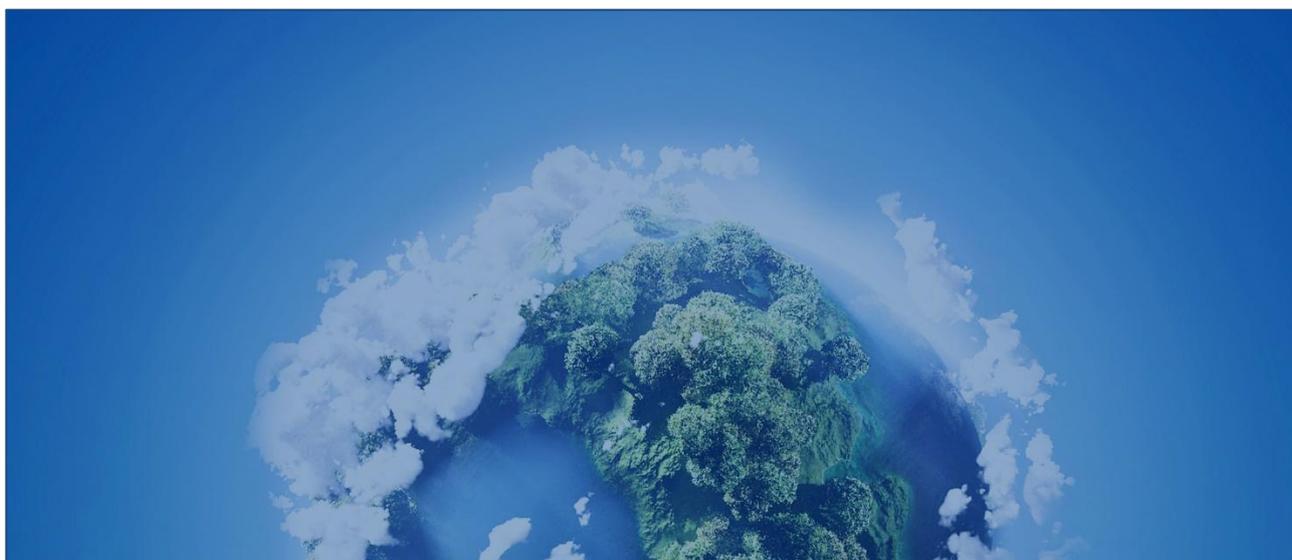




STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE 2017

Considerazioni di Elettricità Futura sul documento di consultazione del 12 giugno 2017



Sommario

Executive Summary	1
Scenari ed obiettivi	4
Il dibattito sugli obiettivi	6
Strumenti e Mercato	8
L'elettrificazione dei consumi energetici	8
Un mercato elettrico evoluto	9
La fase di transizione al nuovo assetto di mercato	10
Evoluzione del mercato al consumatore finale	11
Strumenti per la riduzione delle emissioni climalteranti	13
Infrastrutture e Reti	13
SEU/Aggregazioni/LEC&REC	15
Lo sviluppo del settore e le politiche di promozione di specifiche filiere	15
I principi cardine per lo sviluppo	15
Lo sviluppo della normativa.....	15
La Neutralità Tecnologia	16
I Power Purchase Agreement	16
Il Repowering	17
Le specifiche filiere	17
Le Bioenergie	17
L'Idroelettrico.....	18
Accumulo mediante pompaggio	19
L'Eolico	19
Il Fotovoltaico	19
L'Autoconsumo e la Generazione Distribuita	20
L'Efficienza Energetica	20
Gli impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale	20
La progressiva chiusura delle centrali a carbone	21

Executive Summary

Elettricità Futura apprezza l'impegno del Governo volto a definire le linee di evoluzione del settore energetico del Paese ed intende fornire il proprio contributo nell'identificazione di scenari e target di medio e lungo termine, in linea con quanto richiesto dal pacchetto "Energia pulita per tutti gli Europei" del novembre 2016 e con gli impegni assunti con la sottoscrizione dell'Accordo di Parigi.

La definizione di una strategia di lungo termine è essenziale per assicurare il raggiungimento dell'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni fra l'80 e il 95% al 2050. Tale obiettivo potrà essere raggiunto, in Italia come in Europa, attraverso il pieno completamento del processo di transizione energetica verso un sistema elettrico nel quale la produzione di elettricità e la continuità della fornitura saranno assicurate da fonti rinnovabili, impianti termoelettrici a fonti fossili ad alta efficienza e basso impatto ambientale e impianti di stoccaggio. In tale quadro i clienti elettrici saranno sempre più coinvolti e attivi e le elettrotecnologie si diffonderanno in modo capillare nei principali settori di consumo, in primis nei trasporti.

È convinzione di Elettricità Futura che la Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017) rappresenti lo strumento ideale per attribuire al nostro Paese obiettivi ambiziosi che riflettano il tasso di miglioramento delle tecnologie, in modo da fornire segnali chiari ed univoci ad investitori e innovatori, indirizzando gli sforzi del nostro sistema industriale verso una crescita sostenibile.

La visione al 2030: gli obiettivi di Elettricità Futura

Elettricità Futura ritiene che lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, unitamente all'evoluzione tecnologica, alla dismissione degli impianti termoelettrici più inquinanti ed allo switch dal carbone a gas naturale, consentiranno una radicale decarbonizzazione del settore energetico italiano, garantendo al contempo sicurezza degli approvvigionamenti e competitività.

Lo scenario al 2030 sarà determinato dall'effetto simultaneo di diversi fattori che delinearanno un processo di transizione in grado di valorizzare i punti di forza del nostro settore elettrico.

- **Riduzione delle emissioni climalteranti per i settori ETS del 48% rispetto al 2005**

Il rafforzamento dell'ETS è il passaggio cruciale per ridurre le emissioni di gas serra. L'ETS, pilastro centrale delle politiche climatiche europee, dovrebbe promuovere, attraverso un mercato unico e pienamente armonizzato in tutta Europa di diritti di emissione di CO₂ lo sviluppo efficiente delle tecnologie *low carbon*. Tale meccanismo è però oggi reso inefficace dalla presenza di un surplus di quote la cui rimozione è fondamentale al fine di giungere a un riequilibrio del mercato.

La riforma del sistema, in discussione a livello europeo, dovrebbe consentire nel medio periodo di bilanciare domanda e offerta di crediti portando ad un incremento del prezzo della CO₂ tale da promuovere le scelte di investimento e disinvestimento necessarie per il raggiungimento degli obiettivi nazionali ed europei al 2030.

A fronte degli obiettivi vincolanti di riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto al 2005, pari al 43%, si ritiene fattibile l'identificazione di un target superiore, fino al 48%.

In tal senso, è necessario che il Governo riaffermi in sede comunitaria il suo impegno al rafforzamento dell'ETS e/o all'eventuale introduzione di sistemi complementari.

- **Penetrazione del vettore elettrico pari al 25% dei consumi finali di energia**

L'energia elettrica è già oggi un vettore energetico significativamente de-carbonizzato, grazie al contributo delle fonti rinnovabili e di impianti termoelettrici ad alta efficienza alimentati a gas naturale. Il processo di decarbonizzazione è destinato a rafforzarsi nei prossimi anni grazie all'ulteriore sviluppo delle FER e alla possibilità di promuovere, nel percorso da qui al 2030, lo switching da carbone a gas nella residua produzione fossile.

Un simile assetto produttivo, anche in prospettiva, permetterà il trasferimento dei benefici della decarbonizzazione in tutti i settori economici del Paese, nonché una significativa riduzione della dipendenza energetica. Secondo le stime di Eletticità Futura, al 2030 la quota dell'energia elettrica sui consumi finali potrà crescere dall'attuale 21% ad almeno il 25%, corrispondente ad un consumo finale lordo di elettricità compreso fra i 330 e i 340 TWh. A tal fine devono essere attuate opportune politiche che creino sin da ora le condizioni per la diffusione delle elettrotecnologie e dell'auto elettrica in linea con i trend europei, contribuendo in tal modo alla riduzione dei livelli di inquinamento dell'aria nelle nostre aree urbane.

- **Riduzione dell'intensità energetica italiana di almeno il 25%**

Il nostro Paese è già ora tra i più virtuosi tra le grandi economie sviluppate ed emergenti in termini di intensità energetica, cioè di quantità di energia necessaria per produrre ricchezza e sviluppo.

Eletticità Futura ritiene che l'intensità energetica del Paese al 2030 possa raggiungere il valore di 70-75 Tep/M€, con una riduzione del 25-30% rispetto ad oggi, grazie ad una domanda di energia primaria di circa 130 Mtep, corrispondente ad una riduzione dei consumi dell'ordine del 40% rispetto al tendenziale stimato nel 2007, a fronte di un obiettivo europeo del 30%.

Il superamento del target europeo sarà possibile puntando su elettrificazione dei consumi, digitalizzazione delle reti, revisione del disegno del mercato elettrico, maggiore efficienza nei processi industriali, sfruttamento del potenziale tuttora largamente inespresso delle rinnovabili termiche (a titolo di esempio, pompe di calore e teleriscaldamento) e riqualificazione del parco immobiliare. Nello specifico, per gli edifici residenziali e del terziario è necessario un coordinamento degli interventi per l'efficienza energetica nell'ambito del "Piano Casa Italia".

- **Sviluppo delle rinnovabili elettriche ad almeno il 50% del Consumo Finale Lordo di elettricità**

Le fonti rinnovabili contribuiscono già oggi intorno al 35% del consumo finale lordo di energia elettrica e sono già, in molti casi, competitive rispetto alle tecnologie convenzionali.

Al 2030, tali fonti potranno coprire almeno il 50% del consumo finale lordo di elettricità, assumendo che i consumi crescano verso valori dell'ordine di 340 TWh. Il contributo delle FER potrà anche essere maggiore nel caso in cui i consumi di elettricità superino oltre tali valori e siano coperti sostanzialmente da produzione da fonti rinnovabili.

Per conseguire una simile crescita sono necessarie misure affinché le FER possano continuare a svilupparsi efficacemente e in maniera sostenibile sia nel breve periodo (al 2020), sia nel più lungo processo di transizione che condurrà al 2030.

Nel nostro Paese, i nuovi investimenti in fonti rinnovabili vengono promossi attraverso meccanismi di tendering in coerenza con quanto previsto dalle linee guida della UE. E' fondamentale che il Governo prosegua da subito con l'attuazione di tender in modo da

consentire a tale settore di realizzare investimenti evitando discontinuità. Nel contempo, dovrebbero essere introdotti meccanismi di programmazione anticipata delle aste di almeno 3-5 anni, per consentire una migliore visibilità agli investitori: tale misura, che viene anche suggerita dalla UE nell'ambito della bozza di direttiva "Rinnovabili", si tradurrebbe ovviamente in una migliore preparazione e selezione dei progetti e quindi, da ultimo, nella realizzazione di impianti più performanti e a minori costi di produzione.

In linea generale Elettricità Futura condivide il principio che i tender siano caratterizzati da neutralità tecnologica, prevedendo però, soprattutto nel breve-medio termine, eccezioni necessarie a garantire uno sviluppo equilibrato del parco di generazione e delle varie tecnologie e dimensioni di impianti.

Inoltre uno sviluppo efficiente delle FER richiederà anche una forte semplificazione amministrativa del *permitting*.

La progressiva riduzione del costo delle tecnologie rinnovabili renderà tali fonti sempre più competitive. Ciò nonostante, resta fondamentale il ricorso a strumenti di stabilizzazione del flusso dei ricavi che eliminino l'esposizione al rischio di volatilità di commodity esogene e, quindi, consentano di abbattere il costo del capitale necessario per l'investimento. In particolare, per il periodo 2020-2030, potranno essere esaminati ulteriori meccanismi di *Power Purchase Agreement* tra produttori di energia e grandi consumatori, aggregazioni di consumatori o soggetti pubblici e nell'ambito dei programmi governativi, sempre da aggiudicare mediante processi competitivi.

Tali strumenti dovrebbero essere anche destinati alla valorizzazione dei siti già oggetto di investimenti in passato, consentendo in tal modo di promuovere interventi di *repowering* i quali consentono di sfruttare nel migliore dei modi i siti più vocati minimizzando l'impatto ambientale delle installazioni.

- **Sicurezza e competitività del sistema**

Il parco produttivo italiano è caratterizzato da prestazioni tecnologiche ed ambientali di assoluto rilievo grazie ad un mix di fonti rinnovabili e centrali convenzionali versatili ed efficienti, in grado di garantire flessibilità sicurezza degli approvvigionamenti e riduzione delle emissioni.

Nel settore elettrico, l'import di elettricità è atteso in diminuzione per effetto di una maggiore convergenza del mix italiano con quello dei Paesi limitrofi, portando la produzione elettrica nazionale a superare i 300 TWh, coperta per circa il 45% da centrali convenzionali ad alta efficienza, in modo da valorizzare i punti di forza del sistema italiano.

In questo quadro occorre assicurare al Paese un sistema elettrico competitivo e sicuro. A tal fine deve essere rivista l'architettura di mercato per assicurare l'integrazione delle fonti rinnovabili, programmabili e non, e la partecipazione attiva dei consumatori.

Al contempo è essenziale la rapida introduzione di un meccanismo di *capacity market* che risponda all'esigenza di adeguatezza del sistema elettrico, fornendo segnali di prezzo di medio/lungo periodo, al fine di indirizzare al meglio le scelte di investimenti e disinvestimenti.

- **Le nuove tecnologie**

Un percorso di evoluzione così ambizioso richiederà la definizione di strumenti normativi e di policy in grado di guidare il cambiamento in modo efficace, con interventi mirati alla

valorizzazione delle specifiche filiere e all'accompagnamento dello sviluppo di tecnologie e modelli di produzione innovativi.

Al contempo appare fondamentale lo sviluppo della rete elettrica nazionale e della resilienza del sistema elettrico, tramite l'evoluzione verso i sistemi di accumulo, soluzioni di tipo smart grid e generazione distribuita alimentata da fonti rinnovabili.

L'obiettivo di garantire al sistema elettrico sicurezza e adeguatezza si dipana anche attraverso la valorizzazione di nuovi efficienti Sistemi di Distribuzione Chiusi o *Energy Communities*, la generazione distribuita e l'evoluzione verso i *prosumer*, come previsto nel pacchetto "*Clean Energy for all European*

Tali passaggi, unitamente all'evoluzione tecnologica, consentiranno una radicale decarbonizzazione del settore energetico italiano, garantendo al contempo sicurezza degli approvvigionamenti e competitività del sistema elettrico e quindi del sistema Paese.

Elettricità Futura è convinta che l'insieme delle misure da noi proposte potrà consentire lo sviluppo armonico delle diverse risorse rinnovabili e delle tecnologie elettriche ad alta efficienza, in un quadro nel quale la flessibilità e l'adeguatezza del sistema verranno garantite dalle centrali tradizionali più flessibili, in particolare quelle idroelettriche e i cicli combinati a gas naturale e a tendere anche dai sistemi di accumulo.

Scenari ed obiettivi

1. La transizione energetica può essere schematizzata con i seguenti step:
 - a. sviluppo del settore elettrico nel breve termine (2018-2020)
 - b. La successiva decade di evoluzione (2021-2030) in cui avverrà il dispiegamento delle possibilità offerte dallo sviluppo tecnologico e dei mercati
 - c. Evoluzione del sistema verso gli obiettivi al 2050
2. L'evoluzione del sistema elettrico italiano dovrà coniugarsi in modo armonico con quello del sistema energetico europeo, rispettando i principi sanciti dall'Unione dell'Energia.
3. Ne consegue che il confine nella definizione di scenari di lungo termine va rintracciato negli scenari EUCO adottati dalla Commissione Europea per la presentazione di proposte di norme nel pacchetto come "Energia Pulita per tutti gli Europei". Gli scenari EUCO sono sviluppati a parità di GDP, posto al 2030 pari a 1.885 miliardi di €₂₀₁₃, e differiscono per il livello di ambizione degli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti, incremento dell'efficienza energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili.
4. L'approvazione della Strategia Energetica Nazionale 2017 è l'occasione per affinare gli scenari della Commissione Europea, in particolare nel caso in cui vengano apposti obiettivi specifici e condivisi a livello nazionale, al fine di costituire lo **Scenario di Obiettivo** dello sviluppo del settore energetico italiano.
5. Elettricità Futura ha da tempo avviato un approfondimento degli scenari EUCO, al fine di individuare dei target credibili per il sistema elettrico nazionale al 2030. Il trend evolutivo dipende: a) dai più ampi obiettivi energetici adottati, che impattano direttamente sul valore del Consumo Finale Lordo (CFL) di elettricità al 2030, b) dallo sviluppo del sistema ETS europeo, c) dallo sviluppo del mercato elettrico da un sistema *Energy-only* ad un sistema che integra pienamente il *capacity-market*.

6. L'effettivo Scenario Obiettivo dipende dai *target* adottati, che secondo Elettricità Futura dovrebbero prevedere, prendendo a riferimento un CFL pari a 340 TWh:
 - I. una **riduzione delle emissioni climalteranti in ambito ETS del 48%** rispetto al 2005¹;
 - II. una **riduzione dell'intensità energetica italiana di almeno il 25%**;
 - III. uno **sviluppo delle rinnovabili elettriche ad almeno il 50%** del CFL.
7. Lo Scenario Obiettivo deve essere specificato sia in termini di qualificazione degli obiettivi, sia rispetto alle politiche necessarie per il suo raggiungimento.
8. Al 2030 Elettricità Futura ipotizza un Consumo Finale Lordo dell'ordine di 340 TWh. Questa ipotesi prende in debita considerazione - in uno scenario generale di efficienza energetica - l'obiettivo strategico di elettrificazione dell'economia attraverso l'incremento della quota di energia elettrica sui consumi finali. L'elettrificazione crescerà, in termini di percentuale di consumi elettrici su consumi finali, dall'attuale 21% (dato 2015) a circa il 25%, con un contributo fondamentale da parte del settore trasporti e del settore residenziale.
9. L'import di elettricità è atteso in diminuzione per effetto di una maggiore convergenza del mix italiano con quello dei Paesi del centro Europa: in questo quadro, il contributo delle importazioni nette dovrebbe posizionarsi nell'intervallo di 28-32 TWh.
10. La produzione interna lorda si potrà attestare su valori dell'ordine di 310 TWh, dei quali circa 170 TWh potranno provenire dallo sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), se saranno soddisfatte le condizioni di assetto del sistema energetico e del mercato, già menzionate e specificate in seguito. La crescita delle FER deriva sostanzialmente da un incremento della potenza degli impianti fotovoltaici ed eolici ed assume come rationale principale le attese di drastica riduzione dei costi delle tecnologie, con il raggiungimento nei prossimi anni di una possibile competitività in *market parity* con le fonti tradizionali. Anche le bioenergie potranno concorrere all'incremento della produzione FER, in linea con il potenziale del settore nazionale e i principi di economia circolare, e grazie anche al contributo dei termovalorizzatori.
11. Circa 140 TWh potranno essere resi disponibili da impianti termoelettrici alimentati a fonti fossili, ad alta efficienza e in gran parte costituiti da impianti a ciclo combinato a gas naturale.
12. Nello Scenario Obiettivo, l'insieme degli obiettivi europei (ETS – FER – Efficienza) concorrono alla progressiva decarbonizzazione del settore elettrico, che avviene con il progressivo incremento delle fonti rinnovabili, lo *switch* carbone – gas, le nuove tecnologie e i nuovi servizi.
13. In particolare, il completamento della transizione energetica farà leva sugli impianti CCGT, che contribuiscono e contribuiranno a garantire al sistema adeguatezza e flessibilità, nonché sullo sviluppo di sistemi di accumulo.

¹ Superiore all'obiettivo vincolante comunitario del 43%

Il dibattito sugli obiettivi

14. Elettricità Futura è convinta che lo sviluppo delle fonti rinnovabili, degli impianti CCGTs, dell'efficienza energetica e l'evoluzione tecnologica consentiranno una radicale decarbonizzazione del settore energetico italiano, garantendo al contempo sicurezza degli approvvigionamenti e competitività.
15. La produzione di elettricità e la continuità della fornitura assicurate da fonti rinnovabili, da impianti termoelettrici ad alta efficienza e basso impatto ambientale e da sistemi di stoccaggio avanzati, permetteranno il pieno raggiungimento dell'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni fra l'80 e il 95% al 2050. Al contempo la domanda di elettricità parteciperà dinamicamente allo sviluppo e all'equilibrio del sistema e le tecnologie elettriche saranno diffuse nei principali settori di consumo.
16. Per raggiungere traguardi così ambiziosi, sarà necessario creare le condizioni di investimento e lo stimolo ai processi di innovazione definendo un quadro stabile e chiaro di lungo periodo, secondo le linee guida delle politiche europee.
17. **L'obiettivo di riferimento è quello della riduzione delle emissioni dai settori ETS del 48% rispetto al 2005 a fronte di un obiettivo vincolante pari al 43%.**
18. Il rafforzamento dell'ETS, il principale meccanismo attualmente esistente e pienamente armonizzato in tutta Europa, alla luce della scarsa efficacia ad oggi dimostrata nel favorire lo switch verso fonti a più ridotto contenuto di CO₂, è un passaggio prioritario per promuovere le politiche di decarbonizzazione a livello europeo. Un ETS ben funzionante potrebbe stimolare iniziative low carbon sia a livello di mix, favorendo lo switching di produzione e di investimento verso le fonti rinnovabili e le fonti a minore contenuto di carbonio (come il gas naturale), sia a livello di consumatore finale, aumentandone la sensibilità verso le iniziative di efficienza energetica. Tali obiettivi sono oggetto della riforma del sistema discussa in ambito europeo. A riguardo, si auspica che il Governo ribadisca in sede comunitaria il suo impegno al rafforzamento dell'ETS o all'introduzione di eventuali sistemi complementari.
19. **In questo quadro, Elettricità Futura ritiene che si debba assicurare una penetrazione del vettore elettrico pari al 25% dei consumi finali di energia** (rispetto al 21% attuale). L'energia elettrica è infatti già oggi un vettore energetico significativamente decarbonizzato, grazie al contributo delle fonti rinnovabili e di impianti termoelettrici ad alta efficienza. Tale processo di decarbonizzazione è destinato a rafforzarsi per lo sviluppo delle FER e la possibilità di valorizzare, nel percorso da qui al 2030, impianti a ciclo combinato a gas naturale, tra i più efficienti in Europa, favorendo in tal modo lo *switch* carbone-gas.
20. Vi sono peraltro altri benefici che si ritiene dovrebbero essere evidenziati in una Strategia Energetica Nazionale, che riguardano sia gli effetti sulle emissioni climalteranti sia quelli sulle emissioni inquinanti, queste ultime particolarmente marcate nei grandi centri urbani.
21. Un simile assetto produttivo, anche in prospettiva, permetterà il trasferimento dei benefici della decarbonizzazione a tutti i settori economici del Paese, grazie ad una costante crescita della penetrazione del vettore elettrico nei settori finali del consumo (trasporto, terziario e domestico). Il vettore elettrico consente miglioramenti sia dal punto di vista della qualità dell'aria (soprattutto in ambito urbano) che in termini di riduzione della dipendenza energetica. Pertanto è necessario porre in atto opportune politiche che creino sin da ora le condizioni per la diffusione delle elettrotecnologie e dell'auto elettrica, in linea con quanto

sta avvenendo nel resto d'Europa, per non lasciare le nostre città esposte a livelli di inquinamento dell'aria dannosi per la salute e sanzionati dalle autorità europee.

Un simile sviluppo del vettore elettrico può indurre la riduzione dell'intensità energetica italiana di almeno il 25%.

22. Il nostro Paese è già ora uno dei più virtuosi tra le grandi economie in termini di intensità energetica, cioè di quantità di energia necessaria per produrre ricchezza e sviluppo. Elettricità Futura ritiene che l'intensità energetica del Paese al 2030 possa raggiungere il valore di 70-75 Tep/M€, con una riduzione del 25-30% rispetto ad oggi, grazie ad una domanda di energia primaria dell'ordine di 130 Mtep. Ciò corrisponderebbe ad una riduzione dei consumi dell'ordine del 40% (rispetto al tendenziale stimato nel 2007), a fronte di un obiettivo europeo del 30%.
23. Il superamento del target europeo sarà possibile puntando su elettrificazione dei consumi, digitalizzazione delle reti, revisione del disegno del mercato elettrico, maggiore efficienza nei processi industriali e riqualificazione del parco immobiliare. In particolare, gli interventi per l'efficienza energetica per gli edifici residenziali e del terziario dovranno essere coordinati con quanto previsto dal "Piano Casa Italia".
24. **In questa logica, dovrà essere assicurato lo sviluppo delle rinnovabili elettriche ad almeno il 50% del Consumo Finale Lordo di elettricità.**
25. Le fonti rinnovabili coprono ad oggi circa il 35% del consumo finale lordo di energia elettrica e sono già, in molti casi, competitive rispetto alle tecnologie convenzionali.
26. Elettricità Futura ritiene che il contributo delle Fonti Rinnovabili potrà raggiungere almeno il 50% del consumo finale lordo di energia, in corrispondenza di consumi in incremento verso valori dell'ordine di 340 TWh. Questa quota potrà essere maggiore se i consumi di elettricità supereranno tali valori e saranno coperti sostanzialmente dalla produzione da fonti rinnovabili (eventualmente integrati con sistemi di accumulo).
27. Per conseguire tale sviluppo sono necessarie misure incisive affinché le FER possano continuare a svilupparsi efficacemente e in maniera sostenibile sia nel breve periodo (al 2020), sia nel più lungo processo di transizione che conduce al 2030. Nel breve periodo (nei prossimi 2-3 anni), l'incremento delle FER potrà avvenire tramite una forte semplificazione amministrativa delle fasi di *permitting* e l'implementazione di meccanismi di sostegno competitivi e forme di incentivazione fiscale rivolti sia al *repowering* degli impianti esistenti, sia allo sviluppo di nuovi investimenti. Tutte azioni finalizzate ad abbattere il costo del capitale necessario per l'investimento. In quest'ottica deve essere garantita una certezza normativa, evitando cioè provvedimenti retroattivi che cambino le regole del gioco. Nel medio termine, come meglio specificato nel seguito, sarà opportuno valutare lo sviluppo di meccanismi contrattuali di lungo termine come i Power Purchase Agreement anche con controparti differenti da soggetti pubblici e nell'ambito dei programmi governativi e quindi con grandi consumatori e aggregazioni di consumatori
28. **Ovviamente l'evoluzione dell'assetto produttivo del Paese dovrà tener conto delle esigenze di sicurezza e competitività del sistema nazionale.**
29. Il parco produttivo italiano è caratterizzato da prestazioni tecnologiche ed ambientali di assoluto rilievo grazie ad un mix di fonti rinnovabili e centrali a ciclo combinato a gas naturale versatili ed efficienti, in grado di garantire flessibilità, sicurezza degli approvvigionamenti e riduzione delle emissioni.

30. L'efficienza energetica, l'elettrificazione dei consumi e l'incremento delle rinnovabili contribuiranno in modo rilevante alla competitività, alla sicurezza del sistema ed alla riduzione della dipendenza energetica. Nel settore elettrico, l'import di elettricità è atteso in diminuzione per effetto di una maggiore convergenza del mix italiano con quello dei Paesi limitrofi, portando la produzione elettrica nazionale a superare i 300 TWh. Una quota che sarà coperta per circa il 45% dalle centrali convenzionali ad alta efficienza, in modo da valorizzare i punti di forza del sistema italiano, che sarà quindi dotato del primo parco di produzione termoelettrica da gas in Europa.
31. A tal fine va rivista l'architettura di mercato per assicurare l'integrazione delle fonti rinnovabili, programmabili e non, e il ruolo dei consumatori, che dovrà essere sempre più attivo. Al contempo è essenziale la rapida introduzione di un *capacity market* che risponda all'esigenza di adeguatezza del sistema elettrico, fornendo segnali di prezzo di medio/lungo periodo al fine di indirizzare al meglio le scelte di investimento e disinvestimento.

Strumenti e Mercato

L'elettrificazione dei consumi energetici

32. In termini di competitività, l'elettrificazione dei consumi, insieme allo sviluppo delle rinnovabili e all'efficientamento energetico, permette il miglioramento della bilancia commerciale grazie la riduzione delle importazioni.
33. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili e la decarbonizzazione del mix produttivo anche grazie allo *switch* dai combustibili fossili più inquinanti verso impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale, rendono prioritarie politiche in favore della mobilità elettrica, in particolare nei centri urbani, unitamente a soluzioni incentrate sul ruolo del gas (GNL e biometano) nei trasporti pesanti e di lungo raggio.
34. La SEN sotto questo profilo costituisce un'occasione essenziale per la definizione di un Piano per la Mobilità Elettrica, definendo sul piano cronologico il processo di incremento della dotazione infrastrutturale per la ricarica elettrica, nonché sui relativi strumenti abilitanti. La SEN 2017 dovrebbe contenere misure pratiche ed attuabili, ribadendo che lo sviluppo (ad esempio delle infrastrutture di ricarica) segua logiche di mercato e quindi coinvolgere tutti gli operatori potenzialmente interessati. Il Piano dovrebbe prevedere anche misure a favore dell'utilizzo e dell'acquisto dell'auto elettrica principalmente in aree urbane, con riferimento all'usufruibilità del veicolo elettrico privato, di bus e taxi elettrici e per l'acquisto del veicolo elettrico per i privati e per le flotte aziendali.
35. Gli strumenti da promuovere per la diffusione e l'utilizzo dei veicoli elettrici, riguardano ad esempio la semplificazione e l'uniformazione a livello nazionale dei processi di installazione dell'infrastruttura e la rimozione degli ostacoli burocratici/normativi. Azioni che dovrebbero essere focalizzati su specifici *target*, distinguendo tra quelli indirizzati ai privati cittadini, quelli indirizzati alle società private e quelli che coinvolgono le amministrazioni pubbliche/trasporto pubblico.
36. In questo quadro la SEN 2017 offre una significativa opportunità per indirizzare il completamento del quadro regolatorio e normativo di riferimento e per individuare obiettivi e direttive per l'AEEGSI al fine di definire le tariffe per la fornitura di energia elettrica di ricarica, sia per i punti di ricarica privati, sia per i punti di ricarica pubblici.

37. Appare anche opportuno dare evidenza al ruolo del biometano, “complementare” allo sviluppo delle fonti rinnovabili elettriche che, nel caso di impiego di rifiuti, costituisce lo strumento di base per l’attivazione del percorso virtuoso noto come “economia circolare”.

Un mercato elettrico evoluto

38. Il settore elettrico sta affrontando una fase di transizione profonda che sta cambiando il ruolo degli stessi player del settore, sia sul lato della domanda che dell’offerta, superando in certi casi la definizione stessa delle categorie di consumatori e produttori.
39. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili elettriche negli ultimi anni, unito a una significativa riduzione dei consumi, ha inciso profondamente sugli assetti del mercato elettrico. Le condizioni di criticità raggiunte dal mercato pongono a rischio il mantenimento in esercizio della capacità produttiva flessibile ed efficiente necessaria all’adeguatezza, alla sicurezza del sistema e alla completa integrazione della produzione da rinnovabili.
40. **È necessario pertanto che il Governo agisca per favorire la rapida conclusione della procedura di approvazione del meccanismo di capacità italiano**, in modo tale da permettere l’avvio del sistema entro l’anno e fornire agli operatori un contesto di regole certe e stabili entro cui agire, compiere le proprie decisioni di investimento e disinvestimento, assicurando la stabilità del sistema elettrico nazionale. L’introduzione del *Capacity Market* dovrebbe permettere di valorizzare il contributo all’adeguatezza del sistema di unità di produzione che risultino in grado di fornire tale servizio e siano competitive nel mercato.
41. Dovrà essere inoltre realizzato un ridisegno complessivo dei mercati dell’energia e del dispacciamento, con l’obiettivo di allargare la partecipazione alle fonti oggi non ammesse – fonti intermittenti, generazione distribuita, storage e domanda – riducendo i tempi che intercorrono oggi tra programmazione e immissione. In tal modo verrà incoraggiata la partecipazione attiva ai mercati di quei soggetti che scontano una difficile programmazione del proprio profilo di immissione/prelievo. La fornitura dei servizi di rete in MSD e in MB dovrebbe essere aperta anche agli aggregatori di unità di consumo e/o di produzione (siano esse rilevanti e non rilevanti). In particolare, in questo ambito si propone di prevedere livelli di aggregazione delle risorse – sui mercati dell’energia, del dispacciamento, ed ai fini della regolazione degli sbilanciamenti – più spinte sia dal punto di vista tecnologico che geografico.
42. In generale, si ritiene che il futuro modello di mercato debba salvaguardare i principi della neutralità tecnologica, della massima efficienza complessiva e della competitività fra fonti e tecnologie.
43. Per migliorare la flessibilità del sistema, appare necessario definire i nuovi servizi remunerati (ad esempio regolazione di tensione e frequenza) utili al corretto funzionamento del sistema, nel rispetto delle caratteristiche fisico-tecniche della rete.
44. Nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) debbono essere introdotte forme di contrattualizzazione a termine a completamento dell’attuale struttura basata su un orizzonte prevalentemente *spot*. Tale misura garantirebbe da un lato di fornire segnali di medio-lungo termine sulla necessità di investimenti e disinvestimenti in flessibilità, dall’altro di rendere noti al mercato, con adeguato anticipo, i fabbisogni delle diverse risorse di dispacciamento del TSO.

45. Parimenti utile appare l'aggiornamento della disciplina che riguarda le condizioni di esercizio degli impianti, integrando la normativa relativa alle fasi di messa fuori esercizio e dismissione dell'impianto e definendo un procedimento utile a promuovere la modifica di siti esistenti in direzioni necessarie al sistema (es. maggiore flessibilità). Sarà poi fondamentale rivedere i processi autorizzativi per allinearli alle tempistiche richieste per la trasformazione del sistema, per garantire un quadro di riferimento normativo, regolatorio ed autorizzativo certo, stabile nel tempo ed affidabile.
46. In tema di meccanismo di formazione dei prezzi, basato sull'offerta marginale, si sottolinea che tale modello, oltre ad essere universalmente e storicamente adottato a livello europeo per il mercato del giorno prima, è l'unico esplicitamente consentito dal Regolamento CACM (*Capacity Allocation & Congestion Management*) che appunto individua nel "system marginal pricing" il metodo da adottare nell'algoritmo di *price coupling day ahead* (cfr art. 38 del Regolamento). Un'eventuale superamento della metodologia basata sul prezzo marginale risulterebbe pertanto non compatibile con la regolazione europea.
47. Per quanto riguarda i sistemi di accumulo, Eletticità Futura ritiene fondamentale imprimere un'accelerazione all'attuale regolazione, al fine di rimuovere tutte le barriere che non consentono al momento una piena ed efficace partecipazione al mercato dei servizi. Infatti, i requisiti attualmente previsti dal Codice di Rete di Terna per la partecipazione a MSD sono tarati sulle prestazioni degli impianti convenzionali. Ciò può costituire una barriera ad un'effettiva partecipazione delle batterie che - a fronte di prestazioni anche superiori agli impianti convenzionali, ad esempio per quanto riguarda la velocità di risposta - risentono di alcune limitazioni intrinseche legate in particolare alla capacità limitata di accumulo, che si traduce in un limite di durata della prestazione erogabile.
48. Con riferimento alle ipotesi di sviluppo di ulteriore capacità di stoccaggio per 5 GW si evidenzia l'opportunità di confrontare lo sviluppo degli accumuli con tecnologie alternative considerando sia l'esistente, che eventuali nuovi investimenti. Gli impianti di accumulo non dovranno essere sviluppati da gestori regolati quali TSO/DSO e anche i servizi di flessibilità per il corretto funzionamento della rete, sia essa di trasmissione o di distribuzione, dovranno essere forniti tramite *asset* nella sola proprietà e gestione di operatori di mercato, rispettando il principio della neutralità tecnologica.
49. Eccezioni ai suddetti principi possono essere previste in caso di fallimento del mercato, come previsto dal *Clean Energy Package*. Se l'ulteriore capacità di accumulo fosse considerata necessaria (previa analisi costi benefici che ne dimostri l'efficienza rispetto a soluzioni alternative) per fini di gestione della rete in sicurezza, in mancanza di interesse del mercato, allora, anche i soggetti regolati potranno proporre lo sviluppo, attraverso meccanismi sottoposti al controllo delle Autorità di regolazione e in assenza di soluzioni alternative attivabili tramite strumenti di mercato.

La fase di transizione al nuovo assetto di mercato

50. Nella fase di transizione, fintanto che non sia data attuazione al nuovo disegno di mercato, si dovrà tener conto delle specificità delle diverse tecnologie. In particolare, andrà mantenuta la priorità di dispacciamento per le fonti rinnovabili, non solo per gli impianti esistenti e per i piccoli impianti (come proposto dal pacchetto Europeo), ma anche per i nuovi investimenti senza limiti di taglia e, soprattutto, per gli impianti esistenti oggetto di interventi quali integrale ricostruzione, ammodernamento, potenziamento e rifacimento.

Ciò al fine, in particolare, di evitare il rischio di disincentivare gli investimenti di incremento di potenza rinnovabile ambientalmente ed economicamente più efficienti.

51. La SEN 2017 introduce l'applicazione dei prezzi negativi nel mercato *Infraday*. Elettricità Futura non condivide l'introduzione in Italia di prezzi negativi nell'attuale contesto di sistema ancora in evoluzione. RiteniElettricità Futura ritiene che prima di qualsiasi proposta riguardo all'introduzione di prezzi negativi sia indispensabile definire il nuovo quadro regolatorio con particolare riferimento alla riforma del MSD, alla ridefinizione del sistema di *settlement* degli sbilanciamenti, all'avvio del mercato della capacità e alla corretta interazione dei prezzi negativi con gli attuali strumenti di incentivazione delle FER. L'applicazione dei prezzi negativi presume quindi la disponibilità di accesso al mercato MSD e l'introduzione dei prezzi negativi anche in tale mercato, per non precludere la possibilità di partecipazione per gli impianti FER intermittenti che possono competere solo sulla fornitura di riserva a scendere.
52. Per quanto riguarda la modalità di gestione del dispacciamento, si dovrebbero condurre eventuali approfondimenti ma, in linea di principio, viste le criticità potenziali, è necessario il mantenimento della struttura attuale basata sul *Central Dispatch System*. Il mercato elettrico, pur in un disegno di *Central Dispatch*, potrà comunque essere aperto a tutti gli operatori e agli aggregatori tramite logiche di portafogli e la strutturale partecipazione della domanda e tutte le UP al mercato (la strada è stata tracciata dai progetti pilota di Terna ex delibera 300/2017).
53. Diversa è, invece, la strada che potrà portare il DSO ad un maggiore ruolo nella gestione attiva delle reti, affinché riesca a renderle in grado di assorbire maggiori quantità di energia da fonti rinnovabili, da generazione distribuita e dalla *demand response*, in un contesto che deve garantire la massima competitività e la più completa trasparenza.
54. Infine, il superamento del PUN e all'applicazione del prezzo zonale anche lato acquisto dovrà essere attentamente valutato in quanto potrebbe portare a complicazioni e a mercati zonali meno liquidi. L'opzione sarebbe percorribile qualora lo sviluppo della rete di trasmissione portasse al risultato di eliminare le differenze di prezzo o di ridurle al di sotto di una determinata soglia.

Evoluzione del mercato al consumatore finale

55. Il tema principale su cui si focalizza la prima fase di evoluzione (quella fino al 2020) è costituito dal superamento della maggior tutela. Elettricità Futura è convinta che per un'effettiva liberalizzazione del mercato sia fondamentale porre il cliente al centro di tale processo, affinché lo stesso sia messo nelle condizioni di poter optare liberamente e in maniera consapevole per il mercato libero.
56. A tal fine, si può ritenere opportuno adottare i meccanismi pro-concorrenziali previsti dalla legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza) che favoriscano la scelta consapevole di un fornitore da parte dei consumatori, anche quelli meno interessati. Dovrebbe però essere evitato un eccessivo intervento amministrativo e regolatorio per lasciare spazi alla creatività dei venditori e stimolare la capacità di scelta dei clienti finali. Sono importanti anche le campagne di informazione sostenute dalle Autorità e dalle stesse Istituzioni che disincentivino la permanenza passiva sul mercato.

57. Sarà necessario inoltre:

- Garantire l'erogazione del servizio ai clienti che non abbiano effettuato un'esplicita scelta del fornitore al termine del regime di tutela, in un contesto pienamente plurale e concorrenziale;
- Monitorare i comportamenti degli operatori e l'applicazione della disciplina vigente (ad esempio quella sull'*unbundling*), al fine di evitare eventuali comportamenti anti-competitivi
- Prevedere una significativa ridefinizione e un ampliamento delle garanzie esistenti per la protezione dei consumatori più deboli, nonché della disciplina del bonus elettrico, nella direzione di una tutela, al di fuori della regolazione di prezzo, ma piuttosto garantita attraverso politiche sociali efficaci.

58. Occorre affrontare le tematiche inerenti i casi di morosità del cliente finale, rafforzando le misure di contrasto al fenomeno attraverso strumenti da introdursi nel breve termine, necessari a consolidare lo sviluppo del mercato anche nel medio e più lungo termine. Si potrebbe ad esempio prevedere che il cliente, che intenda cambiare fornitore, debba essere in regola con i pagamenti nei confronti di quello precedente (c.d. *supplier objection*).

59. È pertanto necessario che la stessa SEN 2017, nel rivolgersi ad un processo di sviluppo che traguardi il 2030 e prenda avvio dalle realtà attuali, individui tra gli strumenti da adottare:

- le norme che conferiscano all'AEEGSI la possibilità di definire il livello di garanzie che i venditori sono tenuti a prestare al distributore, a copertura degli Oneri di sistema dovuti dai clienti finali anche laddove non corrisposti da questi ultimi;
- l'individuazione di meccanismi di compensazione sia per gli utenti del trasporto che per le imprese distributrici rispetto all'eventuale mancato incasso degli Oneri di sistema.

60. In questo stesso ambito, e nell'ottica di rafforzare lo sviluppo futuro del mercato, si evidenzia che l'assenza di specifici requisiti di accesso per i venditori ai mercati *retail* dell'energia elettrica, si è rivelata critica per il settore, causando un aumento esponenziale dei *retailer* (diverse centinaia a fronte delle poche decine del mercato UK), spesso di limitata capacità patrimoniale. I successivi inadempimenti seriali o *default* di questi ultimi – in assenza dei necessari interventi regolatori - potrebbero determinare perdite rilevanti per il sistema, mettendo a rischio la copertura del gettito fiscale e parafiscale dei cosiddetti Oneri generali di sistema (che includono, fra gli altri, gli incentivi alle fonti rinnovabili).

61. Condotte di questo tipo, inoltre, pregiudicano lo sviluppo di una sana concorrenza tra venditori e minano la fiducia dei consumatori nel mercato. Sotto questo profilo, Eletticità Futura accoglie con favore l'istituzione di un Albo dei venditori dell'energia elettrica (legge 4 agosto 2017, n. 124) e se ne auspica una rapida definizione volta ad abilitare solo i soggetti adeguatamente dotati di solidi requisiti.

62. Infine Eletticità Futura sottolinea che i contatori di seconda generazione rappresentano un elemento chiave per abilitare lo sviluppo di servizi innovativi a beneficio dei clienti finali. In quest'ottica, affinché i soggetti interessati quali le società di vendita/parti terze possano effettivamente offrire servizi integrati e ad alto valore aggiunto per il cliente, è importante che sia assicurato il raggiungimento di adeguati livelli di performance dei contatori e vengano sviluppate soluzioni tecnologiche volte a supportare eventuali funzionalità incrementalmente. In modo tale che in futuro si mostrassero necessarie alla compiuta realizzazione di benefici per i clienti finali.

Strumenti per la riduzione delle emissioni climalteranti

63. La dinamica del percorso di decarbonizzazione dovrà in generale comunque prendere spunto da approfondimenti ed analisi di fattibilità che considerino aspetti quali lo stadio di sviluppo dei mercati energetici e del carbonio, l'armonizzazione con le misure assunte in sede europea, la realizzazione delle opere necessarie alla transizione
64. Ciò al fine di valutare gli effetti sul sistema elettrico sia in termini di struttura produttiva, sia in termini di performance in modo da elaborare un piano complessivo che miri a traguardare efficacemente ed efficientemente gli obiettivi assunti dal Paese.
65. Il rafforzamento dell'ETS, alla luce della scarsa efficacia ad oggi dimostrata nel favorire il passaggio a fonti a più ridotto contenuto di CO₂, è un passaggio prioritario per promuovere le politiche di decarbonizzazione a livello europeo. Un ETS ben funzionante potrebbe stimolare iniziative low carbon sia a livello di mix, favorendo lo switching di produzione e di investimento verso le fonti rinnovabili e le fonti fossili a minore contenuto di carbonio (come il gas naturale), sia a livello di consumatore finale, aumentandone la sensibilità verso le iniziative di efficienza energetica.
66. A tal fine, devono essere messe in atto misure in grado di rafforzare i segnali di prezzo della CO₂, oggi del tutto inadeguati a causa di un surplus strutturale di crediti. Il dibattito attualmente in corso sulla proposta di direttiva ETS (che dovrà essere approvata dal Parlamento Europeo e dal Consiglio nei prossimi mesi), comprende la modifica dei parametri di assorbimento del surplus nel meccanismo del Market Stability Reserve e la definizione di una più ripida curva di riduzione delle quote di emissioni post 2020, attraverso un significativo incremento del linear reduction factor.
67. Nel caso in cui le modifiche apportate dalla riforma si rivelino inattuabili o inefficaci, sarà necessario valutare meccanismi complementari ed esaminare con attenzione le diverse proposte alternative, al fine di restituire in modo tempestivo significatività al valore della CO₂ e raggiungere i prefissati obiettivi di riduzione delle emissioni.
68. Elettricità Futura auspica quindi che il Governo Italiano sostenga tale percorso di riforma orientato al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e gli impegni assunti alla COP21.

Infrastrutture e Reti

69. Risulta fondamentale allineare gli scenari di sviluppo della rete elettrica con quanto previsto nella Strategia Energetica Nazionale che sarà adottata, includendo le previsioni sullo sviluppo dei sistemi di accumulo e sulla valorizzazione delle soluzioni di tipo smart grid, generazione distribuita e Local Energy Communities alimentate a fonti rinnovabili e microgenerazione.
70. Gli interventi previsti sulle infrastrutture devono aumentare, da un lato, l'adeguatezza/sicurezza del sistema, dall'altro lato devono essere conseguenza delle azioni di decarbonizzazione che saranno previste. In questo senso, la SEN 2017 può definire e prevedere un sistema procedurale per cui ogni intervento, inclusi quelli per esigenze di rete (accumuli, compensatori, linee, ecc.) sia valutato (in termini di costi-benefici per la collettività) mettendone a confronto l'effetto con quello legato alle possibili alternative.
69. Elettricità Futura ritiene che andrebbero messi in campo maggiori sforzi sia per eliminare le congestioni oggi presenti sulla rete in modo da consentire quanto più possibile

l'allineamento dei prezzi tra le varie zone di mercato, sia per far fronte alle esigenze di flessibilità, perseguendo in tal mondo la massimizzazione dell'utilizzo della capacità esistente.

70. In quest'ambito, per scongiurare il rischio che ritardi o variazioni del programma di intervento assegnato al TSO possano vanificare il dispacciamento della nuova generazione elettrica, oltreché ritardare il traguardo degli obiettivi adottati, potrebbe essere previsto un percorso autorizzativo snello, accelerato e "preferenziale" per gli interventi in infrastrutture e flessibilità a beneficio di Terna e degli operatori coinvolti.
71. Per quanto riguarda il corridoio della liquidità per l'approvvigionamento di gas naturale, si evidenzia la necessità di prevedere opportuni strumenti che consentano agli operatori di mitigare gli effetti della discontinuità regolatoria, in particolare per i titolari di contratti di trasporto di lungo periodo.
72. Anche i piani di sviluppo dei DSO dovrebbero risultare coerenti con gli obiettivi della SEN 2017. L'incremento delle connessioni di impianti alimentati da fonti rinnovabili, soprattutto eolico e fotovoltaico, ha determinato un profondo cambiamento nel funzionamento della rete di distribuzione, da monodirezionale a bidirezionale. Al fine di governare la transizione, con l'obiettivo dell'incremento dell'*hosting capacity* nonché della gestione ottimale della rete "attiva", si rendono sempre più necessari interventi di sviluppo delle reti secondo i concetti di *smart grid*. In tema di adeguatezza, flessibilità e sicurezza del sistema elettrico, si evidenzia anche la necessità di investimenti sulla rete di distribuzione (*smart grid* ed infrastrutturali) finalizzati alla risoluzione di condizioni di saturazione locali ed alla integrazione delle RES e dei veicoli elettrici, all'elettificazione dei consumi e alla digitalizzazione.
73. Appare quindi necessario rivedere i meccanismi di incentivazione della remunerazione del capitale investito ai distributori di energia elettrica che effettuino tali interventi, all'interno del percorso di modifica già introdotto dall'AEEGSI, verso una remunerazione TOTEX. I meccanismi di remunerazione del capitale investito dovranno essere in linea con il crescente livello di maturità tecnologica ed economica degli interventi *smart grid*.
74. Infine, in tema di resilienza, si condivide l'urgenza della definizione di opportuni meccanismi per indirizzare gli investimenti e della predisposizione dei piani di intervento degli operatori di rete. I tempi di attuazione e le aree prioritarie di intervento saranno definiti dagli operatori in autonomia sulla base di valutazioni tecnico/economiche.
75. Elettricità Futura ritiene che la probabile riduzione dell'import induca a rivedere lo sviluppo delle interconnessioni con l'estero, pur mantenendo fede agli impegni assunti in sede europea per un livello di interconnessione pari al 10% dei consumi. Ciò in particolare per evitare ulteriori e ingenti impatti in termini di oneri di rete che rischierebbero di penalizzare la competitività del sistema produttivo italiano rispetto ai maggiori competitor europei. A tal proposito, si ritiene necessario il rafforzamento prioritario della rete nazionale per favorire lo sviluppo ulteriore della generazione rinnovabile e favorire la decarbonizzazione del sistema elettrico. In questa ottica è opportuno che la SEN 2017 contenga indicazioni anche in ordine ai futuri Piani di Sviluppo Terna e al contempo preveda politiche per lo sviluppo della rete di trasmissione a livello nazionale.

SEU/Aggregazioni/LEC&REC

76. Elettricità Futura concorda sulla possibilità di sperimentare nuovi Sistemi di Distribuzione Chiusi o *Energy Communities*, valutando tutti gli impatti sui consumatori ed i necessari criteri di equità, sui *prosumer* e sull'intero sistema, anche con l'obiettivo di garantire un livello sempre maggiore di sicurezza e adeguatezza.
77. In merito allo sviluppo di piccoli impianti, si condivide l'opportunità di favorire la generazione distribuita alimentata da fonti rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento con incentivi, impliciti o espliciti, controllabili e trasparenti e di promuovere le cosiddette "comunità energetiche" cogliendo lo spirito innovativo delineato con il pacchetto "*Clean Energy for all European*". Preme comunque sottolineare l'esigenza di valutare con attenzione le modalità di sostegno e le tipologie impiantistiche cui dovranno essere destinate per non incorrere nel rischio di promuovere tecnologie diffuse e poco efficienti.
78. Inoltre, in ottica *prosumer*, si potrebbero sensibilizzare gli utenti finali per renderli direttamente partecipi della questione energetica, favorendo, oltre alla produzione di energia da rinnovabili, anche l'efficienza energetica.

Lo sviluppo del settore e le politiche di promozione di specifiche filiere

79. Lo sviluppo delle FER costituisce un tassello fondamentale della transizione energetica, a prescindere dall'obiettivo quantitativo che dovrà essere assunto al 2030 – nell'ambito del più ampio processo di *governance* europea – e della evoluzione della produzione da fonti fossili.

I principi cardine per lo sviluppo

Lo sviluppo della normativa

80. Nella prima fase dello sviluppo al 2030 (periodo 2018-2020) appare necessario dare continuità al sistema attuale (per le FER, oggi fondato meccanismi di sostegno allocati attraverso aste). La SEN 2017 quindi dovrebbe prevedere la definizione di un piano di sostegno almeno triennale, che si espliciti in una proposta in termini di calendario, volumi, budget e tecnologie interessate come già fatto negli altri principali paesi europei.
81. Per la successiva fase di sviluppo di medio-lungo termine che conduca il sistema al 2030, bisognerà definire gli strumenti normativi e regolamentari atti ad assicurare, oltre alla necessaria continuità, anche l'opportuno coordinamento tra meccanismi contrattuali - sviluppati nella forma dei *Power Purchase Agreement* - l'implementazione delle policy che favoriscano le condizioni per lo sviluppo del mercato (per esempio, elettrificazione della domanda, revisione della struttura dei mercati, revisione della disciplina antitrust e regolatoria dei contratti a lungo termine in materia di fornitura di energia elettrica, ecc.).
82. Più in generale appare necessario un adeguamento della legislazione primaria e secondaria che favorisca la transizione, prendendo spunto anche dalle criticità attuali.
83. È di fondamentale importanza prevedere una revisione/semplificazione delle procedure autorizzative (a partire dall'accelerazione per il rilascio dei titoli ambientali) per la realizzazione e l'esercizio degli impianti.
84. Inoltre occorre superare i vincoli normativi esistenti per lo sviluppo dei progetti di investimento. Nello specifico, l'evoluzione del settore secondo linee di sviluppo che

valorizzino i punti di forza del settore elettrico nazionale impone di ridefinire l'accesso ai meccanismi di sostegno per la quasi totalità degli impianti FER che non hanno aderito al c.d. Spalma-incentivi volontario, pur assicurando che vengano preservati i diritti di chi vi ha aderito con una opportuna configurazione del meccanismo di aste per gli interventi di repowering.

La Neutralità Tecnologia

85. Elettricità Futura condivide, in linea generale, il principio che preveda procedure concorsuali caratterizzate da neutralità tecnologica, ma ritiene importante considerare – per una fase transitoria ed in specie nella prima fase di sviluppo al 2030 - eccezioni necessarie per rispondere alle specificità delle diverse tecnologie/taglie, al fine di garantire uno sviluppo più equilibrato del parco nazionale e profili di produzione complementari a beneficio della stabilità della rete.
86. Più specificamente è opportuno prevedere contingentati ad asta dedicati per tecnologia, identificando - come nella recente esperienza tedesca - spazi di natura sperimentale per aste caratterizzate da neutralità tecnologica, in coerenza con le Linee Guida sugli aiuti di Stato UE ad oggi disponibili. Le aste dovrebbero essere aperte anche ai progetti di *repowering*. Pertanto dovrebbero essere previsti:
- meccanismi competitivi e *cost-effective*, da applicarsi specificatamente alle diverse classi tecnologiche;
 - tender riservati a specifiche tecnologie o a taglie di impianto;
 - esclusione dalle aste neutre e meccanismi ad hoc per tecnologie innovative ma non sufficientemente competitive sul mercato (ad esempio geotermia “avanzata” e solare termodinamico).

I Power Purchase Agreement

87. In generale per la promozione delle FER Elettricità Futura ritiene opportuna l'applicazione di meccanismi competitivi differenziati per tecnologia (neutralità tecnologica salvo necessarie eccezioni), sviluppando ulteriormente dal 2020 il sistema dei Power Purchase Agreement (PPA). Il loro ambito di applicazione dovrà essere correlato allo sviluppo del sistema elettrico e alle verifiche di raggiungimento degli obiettivi adottati al 2030.
88. La SEN 2017 dovrebbe prevedere la definizione di una specifica struttura regolamentare che accompagni l'evoluzione dei PPA e della loro applicazione (valutandone anche l'impatto sul mercato residuale per le altre fonti). Devono essere definite le tappe per introdurre un quadro legislativo e regolatorio che stimoli lo sviluppo di contratti PPA tra privati (produttori e consumatori), che potrebbe includere, ad esempio, sgravi fiscali o incentivazioni sull'acquisizione di Garanzie di Origine da impianti a fonte rinnovabile per i consumatori che ad oggi sostengono i costi A3 in bolletta. Al contempo, si dovrebbe individuare un percorso regolamentare per introdurre schemi di asta che assegna contratti per differenza rispetto al valore strike offerto.

Il Repowering

89. Il *repowering* degli impianti esistenti costituisce una delle fondamentali leve a disposizione del Paese per garantire l'incremento della produzione di generazione elettrica da fonte rinnovabile, preservando la risorsa suolo e assicurando un miglioramento nell'offerta di servizi per la gestione ottimale della rete: la SEN 2017 deve quindi riconoscere un valore strategico ai progetti di *repowering*. In questa prospettiva è importante che il *repowering* sia orientato all'aumento della potenza installata a parità di suolo occupato, in modo da massimizzare lo sfruttamento della risorsa rinnovabile disponibile nei siti già sviluppati.

Le specifiche filiere

90. Il sistema di sviluppo e promozione delle Fonti Energetiche Rinnovabili dovrebbe essere modulato nella SEN 2017 in base alla fase di sviluppo del sistema elettrico, del mercato ed in base alle tecnologie/filiere coinvolte, definendo specifici percorsi regolamentari (e se del caso, normativi).

91. In particolare, può in generale risultare necessario assicurare adeguato sostegno a quelle tecnologie ritenute ad elevato potenziale che, risultando innovative e non sufficientemente competitive sul mercato, sarebbero minacciate dall'applicazione di meccanismi basati sulla competitività e, a maggior ragione, sulla neutralità tecnologica. Si propone quindi di valorizzare lo sviluppo di queste fonti (ad esempio la geotermia ad emissioni zero e il solare termodinamico, nonché l'idroelettrico di piccola taglia) prevedendo misure di sostegno ad-hoc per stimolare adeguatamente i loro mercati di riferimento, caratterizzati da significativi profili di rischio.

92. La certezza ed affidabilità degli strumenti prospettati per il raggiungimento degli obiettivi deve essere imprescindibile affinché le aziende investano nel settore e si realizzi un avanzamento del sistema compatibile non solo alle logiche economiche, ma anche a quelle di sicurezza ed adeguatezza.

93. Nella fase successiva, dopo il 2020 e fino al 2030, e quindi con riferimento a progettualità di lungo periodo, i contratti PPA potranno costituire il supporto agli investimenti, prevedendo, come già esposto, specifici percorsi regolamentari e normativi in ragione della natura della controparte e del singolo operatore elettrico. Ciò al fine di definire aspetti quali il rischio di risoluzione per onerosità sopravvenuta o quello della incompatibilità con le previsioni normative in termini di aiuti di stato.

Le Bioenergie

94. In generale si sottolinea che gli impianti a biomasse costituiscono un parco di produzione (rinnovabile e programmabile) e potrebbero potenzialmente offrire servizi di bilanciamento per la rete, anche tramite piccoli impianti flessibili organizzati in unità virtuali aggregate. L'eventuale remunerazione derivante dall'erogazione di servizi di bilanciamento potrebbe contribuire a diminuire il peso degli incentivi a loro sostegno.

95. La filiera delle bioenergie offre un contributo significativo perché:

- gli impianti di biogas/biometano utilizzerebbero sistemi infrastrutturali già disponibili (centrali elettriche a ciclo combinato, reti di trasporto e distribuzione del gas, reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica);

- la valorizzazione energetica dei rifiuti e, più in generale, degli scarti di origine organica, è un caposaldo dell'economia circolare, paradigma fatto proprio dall'Unione Europea attraverso il relativo pacchetto legislativo adottato dal Parlamento Europeo il 14 marzo 2017;
 - indubbi benefici vengono portati dalla cogenerazione e micro cogenerazione ad alta efficienza, che, oltre ai vantaggi in termini di efficienza energetica, presentano un bassissimo livello di emissioni di agenti inquinanti. Da questo punto di vista, questi sistemi perseguono contemporaneamente gli obiettivi di efficienza energetica e di miglioramento della qualità dell'aria
96. Per tali ragioni, riferendosi allo scenario di sviluppo delle FER al 2030, Eletticità Futura ritiene che lo Scenario Obiettivo debba includere valori di sviluppo del contributo delle bioenergie in linea con il potenziale del settore nazionale e i principi di economia circolare.
97. La SEN 2017 dovrebbe quindi individuare soluzioni per lo sviluppo di questa tecnologia anche puntando sugli impianti più competitivi senza introdurre limiti di taglia.
98. Sarebbe inoltre opportuno disporre di una corsia preferenziale per l'utilizzo della digestione anaerobica, in quanto può rappresentare un fattore chiave (biocarburanti nei trasporti e greening della rete nazionale del gas) per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione e di indipendenza di approvvigionamento della fonte primaria di energia dall'estero.
99. Eletticità Futura ritiene che sia da preservare uno spazio a complemento per le biomasse, poiché si tratta di fonti rinnovabili di tipo programmabile che possono contribuire alla sicurezza del sistema, anche a livello di utility-scale e non solo a livello di microgenerazione distribuita ad alto rendimento, ai fini del raggiungimento degli obiettivi ambientali ed energetici.
100. La conversione di impianti di produzione di energia elettrica da carbone a biomasse, potrebbe rappresentare una soluzione per gli obiettivi di de-carbonizzazione del settore energetico a livello europeo, garantendo allo stesso tempo la sicurezza del sistema, il riutilizzo di infrastrutture esistenti di produzione di energia e di logistica dei combustibili e la difesa dell'occupazione in regioni che spesso versano in condizioni economiche difficili.

L'Idroelettrico

101. L'idroelettrico costituisce una risorsa preziosa per il paese, perfettamente integrata nel sistema energetico ed essenziale per la sua stabilità. In tale ambito sono necessarie politiche che, nell'adeguare il quadro normativo e garantire la contendibilità delle concessioni, non compromettano la sua competitività nel panorama europeo e ne garantiscano la continuità di gestione, in modo da consentire di ripartire con un nuovo ciclo di investimenti basato su regole certe e stabili. Tali regole non possono porre l'Italia in situazioni di svantaggio competitivo rispetto agli altri paesi europei per una fonte rinnovabile endogena di tale importanza.
102. Pertanto, deve essere definito un quadro di regole chiare e ben bilanciate, capace di riconoscere l'effettivo valore del ramo d'azienda e degli investimenti effettuati dal concessionario, innovando se necessario la normativa per renderla più coerente a livello europeo. Occorre in particolare definire la normativa su meccanismi d'asta delle concessioni delle grandi derivazioni in grado di rilanciare gli investimenti nel settore.

103. A tal fine si possono sviluppare gare ad evidenza pubblica, considerando la necessità di tutelare il diritto di proprietà sugli asset funzionali alla generazione e il valore industriale dei beni presenti. In tal senso, si ritiene fondamentale considerare i rami d'azienda idroelettrici (incluse le infrastrutture accessorie) come beni unitari.

Accumulo mediante pompaggio

104. Lo sviluppo di accumuli dovrebbe essere attentamente valutato con analisi costi/benefici e confrontato con possibili alternative. Dovrebbe essere chiarito il ruolo che i pompaggi potrebbero giocare in termini di sicurezza del sistema, tenuto conto dei dati di scenario (import modulato) e delle alternative disponibili (come ad esempio, impianti a ciclo combinato, rafforzamento della rete di trasmissione, altre tecnologie di storage). Le evidenze di mercato indicano un ricorso non totale alle risorse di pompaggio già disponibili nel sistema.

105. In linea generale Eletticità Futura ritiene che la realizzazione di impianti idroelettrici da pompaggio nel centro-sud Italia entro il 2030, come ipotizzata dalla SEN 2017, appaia eccessivamente ottimistica, considerando le soluzioni realmente praticabili nei bacini idrografici del meridione e le tempistiche di autorizzazione cui questi impianti vengono sottoposti.

106. Infine, alla luce dell'importanza che questo aspetto ha nel piano di sviluppo di Terna, si chiede che siano esplicitati quali sarebbero gli effetti di una mancata realizzazione di tali impianti nei tempi richiesti, quali piani alternativi sarebbero contemplati e i relativi extra-costi.

L'Eolico

107. È prevedibile un significativo incremento della potenza disponibile di impianti eolici. Devono però essere valutati e definiti rapidamente gli strumenti per supportare una crescita di tale importanza, che potrà essere sostenibile solo se indirizzata verso un futuro di market parity. Elemento essenziale è quello di accelerare rispetto alla situazione attuale le procedure autorizzative, sia a livello centrale che, soprattutto, territoriale.

108. Eletticità Futura ritiene che un aspetto centrale sia comunque costituito dal *repowering* degli impianti eolici esistenti, che costituisce una delle fondamentali leve a disposizione del Paese per garantire l'incremento della potenza di generazione elettrica da fonte rinnovabile, preservando la risorsa suolo e assicurando un miglioramento nell'offerta di servizi per la gestione ottimale della rete. Il *repowering* eolico ha la prerogativa di poter permettere l'incremento anche sostanziale della captazione di energia eolica e di conseguenza della potenza elettrica erogata, senza richiedere al sistema l'utilizzo di nuovo suolo. Si ritiene quindi che la SEN 2017 debba riconoscere un valore strategico ai progetti di *repowering* dei parchi eolici. In questa prospettiva è importante che il *repowering* eolico sia orientato, in linea di principio, all'aumento della potenza installata (a parità di suolo utilizzato).

Il Fotovoltaico

109. Lo sviluppo del settore elettrico condurrà ad un incremento della potenza disponibile di impianti fotovoltaici e conseguentemente della peso della produzione resa disponibile da tale fonte.

110. Ciò deriva dalla costante diminuzione del costo dei pannelli fotovoltaici e – per l'Italia ed i paesi del sud Europa – dal notevole potenziale di sfruttamento della risorsa primaria e dalla possibilità di valorizzare la filiera tecnologica collegata allo sviluppo di tale fonte.
111. Tale crescita – evidenziata anche nella SEN 2017 - è compatibile con le aspettative di diffusione di tale tecnologia sia in termini di micro generazione diffusa sia con taglie “utility-scale”. Devono però essere valutati e definiti rapidamente gli strumenti per supportare una crescita di tale importanza, che potrà essere sostenibile solo se indirizzata verso un futuro di market parity.

L'Autoconsumo e la Generazione Distribuita

112. Nel complessivo processo di sviluppo Eletticità Futura condivide l'importanza della diffusione a tendere dell'autoconsumo favorito dall'evoluzione tecnologica e dalla riduzione dei prezzi degli impianti ambientalmente sostenibili. Le politiche di supporto devono essere valutate con attenzione e indirizzate unicamente verso tali categorie, evitando il proliferare di configurazioni inefficienti e poco virtuose e adottando meccanismi di incentivazione (siano essi impliciti o espliciti) controllabili e trasparenti.
113. Appare essenziale dare rilevanza anche all'apporto della cogenerazione e microcogenerazione ad alta efficienza: in considerazione dell'importante contributo di queste tecnologie agli obiettivi della SEN 2017, dovrebbero essere valutati altri strumenti di sostegno che ne favoriscano una maggior diffusione soprattutto nell'ambito del riscaldamento residenziale.

L'Efficienza Energetica

114. Lo Scenario Obiettivo dovrebbe fondarsi su un obiettivo di efficienza energetica di almeno il 30%, espresso in termini di riduzione dei consumi (sia primari che finali) rispetto ai consumi previsti al 2030 negli scenari Primes 2007 (219 Mtep di consumi primari). La sua esplicitazione in termini di incremento di intensità energetica potrebbe essere sviluppata, ma solo in un quadro di condivisione in ambito UE, per evidenti effetti incrociati tra i paesi dell'Unione.

Gli impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale

115. Il sistema elettrico nazionale si fonda anche sulla presenza di impianti termoelettrici ad alta efficienza alimentati a combustibili fossili, tra i quali gli impianti a gas naturale. Come già evidenziato, tali impianti contribuiscono significativamente al soddisfacimento della domanda e alla stabilità del sistema. Sono perciò parte integrante e necessaria della Transizione Energetica in atto.
116. L'evidenza attuale di più importante impatto è costituita dalla costante riduzione delle ore medie annue di funzionamento degli impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale (CCGT). Le ragioni di tale evoluzione sono facilmente rintracciabili nella diminuzione della domanda e nell'incremento della produzione FER. A causa di questa situazione, il mancato recupero dei propri costi può indurre decisioni di disinvestimento derivanti non dalle prospettive del sistema elettrico, ma da un non corretto funzionamento del mercato elettrico.
117. Eletticità Futura evidenzia come gli impianti CCGT italiani, caratterizzati da ampia flessibilità di utilizzo e rapidi aumenti/decrementi di potenza immessa, rappresentano una risorsa

essenziale per fornire servizi di regolazione e bilanciamento di sistema, ancora più importanti in un contesto di una crescente potenza installata di impianti FER non programmabili. Inoltre, gli impatti ambientali e climatici delle emissioni degli impianti CCGT sono considerevolmente inferiori rispetto ad altre tecnologie a fonti fossili, sia grazie alla loro alta efficienza, sia perché il gas naturale è un combustibile fossile a minore impatto.

118. L'esigenza di garantire al sistema una piena ed efficace integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili ed un necessario livello di adeguatezza, di sicurezza e di flessibilità richiede un profondo ripensamento dell'architettura del mercato. In tale contesto è particolarmente urgente l'integrazione del mercato *Energy-only* con il *Capacity Market*, per assicurare agli impianti modulabili, sia nuovi che esistenti, in particolare a ciclo combinato a gas naturale, di continuare a garantire il proprio contributo al sistema elettrico, agevolando inoltre l'ulteriore atteso sviluppo delle FER non programmabili.
119. I nuovi standard di flessibilità e di back-up richiesti dall'escalation di produzione rinnovabile intermittente potrebbero inoltre rendere attrattiva l'installazione, da parte degli operatori industriali, di impianti flessibili a ciclo aperto alimentati a gas (cd. *peaking plants*), opportunamente collocati in zone nevralgiche della rete di trasmissione. Per abilitare gli investimenti in tali impianti "di bilanciamento" è però indispensabile predisporre adeguati strumenti di contrattualizzazione dei servizi offerti.

La progressiva chiusura delle centrali a carbone

120. Elettricità Futura ritiene che l'auspicata evoluzione verso la decarbonizzazione del mix produttivo debba avvenire tramite una riforma sostanziale del meccanismo di mercato dell'EU ETS, identificato come strumento principale a livello europeo per conseguire tale obiettivo. Se la riforma del sistema in oggetto, attualmente in discussione, non dovesse portare alla realizzazione degli auspicati segnali di prezzo della CO₂, sarà necessario introdurre meccanismi complementari e, per quanto possibile, armonizzati a livello europeo che contemplino anche:
- la rinuncia all'installazione di nuovi impianti a carbone;
 - la programmazione di una progressiva e ragionata chiusura degli impianti esistenti
121. In particolare, un eventuale phase-out programmato e anticipato degli impianti alimentati a carbone andrebbe attuato tenendo in considerazione:
- ✓ l'evoluzione delle condizioni di adeguatezza del sistema;
 - ✓ la vigenza delle autorizzazioni e della vita utile degli impianti;
 - ✓ i costi di chiusura anticipata dell'impianto
122. Tale processo può avvenire attraverso una graduale modifica del mix verso un adeguato equilibrio gas-rinnovabili. In questo contesto gli impianti a ciclo combinato, se utilizzati in misura maggiore rispetto ad oggi (le ore equivalenti di utilizzo medio annuo dei CCGT sono crollate negli ultimi anni), potranno sostituire la produzione degli impianti a carbone. La riduzione delle emissioni dovrà essere ottenuta valutando la soluzione che garantisca il costo più efficiente tra le diverse modalità possibili, anche tenendo conto della possibilità del miglior sfruttamento dell'infrastruttura già oggi esistente e non pienamente utilizzata. In questo contesto, la progressiva decarbonizzazione del settore energetico al 2050 potrà

essere ulteriormente accelerata rafforzando gli interventi di elettrificazione dei consumi, incluso il settore trasporti e di sviluppo delle fonti rinnovabili.

123. A tal fine è necessario disciplinare opportunamente il percorso di phase-out del carbone tenendo in considerazione che la programmazione delle tempistiche di chiusura degli impianti a carbone deriva da molteplici considerazioni.
124. Qualora le politiche di decarbonizzazione portino ad una chiusura delle centrali a carbone anticipata rispetto alla loro vita utile tecnico-economico residua, gli operatori dovranno essere adeguatamente compensati, in analogia con quanto avvenuto in altri casi europei, prevedendo anche misure di supporto alla riconversione dei siti.
125. In particolare, per quanto riguarda i singoli impianti e gli operatori coinvolti, occorre preliminarmente considerare, per ogni impianto, il periodo di vigenza delle autorizzazioni e l'effettiva vita utile tecnico-economica residua. Tale analisi evidenzia una situazione di marcate differenze tra i singoli impianti. Ne consegue l'opportunità di un piano di chiusura graduale degli impianti elaborato sulla scorta di criteri applicabili di caso in caso. L'analisi dovrebbe in primo luogo evidenziare:
- a. le ipotesi di sostituzione della produzione cessante, considerata la localizzazione geografica degli impianti coinvolti;
 - b. i tempi di autorizzazione e realizzazione delle opere necessarie a garantire la transizione verso altre tipologie di impianti;
 - c. l'onere atteso da tali interventi effettuati sulla RTN.



ELETTRICITÀ FUTURA

**00142 Roma Via Benozzo Gozzoli, 24
Tel. +39 06 8537281 Fax + 39 06 85356431
20124 Milano Via G.B. Pergolesi, 27
Tel. +39 02 6692673
www.elettricitafutura.it**