



LE SFIDE DELLA SMART GRID

Talking about smart grid is becoming a commonplace. A transition to smart grids entails several problems to solve. Two of them seem the most challenging. How to integrate the growing production of non-dispatchable renewable sources. And how to stimulate an effective demand response. But the biggest problem is that the smart grid revolution need a lot of investment to be made by a lot of agents in what seems a classic stalemate situation. So to get to smart grids we absolutely need smart regulation to give the right direction and the right pace to investments.

Parlare di smart grid sta diventando un luogo comune. Una transizione alle smart grids implica molti problemi da risolvere. Due paiono particolarmente impegnativi: come integrare le crescenti produzioni delle fonti rinnovabili intermittenti e come stimolare una demand response efficace. Ma il problema più grosso è che la rivoluzione delle smart grids ha bisogno di molti investimenti che devono essere fatti da molti agenti in quella che pare essere una classica situazione di stallo. Così per arrivare alle smart grids c'è assoluto bisogno di una regolazione smart che dia la giusta direzione e tempistica agli investimenti.

*«e ti offro
l'intelligenza degli elettricisti
così almeno un pò di luce avrà
la nostra stanza negli alberghi tristi
dove la notte calda ci scioglierà»
(Paolo Conte, Gelato al limon).*

Hanno scritto di recente su «Energia» a proposito di smart grid G.B. Zorzoli (2011) e S. Thomas (2012). Sull'argomento esiste una bibliografia internazionale che è molto ricca di articoli e rapporti. Ma perché

se ne parla con tanta insistenza? Dopo essermi adeguatamente documentato, la spiegazione più convincente che mi sono dato vede all'origine di tutto la crisi incombente del modello di produzione centralizzata sotto l'incalzare del mercato, delle fonti rinnovabili intermittenti e della disponibilità di nuove tecnologie in grado di controllare i flussi e i prelievi anche da remoto. La smart grid consentirebbe soluzioni in grado di adattare il sistema elettrico ai cambiamenti in atto e, in particolare, consentirebbe alle reti in media e bassa tensione di assorbire una generazione distribuita prevista in forte crescita, mettendole in condizione di gestire flussi bidirezionali. Allo stesso tempo, la smart grid dovrebbe imprimere una spinta decisiva alla demand response e a una price-to-devices revolution nel settore domestico (Siohansi 2011).

È fuori di dubbio che per gestire un modello di offerta di energia più decentralizzato serva investire nelle reti di distribuzione. Si tratta, allora, di creare un ambiente favorevole agli investimenti, a partire da certezze sufficienti in materia di regolazione. Da quest'ultima dipenderanno, come vedremo, la velocità e il percorso seguito dalla transizione verso le smart grids. In particolare, dalla regolazione dei servizi di

* Università di Verona,
Dipartimento di Economia Aziendale,
giovanni.goldoni@univr.it

rete – e dalla relazione tra i prezzi del mercato all'ingrosso e gli incentivi alle fonti rinnovabili – dipende la penetrazione delle produzioni intermittenze e diffuse. Dal riconoscimento dei costi da parte dei regolatori dipendono gli investimenti nelle reti di distribuzione: dai sistemi di accumulo ai sensori per abilitare controlli e comandi. Dalla regolazione (volontaria) degli standard – comuni e/o di tipo *open* – dipendono i *network effects* positivi attesi dalle *smart grids*, che presuppongono l'interoperabilità delle reti di distribuzione, soprattutto dove i gestori sono numerosi, e il dialogo tra rete e «post contatore». Dalla regolazione delle tariffe e dei prezzi finali dipende, infine, la *demand response*.

La letteratura americana sulle *smart grids* è fortemente incentrata sulle opportunità di rendere più attiva la domanda e più flessibili i consumi. Non stupisce che negli Stati Uniti i programmi di *demand response* e i prezzi orari, da una parte, e la realizzazione di impianti rinnovabili intermittenti, dall'altra, si stiano apparentemente muovendo in modo indipendente: «without much regard to the complementary nature of their operational characteristics» (Cappers et al. 2011, p. 1). Nel Regno Unito, sembra invece che la prospettiva *smart grid* sia vista dal Governo e dai regolatori in modo unitario come un insieme di tecnologie «abilitanti» rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione e sicurezza delle forniture elettriche⁽¹⁾ (Frontier Economics 2011b).

In questo articolo, si tratteranno principalmente i problemi di stimolare investimenti nelle *smart grids* e di creare meccanismi efficaci di attivazione della domanda. I problemi posti dall'integrazione delle fonti rinnovabili intermit-

tenti rimarranno sullo sfondo, sia perché molti di essi sono stati affrontati e approfonditi di recente esaminando il caso della nuova riforma inglese dell'industria elettrica (Goldoni 2011)⁽²⁾, sia perché l'intermittenza non è un problema di specifica o unica pertinenza delle *smart grids*.

1. CAPIRE DI COSA SI TRATTA

Per capire come dovrebbe essere congegnata una *smart grid* conviene, comunque, partire proprio dai principali effetti causati alle reti di distribuzione dalla connessione di capacità di generazione diffusa, non dispacciabile centralmente e intermittente. Un lungo elenco di essi è riportato in Kohle (2012). Gli effetti riguardano il voltaggio – con alterazioni del profilo della tensione provocate da immissioni più spostate verso il livello dei prelievi, e transienti, dovuti all'intermittenza delle immissioni – la corrente e le perdite. Di conseguenza, sono chiamate in causa quelle che per i non addetti ai lavori sono più semplicemente la qualità e la continuità della potenza fornita, insieme al coordinamento delle protezioni di rete. Un secondo elenco prende in considerazione i problemi tecnico-economici che rimbalzano verso i generatori per i rischi di congestionamento delle reti. Questi ultimi sono imputabili a concentrazioni locali di immissioni che possono – soprattutto in caso di elevata contemporaneità e intermittenza – risultare eccessive per le reti di distribuzione.

Esistono altri modi di guardare alle *smart grids*. Alcuni di essi si concentrano sul ricorso alle nuove tecnologie. Il MIT definisce la *smart grid* come l'uso esteso a tutti i livelli di tensione della rete elettrica dei

nuovi sistemi di comunicazione, rilevamento e controllo (MIT 2011, p. 20). Rozach (2012, p. 95) è in sintonia con questa definizione della quale sottolinea le funzioni di rilevare le interruzioni sulle reti e di permettere una comunicazione a due vie tra imprese e utenze, che consentirà, tra le altre cose, di misurare e analizzare il profilo di consumo dei singoli clienti allo scopo di migliorare la gestione delle reti. La definizione che sembra più completa scompone le *smart grids* in tre blocchi: «(1) le tecnologie di rilevamento, automazione e comunicazione progettate sia per aumentare l'affidabilità delle reti e integrare le fonti rinnovabili e le fonti diffuse, sia con un occhio rivolto alla potenziale crescita dei veicoli elettrici; (2) i nuovi sistemi di misura intelligente dei consumi installati presso tutta la clientela per stimolare la riduzione dei picchi e dei consumi, principalmente attraverso i prezzi; (3) le interfacce tra i nuovi sistemi di misura e le tecnologie domestiche che consentono ai clienti di vedere il loro profilo di consumo in tempo reale anche sui singoli apparecchi»⁽³⁾ (AARP 2010, p. 5).

Si può, infine, schematizzare il tema delle *smart grids* come un insieme di sfide e di opportunità (Tab. 1). Un paio di queste ultime – rendere disponibile una mole maggiore di dati e più configurabili le reti – ha una spiccata natura tecnica. L'altra coppia di opportunità – *demand response* e accumuli diffusi – interroga il ruolo della regolazione nella determinazione delle convenienze nella gestione complementare di immissioni e prelievi, quando le prime diventano più variabili e più spostate verso i prelievi.

Per quel che sappiamo oggi, le tecnologie che dovrebbero

Tab. 1 - SFIDE DEL SETTORE ELETTRICO E VANTAGGI OFFERTI DALLA SMART GRID

Sfide del settore elettrico	Vantaggi della smart grid			
	Maggior disponibilità di dati sulla rete	Miglior configurazione delle reti	Facilita la demand response	Facilita gli accumuli diffusi
Elettrificazione dei trasporti e del riscaldamento	✓	✓	✓	✓
Aumento della generazione distribuita	✓	✓	✓	✓
Necessità crescente di efficienza delle reti	✓	✓		
Aumento della generazione intermittente e non flessibile	Nessun impatto diretto (gestito tramite gli smart meter) ma impatti su quantità (e quindi valore) del carico che può essere controllato dalle tecnologie smart grid			

Fonte: Frontier Economics (2011b), p. 62.

dare vita alle *smart grids* formeranno ancora per molto tempo un insieme in divenire sollecitato da una costante pressione innovativa. In una simile prospettiva, la tempistica degli investimenti (nelle reti, e non solo) non può guardare solo agli effetti di sistema sopra elencati ma deve anche considerare il passo dello sviluppo tecnologico. Il sistema «smart grid» andrà definendosi nel corso di una transizione prevedibilmente lunga, durante la quale occorrerà mantenere in equilibrio due esigenze: da una parte, la definizione e l'aggiornamento degli standard comuni per la compatibilità dei sottoinsiemi⁽⁴⁾; dall'altra, le certezze da dare sul riconoscimento (e rendimento) degli investimenti sostenuti. Sarà quindi inevitabile che la regolamentazione tecnica e tariffaria finisca per scandire i tempi e tracciare il percorso seguito dalle *smart grids* nella loro evoluzione.

Il particolare tipo di incrocio che si profila tra regolazione e tempistica degli investimenti ricorda sotto molti aspetti i problemi «chicken and egg». Con questa espressione ci si riferisce alla situazione di potenziale stallo che si determina quando vi sono investimenti complementari sotto l'aspetto tecnico e interdipendenti sotto quello dei vantaggi economici da essi ot-

tenibili, che dipendono da decisioni assunte da soggetti indipendenti⁽⁵⁾. Per esempio, l'entità e la gravità degli inconvenienti tecnici causati alle reti di distribuzione dalle produzioni diffuse e intermittenti saranno determinate dal peso effettivo raggiunto da queste ultime⁽⁶⁾. Non per fare un lezioso giro di parole, che è per altro l'essenza stessa dei problemi *chicken and egg*, ma la risposta preferibile da dare anche sotto l'aspetto economico dipende in buona parte dalla gravità ed entità di questi problemi. Spetterà quindi alla regolazione stabilire verso quale tipologia di investimenti, o quale mix di essi, orientare la risposta del sistema: (a) con il ricorso, a monte nella rete di trasmissione, al bilanciamento dei generatori termici; (b) direttamente nella rete di distribuzione, con gli accumuli diffusi⁽⁷⁾; (c) a valle, con la *demand response*⁽⁸⁾. A quest'ultima sono spesso associati i maggiori benefici economici potenziali portati dalle *smart grids*, che potrebbero più che compensare i costi da mettere in preventivo negli scenari «go green» più estremi⁽⁹⁾. Una parte di essi è legata all'implementazione del *dynamic pricing*, di cui parleremo più avanti, che sarà resa possibile dagli *smart meters*, o da una *advanced metering infrastructure* (AMI) come è chiamata

negli Stati Uniti. Ma la fetta probabilmente più consistente di questi benefici è di solito attribuita alle innovazioni delle apparecchiature di consumo, che potrà procedere solo in parallelo alla crescita della *smart grid* e alla diffusione degli *smart meters*.

«Of course, there is a chicken-egg issue here: without dynamic pricing, enabling technologies offer few benefits, and accordingly, there will be little incentive to develop or deploy them» (MIT 2011, p. 166).

2. CAPIRE COME ARRIVARCI

Quel a cui si vorrebbe arrivare è «un nuovo quadro regolatorio nel quale sia inserita una struttura di prezzi variabili nel tempo per riflettere i costi dell'energia, i vincoli di rete, la partecipazione attiva dei clienti finali con l'autoproduzione e con l'uso efficiente dell'elettricità» (Kohle 2012, p. 91). In quest'ottica qualcosa si sta muovendo sul fronte della regolazione. Nell'ambito delle proprie competenze – che riguardano principalmente i mercati all'ingrosso e la rete di trasmissione tra Stati – la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) si sta, ovviamente, interessando anche di *smart grid*, integrazione delle fonti rinnovabili e *demand response* (vedi <http://www.ferc.gov/industries/electric/industryact.asp>). Il tutto, per quanto più strettamente di competenza della Commissione Federale, dovrebbe essere accompagnato da un'evoluzione degli strumenti di mercato che renda più fluida la partecipazione della domanda ai mercati all'ingrosso. A tale proposito, l'Order n. 745 del marzo 2011 ingiunge agli operatori della rete di trasmissione e agli *Independent System Operators* (ISO) di riconoscere alla partecipa-

zione della domanda ai mercati all'ingrosso del giorno prima e del tempo reale il prezzo marginale zonale purché siano soddisfatte due condizioni:

«demand response resources must be capable of balancing supply and demand in the wholesale energy markets, and dispatching and paying LMP to demand response resources must be cost-effective as determined by a net benefits test» (FERC 2011b, p. 13) ⁽¹⁰⁾.

A livello statale, esiste però un'infinità di altre barriere a una maggiore attivazione della *demand response*. Vi sono ostacoli di natura regolatoria e amministrativa all'aggregazione della domanda, che è spesso un presupposto indispensabile alla sua partecipazione attiva ai mercati all'ingrosso. Vi sono incertezze sul recupero dei costi legati alle tecnologie che facilitano la *demand response* e ai programmi di *demand response*, inclusi gli incentivi pagati a chi vi aderisce (FERC 2011a, pp. 47-50).

In un documento sulle *smart grids* pubblicato nel dicembre 2009, l'ERGEG, l'organismo nel quale fino a qualche anno fa si raccoglievano i regolatori europei dell'energia, ha assunto una posizione abbastanza simile a quella della FERC, articolandola in un programma di lavoro che possiamo qui sintetizzare in tre punti principali: (a) ottimizzazione della gestione e dell'uso delle reti, anche in relazione agli investimenti da effettuare in infrastrutture nuove ed esistenti; (b) integrazione della generazione intermittente di grossa taglia nelle reti (di trasmissione, n.d.t.) e nei mercati all'ingrosso; (c) realizzazione di reti di distribuzione «attive» al pari di quelle di trasmissione, grazie alle tecnologie ICT di automazione e controllo, e stimoli alla *demand response*

(ERGEG 2009, pp. 13-14). Ancora più che negli Stati Uniti, il processo di concreta definizione delle regole è stato però demandato alle autorità competenti degli Stati membri.

Certamente più lungo, complesso e insidioso appare il percorso che conduce alla definizione degli standard a valle del contatore che dovrebbero, per usare un termine di fonte autorevole: «unlock innovation» (Executive Office 2011). In Europa, i contatti tra regolatori, organismi di standardizzazione, distributori e fabbricanti di apparecchiature elettriche ed elettroniche sono avviati da tempo, anche se i risultati non paiono al momento apprezzabili (ERGEG 2009). Negli Stati Uniti, non vi è solo il *National Institute for Standards and Technology* (NIST) a seguire da tempo queste faccende (vedi nota 4 e MIT 2011, p. 25). Anche i fabbricanti di prodotti elettrodomestici

ed elettronici dimostrano un interesse verso questi temi decisamente alto, almeno a giudicare dalle pubblicazioni della *Association of Home Appliance Manufacturers* (AHAM) accessibili in rete. Lo stato dell'arte descritto in un documento del 2010 spiega bene la situazione:

«Currently various industries are considering many different communications protocols for use in Smart Grid, but little has been done to establish or isolate any clear or emerging preferred protocols for use in smart appliances» (AHAM 2010, p. 1).

Questo stato di cose era ed è ovviamente fonte di incertezza tra i produttori dei dispositivi da installare sulle apparecchiature per renderle *smart* dal punto di vista delle modalità di prelievo dalla rete elettrica.

L'architettura del sistema a valle del contatore dovrebbe

Una definizione di smart appliance (AHAM 2009, pp. 6-7)

The term «Smart Appliance» with respect to the Smart Grid refers to a modernization of the electricity usage system of a home appliance so that it monitors, protects and automatically adjusts its operation to the needs of its owner. Smart Appliances may have some of the following key features:

- Dynamic electricity pricing information is delivered to the user providing the ability to adjust demand of electrical energy use.
- It can respond to utility signals, contributing to efforts to improve the peak management capability of the Smart Grid and save energy by:
 1. providing reminders to the consumer to move usage to a time of the day when electricity prices are lower, or
 2. automatically «shed» or reduce usage based on the consumer's previously established guidelines or manual overrides.
- Integrity of its operation is maintained while automatically adjusting its operation to respond to emergency power situations and help prevent brown or blackouts.
- The consumer can override all previously programmed selections or instructions from the Smart Grid, while insuring the appliance's safety functions remain active.
- When connected through a Home Area Network and/or controlled via a Home Energy Management system, Smart Appliances allow for a «total home energy usage» approach. This enables the consumer to develop their own Energy Usage Profile and use the data according to how it best benefits them.
- It can leverage features to use renewable energy by shifting power usage to an optimal time for renewable energy generation, i.e., when the wind is blowing or sun is shining.

prevedere un *hub* o *gateway* che interfaccia la rete e la *home area network* (HAN), nella quale sono collegate le diverse apparecchiature di consumo ⁽¹¹⁾. La comunicazione dovrà essere assicurata da protocolli che devono essere ancora scritti. Poiché attualmente non c'è uno standard dominante, potrebbe risultare complicato, avendo molte tecnologie installate, riuscire a fare interagire tra loro i diversi dispositivi. Inoltre, le apparecchiature possono facilmente trovarsi nelle abitazioni o negli edifici in luoghi che inibiscono il corretto funzionamento di alcuni metodi di trasmissione dei segnali (per esempio, nei seminterrati). È necessario, quindi, avere protocolli in grado di adattarsi alle diverse situazioni (ibidem, p. 6). L'obiettivo sarebbe di «... determine approaches to the HAN having scalability and longevity in the market» (ibidem p. 1). D'altra parte, gli apparecchi domestici in questione hanno vite utili relativamente lunghe (superano in molti casi i 10 anni, nel corso dei quali dovranno adattarsi ai cambiamenti tecnologici che interesseranno le *smart grids*) e possono doversi spostare al seguito dei proprietari da una parte all'altra del paese (quel che non accade con gli *smart meters*). E quindi dovrebbero essere compatibili con gli standard adottati da distributori e fornitori di servizi elettrici diversi (AHAM 2010).

Un nodo rilevante da sciogliere per fare partire gli investimenti necessari a rendere *smart* le reti riguarda il loro trattamento da parte dei regolatori ⁽¹²⁾. Per prima cosa, sarebbe da valutare a tale proposito qual è lo stato di obsolescenza tecnologica delle infrastrutture esistenti ⁽¹³⁾. Il nodo vero e proprio riguarda comunque la decisione dei regolatori se riconoscere in tariffa

i costi di rinnovamento delle apparecchiature installate nelle reti di distribuzione, con ritorni sicuri al tasso di remunerazione prestabilito (e magari incentivato), oppure se gli investimenti *smart* di competenza degli operatori di rete si dovranno ripagare con quei benefici che risultano essere appropriabili da parte loro. Un secondo nodo delicato, e altrettanto decisivo, riguarda la valutazione di altri possibili benefici «sociali», e non completamente appropriabili da parte dei gestori delle reti, che deriverebbero sia dalla minor necessità di potenziare il sistema rispetto a quel che sarebbe altrimenti richiesto negli scenari «go green», sia dalla propensione dei consumatori ad aderire a programmi e tariffe che sollecitano una *demand response* (IEA 2011, pp. 36-40). Come si osserva in MIT (2011, pp. 180-181), anche a prescindere dagli effetti collaterali della *demand response* su vendite e ricavi dei distributori, i nuovi investimenti in *smart grid* appaiono più rischiosi per una serie di motivi legati all'incertezza dei costi delle nuove tecnologie e a una prevedibile obsolescenza tecnologica più rapida, quel che rende difficile e comunque poco affidabile un'analisi dei costi e dei benefici che in altri casi aiuterebbe assai i regolatori nelle loro decisioni.

A fronte dei costi, i vantaggi che dovrebbe portare una

smart grid sarebbero sostanzialmente di: (a) migliorare l'affidabilità, la sicurezza e l'efficienza della rete elettrica; (b) installare e integrare la generazione da parte delle fonti diffuse sul territorio; (c) installare e integrare sistemi avanzati per l'accumulo di energia e le tecnologie per livellare i picchi; (d) sviluppare e integrare la *demand response*; (e) installare tecnologie per la misura e la comunicazione e integrare nella rete le apparecchiature domestiche (MIT 2011, p. 20). A ognuno di essi sono associabili benefici economici, seppur difficili da quantificare. La *smart grid* porterebbe inoltre il grosso beneficio indiretto di ridurre la necessità di effettuare nuovi investimenti per potenziare le reti principalmente al fine di accogliere le immissioni della generazione diffusa da fonti rinnovabili intermittenti. La Tab. 2 sintetizza bene il quadro, associando le principali novità tecnologiche della *smart grid* (accumuli, tecnologie evolute per controllare la capacità termica e la tensione delle reti, gestione attiva della rete, *demand response*) alle funzionalità offerte.

Quale sia uno degli snodi più delicati da affrontare durante la transizione alle *smart grids* sembra essere abbastanza chiaro su entrambe le sponde dell'Oceano Atlantico. In un documento della Casa Bianca si afferma che, per consentire investimenti efficaci ed effi-

Tab. 2 - SINTESI DELLE FUNZIONI DELLE PRINCIPALI TECNOLOGIE SMART GRID

Tecnologia smart grid	Maggior disponibilità di dati sulla rete	Ottimizzazione dei flussi sulle reti	Facilita la demand response	Disponibilità di accumuli diffusi
Accumuli elettrici		✓	✓	✓
Dynamic Thermal Ratings	✓	✓		
Miglior controllo della tensione delle reti	✓	✓		
Facilitazione della demand response	✓		✓	
Gestione attiva delle reti	✓	✓		

Fonte: Frontier Economics (2012), p. 71.

cienti nelle *smart grids*, la prima azione importante da intraprendere è: «align market and utility incentives with the provision of cost effective investments that improve energy efficiency» (Executive Office 2011, p. 19). ERGEG indica tra le barriere da rimuovere sulla strada che conduce alle *smart grids* la condizione (usuale, per altro) per la quale:

«... an increase in the energy supplied is equal to automatic increases in the companies' profits. The volume of energy supplied should be decoupled from companies' profits in new regulatory models» (ERGEG 2009, p. 29) ⁽¹⁴⁾.

È vero che rete e gestori dovrebbero ottenere vantaggi immediati come la riduzione delle perdite, la migliore continuità del servizio e costi di lettura più bassi ⁽¹⁵⁾, ma essi potrebbero non essere sufficienti a remunerare gli investimenti nelle *smart grids* e a compensare un possibile calo concomitante delle vendite e dei ricavi, anche per la crescita degli autoconsumi. Per questo motivo, alcuni sostengono che nell'era delle reti *smart* le tariffe di distribuzione non dovrebbero più variare in base ai volumi e/o alle punte di prelievo ⁽¹⁶⁾. Ma l'effetto sui consumi e sui consumatori di una nuova struttura a tariffe fisse sarebbe in linea con gli obiettivi? O non si rischia, anche in questo caso, di incentivare maggiori consumi? D'altra parte, perché le utility dovrebbero preferire essere efficienti e promuovere l'efficienza dei loro clienti, se questo comporta vendere meno energia? Salvo che questo non sia solo l'avvio di una strategia, come quella intrapresa dal Governo inglese sotto il nome di decarbonizzazione, che dovrebbe portare alla elettrificazione del riscaldamento e dei trasporti.

3. CAPIRE I PREZZI. E I CONSUMATORI

Scopo primario del *dynamic pricing* è riflettere la scarsità relativa del servizio di fornitura in certi momenti e rendere più flessibile il consumo per indurlo a spostarsi verso le ore nelle quali il prezzo dell'elettricità è più basso (Sioshansi 2011, p. 94). Il vantaggio di sistema derivante dal livellamento dei picchi di domanda sarebbe notevole. Si calcola che per soddisfare il picco di potenza registrato nel Nord America in meno dell'1% delle ore di un anno sia necessario tra il 10 e il 18% del fabbisogno complessivo di potenza del sistema (MIT 2011, p. 146). Una volta fornita ai consumatori l'informazione economica nei modi a loro più congeniali grazie agli *smart meters*, tutto dipenderebbe dalla risposta della domanda. Chao (2010) la definisce «... as a customer's ability to alter its electricity demand by reducing or shifting consumption in response to market prices or other market conditions» (p. 9). Subito dopo opera una distinzione tra «demand response» e «price responsive demand», che sono spesso usati in modo intercambiabile:

«Price-responsive demand places a greater emphasis on using energy market price signals to improve the economic efficiency of energy consumption. Demand-response programs in wholesale markets refer predominantly to curtailable service programs designed to improve system reliability. (...) by paying customers to take their electrical load off of the bulk power system when the system is deficient in capacity or operating reserves. Demand-response programs in retail markets are predominantly time-based pricing programs, including real-time pricing and other dynamic retail pricing programs» (ibidem, p. 9).

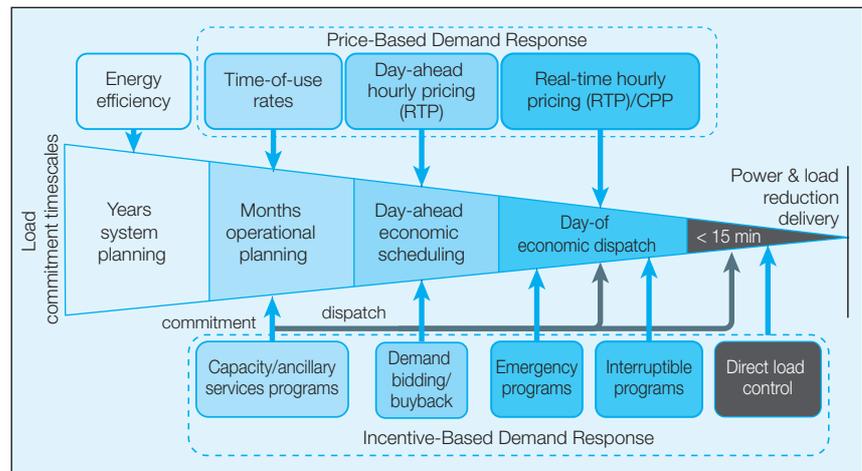
A questa ulteriore distinzione è bene aggiungere alcune precisazioni. L'efficienza economica del consumo di energia è vista in riferimento ai picchi di prezzo sui mercati all'ingrosso, che quasi sempre coincidono con i picchi di domanda. Si tratta di un concetto economico, e non fisico, che si riferisce al breve periodo e non al lungo periodo. Per questa seconda ragione è opportuno prestare attenzione non solo alla eventuale risposta immediata della domanda (ovvero all'elasticità di breve periodo manifestata nei comportamenti di consumo) ma anche all'impatto dei prezzi «dinamici» sulla propensione a investire nei dispositivi *smart* e in apparecchi più efficienti in genere (ovvero all'elasticità di lungo periodo). Il puro e semplice spostamento dei prelievi verso le fasce orarie dove i prezzi sono più bassi potrebbe, infatti, causare un *trade-off* con la propensione a investire in efficienza energetica. A tale proposito, vi è anche chi segnala opportunamente l'esistenza di un rischio di un maggior consumo complessivo di energia connesso allo spostamento dei prelievi nelle ore vuote (National Energy Plan 2009, p. 14). Senza considerare che la variabilità dei prezzi accresce l'incertezza nei calcoli di convenienza.

Come rammentano anche Cappers et al. (2011), i programmi di *demand response* sono attivi da tempo sotto denominazioni diverse: contratti interrompibili, distacchi di emergenza, controllo diretto dei carichi. Sono programmi di solito destinati a integrare i servizi di riserva e ancillari, e per questo sono sempre più spesso affidati ai mercati, i cui meccanismi sono in corso di adattamento proprio al fine di rendere più agevole la partecipazione della domanda. Nel-

l'ambito della *price responsive demand* e del *dynamic pricing* ricadono altre opzioni, che vanno dal più tradizionale e diffuso *time of use pricing* (tariffe multiorarie) al *critical peak pricing* (CPP, prezzi per i picchi critici) e al *real time pricing* (RTP, prezzi in tempo reale). La ragione economica per la quale il *dynamic pricing* sarebbe teoricamente superiore alla semplice *demand response* è che grazie a esso si ristabilisce quella simmetria tra domanda e offerta nella partecipazione alla fissazione dei prezzi che caratterizza i mercati più efficienti (Bushnell et al. 2009). Esistono però differenze sostanziali tra la commodity elettrica e le altre commodity. Le più importanti sono l'elevatissima numerosità dei clienti e la collegata frequenza e complessità delle transazioni. Se a questo aggiungiamo la riconosciuta rigidità della domanda dovuta all'essenzialità del servizio, le perplessità sull'efficienza reale e sulla praticabilità concreta del *dynamic pricing* non sono affatto superate. Tra l'altro, se il *pricing* ai clienti finali prendesse a riferimento i prezzi all'ingrosso del giorno prima e la risposta dei consumatori fosse forte, l'effetto sulla richiesta potrebbe avere ripercussioni a cascata sul mercato di aggiustamento e sul mercato di bilanciamento non facili da gestire (Fig. 1).

I prezzi all'ingrosso hanno inoltre il difetto non trascurabile di non segnalare affatto condizioni locali di criticità alla regolare fornitura del servizio, magari proprio quelle sulle reti di distribuzione che con la diffusione delle fonti intermittenti rischiano di diventare più frequenti (17). Non è per altro facile rispondere adesso all'interrogativo se sia tecnicamente praticabile la segnalazione attraverso i prezzi

Fig. 1 - RUOLO DELLA DEMAND RESPONSE NELLA PROGRAMMAZIONE E NELLA GESTIONE OPERATIVA DEL SISTEMA ELETTRICO



Fonte: Wissner (2011), p. 2513.

dell'elettricità degli impatti di una variazione dei carichi, incrementale o decrementale, sulle reti a livello disaggregato e su scala locale.

In questo quadro, non stupisce che i consumatori di solito preferiscano e richiedano ai fornitori di conoscere i prezzi in anticipo e per più periodi: «(...) it seems unlikely that many consumers will want to spend a lot of time and effort managing their electricity usage, particularly when the overall bill impact may be small» (MIT 2011, p. 166). È probabile che questo tipo di preferenza non cambi di molto con le *smart grids* e lo *smart metering* (18).

In effetti, sebbene siano ritenuti più efficienti sotto il profilo economico, i programmi con prezzi in tempo reale non sembrano risultare finora molto graditi alla domanda, come testimoniato dalla netta riduzione del numero di imprese che li offrono negli Stati Uniti (19). A ulteriore conferma dei problemi incontrati dal *dynamic pricing* si rileva che «nei programmi pilota la domanda è risultata più reattiva in presenza di tecnologie abilitanti» (MIT 2011, p. 166). Si aggiunge che anche i programmi di *demand control* – automatici o

meno – più semplici dovrebbero cercare di limitare le ore di applicazione per evitare il fenomeno di «demand fatigue», ovvero un calo progressivo delle risposte positive alle richieste di controllo della domanda e/o un'uscita dal programma stesso (MIT 2011, p. 152) (20).

Prima di lanciare un progetto esteso di *price responsive demand*, soprattutto se il progetto presuppone l'installazione universale di *smart meters*, si dovrebbero studiare attentamente i comportamenti dei consumatori, con particolare attenzione a quelli più piccoli, partendo dalle prevedibili conseguenze del passaggio da una tariffazione fissa «a costo medio» a un prezzo «marginale» variabile (MIT 2011). Una prima osservazione largamente condivisa premette che per coinvolgere in queste iniziative una fetta consistente di piccoli consumatori è bene introdurre un filtro, quale potrebbero essere gli *aggregators* (21) o le tecnologie «abilitanti» automatiche. Immediatamente viene da scrivere un'annotazione a margine di questo secondo possibile filtro. Per un controllo diretto e automatico dei prelievi sono sufficienti dispositivi che possono essere installati senza lo *smart metering*. Si

è, tra l'altro, notato un certo scetticismo, o cautela, dei consumatori rispetto alla possibilità di concedere un controllo automatico e indipendente dalla loro volontà di parte dei loro prelievi anche, ma non solo, per motivi di privacy. Per superare questo scetticismo sarebbero utili azioni diffuse di educazione sui clienti degli effetti del controllo diretto e azioni mirate di marketing da parte di chi vende macchine e apparecchiature che potrebbero essere predisposte a tale scopo (Cappers et al. 2011, p. xvii) ⁽²²⁾.

Nelle esperienze pilota condotte negli Stati Uniti, il tasso di adesione al *dynamic pricing* sembra dipendere molto dal design del *pricing* stesso. I consumatori hanno dimostrato di preferire offerte che prevedevano premi (*rebates*) da riscuotere in riferimento a un consumo stimato (*baseline*). Questo tipo di offerta suscita molte perplessità tra gli economisti, proprio in riferimento alla definizione del consumo stimato (Letzler 2010, Chao 2010, Bushnell et al. 2009) e alle conseguenti distorsioni che rimandano alle categorie del *moral hazard* e dell'*adverse selection*, e possono dare luogo a un doppio pagamento ⁽²³⁾. Bushnell et al. (2009) ammettono esplicitamente il dato fattuale che la maggior parte dei clienti dimostra una spiccata preferenza per offerte nelle quali i prezzi sono noti *ex-ante*, quel che è utile, per esempio, a programmare in anticipo alcuni consumi. Cercano poi di scansare il dato delle preferenze reali, suggerendo di limitarsi a valorizzare gli scostamenti tra i prezzi in tempo reale e i profili tariffari presenti nelle offerte, facendo così diventare eventualmente incerti i premi rispetto al consumo effettivo, e non più stimato. La proposta di Chao è diversa e ha un nome

piuttosto complicato: *multilevel demand subscription*. La sostanza, per la quale si rimanda alla spiegazione dell'autore riportata in nota, non è meno complicata, sia per chi dovesse confezionare l'offerta sia per chi dovesse trovarsi a scegliere tra diversi livelli di domanda in base alle proprie previsioni di consumo, sapendo che a ogni livello corrisponde un prezzo dell'elettricità diverso, e che ognuno di questi ultimi è associato a un prezzo-soglia. Chao sostiene che in questo modo verrebbero rivelate le preferenze individuali ⁽²⁴⁾. Temo però che molti clienti preferirebbero fermarsi prima. Non è un caso se tutti concordano sul fatto che l'implementazione di questi programmi richiede il superamento di molte barriere di vario genere ⁽²⁵⁾.

Le prove empiriche raccolte nei test non forniscono evidenze incontrovertibili. Faruqui e Sergici (2010) riportano i risultati di alcuni di essi, confrontando l'elasticità della domanda rispetto a tariffe multiorarie classiche e rispetto ai prezzi nei picchi critici (CPP). La riduzione (del picco o del consumo? non è chiaro) è stata superiore con il CPP per la semplice ragione che i prezzi nei picchi critici erano più alti: da 3 a 5 volte i prezzi *off-peak*, e avevano una durata più breve. Nel caso delle tariffe multiorarie, il prezzo delle ore di punta era invece soltanto doppio di quello delle ore vuote ⁽²⁶⁾. I risultati di altri esperimenti realizzati in California ⁽²⁷⁾ confermerebbero una risposta più forte al CPP, che sarebbe sempre molto più alta per chi aveva installato i dispositivi per il controllo diretto dei carichi, con cali anche del 40% rispetto al 10-15% (Brockway 2008). Tuttavia, se il CPP fosse applicato indiscriminatamente a tutti i clienti domestici, i prezzi nei momenti critici

potrebbero, a giudizio di molti, diventare eccessivi per i clienti a basso reddito e più vulnerabili, che di solito sono anche quelli con una elasticità più bassa ⁽²⁸⁾.

In ordine logico, l'ultima grande questione da affrontare nel caso si decidesse di attuare un programma di *dynamic pricing* è se l'adesione debba rimanere volontaria o diventare obbligatoria. Il maggior pregio della prima ipotesi è che lascia la libertà di scelta ai consumatori. È tuttavia molto probabile che i clienti che costano di più al sistema non aderiscano, e che lo spostamento verso i prezzi dinamici sia lento, lasciando al punto di partenza lo sviluppo e la diffusione delle applicazioni *demand-side* delle *smart grids*. L'ipotesi di rendere obbligatorio il *dynamic pricing* rappresenta una soluzione equa se – ipotesi eroica – i prezzi sono giusti. Probabilmente, si avrebbero in questo modo risparmi di costo a livello di sistema e aumenterebbero le opportunità di innovazione e di adozione associate alle *smart grids*. È per altro molto probabile che questa soluzione vada incontro a forti resistenze da parte di una larga fetta di consumatori.

Per questo si suggerisce (Borenstein e Binz 2012) un approccio più graduale all'installazione di *smart meters* e all'adozione del *dynamic pricing*. All'inizio, dovrebbero essere entrambi obbligatori solo per clienti con consumi elevati. Il «top 20 approach» riguarderebbe il 20% dei maggiori consumatori, che di solito cumulano all'incirca il 40% del totale dei consumi domestici. Per tutti gli altri clienti la scelta, inclusa l'installazione dell'*advanced metering infrastructure* (AMI), resterebbe volontaria. Questa soluzione non dovrebbe essere reputata come non equa dai clienti. È inoltre

più facile che i maggiori consumatori, essendo di solito anche quelli con i redditi più alti, si prestino di più a sfruttare le opportunità degli *smart meters* acquistando apparecchiature domestiche compatibili. Si avvierebbe in questo modo un percorso doppiamente virtuoso sia verso i fabbricanti di elettrodomestici sia per l'effetto d'imitazione verso i clienti più piccoli.

4. CAPIRE LO SCENARIO

Ofgem sta svolgendo in questi mesi le consultazioni in merito alla definizione del prossimo quadro tariffario per i distributori di energia elettrica, che avrà una durata di 8 anni a partire dal 1° aprile 2015. È ovviamente previsto che in questo lungo arco di tempo possa esservi la necessità di connettere in modo efficace e senza causare problemi di rete: «potentially significant volumes of local generation and low carbon demand (such as electric vehicles and heat pumps)» (Ofgem 2012a, p. 5)⁽²⁹⁾. Procedendo con queste connessioni, i gestori delle reti di distribuzione si troveranno ad agire sempre più spesso come operatori di sistema: «ie locally balancing demand and supply on their networks» (Ofgem 2012a, p. 13). Quel che solleverà problemi riguardo all'adeguatezza dell'attuale quadro regolatorio e commerciale, e alle modalità di interazione con l'operatore della rete di trasmissione, National Grid. Forse perché non la stanno affatto incentivando, ma il Governo e Ofgem non si aspettano nel prossimo periodo tariffario una penetrazione massiccia delle fonti rinnovabili e diffuse al livello delle reti di distribuzione⁽³⁰⁾. Pertanto il ruolo di operatore di sistema dovrebbe riguardare,

almeno all'inizio, principalmente la gestione attiva dei sistemi di accumulo e dei carichi sul lato della domanda⁽³¹⁾.

Diversamente da quella che sembrava ormai essere una valutazione condivisa universalmente, ovvero quella di una obsolescenza più veloce per gli apparati di rete in uno scenario che evolve verso le *smart grids*⁽³²⁾, nella consultazione si indica in 40 anni la vita contabile degli *assets* che verranno installati durante il RIIO-ED1⁽³³⁾: «meaning that they need to be fit for purpose in the long term» (Ofgem 2012a, p. 14). I distributori dovranno investire pensando a un futuro nel quale le tecnologie *low carbon* – e non, sic et simpliciter, le apparecchiature domestiche *smart* – saranno comuni, chiedendosi semplicemente quando i loro clienti le adotteranno e come le useranno. Ai distributori è richiesto fin da ora di avere una strategia di investimento flessibile per essere in grado di adattarsi in modo efficiente a diversi scenari⁽³⁴⁾.

D'altra parte, è anche vero che il Governo sta accelerando sul fronte degli *smart meters*. La conversione ai contatori intelligenti delle utenze domestiche dovrebbe essere completata nel 2019. Poiché dal 2003 l'installazione dei contatori e la loro gestione non

rientrano nel monopolio dei distributori⁽³⁵⁾, non vi sarà un vero e proprio obbligo per gli utenti a installare i nuovi contatori. In questa opera di sostituzione, la separazione del contatore dalla rete pone qualche problema di costi e di convenienze. In primo luogo, i fornitori, a parte i risparmi dei costi di lettura dei contatori e di emissione delle bollette, non catturano altri importati benefici portati dagli *smart meters*, in particolare quelli che interessano le reti per effetto del *peak shifting*. In secondo luogo, la durata media tipica (del contratto) con il cliente è inferiore a quella della vita (tecnica) utile dell'*asset*: 5 anni in media contro 20 del contatore, quel che solleva qualche interrogativo sul recupero dei costi (Davies 2006). L'unico vincolo posto ai fornitori riguardo i termini economici dell'installazione dello *smart meter* e del *display* casalingo è che non potranno chiedere «a one-off or upfront charge». Per convincere i clienti a installare il contatore, i fornitori dovranno portare argomenti validi. Un test ha quantificato i benefici attesi dai nuovi contatori in una riduzione «permanente» dei consumi pari al 3%, grazie alla sola osservazione del *real-time display*, un dato che sarebbe in linea con quello della letteratura internazionale. L'entità dei costi a carico dei clienti per i nuovi contatori non è chiarissima. Sia perché dipende dal modello – ce ne sono di più evoluti, che hanno funzionalità aggiuntive come, per esempio, lo *switching* e il distacco del cliente da remoto – dall'intensità della concorrenza tra fornitori e dall'evoluzione tecnologica. Le specifiche tecniche, che sono (erano) in attesa di approvazione da parte dell'Unione Europea, sono state apparentemente definite in modo da lasciare



spazio all'innovazione. A quanto pare, esse comportano comunque il fatto che gran parte degli *smart meters* attualmente installati dovrà essere sostituita. Così almeno asserisce British Gas, che non aggiunge però se la sostituzione implica *stranded costs* e, nell'eventualità, a carico di chi sarebbero (Richards 2012, Davies 2006).

Nella complessiva strategia energetica del Regno Unito l'installazione «universale» del contatore *smart* si dimostra chiaramente funzionale all'elettrificazione dei consumi finali e alla diffusione delle tecnologie di domanda a bassa intensità di carbonio. In questa prospettiva, secondo Ofgem potranno presentarsi due casi ai distributori:

(1) l'adozione di queste tecnologie da parte dei clienti cambia in modo significativo la loro domanda senza richiedere lavori di adeguamento sul luogo;

(2) la loro adozione richiede lavori per realizzare una nuova connessione o modificare quella esistente.

Nel primo caso, la maggior richiesta potrebbe avere impatto a monte della rete di distribuzione. Si deve fare in modo che i distributori siano incentivati a compiere gli interventi necessari affinché questo non accada. Nel secondo caso, dovendo il cliente informare l'impresa prima dei lavori di connessione, si deve fare in modo che i distributori effettuino queste connessioni a costi efficienti e in tempi ragionevoli, e mantengano un buon rapporto con i clienti (Ofgem 2012b, pp. 19-20).

Il passaggio seguente riguarda l'inclusione in tariffa dei costi sostenuti per la connessione dei clienti che adottano queste tecnologie. Le tariffe di distribuzione nel Regno Unito hanno due elementi. Il primo elemento è la tariffa di

connessione pagata dai nuovi clienti in base al costo sostenuto dall'impresa per l'allacciamento. Il secondo elemento è la tariffa legata all'uso della rete, che è pagata da tutti i clienti. Nel caso in cui l'adozione di tecnologie *low carbon* determinasse l'esigenza di potenziamenti a monte della connessione di un «vecchio» cliente, la proposta di Ofgem prevede la socializzazione dei costi, essenzialmente perché questa appare come l'unica soluzione realisticamente praticabile allo stato attuale. Solo per le connessioni di nuovi clienti potrà eventualmente tenersi conto dei costi incorsi per il potenziamento della rete in sede di determinazione della specifica tariffa di connessione. Le tariffe d'uso di sistema potranno essere calibrate meglio in relazione agli effetti sulla rete dei consumi del cliente (vecchio o nuovo) e delle sue tecnologie in una seconda fase quando saranno disponibili (per tutti) dati sui consumi orari⁽³⁶⁾ (Ofgem 2012, pp. 26-30).

5. CONCLUSIONI

Dato che il Regno Unito sembra per l'ennesima volta rappresentare un caso a sé stante, può essere interessante in sede di conclusione vedere come ci si appresta ad accogliere la rivoluzione delle *smart grids* negli Stati Uniti e in Italia. A giugno 2011, secondo l'*Institute for Electric Efficiency* (IEE), erano installati negli Stati Uniti circa 20 milioni di *smart meters* ed era ritenuto probabile che questo numero potesse arrivare a 65 milioni entro il 2015, con una copertura pari a circa il 50% delle utenze domestiche. Greentech media, a sua volta, stimava che grosso modo 6 milioni di famiglie potrebbero avere nella propria abitazione nel 2015 qual-

che tipo di *home energy management device*. La stima era considerata realistica da IEE (2011, p. 2). Stando a quel che scrive la FERC, le utility cercano di solito di recuperare i costi sostenuti per investimenti in contatori intelligenti «through rate cases held before state regulatory agencies. These rate cases generally address a wide variety of costs and can be time consuming and costly for all parties involved». In aggiunta al riconoscimento in tariffa, alcuni Stati hanno approvato una varietà di meccanismi di finanziamento a sostegno della diffusione dei contatori intelligenti: «including cost trackers and surcharges» (FERC 2010, p. 17)⁽³⁷⁾. Per quanto riguarda i criteri seguiti di fronte agli investimenti di adeguamento delle reti destinate ad accogliere le immissioni crescenti delle fonti rinnovabili intermittenti, nel caso che riteniamo rappresentativo della California essi includono:

«the quality and quantity of the renewable energy source accessed, the commercial viability of the renewable energy source accessed, the environmental impact of the new line, and the proposed line's ability to bring renewable energy to market as opposed to relieving congestion» (MIT 2011, pp. 87-88).

Veniamo ora all'Italia. Secondo uno studio Iefe-Bocconi, l'installazione degli *smart meters* presso tutte le utenze domestiche senza distinzione è costata 2,1 mld. euro (Lo Schiavo et al. 2011, p. 8). Si tratta, precisiamo subito, di un investimento riconosciuto e remunerato in tariffa ai distributori da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG). Gli *smart meters* domestici, pur rientrando in un'iniziativa da molti proclamata senza precedenti al mondo, non hanno affatto attivato

la *demand response* dei clienti. Il *display* è complicato da leggere e non è di solito direttamente accessibile nelle abitazioni. Inoltre, non riporta alcuna informazione sui prezzi orari né sui consumi dei singoli apparecchi. La vulgata vuole che gli *smart meters* avrebbero almeno consentito di attivare a partire dal 1° gennaio 2012 le tariffe biorarie a tutti i clienti domestici in regime di maggior tutela. Per altro, secondo gli stessi calcoli dell'AEEG le tariffe biorarie comportano un risparmio minimo – inferiore al 3% stimato nel Regno Unito grazie al solo *display* – anche per l'eroico utente che fosse capace di cambiare in modo radicale le proprie abitudini di consumo, ri-

ducendo dal 60% al 10% i propri prelievi nelle fasce orarie più costose. Da ultimo, gli *smart meters* installati non hanno probabilmente una tecnologia compatibile con approcci più evoluti alla *demand response*, che implicheranno il dialogo in termini di comunicazione e controllo con le tecnologie degli apparecchi domestici. Sul lato dell'offerta la penetrazione delle fonti rinnovabili incentivate pare avere determinato un allineamento dei prezzi all'ingrosso per fascia oraria, senza incidere sui picchi di consumo: a quello ci ha semmai pensato la crisi. I picchi restano ma i prezzi – in media – li segnalano meno, con buona pace della *demand response*. Per quanto riguarda

l'integrazione delle fonti rinnovabili, agli occhi del regolatore le criticità così come l'installazione degli accumuli sembrano riguardare quasi esclusivamente la rete di trasmissione nazionale, anche se nella scorsa primavera almeno 11 dei 19 GW totali di impianti fotovoltaici esistenti risultavano connessi alle reti MT/BT (vedi http://www.autorita.energia.it/allegati/seminari/terna_30_maggio12.pdf)

Ci pare che tutto questo sia ampiamente sufficiente a capire in quale modo il Governo e il regolatore italiano (non) stiano concretamente preparando il sistema elettrico nazionale alle sfide della *smart grid*.

Verona, Novembre 2012

NOTE

(1) «Decarbonization implies 3 main challenges for grids: 1) deployment and integration of DG; 2) development and integration of demand (demand response and energy efficiency) and storage; 3) enhancement of transmission grids» (Meuus et al. 2010, p. 2). Per quel che riguarda la sicurezza delle forniture, in DECC (2009) si ricordano i problemi creati dalle fluttuazioni delle immissioni, che saranno più rapide e improvvise, e dal controllo dei flussi bidirezionali e distribuiti di energia.

(2) Anche negli Stati Uniti il problema dell'integrazione delle fonti rinnovabili intermittenti è affrontato principalmente in relazione all'accesso alla rete di trasmissione e al funzionamento dei mercati all'ingrosso: «(...) as variable generation resources have increased in the U.S., system operators and policymakers are considering a wide range of strategies to integrate large-scale variable generation in addition to demand response, including: (1) improved forecasting tools to increase accuracy of expected output from variable generators, (2) technology improvements in variable generation that enable these resources to provide some bulk power system

services, (3) investing to increase the transmission capacity of the bulk power system, (4) implementing changes in the operating structure of the bulk power system (e.g. larger balancing authorities) or (5) instituting changes to existing wholesale power market design (e.g., intra-hour markets in the West» (Cappers et al. 2011, p. 35). Come nel caso della riforma progettata nel Regno Unito, le misure sono pensate in vista della penetrazione delle «large scale RES» per le quali occorre disegnare un nuovo assetto regolatorio almeno per il bilanciamento, la riserva di capacità e lo sviluppo e la connessione alle infrastrutture di trasmissione. Nell'ambito più ristretto delle reti di distribuzione, i contatori bidirezionali e il supporto di accumuli diffusi dovrebbero favorire l'integrazione della generazione distribuita (Meuus et al. 2010).

(3) La *smart grid* può anche essere vista in una prospettiva di lungo periodo, quando: «il sistema elettrico dovrà automatizzarsi, implementare una piattaforma di comunicazione molto più estesa di quella attuale, installare sensori e sistemi di controllo elettronici in tutta la rete di distribuzione, sviluppare e integrare la generazione diffusa e gli accumuli

diffusi, dotarsi di una infrastruttura di contatori evoluti e di un portale per i consumatori in grado di mettere in collegamento loro e i loro apparecchi con chi offre servizi energetici» (EPRI 2011, p. 3-1).

(4) Per esempio: «There are growing concerns that the smart metering technology carries the risk of obsolescence due to the lack of final standards governing communications, interoperability, and the lack of policies governing the privacy rights of customers with respect to their detailed usage and pricing information. The National Institute for Standards and Technology (NIST) is developing recommended standards for interoperability and the protection of utility smart metering systems from cyber security risks, and the resulting recommendations must then be reviewed and adopted by FERC. However, since FERC does not regulate distribution utilities, these standards cannot be implemented unless accepted at the state level to govern smart metering installations» (AARP 2010, p. 13).

(5) Per esempio, le ipotesi di Frontier Economics sul passaggio alle *smart grids* nel Regno Unito partono dal processo di elettrificazione della climatizzazione e dei veicoli, e poi passano al processo di diffusione della generazione distribuita (Frontier Economics 2011b, p. 8). In realtà, in molti contesti, tra i quali quello italiano, è più facile che avvenga l'esatto contrario. Comunque, anche secondo Frontier Economics, quel che inciderà di più sugli scenari reali sarà l'andatura relativa dei processi.

(6) Il livello della potenza diffusa e intermittente connessa alla rete di distribuzione è a sua volta governabile attraverso il dosaggio degli incentivi e attraverso le condizioni a cui sottoporre le autorizzazioni all'installazione e all'esercizio degli impianti, e le connessioni alla rete elettrica.

(7) L'opzione dei sistemi di accumulo appare ancora molto costosa anche se «costs could fall in the coming decades» (MIT 2011, p. 68). Anche i regolatori europei si attendono uno sviluppo a breve delle nuove tecnologie di accumulo: «These devices are likely to be smaller and more widely distributed than current, usually pumped-hydro, plants», e, cosa importante: «There will further be a need for a common understanding of how such technologies are integrated into the market so that they are fairly rewarded for the services they provide» (EREGE 2009, p. 23). In questo contesto, le batterie dei veicoli elettrici potrebbero avere una funzione ibrida di supporto alla rete, assorbendo potenza durante la ricarica e, alla bisogna, restituendola allo stesso modo degli accumuli (per esempio, IEA 2011, p. 12). C'è da chiedersi quale diventerà il costo delle batterie in queste condizioni di uso e quali saranno i vantaggi per i proprietari delle auto di adattare i tempi della ricarica alle esigenze-convenienze di sistema, considerando che in tal modo l'uso del veicolo potrebbe non essere programmabile del tutto liberamente dai proprietari.

(8) «Determining the attractiveness of demand response to provide particular services requires estimating the cost of providing the service from various resources or strategies that would be used in lieu of demand response» (Cappers et al. 2011, p. 36).

(9) «However, all of these benefits must be carefully proven out in a state's review of the merits of any Smart Grid proposal. (...) Smart meter adoption is not risk-free. Stranded costs (relating to the premature abandonment of the existing metering system), unrealized consumer benefits, and the potential for pricing proposals that may be harmful to some customers, as well as the potential for increased discon-

nections if consumer protections are not maintained or enhanced, are a few of the problems that must be addressed and worked through» (AARP 2011, p. 1).

(10) «The issuance of Order No. 745 in the past year provides clarity on the Commission's policies on the allocation and recovery of demand response payments in organized RTO and ISO energy and ancillary services markets» per i quali la FERC sollecita anche un miglior coordinamento. Permangono, tuttavia, problemi di misura e verifica dei volumi, e della conseguente reale efficienza economica della risposta della domanda, e permane l'ostacolo del numero ancora troppo esiguo di clienti «on time-based rates» (FERC 2011b, p. 19).

(11) «This type of architecture is consistent with the Open HAN architectures and provides simplicity for the consumer, and the flexibility needed for future development needs. Additionally, this type of architecture supports a more robust, comprehensive "home networking" system approach compatible with consumer electronics devices» (AHAM 2010, p. 8).

(12) Ofgem, per esempio, si sta già muovendo verso un riconoscimento e una remunerazione degli investimenti anche in base alla misura di performance selezionate.

(13) In IEA (2011) si parla di «ageing infrastructure» e di obsolescenza tecnologica delle reti di distribuzione in esercizio negli Stati Uniti e in Europa (p. 13). Di converso, diversi autori e organismi, ricordando i lunghi periodi di vita delle reti e delle apparecchiature esistenti, richiamano l'attenzione sul rischio di *sunk costs* causati dagli investimenti nelle *smart grids*.

(14) Nelle attuali condizioni, i gestori delle reti non avrebbero convenienza a integrare la generazione distribuita o a stimolare la *demand response* (Meuus et al. 2010). A conferma indiretta di questa criticità, in Executive Office (2011, p. 17) si legge che le *state commissions* stanno sempre più spesso affrontando casi che sollecitano una riforma della regolazione che cambi il modello di business delle utility.

(15) Nell'analisi dei benefici derivanti dall'adozione di *smart meters* quello ritenuto più rilevante, e certo, è la riduzione dei costi di lettura del contatore (Haney et al. 2009). Per quanto riguarda i benefici dal lato della domanda, nella maggior parte dei casi si tratta di potenzialità, che possono più facilmente concretizzarsi in caso di controllo diretto dei carichi delle apparecchiature (ibidem, p. 35). Sul fronte della reattività della domanda ai prezzi, i miglioramenti tecnologici realizzati nel *metering* possono consentire di offrire schemi di tariffazione più evoluti, ma essi sono anche costosi da introdurre (ibidem, p. 7).

(16) Brennan (2010), non solo in riferimento agli investimenti nelle *smart grids*, avanza l'idea di disaccoppiare i ricavi delle imprese di distribuzione dalle vendite. Lo scopo condizionale è di migliorare l'efficienza delle imprese e «complessivamente» del servizio ma, detto molto onestamente, parecchio dipende da come verrebbe effettivamente realizzato il *decoupling* tariffario. Esso può essere parte della soluzione, ma si possono utilizzare allo stesso scopo anche meccanismi di compensazione ex-post. In fondo, qualunque struttura tariffaria può dare luogo a fenomeni distorsivi e trasferimenti di «benessere» tra consumatori.

(17) Le tariffe multiorarie hanno il pregio indubbio di consentire un adeguamento di tipo abitudinario a chi le sottoscrive. Esse, tuttavia, non danno alcun segnale di «emergenza» di sistema, ancor più a livello locale.

(18) Un'infrastruttura di misurazione sufficientemente evoluta consentirebbe di dare ai clienti un'informazione più gra-

nulare, non solo per orario di prelievo ma anche per tipologia, o addirittura per singolo apparecchio, di consumo. In alcuni casi ai clienti è stata effettivamente fornita insieme alla bolletta l'informazione aggiuntiva spesso sotto forma di un *benchmark* riferito ai propri consumi di periodi precedenti ovvero a clienti simili. Si è, tuttavia, osservato che talvolta l'informazione aggiuntiva derivante dal *benchmark* può produrre effetti ambigui, soprattutto in chi scopre di collocarsi sotto il *benchmark*.

(19) «A total of 19 entities reported retail real-time pricing programs from all but two regions» (FERC 2010, p. 28) Da queste cifre Cappers et al. (2011) traggono la conclusione che «those time-based retail rate designs that have the greatest potential to manage variable generation integration issues (i.e., real time pricing) are exactly those that are the least accepted by regulators, policymakers and stakeholders alike» (p. 31). In realtà, la frase successiva della FERC sposta il peso della responsabilità sugli *stakeholders*: «This is down from the 85 entities reporting at least one real-time pricing program for retail customers in the 2008 FERC Survey» (ibidem, p. 28). Viceversa: «The number of entities offering interruptible/curtailable rates rose from 248 in the 2008 FERC Survey to 265 in 2010 FERC Survey» (ibidem, p. 26).

(20) Un contratto di *demand response* o *demand control*, deve tipicamente prevedere un numero massimo di eventi e la massima durata di ciascun evento, un intervallo minimo tra due eventi e il tempo minimo di preavviso (Cappers et al. 2011, p. 17). Parlando della possibilità che programmi incentivati di questa natura possano ricevere una buona accoglienza da parte dei clienti domestici, si osserva che di solito questi programmi prospettano «short duration and frequent DR events» (ibidem, p. 32).

(21) Si tratta, in sostanza, di soggetti che aggregano la domanda allo scopo di gestire i rapporti con i fornitori, i distributori ed eventualmente con il mercato all'ingrosso.

(22) In teoria l'*home building automation* dovrebbe consentire una sincronizzazione dei carichi flessibili con le produzioni intermittenti e una programmazione degli altri carichi «gestibili» in base al prezzo (*smart house*). Molti autori richiamano l'esistenza di prelievi dotati di margini di flessibilità grazie a tecnologie che funzionano in base a cicli, ai quali si potrebbe dare uno *smart start* e uno *smart stop*. Come scrive Ofgem (2010), sebbene vi siano dispositivi in grado di rendere le apparecchiature sensibili alla frequenza di rete e di rispondere a comandi di avvio e fermo, per raggiungere risultati percepibili dal sistema elettrico essi dovrebbero essere inseriti su milioni di apparecchi.

(23) «Federal and state regulators have endorsed demand-response programs that pay consumers to reduce their demand during high price periods. To measure how much demand is reduced, these programs require estimation of what a consumer's demand would have been had it not been reduced. This estimated amount is called the customer baseline. As we describe below, there are theoretical and practical problems with the use of a customer baseline that make it possible for customers to get paid for load that has not actually been reduced» (Chao 2010, p. 10). Il problema di incentivi riferito al *baseline* riguarda, oltre la definizione del *baseline*, anche la valorizzazione del consumo evitato per la quale la FERC, come detto, consiglia il prezzo all'ingrosso.

(24) «Multilevel demand subscription allows consumers to choose different levels of demand with different service conditions based on service priority or load profile. In princi-

ple, a consumer could choose from a menu of options various amounts of energy with a set of subscription prices and threshold prices based on individual preferences. Each service option is a call option which can be interrupted when the real-time price exceeds a threshold price. Essentially, demand subscription unbundles the full-requirement electric service transforming an unlimited quantity call option into a spectrum of limited call options based on the principle of consumer self-selection. Demand subscription addresses the root cause of the customer baseline problem that it lacks ownership. Demand subscription establishes the property right and ownership of the energy that a consumer could later sell as demand reduction» (Chao 2010, p. 17).

(25) La FERC è impegnata a combattere le barriere regolatorie alla *demand response*: riducendo i suoi effetti finanziari sulle utility, migliorando e standardizzando i metodi per misurare il *baseline*; come già visto, modificando le regole dei mercati all'ingrosso per agevolare la partecipazione della domanda (FERC 2010, p. 40 e ss). Secondo uno studio commissionato da Ofgem, la barriera citata più di frequente dalle piccole e medie utenze non-domestiche è la scarsa consapevolezza seguita dall'inerzia. La prima dipende tra le altre cose da «complex agreements and arrangements», mentre la seconda potrebbe essere vinta da incentivi. Ma quanto forti devono essere? (Element Energy Ltd 2012).

(26) Secondo Ofgem la differenza di prezzo tra ore di picco e ore vuote dovrebbe arrivare addirittura al 700-1000% per dare un incentivo sufficiente a un numero elevato di clienti (Ofgem 2010).

(27) I campioni testati in California (dove apparentemente si è andati più avanti) non sarebbero rappresentativi perché comprendono una quota maggiore di consumatori in categorie di reddito elevate mentre le categorie *lower users* e *lower income* riducono meno i loro consumi. Si nota anche che esistono divari di risposta all'interno dei clienti domestici molto ampi, tanto che la media è più alta della mediana. Altro limite segnalato riguarda la non inclusione nei prezzi dei costi dell'AMI, che rende impossibile giudicare il livello di adesione volontaria e la persistenza dei risultati. Si segnalano inoltre casi nei quali la risposta al CPP è mancata o la domanda è addirittura aumentata (Brockway 2008).

(28) Come si sottolinea con una certa enfasi in AARP (2010), gli impatti del *dynamic pricing* sui clienti a basso reddito e vulnerabili non sono adeguatamente valutati nei test.

(29) «There is uncertainty about the location, timing and impact of this demand. The DNOs will need to manage this uncertainty, build in flexibility and use opportunities presented by new smart grids technologies and contractual arrangements with customers (ie demand side response) to find long-term efficient solutions» (Ofgem 2012a, p. 5).

(30) «The driver for any DSO role will be the penetration of renewable generation on the distribution network and volume of demand it is asked to accommodate. As demonstrated above, there is uncertainty around this penetration and the DECC scenarios illustrate that there may not be significant changes until ED2 or ED3. Consequently, we do not see this as an issue which we need to resolve in setting the price control for ED1. Rather, it can be explored as a parallel activity» (Ofgem 2012b, p. 19).

(31) «If, in the future, DNOs start to deploy a large number of smart grid solutions, they may have to start managing and co-ordinating demand side response, storage and send signals to consumers to manage their consumption. This

would see them behaving more like distribution system operators» (Ofgem 2012b, p 18).

⁽³²⁾ Di tutt'altro avviso è EPRI (2011) secondo il quale quando «digital equipment is involved – particularly at the early stage of evolution – the depreciation rates for a significant amount of capital investment may be 5 to 15 years» (ibidem, p. 2-12).

⁽³³⁾ RIIO-ED1 sarà il primo controllo delle tariffe di distribuzione dell'energia elettrica, in vigore per 8 anni a partire dall'aprile 2015, sotto il modello RIIO (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*).

⁽³⁴⁾ La richiesta fatta da Ofgem ai distributori è di individuare lo scenario da loro ritenuto più verosimile (*best view scenario*) riguardo all'evoluzione della rete e di queste nuove tecnologie. Questo scenario dovrà essere confrontato con la trasposizione alla loro area di pertinenza dei 4 scenari nazionali elaborati dal DECC per la penetrazione delle tecnologie *low carbon*. In relazione a questi ultimi sarà valutata la flessibilità con la quale la loro strategia di investimento si adatterà all'evoluzione della rete e alla diffusione di queste nuove tecnologie.

⁽³⁵⁾ I fornitori che sono di fatto subentrati ai distributori nei servizi legati al contatore sono nella maggior parte dei casi società affiliate.

⁽³⁶⁾ Interrogativi sulla vita economica e sulla vita utile dei nuovi sistemi di misura e sulle tariffe più indicate a recuperare i costi sostenuti sono frequenti (Brockway 2008, EPRI 2011). EPRI (2011) si chiede se non possa essere necessario ricorrere a metodi tariffari non tradizionali (ibidem, p. 2-11).

⁽³⁷⁾ «Cost trackers typically allow for dollar-for-dollar cost recovery by the utility as costs are incurred. Surcharges (sometimes also called rate riders) recover costs by increasing rates by a set amount for a specific period of time. Surcharges generally reconcile cost estimates with actual costs on a quarterly or annual basis, which may slightly delay cost recovery. The use of these alternative cost recovery mechanisms generally include prudence reviews by state regulatory agencies. While these reviews may be limited in scope, they can help to achieve balance between ratepayers and investors. In August 2010, the Maryland Public Service Commission deferred recovery of the costs Baltimore Gas and Electric Company incurred to install AMI until the company is able to show in a future rate case that the meter installation is successful and cost-effective for consumers. It also conditioned the cost recovery on the inclusion of a mechanism under which shareholders bear a portion of the financial risk» (FERC 2010, pp. 17-18).

BIBLIOGRAFIA

- AARP, National Consumer Law Center, National Association of State Utility Consumer Advocates, Consumers Union, and Public Citizen (2010), *The need for essential consumer protections. Smart metering proposals and the move to time-based pricing*, <http://www.nasuca.org/archive/White%20Paper-Final.pdf>
- AHAM - Association of Home Appliances Manufacturers (2009), *Smart Grid White Paper*, December, www.aham.org
- AHAM - Association of Home Appliances Manufacturers (2010), *Assessment of Communication Standards for smart Appliances*, October, www.aham.org
- BORENSTEIN S., BINZ R. (2012), *Smart Grid Implementation Planning*, <http://www.naruc.org/FERC/LBNL-Webinar7-Transition.pdf>
- BRENNAN T.J. (2010), *Decoupling in Electric Utilities*, in «Journal of Regulatory Economics», vol, 38, pp. 49-69.
- BROCKWAY N. (2008), *Advanced Metering Infrastructure: What Regulators Need to Know About Its Value to Residential Customers*, February, National Regulatory Research Institute, http://nrri.org/pubs/multiutility/advanced_metering_08-03.pdf
- BUSHNELL J., HOBBS B.F., WOLAK F. (2009), *When It Comes to Demand Response, Is FERC Its Own Worst Enemy?*, in «The Electricity Journal», October, vol. 22, n. 8, pp. 9-18.
- CAPPERS P., MILLS A., GOLDMAN C., WISER R., ETO J.H. (2011), *Mass Market Demand Response and Variable Generation Integration Issues: A Scoping Study*, October, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.
- CHAO H. (2010), *Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World*, in «The Electricity Journal», vol. 23, n. 1, pp. 7-20.
- DAVIES P. (2006), *Ofgem's approach to smart metering*, Cambridge Conference presented 23 October, <http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2008/12/davies-061023.pdf>
- DECC - Department of Energy and Climate Change (2009), *Smarter Grids the Opportunity*, December.
- Element Energy Ltd (2012), *Demand side response in the non-domestic sector - Final report for Ofgem*, July, www.ofgem.com
- EPRI - Electric Power Research Institute (2011), *Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid*, Technical Report, March, <http://www.energycentral.com/download/products/EPRI%20Smart%20Grid%20Report.pdf>
- Executive Office of the President of the United States (2011), *A policy framework for the 21st century grid: enabling our secure energy future*, June, Washington, <http://www.whitehouse.gov/sites/default/files/microsites/ostp/nstc-smart-grid-june2011.pdf>
- ERGEG (2009), *Position Paper on Smart Grids. An ERGEG Public Consultation Paper*, December, Bruxelles, http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/ELECTRICITY/Smart%20Grids/CD/E09-EQS-30-04_SmartGrids_10%20Dec%202009_0.pdf
- FARUQUI A., HLEDIK R., NEWELL S., PFEINFENBERGER J. (2007), *The Power of Five percent*, May, Discussion Paper, the Brattle Group, http://www.brattle.com/_documents/UploadLibrary/Upload574.pdf
- FARUQUI A., SERGICI S. (2010), *Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments*, in

- «Journal of Regulatory Economics», vol. 38, pp. 193-225.
- FERC - Federal Energy Regulatory Commission (2011a), *2010 Assessment of Demand Response and Advanced Metering Staff Report*, February, www.ferc.org
- FERC - Federal Energy Regulatory Commission (2011b), *2011 Assessment of Demand Response and Advanced Metering Staff Report*, November, www.ferc.org
- Frontier Economics Ltd (2012), *A Framework For The Evaluation Of Smart Grids - A Report prepared for Ofgem*, March, www.ofgem.gov.uk
- Frontier Economics Ltd (2011a), *How to Deliver Smarter Grids in GB - A Report for Ofgem*, April, www.ofgem.gov.uk
- Frontier Economics Ltd (2011b), *A Framework For The Evaluation Of Smart Grids - A consultation document prepared for Ofgem*, November, www.ofgem.gov.uk
- GOLDONI G. (2011), *Riforme e dettagli: la de-carbonizzazione del mercato elettrico inglese*, in «Energia», n. 4, pp. 16-29.
- HANEY A.B., JAMASB T., POLLITT M.G. (2009), *Smart Metering and Electricity Demand: Technology, Economics and International Experience*, Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, Working Paper EPRG0903, <http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2009/02/binder2.pdf>
- IEE - Institute for Electric Efficiency (2011), *The Costs and Benefits of Smart Meters for Residential Customers*, IEE Whitepaper, July, http://www.edisonfoundation.net/iee/Documents/IEE_Benefitsof_SmartMeters_Final.pdf
- IEA - International Energy Agency (2011), *Technology Roadmaps. Smart Grids*, http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf
- KOLHE M. (2012), *Smart Grid: Charting a New Energy Future: Research, Development and Demonstration*, in «The Electricity Journal», March, vol. 25, n. 2, pp. 88-93.
- LETZLER R. (2010), *Using Incentive Preserving Rebates to Increase Acceptance of Critical Peak Electricity Pricing*, March CSEM WP 162R, Center for the Study of Energy Markets, University of California, Energy Institute.
- LO SCHIAVO L., DELFANTI M., FUMAGALLI E., OLIVIERI V. (2011), *Changing the Regulation for regulating the Change Innovation driven regulatory developments in Italy: smart grids, smart metering and e-mobility*, IEFEBocconi Working Paper n. 46, November.
- MEUUS L., SAGUAN L., GLACHANT J.M., BELMANS R. (2010), *Smart Regulations for Smart Grid*, EUI Working Papers RSCAS45, Florence School of Regulations.
- MIT (2011), *The Future of Electric Grid. An interdisciplinary MIT study*, December, http://mitei.mit.edu/system/files/Electric_Grid_Full_Report.pdf
- National Action Plan for Energy Efficiency (2009), *Customer Incentives for Energy Efficiency through electric and natural gas rate design*, September, http://www.epa.gov/cleanenergy/documents/suca/rate_design.pdf
- Ofgem - Office of Gas and Electricity Markets (2010), *Demand Side Response. A Discussion Paper*, July, www.ofgem.gov.uk
- Ofgem-DECC (2011), *Smart metering implementation programme. Overview document*, March, www.ofgem.gov.uk
- Ofgem - Office of Gas and Electricity Markets (2012a), *Strategy Consultation for the RIIO-ED1 electricity Distribution Price Control. Overview*, September, www.ofgem.gov.uk
- Ofgem - Office of Gas and Electricity Markets (2012b), *Strategy Consultation for the RIIO-ED1 electricity Distribution Price Control. Outputs Incentives Innovation*, September, www.ofgem.gov.uk
- RICHARDS P. (2012), *Standard Note on Smart Meters*, The House of Commons Library, 12 May, <http://www.parliament.uk/briefing-papers/SN06179>
- ROZACH Z.J. (2012), *Smart Houses in a World of Smart Grids*, in «The Electricity Journal», April, vol. 25, n. 3, pp. 94-97.
- SIOHANSI F.P. (2011), *So what's so smart about the smart grid?*, in «The Electricity Journal», vol. 24, n. 10, pp. 91-99.
- THOMAS S. (2012), *A proposito degli smart meters...*, in «Energia», n. 3, pp. 54-59.
- WISSNER M. (2011), *The Smart Grid - A Saucerful of Secrets?*, in «Applied Energy», vol. 88, pp. 2509-2518.
- ZORZOLI G.B. (2011), *It's the grid, stupid!*, in «Energia», n. 4, pp. 10-14.