

Atto n. 24/06

RIFORMA DELLA MODALITA' DI ESAGIONE DELLA COMPONENTE TARIFFARIA A6 DI  
CUI AL COMMA 52.2, LETTERA e), DELL'ALLEGATO A ALLA DELIBERAZIONE  
DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 30 GENNAIO 2004, N. 5/04.

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 luglio 2005, n. 163/05, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di copertura dei costi non recuperabili nel settore dell'energia elettrica, ai sensi del decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze 22 giugno 2005.

2 agosto 2006

## **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 28 luglio 2005, n.163/05 (di seguito: deliberazione n. 163/05), finalizzato a:*

- *modificare le modalità di copertura dei costi non recuperabili del settore elettrico ai sensi del decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze 22 giugno 2005 ;*
- *valutare la possibilità di armonizzare la modalità di esazione di tutte le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali afferenti il sistema elettrico;*
- *valutare l'opportunità di rivedere i meccanismi di deroga previsti dal comma 72.1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 come successivamente modificato e integrato (di seguito: Testo integrato);*

*Il documento illustra le proposte dell'Autorità relativamente al primo punto sopra richiamato, ossia all'introduzione di una diversa modalità di esazione, rispetto a quanto previsto dalla normativa attualmente in vigore, della componente tariffaria A6 di cui al comma 52.2, lettera e), del Testo integrato. Le nuove modalità di esazione della suddetta componente implicano anche una revisione dei meccanismi di deroga previsti dal comma 72.1 del Testo integrato.*

*Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di presentare osservazioni e proposte. Prima che l'Autorità proceda all'emanazione dei provvedimenti previsti potranno anche essere organizzate audizioni con i soggetti interessati.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, per iscritto, entro il 30 settembre 2006.*

**Osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: posta, fax o e-mail.**

***Autorità per l'energia elettrica e il gas  
Direzione tariffe  
piazza Cavour 5 – 20121 Milano  
tel. 02 65565311 fax 0265565222  
e-mail: [tariffe@autorita.energia.it](mailto:tariffe@autorita.energia.it)  
sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)***

## 1. Introduzione e quadro normativo

### Gli stranded costs

- 1.1. Il decreto del ministero dell'industria e dell'artigianato, di concerto con il Ministero del tesoro e della programmazione economica 26 gennaio 2000 (di seguito: decreto 26 gennaio 2000) individua gli oneri generali afferenti il sistema elettrico, ossia quegli oneri alla cui copertura partecipano tutti i clienti finali del servizio elettrico mediante il pagamento di apposite componenti tariffarie fissate dall'Autorità (di seguito anche richiamate come componenti A), poste a maggiorazione dei corrispettivi a copertura dei costi del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.
- 1.2. Tra gli oneri generali, ai sensi del comma 2.1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000, figura la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici di una quota dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica, non più recuperabile a seguito dell'attuazione della direttiva europea n. 96/92/CE per la liberalizzazione del mercato elettrico (i cosiddetti *stranded costs*).
- 1.3. Più in particolare, il comma 3.1 del medesimo decreto identifica quali *stranded costs*:
  - i costi derivanti da obblighi contrattuali ed investimenti, associati ad impianti di produzione di energia elettrica, a condizione che fossero stati assunti o effettuati per motivi di opportunità economica o che, comunque, fossero stati imposti all'impresa produttrice-distributtrice da atti legislativi o di programmazione nazionale (*stranded costs di produzione*);
  - i maggiori costi derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dall'ENEL S.p.a. dalla Nigeria in base agli impegni contrattuali assunti anteriormente alla data del 19 febbraio 1997 (*stranded gas nigeriano*).
- 1.4. Il decreto legge 18 febbraio 2003, convertito con modifiche in legge 17 aprile 2003, n. 83 ha disposto il riconoscimento degli *stranded costs* di produzione limitatamente al 31 dicembre 2003, mentre gli *stranded cost* relativi alla reintegrazione dei maggiori costi per l'Enel dell'importazione del gas dalla Nigeria sono riconosciuti relativamente al periodo fino al 1 gennaio 2010.
- 1.5. La quantificazione dei suddetti oneri è stata effettuata con i decreti del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, 6 agosto 2004 e 10 marzo 2005. Limitatamente agli oneri quantificati con il richiamato decreto 6 agosto 2004, le modalità di rimborso sono state definite nel decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministero dell'economia e delle finanze, del 22 giugno 2005 (di seguito: decreto 22 giugno 2005).
- 1.6. Con riferimento agli *stranded* legati al gas nigeriano, il decreto 22 giugno 2005, in osservanza delle condizioni impartite dalla Commissione europea riguardo alle modalità di copertura dei costi non recuperabili richiamate nella decisione C(2004) 4333 fin, ha disposto, tra l'altro, che il volume di gas naturale oggetto di rimborso per costi non recuperabili non può essere superiore al volume di gas naturale destinato alla generazione di energia elettrica e che, in caso contrario, l'importo da rimborsare deve essere ridotto proporzionalmente. A tal proposito, l'Autorità ha in programma l'avvio di un apposito

procedimento finalizzato alla definizione dei criteri e delle modalità di verifica della suddetta disposizione.

### La componente A<sub>6</sub>

- 1.7. Ai fini della copertura degli *stranded costs*, con deliberazione 28 dicembre 2000, n. 238/00 (oggi confluita nella Parte IV del Teso integrato<sup>1</sup> approvato con deliberazione dell’Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04), l’Autorità ha stabilito che vengano utilizzate le disponibilità del “Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l’attività di produzione di energia elettrica nella transizione” (di seguito: conto A<sub>6</sub>), gestito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico, ed alimentato dalla componente tariffaria A<sub>6</sub>.
- 1.8. La componente A<sub>6</sub> è attualmente espressa in €/cent/kWh, ed è applicata ai consumi di energia elettrica da parte dei clienti finali, salvo le deroghe previste ai sensi dell’articolo 72 del Testo integrato.
- 1.9. La Commissione europea, con la richiamata decisione C(2004) 4333 fin, ha ritenuto illegittima l’applicazione della componente A<sub>6</sub> all’energia elettrica importata dagli altri Stati Membri. Secondo la Commissione europea, il reintegro degli *stranded costs* tramite una componente tariffaria commisurata al consumo dell’energia elettrica equivale all’imposizione di una tassa che ha l’effetto di un dazio doganale, e come tale costituisce una violazione degli articoli 23 e 25 CE. Più nel dettaglio, l’applicazione della componente A<sub>6</sub> sia sull’energia prodotta in Italia che sull’energia importata, costituirebbe un tributo riscosso indiscriminatamente e distribuito non equamente, dal momento che il gettito che ne deriva viene distribuito solamente agli operatori nazionali avvantaggiandoli rispetto a quelli esteri.
- 1.10. In ottemperanza alle indicazioni della Commissione europea, il Governo, mediante il già richiamato decreto 22 giugno 2005, ha disposto che l’Autorità attui una riforma del sistema di copertura dei costi non recuperabili attraverso l’individuazione di una componente tariffaria basata su “parametri tecnici rappresentativi dei punti di interconnessione alle reti” anziché commisurata ai consumi di energia elettrica.
- 1.11. Per mitigare gli effetti negativi creati dalle modalità di riscossione attualmente in vigore, cui sarebbero soggetti gli operatori esteri, nel medesimo decreto 22 giugno 2005, il Governo ha stabilito di sottrarre la quota del gettito derivante dall’applicazione della componente A<sub>6</sub> all’energia importata al reintegro degli *stranded costs* e ad utilizzarla per il potenziamento della rete interconnessa con i Paesi confinanti appartenenti dell’Unione europea e dei servizi ausiliari funzionali all’incremento della capacità di importazione con i Paesi medesimi.
- 1.12. Al fine di dare attuazione alle disposizioni del decreto 22 giugno 2005, con deliberazione 28 luglio 2005, n. 163/05 (di seguito: deliberazione n. 163/05), l’Autorità ha avviato il procedimento di riforma della componente A<sub>6</sub> nel cui ambito si inserisce il presente documento per la consultazione.
- 1.13. In particolare l’articolo 2 della deliberazione n. 163/05 prevede che, nel dare attuazione alla riforma, venga perseguito l’obiettivo di tendenziale continuità nella ripartizione tra le

---

<sup>1</sup> Testo integrato è l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificato e integrato.

diverse tipologie contrattuali (definite dal comma 2.2 del Testo integrato) degli oneri relativi ai costi non recuperabili.

## **2. Le attuali modalità di esazione della componente tariffaria A<sub>6</sub>**

2.1. Sulla base della normativa attualmente in vigore, la componente tariffaria A<sub>6</sub> è commisurata ai consumi di energia elettrica. Tale componente, pertanto, viene espressa in centesimi di euro per ogni kWh consumato da tutti gli utenti finali appartenenti sia al mercato vincolato che al mercato libero.

2.2. Sono previste eccezioni:

- per i consumi eccedenti gli 8 Gwh/mese per i quali è prevista la completa esenzione dal pagamento della componente A<sub>6</sub> secondo quanto previsto dal comma 72.1 del Testo integrato;
- per l'energia di cui al comma 72.2 del Testo integrato per la quale è prevista l'applicazione della componente A<sub>6</sub> in misura ridotta, il cui valore è fissato nelle delibere di aggiornamento trimestrale.

2.3. L'attuale aliquota, decisa con la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 132/06, in vigore per il trimestre luglio – settembre 2006, è fissata pari a 0,27 centesimi di euro/kWh per tutte le tipologie contrattuali che corrisponde, in media nazionale, a 0,25 centesimi di euro/kWh per effetto dell'energia agevolata ed esentata di cui al precedente paragrafo 2.2.

2.4. Nella tabella 1 è riportato, sulla base dei dati più recenti a disposizione degli uffici dell'Autorità, il contributo di ciascuna tipologia contrattuale alla copertura dei costi gravanti sul Conto A6.

**Tabella 1: Contribuzione alla copertura dei costi gravanti sul Conto A6**

Utenze in bassa tensione usi domestici	23,6%
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	2,3%
Altre utenze in bassa tensione	25,0%
Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,2%
Altre utenze in media tensione	38,9%
Altre utenze in alta tensione	10,0%
<b>Totale</b>	<b>100,0%</b>

*Nota: La stima è stata effettuata sulla base dei dati riferiti alle 15 imprese distributrici di maggiori dimensioni*

## **3. Le proposte dell'Autorità per la riforma delle modalità di esazione della componente tariffaria A<sub>6</sub>: individuazione del parametro tecnico di riferimento**

3.1. Al fine di ottemperare alla previsione di copertura dei costi non recuperabili attraverso l'individuazione di una componente tariffaria basata sui parametri tecnici rappresentativi dei punti di interconnessione, l'Autorità individua due caratteristiche tecniche che possono dare origine, separatamente, a due diverse componenti tariffarie monomie o, congiuntamente, ad una componente tariffaria binomia:

- la potenza

- il livello di tensione

Inoltre, l'obiettivo di tendenziale continuità nella ripartizione tra le diverse tipologie contrattuali degli oneri, fa ritenere opportuno il mantenimento di una distinzione tra le tipologie contrattuali.

#### Potenza impegnata e potenza disponibile

3.2. Per *potenza impegnata* si intende:

- a) la potenza contrattualmente impegnata per i clienti con potenza disponibile fino a 37,5 kW per i quali all'1 gennaio 2000 non erano installati misuratori in grado di registrare la potenza massima prelevata;
- b) la potenza massima prelevata nell'anno per tutti gli altri clienti finali.

3.3. Il concetto di potenza impegnata, così definito, nel caso delle utenze connesse in bassa tensione tende a coincidere con la potenza contrattualmente impegnata, mentre per le utenze connesse in media e alta tensione corrisponde alla potenza massima prelevata in ciascun anno solare.

3.4. La *potenza disponibile* invece esprime la massima potenza prelevabile in un punto di prelievo senza che il cliente finale sia disalimentato. Si tratta della potenza per la quale viene corrisposto il contributo di allacciamento e riflette, verosimilmente, le caratteristiche di prelievo dell'utilizzatore che ha richiesto in origine la connessione alla rete.

3.5. La *potenza disponibile*, per come definita, può essere, in alcuni casi, scorrelata rispetto all'effettivo utilizzo della capacità di rete ed alle caratteristiche di prelievo del cliente. Un simile riferimento risulterebbe, dunque, immotivatamente penalizzante per gli utenti che nel tempo abbiano ridotto sensibilmente l'utilizzo effettivo di potenza rispetto a quello previsto al momento dell'allacciamento, ad esempio per effetto di scelte di riconversione industriale o per l'introduzione di impianti con più elevata efficienza.

3.6. Alla luce di tali considerazioni, l'Autorità intende prevedere che la componente tariffaria  $A_6$  venga in futuro commisurata alla *potenza impegnata* e quindi:

- a) alla potenza contrattualmente impegnata per i clienti con potenza disponibile fino a 37,5 kW per i quali all'1 gennaio 2000 non erano installati misuratori in grado di registrare la potenza massima prelevata;
- b) alla potenza massima prelevata nell'anno per tutti gli altri clienti finali.

#### Problematiche di fatturazione della componente $A_6$ applicata alla potenza impegnata

3.7. Come sopra descritto, l'applicazione della componente  $A_6$  in funzione della potenza impegnata comporta, in taluni casi, il riferimento alla potenza massima effettivamente prelevata nell'anno. Poiché la potenza massima prelevata è nota con certezza solo alla fine dell'anno, tuttavia, diviene probabile la necessità di uno o più conguagli in corso d'anno, ossia in occasione di punte di prelievo superiori a quelle prese a riferimento nelle fatture precedenti.

3.8. L'Autorità ritiene opportuno introdurre modalità applicative che minimizzino la necessità di effettuare conguagli sulla componente  $A_6$  in corso d'anno, così da rendere maggiormente prevedibile per il cliente l'onere da sostenere e meno complesso il processo di fatturazione. A tal fine l'Autorità intende prevedere che nel caso di clienti per i quali è prevista l'applicazione della componente  $A_6$  alla potenza massima prelevata nell'anno,

questo avvenga con riferimento alla potenza registrata nell'anno precedente a quello in cui la componente viene applicata. In altri termini, il cliente, nell'anno  $n$ , si vedrebbe applicata la componente  $A_6$  in funzione della sua potenza massima prelevata nell'anno  $n-1$ .

- 3.9. Quanto sopra descritto rende, tuttavia, necessario prevedere modalità applicative specifiche per le nuove utenze (nuovi allacciamenti, subentri, volture) per le quali non può essere utilizzato il riferimento alla potenza massima prelevata nell'anno precedente, non essendo questo disponibile. In tali casi, l'Autorità propone che, fino alla fine dell'anno solare in cui la nuova utenza è stata attivata, la componente tariffaria  $A_6$  sia applicata con gli stessi criteri con cui vengono applicate le opzioni tariffarie di distribuzione, ove queste prevedano un corrispettivo in potenza, ovvero sulla base della potenza massima impegnata mensilmente.
- 3.10. Le modalità applicative sopra proposte potrebbero incentivare l'attivazione di un nuovo contratto di fornitura alla fine di un anno solare e la non utilizzazione o la sottoutilizzazione, in quel periodo, della rete al fine di godere, nell'anno solare successivo, di un vantaggio derivante dall'applicazione della componente  $A_6$  su una potenza massima prelevata nulla o comunque molto bassa.
- 3.11. Per limitare tali comportamenti opportunistici, si può prevedere che, nel caso di attivazioni di nuove utenze, nel corso del secondo semestre dell'anno, la componente  $A_6$  si applichi:
- a) fino alla fine dell'anno in cui è avvenuta l'attivazione (anno  $n$ ) alla potenza massima impegnata mensile e, per tutto l'anno successivo (anno  $n+1$ ), in acconto, sulla potenza massima impegnata rilevata nell'anno  $n$ . Nell'ultima fattura di competenza dell'anno  $n+1$  quanto addebitato nel medesimo anno verrà conguagliato sulla base della potenza massima effettivamente impegnata nell'anno  $n+1$ .
- oppure:
- b) fino alla fine dell'anno in cui è avvenuta l'attivazione (anno  $n$ ) e per tutto l'anno successivo (anno  $n+1$ ) alla potenza massima impegnata mensile.
- 3.12. Resta inteso che per gli anni successivi, la componente sarà applicata alla potenza massima prelevata nell'anno precedente a quello di addebito.

#### Livello di tensione

- 3.13. Il livello di tensione è già utilizzato per differenziare alcune tipologie di utenza. Un utilizzo più radicale potrebbe essere quello di individuare corrispettivi annuali (espressi in €/cent/punto di prelievo) differenziati solo sulla base della tensione. In questo caso, verrebbe meno la differenziazione tra alcune tipologie contrattuali (ad esempio, tra le tre tipologie in bassa tensione).
- 3.14. In alternativa, l'Autorità potrebbe ridefinire la componente  $A_6$  prevedendo corrispettivi in parte commisurati alla potenza impegnata e differenziati sulla base della tipologia contrattuale e in parte espressi in quota fissa (ossia per punto di prelievo) differenziati per livello di tensione.

#### **4. Le proposte dell'Autorità per la riforma delle modalità di esazione della componente tariffaria $A_6$ : definizione dell'aliquota unitaria per tipologia contrattuale**

- 4.1. Nel fissare le aliquote unitarie della componente  $A_6$  applicabile alla potenza impegnata secondo quanto indicato nel precedente capitolo, l'Autorità intende:
- a) garantire la raccolta di un gettito tariffario in linea con le esigenze del conto  $A_6$ ;

- b) prevedere una tendenziale continuità con l'attuale allocazione degli oneri relativi agli *stranded costs* sia tra le diverse tipologie contrattuali sia tra clienti all'interno di ciascuna di esse;
  - c) garantire il rispetto delle disposizioni del comma 3.11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 77/99 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99), secondo cui gli oneri generali a carico dei clienti finali, in particolare per le attività ad elevato consumo di energia, devono essere definiti in maniera decrescente in rapporto ai maggiori consumi. Nel sistema vigente tali disposizioni sono attuate tramite l'agevolazione prevista ai sensi del comma 72.1 del Testo integrato, per i consumi eccedenti gli 8 Gwh/mese, già richiamata in precedenza.
- 4.2. In merito al punto c) del precedente paragrafo, occorre rilevare che definendo un corrispettivo commisurato alla potenza impegnata, da una parte, verrebbe meno l'agevolazione per i consumi eccedenti gli 8 Gwh/mese, dall'altra si determinerebbe comunque un vantaggio in termini di spesa per quegli utenti che hanno consumi molto elevati: a parità di potenza impegnata, e di conseguenza a parità di corrispettivo applicato, infatti, il costo medio del kWh risulterebbe decrescente al crescere dei consumi.
- 4.3. Tenuto conto di quanto detto sopra, l'Autorità, nonostante non disponga ancora dei dati necessari ad avanzare ipotesi sul dimensionamento dei corrispettivi, intende sottoporre a consultazione fin da ora i criteri che intende adottare nella definizione dei corrispettivi per le diverse tipologie contrattuali. Di seguito sono riportate alcune considerazioni focalizzate sulla eventuale componente applicabile alla potenza impegnata.

#### Altri usi in bassa, media e alta tensione

- 4.4. Per le utenze diverse dall'illuminazione pubblica e dagli usi domestici, l'Autorità intende proporre una differenziazione della componente tariffaria  $A_6$  per scaglioni sulla potenza impegnata.
- 4.5. Un'articolazione della componente tariffaria  $A_6$  sulla base di scaglioni caratterizzati da corrispettivi decrescenti al crescere della potenza impegnata si ritiene consentirebbe, individuate classi di potenza significative, ad utenze caratterizzate da livelli e modalità di consumo assimilabili, di continuare a contribuire in misura simile a quanto avviene con l'attuale sistema di esazione alle esigenze di gettito del conto  $A_6$ , nonché garantirebbe il rispetto del principio di degressività previsto dal decreto legislativo n. 79/99.

#### Clienti domestici

- 4.6. Il fatto che la potenza impegnata sia pari nella stragrande maggioranza dei casi a 3 kW, conferisce all'insieme delle utenze domestiche caratteri di omogeneità tali da far ritenere non necessaria una differenziazione per scaglioni della componente tariffaria  $A_6$ .
- 4.7. L'Autorità dispone già, in merito, di dati forniti dalle imprese distributrici in occasione di precedenti raccolte dati. Dalle stime effettuate sulla base dei suddetti dati, e nell'ipotesi di operare solo con la componente in "potenza impegnata", è emerso che il corrispettivo che garantirebbe lo stesso gettito raccolto attualmente (aggiornamento luglio –settembre 2006) sarebbe pari a 195,41 centesimi di euro/kW/anno. Ciò comporterebbe variazioni in riduzione della tariffa per l'utente tipo (ossia un cliente domestico residente con un consumo medio di 225 kWh/mese e potenza impegnata pari a 3 kW) di modesta entità (inferiore a 2 €/anno, al netto delle imposte).

### Illuminazione pubblica in bassa e in media tensione

- 4.8. Date le specificità di consumo e impiantistiche dell'illuminazione pubblica, l'Autorità ha valutato la possibilità di ricorrere all'applicazione di un corrispettivo  $A_6$  alla "potenza equivalente" definita come rapporto tra l'energia consumata nell'anno ed un periodo di accensione convenzionale.
- 4.9. Va rilevato, tuttavia, che fare riferimento al concetto di potenza equivalente il cui calcolo presuppone la fissazione convenzionale del numero di ore di funzionamento degli impianti, rende il ricorso ad un corrispettivo in quota potenza del tutto equivalente all'applicazione di corrispettivo in quota energia ove si definisse un numero di ore equivalente valido a livello nazionale, come già fatto per la disciplina del *load profiling*.
- 4.10. Per tali motivi, limitatamente a queste due tipologie contrattuali l'Autorità propone di continuare ad applicare la componente  $A_6$  in quota energia come avviene attualmente.

## **5. Raccolta dati propedeutica**

- 5.1. Come segnalato anche in precedenza, gli uffici dell'Autorità non dispongono al momento di dati sufficienti (con l'eccezione dei clienti domestici) per stimare quali potrebbero essere i corrispettivi da applicare alle diverse tipologie contrattuali, né per proporre nel presente documento una ripartizione per scaglioni dei corrispettivi.
- 5.2. In concomitanza con la fase di consultazione l'Autorità intende avviare una raccolta dati che interesserà le maggiori imprese distributrici, alle quali sarà chiesto di fornire, dettagliatamente per ciascuna tipologia contrattuale, dati relativi ai punti di prelievo, ai consumi ed alla potenza complessivamente impegnata dai propri clienti.
- 5.3. Valutate le risposte al presente documento per la consultazione ed elaborati i dati richiesti alle imprese distributrici, l'Autorità intende rendere applicativa la riforma al più presto e compatibilmente con le esigenze di aggiornamento dei sistemi di fatturazione.

## **6. Armonizzazione delle modalità di esazione di tutte le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali**

- 6.1. Tra le finalità del procedimento avviato con la deliberazione n. 163/05, nell'ambito del quale si inserisce il presente documento per la consultazione, figura anche la valutazione della possibilità di armonizzare la modalità di esazione di tutte le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali afferenti il sistema elettrico.
- 6.2. L'Autorità si propone di completare la riforma della componente  $A_6$  entro la fine dell'anno in corso, allo scopo di dare attuazione alle nuove modalità di esazione della componente medesima nell'ambito dell'aggiornamento tariffario per il primo trimestre 2007.
- 6.3. Successivamente all'entrata in vigore della suddetta riforma l'Autorità valuterà l'opportunità di estendere i criteri di esazione adottati per la componente  $A_6$  alle altre componenti tariffarie a copertura degli oneri generali afferenti il sistema elettrico, al fine di rendere omogenee le procedure di esazione.

<i>Spunti per la consultazione</i>	
S1.	In relazione alle considerazioni sviluppate nel capitolo 3 del documento circa l'individuazione del parametro tecnico di riferimento a cui applicare la nuova componente $A_6$ , si condivide l'impostazione adottata? Si ritiene esistano parametri alternativi non presi in considerazione?
S2.	Nel caso di utilizzo del parametro "potenza", si condivide la scelta di commisurare la componente tariffaria $A_6$ alla potenza impegnata? Motivare la risposta
S3.	Si ritiene efficace ed equa la scelta di applicare la componente $A_6$ alla potenza massima prelevata nell'anno precedente rispetto a quello di addebito? Se no, motivare la risposta e proporre soluzioni alternative evidenziandone i vantaggi.
S4.	In relazione alle problematiche relative alle nuove utenze quale delle soluzioni ipotizzate dall'Autorità (paragrafi da 3.9 a 3.11) si ritiene preferibile? Perché? Quali soluzioni alternative potrebbero essere adottate? Perché?
S5.	Si ritiene esistano altri casi, oltre a quelli già previsti nel presente documento, per i quali l'applicazione della componente tariffaria alla potenza impegnata non sia possibile? Se sì, quali? Quali soluzioni possono essere adottate per tali casi?
S6.	Si ritiene preferibile che la nuova componente $A_6$ sia binomia (ossia espressa in parte per punto di prelievo e in parte per potenza impegnata) o monomia (solo per punto di prelievo o solo in quota potenza)? Perché?
S7.	In relazione alle considerazioni sviluppate nel capitolo 4 del presente documento circa la definizione dell'aliquota unitaria della nuova componente $A_6$ , si condivide l'impostazione adottata e la si ritiene compatibile con le disposizioni di cui all'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo n. 79/99?
S8.	Per le tipologie contrattuali <i>Usi diversi in bassa, media e alta tensione</i> , si condivide la proposta dell'Autorità di prevedere corrispettivi differenziati per scaglioni sulla base della potenza impegnata? Se sì, quale si ritiene possano essere le classi di potenza più significative?
S9.	Relativamente ai <i>clienti domestici</i> , si condivide l'ipotesi di applicare un unico corrispettivo sulla potenza impegnata, senza prevedere una sua scaglionatura?
S10.	Per le tipologie contrattuali <i>Illuminazione pubblica in bassa e in media tensione</i> , si condivide la scelta di continuare ad applicare il corrispettivo in quota energia come avviene attualmente? Quali metodologie alternative si potrebbero utilizzare? Con quali vantaggi?
S11.	Si ritiene che le modalità applicative della componente tariffaria $A_6$ ipotizzate nel presente documento comportino particolari problemi di fatturazione? Se sì, dettagliare.
S12.	Quale si ritiene siano i tempi necessari affinché i sistemi di fatturazione recepiscano il nuovo sistema di esazione della componente $A_6$ ?
S13.	Si condivide la proposta di prevedere l'attivazione delle nuove modalità applicative della componente $A_6$ a partire dall'1 gennaio 2007?
S14.	Si riterrebbe opportuno estendere le nuove modalità di esazione della componente $A_6$ a tutte le altre componenti A? Se sì, con quali tempistiche e perché? Se no, motivare.