

DEFINIZIONE DELLE FASCE ORARIE PER L'ANNO 2007 E SUCCESSIVI

Relazione AIR – 2 agosto 2006

Direzione – U.O.

Direzione Energia Elettrica

Responsabile del gruppo di lavoro

Clara Poletti, (Direzione energia elettrica, Unità Concorrenza e Mercato)

Gruppo di lavoro

Clara Poletti, (Direzione energia elettrica, Unità Concorrenza e Mercato)

Giusi Squicciarini (Direzione energia elettrica, Unità Concorrenza e Mercato)

Marta Chicca (Direzione energia elettrica, Unità Concorrenza e Mercato)

Giovanni Colombo (Direzione strategie, studi e documentazione, Unità Impatto Regolatorio)

INDICE

1	RIFERIMENTI NORMATIVI GENERALI	5
2	AMBITO DELL'INTERVENTO.....	6
3	RAGIONI DI OPPORTUNITÀ DELL'INTERVENTO	7
	Servizio di vendita dell'energia elettrica al mercato vincolato.....	7
	<i>Contesto normativo attuale del servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato</i>	<i>7</i>
	<i>Contesto normativo: impatto della Direttiva</i>	<i>8</i>
	<i>Motivazioni economiche e sociali</i>	<i>10</i>
	Servizio di vendita dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato	14
	<i>Contesto normativo</i>	<i>14</i>
	<i>Motivazioni economiche e sociali</i>	<i>15</i>
	Servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai clienti finali.....	16
	<i>Contesto normativo</i>	<i>16</i>
	<i>Motivazioni economiche e sociali</i>	<i>17</i>
4	OBIETTIVI DELLA REVISIONE DEL SISTEMA DELLE FASCE ORARIE.....	19
	Obiettivi generali	19
	Obiettivi specifici	19
5	OPZIONI D'INTERVENTO.....	20
	Premessa all'individuazione delle opzioni preliminari	20
	Opzione zero: mantenere le fasce attuali.....	21
	Opzione 1: fasce identificate applicando la metodologia di analisi dei cluster a prezzi PUN stimati sulla base del fabbisogno	21
	Opzione 2: Fasce identificate applicando la metodologia di analisi dei cluster al prezzo medio orario dei giorni feriali, del sabato e della domenica	29
	Opzione 3: Suddivisione convenzionale delle ore nelle tre fasce “ore di picco”, “ore di fuori picco” e “festivi”	31
6	VALUTAZIONE PRELIMINARE DELLE OPZIONI	31
	Valutazione delle opzioni rispetto agli obiettivi specifici	31
	<i>Omogeneità delle fasce orarie in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso... ..</i>	<i>32</i>
	<i>Semplicità del sistema delle fasce e numerosità dei gruppi di ore.....</i>	<i>33</i>
	<i>Stabilità e aggiornamento delle fasce</i>	<i>37</i>
	<i>Conclusioni sulla valutazione delle opzioni rispetto agli obiettivi</i>	<i>37</i>
	Valutazione dell'impatto delle opzioni: simulazione sulla spesa unitaria a copertura dei costi di approvvigionamento	38

7	RISULTATI DELLE CONSULTAZIONI SULLE OPZIONI	46
	Operatori	46
	Clienti finali.....	50
8	DESCRIZIONE DELL'OPZIONE PREFERITA E MOTIVAZIONE DELLA SCELTA.....	52
	Descrizione dell'opzione preferita.....	52
	Motivazioni della scelta	53
	APPENDICE I	56
	APPENDICE II.....	58

1 RIFERIMENTI NORMATIVI GENERALI

Norme comunitarie / internazionali

- Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- Direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE (di seguito: la Direttiva).

Norme statali

- Legge 14 novembre 1995, n. 481. Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità;
- Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- Legge 23 agosto 2004, n. 239. Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

Provvedimenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Provvedimenti con rilevanza diretta

- Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 5/04 e Allegato A "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, periodo di regolazione 2004-2007" (di seguito: Testo integrato);
- Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 196/04 "Avvio del procedimento per la definizione delle fasce orarie per il periodo 2006-2007";
- Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 235/04 "Aggiornamento delle fasce orarie per l'anno 2005";
- Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 299/05 "Aggiornamento per il trimestre gennaio-marzo 2006 di componenti e parametri della tariffa elettrica";
- Deliberazione n. 168/03 "Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79";

- Documento per la consultazione “Orientamenti in materia di definizione delle fasce orarie con riferimento agli anni 2006 e 2007” emanato il 30 settembre 2005 (di seguito: documento per la consultazione 30 settembre 2005);
- Documento per la consultazione “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 (di seguito: documento per la consultazione 22 novembre 2005);
- Documento per la consultazione 3 luglio 2006 recante “Proposte in materia di definizione delle fasce orarie per l’anno 2007 e successivi” (di seguito: documento per la consultazione 3 luglio 2006);

Provvedimenti di rilevanza indiretta

- Deliberazione dell’Autorità 28 settembre 2005, n. 203/05 “Avvio della sperimentazione triennale della metodologia di Analisi di impatto della regolazione - Air - nell’Autorità per l’energia elettrica e il gas”;

Altri atti normativi

- Provvedimento CIP 95/90.

2 AMBITO DELL’INTERVENTO

Relativamente all’ambito di applicazione, il provvedimento oggetto della presente relazione di analisi di impatto regolatorio (di seguito: il provvedimento) definisce le fasce orarie relative alle attività di vendita e di distribuzione per l’anno 2007 e successivi.

Il provvedimento si rivolge in via principale a tutti i clienti finali, alle imprese distributrici ed agli altri soggetti attivi nell’attività di vendita.

La modifica delle fasce orarie ha effetti sulla determinazione del prezzo di cessione che le imprese distributrici pagano alla società Acquirente unico Spa (di seguito: Acquirente unico) per la copertura dei costi di approvvigionamento dell’energia elettrica destinata al mercato vincolato (di seguito: Prezzo di Cessione). L’Acquirente unico e le imprese distributrici sono, quindi, direttamente interessate al provvedimento.

La modifica del sistema di fasce orarie ha anche impatto sulla componente della tariffa di vendita del mercato vincolato a copertura dei costi di approvvigionamento dell’energia elettrica destinata al mercato vincolato. Il provvedimento ha pertanto impatto diretto sui clienti finali del mercato vincolato.

Esso ha altresì ricadute sui clienti finali del mercato libero nella misura in cui le tariffe applicate ai clienti del mercato vincolato sono utilizzate da grossisti come riferimento nella formulazione delle offerte commerciali per i clienti idonei.

Con riferimento al servizio di distribuzione, la modifica del sistema di fasce orarie, a parità di componenti tariffarie utilizzate per la verifica del vincolo V1, ha impatto diretto sulla definizione delle opzioni tariffarie multiorarie. I soggetti interessati alla modifica delle fasce relativamente all'attività di distribuzione sono, quindi, tutti i clienti finali dotati di misuratore orario o di un misuratore in grado di rilevare l'energia elettrica per raggruppamenti di ore, le imprese distributrici e le imprese che svolgono l'attività di vendita.

3 RAGIONI DI OPPORTUNITÀ DELL'INTERVENTO

Servizio di vendita dell'energia elettrica al mercato vincolato

Contesto normativo attuale del servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato

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 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.

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.

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.

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

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 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.

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 imprese¹, “usufruiscono 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 maggior tutela).

L'assetto prescelto del servizio di vendita di maggior tutela e l'estensione dell'ambito dei clienti finali ammessi al regime di tutela sarà definito dalla legge di recepimento della Direttiva che, allo stato, ha appena iniziato il suo *iter* parlamentare sulla base del disegno di legge recentemente proposto dal Governo. E' tuttavia probabile che la dimensione di tale ambito sia non trascurabile e che includa anche punti di prelievo trattati su base oraria.

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 maggior tutela formino l'oggetto di una specifica attività regolatoria.

In particolare, nella regolamentazione del servizio di vendita di maggior tutela, si possono identificare due attività: l'approvvigionamento nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica destinata ai clienti finali ammessi al regime di tutela (di seguito:

¹ 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.

clienti tutelati) e la commercializzazione al dettaglio di tale energia². I venditori del servizio di vendita di maggior tutela 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)³, 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.

La funzione delle fasce orarie nel nuovo contesto dipende principalmente dai seguenti due aspetti:

- a) dal modello di regolazione adottato con riferimento all'attività di approvvigionamento all'ingrosso dell'energia elettrica destinata ai clienti tutelati;
- b) dalla dimensione dell'ambito di tutela.

Con riferimento al primo aspetto, la rilevanza delle fasce orarie ha effetto esclusivamente con riferimento all'attività di approvvigionamento in quanto i costi relativi all'attività di commercializzazione non dipendono dal profilo di consumo dei clienti. In tale ambito appare inoltre importante l'assetto di regolazione delineato: nei casi in cui il modello fosse incentivante e il soggetto (o i soggetti) responsabile della compravendita all'ingrosso fossero esposti al rischio mercato, le fasce orarie potrebbero contribuire a ridurre il rischio di mercato (ed in particolare il rischio volume) sopportato dai venditori. Qualunque sia il modello delineato, comunque, 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 tutelati. Si applicano, quindi, le riflessioni svolte e le criticità sollevate nel presente documento con riferimento a tale contesto.

Con riferimento al secondo aspetto, una corretta determinazione delle fasce orarie avrà particolare rilievo con riferimento ai clienti tutelati 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.

² 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.

³ 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.

Motivazioni economiche e sociali

L'utilizzo delle fasce orarie ha lo scopo di:

- attribuire ai clienti i costi da questi provocati;
- assicurare la corretta remunerazione degli esercenti il servizio;
- 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.

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 consultazione⁴ 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.

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.

Con riferimento ai clienti dotati di misuratore orario, 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;
- 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.

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

⁴ “Orientamenti in materia di definizione delle fasce orarie con riferimento agli anni 2006 e 2007”, pagina 7.

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 i 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.

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.

Le distorsioni di cui al sopraccitato punto c), 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.

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.

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.

Così come osservato per i clienti dotati di misuratore orario, 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.

Anche con riferimento ai clienti finali dotati di misuratore atto a rilevare il consumo separatamente per gruppi di ore, 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.

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.

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 della vendita a tutti i clienti finali, infatti, la corretta definizione delle fasce orarie consentirebbe di ridurre il rischio, assunto dall'esercente il servizio di vendita di maggior tutela, di divergenza tra i prezzi applicati ai clienti finali ed i costi sostenuti per l'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso.

Se, infatti, la normativa prevedesse la regolazione del prezzo di tale servizio 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 del servizio di vendita di maggior tutela, 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.

Si noti che la corretta definizione delle fasce sarebbe rilevante anche qualora la regolazione del prezzo del servizio di vendita di maggior tutela 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.

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 di vendita di maggior tutela. Qualsiasi sia, infatti, il tipo di approccio che verrà scelto per la regolazione del prezzo di tale servizio, 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.

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

Contesto normativo

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.

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.

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. In particolare, la componente di cui al punto a) è articolata per fasce orarie ed 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.

Il Testo Integrato stabilisce che l'attribuzione a ciascuna ora e, in ultimo, alle fasce orarie 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

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 il costi sopportati dall'Acquirente Unico al variare della distribuzione temporale dei consumi del mercato vincolato;
- b) ad amplificare gli scostamenti tra i 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.

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.

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 per 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.

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 monorari 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.

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 monorari 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.

Servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai clienti finali

Contesto normativo

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 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 distributtrice 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.

I ricavi ammessi dai due vincoli V1 e V2 sono determinati, per ciascuna tipologia contrattuale, sulla base dell’opzione tariffaria TV1 e della tariffa TV2, la cui struttura è definita dal Testo Integrato. I corrispettivi relativi all’opzione tariffaria TV1 e alla tariffa 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.

Nell’attuale contesto normativo, in sintesi, le fasce orarie sono utilizzate per determinare il ricavo massimo che l’impresa distributtrice può ottenere da ciascuna tipologia contrattuale. I costi delle porzioni di rete condivise da più tipologie⁵ sono infatti ripartiti tra queste tipologie sulla base della distribuzione, tra le fasce orarie, del consumo storico tipico di ciascuna tipologia⁶. 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

Si ritiene che le fasce orarie applicate per l’articolazione delle opzioni tariffarie di distribuzione debbano 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 incremento nei costi di gestione dell’impresa distributtrice – 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. Si noti per altro che gli attuali strumenti di misura non rendono tecnicamente possibile avere fasce distinte per la distribuzione e per la

⁵ Ad esempio la rete di alta tensione per i clienti connessi a livelli di tensione inferiori.

⁶ 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.

vendita nel caso di clienti cui corrispondono punti di prelievo non dotati di misuratori orari.⁷ 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.

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.

L'articolazione per fascia oraria dei corrispettivi per il servizio di distribuzione risponde all'esigenza di contenere i costi connessi al dimensionamento della 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 servizio⁸ nei diversi periodi temporali dell'anno.

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.

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 non permette di avere fasce ad hoc per la sola distribuzione con riferimento ai clienti cui corrispondono punti di prelievo non dotati di misuratori orari.

⁷ È tuttavia compatibile con gli attuali strumenti di misura prevedere l'articolazione per fascia oraria dei soli corrispettivi di vendita a fronte di opzioni tariffarie di distribuzione non articolate temporalmente (monorarie).

⁸ 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.

4 OBIETTIVI DELLA REVISIONE DEL SISTEMA DELLE FASCE ORARIE

Obiettivi generali

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;
- c) promuovere la semplificazione dei rapporti commerciali tra esercenti il servizio e clienti finali.

Obiettivi specifici

Alla luce di quanto sopra evidenziato nel riquadro sottostante sono riportati gli obiettivi specifici che corrispondono ad altrettanti requisiti desiderabili in un sistema di fasce ottimale. Là dove possibile è stato anche individuato un indicatore quantitativo ed il relativo valore obiettivo.

Obiettivo specifico 1	Indicatore quantitativo	Valore – obiettivo
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	Coefficiente di variazione dei prezzi PUN relativi alle ore contenute in ciascuna fascia oraria	Coefficiente di variazione in ogni fascia non superiore al 30%
Obiettivo specifico 2	Indicatore quantitativo	Valore – obiettivo
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	Numero di fasce orarie	Una riduzione del numero di fasce (attualmente pari a 4) è auspicabile purché compatibile con l'obiettivo specifico 1
Obiettivo specifico 3	Indicatore quantitativo	Valore – obiettivo
Stabilità del sistema delle fasce, ovvero 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		

5 OPZIONI D'INTERVENTO

Premessa all'individuazione delle opzioni preliminari

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 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.

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.

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 gruppo⁹. Valori più elevati di tale statistica segnalano un raggruppamento migliore in termini di compattezza interna dei gruppi e di separazione tra gli stessi.

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.

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

⁹ L'Appendice I contiene una descrizione tecnica della metodologia di cluster analysis.

suggeriscono di considerare soluzioni molto semplificate che dividono convenzionalmente le ore in due o tre gruppi.

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

- 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".

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.

Opzione zero: mantenere le fasce attuali

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.

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.

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.

Opzione 1: fasce identificate applicando la metodologia di analisi dei cluster a prezzi PUN stimati sulla base del fabbisogno

L'opzione 1 consiste nell'applicare la metodologia dell'analisi dei cluster a prezzi stimati sulla base della relazione statistica tra prezzi e variabili strutturali.

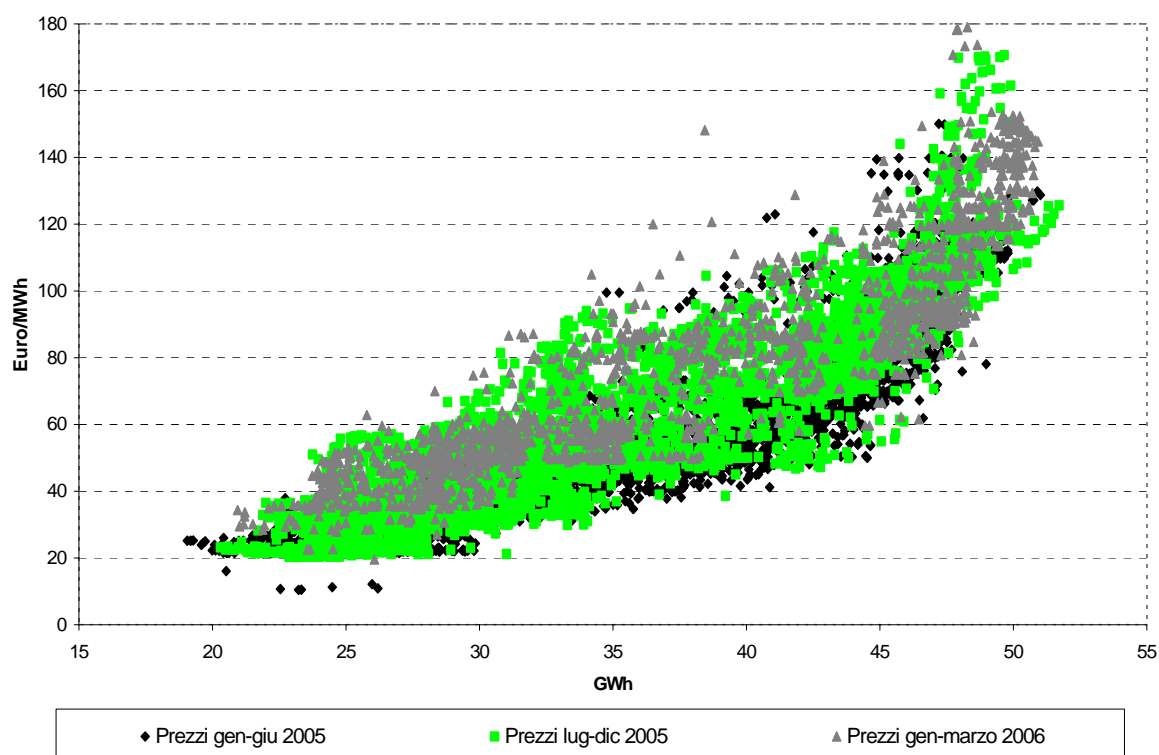
La definizione di fasce orarie future che raggruppino ore omogenee in termini di prezzo di acquisto dell'energia elettrica su MGP richiede l'identificazione di regolarità nella fissazione del prezzo dell'energia all'ingrosso, ovvero l'individuazione di variabili in grado di spiegare la variabilità del 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.

Con lo scopo di studiare tali relazioni, è stata effettuata un'analisi sui prezzi effettivi da gennaio 2005 a marzo 2006.

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).

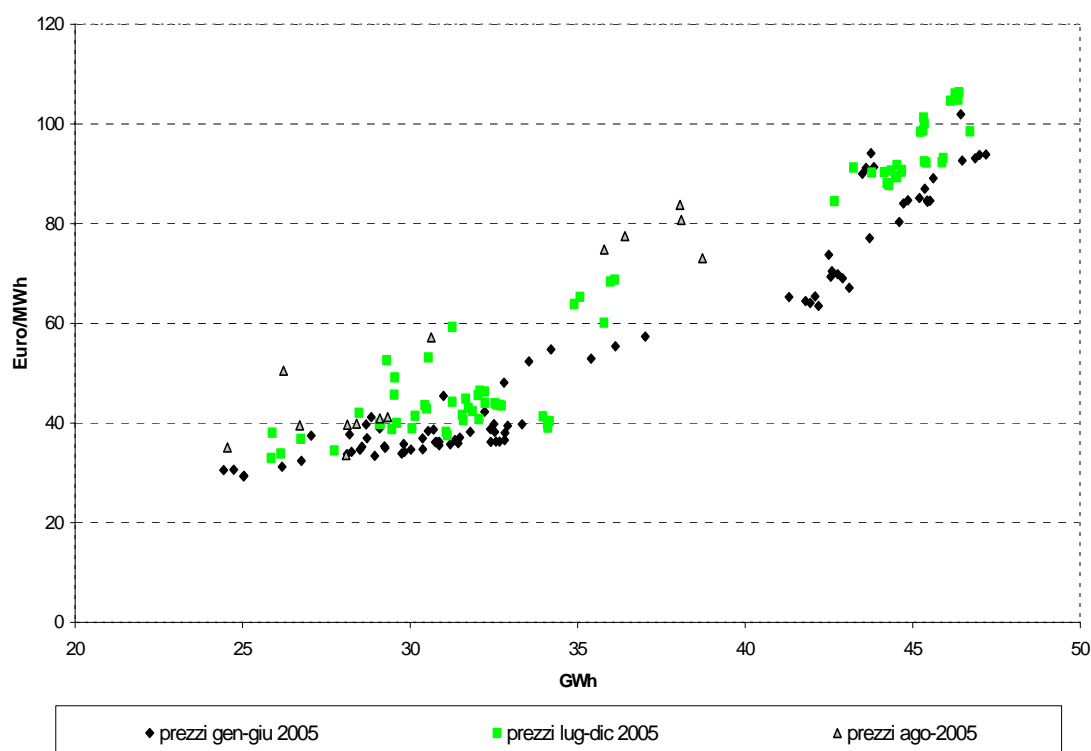
Figura 1: relazione tra prezzi e fabbisogno orari da gennaio 2005 a marzo 2006



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



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.

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.

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.

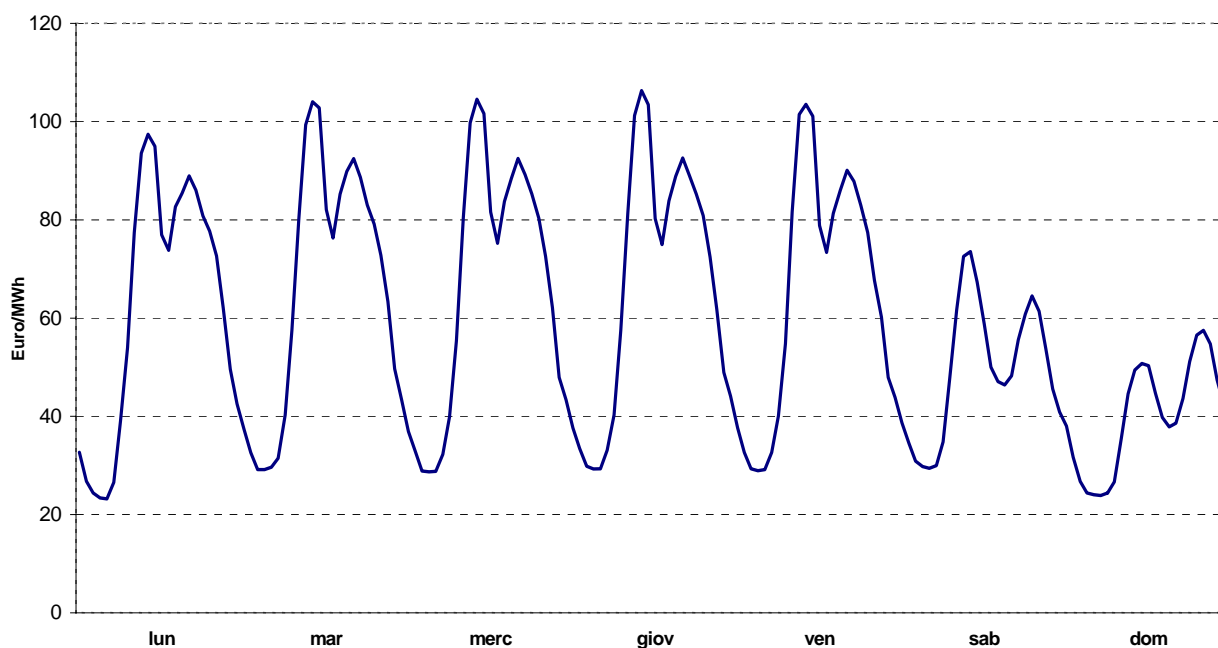
Tabella 1: fasce 2005 identificate applicando la metodologia prevista dall'opzione 1

Nota 2: l'ora 0 corrisponde all'ora tra le 23.00 e le 0.00; l'ora 1 corrisponde all'ora tra le 0.00 e l'1.00 e così via.

Opzione 2: Fasce identificate applicando la metodologia di analisi dei cluster al prezzo medio orario dei giorni feriali, del sabato e della domenica

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



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 ora¹⁰. 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.

¹⁰ 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.

Tabella 2: fasce 2005 identificate applicando la 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	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	2	2	2	2	2	2

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.

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. 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. Semplificando in tal senso le fasce illustrate dalla tabella 2, il documento per la consultazione del 3 luglio ha proposto le fasce individuate dalla tabella 3.

A fronte dei vantaggi in termini di semplificazione e di stabilità delle fasce, questa versione semplificata implica, rispetto alla versione preliminare da cui origina, una riduzione dell'omogeneità delle fasce in termini di valore atteso dell'energia elettrica nelle ore in esse contenute¹¹.

Tabella 3: opzione 2 sottoposta a consultazione nel documento per la consultazione del 3 luglio 2006

¹¹ I coefficienti di variazione relativi alle fasce della versione originaria e calcolati sui prezzi PUN 2005 sono: 24% per la fascia F1, 24% per la fascia F2, 25% per la fascia F3.

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

Opzione 3: Suddivisione convenzionale delle ore nelle tre fasce “ore di picco”, “ore di fuori picco” e “festivi”

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 4).

Tabella 4: fasce orarie dell’opzione 3, suddivisione convenzionale delle ore in “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	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	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	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	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	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	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	3

6 VALUTAZIONE PRELIMINARE DELLE OPZIONI

Valutazione delle opzioni rispetto agli obiettivi specifici

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

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

Al fine di garantire la corretta attribuzione dei costi ai clienti finali, nonché la corretta remunerazione degli esercenti i servizi, le fasce orarie devono raggruppare ore il più possibile omogenee in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso. Le quattro opzioni sottoposte a consultazione nel documento per la consultazione del 3 luglio sono state, quindi, confrontate rispetto all'obiettivo di omogeneità in termini di valore del PUN relativo dei raggruppamenti orari che determinano.

I quattro sistemi di fasce che derivano dall'applicazione di ciascuna delle opzioni preliminari all'anno 2005 sono stati confrontati rispetto al grado di omogeneità del valore dell'energia per fascia che ciascuna opzione consente di ottenere. La tabella 5 mostra i valori medi ed i relativi coefficienti di variazione¹² 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 confronto mettono in evidenza 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 mostra che le opzioni migliori dal punto di vista dell'omogeneità sono quelle che utilizzano la metodologia dei cluster per l'assegnazione delle ore a ciascuna fascia. In particolare, l'opzione 1 individua fasce cui corrispondono i più bassi coefficienti di variazione relativamente a ciascuna fascia. L'opzione 2 è la seconda migliore opzione rispetto all'obiettivo di omogeneità in quanto a ciascuna fascia individuata da tale opzione corrispondono coefficienti di variazione non superiori al 30%.

Tabella 5: confronto del coefficiente di variazione relativo alle ore assegnate a ciascuna fascia in ciascuna delle quattro opzioni per l'anno 2005¹³

¹² Il coefficiente di variazione è dato dal rapporto tra la deviazione standard e la media. Valori più bassi del coefficiente di variazione indicano maggiore omogeneità.

¹³ La stessa analisi è stata condotta anche a livello trimestrale e ha portato a conclusioni analoghe; viene qui mostrata per brevità la tabella relativa ai risultati su tutto l'anno.

	Media aritmetica del PUN 2005 (€/MWh)	Coefficiente di variazione
Opzione zero: fasce attuali		
1	106	23%
2	86	23%
3	71	24%
4	43	38%
Opzione 1		
1	102	18%
2	72	21%
3	37	29%
Opzione 2		
1	88	24%
2	55	27%
3	35	30%
Opzione 3		
1	85	26%
2	41	39%
3	44	35%

Semplicità del sistema delle fasce e numerosità dei gruppi di ore

Accanto all'obiettivo di offrire agli operatori un segnale di prezzo corretto che ne stimoli il comportamento efficiente, vi è tra gli obiettivi 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 comprese in ciascuna fascia, una riduzione dei raggruppamenti potrebbe portare ad un miglioramento in termini di efficacia del segnale di prezzo.

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

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.

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

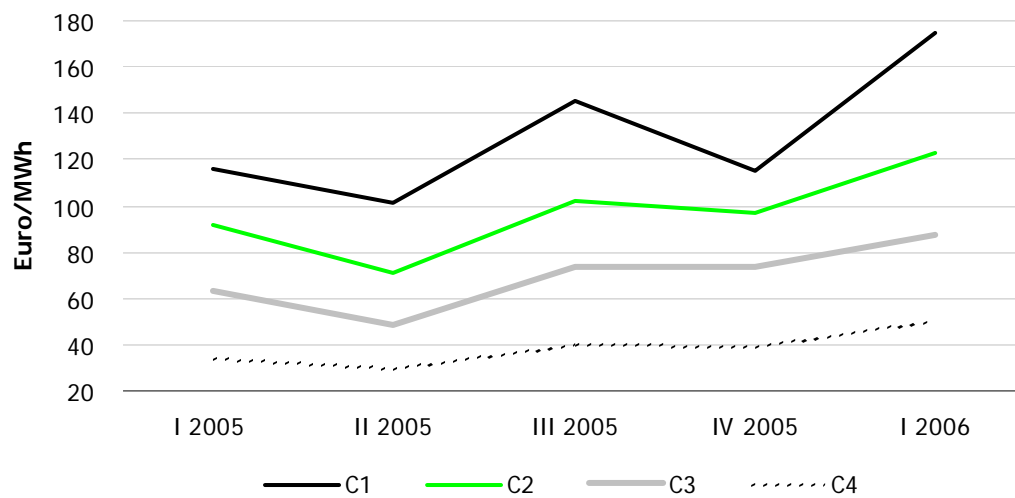


Figura 5: prezzi medi trimestrali dei tre cluster identificati sui prezzi effettivi 2005

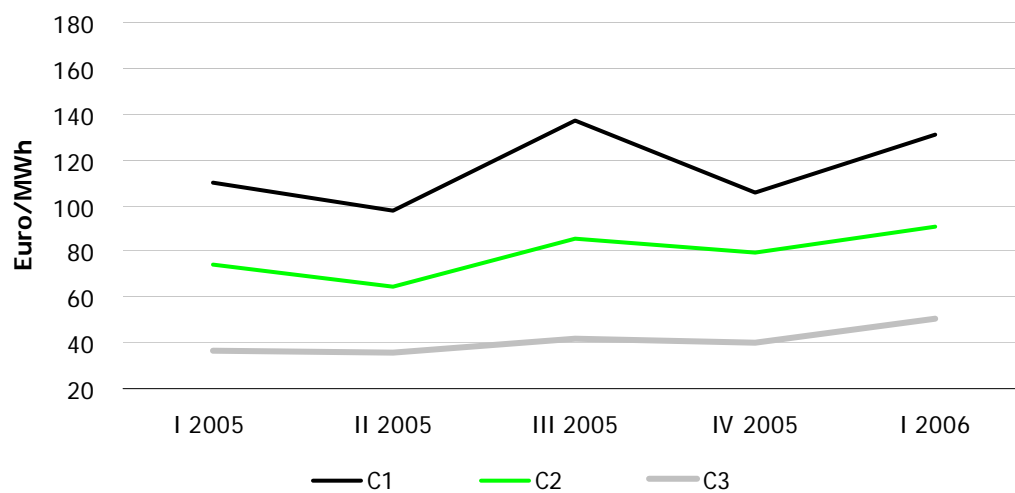
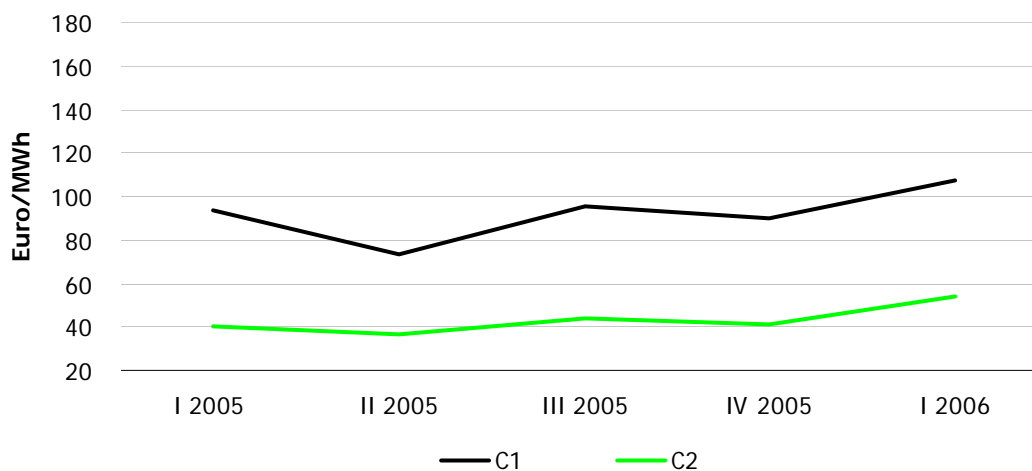


Figura 6: prezzi medi trimestrali dei due cluster identificati sui prezzi effettivi 2005



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.

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.

Le fasce attuali (opzione zero) o quelle che risulterebbero dall'opzione 1 non darebbero ai clienti 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. L'opzione 2, invece, è più semplice sia dell'opzione zero sia dell'opzione 1 in quanto mantiene le medesime fasce nel corso dell'anno.

Rispetto all'obiettivo di efficacia del segnale di prezzo, quindi, l'opzione 3 e l'opzione 2 sono preferibili rispetto sia all'opzione zero sia all'opzione 1.

Stabilità e aggiornamento delle fasce

Nel corso della prima fase di consultazione, antecedente alla formulazione delle opzioni, 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 sottoposta a consultazione con il documento del 3 luglio, le problematiche relative all'aggiornamento delle fasce.

La suddivisione delle ore nei tre gruppi picco, fuori picco e festivi (opzione 3) 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.

Le fasce attuali, com'è noto, richiedono una revisione minima annuale sulla base del calendario delle festività.

Per quanto attiene alle fasce individuate dall'opzione 1, 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.

Per quanto concerne l'opzione 2, le fasce definite da tale opzione potrebbero non essere riviste con cadenza annuale. Tale sistema di fasce potrebbe, infatti, essere rivisto solo qualora si riscontrasse una disomogeneità eccessiva dei raggruppamenti orari in termini di valore atteso dell'energia all'ingrosso nelle ore contenute in ciascuna fascia.

Conclusioni sulla valutazione delle opzioni rispetto agli obiettivi

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 (opzioni 1 e 2) sembrano essere chiaramente migliori, sia rispetto alle fasce attuali (opzione zero) sia rispetto alla ripartizione convenzionale delle ore in "picco", "fuori picco" e "festivi" (opzione 3). Fasce basate sulla metodologia della cluster analysis, infatti, individuano, per costruzione, gruppi di ore omogenei al proprio interno e disomogenei tra loro.

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.

Per quanto attiene, più in generale, all'efficacia del segnale di prezzo, le opzioni 2 e 3 sembrano essere le migliori in quanto, a differenza dell'opzione zero e dell'opzione 1 non comportano l'assegnazione di ciascuna ora dell'anno ad una fascia.

Con riferimento all'obiettivo di stabilità delle fasce, l'opzione 3 non richiede alcun aggiornamento. L'opzione 2 non richiede un aggiornamento annuale, ma solo qualora si riscontrasse una disomogeneità eccessiva dei raggruppamenti orari in termini di valore atteso dell'energia all'ingrosso nelle ore contenute in ciascuna fascia. L'opzione zero e l'opzione 1 richiedono entrambe di essere riviste con cadenza annuale.

Il grado di adeguatezza di ciascuna delle opzioni proposte rispetto agli obiettivi è riassunto dalla tabella 7.

Tabella 7: 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.

Valutazione dell'impatto delle opzioni: simulazione sulla spesa unitaria a copertura dei costi di approvvigionamento

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 indicativo 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.

Si tratta solo di effetti indicativi 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.

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.

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.

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.

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.

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 8 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 un effetto "irrilevante" sulla spesa unitaria. Nella tabella è indicato inoltre il costo di fornitura del cliente dato il profilo convenzionalmente attribuitogli dal sistema e l'ipotesi che l'Acquirente unico si approvvigioni solo tramite acquisti su MGP ("costo di fornitura a PUN corretto per le perdite").

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.

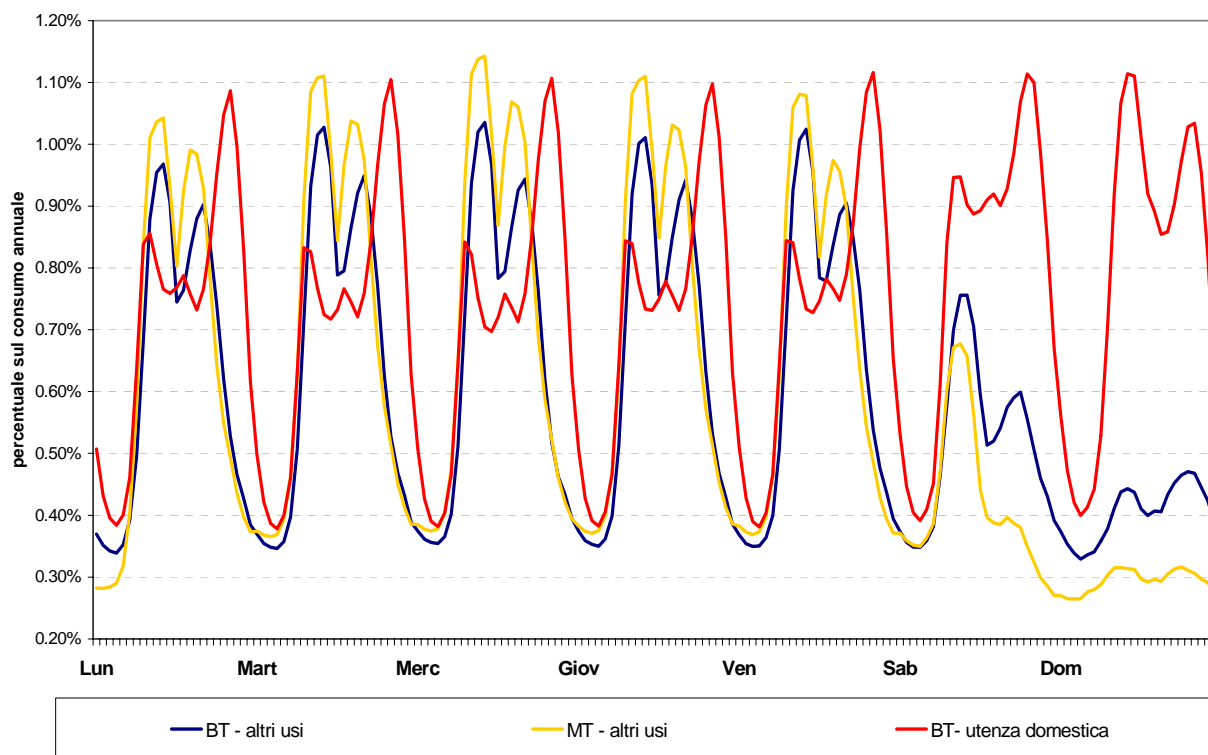
Tabella 8: variazione della spesa unitaria per i clienti monorari, espressa in termini di numero indice, relativa a ciascuna opzione

	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 monorari	MT altri usi	100	99,6	irrelevante	irrelevante	irrelevante
	BT altri usi	100	100,3	irrelevante	irrelevante	irrelevante
	BT utenza domestica (D1)	100	100,6	irrelevante	irrelevante	irrelevante
	BT illuminazione pubblica	100	94,2	-2	-8	-4
	MT illuminazione pubblica	100	94,2	-2	-8	-4

Nota 1: i numeri indice relativi all'utenza domestica sono stati calcolati prendendo sulla base della tariffa 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 variazione della spesa unitaria "irrelevante".

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



6.1 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.

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.

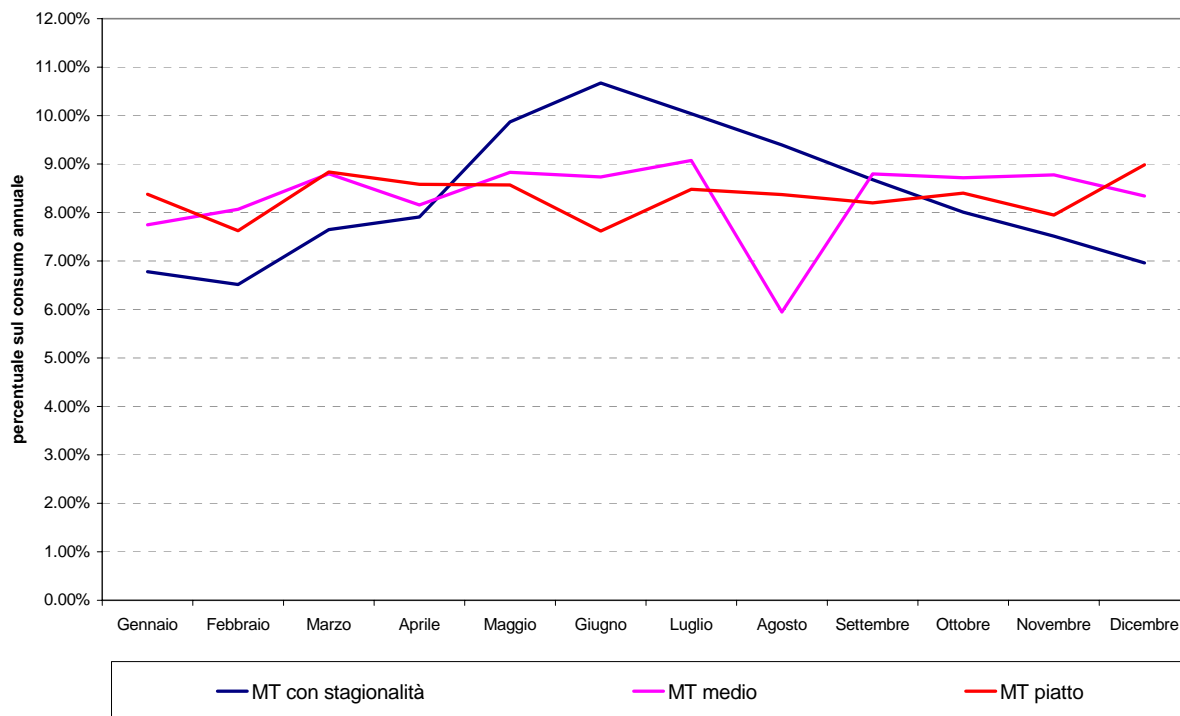


Figura 9: profili di consumo medi settimanali utilizzati per la simulazione dell'impatto delle opzioni sui clienti multiorari in MT.

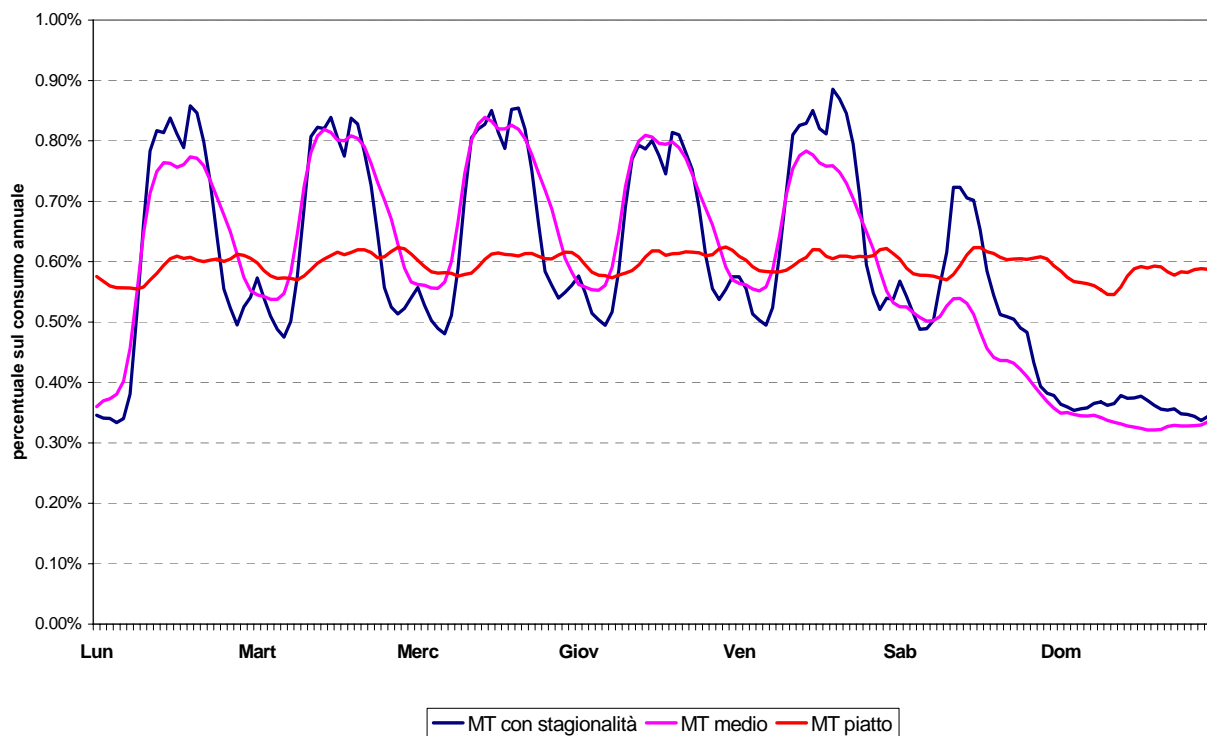
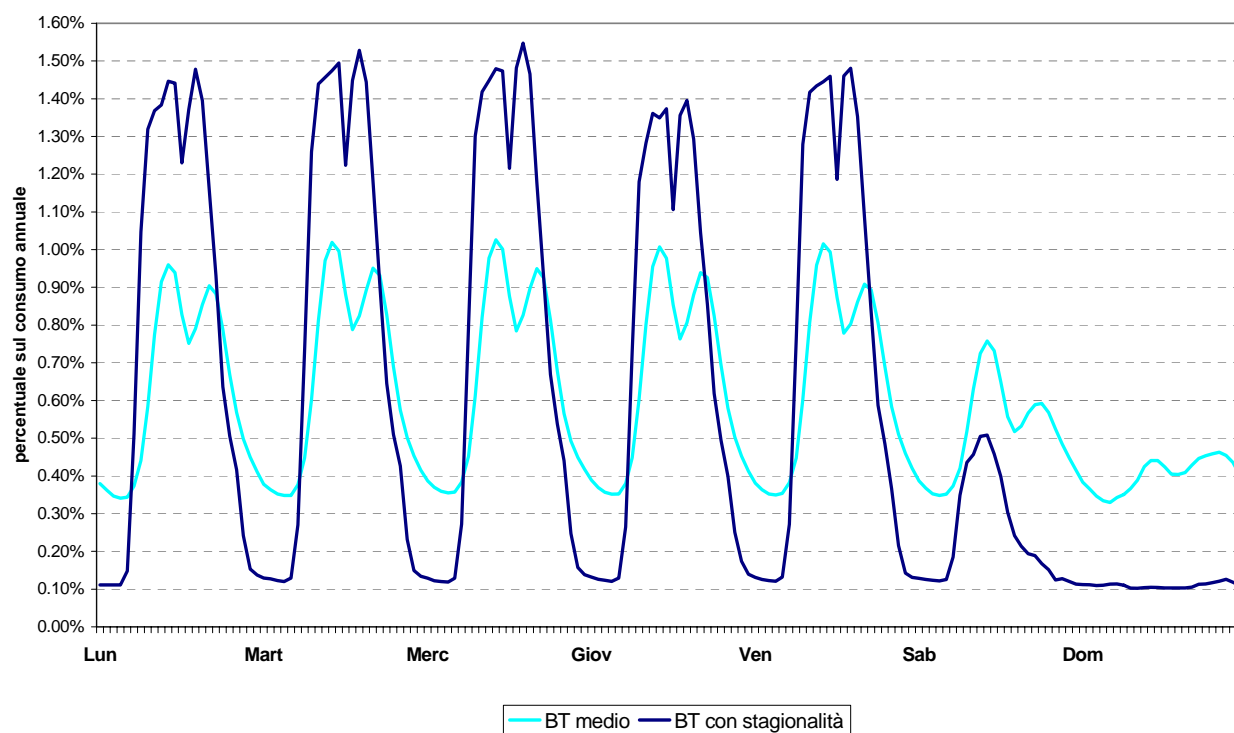


Figura 10: profili di consumo annuali utilizzati per la simulazione dell'impatto delle opzioni sui clienti multiorari in BT.



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



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 9 mostra, per ciascun tipo di cliente, la variazione percentuale della spesa unitaria relativa a ciascuna opzione.

Tabella 9: 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	irrilevante	irrilevante	irrilevante
	MT medio	100	97,7	-2	-2	irrilevante
	MT piatto	100	96,9	-1	-1	irrilevante
	BT medio	100	100,7	irrilevante	irrilevante	irrilevante
	BT con stagionalità	100	101,0	irrilevante	2	2

Nota 1: nel caso di variazioni percentuali della spesa unitaria inferiori a 1% nella tabella viene registrata una variazione della spesa unitaria “irrilevante”.

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.

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.

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.

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.

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.

7 RISULTATI DELLE CONSULTAZIONI SULLE OPZIONI

Le risposte al documento per la consultazione del 3 luglio 2006 sono brevemente riassunte relativamente alle due categorie di soggetti interessate al provvedimento: operatori (grossisti ed imprese distributrici) e clienti finali.

Operatori

Tempi per l'entrata in vigore del provvedimento

La maggior parte degli operatori che ha inviato osservazioni al documento per la consultazione del 3 luglio si è detta favorevole all'entrata in vigore della riforma a partire da gennaio 2007 a condizione che le fasce relative a tale anno siano comunicate con congruo anticipo. Tuttavia, si segnala che un operatore ritiene preferibile posticipare la definizione delle nuove fasce orarie all'1 gennaio 2008 o comunque in un momento successivo al recepimento della Direttiva 2003/54/CE ed alla definizione del quadro regolatorio concernente la completa apertura del mercato a tutti i consumatori finali previsto dalla stessa Direttiva.

Tempi di emanazione della delibera

Gli operatori favorevoli al cambiamento delle fasce già dal 2007 hanno richiesto che l'emanazione della relativa delibera avvenga prima dell'inizio delle campagne commerciali che, tipicamente, hanno luogo in autunno. Per essere coerente con tale scadenza, il termine ultimo dovrebbe essere, a parere di alcuni grossisti, la fine del mese di agosto o, secondo altri, la metà del mese di settembre.

Condivisione degli obiettivi di revisione delle fasce

Vi è un generale consenso tra gli operatori sia in merito all'opportunità di modificare le fasce attuali sia per quanto riguarda gli obiettivi generali e specifici illustrati nel documento per la consultazione. Tuttavia, non vi è accordo su quale peso relativo debba essere attribuito ai singoli obiettivi. Ad operatori che sostengono l'opportunità di considerare preponderante l'obiettivo di omogeneità della fasce si contrappongono operatori secondo i quali l'obiettivo di semplicità dovrebbe essere quello cui assegnare maggiore peso.

Omogeneità. L'obiettivo di omogeneità delle fasce orarie è stato ampiamente condiviso dagli operatori. Tuttavia un operatore ha messo in evidenza come la difficoltà di raggruppare ore omogenee in termini di valore atteso sia legata, almeno in parte, alla difficoltà di previsione del prezzo di acquisto dell'energia su MGP. A parere di tale operatore, infatti, benché esista una correlazione tra prezzi all'ingrosso e carico del sistema, il prezzo del mercato all'ingrosso è soprattutto influenzato dall'esercizio del potere di mercato da parte dell'operatore maggiore.

Semplicità e preferenza relativa al numero di fasce che il nuovo sistema di fasce orarie dovrebbe avere. La maggior parte dei grossisti si sono espressi in favore di una semplificazione dell'attuale sistema di fasce orarie.

Per quanto riguarda il numero di fasce orarie che il nuovo sistema dovrebbe avere, le risposte non sono state univoche. Molti operatori si sono mostrati favorevoli ad una riduzione del numero di fasce a 3. Tuttavia due operatori hanno espresso la propria preferenza per mantenere il numero di fasce pari a quattro mentre altri due soggetti hanno dichiarato di preferire un sistema a due fasce.

Stabilità del sistema di fasce orarie. Alcuni operatori ritengono che sia preferibile scegliere un sistema di fasce che non debba essere aggiornato annualmente e che possa essere mantenuto in vigore per un periodo temporale significativo con possibili revisioni a fronte di rilevanti modifiche nelle condizioni del sistema e del mercato.

Un grossista ritiene l'obiettivo di stabilità delle fasce meno rilevante degli obiettivi di omogeneità e di semplicità. A parere dello stesso soggetto, inoltre, le fasce possono essere aggiornate annualmente purché la comunicazione delle fasce relativa all'anno successivo avvenga con almeno sei mesi di anticipo.

Obiettivi ulteriori. Alcuni grossisti hanno proposto, quale ulteriore obiettivo quello di individuare un sistema di fasce che sia compatibile con prodotti del mercato elettrico

europeo e italiano, tipicamente strutturati secondo il raggruppamento delle ore in “picco” e “fuori picco”.

Opzione preferita tra quelle proposte

L’opzione preferita dalla maggior parte dei grossisti è, tra quelle sottoposte a consultazione, l’opzione 2 in quanto, complessivamente, è considerata essere quella maggiormente rispondente agli obiettivi dell’intervento regolatorio in oggetto.

Tuttavia la preferenza accordata all’opzione 2 non è condivisa da tutti gli operatori. Un operatore ha infatti ritenuto la versione 2 sottoposta a consultazione non adatta a raggiungere gli obiettivi specifici del provvedimento, mostrando di preferire la versione preliminare della stessa opzione risultante dall’applicazione della metodologia dei cluster. Due soggetti, infine, hanno accordato la propria preferenza all’opzione 3 in quanto ritenuta maggiormente coerente con le modalità di contrattazione in uso nei mercati all’ingrosso europei, oltre che più semplice e stabile delle altre opzioni proposte.

Commenti relativi alle opzioni

La maggior parte degli operatori considerano l’opzione 1 la migliore rispetto all’obiettivo specifico di omogeneità. Tuttavia, nessun operatore ha accordato la propria preferenza a tale opzione in quanto ritenuta non adatta a perseguire gli obiettivi specifici di semplicità e di stabilità.

Un operatore ritiene, inoltre, che l’opzione 1 generi eccessiva incertezza negli operatori in quanto necessita di revisioni frequenti. Tuttavia, lo stesso soggetto ritiene che lo svantaggio della scarsa stabilità di tale sistema di fasce possa essere attenuato dalla comunicazione delle fasce relative ad un dato anno con congruo anticipo (almeno sei mesi).

Per quanto riguarda le opzioni zero e 3, la maggior parte dei soggetti ritengono che esse non consentano di individuare fasce sufficientemente omogenee e che siano, per tale ragione, peggiori rispetto all’opzione 2.

Proposta di opzioni ulteriori

Alcuni grossisti hanno suggerito sistemi di fasce alternativi a quelli proposti. In generale, le opzioni suggerite rappresentano versioni alternative dell’opzione 2 sottoposta a consultazione. Le ulteriori opzioni suggerite sono di seguito brevemente illustrate.

Due grossisti hanno suggerito di rivedere l’opzione 2 in modo da prevedere una quarta fascia. Uno di questi due grossisti ha proposto di individuare una fascia separata per le ore diurne del fine settimana. L’altro grossista ha suggerito di modificare l’opzione 2 in modo da incrementare l’omogeneità delle fasce e da rendere il sistema di fasce compatibile con il raggruppamento delle ore in “picco” e “fuori picco” dei prodotti del mercato elettrico all’ingrosso. Questo implicherebbe apportare le seguenti modifiche all’opzione 2:

- distinguere il sabato dalla domenica;
- individuare una quarta fascia per poter cogliere la riduzione del PUN nelle ore centrali della giornata e nelle ore immediatamente precedenti e successive i due picchi di metà mattina e del tardo pomeriggio;
- rendere l'opzione 2 compatibile con i raggruppamenti delle ore in "picco" e "fuori picco" tipicamente utilizzati come riferimento per i prodotti dei mercati all'ingrosso. Questo sarebbe possibile facendo in modo che le ore assegnate alle due fasce centrali della giornata nei giorni feriali corrispondessero alle ore di "picco" di tali contratti (dalle ore 8 alle ore 20).

Un altro operatore ha suggerito di apportare all'opzione 2 le seguenti modifiche volte ad incrementare l'omogeneità delle fasce orarie:

- distinguere il sabato dalla domenica;
- introdurre, per i giorni feriali, due ulteriori ore di fascia a medio carico prima dell'inizio della fascia ad alto carico (in particolare dalle 7.00 alle 9.00);
- ridurre le ore ad alto carico relative ai giorni feriali prevedendo la classificazione nella fasce intermedia delle ore comprese tra le 18.00 e le 22.00;
- eventuale inserimento di due ore classificate come fascia intermedia nelle ore centrali dei giorni feriali corrispondenti con la pausa pomeridiana.

Un'ulteriore sistema di fasce proposto comporta le seguenti modifiche all'opzione 2 in modo da:

- distinguere il sabato dalla domenica;
- considerare l'ora 8 dei giorni feriali come appartenente alla fascia 1 anziché alla fascia 3.

Con riferimento all'attività di vendita, un operatore propone di rivedere l'opzione 2 applicando la stessa metodologia a periodi infrannuali.

Ulteriori commenti

Con riferimento all'attività di distribuzione, un grossista propone l'abolizione dell'articolazione per fasce orarie. Secondo lo stesso soggetto l'eliminazione dell'articolazione temporale per il servizio di distribuzione incrementerebbe la semplicità gestionale per i distributori, i venditori del mercato libero ed i clienti senza incidere significativamente sull'incentivo alla modifica dei profili di consumo da parte dei clienti. Tale incentivo sarebbe infatti già presente nella componente CCA e nella componente della tariffa di distribuzione relativa alla potenza massima prelevata.

Un soggetto ha mostrato apprezzamento per come il metodo previsto dall'Air è stato applicato al documento di consultazione sulle fasce. Lo stesso soggetto ha inoltre auspicato che l'adozione della procedura Air venga estesa ad un numero maggiore di provvedimenti.

In merito alle distorsioni relative alla scelta tra mercato libero e vincolato, lo stesso soggetto ha evidenziato la presenza di distorsioni dovute alle modalità di trasferimento dei costi di approvvigionamento nei prezzi applicati ai clienti finali. In particolare, tali distorsioni sono state ritenute imputabili alla possibilità dell'Acquirente unico di contrarre debiti in misura rilevante. A parere dello stesso soggetto, tale livello di indebitamento non sarebbe viceversa sostenibile dagli operatori del mercato libero. Si auspica, quindi, un ripensamento dell'attuale sistema di individuazione delle tariffe per i clienti oggi potenzialmente liberi.

Un operatore ha sollecitato la revisione della metodologia di load profiling attualmente in vigore, almeno per gli utenti per i quali è disponibile una misura per fascia. Lo stesso operatore ritiene, infatti, che l'applicazione dell'attuale disciplina del load profiling generi distorsioni nella scelta di passaggio al mercato libero dei clienti idonei non dotati di misuratore orario.

Alcuni operatori hanno infine espresso preoccupazione sugli effetti del cambiamento delle fasce orarie in termini di trasmissione dei dati da parte delle imprese distributrici.

Clienti finali

Tempi per l'entrata in vigore del provvedimento

Le associazioni dei consumatori che hanno espresso osservazioni alla consultazione 3 luglio 2006 hanno mostrato di avere delle riserve sull'opportunità di modificare le fasce orarie prima del recepimento della Direttiva 2003/54/CE e della definizione del quadro regolatorio concernente la completa apertura del mercato a tutti i consumatori finali previsto dalla stessa Direttiva a decorrere dall'1 luglio 2007.

Condivisione degli obiettivi di revisione delle fasce

La maggior parte dei clienti finali ha mostrato di condividere gli obiettivi generali e specifici illustrati nel documento per la consultazione del 3 luglio.

Omogeneità. L'obiettivo di omogeneità delle fasce in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso è stato, in generale, condiviso. Tuttavia alcune associazioni di consumatori considerano tale obiettivo non prioritario. Inoltre, alcuni rappresentanti delle associazioni di consumatori hanno messo in evidenza come la difficoltà di raggruppare ore omogenee in termini di valore atteso sia in parte legata alla difficoltà di previsione del prezzo di acquisto dell'energia su MGP. A parere di tali soggetti, infatti, benché esista una correlazione tra prezzi all'ingrosso e carico del sistema, il prezzo del mercato all'ingrosso è soprattutto influenzato dall'esercizio del

potere di mercato da parte dell'operatore maggiore. Da ultimo, inoltre, il fatto che alcuni operatori formulino le proprie offerte su MGP tenendo conto della struttura delle fasce orarie potrebbe inficiare la validità dell'analisi di omogeneità delle fasce condotta nel documento di consultazione del 3 luglio.

Semplicità e preferenza relativa al numero di fasce che il nuovo sistema di fasce orarie dovrebbe avere. Un'associazione di clienti con elevato consumo energetico ritiene che un sistema di quattro fasce orarie sia preferibile per le utenze alimentate ad alta o media tensione, per le quali comunque, il segnale di prezzo rilevante sarà orario. A parere della stessa associazione, un sistema a 3 fasce sembra essere, invece, preferibile per le utenze connesse in bassa tensione. Le associazioni dei clienti di piccole e medie dimensioni giudicano molto positivamente il tentativo di semplificazione del sistema di fasce, pur non considerando essenziale la riduzione del numero di fasce. Alcune associazioni dei consumatori ritengono invece preferibile un sistema a 2 fasce .

Stabilità del sistema di fasce orarie. L'obiettivo di stabilità delle fasce è stato ampiamente condiviso dalle associazioni dei clienti finali.

Opzione preferita tra quelle proposte

La maggior parte dei clienti finali ha espresso la propria preferenza per l'opzione 2. Tuttavia, alcuni soggetti hanno suggerito di apportare alcune modifiche alla struttura di fasce proposta da tale opzione.

L'opzione preferita da un'associazione di grandi consumatori è, tra quelle proposte nel documento, l'opzione 3 per i clienti connessi in bassa tensione. Un sistema a quattro fasce è invece ritenuto maggiormente idoneo per i clienti connessi in media e alta tensione.

Commenti relativi alle opzioni

Le associazioni di clienti di piccoli e medie dimensioni intervenute nella consultazione si sono dette contrarie all'adozione del sistema di fasce dell'opzione 1 in quanto ritenuto eccessivamente complesso. Tale metodo, infatti, prevede eccessive variazioni da una settimana all'altra e da un giorno all'altro. Le fasce attuali, a parere dello stesso soggetto, sarebbero affette da simili svantaggi.

L'opzione 3 è stata, in generale, apprezzata per la sua semplicità. Tuttavia, a parere della maggior parte delle associazioni, essa non sembra essere superiore all'opzione 2.

Proposta di opzioni ulteriori

Alcune associazioni hanno suggerito sistemi di fasce alternativi a quelli proposti. In generale, le opzioni suggerite rappresentano versioni alternative dell'opzione 2 sottoposta a consultazione. Le ulteriori opzioni suggerite sono brevemente illustrate in quanto segue.

Le associazioni dei consumatori hanno sottolineato il contributo che anche che i clienti domestici e i clienti di piccola dimensione possono dare ad un uso più efficiente dell'energia elettrica. In quest'ottica, tali associazioni hanno suggerito di modificare

l'opzione 2 sottoposta a consultazione al fine di far iniziare la fascia 2 dalle ore 19.00 anziché dalle ore 20.00. A parere di tali soggetti, infatti, questa modifica incentiverebbe i piccoli consumatori e in particolare i clienti domestici a spostare i propri consumi dalle ore di picco del carico nelle ore serali, tipicamente caratterizzate da un carico inferiore e da costi dell'energia elettrica all'ingrosso inferiori.

Un'associazione di clienti di piccole e medie dimensioni ha suggerito di apportare all'opzione 2 le seguenti modifiche:

- considerare le ore successive alle 21 della sera come appartenenti alla fascia 3;
- considerare le ore tra le 12 e le 14 come appartenenti alla fascia 2 o alla fascia 3;
- classificare almeno $\frac{3}{4}$ delle ore del sabato e tutte le ore della domenica nella fascia 3;
- classificare tutte le ore della domenica come appartenenti alla fascia 3;
- valutare la convenienza a differenziare le fasce anche considerando le stagioni, pur mantenendo l'impostazione metodologica dell'opzione 2.

Ulteriori commenti

Alcune associazioni di clienti di piccole e medie dimensioni hanno sottolineato come questi clienti abbiano, in generale, pochissimi gradi di flessibilità nel variare il proprio profilo di prelievo, in gran parte determinato da esigenze produttive e/o commerciali. A parere di tali associazioni, quindi, un segnale di prezzo più corretto ed efficace non potrebbe comunque contribuire a modificare il profilo di prelievo di tale categoria di clienti.

8 DESCRIZIONE DELL'OPZIONE PREFERITA E MOTIVAZIONE DELLA SCELTA

Descrizione dell'opzione preferita

La tabella 10 descrive l'opzione preferita. Il sistema di fasce scelto è basato sull'opzione 2 sottoposta a consultazione, rispetto alla quale si differenzia, tuttavia, in tre aspetti:

- distingue il sabato dalla domenica in quanto considera tutte le ore della domenica appartenenti alla fascia 3;
- l'ora tra le 7.00 e le 8.00 dei giorni feriali e del sabato è considerata come appartenente alla fascia 2 anziché alla fascia 3;
- l'ora tra le 19.00 e le 20.00 dei giorni feriali è considerata come appartenente alla fascia 2 anziché alla fascia 1.

Tabella 10: fasce orarie con decorrenza 1 gennaio 2007

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	2	2	2	2
mar	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
mer	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
gio	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
ven	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	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
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

con

F1: ore di punta (peak)

Nei giorni dal lunedì al venerdì:

dalle ore 8.00 alle ore 19.00

F2: ore intermedie (mid-level)

Nei giorni dal lunedì al venerdì:

dalle ore 7.00 alle ore 8.00 e dalle ore 19.00 alle ore 23.00

Nei giorni di sabato:

dalle ore 7.00 alle ore 23.00

F3: ore fuori punta (off-peak)

Nei giorni dal lunedì al venerdì:

dalle ore 23.00 alle ore 7.00

Nei giorni di domenica e festivi *:

tutte le ore della giornata

* Si considerano festivi: 1 gennaio; 6 gennaio; lunedì di Pasqua; 25 Aprile; 1 maggio; 2 giugno; 15 agosto; 1 novembre; 8 dicembre; 25 dicembre; 26 dicembre.

Motivazioni della scelta

La valutazione delle opzioni sottoposte a consultazione rispetto alla loro idoneità a soddisfare gli obiettivi specifici dell'intervento regolatorio in oggetto, ha messo in evidenza come, nel complesso, l'opzione 2 proposta fosse, tra le opzioni sottoposte a consultazione, quella maggiormente adeguata ad individuare un sistema di fasce dalla struttura semplice, sufficientemente stabile e che raggruppasse, all'interno di ciascuna fascia, ore omogenee in termini di valore atteso dell'energia elettrica.

L'analisi di confronto e valutazione delle opzioni presentata dall'Autorità nel documento per la consultazione del 3 luglio è stata sostanzialmente condivisa dalla maggior parte degli operatori e dalle associazioni rappresentanti i clienti finali. L'opzione 2 è stata, infatti, l'opzione, tra quelle sottoposte a consultazione, che ha ottenuto i maggiori riscontri. Tuttavia, nell'ambito della consultazione, alcuni soggetti hanno suggerito alcune varianti all'opzione 2 proposta.

L'Autorità ha analizzato le varianti all'opzione 2 suggerite dagli operatori, valutandone i relativi costi e benefici in termini di contributo ad incrementare la correttezza e/o l'efficacia del segnale di prezzo.

Tale valutazione ha portato ad escludere i seguenti suggerimenti:

- l'introduzione di una quarta fascia in quanto la maggior parte degli operatori e delle associazioni rappresentanti i clienti finali ha mostrato di preferire un sistema di fasce ridotto rispetto all'attuale sistema;
- la riduzione a un sistema di 2 fasce in quanto questa riduzione avrebbe portato ad un peggioramento con riferimento all'obiettivo specifico di omogeneità;
- l'inserimento di due o tre ore in fascia 2 a metà giornata in quanto questo avrebbe portato ad un peggioramento con riferimento all'obiettivo specifico di omogeneità;
- l'incremento del numero di ore serali appartenenti alla fascia 3 in quanto questo avrebbe portato ad un peggioramento con riferimento all'obiettivo specifico di omogeneità;
- la differenziazione delle fasce sulla base delle stagioni in quanto la maggior parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione ha apprezzato il fatto che l'opzione 2 proponesse la stessa articolazione di fasce per ogni settimana dell'anno.

L'Autorità ha, invece, ritenuto di accettare le seguenti variazioni all'opzione 2 proposta:

- distinguere il sabato dalla domenica e classificare tutte le ore della domenica come appartenenti alla fascia 3;
- considerare l'ora tra le 7.00 e le 8.00 dei giorni feriali e del sabato come appartenente alla fascia 2 anziché alla fascia 3;
- considerare l'ora tra le 19.00 e le 20.00 dei giorni feriali come appartenente alla fascia 2 anziché alla fascia 1.

Tali modifiche individuano un sistema di fasce che rispetto, all'opzione 2 proposta, sostanzialmente non comporta un peggioramento in termini di omogeneità delle fasce. Inoltre, l'opzione preferita accoglie le varianti maggiormente condivise dai soggetti che hanno partecipato alla consultazione.

3 agosto 2006

Il Direttore della Direzione Energia Elettrica
Dott. Ing. Guido Bortoni

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 Harabasz¹⁴, 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:

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

$j=1...G$ 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.

¹⁴ 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.