

LETTERA SULL'ENERGIA



A cura dell'A.I.E.E. • Associazione Italiana Economisti dell'Energia

A.I.E.E. via G. Vasari, 4 – 00196 Roma – tel. 06 3227367, fax 06 3234921 – www.aiee.it, e-mail: assaiee@aiee.it
RIP – Rivista Italiana Petrolio Srl editrice via Aventina, 19 – 00153 Roma – tel. 06 5741208, fax 06 5754906
Direttore responsabile G.B. Zorzoli – Reg. Trib. Roma n. 320 del 22/7/2010 – www.staffettaonline.com



NUMERO SESSANTA

Periodico mensile allegato alla Staffetta Quotidiana n. 123 del 28 giugno 2014

Preoccupazioni internazionali e speranze italiane

Edgardo Curcio

In queste settimane due importanti avvenimenti hanno messo nuovamente in difficoltà le previsioni sul fronte del petrolio.

Da un lato il rinnovato conflitto interno in Iraq con la conquista da parte degli jihadisti dei pozzi petroliferi del Kurdistan e di alcune aree dell'Iraq, dove le forze governative non sembrano contrastare l'avanzata dei ribelli che non nascondono le loro ambizioni di far crollare il regime attuale e controllare quindi la produzione petrolifera irachena.

Il secondo avvenimento riguarda la Russia e la sua decisione di interrompere le sue forniture di gas all'Ucraina per morosità. Le conseguenze sono gravi perché questa decisione potrebbe mettere a rischio le esportazioni di gas dalla Russia in Europa (e quindi anche in Italia).

Il clima politico internazionale pertanto peggiora su tutto il fronte petrolifero e gassifero e nei prossimi mesi sul lato dell'offerta si potrebbero avere delle conseguenze negative. Per fortuna in Europa la domanda di petrolio e gas è ancora debole e questo dovrebbe evitare di far salire i prezzi sui mercati internazionali. Per il gas comunque bisogna aspettare l'inverno per dare un giudizio finale sulla situazione dell'approvvigionamento e sui prezzi in quanto solo in quel periodo si potrà vedere come sarà la situazione a livello regionale.

Gli analisti internazionali comunque non sembrano molto preoccupati dalla situazione medio-orientale perché contano, da un lato sulla forte produzione petrolifera dell'Arabia Saudita in grado di contenere eventuali perdite di produzione irachena, e dall'altro lato, su un avvicinamento delle posizioni iraniane a quelle occidentali e quindi su una minor frizione in Medio Oriente.

Se sul fronte internazionale le cose vanno male, su quello nazionale ci sono buone notizie.

Il governo Renzi ha deciso di accelerare alcune linee di politica energetica già annunciate, sia sul piano costituzionale con l'avvio della riforma del titolo V della Costituzione che dovrebbe essere approvata dal Parlamento entro luglio, sia sul piano industriale con la riduzione della bolletta elettrica per le piccole e medie imprese di circa il 10% già approvata dal Consiglio dei Ministri.

Ambedue i provvedimenti, in fase di arrivo, segnano un punto positivo sulla volontà dell'esecutivo di procedere rapidamente su alcuni punti molto importanti della riforma energetica del nostro Paese, che potrebbero avere ripercussioni positive sul futuro energetico di molte imprese, sia medio-piccole (scontato in bolletta) sia grandi (ad esempio società di ricerca petrolifera o che intendano realizzare grandi infra-

segue in seconda

La stima della CO₂ nei Programmi Operativi

Cecilia Camporeale

La volontà dell'Europa di puntare su uno sviluppo sostenibile e sulla lotta ai cambiamenti climatici è ribadita dagli impegni da essa assunti sia con l'adesione alla Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici, prima, che con il Pacchetto Clima-Energia, poi, ed ancora più di recente con la Roadmap al 2050, che prevede come obiettivo una contrazione delle emissioni del 40% al 2050, rispetto ai livelli del 2010.

Gli impegni assunti hanno, ancor più che in passato, importanti risvolti nella futura programmazione comunitaria 2014-2020, ove l'energia e la lotta ai cambiamenti climatici assumeranno un ruolo di grande rilievo. L'Accordo di Partenariato, ovvero la cornice strategica cui si riferirà la nuova programmazione, prevede infatti che 2 degli 11 Obiettivi Tematici siano esplicitamente dedicati alla lotta al cambiamento climatico: da un lato per sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio; dall'altro per promuovere l'adattamento al cambiamento climatico. Poiché la programmazione operativa prevede, come parte integrante e condizionante degli impegni, la misurazione degli obiettivi attraverso una batteria di Common indicators, il rilievo dato alla lotta ai cambiamenti climatici comporta la necessità per il decisore pubblico di avere a disposizione una strumentazione metodologica appropriata per stimare anche gli effetti sulle emissioni di GHG nelle varie fasi di attuazione dei programmi (ex ante, in itinere ed ex post). La nuova programmazione conferma pertanto l'obbligo, già presente nella programmazione 2007-2013, di quantificare, tra gli altri Common indicators, l'indicatore 34 relativo agli effetti dei programmi operativi sulle emissioni di gas climalteranti in termini di riduzione di CO₂eq. Questa considerazione ha spinto la DG REGIO della Commissione Europea a commissionare la realizzazione di un apposito modello che permetta di stimare, in base alle allocazioni finanziarie sta-

segue in terza

NELL'INTERNO

- **Politica energetica:** La rideterminazione degli oneri di sistema in favore degli energivori
Il ruolo della "Demand Side Response" nella gestione dell'efficienza
- **Mercato elettrico:** Effetti delle fasce orarie sulla domanda in Irlanda

Le opinioni espresse dagli Autori negli articoli pubblicati non necessariamente rappresentano il punto di vista dell'Associazione Italiana Economisti dell'Energia

Politica energetica

La rideterminazione degli oneri di sistema in favore degli energivori

Francesco Marghella

Il 5 giugno scorso, presso l'Università LUISS Guido Carli di Roma, si è tenuto il seminario organizzato da AIEE e Fondazione Energia intitolato "Le imprese a forte consumo di energia in Italia. Il ruolo degli oneri di sistema elettrico nelle politiche per la competitività". Per l'occasione, l'AIEE ha presentato i risultati dello studio sull'impatto economico della rideterminazione degli oneri generali di sistema elettrico, che produce i suoi effetti dal 1° luglio 2013. La manovra è stata varata per favorire i cosiddetti "energivori", ovvero quegli utenti elettrici i quali consumano grandi quantità di energia e sui quali la componente di costo della stessa incide significativamente. L'obiettivo è quello di favorire l'industria italiana nella competizione internazionale con le imprese di paesi in cui il costo dell'energia elettrica è fortemente più basso.

Facendo un confronto con i prezzi europei per categoria di consumo, i prezzi finali italiani sono mediamente superiori del 30%. Fanno eccezione i prezzi pagati dagli utenti domestici, per cui lo stacco è ridotto al 14% nei confronti della media UE e all'8% nei confronti della media Area Euro (dato del 2° semestre 2013, fonte Eurostat).

Le ragioni del recente aumento dei prezzi finali dell'energia elettrica in Italia sono da ricercare nell'esplosione degli oneri generali di sistema, che nel periodo 2010-2013 sono aumentati di 2,5 volte fino ad arrivare a quasi 14 miliardi di €/anno. La componente tariffaria A3 rappresenta la voce più consistente. La crescita degli oneri è da attribuire, infatti, alla sola copertura dell'incentivazione delle fonti rinnovabili.

Come previsto dalla legislazione vigente (Decreto Legislativo n. 79 del 1999), gli oneri di sistema non vengono pagati sulla base di aliquote identiche per tutte le categorie di consumo, per cui il rapporto tra gettito e consumi varia a seconda della tipologia di utente. I consumatori con le aliquote più basse sono quelli connessi in alta e altissima tensione, seguiti dai consumatori domestici residenti. I consumatori in MT restano nella media, mentre agli utenti in BT con potenza superiore a 1,5 kW, tra cui gli esercizi commerciali e gli altri servizi, oltre alla piccola industria, è richiesto lo sforzo maggiore.

La manovra di rideterminazione de-

gli oneri di sistema nasce con il Decreto Legge 83/2012, cosiddetto "Decreto Sviluppo", il quale richiede di definire le imprese a forte consumo di energia. L'attuazione è affidata al D.M. 5 aprile 2013, seguito poi dai documenti di indirizzo che il Ministero dello Sviluppo Economico ha inviato all'Autorità, ente preposto alla fissazione delle nuove aliquote.

Secondo gli indirizzi del MSE, i soggetti meritevoli di agevolazione, le imprese a forte consumo di energia, sono individuate tra quelle aventi un consumo di energia elettrica non inferiore ai 2,4 GWh l'anno, un'intensità di costo dell'energia elettrica non inferiore al 2% rispetto al fatturato, un codice ATECO prevalente riferito ad attività manifatturiera e uno o più punti di prelievo in Media o Alta-Altissima Tensione. La riduzione delle aliquote prevista è progressiva e basata sulle intensità di costo dell'energia elettrica: -15% per la classe di intensità dal 2% al 6%, -30% per la classe di intensità dal 6% al 10%, -45% per la classe di intensità dal 10% al 15% e -60% per intensità superiore al 15%. Lo sconto è praticato sulle sole componenti tariffarie A espresse in €/kWh.

Lo studia analizza, quindi, l'impatto della manovra, andando a stimare l'effetto sul potenziale aumento delle esportazioni delle industrie agevolate. Prima di tutto sono stimate sia in €/MWh sia in termini percentuali le riduzioni dei prezzi finali ottenibili da diversi consumatori energivori-tipo. Si va dal -3% per la classe di intensità di costo dell'energia elettrica inferiore (2-6%) al -22% per quella superiore (15%, non rappresentando, questo, un limite superiore).

Utilizzando un valore dell'elasticità della domanda per esportazione al prezzo dell'output di 1,5 (valore proveniente dalla letteratura econometrica più recente) e in ipotesi di concorrenza perfetta, si possono stimare aumenti del valore dell'export molto limitati (sotto l'1%) per le prime due classi di intensità di costo dell'energia elettrica (2%-10%) e di un aumento significativo (vicino al 5%) a partire dai valori di intensità di costo vicini al 15%. Al 50% di intensità di costo i vantaggi si possono quantificare in un aumento potenziale del valore dell'export superiore al 10% per il consumatore-tipo maggiormente favorito dalla manovra di rideterminazione degli oneri, ovvero l'utente connesso in

MT che consuma 100 GWh/anno.

L'AIEE stima che le agevolazioni così elargite complessivamente ammontino a 670 milioni di €. Per ciascuna delle prime tre classi di intensità di costo di energia elettrica (2-15%) i costi stimati sono compresi tra 115 e 150 milioni di €. Per la quarta classe (>15%), che non ha limite superiore, si stima un costo di 300 milioni di €.

Le risorse per la copertura della manovra vengono trovate applicando una nuova componente tariffaria a tutti gli utenti della rete non classificabili come energivori. La componente è chiamata A_E ed è in vigore dal 1° gennaio 2014. Per i consumatori in MT e AT-AAT è stato previsto, inoltre, il riallineamento ai valori medi di settore delle aliquote sugli scaglioni di consumo eccedenti i 50 GWh/a.

Si sono stimati, dunque, per le categorie di consumatori soggette ad aumento degli oneri, gli effetti dell'introduzione della nuova componente e del riallineamento delle aliquote esistenti ai valori medi di mercato. Sulla base dei prezzi medi Eurostat del 2° semestre 2013, per il consumatore domestico medio (2.700 kWh/anno di consumo) il prezzo finale di acquisto di energia elettrica è aumentato dell'1%, il che equivale ad una spesa aggiuntiva di ca. 7 € l'anno.

Per i consumatori non domestici si stima un aumento dei prezzi finali tra il 2 ed il 5%.

In conclusione, confrontando quest'ultimo risultato con la riduzione percentuale dei prezzi finali per i soggetti agevolati (da -3% a -22% e oltre), la manovra di rideterminazione oneri generali di sistema già attuata produce un effetto competitività giudicato positivo sull'economia italiana, poiché il potenziale aumento dell'export per i soggetti agevolati è superiore rispetto alla riduzione attesa per i soggetti non agevolati. Produce, inoltre, un effetto redistributivo da specificare in una componente positiva per i soggetti energivori ed una negativa, dovuta sia all'onere aggiuntivo che ricade sui consumatori domestici e sul settore dei servizi, ritenuto sopportabile, sia all'onere aggiuntivo, tutto da valutare, che ricade sui consumatori non domestici in BT, tra cui le piccole imprese soggette a concorrenza straniera.

Segue dalla prima

Preoccupazioni internazionali e speranze italiane

strutture) con vantaggi complessivi di un certo rilievo nel mondo dell'energia.

In particolare la modifica del titolo V della Costituzione rappresenterebbe l'inizio di una vera politica energetica dello Stato su molti fronti, tuttora ingessati e non governabili a

pieno dall'esecutivo.

Una vera rivoluzione, da molti anni auspicata, e mai realizzata in grado di cambiare molte cose e dare spazio a tutta una serie di fattori positivi sia sul piano economico, sia sul quello industriale e sia infine su quello occupazionale.

Il ruolo della “Demand Side Response” nella gestione dell'efficienza

Jacopo Torriti

Nei prossimi anni il settore energetico in Europa dovrà affrontare tre questioni fondamentali:

La fornitura di capacità nei periodi di picco sarà messa alla prova a causa dell'invecchiamento degli impianti per la produzione di energia nel rispetto della Direttiva UE sui Grandi Impianti a combustione.

L'introduzione di generazione a bassa emissione di anidride carbonica, come ad esempio l'energia eolica e solare, avrà una produzione variabile e (si pensi anche al nucleare) sarà meno flessibile nel reagire a cambiamenti della domanda.

I profili di domanda subiranno mutamenti, specialmente con l'introduzione di forme altamente elettrificate di trasporto e di riscaldamento che potrebbero esasperare il fabbisogno di elettricità nei periodi di picco.

Il “demand side response” offre supporto per equilibrare domanda e offerta tramite programmi che diminuiscono la domanda per la rete durante i periodi di picco. Il demand side response può essere definito come un ampio insieme di azioni che possono venire intraprese dal cliente in risposta a condizioni particolari nel sistema energetico (come ad esempio: periodi di congestione e di picco o prezzi elevati).

Tra i principali vantaggi economici del “demand side response” va incluso il fatto che essa rappresenta un'alternativa a misure potenzialmente più care di integrazione di tecnologie a bassa emissione di anidride carbonica. Il demand side response può anche ridurre i picchi di domanda e prevenire i blackouts. Inoltre, il “demand side response” può migliorare la flessibilità della domanda in funzione della crescente variabilità dell'offerta proveniente dalle fonti rinnovabili. Le potenzialità finora non sfruttate del demand side response includono una maggiore flessibilità della domanda, la possibilità di

intervenire su svariate tipologie di curve di carico, la creazione di opportunità di mercato che favoriscano una maggiore competitività del mercato. Tali potenzialità potrebbero crescere in futuro con l'adozione di soluzioni legislative e regolatorie che promuovano il demand side response anche all'interno di nuovi spazi di mercato quali i capacity mechanisms. L'incertezza circa gli impatti economici (quindi sui prezzi) ed ambientali (in termini di emissioni di anidride carbonica) hanno fatto sì che gli interventi legislativi e regolatori sia a livello comunitario che nazionale siano stati abbastanza tardivi. Basti ricordare che uno dei benefici spesso attribuiti al “demand side response”, cioè la riduzione dei consumi e quindi maggiore risparmio per gli utenti, non trova riscontri evidenti nel campo della ricerca. Al contrario, l'ottimismo che ha caratterizzato la sua applicazione nei primi studi sperimentali è andato scemando fino a raggiungere cifre modeste (3-5% di riduzione totale della domanda non di picco).

In Nord America i programmi di “demand side response” sono stati sviluppati per utenti commerciali, industriali e residenziali da un paio di decenni. In Europa i programmi di demand side response hanno cominciato a vedere la luce negli ultimi cinque anni, ma si sono sviluppati con evidente lentezza. Le maggiori barriere riscontrate a livello europeo sono rappresentate da:

- la mancanza di picchi significativi nel tardo pomeriggio, a differenza di quanto succede in Nord America in cui la presenza di alti picchi e di carichi flessibili risalta l'importanza del Demand side response;
- la carenza di studi in grado di convincere i policy-makers che il demand side response apporti risparmi notevoli per i consumatori e riduzioni di emissioni di anidride carbonica;
- la presenza di politiche che tendo-

no a favorire la partecipazione del lato domanda in termini di generazione distribuita o generazione back-up a scapito del demand side response.

Va aggiunto che, nonostante studi dimostrino il potenziale tecnico ed economico del “demand side response”, il basso livello di coinvolgimento da parte dei consumatori ad oggi ha impedito una maggiore crescita del segmento di mercato dei demand aggregators.

Anche se in Europa le politiche energetiche storicamente non hanno lasciato molto spazio allo sviluppo del demand side response, gli ultimi cinque anni hanno testimoniato la nascita di svariate realtà di demand aggregators in Europa. Non ci sono studi sui modelli di business che possano aver favorito la crescita di queste realtà né su come questi si relazionino con l'attuale quadro normativo, ma ci sono due spiegazioni plausibili. La prima è che le politiche energetiche degli ultimi anni abbiano favorito una tale espansione di società che effettuano interventi finalizzati a migliorare l'efficienza energetica (le cosiddette ESCO) che, per diversificare i propri servizi, sia nata una nicchia di demand aggregators che offrono servizi sia sul piano dell'efficienza energetica che per lo spostamento delle curve di carico. La seconda spiegazione è che, almeno in alcuni paesi (UK, Germania ed Olanda, per esempio), necessità di sistema, quali una riduzione del margine tra offerta e domanda in orari di picco ha spinto il policy-maker ad introdurre incentivi per il “Demand side response”. In tale ottica va visto il collocamento del demand side response tra le politiche per la sicurezza energetica piuttosto che tra le politiche per la riduzione del CO₂ nell'ambito della recente Electricity Market Reform negli UK. Ed in tale ottica va vista anche l'introduzione del “demand side response” tra le disposizioni temporanee nei capacity mechanisms.

Segue dalla prima

La stima della CO₂ nei Programmi Operativi

bilite a livello regionale, le emissioni ad esse collegate. La nuova programmazione 2014-2020 ingloba al suo interno due anni particolarmente significativi: 2016 e 2020 per gli impegni assunti in tema di tutela dell'ambiente e riduzioni delle emissioni. Non è dunque un caso che in essa si ponga una maggiore enfasi a questi elementi attraverso l'uso di indicatori specifici, includendo il contributo delle emissioni nella lista dei Core indicators richiesti dalla Commissione Europea. Il modello CO₂MPARE è stato realizzato, su incarico della DG REGIO, ma che ha visto coinvolte anche altre DG (Clima, Ambiente ed Energia), da un Consorzio di 6 istituti di ricerca tra cui, per l'Italia, l'ENEA, ed ha coinvolto 5 regioni test europee, ben due dell'Italia: la Puglia, come Regione Convergenza, e l'Emilia Romagna, come Regione Competitività. L'obiettivo è quello di fornire un utile strumento di misurazione delle emissioni di CO₂ legate ai Programmi Ope-

rativi secondo quelle che sono le programmazioni regionali dei finanziamenti con riferimento alle categorie di spesa stabilite in modo univoco a livello europeo. Il modello si basa sull'idea che gli investimenti – dati di input del modello – possono essere disaggregati in attività fisiche e, tramite queste ultime, con opportuni determinanti giungere a individuare il relativo impatto emissivo. Esso individua 5 temi principali: building, energia, trasporti, rifiuti ed acqua, ed un generico altro, a cui è associato un insieme predefinito di attività standardizzate denominate ‘Standardized Investment Components’ (SICs), composte da un set coerente di informazioni e dati, che attraverso i determinanti fisici, ossia le attività fisicamente misurabili (ad esempio kWh prodotti, superficie, ecc.), permettono di ottenere la CO₂ emessa. Il modello CO₂MPARE si configura come un modello fortemente flessibile e performante in quanto, attraverso la caratteriz-

Mercato elettrico

Effetti delle fasce orarie sulla domanda in Irlanda

Valeria Di Cosmo, Sean Lyons, Anne Nola*

La domanda di elettricità è solitamente caratterizzata da un andamento non costante durante le diverse ore del giorno. In particolare, raggiunge dei livelli molto alti durante alcune ore della giornata (tipicamente fra le 10 e mezzogiorno e fra le 5 e le 7 di sera), per poi ritornare a dei livelli più o meno contenuti durante le altre ore del giorno e a livelli sostanzialmente bassi durante la notte. La concentrazione di domanda durante poche ore della giornata porta ad alti costi per il sistema, dato che in quelle ore sono chiamati a produrre impianti poco efficienti e, quindi, costosi per soddisfare l'alto consumo energetico. Sebbene il cospicuo investimento in rinnovabili abbia calmierato l'uso di centrali poco efficienti è sicuramente importante agire anche dal lato della domanda di elettricità per promuovere un comportamento più efficiente da parte dei consumatori, al fine di ridurre i costi e favorire un migliore uso delle risorse e la riduzione delle emissioni da parte delle centrali elettriche. Per fare questo è essenziale riuscire a spostare i consumi, almeno parzialmente, da quelle fasce orarie in cui solitamente la domanda è più alta.

L'installazione dei cosiddetti *smart meters* in grado di rilevare i consumi energetici con frequenza continua, associati all'impiego di tariffe orarie o, genericamente, tariffe che variano a seconda del momento di utilizzo dell'elettricità, possono portare i consumatori ad un utilizzo consapevole della corrente elettrica. L'informazione sulle tariffe orarie applicate gioca però un ruolo fondamentale nel cambiamento di abitudini dell'utente finale.

La legislazione europea ha recentemente promosso l'uso degli *smart meters*, ad esempio con la direttiva 72 del 2009 che impone agli stati membri di adottare gli *smart meters* e di condurre delle analisi costo beneficio associate all'uso di tale tecnologia.

In Irlanda tale direttiva è stata recepita con il NEEAP (National Energy Efficiency Action Plan) promosso nel Maggio 2009, che prevedeva l'adozione di *smart meters* per monitorare i consumi elettrici nazionali.

Già dal 2007, l'Autorità per l'energia elettrica irlandese (CER) aveva annunciato l'intenzione di condurre un esperimento che coinvolgesse i consumatori irlandesi e le piccole imprese per

valutare gli effetti sui consumi elettrici di un cambiamento delle tariffe elettriche e delle informazioni fornite agli utenti finali. L'esperimento avvenne dal luglio 2009 al dicembre 2010 coinvolgendo 5000 consumatori.

Nel nostro lavoro abbiamo considerato solo i consumatori finali e non le piccole imprese. I consumatori si sono candidati spontaneamente a far parte dell'esperimento, quindi il campione utilizzato non può essere considerato rappresentativo dell'intera popolazione irlandese; tuttavia, grazie alla buona partecipazione degli utenti, è stato possibile dividere il gruppo originale dei partecipanti in sottogruppi casuali, ognuno dei quali ha ricevuto una differente tariffa e una differente informazione durante il periodo dell'esperimento.

Per poter confrontare i consumi durante la variazione tariffaria ad una base comune, dal luglio al dicembre 2009 (*control period*) è stata imposta la stessa tariffa a tutti i consumatori, pari a 16.24 €/cent KWh associata ad una bolletta bimestrale. Questo ha permesso di rilevare i consumi degli utenti indipendentemente da variazioni tariffarie e da metodi di informazione differenti.

Dal gennaio al dicembre 2010 (*treatment period*) i consumatori sono stati separati in diversi sottogruppi. In particolare ogni sottogruppo era caratterizzato da una diversa tariffa per le ore di picco (10-12, 17-19), le ore notturne (23-7) e per le altre ore del giorno.

Inoltre i consumatori sono stati distribuiti in modo tale da ricevere un tipo di informazione diversa riguardo alle tariffe applicate. Alcuni consumatori hanno continuato a ricevere una bolletta bimestrale. Ad altri è stata proposta una bolletta mensile e ad altri ancora è stato installato a casa un piccolo monitor che li informava dei consumi e della fascia oraria in cui si trovavano in modo continuo.

Nella nostra analisi abbiamo usato una tecnica econometria di stima *diff in diff* per confrontare il comportamento dei consumatori soggetti alle diverse tariffe e alle diverse bollette con il comportamento mantenuto dagli stessi consumatori e da un gruppo di controllo durante la variazione delle tariffe.

I risultati a cui siamo giunti sono duplici: da un lato la domanda di elettricità si è dimostrata abbastanza rigi-

da durante le diverse fasce della giornata. Dall'altro, le informazioni fornite sono state essenziali nel cambiamento del comportamento dei consumatori, più della variazione delle tariffe. Riguardo al primo punto, la nostra analisi ha dimostrato che un incremento del rapporto tariffa nelle ore di picco/tariffa negli altri orari ha avuto un effetto non lineare sul consumo. Gli utenti finali si dimostrati pronti a ridurre il consumo nelle ore centrali della giornata per traslarlo sulle altre ore e la notte, ma solo fino ad un certo rapporto tra le tariffe. In altre parole, dopo un certo livello di aumento della tariffa delle ore di picco associata alla riduzione della tariffa nelle ore notturne, non si sono registrati significative variazioni nei consumi finali.

Rispetto alle informazioni fornite, invece, la variazione di consumi maggiori è stata rilevata per i consumatori a cui era stato installato a casa un display elettronico. In particolare, la riduzione dei consumi durante le ore di picco per gli utenti con il display e' stata intorno al 5% con una tariffa pari a 22.70 €/cent al KWh e intorno a 10% con la stessa tariffa pari a 43.13 €/cent al KWh. Di conseguenza, la nostra analisi dimostra come sia essenziale associare alle politiche tariffarie una adeguata informazione, al fine di stimolare una adeguata reazione nei consumi.

Nelle altre fasce orarie non si e' quasi mai rilevata una variazione di consumo significativamente diversa da zero. In altre parole, dal nostro studio emerge come la contrazione dei consumi nelle ore di picco non corrisponda ad un aumento dei consumi nelle ore notturne o nelle altre ore del giorno. Un'eccezione vale per i consumatori con il display installato a casa. Infatti i nostri risultati dimostrano che alcuni per alcuni di questi consumatori la riduzione dei consumi nelle ore di picco e' stata accompagnata da un aumento di consumo nelle ore notturne.

Infine, la presenza di variabili socio-economiche nel dataset ci ha consentito di valutare le risposte dei consumatori alla luce della professione del capofamiglia o del suo titolo di studio. In particolare, la nostra analisi ha evidenziato come famiglie caratterizzate da un titolo di studio più alto abbiano dato una risposta maggiore delle altre famiglie del campione.

* Economic & Social Research Institute, Dublin Trinity College

>>>

zazione territoriale, può facilmente adattarsi non soltanto alle diverse realtà territoriali ma anche, grazie alla sua elevata flessibilità, ai diversi programmi operativi (POR, PRS, ecc.). Le diverse regioni possono, infatti, realizzare, grazie alla possibilità di una sua caratterizzazione territoriale, renderlo più rispondente alle diverse realtà indagate. Tale caratterizzazione possibile grazie all'inserimento di coefficienti

specifici richiede una ottima padronanza del modello e sono le regioni, con le relative Autorità di gestione, le più indicate a validare i dati di caratterizzazione perché legate direttamente al territorio. Invero il modello può essere utilizzato sia in fase preparatoria delle allocazioni (valutazione ex-ante), sia durante il periodo di programmazione (valutazione in itinere) che nella fase finale (valutazione ex-post).