2	3	mer
6-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	gio
7-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	ven
8-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	SAB
9-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	DOM	
10-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	lun
11-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	mar
12-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	mer
13-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	gio
14-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	ven
15-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	SAB
16-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	DOM	
17-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	lun
18-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	2	2	2	2	3	mar
19-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	2	2	2	2	3	mer
20-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	2	2	2	2	3	gio
21-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	ven
22-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	SAB
23-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	DOM	
24-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	lun
25-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	2	2	2	2	3	mar
26-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	2	2	2	2	3	mer
27-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	2	2	2	2	3	gio
28-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	ven
29-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	SAB
30-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	DOM	
31-ott-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	lun
1-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	mar
2-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	mer
3-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	gio
4-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	ven
5-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	SAB
6-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	DOM	
7-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	3	lun
8-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	3	mar
9-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	3	mer
10-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	3	gio
11-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	3	ven
12-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	SAB
13-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	DOM	
14-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	2	2	2	2	1	2	2	2	2	3	lun
15-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	2	2	2	2	3	mar
16-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	3	mer
17-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	2	3	gio
18-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	2	3	ven
19-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3	SAB
20-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	DOM	
21-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	3	lun
22-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	2	3	mar
23-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	2	3	mer
24-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	2	3	gio
25-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	2	3	ven
26-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3	SAB
27-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	DOM	
28-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	2	2	1	1	1	1	2	2	2	3	lun
29-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	1	2	3	mar
30-nov-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	1	2	3	mer
1-dic-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	1	2	3	gio
2-dic-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	2	3	ven
3-dic-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3	SAB
4-dic-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	DOM	
5-dic-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	2	2	2	3	lun
6-dic-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	2	3	mar
7-dic-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	2	3	mer
8-dic-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	1	2	2	3	gio
9-dic-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	3	ven
10-dic-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3	SAB
11-dic-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	DOM	
12-dic-05	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	2	3	lun
13-dic-05	3																								

5.4 Fasce identificate applicando la metodologia di analisi dei cluster al prezzo medio orario dei giorni feriali, del sabato e della domenica

5.18 La terza opzione analizzata consiste nell'applicazione della metodologia della cluster analysis al prezzo medio orario dei giorni feriali, del sabato e della domenica (o giorni festivi). Questo criterio di definizione si basa sull'osservazione della regolarità del profilo di prezzo settimanale che presenta, tipicamente, prezzi più elevati nei giorni feriali, intermedi il sabato e più bassi la domenica (figura 3).

Figura 3: profilo orario PUN settimanale del 2005



5.19 Il criterio proposto suddivide i giorni dell'anno in feriali, sabato e domenica e calcola, con riferimento a ciascuno dei tre gruppi separatamente, la media dei prezzi relativi ad ogni ora¹⁷. Ai prezzi corrispondenti alle medie orarie così trovate e classificate come "feriali", "sabato" e "domenica" viene applicata la metodologia della cluster analysis al fine di assegnare ogni ora ad una fascia. La tabella 2 mostra le fasce identificate con questa metodologia con riferimento al 2005.

Tabella 2: le fasce 2005 identificate applicando la metodologia di analisi dei cluster al prezzo medio orario dei giorni feriali, del sabato e della domenica

¹⁷ Ad esempio, il prezzo relativo all'ora 1 "feriale" è calcolato come media dei prezzi relativi all'ora 1 di tutti i giorni feriali dell'anno.

ore	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
lun	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
mar	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
mer	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
gio	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
ven	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
SAB	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
DOM	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2

5.20 Rispetto al criterio di definizione delle fasce esaminato nel paragrafo precedente, l'opzione qui illustrata appare essere più semplice in quanto definisce fasce costanti durante l'anno. Tuttavia, proprio per questo un tale sistema di fasce potrebbe non segnalare adeguatamente né gli effetti sul prezzo dovuti alla dinamica stagionale della domanda né quelli dovuti a traslazioni della curva di offerta legati, ad esempio, alle manutenzioni.

5.5 Suddivisione convenzionale delle ore nelle tre fasce "ore di picco", "ore di fuori picco" e "festivi"

5.21 L'ultima opzione considerata consiste nell'articolazione convenzionale delle ore in due o tre raggruppamenti. Nella sua versione più semplice questo criterio classifica le ore tra le 8 e le 20 dei giorni feriali come "ore di picco", mentre tutte le altre sono considerate "fuori picco". Nella sua versione a tre fasce le ore di "fuori picco" sono suddivise in due categorie convenzionali: le ore notturne, classificate come "fuori picco", mentre il sabato, la domenica ed i giorni festivi sono classificate come "festivi" (tabella 3).

Tabella 3: fasce orarie nella suddivisione convenzionale "picco", "fuori picco", "festivi"

ore	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
lun	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
mar	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
mer	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
gio	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
ven	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
SAB	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
DOM	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

S3: si ritiene debbano essere considerate ulteriori opzioni di definizione delle fasce orarie?

6. Confronto delle opzioni preliminari rispetto agli obiettivi

6.1 Questa sezione confronta le opzioni preliminari proposte nella sezione precedente rispetto agli obiettivi specifici individuati nella sezione 4.

6.1 Omogeneità delle fasce orarie in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso

- 6.2 Come discusso nella sezione 3, al fine di garantire la corretta attribuzione dei costi ai clienti finali, nonché la corretta remunerazione dei fornitori dei beni o servizi, le fasce orarie devono raggruppare ore il più possibile omogenee in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso. Le quattro opzioni preliminari sono state, quindi, confrontate rispetto all'obiettivo di omogeneità in termini di valore del PUN relativo dei raggruppamenti orari che determinano.
- 6.3 I quattro sistemi di fasce che derivano dall'applicazione di ciascuna delle opzioni preliminari all'anno 2005 sono stati confrontati attraverso due diversi criteri: il primo confronto è stato effettuato in termini di pseudo-F-statistics; il secondo ha utilizzato il coefficiente di variazione¹⁸ di ciascuna fascia relativamente a ciascun sistema di fasce. La prima comparazione, quindi, tiene conto non solo dell'omogeneità del valore dell'energia all'interno di ciascuna fascia, ma anche della separazione tra le fasce. La seconda comparazione, invece, si concentra esclusivamente sul grado di omogeneità del valore dell'energia per fascia che ciascuna opzione consente di ottenere.
- 6.4 La tabella 4 mostra i risultati della pseudo-F-statistics calcolati per ciascuna opzione per l'anno 2005¹⁹. Come si evince dalla tabella, le fasce costruite applicando la metodologia dei cluster ai prezzi stimati attraverso la relazione tra prezzo e fabbisogno, risulta essere la migliore. Il risultato non sorprende in quanto, come discusso al paragrafo 5.1, la metodologia dei cluster identifica i gruppi di ore massimizzando la separazione tra i gruppi pur garantendone l'omogeneità interna. La terza opzione, ovvero le fasce identificate applicando la metodologia di analisi dei cluster alle medie di prezzi dei giorni feriali, sabato e festivi, risulta essere migliore della classificazione convenzionale delle ore in picco, fuori picco e festivi. Tale risultato è dovuto alla similitudine dei prezzi (2005) nelle ore di fuori picco feriali e nelle ore dei giorni festivi che, nell'articolazione convenzionale, risultano assegnate a fasce diverse. Le fasce attuali risultano essere peggiori di tutte le altre opzioni.

Tabella 4: confronto tra i risultati della pseudo F-statistics relativamente ai sistemi di fasce individuati da ciascuna delle quattro opzioni per il 2005

¹⁸ Il coefficiente di variazione è un indice di dispersione. Esso viene calcolato, per un dato campione, come rapporto tra la deviazione standard ed il valore assoluto della media aritmetica.

¹⁹ Si ricorda che valori più elevati di tale statistica segnalano un raggruppamento migliore in termini di compattezza interna dei gruppi e di separazione tra gli stessi.

	I trimestre 2005	II trimestre 2005	III trimestre 2005	IV trimestre 2005
Fasce attuali (4 fasce)	2389	1215	1155	1228
Metodo dei cluster applicato alla relazione prezzo/fabbisogno (3 fasce)	5960	3395	3311	4553
Metodo dei cluster applicato ai prezzi medi orari dei giorni feriali/sabato/festivi (3 fasce)	3101	2221	2523	4220
Picco/fuori picco/festivi (3 fasce)	2052	1256	1630	1838

6.5 La tabella 5 mostra i valori medi ed i relativi coefficienti di variazione calcolati sui prezzi relativi alle ore assegnate a ciascuna fascia in ciascuna delle quattro opzioni per l'anno 2005. I risultati che si ottengono da questo secondo confronto confermano che le fasce attuali non raggruppano ore omogenee al proprio interno; ciò nonostante il sistema attuale conti un raggruppamento orario in più rispetto alle altre opzioni considerate. Inoltre, il confronto dei coefficienti di variazione conferma che le opzioni migliori sono quelle che utilizzano la metodologia dei cluster per l'assegnazione delle ore a ciascuna fascia.

6.6 Si noti che l'opzione che applica la metodologia dei cluster ai prezzi stimati attraverso la relazione tra prezzo e fabbisogno non sembra essere così nettamente superiore al sistema di fasce individuato dalle medie di prezzi dei giorni feriali, sabato e festivi come invece si poteva concludere dal confronto delle sole pseudo-F-statistics. In particolare, la terza opzione elencata nella tabella risulta raggruppare ore maggiormente omogenee nella fascia F3 rispetto alla seconda opzione. Il secondo confronto si basa, infatti, su una misura della sola omogeneità interna, mentre la pseudo-F-statistics tiene conto anche della distanza tra i gruppi. Il confronto basato sulla pseudo-F-statistics, quindi, penalizza l'opzione che applica la metodologia dei cluster alle medie di prezzi dei giorni feriali, sabato e festivi in quanto questa individua fasce F2 e F3 non molto differenziate tra loro.

Tabella 5: confronto del coefficiente di variazione relativo alle ore assegnate a ciascuna fascia in ciascuna delle quattro opzioni per l'anno 2005

	Media aritmetica del PUN 2005 (€/MWh)	Coefficiente di variazione
Fasce attuali (4 fasce)		
1	106	23%
2	86	23%
3	71	24%
4	43	38%
Prezzo/fabbisogno (3 fasce)		
1	102	18%
2	72	21%
3	37	29%
Medie prezzi feriali/sabato/festivi (3 fasce)		
1	87.8	24%
2	56.8	24%
3	33.4	25%
Picco/fuori picco/festivi (3 fasce)		
1	85.4	26%
2	40.9	39%
3	44.3	35%

6.2 Semplicità del sistema delle fasce e numerosità dei gruppi di ore

6.7 Accanto all'obiettivo di offrire agli operatori un segnale di prezzo corretto che ne stimoli il comportamento efficiente, vi è tra gli obiettivi generali del processo di revisione del sistema delle fasce quello di avere un sistema semplice, anche in termini di numerosità delle fasce, e tale da garantire l'efficacia del segnale. Se quindi è vero che un sistema con quattro fasce potrebbe consentire una maggiore omogeneità interna delle ore interne a ciascuna fascia, una riduzione dei raggruppamenti potrebbe portare ad un miglioramento in termini di efficacia del segnale di prezzo.

6.8 Un'indicazione dell'impatto che una eventuale riduzione del numero di fasce avrebbe sulla capacità dei raggruppamenti di individuare gruppi sufficientemente omogenei al loro interno e differenziati tra loro, può essere desunta dall'applicazione della metodologia dei cluster ai prezzi effettivi in acquisto su MGP ipotizzando quattro, tre o due gruppi di ore. La tabella 6 confronta le pseudo-F-statistics nei casi di quattro, tre o due cluster. Il raggruppamento è stato operato sui prezzi effettivi da gennaio 2005 a marzo 2006 ed a livello trimestrale, coerentemente alle modalità di aggiornamento tariffario.

Tabella 6: confronto, in termini di valori assunti dalla pseudo-F-statistics, tra i raggruppamenti orari ottenuti dall'applicazione della metodologia dei cluster ai prezzi effettivi da gennaio 2005 a marzo 2006 nei casi di quattro, tre o due cluster.

	I trimestre 2005	II trimestre 2005	III trimestre 2005	IV trimestre 2005	I trimestre 2006
4 cluster di ore	8554	7321	5890	6609	6717
3 cluster di ore	8279	4971	5348	7433	8037
2 cluster di ore	6462	4462	5159	7702	5511

- 6.9 I risultati migliori in ogni trimestre, evidenziati in giallo, mostrano che mentre dal primo al quarto trimestre dello scorso anno la numerosità di gruppi ottima è quattro, nell'ultimo trimestre dello scorso anno e nel primo del 2006, scende rispettivamente a due e a tre. Si noti, comunque, come i risultati del raggruppamento in tre cluster siano sempre abbastanza vicini a quelli migliori e, tranne che nell'ultimo trimestre del 2005, sempre preferibili ad una ripartizione delle ore in due raggruppamenti.
- 6.10 I prezzi medi dei diversi cluster di prezzi effettivi nelle ipotesi rispettivamente, di quattro, tre o due gruppi di ore, sono riportati nelle figure 4, 5 e 6, dalle quali si nota come i prezzi medi dei cluster che raggruppano le ore di quotazioni inferiori sono abbastanza simili nei tre casi, il che segnala la presenza di ore fuori picco che vanno aggregate nello stesso gruppo. Per quanto riguarda le altre fasce non si osserva una regolarità molto precisa: nel 2005 sembra, ad esempio, che la riduzione della numerosità dei cluster da quattro a tre avvenga tendenzialmente aggregando le ore dei cluster C₂ e C₃ dell'articolazione a quattro cluster, mentre nel primo trimestre 2006 la differenza è soprattutto nelle ore di prezzo più elevato (superiore a 100 euro/MWh) che vengono divise in due cluster separati nel caso di articolazione a quattro cluster, ma considerate in un unico cluster nell'articolazione a tre gruppi. Questo suggerisce che si sia verificato, nel primo trimestre 2006, un cambiamento di profilo di prezzo che ha reso maggiormente omogenei, intorno a 80 euro/MWh, i prezzi intermedi, ovvero i prezzi relativi, tipicamente, alle ore serali dei giorni feriali o alle ore diurne del sabato e di alcune ore domenicali.

Figura 4: prezzi medi trimestrali dei quattro cluster identificati sui prezzi effettivi 2005

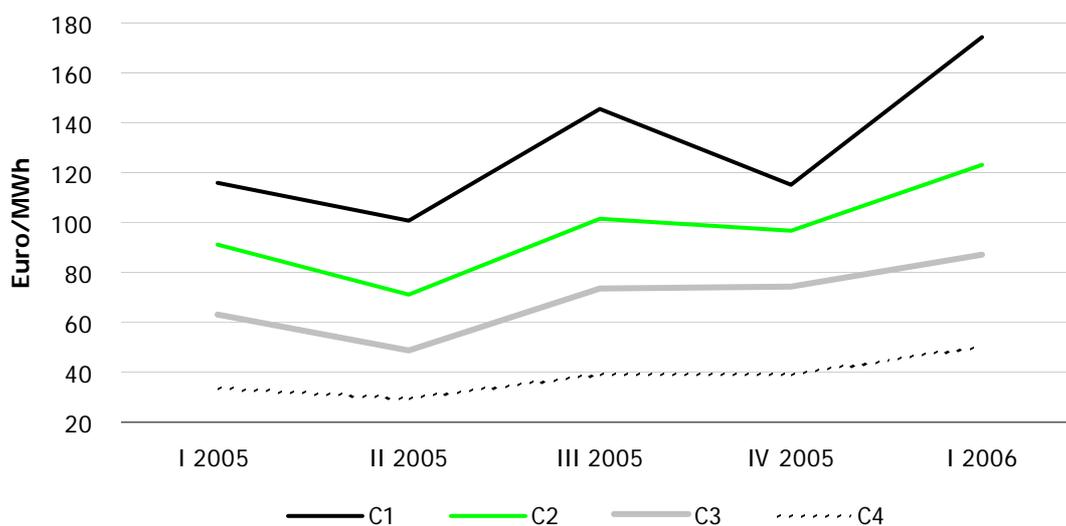


Figura 5: prezzi medi trimestrali dei tre cluster identificati sui prezzi effettivi 2005

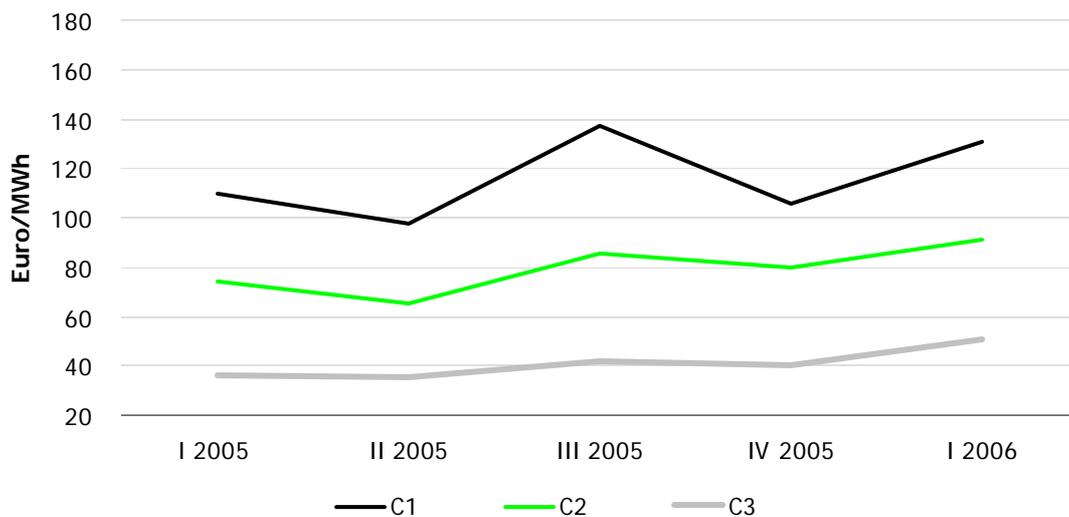
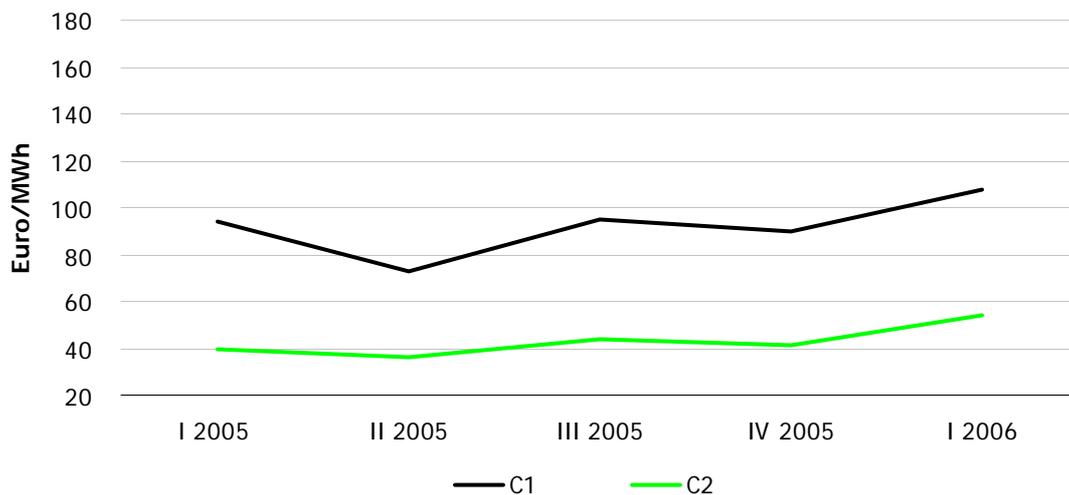


Figura 6: prezzi medi trimestrali dei due cluster identificati sui prezzi effettivi 2005



6.11 Dall'analisi dei prezzi effettivi 2005 si può concludere che, benché, in generale, un numero maggiore di fasce permetta di costruire gruppi internamente più omogenei, un'articolazione in tre fasce orarie consente il raggruppamento dei prezzi effettivi in gruppi sufficientemente omogenei al loro interno e differenziati

tra loro. Come osservato sopra, infatti, il risultato della pseudo-F-statistics nel caso di tre cluster è solitamente molto vicino a quello del numero di cluster ottimo, il che suggerisce che, anche nei trimestri in cui la variabilità del prezzo vorrebbe l'individuazione di quattro raggruppamenti, la semplificazione a tre cluster non porta ad un risultato molto peggiore in termini di omogeneità interna tra i gruppi e separazione degli stessi. Una riduzione dalle attuali quattro fasce a due, invece, potrebbe portare ad una semplificazione eccessiva.

- 6.12 Per quanto attiene, più in generale, all'efficacia del segnale di prezzo, alcuni operatori, nel corso del processo di consultazione, hanno argomentato che criteri semplificati, quale la ripartizione convenzionale delle ore in "ore di picco", "ore di fuori picco" e "festivi", potrebbero essere più efficaci rispetto a criteri più complessi in cui la stessa ora del giorno può essere assegnata ad un raggruppamento diverso nel corso dell'anno. Un cliente potrebbe, infatti, essere più sensibile ad un segnale molto semplice del tipo "prezzi elevati" tra le 8 e le 20 dei giorni feriali" e "prezzi bassi" negli altri casi, piuttosto che a fasce definite ora per ora.
- 6.13 Le fasce attuali o quelle che risulterebbero dalla metodologia dei cluster applicata ai prezzi stimati dalla relazione tra prezzo e fabbisogno non darebbero agli utenti un segnale altrettanto immediato. In quest'ultimo caso, ad esempio, le ore pomeridiane sono classificate in F1 in estate ed in F2 in inverno, classificazione che riflette l'incremento del carico in tali ore nei mesi estivi. La metodologia dei cluster applicata ai prezzi medi dei giorni feriali, del sabato e della domenica, invece, è più semplice sia delle fasce attuali sia delle fasce risultanti dalla metodologia dei cluster applicata ai prezzi stimati sulla base del fabbisogno in quanto mantiene le medesime fasce nel corso dell'anno.
- 6.14 Rispetto all'obiettivo di efficacia del segnale di prezzo, quindi, il picco, fuori picco e festivi e le fasce risultanti dall'applicazione della metodologia dei cluster alla media dei prezzi dei giorni feriali, sabato e domenica sono preferibili rispetto sia alle fasce attuali sia alle fasce risultanti dall'applicazione della metodologia dei cluster ai prezzi stimati sulla base del fabbisogno.

6.3 Stabilità e aggiornamento delle fasce

- 6.15 Nel corso delle precedenti fasi di consultazione, gli operatori hanno espresso la propria preferenza per un sistema di fasce orarie stabile che possa essere utilizzato, a meno di revisioni marginali (quale, ad esempio, l'aggiornamento sulla base del calendario), per un numero di anni almeno pari ad un periodo di regolazione. Questo paragrafo considera, con riferimento a ciascuna opzione, le problematiche relative all'aggiornamento delle fasce.
- 6.16 La suddivisione delle ore nei tre gruppi picco, fuori picco e festivi è l'opzione meno problematica dal punto di vista dell'aggiornamento. In quanto convenzionale, infatti, tale sistema di fasce è, per definizione, stabile nel tempo.
- 6.17 Le fasce attuali, com'è noto, richiedono una revisione minima annuale sulla base del calendario delle festività.
- 6.18 Per quanto attiene alle fasce individuate sulla base della metodologia della cluster analysis, l'esercizio di individuazione delle fasce potrebbe essere ripetuto di anno in anno. Alternativamente le fasce relative agli anni di un intero periodo di regolazione potrebbero essere determinate ex ante sulla base delle stime della relazione prezzo e fabbisogno. In questo modo, gli svantaggi derivanti dall'avere

fasce orarie che non sono stabili nel tempo sarebbero attenuati dal significativo anticipo dato agli operatori.

S4: si ritiene che la fissazione ex ante delle fasce relative agli anni di un intero periodo di regolazione possa attenuare gli svantaggi derivanti dall'avere un sistema di fasce che necessita di periodiche revisioni?

7. Conclusioni ed opzioni proposte per la consultazione

- 7.1 Con l'obiettivo di individuare un sistema di fasce orarie che consenta di attenuare le criticità illustrate nella sezione 3, sono state illustrate tre opzioni preliminari di individuazione delle fasce alternative alle fasce orarie attuali. Inoltre, alla luce delle ragioni di opportunità dell'intervento e delle osservazioni proposte dagli operatori nelle precedenti fasi di consultazione, sono state individuate, nella sezione 4, tre obiettivi specifici, che corrispondono ad altrettanti requisiti desiderabili in un sistema di fasce ottimale.
- 7.2 La sezione 6 ha analizzato il grado di adeguatezza delle opzioni preliminari rispetto agli obiettivi specifici. Rispetto all'obiettivo di omogeneità della fasce orarie in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso, le fasce individuate applicando il metodo della cluster analysis sembrano essere chiaramente migliori, sia rispetto alle fasce attuali sia rispetto alla ripartizione convenzionale delle ore in "picco", "fuori picco" e "festivi". Fasce basate sulla metodologia della cluster analysis, infatti, individuano, per costruzione, gruppi di ore omogenei al proprio interno e disomogenei tra loro.
- 7.3 Con riferimento all'obiettivo di semplificazione, l'analisi proposta ha valutato l'opportunità di una riduzione del numero di fasce e ha mostrato come l'eventuale riduzione dalle attuali quattro fasce a tre non riduca eccessivamente il grado di omogeneità interno ai raggruppamenti orari. Una semplificazione dell'attuale sistema a due sole fasce orarie, al contrario, potrebbe portare all'individuazione di fasce molto disomogenee in termini di valore atteso dell'energia. Si ritiene, quindi che le opzioni da sottoporre a consultazione debbano prevedere tre raggruppamenti orari.
- 7.4 Per quanto attiene, più in generale, all'efficacia del segnale di prezzo, alcuni operatori, nel corso del processo di consultazione, hanno argomentato che criteri di individuazione delle fasce complessi in cui la stessa ora del giorno può essere assegnata ad un raggruppamento diverso nel corso dell'anno, potrebbero essere poco efficaci in quanto, il segnale di prezzo, benché corretto, potrebbe non essere immediatamente colto dal cliente. Sarebbe questo il caso, in particolare, delle fasce attuali o delle fasce individuate dall'applicazione delle fasce identificate con la cluster analysis a partire dai prezzi PUN stimati. Rispetto a questo sistema le fasce risultanti dall'applicazione della metodologia di analisi dei cluster al prezzo medio orario dei giorni feriali, del sabato e della domenica hanno il vantaggio di mantenere i medesimi raggruppamenti di ore in tutte le settimane dell'anno. Tuttavia, l'efficacia di tale criterio nel trasmettere al cliente finale il segnale di prezzo potrebbe essere migliorata dall'avere fasce orarie uguali nei giorni di sabato e domenica.
- 7.5 Semplificando in tal senso l'opzione preliminare, si propone al posto dell'opzione preliminare stessa, il sistema di fasce orarie individuato dalla tabella 7.

Tabella 7: versione semplificata le fasce risultanti dall'applicazione della metodologia di analisi dei cluster al prezzo medio orario dei giorni feriali, del sabato e della domenica.

ore	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
lun	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
mar	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
mer	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
gio	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
ven	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
SAB	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
DOM	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

- 7.6 Con riferimento all'obiettivo di stabilità delle fasce, si rileva che la versione semplificata proposta nella tabella 7 potrebbe non essere rivista con cadenza annuale. Tale sistema di fasce potrebbe, infatti, essere rivisto solo qualora si riscontrasse una disomogeneità eccessiva delle stesse in termini di valore atteso dell'energia all'ingrosso nelle ore in esse contenute.
- 7.7 A fronte dei vantaggi in termini di semplificazione e di stabilità delle fasce, questa versione semplificata implica, rispetto all'opzione preliminare da cui origina, una riduzione dell'omogeneità delle fasce in termini di valore atteso dell'energia elettrica nelle ore in esse contenute²⁰.
- 7.8 Sulla base dell'analisi svolta, il presente documento sottopone a consultazione tre alternative al sistema di fasce orarie attuale (detta opzione 0):
- opzione 1: fasce identificate a partire dai prezzi PUN stimati sulla base del fabbisogno (fasce della tabella 1);
 - opzione 2: stessa metodologia dell'opzione 1, ma con fasce orarie costanti in ogni settimana dell'anno e sabato uguale alla domenica (fasce della tabella 7);
 - opzione 3: suddivisione convenzionale delle ore nelle tre fasce "ore di picco", "ore di fuori picco" e "festivi" (fasce della tabella 3).
- 7.9 Il grado di adeguatezza di ciascuna delle opzioni proposte rispetto agli obiettivi è riassunto dalla tabella 8.

²⁰ I coefficienti di variazione relativi alle fasce della versione semplificata e calcolati sui prezzi PUN 2005 sono: 24% per la fascia F1, 27% per la fascia F2, 30% per la fascia F3.

Tabella 8: opzioni proposte e grado di adeguatezza rispetto agli obiettivi di revisione delle fasce

	Obiettivo specifico a): omogeneità delle fasce orarie in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso	Obiettivo specifico b): semplicità del sistema delle fasce	Obiettivo specifico c): stabilità e onerosità dell'aggiornamento delle fasce	Punteggio complessivo
Opzione 0: fasce attuali (4 fasce)	-3	-1	+1	-3
Opzione 1: metodo dei cluster applicato alla relazione prezzo/fabbisogno (3 fasce)	+3	+1	+1	+5
Opzione 2: metodo dei cluster corretto per avere fasce orarie costanti in ogni settimana dell'anno e stesse fasce orarie per i giorni di sabato e domenica (3 fasce)	+2	+3	+2	+7
Opzione 3: picco/fuori picco/festivi (3 fasce)	-3	+3	+3	+3

Nota: il segno negativo indica che l'opzione considerata non consente di raggiungere l'obiettivo desiderato. Il grado di inadeguatezza dell'opzione rispetto all'obiettivo è indicato da un punteggio che va da un minimo di -1 ad un massimo di -3. In modo speculare, il segno positivo indica che l'opzione è idonea a perseguire l'obiettivo desiderato ed il grado di idoneità è indicato da un punteggio che va da un minimo di 1 ad un massimo di 3.

S5: Quale opzione si ritiene essere migliore rispetto agli obiettivi specifici di revisione delle fasce?

8. La valutazione dell'impatto dell'intervento di regolazione

- 8.1 Questa sezione si propone di valutare l'impatto che l'eventuale modifica delle fasce orarie avrebbe sui corrispettivi di vendita dei clienti del mercato vincolato. A tal fine è stato simulato, con riferimento all'anno 2005, l'effetto qualitativo che ciascuna delle opzioni proposte avrebbe avuto sui corrispettivi di vendita. Scopo dell'analisi è di fornire una misura indicativa di come le diverse attribuzioni di fasce possono incidere sulla spesa unitaria dei clienti del mercato vincolato dato il profilo di consumo ed il tipo di tariffa, monoraria o articolata per fasce orarie, a cui sono soggetti.
- 8.2 L'indicazione fornita è di tipo qualitativo in quanto non si è proceduto alla ricostruzione delle tariffe di vendita che, nel 2005, si sarebbero realizzate ipotizzando le fasce orarie alternative proposte come opzioni. L'ipotesi di calcolare il livello della tariffa è stata, infatti, scartata in quanto l'aggiornamento tariffario trimestrale con cui l'Autorità procede al calcolo della tariffa segue una logica ex ante che non si è ritenuto opportuno ricostruire ai fini della simulazione dell'impatto delle fasce. La metodologia adottata per la simulazione si basa sul PUN effettivo del 2005 e consente di isolare l'impatto delle diverse attribuzioni di fasce dall'effetto di altri elementi che influiscono sul livello tariffario.
- 8.3 Il confronto tra i sistemi di fasce che ogni opzione considerata determina con riferimento all'anno 2005 è stato espresso in termini di variazione percentuale della spesa unitaria dei clienti, monorari o multiorari appartenenti ad una certa

- tipologia contrattuale, che ciascuna opzione determina rispetto all'opzione base, ovvero rispetto al mantenimento dell'attuale sistema di fasce orarie.
- 8.4 La simulazione dell'effetto delle fasce sui corrispettivi di vendita ha richiesto la preliminare simulazione del Prezzo di Cessione che le imprese distributrici corrispondono all'Acquirente Unico a copertura dei costi di acquisto e dei costi di dispacciamento dell'energia elettrica per gli utenti del mercato vincolato. Il Prezzo di Cessione di ciascun mese è calcolato sulla base dei costi medi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente Unico in quel mese. Come illustrato nella sezione 3, la ricostruzione del costo di acquisto dell'energia elettrica sostenuto dall'Acquirente Unico tiene conto degli acquisti su MGP, del portafoglio di contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte e dei contratti differenziali per la copertura dei rischi connessi all'oscillazione dei prezzi dell'energia elettrica. Il Testo integrato, inoltre, stabilisce che i costi unitari sostenuti dall'Acquirente Unico per i contratti fisici e per i contratti differenziali siano attribuiti a ciascuna fascia oraria sulla base dell'andamento del PUN nel mese. In questo modo l'articolazione per fascia oraria dei Prezzi di Cessione riflette la dinamica temporale del costo di approvvigionamento su MGP.
- 8.5 Le ipotesi fatte nell'ambito della simulazione si sono attenute alla logica descritta. In particolare, ai fini di avere una proxy del Prezzo di Cessione per fascia per ciascuna delle opzioni discusse nel documento è stato ipotizzato che l'Acquirente Unico si fosse approvvigionato esclusivamente sul mercato MGP. Tale ipotesi semplificatrice, pur non permettendo di ricostruire il livello esatto del Prezzo di Cessione in ognuna delle quattro opzioni considerate, non altera il segnale che il Prezzo di Cessione vuole trasmettere.
- 8.6 Come osservato nella sezione 3, la definizione delle ore comprese in ciascuna fascia oraria è rilevante per la quantificazione dell'elemento PC del corrispettivo CCA per tutti i clienti. Tuttavia, poiché l'elemento PC è definito, nell'ambito dell'aggiornamento tariffario trimestrale, con una metodologia diversa a seconda del tipo di misuratore di cui il cliente dispone, si procede a commentare separatamente l'impatto dei diversi sistemi di fasce per i clienti monorari e multiorari.
- 8.7 Con riferimento ai clienti monorari, l'elemento PC rappresenta, per ciascuna tipologia contrattuale, la media annua dei Prezzi di Cessione mensili, per fascia oraria. Tale media è ponderata in base ad un profilo convenzionale di prelievo attribuito ai clienti di ciascuna tipologia contrattuale. Nonostante la tariffa monoraria non sia articolata per fasce, quindi, il sistema di fasce orarie ha un impatto sull'elemento PC della componente CCA in quanto modifica i Prezzi di Cessione. Per ciascun sistema alternativo di fasce orarie si è, pertanto, determinato il valore assunto dalla proxy del Prezzo di Cessione in ciascuna fascia oraria; quindi, per ciascuna tipologia di clienti monorari, si è calcolata, per ciascuna opzione di modifica delle fasce, la spesa media unitaria a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato per i clienti monorari. In particolare, posta pari a 100 la spesa unitaria a copertura dei costi di approvvigionamento relativa al sistema di fasce attuali, la tabella 9 riporta la variazione percentuale della spesa unitaria relativa a ciascuna opzione di fasce alternativa a quella attuale. Dati gli inevitabili margini di approssimazione dell'analisi, nelle tabelle sono state riportate solo le variazioni maggiori o uguali

all'1%. Nel caso di variazioni inferiori nella tabella viene registrato come effetto l'“invarianza” della spesa unitaria. Nella tabella è indicato inoltre il valore che l'indice della spesa unitaria avrebbe assunto se al cliente fosse stato applicato un prezzo pari al PUN ponderato sulla base del profilo convenzionalmente attribuitogli dal sistema (“costo effettivo di fornitura a PUN corretto per le perdite”).

- 8.8 La comparazione delle spese unitarie relative a ciascuna opzione mostra una sostanziale invarianza per tutti i clienti monorari, ad esclusione della tipologia di utenza “illuminazione pubblica”, che beneficia dell'adozione di fasce orarie che meglio colgono la differenza di valore tra le ore notturne e quelle diurne.

Tabella 9: variazione della spesa unitaria per i clienti monorari, espressa in termini di numero indice, relativa a ciascuna opzione

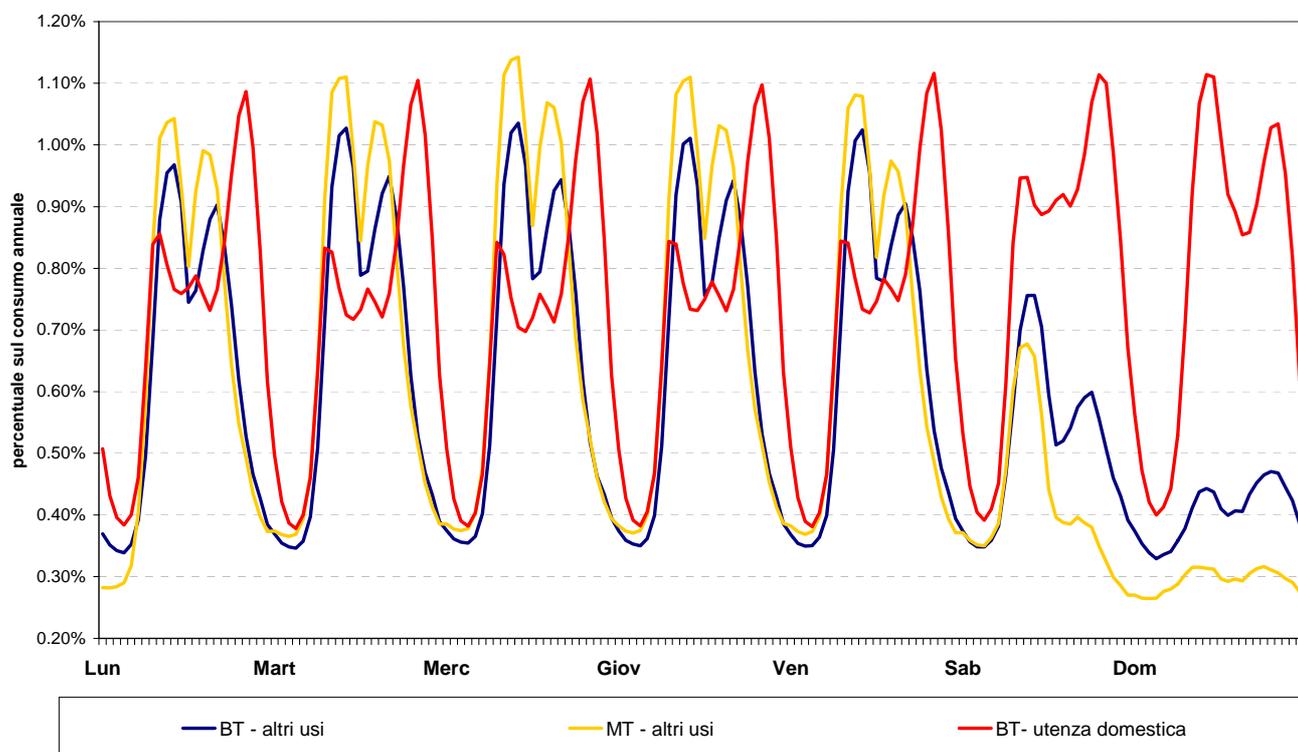
Nota 1: i numeri indice relativi all'utenza domestica sono stati calcolati prendendo sulla base della tariffa

	Profili	Indice di spesa unitaria		variazione % spesa unitaria con nuove fasce		
		Opzione zero: fasce attuali	Costo effettivo di fornitura a PUN corretto per le perdite	Opzione 1: metodologia cluster analysis	Opzione 2: metodologia cluster analysis con semplificazione settimanale	Opzione 3: picco, fuori picco e festivi
Clienti monorari	MT altri usi	100	99,6	invarianza	invarianza	invarianza
	BT altri usi	100	100,3	invarianza	invarianza	invarianza
	BT utenza domestica (D1)	100	100,6	invarianza	invarianza	invarianza
	BT illuminazione pubblica	100	94,2	-2	-8	-4
	MT illuminazione pubblica	100	94,2	-2	-8	-4

di riferimento D1 di cui all'articolo 24 del Testo integrato.

Nota 2: nel caso di variazioni percentuali della spesa unitaria inferiori a 1% nella tabella viene registrata una "invarianza" della spesa unitaria

Figura 7: profilo di consumo medio settimanale dei clienti monorari delle tipologie contrattuali BT altri usi, BT utenza domestica, MT altri usi.



8.9 Con riferimento ai clienti multiorari, l'elemento PC rappresenta, per ciascuna tipologia contrattuale, la media trimestrale dei Prezzi di Cessione attesi nei mesi del trimestre. Tale media è ponderata in base ad un profilo convenzionale di prelievo attribuito ai clienti di ciascuna tipologia contrattuale. Un'eventuale modifica delle fasce avrebbe un impatto sull'elemento PC in ciascuna fascia oraria poiché modificherebbe la media ponderata del Prezzo di Cessione. In quanto articolato per fascia oraria, il confronto tra le diverse opzioni non può, quindi, essere diretto come nel caso dei clienti monorari, il cui profilo convenzionale è implicito nel calcolo della tariffa. Al contrario, per i clienti

multiorari, la simulazione dell'impatto delle opzioni ha richiesto di considerare dei profili di consumo esemplificativi per calcolare la spesa unitaria annua nei diversi sistemi di fasce ipotizzati.

8.10 In particolare, ai fini della simulazione dell'impatto delle opzioni sui clienti multiorari sono stati considerati i seguenti profili di consumo:

- a) un profilo di media tensione con elevata stagionalità, caratterizzato da carichi più elevati nel periodo estivo rispetto ai mesi invernali, nonché da una relativamente elevata volatilità del carico durante la settimana e tra le ore diurne e notturne (figure 8 e 9);
- b) un profilo di media tensione medio, ovvero caratterizzato da moderata volatilità del carico a livello annuale, settimanale e giornaliera (figure 8 e 9);
- c) un profilo di media tensione piatto, ovvero caratterizzato da volatilità relativamente bassa a livello annuale, settimanale e giornaliera (figure 8 e 9);
- d) un profilo di bassa tensione con elevata stagionalità, caratterizzato da carichi più elevati nel periodo estivo rispetto ai mesi invernali, nonché da una relativamente elevata volatilità del carico tra giorni feriali e fine settimana e tra le ore diurne e notturne (figure 10 e 11);
- e) un profilo di bassa tensione medio, ovvero caratterizzato da moderata volatilità del carico a livello annuale, settimanale e giornaliera (figure 10 e 11).

Figura 8: profili di consumo annuali utilizzati per la simulazione dell'impatto delle opzioni sui clienti multiorari in MT.

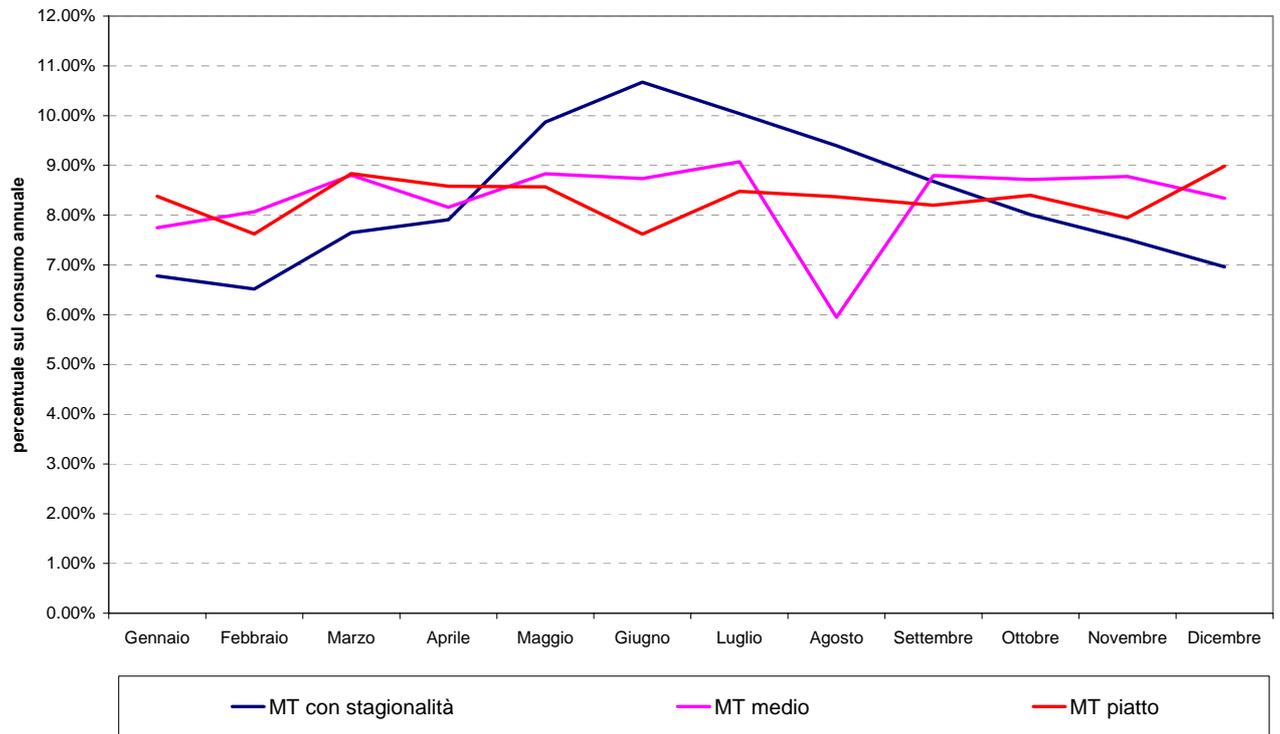


Figura 9: profili di consumo medi settimanali utilizzati per la simulazione dell'impatto delle opzioni sui clienti multiorari in MT.

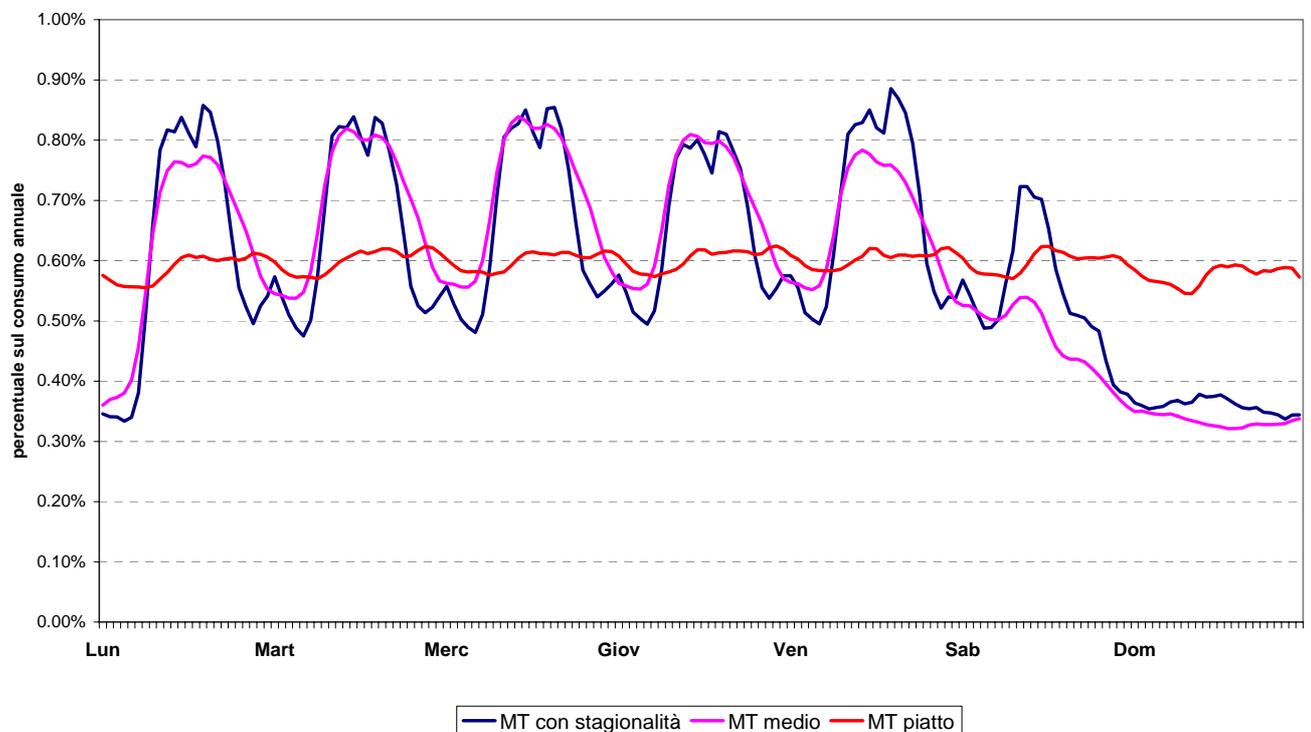


Figura 10: profili di consumo annuali utilizzati per la simulazione dell'impatto delle opzioni sui clienti multiorari in BT.

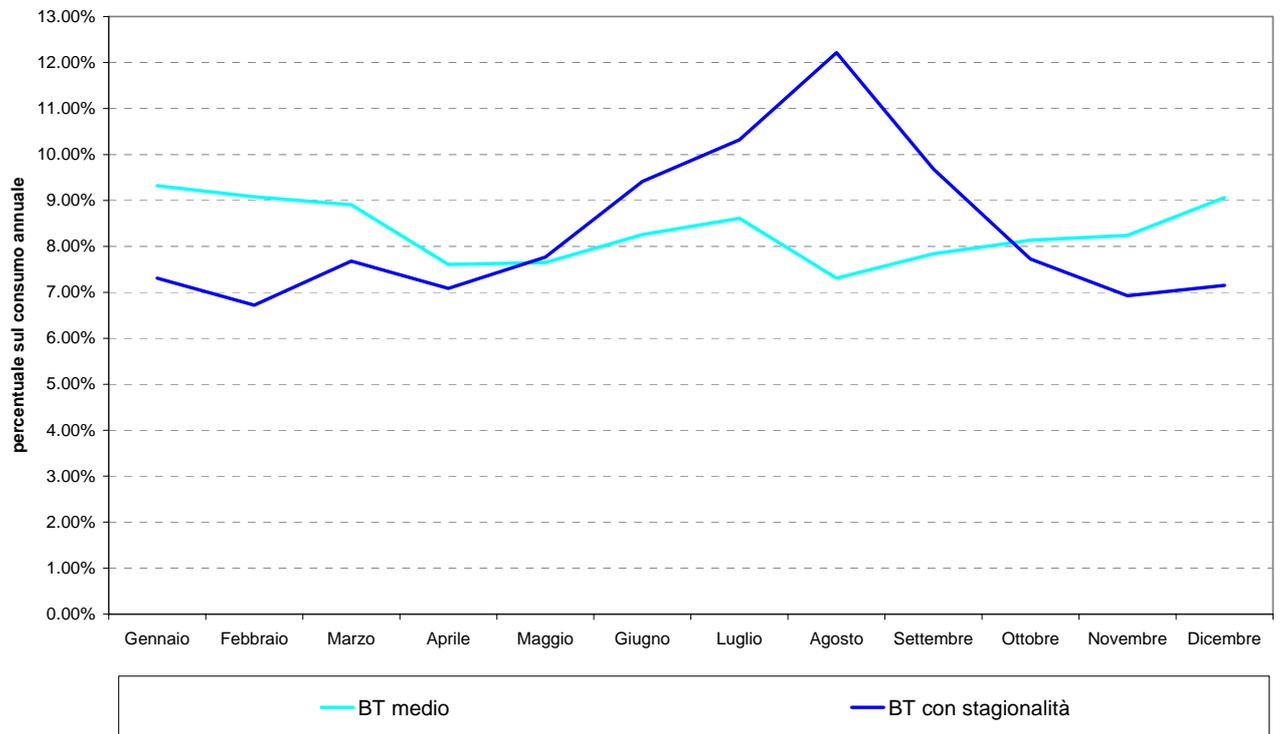
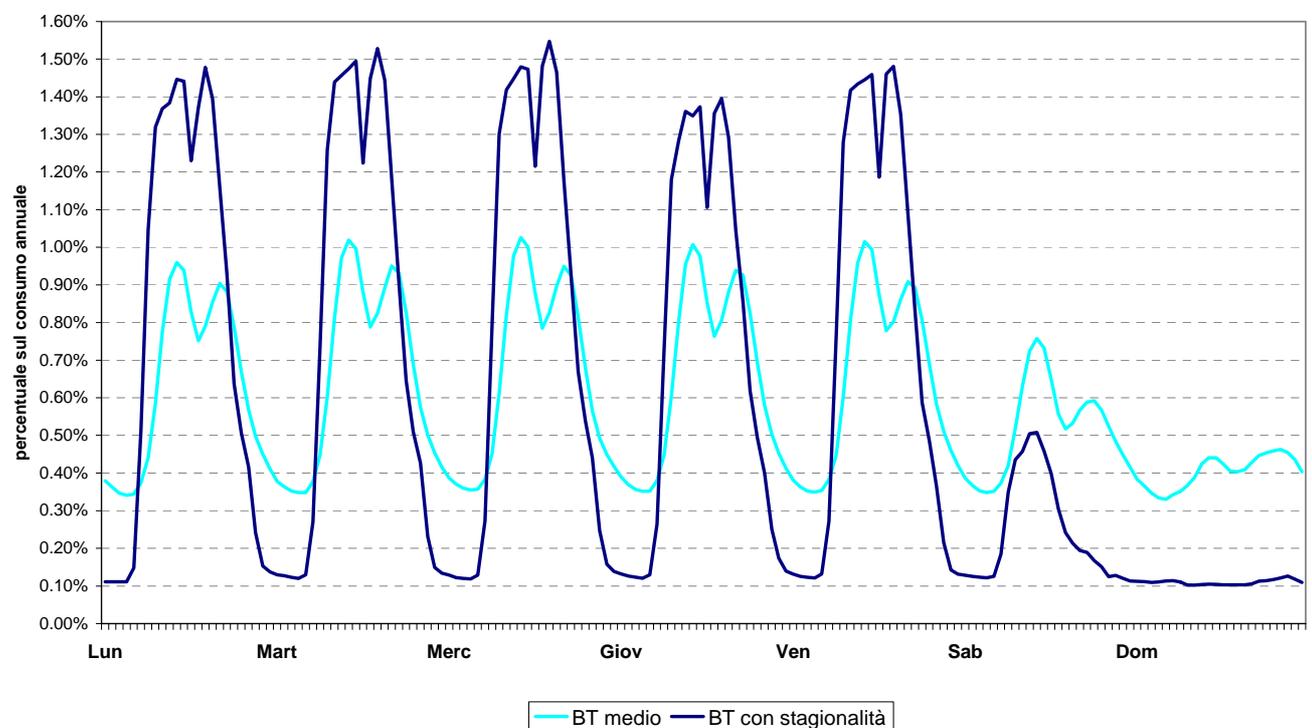


Figura 11: profili di consumo medi settimanali utilizzati per la simulazione dell'impatto delle opzioni sui clienti multiorari in BT.



8.11 Posta pari a 100, per ciascuno dei profili di consumo considerati, la spesa unitaria a copertura dei costi di approvvigionamento di energia per il mercato vincolato relativa al sistema di fasce attuali, la tabella 10 mostra, per ciascun tipo di cliente, la variazione percentuale della spesa unitaria relativa a ciascuna opzione.

Tabella 10: variazione percentuale della spesa unitaria per i clienti multiorari relativa a ciascuna opzione

	Profili	Indice di spesa unitaria		variazione % spesa unitaria con nuove fasce		
		Opzione zero: fasce attuali	Costo effettivo di fornitura a PUN corretto per le perdite	Opzione 1: metodologia cluster analysis	Opzione 2: metodologia cluster analysis con semplificazione settimanale	Opzione 3: picco, fuori picco e festivi
Clienti multiorari	MT con stagionalità	100	98,6	invarianza	invarianza	invarianza
	MT medio	100	97,7	-2	-2	invarianza
	MT piatto	100	96,9	-1	-1	invarianza
	BT medio	100	100,7	invarianza	invarianza	invarianza
	BT con stagionalità	100	101,0	invarianza	2	2

Nota 1: nel caso di variazioni percentuali della spesa unitaria inferiori a 1% nella tabella viene registrata una "invarianza" della spesa unitaria

8.12 La comparazione dei numeri indice relativi a ciascuna opzione mostra che la spesa unitaria a copertura dei costi di approvvigionamento di un cliente multiorario con un profilo simile a quello MT medio sarebbe stato, date le ipotesi assunte per la simulazione, più bassa se, invece che le fasce in vigore, fosse stata adottata una delle opzioni alternative. L'opzione 2 avrebbe implicato la maggiore riduzione in termini di spesa unitaria (circa il 2%) rispetto alle fasce in vigore; la riduzione sarebbe stata comunque significativa nel caso dell'opzione 1 (1,7%), mentre sarebbe stata contenuta con riferimento all'opzione 3 (0,3%). Il confronto suggerisce che la disomogeneità del valore dell'energia elettrica nelle ore che il sistema in vigore classifica come F4 penalizza i clienti multiorari con tale profilo di consumo. Come messo in evidenza dalla figura 9, infatti, il profilo MT medio utilizzato per la simulazione è caratterizzato da un consumo molto basso durante il fine settimana anche relativamente al consumo delle ore notturne dei giorni feriali. Di conseguenza, un sistema di fasce orario alternativo a quello attuale che, come le opzioni 2 e 1, avesse distinto le ore notturne dei giorni feriali dalle ore diurne del fine settimana, avrebbe avuto un impatto positivo sulla spesa unitaria. L'opzione 3 non distinguendo le ore notturne dalle ore diurne dei giorni sabato e domenica, avrebbe avuto un impatto di riduzione della spesa minore rispetto alle opzioni 1 e 2.

8.13 Per motivi analoghi a quelli esposti con riferimento al profilo MT medio, si osserva che per i profili caratterizzati da una pronunciata riduzione del consumo nel fine settimana, quale MT con stagionalità, le opzioni 1 e 2 avrebbero ridotto, rispetto alle fasce in vigore, la spesa media unitaria a copertura dei costi di approvvigionamento rispettivamente dello 0,9% e dello 0,6%. Il confronto con la spesa unitaria calcolata con riferimento al PUN effettivo corretto per le perdite, mette in evidenza la differenza tra questo profilo ed il profilo MT medio. Il profilo MT con stagionalità, infatti, è caratterizzato da forti riduzioni del consumo nelle ore notturne. Clienti multiorari con questo profilo, quindi, beneficiano meno, rispetto al profilo MT medio, del minore prezzo medio,

rispetto all'attuale F4, della fascia in cui le opzioni 1 e 2 raggruppano le ore notturne.

- 8.14 Si noti, inoltre, la differenza tra i clienti con profilo MT con stagionalità ed i clienti con profilo BT con stagionalità. Un cliente con profilo simile al profilo BT con stagionalità avrebbe un incremento della spesa unitaria se la spesa fosse calcolata sulla base del PUN e corretta per le perdite. Un cliente con questo profilo, infatti, consuma molto nelle ore caratterizzate da PUN molto alto, mentre ha consumi estremamente bassi nelle ore in cui il valore dell'energia all'ingrosso è più basso.
- 8.15 I clienti multiorari con un profilo poco volatile simile al profilo MT piatto utilizzato per la simulazione avrebbero avuto, date le ipotesi fatte e con riferimento all'anno 2005, un vantaggio marginale (inferiore all'1%) nel passaggio dalle fasce attuali alle opzioni 1 e 2, mentre avrebbero avuto un lieve incremento (inferiore all'1%) della spesa unitaria con le fasce identificate dall'opzione 3.
- 8.16 La simulazione mette in evidenza, infine, che, per i clienti multiorari con un profilo simile al profilo BT medio, le opzioni alternative alle fasce attuali avrebbero comportato un lieve incremento (inferiore all'1%) della spesa media unitaria rispetto al sistema di fasce in vigore. Tali clienti sono caratterizzati da consumi relativamente elevati nelle ore diurne del fine settimana. Di conseguenza, clienti con questo profilo beneficiano della disomogeneità delle attuali fasce F4 in quanto consumano molto nelle ore di F4 caratterizzate da un valore atteso dell'energia elettrico superiore alla media delle ore comprese nella stessa fascia.

APPENDICE I

L'analisi dei cluster è il processo di raggruppamento di un insieme di oggetti fisici o astratti in classi di oggetti simili. Un cluster C_i è una collezione di oggetti simili tra loro che sono dissimili dagli oggetti contenuti negli altri cluster.

Al fine di ripartire in cluster un insieme di oggetti è necessario definire misura di distanza funzionale a stabilire una misura di similarità tra gli oggetti. L'ipotesi implicita, infatti, è che oggetti più vicini siano simili. Lo scopo della metodologia di clustering è, quindi, trovare cluster tali che le distanze all'interno dei cluster siano minime, mentre le distanze tra i cluster siano massime.

La distanza $d(A;B)$ utilizzata per misurare il grado di similarità o dissimilarità tra due oggetti A e B deve godere delle seguenti proprietà:

- a) non negatività: $d(A;B) \geq 0$;
- b) identità: $d(A;A) = 0$
- c) simmetria: $d(A;B) = d(B;A)$.

La funzione di distanza più comunemente utilizzata per oggetti numerici è la distanza euclidea. In generale, dati due vettori riga p -dimensionali $x_i = (x_{i,1}, x_{i,2}, x_{i,3}, \dots, x_{i,p})$ e $x_j = (x_{j,1}, x_{j,2}, x_{j,3}, \dots, x_{j,p})$, la distanza euclidea tra di essi è calcolata come:

$$d(x_i; x_j) = \sqrt{\sum_{k=1}^p (x_{i,k} - x_{j,k})^2}$$

Una volta definita la distanza, la metodologia di clustering richiede la definizione di una procedura di raggruppamento, ovvero di una procedura che consenta di assegnare ogni oggetto ad uno ed un solo cluster. Le tecniche di raggruppamento si possono dividere in due categorie:

- a) algoritmi gerarchici: ogni gruppo fa parte di una classe più ampia, la quale è contenuta a sua volta in una classe di ampiezza superiore e così via fino al gruppo che contiene tutte le unità;
- b) algoritmi non gerarchici (analisi diretta): tecniche che generano gruppi non organizzabili gerarchicamente.

Per l'analisi delle fasce sono stati utilizzati algoritmi non gerarchici. Tali tecniche richiedono di fissare a priori:

- a) il numero dei cluster che si vogliono ottenere; e
- b) dei centri provvisori definiti come valori che minimizzano la somma delle distanze dal centro stesso di tutti i punti appartenenti al cluster.

L'algoritmo di clusterizzazione, in seguito, tramite una procedura iterativa ricalcola i centri ed associa gli elementi ai singoli cluster in modo da minimizzare la varianza interna dei gruppi individuati e, al contempo, massimizzare la distanza tra i diversi gruppi.

Gli algoritmi di clustering non gerarchici richiedono di decidere ex ante il numero di gruppi. Per definire il numero di cluster ottimale è opportuno procedere a raggruppamenti caratterizzati da una diversa numerosità dei gruppi per poterli poi confrontare attraverso indici sintetici che consentano di valutare la qualità del clustering.

L'indicatore statistico più comunemente utilizzato per la valutazione ed il confronto del clustering è la pseudo F-statistics di Calinski e Harabasz²¹, che rapporta una misura della variabilità tra i cluster, ovvero del livello di eterogeneità tra un gruppo e l'altro (separazione esterna), ad una misura della variabilità entro i cluster, ovvero il livello di omogeneità all'interno dei gruppi (coesione interna).

$$Pseudo - F - statistics = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2 - \sum_{j=1}^G \sum_{i \in C_j} (x_i - \bar{x}_j)^2}{G - 1} \cdot \frac{\sum_{j=1}^G \sum_{i \in C_j} (x_i - \bar{x}_j)^2}{N - G}$$

dove:

$i=1 \dots N$ indica il numero di osservazioni del campione

$j=1 \dots G$ indica il numero di osservazioni appartenenti al cluster C_j

\bar{x} è la media dei valori appartenenti all'intero campione

\bar{x}_j è la media dei valori appartenenti al cluster C_j

Valori più elevati della pseudo F-statistics indicano una maggiore separazione tra i gruppi.

²¹ Calinski T., Harabasz J.: "A dendrite method for cluster analysis" Communications in Statistics, 3(1), (1974)

APPENDICE II

Il modello econometrico utilizzato per la stima della relazione tra prezzo e fabbisogno è costituito da un sistema di 24 equazioni interdipendenti, una per ciascuna ora del giorno. Il prezzo del giorno g nell'ora h dipende dal fabbisogno nella stessa ora dello stesso giorno, dal fabbisogno nella stessa ora in n giorni precedenti, e da una componente autoregressiva del prezzo. La componente autoregressiva riflette la persistenza dei prezzi su valori simili a quelli della stessa ora di qualche giorno precedente e su valori simili a quelli delle ore immediatamente precedenti dello stesso giorno. Sono tipicamente significativi i prezzi relativi non solo alla stessa ora del giorno precedente, ma anche dei giorni nella settimana precedente.

Le singole equazioni risultanti sono quindi del tipo:

$$p_{g,h} = \alpha + \beta_{1,g,h} * f_{g,h} + \beta_{2,g,h} * f_{g-1,h} + \dots + \beta_{n,g,h} * f_{g-n,h} + \gamma_{1,g,h} * p_{g-1,h} + \dots + \gamma_{i,g,h} * p_{g-i,h} + \lambda_{1,g,h} * p_{g,h-1} + \dots + \lambda_{m,g,h} * p_{g,h-m} +$$

dove:

$p_{g,h}$ è il prezzo del giorno g e nell'ora h ;

$f_{g,h}$ è il fabbisogno del giorno g e nell'ora h .

Le equazioni del modello sono ulteriormente complicate da effetti non lineari nella risposta dei prezzi al fabbisogno nelle ore ad alto carico. Tali effetti sono considerati nella specificazione delle equazioni di stima.

È stato osservato che il campione dei prezzi del mercato MGP del 2005 può essere diviso in tre sotto-periodi in relazione alla diversa risposta del prezzo al fabbisogno, si ritiene a causa della crescita delle quotazioni dei combustibili. Dal momento che l'obiettivo dell'analisi è spiegare il passato, l'effetto della variazione dei combustibili può essere catturato inserendo tre variabili dummy. Il modello tiene anche conto dell'effetto delle manutenzioni attraverso una variabile dummy per il mese di agosto.

Le variabili incluse nel modello spiegano gran parte della variabilità dei prezzi (il 92% intermini di R-square). Inoltre, la media degli scostamenti percentuali dei valori orari stimati rispetto a quelli effettivi, presi in valore assoluto, è pari al 9%.

Ai fini di individuare la corretta specificazione del modello è stata testata la significatività statistica di altre variabili esplicative quali la stima dell'import orario, la stima della produzione idroelettrica e le variazioni di capacità produttiva. Nessuna di queste variabili è risultata essere significativa.