

Osservazioni di Eni S.p.A. e di Eni Gas e Luce al Documento per la consultazione 139/2019/A “Quadro strategico 2019-2021 dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente”

San Donato Milanese, 10 maggio 2019

Si esprime generale condivisione e apprezzamento per alcuni importanti orientamenti che l'Arera propone nel Quadro Strategico 2019-2021. Nel seguito si riportano le principali osservazioni agli spunti e agli orientamenti proposti nel Quadro Strategico posto in consultazione.

Corrispettivi di trasporto gas ed allocazione dei costi di rete

E' pienamente condivisibile l'orientamento dell'Autorità ad un disegno dei corrispettivi di trasporto orientato ad efficienza e rispondenza ai costi, tanto in ambito nazionale quanto in ambito europeo, come principale strumento per la promozione di un allineamento stabile dei prezzi tra il mercato italiano e quello europeo. In relazione alla corretta determinazione dei corrispettivi di trasporto e alla corretta attribuzione dei costi (anche in coerenza con la natura degli stessi e dei relativi beneficiari), l'Autorità delinea specificamente auspiccate linee di intervento mirate a:

- a) rivedere le logiche di attribuzione dei costi di trasporto gas e dei relativi oneri agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da gas naturale, al fine di evitare sussidi e inefficienze;
- b) promuovere un nuovo assetto del mercato europeo che superi la definizione di aree *entry-exit* nazionali e consenta la copertura dei costi di trasporto attraverso modalità non distorsive del funzionamento dei mercati interconnessi e in grado di massimizzare i benefici per i consumatori finali.

Con riferimento al punto a), vanno considerate le distorsioni provocate dalle componenti variabili addizionali al trasporto e dai corrispettivi variabili in riconsegna applicati attualmente agli impianti di generazione a gas, tra cui principalmente la componente variabile REt, per i quali è opportuno vengano valutate ipotesi di una attribuzione strutturalmente diversa.

Le componenti tariffarie variabili applicate al gas, infatti, si trasferiscono sul prezzo dell'energia elettrica prodotta e venduta: tale prezzo, reso maggiore dalla presenza delle suddette componenti, è peraltro il prezzo al quale vendono l'energia anche tutti gli impianti che precedono la tecnologia a gas nel "*merit order*" economico. Ciò implica che gli oneri addizionali applicati al gas si traducono in **extra-rendite per le produzioni inframarginali** (tra cui quelle da impianti a carbone e da importazioni da paesi esteri) e **diminuiscono la competitività** degli impianti termoelettrici italiani nei confronti degli impianti esteri. Oltre a tali effetti distorsivi, l'attuale allocazione aumenta la rischiosità delle operazioni di vendita a termine di energia elettrica da parte dei produttori.

L'eliminazione dell'imposizione di tali componenti sul gas per usi termoelettrici contribuirebbe ad aumentare la competitività del gas rispetto a tecnologie più inquinanti (es. carbone) e a creare in ultima istanza le condizioni di mercato per uno *switch* di tecnologia che consentirebbe di:

- rimuovere le distorsioni che attualmente penalizzano le produzioni a gas;
- eliminare le extra-rendite degli impianti non alimentati a gas;
- ridurre la bolletta elettrica dei consumatori (a seguito della rimozione delle extra-rendite).

Quanto sopra vale in particolare per il corrispettivo REt, considerando che agli attuali valori esso incide per circa 3 €/MWh sui costi della generazione elettrica. Tale corrispettivo, considerato che rappresenta un onere

parafiscale (di cui le centrali di generazione elettrica non beneficiano), potrebbe essere applicato direttamente sui consumi elettrici.

Con riferimento al punto b), riteniamo che i criteri tariffari del trasporto debbano essere sempre più orientati a facilitare un uso efficiente delle infrastrutture ed una corretta allocazione dei costi ai beneficiari, con riflessi positivi sulla sicurezza del sistema e sull'allineamento tra i mercati europei. In tale ambito, ARERA ha già compiuto scelte che riteniamo condivisibili e mirate, ma il sistema italiano può comunque risultare penalizzato dalle decisioni di regolazione delle tariffe di trasporto adottate dai sistemi nazionali che si trovano a monte lungo le direttrici di approvvigionamento da Nord: queste decisioni, essendo l'Italia a valle nella catena logistica gas, rischiano di accentuare il cosiddetto effetto *pancaking* (stratificazione tariffe entry/exit) e quindi il differenziale di prezzo tra PSV ed *hub* continentali. Per questo motivo, si pone l'opportunità di monitorare e discutere attivamente alcuni orientamenti dei regolatori esteri e - come richiamato dalla stessa Autorità nel Quadro Strategico in consultazione - di valutare nuovi assetti del mercato europeo del gas che superino la definizione di aree *entry-exit* nazionali e consentano la copertura dei costi di trasporto attraverso modalità che non risultino distorsive del funzionamento dei mercati interconnessi, dell'uso delle infrastrutture, ed attribuiscono i costi infrastrutturali secondo logiche più coerenti con la natura degli stessi costi e dei loro "beneficiari".

Per quanto riguarda l'evoluzione verso nuovi assetti del mercato europeo del gas, occorre considerare che il modo in cui vengono allocati i costi di trasporto può portare a inefficienze per il sistema gas nel suo complesso. Tariffe di trasporto "non appropriate" potrebbero minare: 1) sicurezza dell'approvvigionamento, 2) efficienza produttiva e 3) efficienza allocativa. In particolare esse potrebbero:

- a) impattare sulla sicurezza di approvvigionamento, rendendo più "allettante" per alcuni fornitori altri mercati, via pipe o GNL;
- b) indurre l'abbandono di determinate rotte di approvvigionamento che, anche se sottoutilizzate, potrebbero essere rilevanti in termini di sicurezza dell'approvvigionamento, mentre il sistema potrebbe trovarsi a finanziare nuovi investimenti in infrastrutture di importazione tra mercati, minando l'efficienza di costo complessiva;
- c) modificare l'ordine di merito delle forniture di gas naturale, con un conseguente aumento del prezzo finale pagato dai consumatori.

In un'ottica di efficienza produttiva e allocativa del sistema e di utilizzo efficiente delle infrastrutture, inoltre, è opportuno che i criteri di allocazione dei costi non trascurino:

1. l'opportunità di modulare i livelli e le strutture tariffarie in modo da tener conto della diversa elasticità dei diversi tipi di utenti, anche finali, della rete;
2. la necessità di una corretta ripartizione *cross-border* dei costi di talune infrastrutture, in base ai benefici da queste apportate;
3. la promozione di un allineamento stabile dei prezzi tra i vari mercati europei.

Quanto sopra si ritiene perseguibile implementando soluzioni che consentano una corretta allocazione dei costi:

- in relazione alla funzione del servizio effettivo cui tali costi sono riconducibili (fornitura del servizio di trasporto, oppure sicurezza e competitività);
- in relazione ai soggetti beneficiari (utenti nazionali / Paesi terzi);

e quindi in concreto:

- enucleando dai costi riconosciuti all'impresa di trasporto quelli riconducibili ai c.d. "Progetti di Interesse Comune", ragionevolmente da recuperare attraverso meccanismi di *cross-border allocation*;
- valutando, sui costi residui, quale sia la capacità effettivamente funzionale a servire il mercato domestico (e i cui costi è corretto che continuino ad essere allocati agli *entry* sugli utenti che servono clienti nei mercati nazionali), e quali siano i costi associati alle capacità strumentali a soddisfare le esigenze di sicurezza e competitività del sistema che invece dovrebbero essere sostenuti dai clienti che ne beneficiano.

Monitoraggio del funzionamento efficiente dei mercati - REMIT

Valutiamo positivamente l'intenzione espressa dall'Autorità di sviluppare una sempre più efficace attività di monitoraggio dei mercati al fine di garantire condizioni competitive e di contrastare e prevenire comportamenti abusivi. Condividiamo che tale finalità di monitoraggio possa essere rafforzata anche nell'ambito del Regolamento REMIT. Se da un lato la REMIT ha già l'obiettivo di individuare e contrastare pratiche abusive come manipolazione (o tentata manipolazione) di mercato e attività di insider trading, dall'altro dispone già di un complesso meccanismo di raccolta di informazioni preso gli operatori ed analisi delle stesse da parte dell'ACER ed in stretta collaborazione con le autorità nazionali di regolazione, le quali hanno accesso alle informazioni su transazioni e dati fondamentali raccolti dall'ACER relativamente alle attività di negoziazione dei prodotti energetici all'ingrosso a livello nazionale. Pertanto, pur accogliendo con favore questo orientamento dell'Autorità, ricordiamo che già oggi è estremamente consistente l'onere in capo agli operatori per la partecipazione alle attività di reporting REMIT, che si sommano (talvolta sovrapponendosi) alle attività legate alle numerose e diverse "raccolte dati" a livello nazionale. Alla luce di ciò si auspica quindi che l'Autorità possa portare avanti, per quanto nelle sue leve, una razionalizzazione dei diversi obblighi informativi che gravano sugli operatori di mercato.

Condividiamo anche l'orientamento dell'Autorità a far evolvere correttamente la regolazione e il disegno dei mercati energetici attraverso la stessa attività di monitoraggio dei mercati, e il fatto che tale monitoraggio possa supportare l'identificazione di eventuali esigenze di adattamento della regolazione. Riteniamo che ciò sia valido per quanto attiene al disegno o all'affinamento di specifiche regole di dettaglio nel contesto regolatorio e di mercato attuale, ma anche per tematiche di più ampio respiro strategico e prospettico, che riguardano ad esempio l'efficienza, l'adeguatezza e sicurezza dei sistemi energetici.

Da ultimo, ricordiamo che con la recente delibera 631/2018/R/gas ARERA ha adottato il Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (TIMMG). Il TIMMG, in continuità con quanto già previsto dalla delibera 308/2017/R/GAS, consente all'Autorità di disporre di procedure e strumenti automatizzati di acquisizione, organizzazione, elaborazione, analisi, *warning* e reportistica dei dati e delle informazioni necessarie per assicurare un efficace esercizio del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale, in maniera analoga a quanto già implementato negli anni precedenti per il monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.

Per tali attività, l'Autorità si avvale di servizi strumentali forniti da Snam Rete Gas e da GME:

- Snam Rete Gas opera con particolare riferimento alla dimensione strutturale del funzionamento del sistema gas (capacità e flussi di gas naturale, nello stoccaggio, nel trasporto e nella rigassificazione), con un monitoraggio finalizzato a prevenire possibili criticità e individuare possibili evoluzioni dell'assetto della regolazione;
- GME opera con particolare riferimento alla dimensione concorrenziale (assetto competitivo, integrità e trasparenza del mercato, comportamenti e condotte degli operatori), con un monitoraggio

finalizzato a qualificare il comportamento degli operatori di mercato e il livello di concorrenzialità e concentrazione dei mercati della *commodity* e dei mercati delle capacità.

I fenomeni e le singole variabili oggetto di monitoraggio dell'Autorità riguardano:

- a) il funzionamento del bilanciamento del sistema;
- b) l'adeguatezza del sistema e dell'approvvigionamento;
- c) i margini di flessibilità delle fonti di approvvigionamento;
- d) l'attività di negoziazione all'ingrosso, per individuare le condotte anomale degli operatori di mercato e le attività abusive o manipolative, basate sulle informazioni privilegiate e/o configurabili come manipolazione del mercato ai sensi degli articoli 3 e 5 del REMIT;
- e) il livello concorrenziale del mercato.

Ora, negli allegati del TIMMG sono descritti:

- l'elenco dei dati strumentali all'attività di monitoraggio;
- l'elenco degli ambiti di calcolo degli indici individuati come strumentali all'attività di monitoraggio ed i loro obiettivi;
- l'elenco dei *report* periodici prodotti per le finalità di monitoraggio ed i loro obiettivi.

Sono quindi note le informazioni che costituiscono il "sottostante" dell'attività di monitoraggio dell'Autorità (dati, ambiti ed obiettivi di rilevazione, tipi di report), tuttavia:

- non è noto quali siano gli specifici indici sintetici, utilizzati per qualificare la struttura e gli esiti di mercato nonché la condotta dei singoli operatori, o per rappresentare i vari fenomeni ai fini del monitoraggio e della reportistica, e come essi siano costruiti;
- risulta da completare la definizione dell'ambito dei dati relativi alla "flessibilità delle fonti e dei contratti di approvvigionamento", che le delibere in oggetto hanno rimandato a successivo provvedimento e previa consultazione dei soggetti interessati.

Pur riconoscendo la comprensibile esigenza di limitare la "*disclosure*" su elementi di dettaglio in merito alla tipologia e alla costruzione di tali indici di monitoraggio, si ravvisa tuttavia l'opportunità che:

- o l'Autorità comunichi in modo trasparente al mercato i principali indicatori adottati nei vari ambiti di calcolo e per perseguire i vari obiettivi, e parallelamente instauri un dialogo con gli operatori rispetto a possibili evoluzioni o *fine-tuning* degli stessi;
- o venga presa in considerazione la pubblicazione di reportistiche periodiche con analisi ed indicatori in forma aggregata, come già avviene con la pubblicazione da parte del GME di analoghi report sul mercato elettrico, con evidenza di particolari soglie critiche o di *alert*;
- o venga dato corso alla consultazione degli operatori per la definizione degli ambiti mancanti ma già previsti (relativi alla "flessibilità delle fonti e dei contratti di approvvigionamento") e per ogni altro futuro ambito o indicatore di cui si ravveda la necessità.

Ciò non solo per generiche esigenze di trasparenza, ma anche in considerazione del fatto che - proprio perché tali attività di monitoraggio hanno l'obiettivo ultimo di guidare correttamente i comportamenti del mercato e la sua evoluzione - la loro conoscenza da parte del mercato è necessaria e fondamentale, così come l'interlocuzione nella loro costruzione e nel loro affinamento.

Mercato della Capacità

Come ampiamente illustrato nello stesso Quadro Strategico, e in particolare nella sezione dedicata ai "Mercati Efficienti ed Integrati", il mercato *spot* dell'energia non è sempre in grado di fornire dei corretti segnali di prezzo della *commodity*. Questa criticità è maggiormente evidente nel medio-lungo periodo, con

effetti negativi sugli investimenti futuri in nuova capacità di generazione termoelettrica, necessaria per garantire un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili. Il mercato della capacità mira a ridimensionare questa distorsione, con l'obiettivo di fornire segnali di medio lungo termine per incentivare investimenti nel settore della generazione termoelettrica, che oggi ha raggiunto i 61 GW (dato comunicato nel PdS Terna 2019) con un margine di riserva a fine 2018 ridotto a 7 GW (quantità pari all'import). Come dichiarato dalla stessa Terna, tale valore risulta essere molto basso ed espone il sistema a rischi di adeguatezza e sicurezza di approvvigionamento; stante questa situazione non è quindi pensabile autorizzare ulteriori dismissioni di impianti. In quest'ottica risulta necessario adottare nel più breve tempo possibile la disciplina del *Capacity Market*, prevedendo la partecipazione degli impianti esistenti, nel rispetto dei vincoli emissivi posti dal regolamento europeo recentemente approvato, e degli impianti nuovi già autorizzati.

Qualora si verificano situazioni di particolare criticità di offerta, è pensabile la partecipazione anche degli impianti ancora in fase di autorizzazione con l'obiettivo di saturare la capacità residuale nelle relative zone interessate ma solo in una procedura d'asta successiva all'asta madre al fine di evitare comportamenti opportunistici che possano creare distorsioni del reale valore di mercato della capacità di generazione che il *Capacity Market* deve fornire.

Riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento

Il futuro incremento della generazione rinnovabile e la conseguente minor incidenza della generazione programmabile, la quale comporta una minor riserva disponibile, rende necessaria una revisione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento, allargando la platea di potenziali risorse in grado di offrire servizi al sistema.

In tal senso si auspica che i criteri per la partecipazione al MSD seguano una logica di *level playing field*, in modo da garantire una competizione paritetica fra tutte le fonti.

Ad oggi, infatti, i progetti pilota con cui le nuove risorse vengono abilitate a MSD prevedono dei requisiti tecnici meno stringenti rispetto alle Unità di Produzione Abilitate; a livello di sistema, con lo scenario sopra descritto (maggior produzione rinnovabile, minor incidenza termoelettrica), tale logica non potrà essere più utilizzata perché poco tutelante nei confronti del sistema ed i requisiti tecnici dovranno essere armonizzati a quelli del Codice Di Rete previsti per le Unità Abilitate. Sotto questo profilo, peraltro, la riforma del MSD e l'avvicinamento della *gate closure* al tempo reale (che seguirà all'avvio della negoziazione in continuo sul MI) contribuiranno a ridurre gli impatti connessi alle difficoltà di programmazione che tipicamente caratterizzano le risorse non programmabili, favorendo l'apertura al mercato di tutte le risorse nel rispetto del principio di neutralità tecnologica. A completamento di quanto detto sopra, si ritiene che l'intero processo di revisione dei mercati dovrà prevedere tempistiche da un lato coerenti con l'evoluzione dei progetti coupling dei mercati in corso a livello europeo e dall'altro consone a consentire agli operatori di adeguare per tempo strutture e processi (considerati i potenziali impatti delle novità introdotte).

Riforma della disciplina degli sbilanciamenti

A valle delle modifiche introdotte alla disciplina degli sbilanciamenti nel corso del 2016-2017 e completate con la delibera 419/17, il designo futuro dovrebbe prevedere la definizione di un algoritmo nodale, con l'obiettivo di eliminare le criticità insite nel meccanismo vigente ed esprimere un segnale di prezzo coerente con il valore dell'energia scambiata in tempo reale.

In tal senso riteniamo condivisibile:

- condividere con gli operatori la definizione dei nodi o degli hub rilevanti, la relativa metodologia di definizione o raggruppamento e i dati calcolati a consuntivo;

- prevedere per tutte le Unità, anche per quelle Rilevanti già abilitate a MSD, un criterio di valorizzazione dello sbilanciamento di tipo single price, in linea con tutte le altre risorse (comprese quelle che aderiscono ai progetti pilota), con le tendenze europee e con quanto indicato nel Balancing Code.
- Tale criterio andrebbe previsto anche per le Unità Rilevanti già Abilitate a MSD, le quali attualmente sono assoggettate ad un meccanismo di tipo dual price a prezzo marginale, eccessivamente penalizzante e non sempre coerente al valore effettivo dell'energia.

Investimenti infrastrutturali

Lo sviluppo della rete di trasmissione, e delle relative infrastrutture necessarie a garantire il buon funzionamento del sistema elettrico, può realmente favorire l'efficienza dei mercati dell'energia e dei servizi, evitando asimmetrie e distorsioni.

Condividiamo gli interventi proposti da Terna nel Piano di sviluppo e segnaliamo la necessità di realizzare interventi in alcune zone specifiche, finalizzati al superamento dei regimi di essenzialità e a consentire l'utilizzo ai fini del bilanciamento di tutte le risorse oggi disponibili.

A tal proposito si condivide l'approccio utilizzato da Terna e dall'Autorità di approvvigionare ulteriori risorse tramite la partecipazione a progetti pilota, come ad esempio "l'approvvigionamento di risorse per la regolazione di tensione nell'area di Brindisi". In tal senso si auspica che futuri progetti pilota possano essere estesi anche ad altre aree geografiche, prevedendo degli adeguati tempi per la qualifica delle risorse che intendono parteciparvi.

Semplificazione raccolte dati

Si condivide l'obiettivo generale di razionalizzare e semplificare i flussi informativi. In particolare si segnala l'opportunità di una razionalizzazione dei vari processi di raccolte dati, al fine di ridurre gli oneri in capo agli operatori di mercato ed evitare sovrapposizioni e/o duplicazioni con procedure di raccolta che già vengono utilizzate in ambiti diversi. Ad esempio, per quanto riguarda gli obblighi informativi previsti dal TIMM (art. 8 della delibera ARG/elt 115/08) si ricorda che tutti i contratti con obbligo di consegna fisica alla PCE sono già forniti ai fini REMIT.

Mercati retail

Con riferimento ai mercati della vendita retail, lo snodo regolatorio essenziale del quadriennio 2019-2021 è sicuramente il superamento del regime di tutela di prezzo che la legge 4 agosto 2017, n. 124 aveva stabilito per il 1° luglio 2019 per gas (clienti domestici) e luce (clienti domestici e le piccole imprese in bassa tensione), scadenza rinviata al 1° luglio 2020 con legge 108 del 21 settembre 2018 - di conversione del decreto legge n. 91/2018 (c.d. Milleproroghe).

Il Quadro strategico oggetto di consultazione ben evidenzia questo snodo: *"Il progressivo superamento dei servizi di tutela economica nei mercati energetici rende (...) fondamentale il completamento delle riforme volte a superare le residue barriere all'ingresso e a contenere i costi di transazione, in modo che la concorrenza*

possa produrre effetti benefici per i clienti finali, anche in termini di miglioramento del servizio fornito e della soddisfazione del consumatore (...) Nel contribuire a disegnare il percorso di rimozione dei servizi di tutela di prezzo, l'attenzione del regolatore dovrà essere posta sulla evoluzione degli strumenti di tutela "non di prezzo" a favore dei clienti finali, permettendo al contempo che siano mantenute le dinamiche di un mercato liberalizzato. Le misure necessarie a garantire tale passaggio non potranno prescindere dalle necessità di sostegno ai clienti vulnerabili che necessitano di una tutela rafforzata".

Quattro sono i punti prioritari di attenzione regolatoria che evidenziamo:

1. Capacitazione dei clienti finali.

E' assolutamente prioritario, anche per la piena capacitazione dei clienti finali, l'avvio di una campagna multimediale istituzionale sul superamento della tutela di prezzo e, in via generale, sul passaggio al libero mercato. Come già previsto dai provvedimenti regolatori di ARERA, occorre avviare quanto prima, sentiti gli operatori dei settori energetici ed eventuali ulteriori *stakeholder*, una campagna multimediale istituzionale sulla liberalizzazione.

L'esperienza di ridotta adesione ad ottime idee regolatorie come la Tutela Simile e la PLACET dimostra gli effetti di una scarsa informazione multimediale ed istituzionale ai clienti.

Questo anche in considerazione delle principali evidenze emerse dalla indagine sulla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e il gas, realizzata da *Research Hub* per conto di Arera, in base al quale più dell'82% dei clienti non si è informato sul mercato libero negli ultimi tre mesi e l'89,9% non manifesta propensione a cambiare fornitore o contratto.

2. Necessità di consolidamento del mercato.

Come bene evidenziato dal Monitoraggio retail 2017 di Arera, nel 2017 in Italia operano 594 gruppi societari nei settori gas e luce; i primi dati del 2018 mostrano ben 695 ragioni sociali. Si condividono quindi appieno le finalità della Legge 124/2017 di "garantire la stabilità e la certezza del mercato dell'energia elettrica" nella parte di previsione di una adozione dell'elenco venditori elettrici tenuto dal MiSE.

La regolazione dell'elenco venditori, che costituirà base anche per la revisione dell'elenco degli autorizzati alla vendita gas, dovrà essere finalizzata ad obiettivi di serio consolidamento del mercato; desta una certa preoccupazione quanto emerso dal recente "Rapporto annuale sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie dei clienti elettrici e di gas naturale": risulta infatti che il 50% circa degli operatori della vendita "registrerebbero" su base annuale zero reclami e zero richieste di informazioni! Si ritiene necessario che siano individuati requisiti "forti" per l'iscrizione all'elenco e che siano fornite a tal fine adeguate garanzie di onorabilità, affidabilità e conduzione dell'attività di vendita, sotto il controllo di ARERA e dello stesso Ministero.

In particolare andrà regolatoriamente posta particolare attenzione su:

- Requisiti finanziari: si aderisce alla individuazione di una soglia di 100.000 € di Capitale Sociale. Si ritiene da sottoporre alla valutazione l'individuazione di soglie differenziate in funzione della dimensione del portafoglio clienti posseduto.
- Regolarità pagamenti verso distributori: si ritiene necessario coordinare la materia con le previsioni regolatorie. Con specifico riferimento alla ammissione o meno nell'elenco venditori, a nostro avviso l'intervento proposto, basato su un kpi di giorni di ritardo indipendentemente dagli importi correlati, rischia di sottoporre ad attenzione ritardi minimi, in termini di giorni per due fatture e non invece l'effettivo non pagamento/o il rischio di non pagamento anche di una sola fattura.

- Switching massivi: si propone di individuare una soglia numerica, in proporzione al numero dei clienti precedentemente serviti, sopra la quale scatti segnalazione da AU ad ARERA per approfondimenti.
- Passaggio dei clienti ai servizi di ultima istanza: nella prospettiva di incrementare la concorrenza si propone di valutare che i clienti privi di fornitore - per esclusione dall'elenco dei venditori del loro venditore - siano oggetto di assegnazione preventivamente con procedura ad evidenza pubblica, opportunamente differenziata per segmenti di clientela che hanno diritto alla tutela. Ciò per verificare la sussistenza di operatori da mercato libero che offrano per questi clienti OFFERTA PLACET con base tariffa di maggior tutela. In caso di, anche solo parziale, mancanza di offerenti, i clienti rimanenti siano forniti nel servizio di maggior tutela.

3. Regolazione del meccanismo di apertura

La profonda diversità in termini industriali e di assetto dei mercati elettrico e gas richiede una diversa regolazione del superamento dei regimi di tutela tariffaria. A fronte di un tasso di apertura del mercato non dissimile, considerate le forniture domestiche, il 44% sono a mercato libero sul mercato gas, il 39% sul mercato elettrico, le profonde diversità industriali e di assetto si apprezzano su tre assi:

- a) Profonda differenza in termini di concentrazione dei mercati retail. Il settore elettrico è significativamente più concentrato del settore gas:
 - Il primo operatore del settore retail elettrico, il gruppo Enel, ha una quota di mercato superiore al 70%; i primi tre operatori hanno una quota di mercato dell'81%;
 - Il primo operatore di mercato del settore retail gas, Eni gas e luce, ha una quota di mercato del 25%. I primi tre player di questo mercato hanno una quota del 50%.
- b) L'acquisto di energia elettrica per il mercato in maggior tutela è assicurato da Acquirente Unico (AU), mentre l'approvvigionamento di gas per il mercato tutelato è assicurato dagli operatori. A partire dal 1.7.2020, col venire meno del mercato tutelato, AU non effettuerà più acquisti di energia elettrica per il mercato tutelato. L'attività di vendita ai clienti tutelati è svolta in regime di esclusiva nel mercato elettrico, non sul mercato gas.
- c) la componente energia delle tariffe elettriche è determinata da ARERA con riferimento ai costi di approvvigionamento di AU che cesserà il ruolo di approvvigionatore al 1.7.2020. La componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas è determinata da ARERA su base di riferimento di quotazioni pubbliche del gas sui mercati internazionali. Non sussiste quindi alcuna "necessaria" discontinuità di prezzo fra 30.6.2020 e 1.7.2020.

Per questi motivi si ritiene che:

- per il settore gas la fine della tutela di prezzo regolato sia gestibile passando attraverso una piattaforma contrattuale alternativa - la cosiddetta PLACET - con condizioni contrattuali uniformi tra i diversi operatori e monitoraggio dei prezzi di passaggio.
- Per il settore elettrico vadano individuate idonee quote progressivamente decrescenti per il primo player di mercato.

4. Interventi regolatori a sostegno dei clienti vulnerabili.

Il tema del sostegno ai clienti vulnerabili e della certezza della fornitura sono due i punti prioritari a nostro avviso, in vista del processo di superamento della regolazione tariffaria:

- al fine di garantire, post fine della regolazione tariffaria, un uniforme livello di competitività e redditività nazionale anche nel settore gas è da sostenere, in relazione alla diversa struttura della morosità, una differenziazione della redditività delle tariffe gas ed elettrico, per riconoscere i diversi

rischi regionali della morosità. Si chiede quindi di valutare l'opportunità di una differenziazione anche per il settore gas della componente QVD, sul modello PCV-RCV, per attutire il rischio di differenze di appetibilità commerciale fra mercati e aree geografiche anche e soprattutto in vista della apertura del mercato e del phase out tariffario. A valle del superamento delle tariffe – risultando superate le componenti QVD-RCV-PCV, queste componenti dovranno riflettersi attraverso le componenti tariffarie della distribuzione;

- lo strumento principale per la soluzione delle criticità sociali rimane la fiscalità generale, che garantisce anche l'aderenza piena al principio costituzionale di progressività del carico fiscale. In questo senso, anche in ottica di automatizzazione dell'attuale meccanismo, è da valutare l'ampliamento e la gestione a livello nazionale di meccanismi modello COL; sganciati dal livello comunale – a nostro avviso inappropriato a gestire tematiche sociali che insistono prevalentemente in alcune aree del paese - e conseguentemente dalle gare per le concessione di distribuzione.

Con riferimento ai mercati della vendita *retail* si osserva inoltre quanto segue.

OS.1 Dare voce al consumatore

- a. Rilevazione delle aspettative e della soddisfazione dei consumatori al fine di orientare meglio gli interventi alle attese degli stessi nei confronti del regolatore*

Per individuare strumenti e modalità efficaci per la rilevazione delle aspettative e della customer satisfaction dei clienti finali, si ritiene fondamentale il coinvolgimento degli operatori di settore considerando sia la loro esperienza in tale processo, sia la necessità di condividere con i soggetti impattati dalla regolazione le modalità di ricerca di eventuali fabbisogni regolatori.

- b. Sviluppo di un nuovo sito web con servizi digitali innovativi*

Lo sviluppo del sito web ARERA deve essere l'occasione per rendere più fruibili anche alcuni servizi destinati agli operatori, a mero titolo esemplificativo: 1) la sezione "dati e documenti" andrebbe sviluppata rendendo fruibili con file .csv i dati del Testo del Monitoraggio Retail oppure della Relazione annuale, fornendo dettagli sui criteri di elaborazione e calcolo dei vari parametri; 2) la sezione dei "Comunicati stampa" deve essere potenziata e devono esserci strumenti (es. feed RSS) che consentano agli operatori di ricevere notifiche tempestive sulla pubblicazione di nuovi comunicati che spesso contengono previsioni regolatorie ad alto impatto per gli operatori; 3) i siti degli enti istituzionali che collaborano con ARERA devono garantire gli stessi requisiti di navigabilità e chiarezza del sito ARERA. Ad esempio, occorre intervenire efficacemente rivedendo il sito di Acquirente Unico e, in particolare, le sezioni destinate alle specifiche tecniche dei processi gestiti dal Sistema Informativo Integrato, agevolando l'individuazione univoca dei documenti e soprattutto le versioni delle specifiche in vigore.

- c. Rafforzamento dei sistemi di indennizzi automatici a fronte di mancate prestazioni da parte di distributori, venditori e gestori, per la tutela del consumatore nel caso di violazione dei suoi diritti.*

Il rafforzamento dei sistemi di indennizzi automatici a favore dei consumatori, affinché assicuri il rispetto dei suoi diritti e adeguate tempistiche per la corresponsione effettiva degli importi, deve necessariamente passare dalla standardizzazione dei processi di comunicazione tra operatori responsabili dell'esecuzione delle prestazioni (e, di conseguenza, delle mancate esecuzioni) e operatori responsabili dell'erogazione monetaria degli indennizzi ai clienti. Il quadro regolatorio in materia prevede, dal punto di vista delle società di vendita, un livello minimo di standardizzazione dei flussi informativi per il riconoscimento degli indennizzi che impediscono un'efficace gestione del processo considerando che il venditore deve potenzialmente interfacciarsi con più di 200 distributori (gas o power). Inoltre, con riferimento al tema specifico dei c.d. mancati appuntamenti (appuntamenti che non vanno a buon fine per assenza del distributore o del cliente nella fascia oraria concordata) devono essere affinati gli strumenti per l'attribuzione della responsabilità all'una o all'altra parte, specialmente considerando che alcuni distributori hanno introdotto una sorta di costo per l'uscita a vuoto in caso di assenza del cliente all'appuntamento.

OS.2 Consapevolezza del consumatore e trasparenza per una migliore valutazione del servizio

- a. Estensione, per i settori dell'energia, del Rapporto annuale di monitoraggio retail con indicatori di performance tecnica e commerciale nonché parametri e indici relativi alle offerte presenti sul mercato,*

l'applicazione degli indennizzi automatici e dati per superare le asimmetrie informative e promuovere la concorrenza.

Il Rapporto sul Monitoraggio Retail costituisce ormai uno strumento di analisi aggregata dei mercati al dettaglio estremamente utile, sia al Regolatore, sia agli Operatori e a tutti gli stakeholder interessati alle tematiche energetiche. La riforma del contenuto del Rapporto deve avvenire sulla base di alcuni presupposti fondamentali:

- 1) occorre rendere disponibili agli operatori in fogli elettronici i valori e il dettaglio delle formule utilizzate da ARERA per il calcolo dei diversi indicatori con particolare riguardo alle quote di mercato. Tali dati devono garantire profondità temporale in linea con gli obblighi di invio dei dati già previsti dalla regolazione. Per ogni indicatore deve inoltre essere chiara la base dati utilizzata, in particolare quanti operatori concorrono a determinarlo per dare anche evidenza della rappresentatività dei valori emersi. Deve essere messo a disposizione degli operatori una modalità di contatto dedicata per presentare eventuali richieste di chiarimento sui dati pubblicati;
- 2) la pubblicazione annuale del Rapporto sul monitoraggio retail potrebbe essere abbinata ad una consegna con maggiore frequenza (es. trimestrale) agli operatori di alcune evidenze già disponibili sui dati del monitoraggio. Mentre il Rapporto viene pubblicato annualmente, infatti, molte raccolte dati sono rese disponibili ad ARERA con frequenza maggiore (es. trimestrale);
- 3) le raccolte dati che alimentano a vario titolo il Rapporto sul Monitoraggio Retail devono essere riformate, prevedendo cadenze di invio più diluite nel tempo (sul modello della recente riforma dei prezzi medi) e una diversa concentrazione delle scadenze di invio dei dati, per ridurre gli oneri informativi a carico degli operatori e ottimizzare le elaborazioni;
- 4) l'inserimento di dati riguardanti le offerte disponibili sul mercato (si immagina elaborate in base ai dati del Portale Offerte), deve comprendere la consegna agli operatori degli stessi dati utilizzati nel rapporto con maggiore frequenza rispetto alla pubblicazione del Rapporto annuale.
- 5) la valorizzazione nel Rapporto di dati sul processo di gestione dei reclami e delle richieste di informazione dei clienti è da valutare con particolare attenzione alla luce delle evidenze emerse dalla prima pubblicazione del rapporto sui reclami e, più in generale, durante il processo di consultazione. La stessa ARERA, infatti, ha evidenziato la presenza di centinaia di operatori privi di dati (reclami 0) a testimonianza del fatto che la classificazione delle pratiche (che costituisce il processo base sul quale sono valutate le performance) è ancora molto disomogenea nel settore e rischia di condurre ad esiti contraddittori creando potenziali danni d'immagine alle società di vendita presenti in graduatoria.

b. Attivazione e sviluppo del Portale Consumi energetici, per mettere a disposizione di ciascun consumatore i propri dati storici di consumo, mediante il Sistema informativo integrato. In prospettiva tali dati saranno resi disponibili anche a parti terze designate dal consumatore.

La messa a disposizione di ogni consumatore dei propri dati storici di consumo, attraverso lo sviluppo del Portale Consumi energetici deve garantire:

- 1) il coinvolgimento degli operatori (società di vendita e distribuzione), nel processo di predisposizione e lancio del nuovo Portale Consumi, in modo da valutarne le caratteristiche e definire di concerto con ARERA il processo di avvio del servizio;
- 2) un accesso sicuro da parte dei clienti o di terze parti da essi delegate, che tuteli la riservatezza dei dati visualizzabili;
- 3) la consegna, anche mediante apposita richiesta, degli stessi dati agli operatori di settore (in particolare, società di vendita del cliente e operatori di rete responsabili dei punti di fornitura) per consentire di fornire opportuni riscontri in caso di richieste e/o segnalazioni da parte dei clienti;

- 4) la valorizzazione delle informazioni sui consumi energetici dei clienti verso i rispettivi venditori, ad esempio consegnando maggiori informazioni sui profili energetici annuali/mensili...;
- 5) spiegazioni e chiarimenti in merito alla differenza tra il processo di rilevazione dei consumi e le attività di fatturazione dei clienti, che possono comportare degli sfasamenti temporali fisiologici tra la disponibilità, ad esempio, di una lettura rilevata e la sua fatturazione;
- 6) la visualizzazione dei soli dati rilevati dagli operatori di rete ed effettivamente consegnati alle società di vendita per evitare che si generino asimmetrie informative tra cliente e venditore.

c. Miglioramento degli strumenti di confrontabilità tra l'offerta attivata dal cliente e le offerte disponibili sul mercato anche estendendo le funzionalità di Portale Offerte del settore energia.

In merito alla possibile evoluzione del Portale Offerte garantendo ai clienti il confronto tra l'offerta commerciale attualmente attiva e quelle disponibili sul mercato, si osserva che alla luce della recente introduzione del collegamento via SII tra la richiesta di switch-in (il dato in fase di attivazione è ancora facoltativo) e l'offerta commerciale scelta dal cliente, tale possibilità richiede un processo di arricchimento del database SII le cui tempistiche e modalità devono essere condivise tra Acquirente Unico e le società di vendita per garantire un processo ordinato di popolamento di RCU gas e power.

OS.3 Rafforzamento dei meccanismi di sostegno per i consumatori vulnerabili

a. Semplificazione ed efficientamento, anche grazie alle potenzialità offerte dagli sviluppi tecnologici, delle modalità di accesso ai bonus elettrico, gas e idrico, possibilmente attraverso automatismi.

Il processo di erogazione e gestione dei bonus energetici potrebbe beneficiare della centralizzazione nel SII dei flussi informativi previsti.

Con riferimento alla tutela dei clienti vulnerabili economicamente si ritiene che il tema sia da leggere in modo integrato con quello della morosità e verrà trattato in risposta al seguente OS 17.

c. Definizione di modalità standardizzate di intervento a favore di popolazioni colpite da eventi eccezionali, da attivare nell'ambito degli interventi emergenziali.

Si accoglie con favore l'ipotesi di una procedura predefinita da ripetere ad ogni evento eccezionale: tale previsione andrebbe a vantaggio diretto dei clienti finali interessati, consentendo agli operatori di erogare correttamente e rapidamente le agevolazioni (si segnala a mero titolo di esempio il problema, ad oggi ancora attuale, dell'impossibilità di individuare univocamente e da fonte certa le utenze site nelle zone rosse dei comuni terremotati, per cui la regolazione prevede differenti agevolazioni e tempistiche successive di ripresa della fatturazione).

OS.16 Sviluppo di mercati dell'energia elettrica e gas sempre più efficienti e integrati a livello europeo

Con riferimento in particolare a quanto richiamato in tema di "forme organizzative nuove come le comunità energetiche di cittadini" e al fatto che "lo sviluppo delle infrastrutture dovrà tenere debito conto di questi nuovi elementi di contesto assicurando che i costi che i consumatori sono chiamati a coprire siano efficienti e sostenibili, che le priorità di investimento degli operatori siano allineate alle esigenze del sistema e che, i livelli di qualità del servizio convergano in tutte le aree del Paese allineati verso quelli delle aree meglio servite" di seguito alcune osservazioni.

Su questo tema sono da approfondire i rischi di distorsione del mercato connessi a nuovi soggetti sussidiati senza connessione col risparmio di costi generato al sistema. Riconoscendo la potenziale utilità di nuove forme organizzative sono da evitare i rischi derivanti da un sostegno non cost reflective a forme di aggregazione come le Comunità Energetiche e i Sistemi di distribuzione chiusi. In particolare:

- Per le LEC condividendo che il Paese sviluppi nuovi modelli di produzione e consumo, andrebbe evitato il rischio di nuove realizzazioni in assenza di un quadro normativo chiaro a livello nazionale con relativi opportunità e vincoli. Le tariffe di distribuzione e dei servizi dei LEC andrebbero ispirate al principio di *cost reflectivity*.
- È in particolare necessario evitare la duplicazione delle infrastrutture esistenti per minimizzare i costi per il sistema elettrico. Dovrà essere garantito, con l'applicazione di opportune regole definite dall'Autorità (come avviene oggi ad esempio per i Sistemi di Distribuzione Chiusi), sempre il diritto di accesso al libero mercato al cliente finale connesso e si dovrà rispettare la divisione dei ruoli e le previsioni di *unbundling* fra attività e ruoli di distribuzione e vendita.
- La generazione distribuita implica un graduale passaggio dall'attuale modello di sistema elettrico basato sul "*central dispatch*" a un modello più decentralizzato con connesso nuovo ruolo dei DSO. Vanno adeguatamente approfondite le tematiche di rischi e costi connessi alla potenziale perdita di efficienza nel passaggio ad un sistema di dispacciamento più decentralizzato. Con riferimento invece al potenziale ruolo del DSO in un sistema decentralizzato alcune riflessioni sul nuovo contesto di mercato. Il tema di una maggiore "intelligenza" ed efficienza delle reti di trasporto e distribuzione di energia è un tema fondamentale per EGL, in qualità di società di vendita. Riteniamo condivisibile puntare ad un ammodernamento della rete, anche e soprattutto con riguardo al settore del gas naturale, partendo tuttavia da alcuni punti fermi di seguito sintetizzati:
 - si ritiene indispensabile anteporre alle tematiche di *market design* come quella sulle *smart grid*, un'analisi attenta del grado di avanzamento tecnologico delle reti e del conseguente aggiornamento del quadro regolatorio. Attualmente, il settore elettrico e il settore gas mostrano un differenziale tecnologico notevole:
 - a. Da un lato, la situazione impiantistica degli strumenti di misura appare vicina alla creazione di un gap tecnologico non indifferente, con l'avanzamento sempre più ampio dell'installazione dei contatori elettrici di seconda generazione (in grado di rilevare dati di misura con una granularità molto elevata – 4 dati ogni ora – e di aprire il mercato a strumenti situati presso il cliente in grado di colloquiare con il contatore inviando informazioni in tempo reale sui consumi), contrariamente alla ancora limitata diffusione degli *smart meter* gas per i quali nemmeno il raggiungimento delle quote di installazione previste dalla regolazione¹ per le grandi reti di distribuzione gas riuscirà ad avvicinare tecnologicamente la frequenza e la qualità dei dati di misura elettrici. Per questo, si suggerisce ai Ministeri, alle Autorità di settore e a tutti gli enti istituzionali competenti, di anteporre alle tematiche di *market design*, un assessment approfondito dell'effettivo grado di sviluppo tecnologico delle reti (concentrandosi anche sulla diffusione territoriale delle singole tecnologie), valutando gli spazi effettivamente presenti per l'ammodernamento delle reti e, di conseguenza, per tutti i processi conseguenti con

¹ L'Allegato aggiornato della Delibera 27 dicembre 2013 631/2013/R/gas emanata dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, disciplina il piano di installazione degli *smart meter* gas. In particolare, per i contatori generalmente installati presso le utenze domestiche è previsto che "con riferimento ai punti di riconsegna esistenti con classe del gruppo di misura minore o uguale a G6: - per le imprese distributrici con più di 200.000 clienti finali al 31 dicembre 2013: (...) vi) il 50% in servizio entro il 31 dicembre 2018".

Osservazioni di Eni S.p.A. e Eni Gas e Luce S.p.A. al DCO 139/2019/A.

particolare riguardo all'allocazione dei consumi ai clienti finali e agli utenti delle reti effettuata dai distributori e/o trasportatori di energia.

- b. Dall'altro, per entrambi i settori, nonostante alcuni miglioramenti ormai imminenti sotto il profilo delle tecnologie disponibili per la rilevazione delle misure, occorre tener presente che non esiste ancora un quadro regolatorio completo ed efficace riguardante logiche di *settlement* più raffinate e in linea con le potenzialità della misurazione dei consumi che garantiranno i contatori elettrici di nuova generazione. In altri termini, al miglioramento della frequenza ed efficacia del servizio di misura devono corrispondere a nostro avviso interventi per la definizione di:
- i. modalità standardizzate e centralizzate per la fatturazione dei servizi erogati dagli operatori di rete (trasporto, distribuzione, sia gas sia energia elettrica), per garantire ai venditori un ordinato e completo controllo dei costi di rete;
 - ii. tariffe di rete articolate con una struttura coerente con la granularità dei dati di misura garantita, ad esempio, dai contatori elettrici di nuova generazione;
 - iii. regole di *settlement* che tengano conto degli sviluppi sul servizio di misura e sul miglioramento dell'efficacia nella rilevazione, riducendo la profondità e il ricorso ai conguagli e garantendo una gestione trasparente delle perdite di rete (anche per furti).
- Si ritiene che il livello di avanzamento tecnologico del servizio di misura sia un fattore cruciale per la competitività dei settori energetici sia perché garantisce ai venditori il costante e concreto controllo dei costi di rete, sia perché aumenta la fiducia del cliente rispetto al mercato energetico (si pensi, a titolo esemplificativo, alla maggiore disponibilità di misure effettive per i cambi fornitore, diminuendo le contestazioni dei clienti). In particolare, viste:
- l'esperienza maturata in questi anni di osservazione delle modalità di erogazione del servizio di misura da parte dei numerosi operatori di rete gas ed elettrici (circa 300 imprese diverse) che fino ad oggi si sono focalizzate raramente su strumenti di reale efficacia nella rilevazione dei dati di misura (si pensi, a titolo esemplificativo all'esigenza di accedere alle misure dei consumi di contatori collocati in zone non accessibili dagli operatori incaricati della lettura);
 - la sempre più estesa centralizzazione dei processi energetici sulla piattaforma del Sistema Informativo Integrato, gestito dall'Acquirente Unico S.p.A., un portale web che ormai ha dimostrato ampie capacità di centralizzare la comunicazione tra operatori di rete e società di vendita per gestire le richieste dei clienti finali (ad esempio, i cambi fornitore);
 - le opportunità tecnologiche relative al nuovo piano di installazione massiva dei contatori elettrici di nuova generazione, che garantiranno al cliente di accedere ad un maggior numero di informazioni sui propri consumi energetici, aprendo il mercato dei servizi sia alle società di vendita di energia, sia ad altri soggetti (a mero titolo esemplificativo e non esaustivo, i costruttori di dispositivi che colloquiano con il contatore);
- Si ritiene siano ormai maturi i tempi per avviare una riflessione in merito all'opportunità di **affidare la gestione del servizio di misura dell'energia (sia energia elettrica, sia gas) ad una società indipendente** in grado di gestire con adeguati criteri di efficienza e un opportuno sistema incentivante, la rilevazione e gestione delle misure dei clienti finali. Diversamente dall'attuale assetto, nel quale il servizio di misura viene erogato dagli operatori di rete in base ad un monopolio legale, sarebbe peraltro più semplice organizzare i settori energetici affinché siano chiari i confini di gestione dei servizi di rete e di misura anche nella prospettiva dei nuovi servizi

per i contatori elettrici di nuova generazione, evitando i possibili rischi legati al consolidamento di posizioni di monopolio o alla definizione di barriere all'entrata per gli operatori.

Con riferimento al **“completamento della riforma della regolazione del servizio di trasporto e bilanciamento del gas naturale relativa ai prelievi di gas ai city gate, volta a semplificare e a rendere più efficienti i processi che si svolgono a valle del punto di scambio virtuale e che coinvolgono imprese di trasporto, di distribuzione, grossisti e venditori al dettaglio”**.

Si richiede una revisione del meccanismo di “conferimento automatico” della capacità ai city gate di cui alla Delibera 16 aprile 2019, 147/2019/R/gas.

La Delibera a nostro avviso non è coerente né con il processo di liberalizzazione dei mercati retail gas e luce, né con le linee di sviluppo, anche tecnologiche, degli stessi mercati: si pensi ad esempio alle potenzialità – anche di rapporto commerciale in risposta ad esigenze dei clienti – legate alla diffusione dello smart metering ed all'aumento della disponibilità di dati di misura sui prelievi e di abitudini di consumo.

In particolare, l'attribuzione “d'ufficio” della capacità giornaliera dei clienti finali fissata per via regolatoria sulla base di caratteristiche di prelievo degli stessi, in sostituzione dell'attuale disciplina del conferimento al city gate (basata su richieste degli UdB su indicazione degli UdD), implica una inappropriata regolazione delle attività commerciali, con effetto di riduzione della flessibilità degli operatori della vendita in risposta alle esigenze dei clienti.

A questo proposito si ravvisa che:

- la riforma proposta dall'Autorità impedisce di fatto che, nella gestione del rapporto contrattuale tra l'UdD e il cliente, ed in particolare nel prezzo liberamente pattuito possano essere proposte e valorizzate opzioni a vantaggio di clienti finali connesse ad assunzioni di rischio da parte degli operatori, rispetto ad una base di costi effettiva. Sotto il profilo della base di costi effettiva evidenziamo che un cliente, pensiamo ad un albergo che utilizzi gas per raffrescamento in periodo estivo, al di là dei costi tipici di allacciamento e movimentazione, non contribuisce se non del tutto marginalmente al dimensionamento dell'infrastruttura. L'ottimizzazione dei costi e la possibile valorizzazione di abitudini di consumo anche volontariamente assunte, quindi, è pienamente coerente con i driver dei costi a livello di sistema nel rispetto del principio della cost reflectivity;
- non sussistono economie di scala effettive sotto il city gate; infatti l'ottimizzazione dei costi di capacità sostenuti dagli UdD al city gate sulla base delle modalità di consumo dei clienti finali serviti non è funzione della dimensione dell'operatore. Al contrario, ad esempio, un operatore storico, con un portafoglio clienti sbilanciato sui clienti domestici, ha vincoli di portafoglio che un UdD nuovo entrante non ha: per ottimizzare il costo capacitivo in capo all'UdD determinato con la metodologia attuale, infatti, è determinante la composizione delle tipologie di clienti in portafoglio e non la loro numerosità. Semplificando, ottimizza al massimo i costi capacitivi il venditore che abbia anche due soli clienti ma con abitudini di consumo complementari, rispetto ad un venditore che si trovi in portafoglio 1000 clienti – ad esempio domestici – con le stesse abitudini di consumo.

Per questo motivo si ritiene che la determinazione “d'ufficio” – in via amministrata - di una capacità sulla base di caratteristiche di prelievo dei clienti finali regolatoriamente determinate possa essere effettivamente utile se implementata con esclusivo riferimento alla fase di switching: con questa metodologia si potrebbe determinare infatti la massima capacità associata al cliente finale a disposizione del nuovo entrante, capacità che l'UdB uscente non potrebbe rifiutarsi di rilasciare, se richiesto.

Se infatti si condividono pienamente gli obiettivi individuati dall’Autorità di eliminare le rimanenti barriere all’entrata e favorire la concorrenza nel mercato gas (a cui sarebbe funzionale il meccanismo di switching sopra descritto), al contempo si evidenzia la necessità che la futura struttura di costo del trasporto non crei effetti anti-concorrenziali e non riduca ulteriormente lo spazio di azione delle società di vendita in soddisfacimento di esigenze ed abitudini di consumo del cliente; ciò anche tenuto conto del fatto che, lo spazio economico di azione è comunque strutturalmente limitato nel segmento domestico, si pensi ad esempio al peso di accise ed imposte.

E’ quindi da evitare l’effetto di limitazione delle flessibilità contrattuali aderenti al principio di cost reflectivity. Questo anche per evitare impatti negativi nella percezione da parte dei clienti dei benefici ottenibili col passaggio al mercato libero, in particolare in vista del superamento delle tariffe di tutela.

Per i motivi di cui sopra siamo favorevoli a prevedere in capo all’UdD la possibilità di richiedere la capacità di trasporto al city gate che ritiene necessaria per servire i propri clienti, implementando invece la proposta determinazione d’ufficio per gestire lo switching per il caso dei clienti domestici.

Operando in tal modo si dovrebbe prevedere successivamente che all’UdB vengano attribuite:

- in corrispondenza di ciascun city gate le capacità richieste dai propri clienti UdD serviti in corrispondenza del medesimo city gate;
- in corrispondenza dei PdU, la somma della capacità attribuita ai city gate sottesi al PdU così come determinata ai sensi del punto precedente.

Con riferimento esclusivo allo switching, e in particolare all’abbinamento della capacità massima richiedibile ad ogni cliente, si suggerisce di fare una ulteriore riflessione in merito alla previsione di modalità maggiormente cost reflective nella determinazione della capacità attribuita a ciascun cliente. Nello specifico, tenuto conto che il dimensionamento di un sistema di distribuzione è basato sulla valutazione del prelievo aggregato di punta nel periodo di massimo consumo e non sulla punta massima di prelievo di ciascun cliente finale (considerata la non contemporaneità dei prelievi), si propone di valutare l’attribuzione a ciascun PdR della capacità pari al contributo che il medesimo offre al raggiungimento della punta di prelievo registrato al city gate nel giorno di massimo consumo complessivo, con qualche idoneo fattore correttivo.

OS.17 Funzionamento efficiente dei mercati retail e nuove forme di tutela dei clienti di piccola dimensione nel contesto liberalizzato

a. Adeguamento della regolazione dei servizi di ultima istanza per i clienti senza un fornitore sul mercato libero alla data del termine dei regimi di tutela. Ciò comporta la definizione del servizio di salvaguardia - di cui alla legge 124/17 - per i clienti attualmente aventi diritto al servizio di maggior tutela e l’eventuale revisione degli altri servizi di ultima istanza oggi esistenti.

b. Sviluppo e adeguamento delle forme di tutela non di prezzo, quali la manutenzione e il rafforzamento delle tutele contrattuali (Codice di condotta, condizioni contrattuali delle offerte PLACET e altre condizioni contrattuali standard) e la revisione della qualità del servizio di vendita e del sistema di tutele nel contesto di evoluzione degli strumenti di gestione del rapporto con il cliente finale. L’evoluzione della regolazione dovrà tra l’altro consentire l’utilizzo di modalità di relazione dirette e innovative verso i clienti più dotati di competenze e strumenti, ma altresì conservare modalità di tutela tradizionali (ed eventualmente intermedie) per gli altri clienti finali.

c. *Adeguamento degli aspetti contrattuali e regolatori che tutelino il cliente finale e permettano al contempo lo sviluppo delle nuove forme di aggregazione della domanda, delle offerte di servizi di flessibilità abilitati dal nuovo panorama tecnologico emergente e della diffusione della digitalizzazione.*

d. *Avvio/prosecuzione di specifiche campagne di comunicazione/informative volte ad accompagnare il processo di rimozione delle tutele di prezzo nel settore energetico.*

L'insieme degli interventi che porteranno alla piena apertura dei mercati energetici non potrà che seguire percorsi differenziati per il settore elettrico e gas. La stessa Legge 4 agosto 2017 n. 124 "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" già riconosce il principio di diverso trattamento fra i due settori:

- per il settore gas si rimanda esclusivamente alla semplice fine del regime tariffario (vedasi il l'art. 1 comma 59 della Legge);
- per il settore elettrico esiste una previsione ulteriore al comma 60 che richiede ad ARERA di adottare disposizioni dal 1 luglio 2020 per assicurare «*il servizio di salvaguardia ai clienti finali domestici e alle imprese connesse in bassa tensione (...) senza fornitore di energia elettrica, attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero*». Disposizioni assenti per il settore gas.

La diversa trattazione del settore elettrico rispetto al settore gas trova fondamento in almeno due macro punti:

- 1) diverso grado di concentrazione delle quote di mercato tra i diversi operatori: il Gruppo Enel che comprende sia Enel Energia S.p.A. società attiva nel mercato libero di gas ed energia elettrica e l'esercente il servizio di maggior tutela elettrica Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (SEN), ha una quota di mercato nel settore elettrico (considerando sia mercato libero sia maggior tutela) che supera il 73% dei clienti in termini di energia venduta². La quota di mercato di Eni gas e luce – primo operatore nel settore del gas retail - è inferiore al 30%.
- 2) diversa struttura del servizio e delle tariffe di tutela fra elettrico e gas:
 - a. Nel settore elettrico, per quanto concerne il principale operatore, la maggior tutela è assicurata da un soggetto giuridico differente (SEN) separato dall'operatore della vendita su libero mercato (Enel Energia). A partire dal 1.7.2020, in coerenza con le previsioni di Legge, ed il superamento del regime di tutela, SEN non avrà più clienti. Nel settore gas il servizio di vendita ai clienti in tutela è assicurato dalla stesso operatore che vende a libero mercato ed ogni fornitore del mercato libero è tenuto ad offrire se richiesta la tariffa di tutela ad un Cliente che ne abbia diritto
 - b. L'acquisto di energia elettrica per il mercato in maggior tutela è assicurato da Acquirente Unico (AU), mentre l'approvvigionamento di gas per il mercato tutelato è assicurato dagli operatori. A partire dal 1.7.2020, col venire meno del mercato tutelato, AU non effettuerà più acquisti di energia elettrica per il mercato tutelato.
 - c. Sotto il profilo delle tariffe di vendita:
 - i. la componente energia delle tariffe elettriche è determinata da ARERA con riferimento ai costi di approvvigionamento di AU - vedasi punti a) e b). Con il venir meno del ruolo di approvvigionatore di AU, sussiste una inevitabile discontinuità di riferimenti di prezzo fra 30.6.2020 e 1.7.2020;
 - ii. la componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas è determinata da ARERA su base di riferimento di quotazioni pubbliche del gas sui mercati

² *The liberalization of Italy's retail electricity market: a policy proposal*, di Carlo Stagnaro, Carlo Amenta, Giulia Di Croce e Luciano Lavecchia - Istituto Eni per lo Sviluppo Sostenibile, Università degli Studi di Palermo, Gestore dei Servizi Energetici. Osservazioni di Eni S.p.A. e Eni Gas e Luce S.p.A. al DGO.139/2019/A.

internazionali. Non sussiste quindi alcuna “necessaria” discontinuità di prezzo fra 30.6.2020 e 1.7.2020.

Per il combinato dei motivi di cui ai punti a) b) e c) nel settore elettrico non sarebbe possibile e coerente con la Legge ipotizzare una continuità di rapporto e di controparte contrattuale fra cliente che non abbia optato per il libero mercato pre 1.7.2020; nel settore gas è invece ipotizzabile.

Considerati i due punti esposti si ritiene sostenibile:

1. Per il **settore gas** la fine della tutela di prezzo regolato dovrà essere gestita passando ad una piattaforma contrattuale alternativa - la cosiddetta PLACET - con condizioni contrattuali uniformi tra i diversi operatori, ma a prezzo liberamente definito.
2. Per il **settore elettrico** occorre invece ipotizzare un meccanismo di superamento della tutela e apertura più complesso ed idoneo alla diversa struttura del mercato. Vanno in particolare studiati opportuni provvedimenti per affrontare il tema dei clienti che al 30.6.2020 non abbiano effettuato liberamente la propria scelta, unitamente all’obiettivo di aumentare il tasso di competitività di questo mercato, riducendo la quota di mercato del Gruppo Enel.

Prima di affrontare una proposta di Roadmap tornando alla Legge e al percorso normativo si prevede che:

- 1) con particolare riguardo ai compiti demandati ad ARERA, è previsto che la stessa debba adottare disposizioni operative dal 1° luglio 2020 per assicurare *“il servizio di salvaguardia ai clienti finali domestici e alle imprese connesse in bassa tensione (...) senza fornitore di energia elettrica, attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero”*;
- 2) a valle della consegna del rapporto sullo stato di funzionamento dei mercati energetici da ARERA al MiSE (rapporto già consegnato con il provvedimento Rapporto 01 marzo 2018 n. 117/2018/l/com), la **legge demanda al MiSE specifici compiti attuativi collegati alla liberalizzazione da realizzare attraverso un apposito decreto** che, di fatto, conterrà i dettagli del processo di apertura del mercato; in particolare, la Legge dispone che il decreto di futura emanazione contenga *“le misure necessarie a garantire la cessazione della disciplina transitoria dei prezzi (...) e l’ingresso consapevole nel mercato dei clienti finali, secondo meccanismi che assicurino la concorrenza e la pluralità di fornitori e di offerte nel libero mercato”*.

Tenuto conto di quanto sopra, si propone quindi di seguito un possibile percorso verso la liberalizzazione (*roadmap*) inizialmente unificato per alcune attività (come ad esempio la campagna informativa), ma successivamente, concentrandosi sul settore elettrico, differenziato in due scenari. Le riflessioni proposte sono focalizzate sul segmento della clientela domestica elettrica, ma facilmente estendibili anche alle piccole e medie imprese.

A prescindere dall’assetto di mercato che sarà definito per la maggior tutela elettrica, a nostro avviso sarà strategico il ruolo del regolatore su alcuni interventi preventivi e di accompagnamento alla liberalizzazione:

1. **Avvio di una campagna multimediale istituzionale sulla liberalizzazione** – Come previsto dalla Legge e dai provvedimenti regolatori già adottati da ARERA, occorre avviare quanto prima, sentiti gli operatori dei settori energetici ed eventuali ulteriori *stakeholder*, una campagna multimediale istituzionale pubblicitaria sulla liberalizzazione. La campagna, che si aggiunge ai messaggi in bolletta che i venditori di gas ed energia elettrica stanno già pubblicando³, dovrà chiarire inequivocabilmente che:
 - o l’apertura del mercato è prevista inderogabilmente dal 1° Luglio 2020;

³ Ecco il primo testo definito da ARERA: *“La Legge annuale per il mercato e la concorrenza (Legge n.124/17) ha stabilito che dal 1 luglio 2019 non saranno più disponibili contratti come il Suo, che prevedono condizioni di fornitura a prezzo aggiornato dall’Autorità. Entro tale data dovrà scegliere un’offerta sul mercato libero. Per ulteriori informazioni consulti il sito www.autorita.energia.it. o chiami il numero verde 800 166 654”*. Osservazioni di Eni S.p.A. e Eni Gas e Luce S.p.A. al DCO 139/2019/A.

- fino a quella data i clienti possono liberalmente individuare il proprio fornitore di energia elettrica e/o gas;
- dopo quella data in assenza di individuazione autonoma del fornitore di energia elettrica, il cliente potrà essere affidato o ad altro venditore e/o a condizioni contrattuali differenti;
- oltre alle offerte da mercato libero sono disponibili le offerte PLACET;
- la consultazione delle offerte commerciali potrà anche avvenire attraverso il nuovo Portale di confrontabilità delle offerte;
- sia centrale la valorizzazione dei concetti dedicati al miglior uso dell'energia da parte dei clienti finali promuovendo interventi di efficienza energetica.

I messaggi pubblicitari per i clienti dovranno avere un'enfasi *crescente* sulla scadenza del 1° Luglio via via che ci si avvicinerà alla data.

Si ritiene necessario attivare in parallelo una messaggistica in bolletta specifica per i clienti di Servizio Elettrico Nazionale i quali dovranno essere stimolati con un'enfasi maggiore ad individuare un fornitore sul mercato libero prima del 1° Luglio 2020, in modo da ridurre il più possibile la numerosità dei clienti per i quali dovranno essere individuate soluzioni alternative all'autonoma selezione del proprio fornitore e garantire ai venditori del mercato libero un'incidenza più graduale dei nuovi ingressi dalla maggior tutela.

2. Creazione di un elenco venditori di energia elettrica e armonizzazione disciplina per il settore gas.

Il MiSE dovrà rendere operativo l'elenco dei venditori di energia elettrica, sul modello di quello già attivo per il gas, provvedendo anche all'armonizzazione delle due discipline. In linea generale, si ritiene necessario che siano individuati requisiti "forti" per l'iscrizione all'elenco e che siano fornite a tal fine adeguate garanzie di onorabilità, affidabilità e conduzione dell'attività di vendita, sotto il controllo di ARERA e dello stesso Ministero. Con particolare riguardo ai casi in cui il venditore può essere escluso dall'elenco dei soggetti abilitati alla vendita, particolare attenzione dovrà essere prestata per regolare l'interruzione del rapporto contrattuale con i clienti, anche in attesa dell'apertura del mercato (1° Luglio 2020). Si ritiene necessario prevedere che in tali casi, i clienti privi di fornitore siano oggetto di assegnazione ad altro venditore individuato come segue:

- procedura ad evidenza pubblica opportunamente differenziata per segmenti di clientela che hanno diritto alla tutela (la proposta è limitata ai clienti finali che rientrano nell'ambito maggior tutela: domestici e non domestici in BT con meno di 50 dipendenti e fatturato < 10 milioni) per verificare la sussistenza di operatori da mercato libero che offrano per questi clienti OFFERTA PLACET con base tariffa di maggior tutela;
- in caso di, anche solo parziale, mancanza di offerenti, i clienti rimanenti siano forniti nel servizio di maggior tutela.

3. Interventi per in materia di morosità e clienti economicamente vulnerabili.

Con riferimento alla tutela dei clienti vulnerabili economicamente, come anticipato, si ritiene che la questione – in particolare in vista della piena liberalizzazione - vada analizzata correttamente unitamente al tema morosità.

Morosità: alcuni dati fondamentali dall'ultimo Rapporto di Monitoraggio Retail

- Con riferimento alla morosità elettrica
 - Ancora nel 2017 c'è un 22% di clienti domestici che non rispettano i termini di pagamento;

- Nel 2017 stiamo parlando di una quota a credito per fenomeni di morosità pari 5,8 miliardi di euro, il 71,1% dei quali sopra i 180 giorni.
- Con riferimento alla morosità gas:
 - Ancora nel 2017 c'è un 9% di morosità dei clienti in tutela e un 18,4% dei clienti su mercato libero;
 - Nel 2017 stiamo parlando di una quota a credito per fenomeni di morosità pari a 2,4 miliardi di euro, il 70% sopra i 6 mesi.

La differenza fra morosità gas ed elettrica sembrerebbe soprattutto da attribuire al differente sviluppo e consumo di energia elettrica e gas al sud e nelle zone socialmente più critiche.

Morosità: caratteristiche specifiche gas ed elettricità – temi critici

- Le forniture attivate senza attenzione alla solvibilità comportano problemi su tutta la filiera. L'attenzione ad un serio credit check è essenziale a tutela:
 - dei clienti finali per evitare oneri di socializzazione derivanti dei servizi di ultima istanza
 - degli operatori che:
 - supportano costi derivanti dalle tempistiche delle operazioni di sospensione e chiusura;
 - non si vedono riconosciuta tariffariamente la specifica morosità, ma hanno una quota della componente QVD che riconosce la morosità efficiente.
- La morosità è fenomeno riconducibile a diverse motivazioni:
 - di ordine socio economico, relativo ai **clienti vulnerabili economicamente**: si concentra in alcune aree del Paese in funzione del livello di ricchezza;
 - di ordine prettamente industriale e legate a:
 - contatori irraggiungibili (fenomeno oramai concentrato pressoché integralmente nel settore gas) che presentano maggiori difficoltà di chiusura;
 - i limiti al numero di sospensioni mensili attuabili dalle imprese di distribuzione.

Vulnerabilità e morosità: nostre proposte e principali linee di azione

- E' da sostenere, in relazione alla diversa struttura della morosità, una differenziazione – in vista del loro superamento - della redditività delle tariffe gas ed elettrico, per riconoscere i diversi rischi regionali della morosità. Una differenziazione anche per il settore gas della componente QVD, sul modello PCV-RCV, per attutire il rischio di differenze fra mercati e aree anche e soprattutto in vista della apertura del mercato e del phase out tariffario. A valle del superamento delle tariffe – risultando superate le componenti QVD-RCV-PCV, queste componenti dovranno riflettersi attraverso le componenti tariffarie della distribuzione;
- Vanno permesse le sospensioni, imponendo ai distributori di operarle (cessazione e interruzione) anche in assenza di codice fiscale, avvalendosi del codice sostitutivo.
- Va imposto un piano di sostituzione dei contatori gas con percentuale sempre più rilevante su quelli non accessibili.
- Sono da monitorare attentamente le performance dei distributori.
- Con riferimento alla disciplina degli oneri di sistema derivanti da morosità va redistribuito correttamente il carico della morosità su operatori della filiera.

- **Interventi per in materia di morosità e clienti economicamente vulnerabili.**

Con riferimento alle criticità socio-economiche siamo a favore delle proposte di migliore implementazione degli interventi come il bonus energetico. Ricordiamo alcuni punti già richiamati in diverse consultazioni:

- lo strumento principale per la soluzione delle criticità sociali rimane la fiscalità generale, che garantisce anche l'aderenza piena al principio costituzionale di progressività del carico fiscale. In questo senso è da valutare l'ampliamento e la gestione a livello nazionale di meccanismi modello COL, sganciati dal livello comunale – a nostro avviso inappropriato a gestire tematiche sociali che insistono prevalentemente in alcune aree del Paese - e conseguentemente dalle gare per le concessioni di distribuzione;
- rimanendo invece su una riforma di minor respiro del meccanismo di bonus sociale attualmente in vigore si possono proporre due punti:
 - il processo di erogazione e gestione dei bonus energetici – anche l'eventuale automatismo – potrebbe beneficiare della centralizzazione nel SII dei flussi informativi previsti;
 - utilizzo di vettore centralizzato (attraverso CSEA), sganciato dalle società di vendita più mobili sul mercato, per l'erogazione di tutti i bonus sociali.

4. Digitalizzazione e liberalizzazione.

I due settori (gas e luce) sono caratterizzati da condizioni economiche regolate a marginalità contenuta. Le componenti QVD e PCV che coprono costi e margini commerciali pesano rispettivamente il 7% per il gas e il 9% per la luce.

Con questi valori i driver per la competizione diventano:

- Offerta di prodotti e servizi extra commodity;
- Qualità del rapporto commerciale;
- Risparmio energetico e green identity;
- Digitalizzazione. Con riferimento alla digitalizzazione è a nostro avviso da sostenere un percorso di regolazione che agevoli ed incentivi gli operatori al progressivo sviluppo di questo strumento di contatto e proposta commerciale ai clienti. Ciò anche per gli impatti sui costi commerciali costo sulla fornitura.

OS.18 Razionalizzazione e semplificazione dei flussi informativi per un corretto funzionamento dei processi di mercato

a. Superamento progressivo dei meccanismi di profilazione dei prelievi nonché delle immissioni e utilizzo delle misure effettive ai fini della definizione delle partite fisiche del servizio di dispacciamento.

Il superamento delle logiche di profilazione dei consumi è un obiettivo condivisibile, ma occorre tener in debita considerazione il diverso stadio di sviluppo raggiunto dai servizi di misura nei mercati energetici. In particolare, mentre nel settore elettrico il piano di installazione massiva di e-distribuzione dei nuovi contatori 2G sta avanzando a ritmi sostenuti, così come la messa a disposizione delle misure quortorarie, il settore gas non ha ancora raggiunto questo livello di maturità e conserva ancora un elevato numero di forniture non lette da più periodi, con conseguente ricorso alla stima. Anche la rilevazione delle misure nell'ambito dei processi commerciali/tecnici è decisamente diversa e nel settore gas e in particolare nel caso di cambio fornitore è ancora importante l'incidenza di stime sui dati di misura.

Riteniamo quindi che:

- nel settore elettrico, si debba presidiare con particolare attenzione sia le performance di installazione dei nuovi contatori, sia le performance di configurazione, rilevazione e invio al SII dei dati di misura quattorari in coerenza con le scadenze e le modalità previste dalla regolazione;
- nel settore gas, sia necessario valutare i risultati delle riforme recentemente adottate per la rilevazione delle misure e soprattutto monitorare le variazioni sull'incidenza dei contatori non letti da più periodi rispetto al totale forniture prima di superare le logiche dei profili di prelievo standard.

b. Sviluppo di strumenti di data management per l'utilizzo e la messa a disposizione agli operatori e ai clienti finali tramite il Sistema Informativo Integrato, dei dati relativi ai clienti stessi e alle forniture, nonché dei dati di misura, rilevati dai soggetti responsabili.

L'accesso dei clienti alle informazioni pubblicate sul SII relative alla propria fornitura e/o ai consumi, deve garantire la riservatezza di tali dati. Considerata la natura e la quantità di dati attualmente disponibili sul SII, si ritiene utile mettere a disposizione nel futuro servizi di data management a disposizione degli operatori che consentano di raggiungere una maggiore efficienza nei processi (es. previsione prelievi, composizione portafoglio...).

In merito a quanto richiamato da ARERA circa l'esigenza di completare *“gli interventi di riforma dei processi commerciali che impattano sul cliente finale”*, si evidenzia l'opportunità di adottare in tempi brevi una riforma del servizio di pre-check: si ritiene infatti necessario che il futuro quadro regolatorio tenga conto dell'esperienza maturata da parte degli operatori sul servizio, soprattutto sotto il profilo della sua collocazione rispetto alle effettive modalità di acquisizione del cliente. Anche alla luce delle buone performance di esercizio del processo centralizzato nel SII insieme allo switching, si ritengono pertanto maturi i tempi per un'evoluzione del servizio di pre-check:

1. Modificando il collocamento della richiesta di pre-check per tener conto dell'effettiva sequenza delle attività di acquisizione svolte dai venditori, preservando il valore aggiunto del servizio per il buon esito dello switch-in, nel rispetto della volontà del cliente;

Potenziando le informazioni messe a disposizione dei venditori entranti in esito alla richiesta di pre-check, comprendendo i dati sulla morosità disponibili sul SII e superando il modello dello switch-in con facoltà di revoca.

OS.19 Miglioramento degli strumenti per la gestione del rischio di controparte nei servizi regolati

a. Sviluppo di strumenti per misurare la solidità finanziaria degli operatori e la loro solvibilità nei pagamenti nei confronti del sistema, anche al fine di fornire elementi utili per l'aggiornamento degli elenchi dei soggetti autorizzati alla vendita (Albo venditori), nonché la capacità di tali soggetti di gestire i processi e i servizi caratteristici dell'attività, in particolare quelli di immediata ripercussione sulla clientela.

Con riferimento all'Albo Venditori alcune osservazioni:

- Si condividono i **requisiti previsti per i vertici della società** (amministratori, legali rappresentanti, sindaci, direttori generali) nella bozza di Decreto per il settore elettrico.
- **Sui requisiti societari** è valutare l'ammissibilità consorzi con attività esterna, aziende speciali (di cui al Testo unico delle leggi sull'ordinamento degli enti locali) e cooperative.

- **Con riferimento ai requisiti finanziari:** Si aderisce alla individuazione di una soglia di 100.000 € di Capitale Sociale. Si ritiene da sottoporre alla valutazione l'individuazione di soglie differenziate in funzione della dimensione del portafoglio clienti posseduto:
 - 100.000 € potrebbe essere considerata la base minima.
 - In caso di crescita del portafoglio (va introdotto un vincolo a comunicare su base almeno semestrale e in ogni caso in occasione di aumenti dimensionali significativi, acquisizioni o aste, la variazione di portafoglio clienti) dovrebbe essere verificata l'adeguatezza progressiva del capitale sociale.

- **Regolarità dei pagamenti verso i distributori:** si ritiene necessario coordinare la materia con le previsioni regolatorie. Con specifico riferimento alla ammissione o meno nell'elenco venditori a nostro avviso l'intervento proposto che prevede un kpi basato sui giorni di ritardo indipendentemente dagli importi correlati rischia di sottoporre ad attenzione ritardi minimi, in termini di giorni per due fatture e non invece l'effettivo non pagamento/o il rischio di non pagamento anche di una sola fattura.

Si propone quindi, nel rispetto dei diversi libelli di intervento normativo e regolatorio sulla materia, di definire i seguenti punti:

- deve essere garantita la consegna delle fatture in tempo utile, ed esclusivamente attraverso indirizzi e strumenti normativamente previsti e regolatoriamente determinati (coerenza con normazione sulla fattura elettronica);
 - un numero massimo di giorni di ritardo per semestre superato il quale – in aggiunta alle ordinarie azioni regolatorie - il distributore invia segnalazione al Ministero;
 - in assenza di regolarizzazione potrebbero esserci i presupposti per la procedura di cancellazione dall'elenco venditori;
 - In caso di reiterato ritardo, anche inferiore allo stesso numero di giorni ma per due pagamenti, anche non consecutivi, potrebbe partire identica procedura.
- **Regolarità dei pagamenti verso Terna:** la prestazione di un'adeguata garanzia costituisce una condizione necessaria per la conclusione del contratto di dispacciamento con Terna. La materia è già oggetto di regolazione. Il mero verificarsi della condizione per la richiesta di integrazione della garanzia non costituisce di per sé condizione patologica (può, ad esempio, essere collegata ad operazioni societarie oppure all'acquisizione di clienti con elevati consumi). Inoltre, anche a seguito del superamento del termine previsto dal Codice per il reintegro (10 giorni lavorativi dalla richiesta di integrazione), l'eventuale scioglimento del contratto di dispacciamento è solo una delle eventualità previste dal Codice di Terna.

Si propone quindi, in aggiunta al pieno rispetto del quadro regolatorio in materia e nel rispetto dei diversi livelli di intervento normativo e regolatorio sulla materia, di definire i seguenti punti:

- deve essere garantita la consegna delle fatture in tempo utile, ed esclusivamente attraverso indirizzi e strumenti normativamente previsti e regolatoriamente determinati (coerenza con normazione sulla fattura elettronica);
- un numero massimo di giorni di ritardo per semestre superato il quale – in aggiunta alle ordinarie azioni regolatorie - Terna invia segnalazione al Ministero per interventi sull'elenco dei venditori;
- in assenza di regolarizzazione potrebbero esserci i presupposti per la procedura di cancellazione dall'elenco venditori;

- in caso di reiterato ritardo, anche inferiore allo stesso numero di giorni ma per due pagamenti, anche non consecutivi, potrebbe partire identica procedura.
- **Switching massivi:** si propone di individuare una soglia numerica (che proponiamo si fissata da Acquirente Unico - AU), in proporzione al numero dei clienti precedentemente serviti, che in caso di verifica comporti la segnalazione da AU ad ARERA e MiSE per procedere con richieste di approfondimenti.
- **Cause di esclusione dall'elenco:** Per le tempistiche di cui ai requisiti [A] [B] e [D] non abbiamo osservazioni. Con riferimento al requisito [C] occorre tener conto del parere del Consiglio di Stato sull'eccessiva lunghezza dei 12 mesi. Il MiSE, a tutela del sistema e dei clienti finali, si deve esprimere sulla esclusione entro 3 mesi dalla segnalazione di Terna e/o del distributore. Il tutto fatte salve le tempistiche di rescissione dei contratti di distribuzione e trasporto come regolate dai rispettivi Codici.
- **Passaggio dei clienti ai servizi di ultima istanza:** In attesa del 1/7/2020 e nella prospettiva di traguardare il percorso verso una maggiore apertura del mercato, si propone di prevedere che i clienti privi di fornitore - per esclusione dall'elenco dei venditori del loro venditore - siano oggetto di assegnazione con questa procedura:
 - procedura ad evidenza pubblica opportunamente differenziata per segmenti di clientela che hanno diritto alla tutela (la proposta è limitata ai clienti finali che rientrano nell'ambito maggior tutela: domestici e non domestici in BT con meno di 50 dipendenti e fatturato < 10 milioni) per verificare la sussistenza di operatori da mercato libero che offrano per questi clienti OFFERTA PLACET con base tariffa di maggior tutela;
 - in caso di, anche solo parziale, mancanza di offerenti, i clienti rimanenti siano forniti nel servizio di maggior tutela.

d. *Evoluzione di sistemi di garanzie minimali e di meccanismi di recupero degli insoluti dei venditori – con particolare riferimento alle quote relative agli oneri generali di sistema nel settore elettrico - volti a garantire le esigenze di gettito per le finalità di interesse generale (quali la promozione delle FER) e, al contempo, minimizzare il ricorso ai clienti finali per la copertura degli insoluti presso i clienti finali. Tali interventi si fondano sull'incentivazione di tutti i soggetti della filiera elettrica alla gestione efficiente del credito, pur mantenendo le attuali modalità di riscossione e lasciando immutato il ruolo dei venditori e dei distributori.*

Con la finalità di minimizzare i rischi di esposizione delle società di vendita e nell'ottica di garantire un uniforme processo di gestione degli oneri garantendone il recupero a tutela del sistema, occorre adottare una riforma della gestione degli oneri di sistema elettrici. I venditori svolgono, infatti, un servizio di incasso per conto dell'intero sistema elettrico - per il quale non è prevista alcuna remunerazione – facendosi carico del:

- l'esposizione finanziaria dovuta al divario temporale tra il versamento al distributore e la riscossione delle bollette da parte dei clienti finali;
- rischio credito in caso di mancato pagamento delle bollette da parte di questi ultimi (morosità del cliente), rispetto al quale il venditore non ha alcun ristoro.

Al contrario, riteniamo che considerando le finalità di interesse generale delle voci coperte dagli oneri di sistema, debba essere la collettività a farsi carico del recupero di gettito nei casi di default aziendale dei venditori.

Occorre infatti affermare il principio che le componenti tariffarie versate dai clienti finali a beneficio del sistema non debbano comportare tout court un rischio di incasso in capo ad alcuni operatori della filiera e non ad altri. Al tempo stesso, occorre definire opportuni incentivi in capo ai soggetti che gestiscono per conto del sistema l'incasso delle componenti (nel caso in esame, dei venditori), per massimizzare i pagamenti da parte della clientela finale minimizzando il rischio credito. A tal fine, potrebbero essere individuate specifiche procedure per il recupero del credito e opportuni meccanismi di riconoscimento degli importi anche a seguito della cessione del credito stesso.

Come dimostrato nella gestione e nell'incasso del Canone RAI, le società di vendita possono avere un ruolo attivo per l'incasso degli oneri di sistema, rispettando i seguenti requisiti:

- a tutela del sistema vanno rafforzati significativamente i requisiti tassativi di affidabilità economica e finanziaria per l'iscrizione all'Albo dei venditori in relazione alla tutela dei clienti serviti e del sistema nel suo complesso; ciò avrebbe l'effetto di limitare significativamente i rischi di default aziendale;
- gli oneri di sistema devono essere esclusi dalla quantificazione delle garanzie prestate dai venditori per l'accesso alla rete;
- con riferimento al gettito a copertura degli oneri generali di sistema:
 - a. il gettito raccolto da parte delle società di vendita, dovrà essere versato ad un ente (da definire – potrebbe essere AU);
 - b. per quanto riguarda i clienti connessi a Sistemi di Distribuzione Chiusi, deve essere attribuito ad un ente terzo il ruolo di definire il valore degli oneri di sistema da applicare a ciascun punto di prelievo del Sistema di Distribuzione Chiuso (potrebbe sempre essere l'AU);
 - c. gli operatori pongono in essere, su previsioni di ARERA e con copertura tariffaria dei relativi oneri, idonee e proporzionate azioni di recupero crediti. Andranno specificamente regolate, con i dovuti riflessi tariffari a titolo esemplificativo e non esaustivo il gettito a copertura degli oneri generali di sistema i casi di:
 - i. contenzioso;
 - ii. pagamento parziale dell'importo della bolletta;
 - iii. cessione del credito.

La morosità residua delle ipotesi di cui alla precedente lettera c., sarà coperta da risorse derivanti dalla fiscalità generale; la fiscalizzazione riguarderebbe pertanto esclusivamente la componente di morosità strutturale.

In questo processo, un ruolo attivo può essere svolto dal SII che, già per altri processi dei mercati energetici, costituisce la piattaforma nell'ambito della quale gli operatori e l'ente preposto potrebbero scambiarsi dati e informazioni strumentali alla corretta gestione del processo quali, a titolo esemplificativo:

1. gli oneri di sistema periodicamente fatturati dai venditori ai clienti finali;
2. gli importi incassati dai venditori rispetto ai valori di cui al punto 1.;
3. la verifica della effettuazione delle attività di recupero del credito che saranno individuate;
4. la presenza o meno di contenziosi con i clienti finali rispetto a mancati pagamenti.

Con le informazioni indicate, l'ente preposto avrebbe tutti gli elementi per quantificare gli importi degli oneri di sistema non incassati dai venditori nemmeno dopo i tentativi di recupero del credito: si procederebbe quindi alla liquidazione degli importi con le risorse della fiscalità generale.

OS.21 Promozione della qualità del servizio e sostegno all'innovazione per nuovo ruolo delle imprese di distribuzione

a. Nuovi meccanismi per il miglioramento della qualità del servizio, mirati alle aree con livelli peggiori di qualità del servizio della media nazionale, e coerenti con la logica di responsabilizzazione degli operatori di rete.

Un allineamento nazionale del livello qualitativo del servizio di distribuzione costituisce un elemento fondamentale per garantire ai clienti medesime tutele nell'erogazione dei servizi di distribuzione evitando il fenomeno spesso citato da ARERA del "Paese a due velocità", oltre a consentire ai venditori processi uniformi e organizzati allo stesso modo per l'operatività sulle diverse reti. Occorre infatti ribadire che un prodromo fondamentale all'apertura del mercato energetico è anche costituito da livelli uniformi di erogazione dei servizi da parte degli operatori di rete che garantiscano ai venditori un cost-to-serve omogeneo a livello nazionale.

Il miglioramento della qualità del servizio di distribuzione deve valorizzare anche la trasparenza dello stesso soprattutto con riguardo alla rilevazione dei consumi presso i contatori (gas o elettrici). Considerando la centralità del tema misura sia sotto il profilo dei diversi attori della filiera, ma soprattutto agli occhi del cliente finale, riteniamo ormai indispensabile che ARERA si faccia promotrice dell'adozione di regole chiare ed univoche nella certificazione dei consumi. Tale attività risulta infatti fondamentale nell'ambito della gestione delle segnalazioni e/o contestazioni dei clienti finali, ma soprattutto nell'ambito dei procedimenti conciliativi e/o giudiziari. A tutela del cliente occorre definire un processo di certificazione standardizzata dei dati di misura consegnati dai distributori ai venditori via SII oppure attraverso gli altri canali di comunicazione previsti dalla regolazione. In particolare, occorre definire un servizio per i venditori di rilascio di un'attestazione avente valore legale, che certifichi l'ufficialità di determinate informazioni (es. segnanti dei contatori/consumi).

b. Sviluppo dei sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, completando e semplificando il quadro regolatorio in modo da permettere la rapida diffusione di sistemi di misura a elevate funzionalità.

La tecnologia introdotta dai sistemi di misurazione elettrici 2G costituisce un fattore abilitante diverse attività dedicate ai clienti: questi apparecchi dovrebbero consentire una gestione puntuale e tempestiva del processo di rilevazione dei consumi, ma soprattutto attraverso le attività di configurazione, la personalizzazione dell'applicazione dei corrispettivi oltre che l'apertura al concetto delle formule "pre-pagate".

Il piano di installazione massiva di e-distribuzione sta procedendo a ritmi sostenuti e si condivide quanto emerso nella consultazione ARERA 100/2019/R/eel rispetto alla possibile estensione degli obblighi di installazione agli altri operatori del servizio di distribuzione.

Tuttavia, con l'obiettivo di garantire il dispiegamento di tutte le opportunità (commerciali, informative, di misura...) legate all'installazione degli smart meters, in questa fase è fondamentale osservare con particolare attenzione non solo alla fase di installazione, ma soprattutto al funzionamento di tali apparecchiature.

Ci si riferisce, in particolare:

- al servizio di misura, da migliorare sotto il profilo della pubblicazione dei flussi sull'infrastruttura cloud del SII: in particolare, tale attività deve essere svolta da AU creando opportuni filtri per evitare che siano consegnati ai venditori flussi non coerenti/anomali rispetto alle previsioni regolatorie in

materia di consegna dei dati di misura. Occorre poi garantire con adeguati monitoraggi, il rispetto delle performance di consegna dei dati (pubblicazione sul SII), e soprattutto la completezza delle curve di prelievo degli smart meters (che, si ricorda, rilevano 4 misure per ogni ora);

- al servizio di configurazione delle fasce per la rilevazione delle misure: gli attuali processi e le performance registrate devono essere irrobustite per consentire ai venditori di valutare la personalizzazione dei corrispettivi di somministrazione rispetto alle effettive fasce di consumo del cliente finale. In particolare per il processo di configurazione delle fasce occorre garantire:
 1. la disponibilità degli esiti in tempi certi e tali da non comportare, in caso di eventuali esiti negativi, la reiterazione di richieste di configurazione già trasmesse con decorrenza successiva allo switch-in, con i conseguenti oneri gestionali;
 2. il ricevimento di esiti negativi con causali che garantiscano la comprensione di dei motivi della mancata configurazione e le responsabilità (lato operatore di rete/lato vendita), consentendo, in particolare, che ogni operatore possa intervenire concretamente al fine di rimuovere la causa di blocco.

c. Completamento del passaggio a sistemi di misura smart nel settore gas con la conferma del loro deployment (e progressiva estensione agli operatori di minore dimensione), rendendo possibili fin da subito soluzioni con più elevate funzionalità ove il differenziale di costo sia limitato o comunque inferiore ai benefici attesi.

Sull'opportunità della diffusione della tecnologia di smart metering vale quanto già evidenziato in merito allo smart metering elettrico. Con particolare riguardo al settore gas diventa indispensabile guidare il processo di installazione e funzionamento degli smart meters migliorando la disponibilità di dati di misura (specie per i contatori non accessibili) e valutando iniziative ad hoc in capo al distributore nel caso in cui su specifiche forniture non siano disponibili misure effettive da più periodi.