



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima

Analisi critica e commento

Tesi di laurea

Candidato:

Alberto Ceschi

Mat.1038936

Relatore:

Ch.mo Prof. Arturo Lorenzoni

Anno accademico:

2018/2019

Indice dei contenuti

INTRODUZIONE, LA STRUTTURA DI TESI	I
INDICE DELLE FIGURE E DELLE TABELLE	V
1. LA DECARBONIZZAZIONE	1
1.1 AREA DI INTERVENTO DEL PIANO E QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	1
1.2 GLI OBIETTIVI DEL PNIEC RISPETTO ALLA DECARBONIZZAZIONE	4
1.2.1 I costi esterni dell'economia attuale	6
1.2.2 Settore elettrico	8
1.2.3 Settore termico	10
1.2.4 Settore trasporti	11
1.3 POLITICHE E MISURE DEL PNIEC RISPETTO ALLA DECARBONIZZAZIONE	13
1.3.1 Settore elettrico (ETS):	13
1.3.1 Settore trasporti (non ETS):	17
1.3.3 Settore termico (non ETS):	18
1.3.4 Altri interventi	19
1.4 CONSIDERAZIONI FINALI IN MERITO ALLA DIMENSIONE DELLA DECARBONIZZAZIONE	20
2. L'EFFICIENZA ENERGETICA	23
2.1 GLI OBIETTIVI DEL PNIEC	23
2.2 POLITICHE E MISURE DEL PNIEC RELATIVE ALL'EFFICIENZA ENERGETICA	25
2.2.1 Certificati bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica)	25
2.2.2 Detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio	26
2.2.3 Edificio NZEB	27
2.2.4 Conto termico	29
2.2.5 Trasporti	29
3. LA SICUREZZA ENERGETICA	31
3.1 IL SETTORE GAS	31
3.1.1 Il settore gas: le direttrici d'importazione	32
3.1.2 Il settore gas: considerazioni finali	35
3.2 IL SETTORE ELETTRICO	36
3.2.1 L'evoluzione del sistema elettrico: il caso della riduzione dell'inerzia di rete	37
3.2.2 Settore elettrico: considerazioni finali	43

4. IL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	45
4.1 INTERCONNETTIVITÀ ELETTRICA – COLLEGAMENTI ELETTRICI CON L'ESTERO	45
4.2 SISTEMA ENERGETICO INTERNO – INFRASTRUTTURA ELETTRICA	47
4.3 SISTEMA ENERGETICO INTERNO – RETE GNL	47
4.4 INTEGRAZIONE DEL MERCATO	48
4.4.1 Le Energy Communities	49
4.4.2 Cross-zonal continuous trading per il mercato Intraday	50
4.4.3 Misure a favore delle imprese energivore:	51
4.4.4 Sviluppo della capacità di accumulo	51
4.5 POVERTÀ ENERGETICA	53
5. DIMENSIONE DELLA RICERCA, INNOVAZIONE E SVILUPPO	55
5.1 OBIETTIVI E LINEE GUIDA NAZIONALI	55
5.2 POLITICHE E MISURE RISPETTO ALLA DIMENSIONE R&D	57
6. BREVE VALUTAZIONE DEGLI ALTRI PIANI PRESENTATI, CONSIDERAZIONI FINALI	59
6.1 CLEAN ENERGY FOR ALL THE EUROPEANS	61
BIBLIOGRAFIA	65

INTRODUZIONE, LA STRUTTURA DI TESI

Questo lavoro di tesi nasce come commento e analisi del Piano nazionale integrato per l'Energia e il Clima, presentato il 31/12/2018 dal Governo Italiano, nella figura del sottosegretario allo Sviluppo Economico Davide Crippa.

Il Piano, abbreviato in PNIEC o NECP (National Energy and Climate Plan), rientra all'interno del percorso Europeo che ha portato tutti i Paesi dell'Unione a 28 a stilare un documento di indirizzo, con l'obiettivo di presentare gli obiettivi, nonché i mezzi per raggiungerli, per il decennio 2020-2030.

L'approccio condiviso pone al centro la relazione energia-clima, i due temi affrontati congiuntamente sono pertanto sullo stesso tavolo di lavoro, essendo strettamente interconnessi e dipendenti l'uno dall'altro. Questo approccio, condiviso in seno alla Comunità Europea [1], si fa risalire al primo semestre del 2007.

Le elezioni europee recentemente tenutesi hanno rivelato una crescita rilevante di quelle formazioni politiche che più mettono al centro le politiche *green*. Nella tabella sottostante si può notare come il numero dei cittadini europei che hanno espresso il proprio voto in quella direzione sia più che raddoppiato in cinque anni. [2]

PAESE - PARTITO	VOTI		SEGGI	
	2019	2014	2019	2014
Francia - Les Verts	3.052.406	1.696.442	12	6
Germania - Bündnis 90/Die Grünen	7.675.584	3.138.201	21	11
Italia - Federazione Dei Verdi	621.492	250.102	-	-
UK - Green Party	1.881.306	1.147.268	7	3
Altri	12.130.335	5.188.382	18	17
Totale	25.361.123	11.420.395	58	37

La crescita alle urne riflette la sensibilità ai temi ambientali sempre più diffusa, soprattutto nelle fasce più giovani della popolazione. Questo aspetto si unisce alle recenti evoluzioni

del settore energetico, la crescita prepotente della generazione da fonti rinnovabili e i nuovi approcci al mercato, i moderni ruoli del consumatore e le esigenze di adattamento del grande sistema di trasmissione e distribuzione. Tutto ciò rende il Piano un documento di fondamentale importanza per lo sviluppo del Paese nei prossimi dieci anni.

Il lavoro si struttura in un'analisi estesa dei principali punti trattati dal Piano Nazionale Energia e Clima [3], verrà inoltre presa a riferimento, come confronto, la Strategia Energetica Nazionale (SEN) [4], presentata dall'ex Ministro Calenda nel novembre 2017. In questo specchio introduttivo vengono presentati gli obiettivi principali contenuti all'interno dei due documenti.

	PNIEC	SEN	Base di riferimento
Riduzione emissioni GHG – Settori ETS	43% ⁽¹⁾	43% ⁽¹⁾	2005
Riduzione emissioni GHG – Settori non ETS	33%	30% ⁽¹⁾	2005
Efficienza energetica – Riduzione energia primaria	43%	30% ⁽¹⁾	PRIMES 2007
Penetrazione rinnovabili – sul totale energia primaria	30%	28%	n/a
Penetrazione rinnovabili – Trasporti	21,6%	21%	n/a

(1): Obiettivi comunitari

Per ogni punto verranno descritte quali sono le macro evoluzioni previste e quale sia l'approccio del Piano ai singoli temi. Per quanto possibile, si cercherà anche di esprimere una valutazione dei contenuti presentati.

In conclusione verrà effettuato un confronto con i Piani presentati dagli altri Paesi europei, con l'intenzione di individuare quali siano i punti in comune su cui attuare strategie convergenti.

INDICE DELLE FIGURE E DELLE TABELLE

FIGURA 1: TRAIETTORIA DELLA QUOTA FER COMPLESSIVA [FONTE: GSE E RSE]	3
FIGURA 2: RAPPRESENTAZIONE GRAFICA DEL CONTRIBUTO ALLA COMPONENTE SCC PER PAESE	7
FIGURA 3: TRAIETTORIA DELLA QUOTA FER ELETTRICA [FONTE: GSE E RSE]	9
FIGURA 4: SPACCATURA DEI COSTI TOTALI PER KW DI FOTOVOLTAICO INSTALLATO, PER PAESE, 2015	10
FIGURA 5: TRAIETTORIA DELLA QUOTA FER NEL SETTORE TRASPORTI [FONTE: GSE E RSE]	11
FIGURA 6: EVOLUZIONE ATTESA DEGLI ONERI DI INCENTIVAZIONE PER LE FONTI RINNOVABILI NEL SETTORE ELETTRICO	15
FIGURA 7: EVOLUZIONE DEI CONTRATTI CLASSIFICATI COME PPA PER MACRO AREA [KW]	16
FIGURA 8: TRAIETTORIE DI CRESCITA DELL'ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI AL 2030 NEL SETTORE DEI TRASPORTI [FONTE: GSE]	17
FIGURA 9: INTENSITÀ DI EMISSIONE DI CO2 PER KWH DI ENERGIA ELETTRICA GENERATO GENERATION (GCO2/KWH, 1990=100)	20
FIGURA 10: RIPARTIZIONE PER SETTORE ECONOMICO DEI RISPARMI OGGETTO DELL'OBIETTIVO 2030 (MTEP)	23
FIGURA 11: RISPARMI ANNUI DI ENERGIA FINALE ATTESI DA NUOVI INTERVENTI PROMOSSI CON IL MECCANISMO DEI CERTIFICATI BIANCHI (MTEP)	25
FIGURA 12: RISPARMI DI ENERGIA FINALE PREVISTI PER LE DETRAZIONI FISCALI (MTEP)	26
FIGURA 13: PRODUZIONE LORDA DI ENERGIA ELETTRICA PER FONTE (TWH)	32
FIGURA 14: PRODUZIONE LORDA TERMOELETTRICA PER COMBUSTIBILE (TWH)	32
FIGURA 15: RAPPRESENTAZIONE SEMPLIFICATA DEL PROGETTO EASTMED	34
FIGURA 16: RAPPRESENTAZIONE SEMPLIFICATA DELLE DIRETTRICI DI IMPORTAZIONE DEL GAS IN EUROPA	35
FIGURA 17: POTENZIALE PER NUOVE INSTALLAZIONI DI POMPAGGIO [MW]	37
FIGURA 18: RISPOSTA NEL TEMPO AD UN DISTURBO DI RETE	38
FIGURA 19: RISPOSTA NEL TEMPO DELLA FREQUENZA DI RETE AD UN DISTURBO [HZ]	40
FIGURA 20: RISPOSTA DINAMICA A VALLE DI UN DISTURBO DI RETE SISTEMA EUROPEO, IN 3 SCENARI DIVERSIFICATI PER INERZIA E TEMPO DI ATTIVAZIONE DELLA RISERVA PRIMARIA	42
FIGURA 21: INVESTIMENTI PUBBLICI IN R&D PER IL SETTORE CLEAN ENERGY [M€]	56
FIGURA 22: LISTA DEI SITI CON MAGGIORI PRODUZIONE DI GHGS, 2018 [MTCO2EQ]	59
FIGURA 23: VALUTAZIONE DEI NECPS DA PARTE DI WINDEUROPE	60
TABELLA 1: RIDUZIONE DELLE EMISSIONI AL 2030, PER STATO MEMBRO	1
TABELLA 2: EVOLUZIONE DELLE EMISSIONI PER SETTORE NEL PERIODO 2005-2016 (EMISSIONI DI GHG, MT DI CO2EQ)	4
TABELLA 3: CARATTERISTICA GWP PER ALCUNI GAS DI USO COMUNE	5
TABELLA 4: OBIETTIVI RINNOVABILI NEL SETTORE TERMICO (KTEP)	11
TABELLA 5: QUOTA FER NEI SISTEMI HVAC, PER ANNO DI COSTRUZIONE	18
TABELLA 6: NUMERO DI EDIFICI CLASSIFICATI NZEB, PER PAESE, 2016	28
TABELLA 7: BILANCIO ANNUALE DEL GAS NATURALE, 2017 & 2018 [MSMC - 38,1 MJ/MC]	33
TABELLA 8: LIVELLI DI INTERCONNESSIONE DEI MAGGIORI PAESI EUROPEI	45

1. LA DECARBONIZZAZIONE

1.1 AREA DI INTERVENTO DEL PIANO E QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

Con decarbonizzazione si intendono tutte le misure e pratiche messe in atto ai fini della riduzione dell'emissione di green house gases (GHG), gli obiettivi delle *policies* in questo ambito sono storicamente duplici, per quanto collegate tra loro: la salvaguardia della sanità pubblica e la lotta ai cambiamenti climatici. In questo ambito sono stati definiti obiettivi a livello comunitario, specificatamente per i settori ETS (-43%) e ESR (-30%) rispetto ai livelli di emissione del 2005.

Con ETS (Energy trading system) si intendono le industrie energetiche, i settori industriali energivori e l'aviazione, mentre ESR (Regolamento effort sharing) comprende i trasporti, il residenziale, il terziario, l'industria non ricadente nel settore ETS, l'agricoltura e i rifiuti.

L'obiettivo da raggiungere è calcolato sul complessivo europeo, per gli ambiti ETS, mentre per i sistemi ESR ogni paese è chiamato a rispondere di una quota stabilita, riportata di seguito per alcuni Paesi.

Stato Membro	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra degli Stati Membri al 2030 in relazione ai livelli nazionali del 2005
Germania	-38%
Francia	-37%
Spagna	-26%
Italia	-33%
Grecia	-16%
Regno Unito	-37%
Polonia	-7%
Ungheria	-7%
Svezia	-40%

Tabella 1: Riduzione delle emissioni al 2030, per stato membro

I dati in tabella sono estratti dal Regolamento Europeo 2018/842 – Dedicato ai settori non ETS [5].

Il risultato va raggiunto in maniera lineare sul decennio 2019-2030, viene infatti definita una curva di riduzione da rispettare annualmente per ogni Stato membro, così come definito dall'Articolo 4 del suddetto Regolamento UE.

La quota parte assegnata ad ogni Stato membro è definita sulla base del PIL pro capite, “affinché il principio dell'efficacia rispetto ai costi sia applicato in modo equo ed equilibrato”. [5]

Sin dal 2014 infatti uno dei principi stabiliti dal Consiglio Europeo prevede il principio di *cost-effectiveness*. Si tratta di stabilire le modalità in cui tutti gli Stati membri possono conseguire gli obiettivi qui sopra nella misura meno costosa possibile in una logica di equilibrio di sistema, di seguito vediamo alcuni esempi di come questo principio venga applicato. Tutti gli articoli seguenti sono tratti dal medesimo Regolamento UE 2018/842 [5]:

1. (Articolo 5) Flessibilità attraverso prestiti, operazioni bancarie e trasferimenti: meccanismi che prevedono prestiti inter annuali, compensazioni tra Stato e Stato e progetti di riduzione delle emissioni realizzati in territorio estero.
2. (Articolo 6) Strumento di flessibilità per alcuni Stati membri a seguito di una riduzione delle quote EU ETS: dedicato a Belgio, Danimarca, Irlanda, Lussemburgo, Malta, Paesi Bassi, Austria, Finlandia, Svizzera. Questo strumento permette di abbattere la quantità di riduzione richiesta agendo sulle quote EU ETS.
3. (Articolo 7) Uso supplementare di assorbimenti netti fino a 280 milioni risultanti dal LULUCF: Una parte di questo risultato può essere ottenuto dai paesi membri agendo sul settore boschivo/pozzi di CO₂ così come descritto nel Regolamento EU 2018/841, che fissa un tetto massimo a questa tipologia di compensazione. Il Land Use, Land-Use Change and Forestry è un programma delle Nazioni Unite

È evidente come l'obiettivo della decarbonizzazione sia intrecciato con la crescita della penetrazione di fonti rinnovabili nel paniere energetico. Pertanto il Piano, con riferimento alle indicazioni della Direttiva UE 2018/2001 [6], indica il valore di 111 Mtep al 2030 come consumo finale lordo di energia, di cui una parte corposa è costituita da 33 Mtep da

fonti rinnovabili. Si tratta quindi del 29.7% sul totale del consumo lordo, da raggiungere con progressione lineare nei prossimi anni.

Nel grafico sottostante si mostra la rappresentazione grafica della previsione di crescita delle FER:

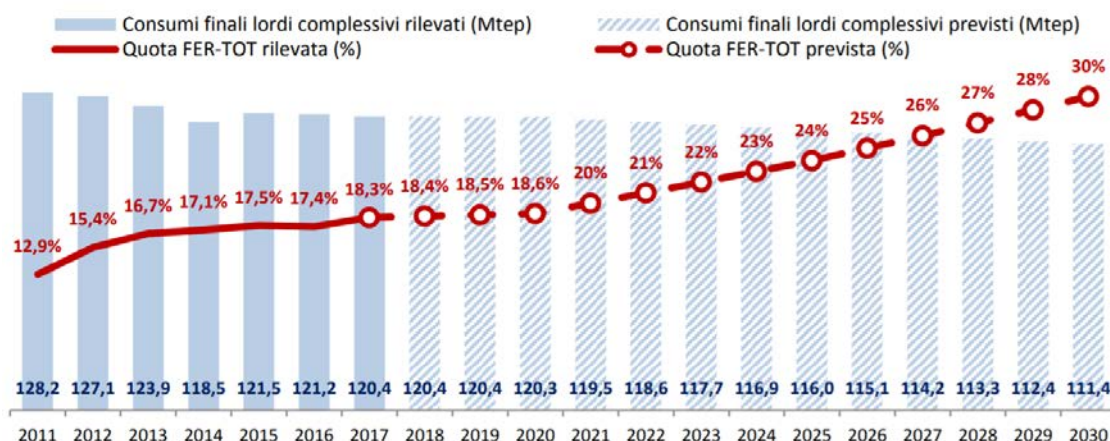


Figura 1: Traiettoria della quota FER complessiva [2]

Gli obiettivi definiti dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN) nel 2017, erano leggermente meno ambiziosi, fissando la quota di penetrazione per il 2030 al 28%.

È interessante comunque rilevare, e lo si può fare semplicemente analizzando il grafico susseguente, che, sia con obiettivo al 28% che al 30%, la crescita a cui sono chiamate le FER è molto rilevante. Nella sezione successiva vengono studiati gli interventi previsti per adempiere a questa sfida.

Ma prima di passare alla sezione successiva è importante chiarire cosa si intende con decarbonizzazione.

Dal punto di vista meramente linguistico, è da sottolineare il fatto che decarbonizzazione non significa stop assoluto alle emissioni di CO e CO₂, ma più limitatamente l'abbandono dei combustibili fossili ad alta intensità di carbonio, cioè carbone ed olio. Con decarbonizzazione intendiamo infatti il processo di riduzione del rapporto carbonio:idrogeno nelle fonti di energia. Legna, carbone, petrolio, metano e idrogeno puro sono, in quest'ordine, fonti di energia con rapporto C:H via via più ridotto.

Ci sono settori come la produzione di energia elettrica in cui gli obiettivi sono più ambiziosi, vedasi il *phase-out* dalla generazione a carbone nel 2025, ed altri come i trasporti per i quali il percorso per la decarbonizzazione completa è più lungo.

1.2 GLI OBIETTIVI DEL PNIEC RISPETTO ALLA DECARBONIZZAZIONE

Il Piano, appoggiandosi ai dati forniti da Ispra, imposta la presentazione delle sue proposte in tema di decarbonizzazione con un quadro dei settori funzionali responsabili delle emissioni.

	2005-2007	2008-2010	2011-2013	2014-2016	Variazione
Industrie energetiche	161,6	141,8	123,3	103,5	-36,0%
Trasporti	128,8	118,0	108,1	106,4	-17,4%
Residenziale e commerciale	82,7	85,5	79,4	72,1	-12,9%
Industria	79,5	63,6	56,2	50,5	-36,5%
Processi industriali/gas fluorurati	44,2	37,5	34,4	32,3	-27,0%
Agricoltura	32,1	30,8	30,3	29,7	-7,5%
Rifiuti	21,4	20,5	19,5	18,5	-13,8%
Altro	10,0	9,4	9,1	8,2	-18,3%
Agricoltura	9,0	8,3	7,7	7,7	-15,1%
TOTALE	569,4	515,3	468,1	428,7	-24,7%

Tabella 2: Evoluzione delle emissioni per settore nel periodo 2005-2016 (Emissioni di GHG, Mt di CO₂eq) [2]

Appare subito evidente come i settori più rilevanti siano le industrie energetiche ed i trasporti, che concorrono per quasi il 50% al totale delle emissioni, la cui contabilizzazione si esegue in Mt di CO₂eq. Si noti anche come il trend, che è calcolato su base triennale, sia in diminuzione per tutti i settori.

Come detto la decarbonizzazione, così come trattata dal Piano, non riguarda solamente l'emissione di CO₂, l'utilizzo di CO₂eq come unità di misura permette di allargare il piano di lavoro ed includere quindi anche altri gas che vengono utilizzati normalmente in usi industriali e civili. Il parametro considerato è il Global Warming Potential, esprime l'impatto sul riscaldamento globale prendendo come parametro di riferimento l'anidride carbonica.

Gas	Formula chimica	Persistenza in atmosfera nella forma originale	GWP - 100 anni
Anidride carbonica	CO ₂	Variabile	1
Metano	CH ₄	12±3	21
Ossido di azoto	N ₂ O	120	310
Esafluoruro di zolfo	SF ₆	3.200	23.900

Tabella 3: Caratteristica GWP per alcuni gas di uso comune [7]

I rapporti sono calcolati sulla base dell'orizzonte temporale di riferimento, in quanto la permanenza dei gas in atmosfera è diversa da gas a gas, nella modellizzazione quindi un gas con moltissimo impatto a breve periodo può vedere ridursi la sua equivalenza sul medio/lungo periodo e viceversa. Per questo motivo, sono necessari raffinati modelli chimico-fisici dell'atmosfera nei suoi vari strati.

I dati sono validi nello schema del ciclo di carbone di Bern, sotto l'ipotesi che l'atmosfera mantenga la medesima concentrazione di anidride carbonica.

Le cifre in tabella servono solo ad identificare alcuni fra i gas utilizzati dall'industria in molteplici applicazioni, ve ne sono molti altri dotati di GWP paragonabile a quelli esposti. Ora, è chiaro che liberare metano od altri gas ancora più preziosi non è nell'interesse economico di nessuno, ma visti i valori in gioco è importante normarne l'utilizzo al fine di evitare qualsiasi tipo di dispersione.

1.2.1 I costi esterni dell'economia attuale

Dare un significato economico ai numeri espressi in $\text{CO}_{2\text{eq}}$ non è semplice, in fondo si tratta di emissioni il cui impatto è a lungo, se non lunghissimo termine. Vengono periodicamente effettuati studi che mirano a definire il costo sociale delle emissioni, inteso come il costo che la società intera deve affrontare per compensare gli effetti dovuti alle emissioni in atmosfera. Negli studi, le aree che vengono individuate come centri di costo, mutuando il linguaggio dalla gestione aziendale, sono molteplici, la salute pubblica, l'agricoltura e la produttività economica sono soltanto alcuni esempi.

La maggior parte degli studi si colloca all'interno di uno scenario denominato SSP2/RCP6, dove:

- SSP sta per Shared Socioeconomic Pathways ed identifica le caratteristiche socio-economiche della futura società in termini di popolazione e di sviluppo tecnologico.
- RCP significa invece Representative Concentration Pathway ed il valore 6.0 è in questo caso espresso in W/m^2 , rappresentando il forzante radiativo della Terra nell'anno 2100.

Com'è immaginabile, le possibili evoluzioni e le loro conseguenze sono molte, si tende pertanto a considerare lo scenario SSP2/RCP6.0 di riferimento, in quanto espressione di scenari "medi".

Uno studio dell'European Institute on Economics and the Environment [8] assegna, nello scenario SSP2/RCP6.0, un costo sociale (SCC) pari a 418 €/tCO_{2eq} emessa a livello mondo.

Questo costo è la somma di molti fattori, altri scenari differiscono da questa cifra, collocandosi nella forchetta, per la verità molto ampia, 200÷800 €/tCO_{2eq}.

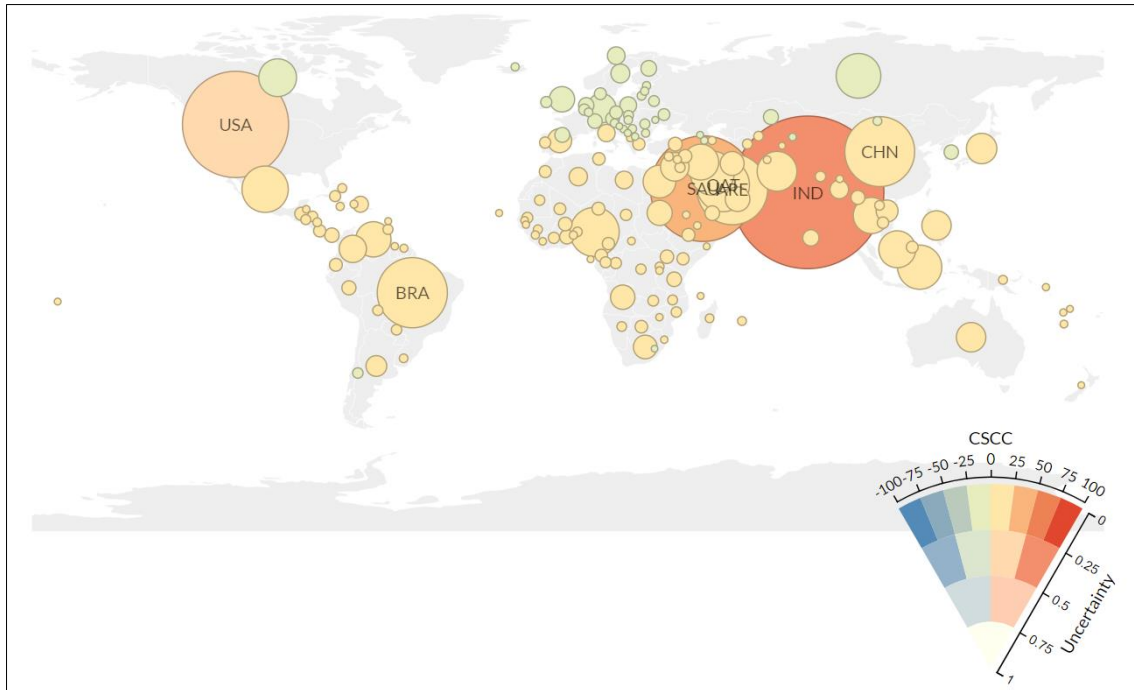


Figura 2: Rappresentazione grafica del contributo alla componente SCC per Paese [9]

L'immagine illustra visivamente il contributo di ogni nazione a questo costo esterno, colori giallo/rosso per le nazioni che hanno segno positivo, in verde invece le nazioni che hanno un impatto negativo sul totale del costo. L'SCC viene inteso come costo esterno, in quanto al momento l'utilizzo di fonti fossili crea costi non attuali ma futuri, che rimangono fuori dai bilanci societari al momento, ma verranno poi spalmati in futuro sull'intera società. Il contributo italiano, calcolato nello studio che stiamo considerando, è pari a 1.64 €/tCO₂eq.

Per chiarire il concetto è meglio ribadire come vanno interpretate queste cifre. Se il totale delle emissioni del mondo fosse pari alle sole emissioni italiane, l'SCC sarebbe di solo 1.64 €/tCO₂eq.

L'SCC è un valore a cui tutte le nazioni contribuiscono, la sua natura e gli impatti dei gas serra non sono però ovviamente limitati alla singola nazione. Bisogna pertanto considerare l'impatto sul complessivo sistema sociale, ambientale ed economico.

Per dare un'idea dell'ordine di grandezza di queste cifre, considerando le emissioni italiane 2016 ed il costo assegnato di 418 €/tCO₂eq giungiamo a 178.862 mln€/anno. Le previsioni per le entrate del bilancio statale italiano 2019 ammontano 596.836 mln€ [10].

Ora, è chiaro che questo costo non è da imputare a bilancio, ma è significativo paragonare questi due numeri per avere un'idea dell'enorme impatto potenziale che lo studio considerato propone.

Il Piano, attraverso le politiche illustrate al Capitolo 3 – Politiche e Misure, mira al raggiungimento degli obiettivi fissati al 2030 per le fonti rinnovabili. Grande spazio è loro dedicato come risorse sostitutive, in grado di abbattere l'emissione di GHGs.

L'incremento previsto dal 18,5% al 30%, della produzione da FER sui consumi finali lordi complessivi si ottiene, nelle intenzioni del piano, agendo principalmente su tre settori: la produzione di energia elettrica (55,4%), il settore termico (33%) e i trasporti (21,6%).

Se da un lato si dovrà operare per l'installazione di FER ed un loro utilizzo più integrato, dall'altro si agisce sul denominatore riducendo i consumi lordi complessivi, così come descritto nel capitolo successivo dedicato alla dimensione dell'efficienza energetica.

Il Piano persegue anche l'obiettivo di evolvere il panorama energetico verso un sistema resiliente ai mutamenti climatici nel tempo, sostanzialmente differenziando il mix di fonti e interallacciando il maggior numero di reti, quindi sia collegando maggiormente le macro reti nazionali, sia costruendo un diffuso sistema di *micro/smart grid* locali.

1.2.2 Settore elettrico

I punti chiave del Piano in questo settore sono tre:

1. *Phase-out* dal carbone nel 2025 nel campo della produzione elettrica
2. Aumento della potenza installata di fonti FER grazie all'abbassamento dei costi dovuto alla maturazione delle tecnologie (*in primis* solare ed eolico)
3. Il grande idroelettrico la cui produzione è verosimilmente vicina al suo massimo, ma che rappresenta un settore strategico per la gestione dell'accumulo del surplus tipico delle FER.

Negli ultimi dieci anni le FER in Italia, nella loro quota di generazione elettrica, sono state fortemente spinte dagli incentivi. Questa soluzione non è al momento più percorribile, né sarebbe sana da un punto di vista di competitività di mercato, se ne veda l'andamento previsto al Capitolo 1.3.

Il grafico sottostante, anch'esso estratto dal Piano, illustra in maniera visiva il percorso previsto per le FER elettriche.

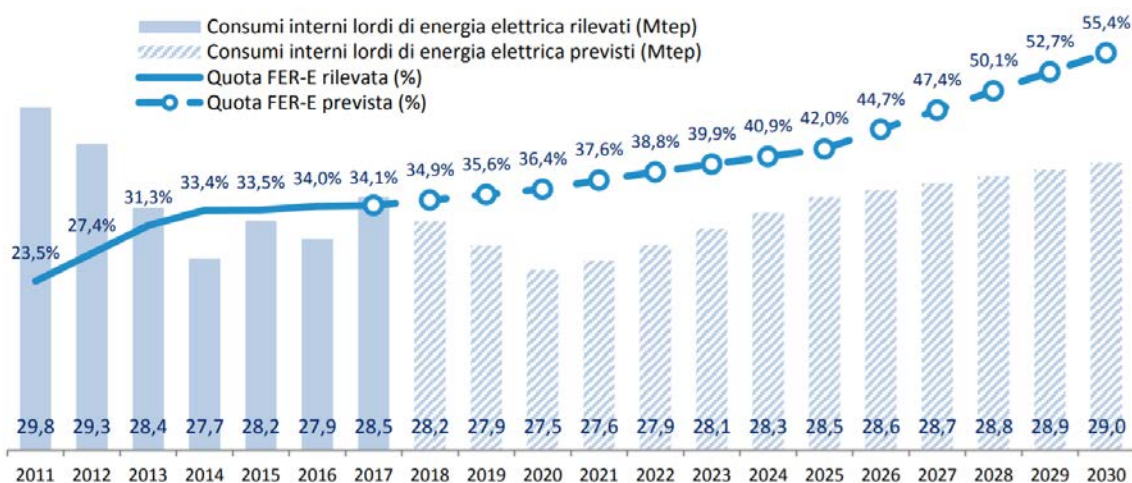


Figura 3: Traiettoria della quota FER elettrica [2]

Per interpretare l'istogramma è utile tener presente i seguenti punti:

1. Le due fonti FER con più margine di crescita potenziale nei prossimi anni sono il settore eolico e quello fotovoltaico.
2. Per entrambe il costo di produzione sta recentemente segnando riduzioni a doppia cifra percentuale su base annuale.
3. La pendenza della curva accentua in particolare la sua crescita a partire dal 2024/2025, ossia dal momento di uscita dalla produzione del carbone e a fronte di una riduzione dei costi di generazione prevista.

1.2.2.1 Riduzione dei costi per le FER

È chiaro che al fine di entrare prepotentemente nel mercato della produzione di energia elettrica, è critico poter ottenere una riduzione nel prezzo €/MW ed €/MWh per le fonti FER. In particolare è utile concentrare l'analisi sulle due fonti citate al punto 1 del precedente paragrafo, le quali in termini di potenziale di mercato e di sviluppo tecnologiche sembrano essere le più promettenti-

Uno studio di IRENA [11] prevede una riduzione dei costi, a livello mondo, per kWh di solare PV e eolico on-shore rispettivamente del 59% e 26% nel decennio 2015-2025.

L'Italia è stata considerata nello studio per eolico on-shore, insieme ad altre 11 nazioni: Brasile, Canada, Cina, Danimarca, Francia, Germania, India, Spagna, Svezia, Regno Unito e Stati Uniti. Questi 12 paesi rappresentano al momento l'87% della produzione eolica on-shore al mondo al 31.12.2014. Allo stesso modo l'Italia è stata inclusa nella previsione per il solare PV, come si evince dall'immagine sottostante nel mercato globale è un player che rappresenta un valore medio nell'insieme dei Paesi considerati.

L'immagine è stata presa dal medesimo studio IRENA:

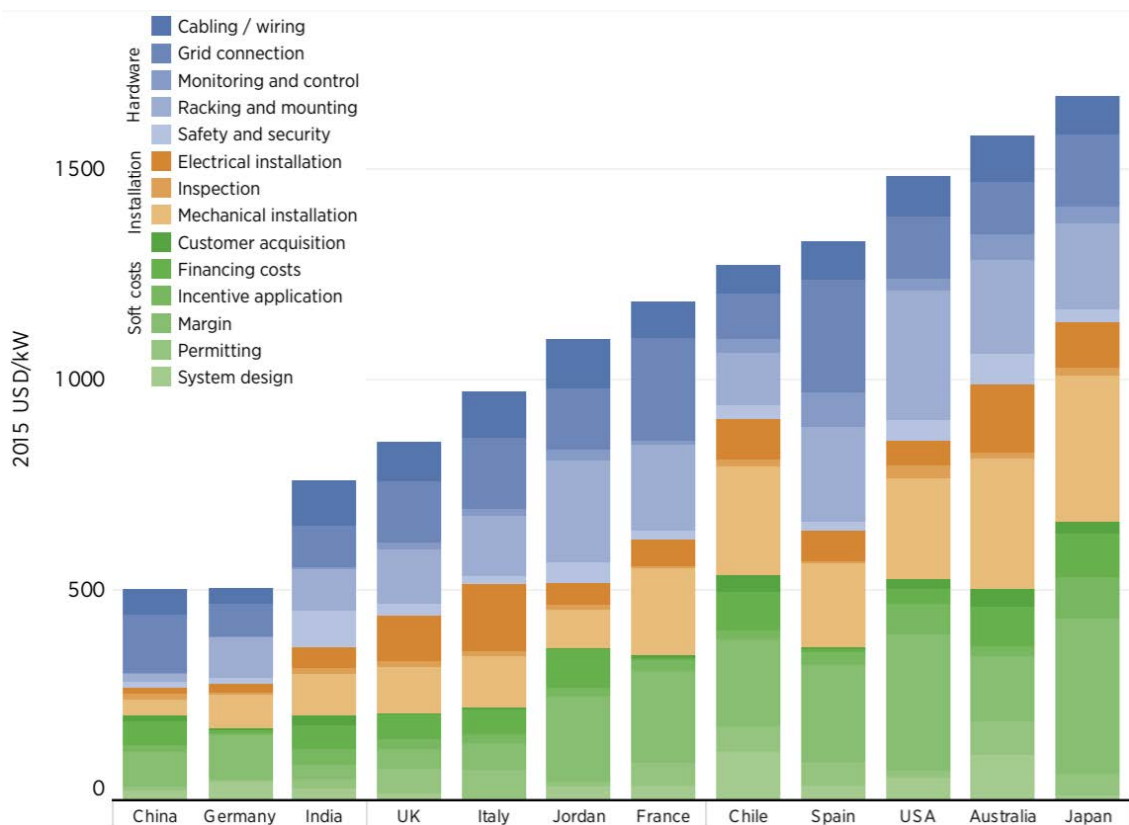


Figura 4: Spaccatura dei costi totali per kW di fotovoltaico installato, per Paese, 2015 [11]

Gli studi in questo settore indicano quindi come sufficientemente valida l'assunzione di forte riduzione dei costi nel prossimo periodo.

1.2.3 Settore termico

Le iniziative per il settore termico riguardano principalmente l'ambito residenziale privato, ciò semplicemente a causa del grande numero di edifici che vi rientrano. Accanto alla naturale riqualificazione del parco edilizio esistente, che porta ad una riduzione del fabbisogno energetico, il Piano individua come centrale la diffusione delle pompe di

calore (PdC). Si potrebbe anzi dire che la strategia nell'ambito del settore termico si limita all'allargamento di utilizzo delle PdC.

	2017	2025	2030	Variazione
Numeratore - Produzione termica FER per riscaldamento	11.211	13.467	14.701	31%
Energia ambiente da PDC	2.650	4.310	5.599	111%
Altro, tra cui bioenergie, solare e geotermico	8.561	9.157	9.102	6%
Denominatore - Consumi finali lordi nel settore termico	55.823	47.026	44.420	-20%
Quota FER-C (%)	20,10%	28,60%	33,10%	

Tabella 4: Obiettivi Rinnovabili nel settore termico (ktep)[2]

L'incremento, misurato in ktep, di energia da FER viene infatti assorbito per la stragrande maggioranza dalle pompe di calore. Dal punto di vista industriale, moltissime sono le aziende che citano le pompe di calore all'interno del loro piano di sviluppo, in particolare in Francia dove l'energia elettrica prodotta dalle centrali nucleari è facilmente indirizzabile a questo settore.

1.2.4 Settore trasporti

Se il settore elettrico è il più importante in valore assoluto, considerando la riduzione prevista tCO₂eq emesse, ai trasporti è invece richiesto il maggior sforzo in termini percentuali.

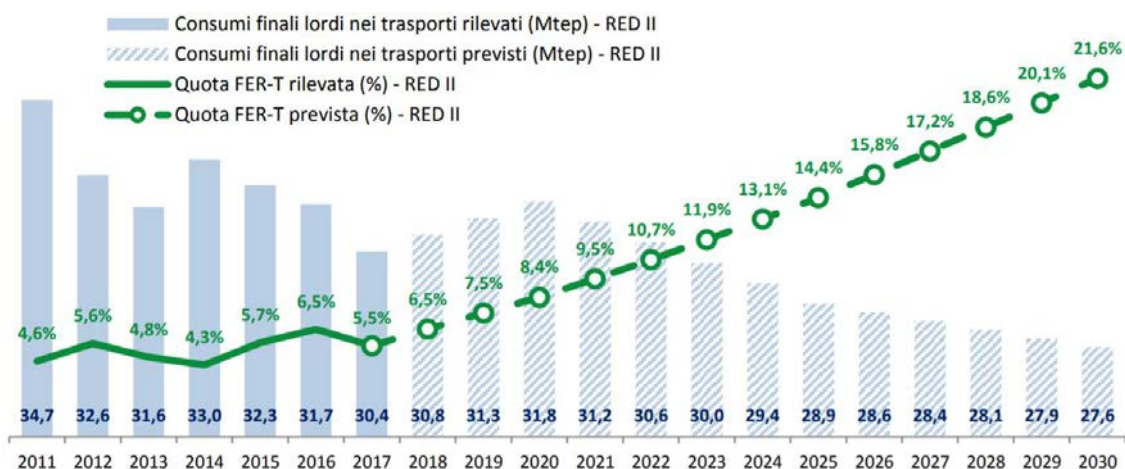


Figura 5: Traiettorie della quota FER nel settore trasporti [2]

Diverse fonti sono chiamate a contribuire al raggiungimento dell'obiettivo, tra le altre:

1. Biocarburanti avanzati: contributo fondamentale del biometano
2. Elettricità da FER utilizzata da E-CAR
3. Biocarburanti vegetali
4. Elettricità da FER utilizzata dal trasporto su rotaia
5. Veicoli a idrogeno

In questa sezione, dedicata alle fonti rinnovabili, non viene citato l'utilizzo di gas metano per la trazione di veicoli, ma è evidente che anch'esso rappresenta un contributo rilevante alla riduzione delle emissioni di CO₂ in questo settore.

Una nota necessaria, evidenziata anche all'interno del Piano, è l'attenzione da porre sulla filiera produttiva dei carburanti di origine vegetale, ossia sul loro reale impatto ambientale e sociale.

1.3 POLITICHE E MISURE DEL PNIEC RISPETTO ALLA DECARBONIZZAZIONE

1.3.1 Settore elettrico (ETS):

Il Piano definisce due direttrici d'azione principali:

- Incremento di produzione da FER
- Interventi strutturali volti a rendere la rete nazionale adeguata al mutamento della produzione in atto

La natura delle FER, la loro instabilità, la difficoltà nel prevedere con esattezza la produzione e l'impossibilità di attivarle alla bisogna, rende necessario prevedere alcuni interventi finalizzati a sfruttarne al massimo il potenziale e a garantire il funzionamento efficiente delle reti di trasmissione e distribuzione.

Il mutamento non riguarda solo la localizzazione geografica dei centri produttivi con la struttura a generazione distribuita che prende sempre più piede, ma anche, come detto, la loro natura.

Un punto sollevato dal Piano e meritevole di attenzione è la necessità di contemporaneità d'azione tra le due direttrici nell'ottica di sicurezza del sistema energetico, questo aspetto è rilevante anche a causa dell'impatto sul territorio degli interventi previsti e dei conseguenti iter approvativi molto strutturati, con tempi autorizzativi non trascurabili. L'attività in questo campo viene portata avanti di concerto dall'Autorità ARERA e dal TSO Terna S.p.A., nel capitolo dedicato alla sicurezza energetica in questo documento si trova un approfondimento in merito.

Nel merito, il Piano presenta in questa sezione principalmente gli indirizzi di azione politica e programmatica che intende perseguire per l'ottenimento del primo risultato, lo fa dividendo gli interventi in categorie:

Piccoli impianti (<1MW)

In questo settore l'obiettivo cardine rimane quello di favorire la realizzazione di piccoli impianti distribuiti, che aumentino l'autoconsumo e alleggeriscano di conseguenza le quantità di energia movimentate sulla rete. In questo caso, l'incentivo previsto è di tipo economico, si intende infatti alleggerire la bolletta elettrica dell'utente finale delle parti variabili degli oneri di rete e sistema, per la quota parte di energia auto consumata. Questo

meccanismo è in realtà già funzionante per le singole utenze, si vuole ora estenderlo alle configurazioni multiple.

Come si è già evidenziato in capitoli precedenti, l'andamento stesso del costo delle FER principali (LCOE: levelized cost of electricity) porterà inevitabilmente ad un aumento della potenza installata, anche se questo principio sarà valido in misura minore per i piccoli impianti rispetto alle grandi installazioni.

L'azione di alleggerimento degli oneri, oltre a quanto già previsto, si estenderà per le comunità energetiche. Queste entità sono aggregati di utenti (Enti, Privati, PA etc.) che, mettendo in comune risorse, riescono a creare dei cluster di produttori/consumatori. Da questo punto di vista, il Piano avrebbe forse potuto essere più ardito, indicando anche la via normativa per permettere queste aggregazioni, che ad oggi risultano regolamentate nel solo Piemonte con Legge Regionale [12].

Si rimanda al capitolo dedicato alla sicurezza energetica per tutti gli aspetti di natura più tecnica circa l'impatto che sta avendo sulla rete l'evoluzione del parco di generazione elettrica.

Un altro aspetto rilevato, a doppio binario di utilità, è quello di riconoscere un premio per gli impianti realizzati con sistemi di accumulo, premio aperto anche a impianti che se ne dotino in un secondo momento. Questo viene realizzato al fine di aumentare l'autoconsumo realizzabile e, potenzialmente, rendere la capacità di accumulo disponibile al gestore di rete. Così facendo, la risorsa viene condivisa in una rete più grande e la sua capacità acquista maggior valore.

Sotto questo punto di vista il Piano mira ad ottenere due obiettivi piuttosto distinti con uno strumento semplice, ossia rendere l'accumulo disponibile sia per il produttore locale che per il gestore di rete. Per fare ciò sarà probabilmente opportuno strutturare il premio previsto in maniera oculata, ad esempio:

- Valorizzare maggiormente le aree geografiche situate in nodi o zone critiche della rete elettrica
- Assegnare premi scalati sulla priorità di accesso alla capacità d'accumulo da parte del gestore di rete, in sostanza premiare maggiormente l'utente privato che permette un maggior accesso da parte del gestore di rete

Grandi impianti – intesi per potenze superiori a 1 MW

Si continueranno a promuovere i contratti *per differenza*, questi strumenti garantiscono infatti il produttore sul ritorno economico e d'altra parte molto spesso favoriscono anche gli utenti finali nel caso in cui il prezzo dell'energia cresca al di sopra della tariffa forfait concordata.

Ma lo strumento identificato dal Piano come chiave è l'oggetto finanziario denominato Power Purchase Agreement, o PPA. Con questi contratti si intende dare la possibilità di concordare forniture di energia elettrica a lungo termine, la situazione tipica di un'industria di medie dimensioni che contrattualizza l'acquisto di energia dal medesimo operatore per tempi sufficientemente lunghi da garantire l'ammortamento dell'investimento (5÷10 anni). Nelle intenzioni del Piano c'è quindi lo scenario di liberare Stato e consumatori dagli oneri relativi a queste forniture ed in qualche modo rilanciare anche le quantità di potenza fotovoltaico installate, dopo i cali dovuti all'eliminazione dei molti incentivi.

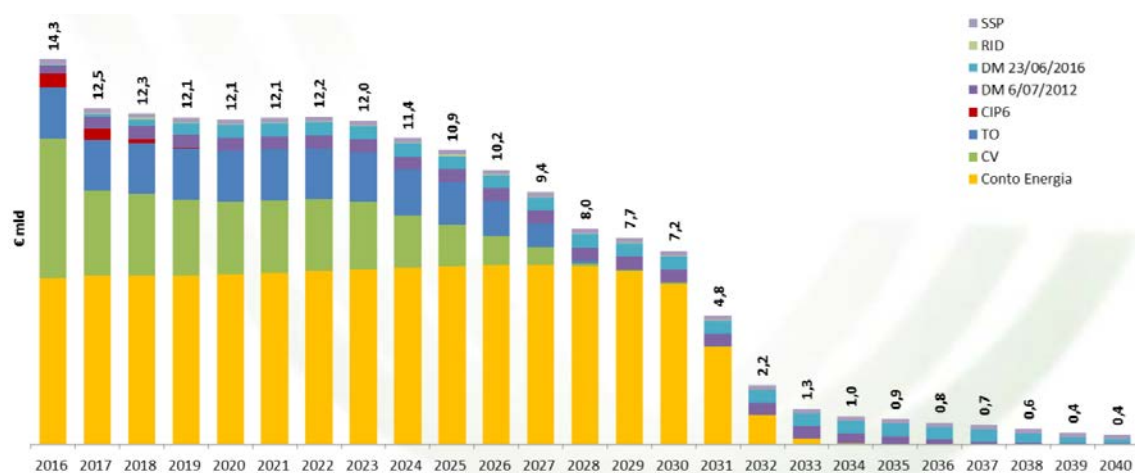


Figura 6: Evoluzione attesa degli oneri di incentivazione per le fonti rinnovabili nel settore elettrico [13]

Le intenzioni del legislatore si concretizzano in nuove procedure amministrative che semplifichino la realizzazione di iniziative in questo senso.

I contratti PPA si stanno diffondendo nel mondo a macchia d'olio con capofila le grandi multinazionali targate US. In Italia il primo contratto recita febbraio 2018, siglato dal ramo italiano della francese Engie e l'industria di laterizi Wienerberger per la fornitura

quinquennale di energia elettrica ai quattro stabilimenti italiani della società austriaca. [14].

Il grafico sottostante evidenzia la crescita significativa avuta dal settore dei contratti PPA negli ultimi anni:

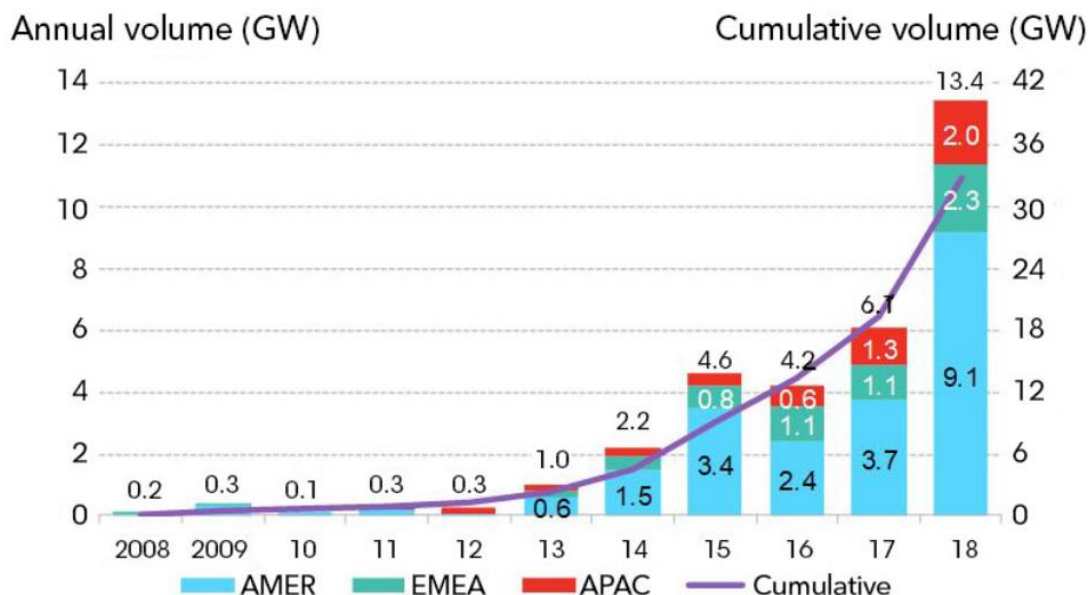


Figura 7: Evoluzione dei contratti classificati come PPA per macro area [kW] [15]

In questo campo oltre alle procedure semplificate già citate, si dovrà prestare particolare attenzione a tutelare sì i firmatari dei contratti privati *sed etiam* i territori locali, assicurando che in questi accordi esista sempre una exit-strategy una volta estinto il contratto ed ammortizzato l'impianto. Si dovrà in sostanza evitare la costruzione di impianti che rimangano poi a carico del territorio cioè delle Comunità locali. Per farlo si può ad esempio pensare ad introdurre degli stimoli per la progettazione del repowering, ben prima della fine della vita utile dell'impianto.

Sono previste poi altre misure ed indirizzi comuni tra le due tipologie di impianti, volte a proteggere il territorio d'installazione e a distribuire il "carico" in maniera omogenea sul territorio nazionale.

1.3.1 Settore trasporti (non ETS):

In questa sezione il Piano non dettaglia gli interventi in maniera più specifica rispetto agli atti di indirizzo della prima sezione, limitandosi ad elencare le tipologie di vettori energetici, siano essi energia elettrica o biocarburanti, che vedranno un'evoluzione nei prossimi anni.

Per quanto riguarda la mobilità elettrica l'obiettivo al 2030 è un parco circolante di 6 milioni di auto, tra E-CAR e ibride, il parco circolante al 31.12.2017 era di 37.16 milioni di autovetture (1.4 abitanti/autovetture), valore rimasto quasi costante dal 2008. Si tratterebbe quindi di una penetrazione elettrica per 1/6 del totale, con sicuri impatti sia in termini di richiesta di carburanti fossili, sia di risparmio sulle emissioni.

Biocarburanti di prima e seconda generazione:

La Renewable Energy Directive del 2018 [6], nota come RED II, che dà seguito della normativa originaria emessa nel 2008, richiederà uno o più Decreti Legislativi di attuazione con, tra gli altri, i seguenti obiettivi:

- Riduzione dei biocarburanti di prima generazione fino a una quota massima intorno al 3% (max 7% UE)
- Immissione in consumo dei biocarburanti avanzati, con obiettivo intorno all'8% (vs. 3,5% UE)
- Contributo ambizioso dell'idrogeno (intorno all'1% del target FER-trasporti)

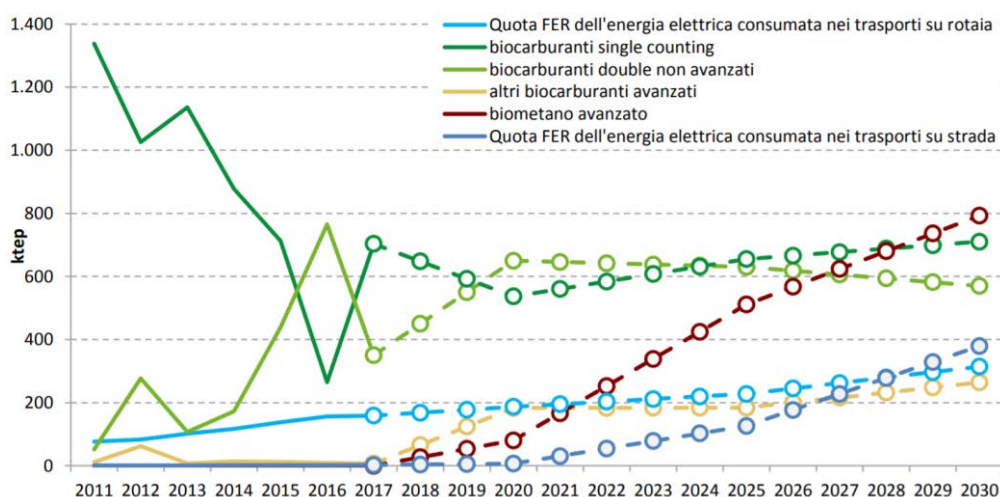


Figura 8: Traiettorie di crescita dell'energia da fonti rinnovabili al 2030 nel settore dei trasporti [2]

La figura, presa da pagina 50 del PNIEC, illustra la crescita prevista dei biocarburanti. Come si nota, l'aumento maggiore è previsto per i biocarburanti avanzati. I biocarburanti sono definiti avanzati se prodotti a partire dalle materie prime elencate nella parte A dell'Allegato 3 del DM 2 marzo 2018 [16], quali ad esempio concime animale o biomassa corrispondente ai rifiuti industriali non idonei all'uso nella catena alimentare umana o animale.

1.3.3 Settore termico (non ETS):

Il settore termico non presenta sostanziali novità o punti di rottura rispetto alle politiche attuate fino ad oggi. Le azioni messe in campo rimangono le seguenti, elencate qui in maniera non esaustiva:

- Incentivi fiscali per la riqualificazione energetica: agevola interventi di installazione di impianti solari termici, pompe di calore, impianti geotermici e a biomassa;
- Conto termico: dedicato primariamente alle PA;
- Certificati bianchi: mercato di titoli negoziabili che certificano i risparmi energetici conseguiti negli usi finali di energia;
- Obbligo di fornitura di energia termica da FER negli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti:

Anno richiesta del titolo edilizio	2013	2014-2016	2017-oggi
Quota di ACS, riscaldamento e raffrescamento fornita da FER	20%	35%	50%

Tabella 5: Quota FER nei sistemi HVAC, per anno di costruzione [2]

Fermo restando che nel caso di utilizzo di energia elettrica, essa deve essere prodotta da FER, i minimi sopra esposti devono integrarsi con le novità in tema di edifici NZEB (Nearly-zero Energy buildings) richiamati al capitolo 3.2.3.

1.3.4 Altri interventi

Il Piano presenta anche altre azioni già in essere, che hanno impatto sulla diminuzione dell'emissione di GHG, le elenchiamo sinteticamente qui per completezza:

- Limitazione e divieti per i mezzi circolanti più inquinanti
- Realizzazione o ampliamento delle forniture di energia meno climalteranti per il settore trasporti, in particolare biocarburanti e energia elettrica
- Incentivi e bonus per la movimentazione di merci e persone con altri vettori, diversi dalla gomma

1.4 CONSIDERAZIONI FINALI IN MERITO ALLA DIMENSIONE DELLA DECARBONIZZAZIONE

Il Piano rispetta le finalità tracciate dalla SEN nel 2017, indica chiaramente gli obiettivi e pur essendo solamente documento di indirizzo, definisce gli obiettivi percentuali e di riduzione delle emissioni in maniera precisa.

Si riscontrano invece minor precisione e sistematicità nel momento di illustrare i mezzi che permettano di raggiungere i risultati. Esempio ne sia la gestione della produzione termoelettrica, nel Piano si indica in più punti la volontà di rispettare la calendarizzazione del *phase-out* al 2025, omettendo però di indicare la road map di chiusura degli impianti e le strutture che ne permettano il rimpiazzo. Manca cioè una calendarizzazione degli eventi.

Aspetto ancor più lampante, vengono indicate linee d'azione che rischiano di rimanere "vuote" se non supportate dai necessari adeguamenti normativi, è questo il caso delle già citate *comunità energetiche*.

Con uno sguardo all'immagine sottostante, si può realizzare la posizione di vantaggio italiana rispetto alla media dell'Unione a 28, cionondimeno all'interno del PNIEC, si ritiene di particolare importanza il rispetto degli obiettivi di decarbonizzazione individuati.



Figura 9: Intensità di emissione di CO2 per kWh di energia elettrica generato generation (gCO2/KWh, 1990=100) [17]

Com'è ovvio e corretto, le politiche portate avanti devono essere in primo luogo efficaci e convenienti, questo fa di loro politiche vincenti. Ciò non toglie che non debbano essere anche protette nel caso in cui agenti avversi le mettessero in difficoltà, pensiamo ad esempio ad un repentino abbassamento del prezzo del barile di petrolio.

Non sono previste in alcun modo penalizzazioni o distribuzione degli extra-costi generati verso coloro che non risultino *compliant* con gli obiettivi, probabilmente su questo il Piano dovrebbe essere più incisivo. Si vedrà poi in seguito come questa sia una tara non propria unicamente della dimensione della decarbonizzazione.

2. L'EFFICIENZA ENERGETICA

2.1 GLI OBIETTIVI DEL PNIEC

Nel trattare il tema dell'efficienza energetica è evidente come il parametro base da cui far partire l'analisi sia il consumo di energia.

Il risparmio al 2030 nel Piano è indicato nel 39,7%, in termini di consumo complessivo di energia finale rispetto allo scenario Primes 2007. Questo risparmio viene poi classificato nelle varie aree di intervento, definendo quindi gli apporti che i vari settori saranno chiamati a portare.

Pare però abbastanza evidente la lacuna di slegare il consumo totale di energia primaria da altri fattori, quali ad esempio l'andamento macroscopico dell'economia misurabile tramite il PIL. In effetti questa mancanza si concretizza anche nel riferimento drogato dello scenario di riferimento PRIMES 2007. Questo scenario prevedeva per il 2015 un consumo di energia finale pari a circa 155 Mtep, circa il 25% in più di quanto effettivamente consumato nel 2016. Per di più, fissare un obiettivo in termini di valore assoluto lo rende poco significativo, è evidente infatti come l'andamento generale dell'economia influenzi i consumi. Detto ciò, è interessante comunque vedere gli aspetti che il Piano si attende essere maggiormente incisivi. In questo ci aiuta il seguente istogramma.



Figura 10: Ripartizione per settore economico dei risparmi oggetto dell'obiettivo 2030 (Mtep)

[2]

Quindi, al netto delle valutazioni sulla necessità di parlare di intensità energetica, espressa in tep/M€ di PIL, l'obiettivo dichiarato è arrivare al 2030 realizzando un risparmio annuale di 9.3 Mtep.

Il criterio dichiarato per l'individuazione dei target illustrati è quello del costo/efficacia, come si evince negli obiettivi il PNIEC affida la maggior parte del carico alle ristrutturazioni degli edifici civili, siano essi residenziali o dedicati a servizi.

Il Piano tende poi a dimostrare come la stima effettuata sia verosimile, compiendo un'analisi sul totale del patrimonio immobiliare italiano, suddividendolo nelle varie aree. L'analisi prevede anche consistenti investimenti da parte della Pubblica Amministrazione per il rinnovo del proprio patrimonio.

Tra gli strumenti tecnologici che dovrebbero rendere gli obiettivi realizzabili vi sono:

- Pompa di calore
- Teleriscaldamento
- Cogenerazione Alto Rendimento

In chiusura a questa sezione si deve tuttavia notare che questi obiettivi e gli strumenti per raggiungerli sono comparabili a quelli presentati e messi in campo dalla SEN 2017, non si nota infatti alcun rilevante elemento di novità o rottura rispetto alla pianificazione già presente prima della pubblicazione del Piano.

2.2 POLITICHE E MISURE DEL PNIEC RELATIVE ALL'EFFICIENZA ENERGETICA

A fronte di obiettivi tutto sommato poco rivoluzionari e nessun nuovo ambito di applicazione, si elencano qui gli interventi previsti più rilevanti:

2.2.1 Certificati bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica)

Dalla presentazione ENEA disponibile sul sito ufficiale: “Viene emesso un Certificato Bianco per ogni Tonnellata di Petrolio Equivalente risparmiata (tep), che si può comparare al consumo annuale di energia elettrica di una famiglia media.”

Lo strumento dei certificati bianchi vanta una storia quasi ventennale, istituito nel 2001 non ha infatti mai vista interrotta la sua operatività. Il meccanismo prevede di applicare un valore economico ad un determinato risparmio energetico, oltre ad obbligare alcune categorie di soggetti a consegnare ogni anno un numero di certificati proporzionale alla energia da loro distribuita. A fronte di queste premesse si è inoltre permesso di scambiare i TEE ed ecco quindi ottenuta la creazione di un mercato, per mantenere il criterio costo/efficacia come riferimento.

Il Piano prevede uno sviluppo consistente dei risparmi energetici relativi ai TEE, principalmente allargando la sua base operativa, entrando maggiormente nel settore civile e dei trasporti.



Figura 11: Risparmi annui di energia finale attesi da nuovi interventi promossi con il meccanismo dei Certificati Bianchi (Mtep) [2]

Come si nota facilmente, la crescita prevista è costante negli anni che vanno dal 2021 al 2030. La data indicativa di inizio simulazione è il 1 gennaio 2021, data per cui si prevede che la nuova progettualità relativamente ai TEE sia operativa. Negli anni lo strumento dei TEE si è rivelato un'idea vincente e la dimostrazione è la crescita stessa del mercato e il suo affermarsi come punto di riferimento in ambito europeo. È doveroso però rilevare come nel Piano non vi sia traccia di quali valutazioni hanno portato a stimare la crescita sulla base dei numeri riportati, né come questa espansione del mercato si colleghi al generale innalzamento dei prezzi dei TEE avvenuto negli ultimi due anni.

Si prevede un risparmio di 15.02 Mtep a fronte di una spesa da parte dello Stato di 6.83mld€.

2.2.2 Detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio

Come visto in precedenza, il Piano affida una buona parte del risultato totale in termini di efficienza agli interventi da realizzare in ambito civile. Le detrazioni fiscali che li promuovono vengono mantenute ed anzi aumentate, si prevede, sul decennio 2021-2030 un impegno di spesa da parte dello Stato di 45.4 mld€ per l'ottenimento di 18.15 Mtep di energia finale. Come si vede, se rispettate le proiezioni assegnano un peso maggiore sul bilancio della PA, rispetto al mercato competitivo dei TEE.

Gli attori principali sono in questo settore ENEA e l'Agenzia delle Entrate, le quali collaborano al fine della definizione e del riconoscimento delle detrazioni. Di seguito la crescita al 2030 delle riduzioni previste.

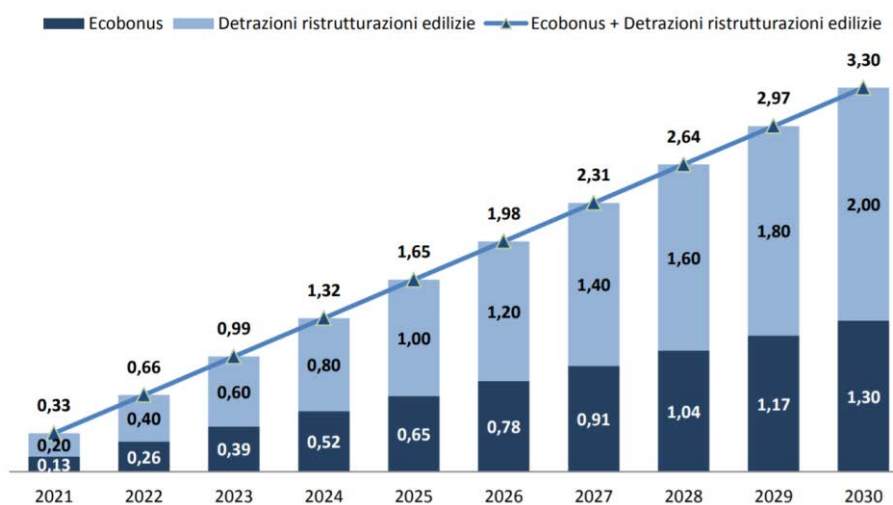


Figura 12: Risparmi di energia finale previsti per le detrazioni fiscali (Mtep) [2]

Anche in questo caso, come nel caso precedente, il Piano non dichiara il metodo di calcolo utilizzato per stimare i risultati da raggiungere.

Queste detrazioni sono rivolte a tutti i contribuenti, persone fisiche, professionisti, società e imprese che investano denaro proprio col fine di migliorare la prestazione energetica dell'immobile. Il panorama degli incentivi disponibili è molto vario, elemento di certo interesse è la volontà da parte di chi ha steso il Piano, di modulare il vantaggio fiscale ottenibile considerando l'intera vita dell'intervento, in modo da favorire interventi radicali di lunga durata. Il prossimo paragrafo è dedicato ad una delle situazioni di applicabilità delle detrazioni fiscali suddette.

2.2.3 Edificio NZEB

Merita un approfondimento la casistica della riqualificazione globale dell'edificio con trasformazione in NZEB, Nearly Zero Energy Building. Il termine NZEB compare per la prima volta nelle Direttive Europee EPBD (Energy Performance Building Directions) [18], poi aggiornate con la Direttiva Europea 2018/844 [19], contenuta anche all'interno del pacchetto legislativo *Clean Energy for all Europeans* del 22 maggio 2019.

Un edificio NZEB è un edificio che minimizza l'approvvigionamento di energia dall'esterno, in due modi:

- Autoproduzione di energia
- Uso efficiente dell'energia disponibile.

I parametri per certificare un edificio come NZEB sono tabellati, a seconda del tipo di edificio e della zona climatica.

Anzitutto è bene chiarire che si considera qui l'energia primaria necessaria ad un edificio, ossia quello noto come fabbisogno energetico. Si tratta dell'energia necessaria per soddisfare principalmente gli ambiti HVAC (Heating Ventilation and Air Conditioning).

La maggior parte degli edifici NZEB attualmente applica un set ridotto di tecnologie NZEB, le più frequenti sono:

- Cappotto/isolamento termico
- Pompe di calore elettriche (per lo più aria-acqua)
- Impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica

- Caldaia a condensazione, per recuperare il calore dai fumi
- Impianto solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria

Questa sintesi è presa da uno studio ENEA del 2018[20].

Non si deve fare l'errore di pensare a questi edifici come ad isole, sono connessi alla rete e nella maggior parte dei casi la utilizzano come accumulo di energia elettrica. La necessità di avere una *energy-bank* nasce dall'altra variabilità giornaliera e stagionale della produzione e consumo di energia elettrica.

Anche dal punto di vista architettonico, quindi dal punto di vista delle scelte da fare come orientamento, coperture, materiali impiegati ed altro questo è un settore in veloce evoluzione. La sfida da raccogliere è quella di integrare le necessità tecniche in un risultato finale che sia esteticamente soddisfacente e, per quanto possibile, integrato nel suo panorama paesaggistico od urbano.

È stato costituito un panel denominato ZEBRA2020, che raccoglie tutti i soggetti interessati provenienti dai 17 Paesi europei aderenti. Le cifre che si possono estrapolare dal database di ZEBRA2020 raccontano una realtà ben lontana dall'essere diffusa.

Paese	Edificio residenziale	Edificio non-residenziale	Totale
Italia	85	15	100
Spagna	29	3	32
Germania	15	16	31
Norvegia	12	19	31
Austria	10	20	30
Francia	17	13	30
Romania	16	13	29
Altri	77	51	128
Europe 17	261	150	411

Tabella 6: Numero di edifici classificati NZEB, per Paese, 2016 [21]

Come si può immaginare, 411 sul totale di 17 Paesi europei rappresenta quello che si può considerare più un progetto pilota piuttosto che un fattore nel sistema economico ed ambientale. Ed in effetti, la stessa ZEBRA 2020 si è dedicata ad indagini circa i motivi di una diffusione ancora così scarsa, il primo e più rilevante freno emerso è stato il costo di investimento iniziale, che cresce con l'ambizione del risultato che si vuole raggiungere.

Per chiudere, rifacendoci a quanto indicato dal Piano Energia e Clima, ben vengano le detrazioni fiscali che aiutano ad abbattere il muro dell'investimento richiesto, d'altra parte assegnare un ruolo rilevante agli edifici NZEB in termini di valore assoluto (Mtep) è credibile solo se accoppiato ad una forte spinta normativa, arrivata con l'aggiornamento della normativa *Energy Performances in Buildings* [19], citata poi al capitolo 7.1.

2.2.4 Conto termico

Il Conto Termico, introdotto D.M. il 28 dicembre 2012, crea un regime di detrazioni fiscali per interventi volti a:

1. Installare fonti termiche da energia rinnovabile
2. Effettuare interventi di efficientamento termico sul patrimonio edilizio esistente

I soggetti coinvolti sono sia i privati che la PA, la crescita in termini di richieste e interventi effettuati negli ultimi due anni giustifica in parte in questo caso l'entusiasmo e l'aspettativa di riduzione dei consumi. L'impatto, in termini di Mtep, è comunque solo il 25% rispetto a quanto atteso dal mercato dei Certificati Bianchi, risultando quindi limitato rispetto agli obiettivi complessivi.

2.2.5 Trasporti

Il settore trasporti dovrà contribuire con circa il 23% al risparmio totale di energia sul decennio 2021-2030. È interessante tra l'altro notare, leggendo e valutando gli interventi previsti in questo settore, come il mondo dei trasporti sia paradigmatico del legame tra tema energetico e climatico

In sintesi, si configura necessario un rinnovo del parco circolante che costituisce i mezzi pubblici. La sostituzione dei mezzi più vecchi che sono più inquinanti, ma anche molto semplicemente meno efficienti, viene finanziata con fondi pubblici.

Per il settore privato l'aspetto più importante identificato dal Piano è quello che riguarda la diffusione di adeguate infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici, questo spingerà la loro diffusione e il conseguente utilizzo dell'energia più efficiente.

A queste misure "positive" si allacceranno misure di carattere regolatorio, in primis la limitazione alla circolazione per i veicoli più datati e inquinanti. Il Piano non lo chiarisce ma in questo campo è fondamentale che, al fine di ottenere risultati positivi, le azioni

degli enti pubblici si saldino tra loro e mostrino ai cittadini una comune linea d'azione. Comuni, Province e via via fino a Autostrade e Stato devono essere concordi nelle limitazioni e nei divieti da introdurre in modo che non si creino "sacche" di impunità e il messaggio venga trasmesso correttamente.

Il settore commerciale/trasporto merci vede il suo futuro nei carburanti alternativi, GNL e trazione elettrica si stanno diffondendo, sotto la spinta di incentivi per la sostituzione del parco esistente. L'immatricolazione di camion a GNL, continua con dati incoraggianti nel 2019. I risultati del primo quadrimestre registrano un +34% sul 2018 [22], nel contesto complessivo di un mercato di mezzi pesanti in contrazione da alcuni anni. Si diffondono sempre più i distributori GNL rendendo più facile anche per i trasportatori pianificare acquisti di mezzi che hanno recentemente superato la soglia dei 1000 km di autonomia.

Per quanto riguarda il settore elettrico il progetto più interessante è condiviso da Brebemi e Siemens per l'elettrificazione della prima corsia dell'autostrada lombarda. Il progetto, in fase di studio di fattibilità, prevede l'utilizzo di motrici per trasporto pesante a trazione elettrica, alimentate tramite pantografo. Un investimento di questo tipo ha ovviamente un senso in termini di ROI solo se collegato alla diffusione di mezzi di trasporto adeguati.

Altri interventi quali shift modale, piani per la mobilità sostenibile, Nuova Sabatini, audit energetici, programmi di sensibilizzazione, illuminazione pubblica non risultano significativi in termini di quantità di energia risparmiata, anche se rilevanti sul piano delle emissioni.

3. LA SICUREZZA ENERGETICA

Per sicurezza energetica si intende la disponibilità di una fornitura adeguata di energia ad un prezzo ragionevole. Ora, per comprendere cosa significhi ragionevolezza del prezzo non si può ovviamente prescindere dai fattori ambientali esterni, quali la sostenibilità economica, la fruibilità per la popolazione e la storicità dei prezzi.

Gli ambiti fondamentali trattati sono due, l'approvvigionamento di gas naturale dall'estero e la gestione in sicurezza della rete elettrica nazionale. Logica vuole sia così, soprattutto nell'ottica già commentata, di *phase-out* del carbone dalla generazione termoelettrica. Il metano svolgerà un ruolo ancor più chiave nello stabilizzare la rete e garantire la potenza "di riserva".

3.1 IL SETTORE GAS

L'analisi sulla sicurezza della fornitura di gas prevede come principio cardine la verifica della capacità del sistema di sostenersi, nel caso in cui venga a mancare la principale fonte di approvvigionamento. In questo caso si chiede di calcolare la possibilità di coprire il carico di punta. Questo approccio è conosciuto come *N-1*.

È chiaro che, affidando al gas naturale l'onere di coprire eventuali buchi nella produzione di elettricità da FER, questa punta non può far altro che aumentare. Ecco quindi che l'adeguamento della fornitura gas e la sua sicurezza diventano aspetti su cui il Piano deve intervenire pesantemente.

L'aggiornamento del Piano di Azione Preventiva e del Piano di Emergenza sembrano essere requisiti minimi nell'ambito della sicurezza energetica. Si tratta degli allegati al D.M. 18 ottobre 2017.

Come nota laterale è interessante anche capire quanto sia rilevante la fornitura di gas per la sola sicurezza elettrica. Per capirlo è sufficiente notare la penetrazione di produzione termoelettrica e, soprattutto, l'alta percentuale di domanda di gas destinata a produzione elettrica.

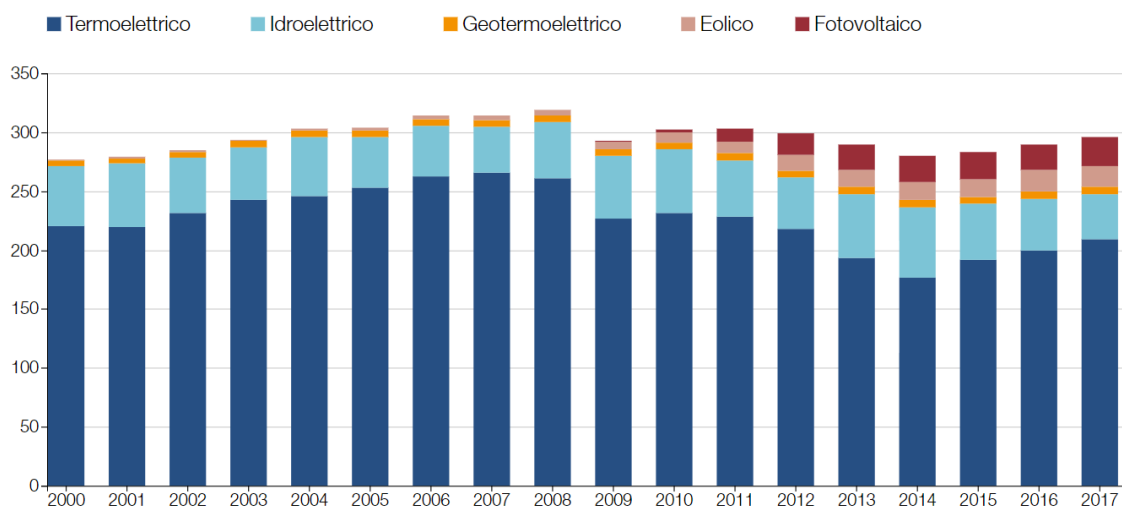


Figura 13: Produzione lorda di energia elettrica per fonte (TWh) [23]

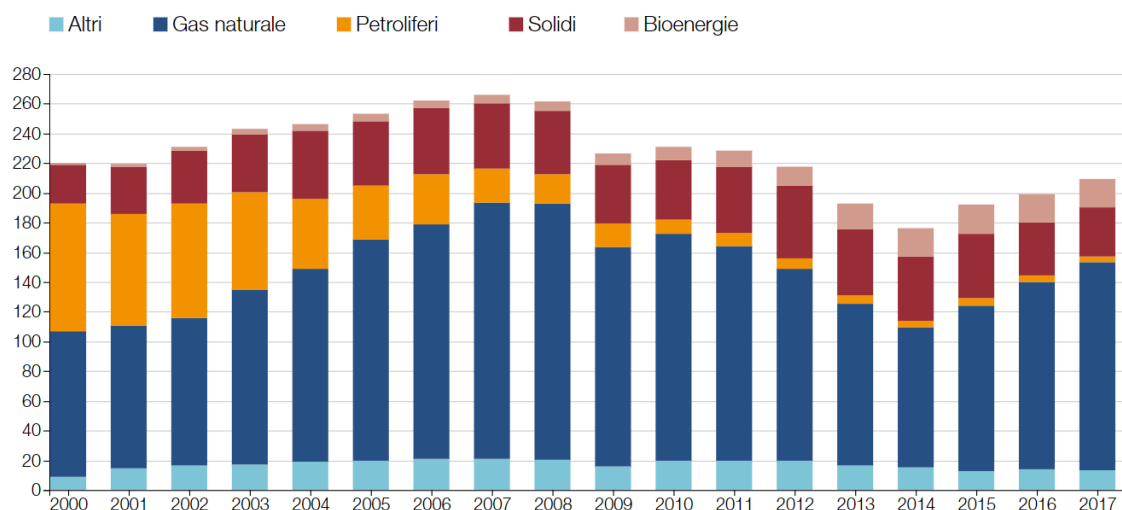


Figura 14: Produzione lorda termoelettrica per combustibile (TWh) [23]

I grafici vengono dalla base statistica di Terna, come si vede il gas naturale gioca un ruolo rilevante. Questo significa che nel caso in cui venisse a mancare una parte della fornitura di gas, gli effetti sarebbero consistenti.

3.1.1 Il settore gas: le direttrici d'importazione

Un elemento da considerare nella valutazione della pianificazione strategica sono le direttrici d'importazione. Come si vede nell'immagine seguente Tarvisio e Passo Gries costituiscono insieme due punti maggioritari. La fornitura da Nord, ed in particolare dal Tarvisio, risulta quindi critica e vincolata a questi due punti, nell'ottica dell'analisi (N-1).

BILANCIO DEL GAS NATURALE ITALIA (1)		2018	2017	Variaz. %
Produzione nazionale (2)		5.448	5.536	-1,62%
Importazioni		67.872	69.650	-2,62%
Per punto di ingresso	Tarvisio	29.688	30.180	-1,66%
	Mazara del vallo	17.095	18.880	-10,44%
	Passo Gries	7.760	7.248	6,60%
	Cavarzere (2)	6.743	6.966	-3,31%
	Gela	4.467	4.641	-3,90%
	Altri	2.119	1.735	18,12%
Esportazioni		391	273	30,18%
Variazione delle scorte (2)		264	235	10,98%
Consumo interno lordo		72.666	75.148	-3,42%

Tabella 7: Bilancio annuale del gas naturale, 2017 & 2018 [MSmc - 38,1 MJ/mc] [24]

(1) Preconsuntivi al netto dei transiti // (2) Comprende consumi e perdite

Questo elemento, combinato col fatto che i 75 miliardi di standard metri cubi sono rilevanti all'interno della domanda Europea (ca 470 miliardi al 2015), ci portano a dire che un evento negativo nella fornitura o nella distribuzione del mercato nordeuropeo e russo metterebbero seriamente in difficoltà il sistema gas nazionale.

L'altro grande ingresso di gas, Mazara del Vallo, deve essere considerato a rischio, vista la situazione geo-politica algerina in evoluzione, che potrebbe portare ad una Primavera Araba ritardata nello Stato più vasto dell'intero bacino mediterraneo.

In quest'ottica gli interventi descritti che consistono nella costruzione di nuove infrastrutture, principalmente il TAP (Trans Adriatic Pipeline), risultano essere, se non sufficienti, sicuramente necessari. L'altro aspetto è l'aumento della fornitura, e quindi necessaria facilitazione delle procedure di acquisizione, di GNL (Gas naturale liquido). Questo secondo punto sembra, dal un punto di vista teorico, più realizzabile, trattandosi in maniera astratta di semplificazione amministrativa, rispetto all'installazione del gasdotto azero. A proposito di installazioni transmediterranee, nei primi giorni di aprile 2019 si è notato un impulso al progetto Eastmed da parte del Governo Italiano, seppur non coeso al proprio interno.

L'European Council on Foreign Relations offre la seguente rappresentazione del progetto Eastmed:



Figura 15: Rappresentazione semplificata del progetto Eastmed [25]

Il quadro di realizzazione è molto complesso e coinvolge tutti i giganti della politica economica Mondiale. Grecia, Cipro ed Israele sono direttamente coinvolti ed hanno infatti un tavolo a tre aperto sulla questione, alle loro spalle si muovono però le superpotenze. Il motivo è il valore strategico di Eastmed, che aprirebbe un altro fronte di approvvigionamento di gas per l'Europa diverso dai canali russi, da una zona in cui ExxonMobile (USA) ha individuato nel febbraio 2019 un ricchissimo giacimento denominato Glaucus-1 [26].

La partita geopolitica a livello mondiale, si gioca anche poi all'interno della comunità europea con sostenitori dell'uno o dell'altro progetto, a seconda della convenienza del singolo paese. Dando un'occhiata alla mappa seguente, da *IlSole24ore*, si può facilmente capire quali siano i Paesi che patirebbero un alleggerimento delle importazioni dai canali russi, in particolare la Germania perderebbe il suo ruolo di hub del gas continentale.

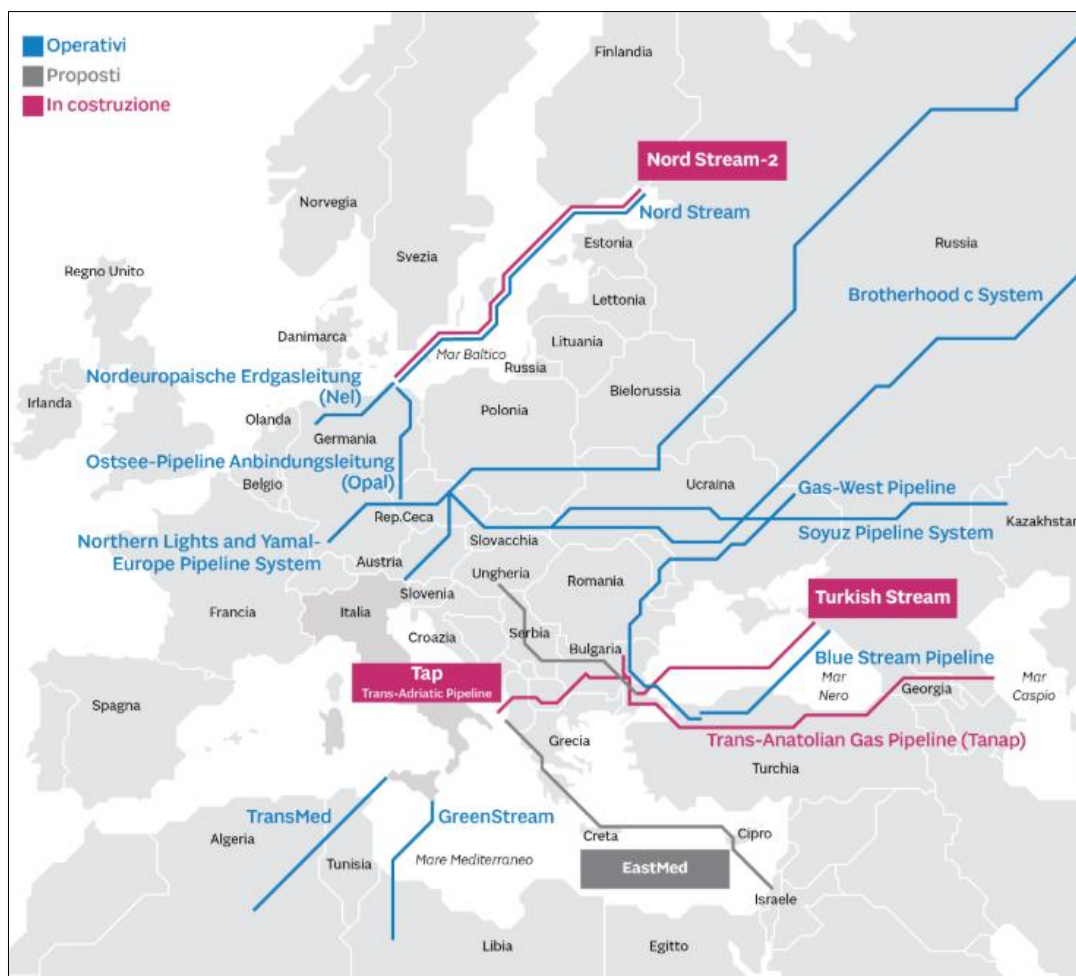


Figura 16: Rappresentazione semplificata delle direttrici di importazione del gas in Europa [27]

Nella realtà, come si vedrà in seguito, il Piano non evidenzia volontà forti nel settore dell'import del gas naturale, dando priorità ad altri vettori, svincolati dai meccanismi e rigidità delle infrastrutture, stiamo parlando in questo caso del GNL, di cui si darà conto nel capitolo dedicato al mercato interno dell'energia

3.1.2 Il settore gas: considerazioni finali

La strategia a due teste per il settore gas, infrastrutturale ed amministrativa, è sicuramente onerosa ma sembra essere l'unica perseguibile. Non c'è, di fatto, un piano alternativo a lungo termine che punti ad una sostituzione del gas naturale né per l'utilizzo come riscaldamento, né come fonte primaria per produzione elettrica, in particolare nel mercato dei servizi per tutto quello che si è detto in precedenza a proposito dei mutamenti della rete. Per meglio dire, se da un lato i nuovi regolamenti edilizi (si veda in precedenza)

porteranno inevitabilmente ad un calo della domanda di gas per uso residenziale, dall'altro il suo uso come riserva strategica per supplire a mancate produzione da FER ne fanno un mezzo energetico non ancora superato dal Piano.

In sintesi il Piano, a confronto con quanto esposto dalla SEN nel 2017 non aggiunge alcun elemento di novità o modifica nel settore della sicurezza energetica per il mercato e l'approvvigionamento del gas naturale. Individua, a copertura, l'utilizzo del vettore energetico GNL, nel capitolo dedicato al mercato interno dell'energia.

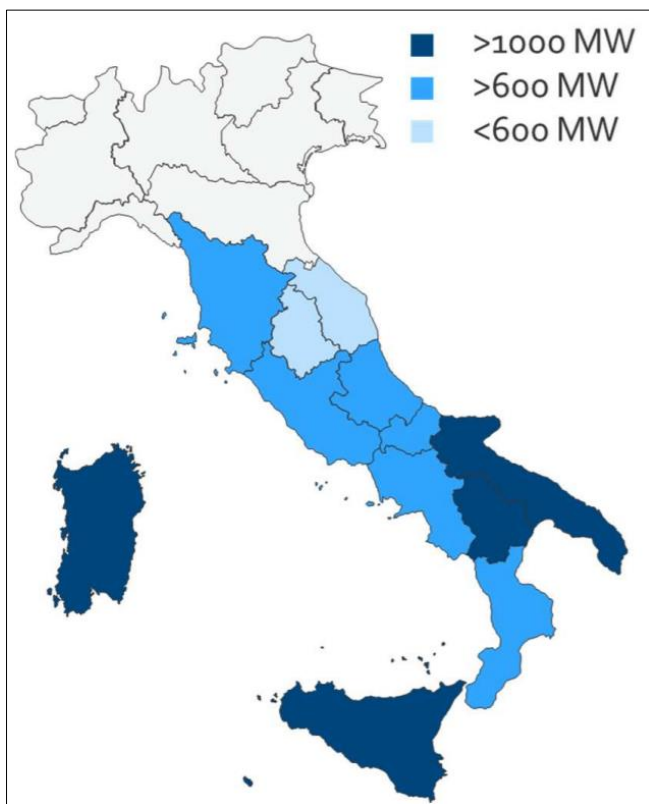
3.2 IL SETTORE ELETTRICO

La sicurezza del settore elettrico passa soprattutto dalla capacità dei gestori, quindi Terna e il ETNSO-E a livello europeo, di adattare la struttura alle ormai rilevanti tecnologie FER. Quest'evoluzione ha due conseguenze che devono essere gestite, senza alcun dubbio:

1. La necessità di gestione dell'energia
2. La strutturazione del costo dell'energia

1. Si intende descrivere la necessità di compensare la natura non programmabile delle FER, significa quindi mettere il sistema nelle condizioni di effettuare una serie di azioni, quali ad esempio poter stoccare l'energia in eccesso riducendo così l'*overgeneration*, od installare connessioni intra ed inter nazionali con maggior capacità di trasmissione. Nella sezione dedicata, cap. 4.2.1, è descritto il caso della riduzione dell'inerzia di rete, come effetto secondario non desiderato dell'evoluzione in corso nel sistema elettrico. In effetti in questo campo si sta muovendo molto il gestore Terna con installazioni di nuove linee ad alta tensione sul territorio nazionale e sviluppo dei collegamenti trans-frontalieri. I sistemi di accumulo distribuiti sono egualmente importanti per l'obiettivo di ridurre l'*overgeneration*. Un altro strumento importante è la gestione e l'aumento dei sistemi di accumulo distribuiti. Il potenziamento degli impianti idroelettrici esistenti, 18,5 GW a giugno 2018, sembra poco percorribile in termini di potenza installabile vista la saturazione del settore. Il Piano non rileva come, data l'età avanzata di molti impianti, sarà probabilmente necessario nel prossimo futuro aumentare gli investimenti in manutenzione con l'obiettivo di mantenere ed incrementare l'energia pompabile. Questo aspetto diventerà fondamentale quando il gestore di rete dovrà confrontare i costi di

accumulo con storage elettrochimico con i costi di immagazzinamento energia in una centrale idroelettrica.



Quest'immagine, presa dal PdS Terna 2018 [28], ci mostra come il maggior potenziale di nuove installazioni di pompaggio sia disponibile nel Sud Italia a livello macro. Anche in questo caso la localizzazione geografica degli elementi è importante, come già visto relativamente al tema generale della regolazione della tensione di rete.

Figura 17: Potenziale per nuove installazioni di pompaggio [MW]

2. La nuova struttura dei costi prevedrà un aumento della componente di costo fissa, essendo le FER a bassissimo costo corrente. Lo strumento finanziario del mercato delle capacità offre una soluzione per coprire parte di questi costi fissi. Il piano si sostanzia nella possibilità per i fornitori di capacità di ottenere una compensazione finanziaria in cambio della disponibilità a produrre energia elettrica o, nel caso degli operatori della gestione della domanda, della disponibilità a ridurre il consumo di energia elettrica. Il *capacity market* ha superato l'esame dell'UE ed è già entrato in funzione con il 2018.

3.2.1 L'evoluzione del sistema elettrico: il caso della riduzione dell'inerzia di rete

Riteniamo utile in questa fase descrivere, per quanto possibile all'interno di questo lavoro, almeno uno degli aspetti di natura tecnica citati ora, per meglio chiarire i cambiamenti nel parco di generazione elettrica. Consideriamo quindi la riduzione della inerzia di rete.

Riduzione inerzia di rete: che cos'è l'inerzia di rete

Per inerzia di rete si intende la sommatoria di tutti gli elementi rotanti, e quindi dotati di inerzia, collegati alla rete nel medesimo momento. Gli impianti tradizionali di generazione di energia elettrica ne sono ricchi e la riduzione delle finestre temporali in cui essi sono collegati ha impatti rilevanti, per meglio descrivere il processo è possibile prendere a riferimento un articolo pubblicato nel corso del 2018 da Roberto Caldon e Roberto Bignucolo [29]. Tutti i grafici e le immagini riportate in questo paragrafo hanno come fonte il medesimo articolo.

A fronte di una variazione di carico, l'inerzia permette di mantenere stabile la frequenza di rete nei primissimi secondi ($1 \div 5s$) a decorrere dal verificarsi dell'evento. Le grandi masse in rotazione sono forzate a rallentare, ma questo richiede lavoro, di conseguenza richiede del tempo.

Nel grafico sottostante sono illustrate le tempistiche di intervento, previste da ENTSO-E, il network europeo dei gestori di sistemi di trasmissione di energia elettrica, in risposta ad un disturbo di carico.

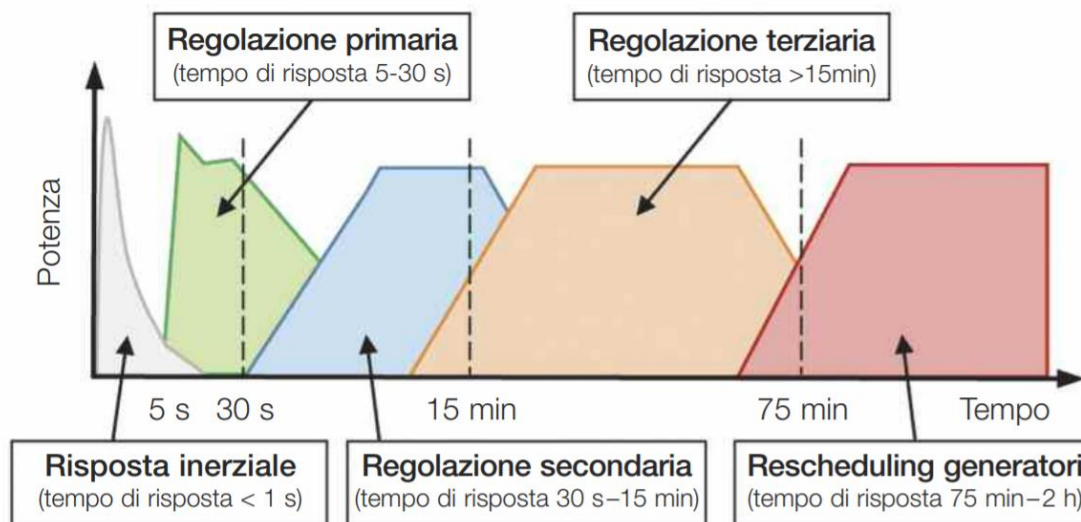


Figura 18: Risposta nel tempo ad un disturbo di rete [29]

Dopo la risposta inerziale sarà invece la regolazione primaria a dover intervenire per fornire la potenza richiesta dal nuovo carico.

La modellizzazione matematica porta a definire la variazione di frequenza, a valle di una variazione di carico con un'espressione del tipo:

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_n}{2(\sum_{i=1}^n H_i * S_i)} * (P_g - P_c)$$

Ove:

f_n : frequenza naturale di rete [Hz]
H_i : inerzia dell'i-esimo generatore [s]
S_i : potenza apparente dell'i-esimo generatore [s]
P_g : potenza generata [MW]
P_c : potenza del carico [MW]

Si evince come la derivata della frequenza di rete, cioè la velocità della sua variazione, è inversamente proporzionale all'inerzia dei generatori ed è invece direttamente proporzionale all'entità del disturbo, dato dalla differenza tra potenza generata ed assorbita. La derivata della frequenza è detta *Rate of Change of Frequency (RoCoF)*.

Riduzione inerzia di rete: le cause

La generazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR) che si va sempre più diffondendo, arricchisce il sistema di FER con evidenti vantaggi in termini ambientali ed economici. D'altra parte questi sistemi sono per la maggior parte costituiti da unità dette Inertia-free-generators (IFG), dotate di elettroniche di potenza installate ad esempio per il solare fotovoltaico o negli impianti eolici di ultima generazione. Questi impianti non contribuiscono all'inerzia di rete e , avendo priorità di dispacciamento, sono sempre collegati alla rete.

Anche i sistemi di trasmissioni HVDC, realizzando di fatto disaccoppiamenti della rete in alternata, concorrono alla riduzione dell'inerzia, vista come elasticità, delle varie zone del sistema.

Riduzione inerzia di rete: le conseguenze

Per quanto detto ai punti precedenti, una riduzione della inerzia complessiva del sistema porta inevitabilmente a risposte di sistema più nervose e con oscillazioni maggiori in termini di frequenza:

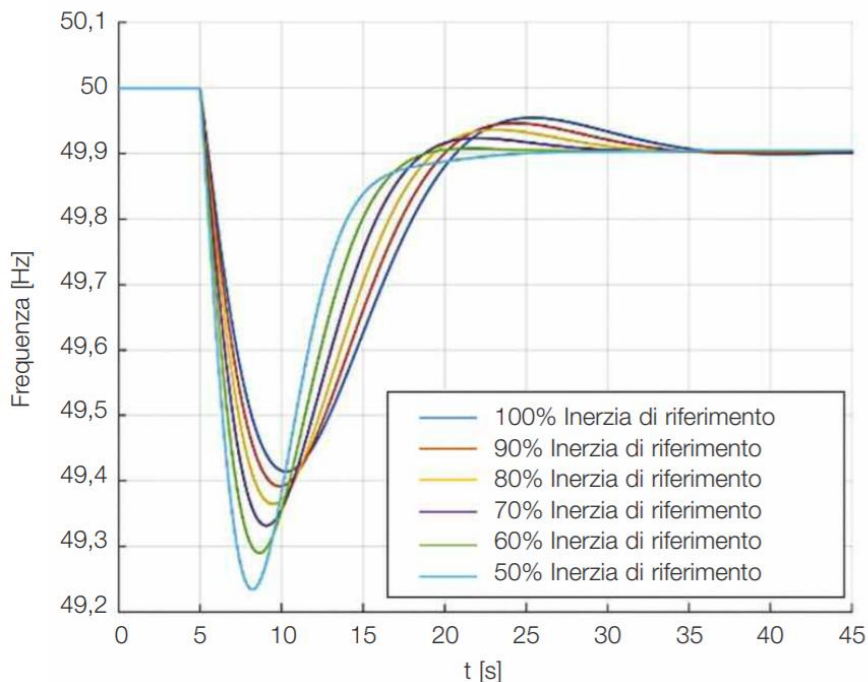


Figura 19: Risposta nel tempo della frequenza di rete ad un disturbo [Hz] [29]

Con la diminuzione dell'inerzia i picchi in basso della frequenza saranno più rapidi e di conseguenza anche più profondi, in quanto la regolazione primaria dovrà affrontare situazioni più critiche una volta entrata in azione.

Un altro aspetto da considerare è la natura poco adatta dei sistemi IAFR ad effettuare la regolazione primaria. Mantenendo scollegate dalla rete macchine asincrone tradizionali si riduce la possibilità di rispondere ai disturbi di cui sopra.

Immediata conseguenza di ciò, è uno scompaginamento delle logiche di protezione dei generatori e di *load shedding*, ossia di riduzione dei carichi. Le dinamiche sono infatti ad oggi pensate e calibrate su un sistema, o su parti di sistema, dotati di specifiche velocità di risposta.

Riduzione inerzia di rete: possibili soluzioni

Il fenomeno appena descritto è molto interessante per rappresentare delle conseguenze, indirette e non desiderate, dell'evoluzione del sistema elettrico. Per completezza si presenta ora un breve elenco di possibili soluzioni tecniche:

- Aggiustare le soglie di *load shedding* e delle protezioni a RoCoF più elevati, anche su base stagionale e regionale.
- Compensatori sincroni: strumenti utilissimi per la regolazione della tensione, i compensatori sincroni sono dotati di massa rotante. Sono però dotati di una costante di inerzia H piuttosto bassa, devono perciò essere utilizzati in maniera massiccia per avere effetti rilevanti sull'intera rete. In singole porzioni di rete possono tuttavia rappresentare una soluzione pratica e solida. È ad esempio di ottobre 2018 l'assegnazione ad ABB del bando di Terna per la fornitura di compensatori per un totale di 250 MVAR, da installare nei siti di Matera e Manfredonia [28].
- È possibile creare inerzia sintetica, quindi non da masse in movimento ma da altri elementi, quali:
 - Fonti IFG come l'eolico
 - Sistemi di accumulo
 - Sistemi HVDC

L'ottenimento di inerzia sintetica è strettamente connesso alle logiche di controllo adottate, si rimanda all'articolo succitato per i dettagli. I molti sistemi esistenti hanno ovviamente caratteristiche tecniche, ma anche economiche, molto diverse.

- Regolazione primaria veloce: abbinando ai grandi generatori rotanti tradizionali sistemi di accumulo elettrochimico è possibile ridurre i tempi di intervento della regolazione primaria nell'intorno dei 5 secondi dall'evento. Questo significa poter sopperire alla regolazione inerziale in maniera più pronta ed efficace.

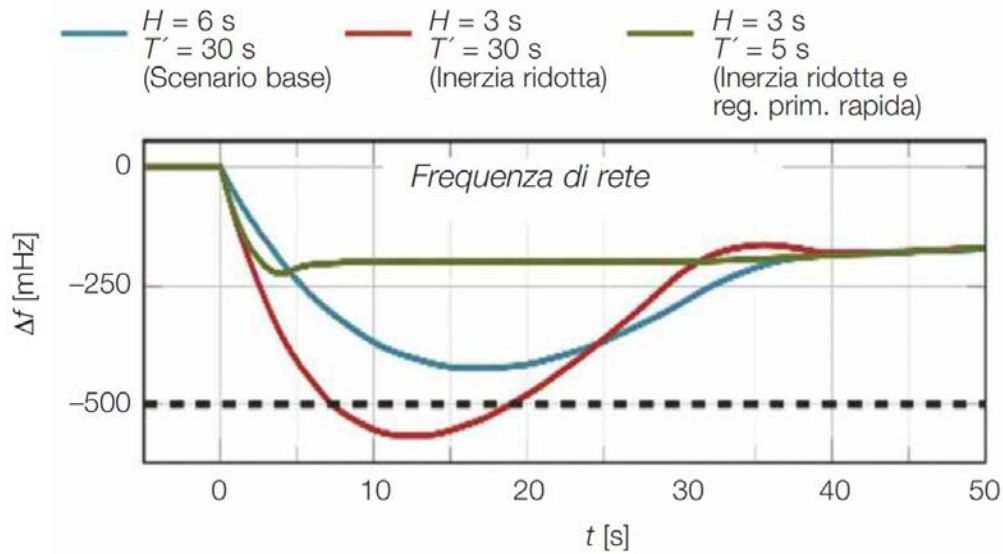


Figura 20: Risposta dinamica a valle di un disturbo di rete sistema europeo, in 3 scenari diversificati per inerzia e tempo di attivazione della riserva primaria [29]

Come si evince in figura, a fronte di una costante inerziale ridotta e quindi di elevata RoCoF, ridurre i tempi di intervento consente di contenere la variazione in frequenza entro i limiti di guardia.

Le tecniche fino ad ora mostrate sono fortemente dipendenti dalla velocità di calcolo della variazione della frequenza, tra l'altro errori o asincronismi in questa risposta danno inevitabilmente come prodotto indesiderato la formazione di sovra-risposte con il rischio di oscillazioni.

Una via alternativa è costituita dalla regolazione in tensione, con la logica di controllo degli inverter VSM0M. Essa:

- Non permette risposta in frequenza
- Offre velocità nella regolazione primaria

L'obiettivo del gestore sarà individuare l'applicazione richiesta sulla base delle esigenze dello specifico punto di rete.

Riduzione inerzia di rete: conclusioni

Nella sezione precedente abbiamo analizzato gli strumenti tecnici a disposizione, per ovviare al problema dell'inerzia di rete. Dal punto di vista del gestore della rete ci sono ovviamente almeno due vie per la loro implementazione:

- A. Dotarsi autonomamente delle risorse richieste
- B. Installare un mercato dei servizi a libera partecipazione.

In entrambi i casi, sarà necessario investire in questo campo, al fine di garantire la stabilità della rete. Questa ed altre criticità, come l'aumento della corrente di corto circuito o il peggioramento del controllo delle tensioni, sono considerate nel Piano ed andranno necessariamente affrontate nel prossimo periodo, di concerto con il TSO e gli altri player locali ed europei.

3.2.2 Settore elettrico: considerazioni finali

Ogni paese europeo è chiamato a contribuire alla sicurezza continentale lavorando in primis entro i propri territori, ma è evidente che l'esigenza di avere una rete forte e con grandi capacità attivabili quando necessario è tanto più realizzabile quanto più la rete è grande e magliata, con la possibilità di reagire a sbilanciamenti locali. In questo senso una politica europea è imprescindibile, a meno, ovviamente, di essere pronti ad affrontare costi di gestione molto più rilevanti. Su questo punto, forse più politico che tecnico, il Piano dovrebbe essere più chiaro.

Il Piano risulta tuttavia completo in molti aspetti, condivisi anche in altri documenti e studi, il pompaggio e il mercato delle capacità sono gli elementi con maggior efficienza economica che il Gestore potrà mettere in campo nel prossimo periodo. Una nota di demerito è dovuta al fatto che il Piano cita solo sbrigativamente gli strumenti che servono a capire e quantificare le interruzioni del servizio, questi sono ad esempio:

- Indice LOLE: Loss of Load expectation [h/anno]
- Indice ENS: Energy Not Supplied [p.u.]

Questi parametri vengono citati a titolo di esempio, per rappresentare la mancanza di cifre e analisi che quantifichino gli aspetti ed i fenomeni, descritti nel Piano ed in particolare nella sezione dedicata alla Sicurezza energetica.

4. IL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA

La dimensione del mercato interno è dedicata alla gestione del sistema energetico nazionale e per certi aspetti ricalca i temi già trattati a proposito della sicurezza energetica, ma con un occhio particolare alle connessioni, siano esse infrastrutturali o di mercato.

L'Italia, per il suo posizionamento geografico e con riferimento all'attuale gap esistente con i mercati nordeuropei, ha in questi ambiti margini di crescita significativi in termini di vantaggi economici e di rilevanza in ambito continentale. Vedremo nel seguito esempi concreti di ciò.

4.1 INTERCONNETTIVITÀ ELETTRICA – COLLEGAMENTI ELETTRICI CON L'ESTERO

La comunicazione comunitaria 718 del 2017 [30] indica come obiettivo per i Paesi membri un livello di interconnettività elettrica pari al 15% per il 2030.

L'interconnettività è così definita:

$$\text{Inter connettività} = \frac{\text{Net transfer capacity (NTC) [MW]}}{\text{Capacità di generazione netta [MW]}}$$

Il numeratore viene calcolato tenendo in considerazione le connessioni con altri sistemi, e considerandone i limiti tecnici come temperature di esercizio e frequenza, oltre all'incertezza di informazioni dei mercati di scambio. Si tratta in sostanza di una riduzione a termini di realtà del totale degli interconnettori (PCI) esistenti.

La situazione di Italia e dei principali paesi europei

Paese	Livello interconnessione 2017	Livello interconnessione 2020
Italia	8%	10%
Francia	9%	12%
UK	6%	8%
Germania	9%	13%
Spagna	6%	6%

Tabella 8: Livelli di interconnessione dei maggiori Paesi Europei [30]

Si vede che, per quanto in crescita nel prossimo biennio, tutti i più grandi Paesi dovranno nel periodo in esame lavorare per raggiungere l'obiettivo fissato del 15%. Questo si

mostra come una peculiarità dei sistemi dimensionalmente maggiori, evidentemente votati a cercare flessibilità più all'interno che con interconnessioni con l'estero.

Tornando alla definizione di interconnettività, vediamo come il denominatore sia costituito dalla capacità installata. Per quanto detto rispetto alla crescita di generazioni da FER, questo termine vedrà inevitabilmente una crescita nei prossimi 10 anni, tanto che è stato avviato un mercato delle capacità.

L'obiettivo del 15% è finalizzato ad ottenere sistemi flessibili, sicuri ed economici, il PNIEC utilizza come indicatori della necessità di intervenire, i medesimi proposti dalla comunicazione europea già citata.

1. Differenziale di prezzo nel mercato all'ingrosso superiore ad una soglia indicativa di 2 €/MWh tra Stati Membri, regioni o zone di offerta
2. Capacità di trasmissione nominale degli interconnettori inferiore al 30% del carico di punta
3. Capacità di trasmissione nominale degli interconnettori inferiore al 30% della capacità installata di generazione di energie rinnovabili

L'Italia non riesce per ora a soddisfare i requisiti degli indicatori 1. e 3., sta lavorando di concerto con gli altri paesi Europei a progetti di interconnessione, già in corso di costruzione e ad altri ancora in fase di valutazione preliminare. L'attore principale è ovviamente il TSO Terna ed in particolare le misure previste nel suo piano di Sviluppo [28]. I principali progetti in opera sono:

- Piossasco-Gran d'Ile: si tratta di cavo terrestre in altissima tensione in CC, con potenza nominale 2x600 MW. Rafforzerà il collegamento con la Francia all'interno della Frontiera Nord.
- Villanova-Tivat: connessione in cavo marino e terrestre HVDC, con il sistema elettrico montenegrino. Si tratta anche in questo caso di potenza nominale 2x600 MW.

Per dare un'idea dell'ordine di grandezza del sistema, si faccia riferimento alla massima capacità di import dichiarata da Terna per il 2017 pari a 7620 MW. È evidente che anche solo le due connessioni citate, che nominalmente assommano a 2400 MW, possono avere un peso rilevante nell'ottica di rispetto dell'obiettivo del 15%. Purtroppo, pur

riconoscendo le difficoltà oggettiva di una stima di questo tipo, dobbiamo rilevare che il PNIEC non presenta alcun tipo di calcolo preventivo per il rispetto degli obiettivi al 2030, la navigazione è a vista, affidata interamente alle mani di Terna e di qualche operatore locale con spirito di mercato.

Vale la pena in questo ambito citare l'elettrodotto Italia-Tunisia denominato ELMED, progetto sostenuto da Agenzia Italiana per la Cooperazione Sviluppo (AICS) e Banca Mondiale. Il collegamento in cavo è previsto di potenza nominale 600 MW e servirà, nelle intenzioni attuali, a garantire un flusso bidirezionale di energia e di fatto a sostenere attivamente la rete elettrica tunisina in cui sono presenti circa 800 imprese a partecipazione mista italo-tunisina. Si tratta in ogni caso di una nuova interconnessione che arricchisce e diversifica le frontiere di collegamento italiane.

4.2 SISTEMA ENERGETICO INTERNO – INFRASTRUTTURA ELETTRICA

Il Piano di Sviluppo di Terna [28] dettaglia le azioni per il rafforzamento della rete di trasmissione interna, suddividendo le azioni in due ambiti principali:

1. La creazione e la messa in opera di nuove linee di trasmissione elettriche, in particolare gli interventi sulla dorsale adriatica e il potenziamento della trasmissione sul triangolo Continente-Sicilia-Sardegna
2. Installazione di dispositivi atti a migliorare le prestazioni della rete, dispositivi quindi quali accumuli e reattanze sincrone

Quanto detto rimarca l'importanza, già evidenziata nel capitolo relativo alla sicurezza energetica, di adattare il sistema nazionale alla prossima evoluzione dovuta all'aumento di energia distribuita prodotta da FER, a fronte della riduzione del parco termoelettrico.

4.3 SISTEMA ENERGETICO INTERNO – RETE GNL

Già richiamato in precedenti parti di questo documento, il GNL, gas naturale liquido, si propone come promettente vettore energetico in quanto a diversificazione dell'approvvigionamento di gas. La sua principale virtù risiede infatti nella flessibilità della sua fornitura. Rispetto alla versione di gas naturale compresso ha una maggior densità energetica, questo ne facilita il trasporto e rende conveniente addirittura utilizzare vettori navali. Questo è l'aspetto cruciale, che ne svincola la distribuzione

dall'installazione di onerosi sistemi fissi, permettendo di cercare fornitori in punti geografici diversi.

Le forniture di GNL ad oggi arrivano in Italia per la quasi totalità dal Qatar [2], mentre altri paesi Europei si avvantaggiano anche di altri fornitori, Algeria e Nigeria principalmente. Il mercato mondiale, come ben descritto già dalla Strategia Energetica Nazionale del 2017, è molto fluido e nuove opportunità stanno emergendo. È di settembre 2018 l'annuncio dell'accordo tra Edison e Venture Global, player statunitense nel mercato del GNL. Questo si può considerare già un segnale di novità importante. Si tratta infatti di circa 1.4 miliardi di metri cubi di gas annui, per avere una scala il rigassificatore veneto della società Adriatic LNG ha una capacità di 8 miliardi di metri cubi e il consumo nazionale 2018 si è attestato sui 72.6 miliardi di metri cubi [24].

In aggiunta, per gli stessi motivi descritti in ambito elettrico, la posizione geografica dell'Italia potrebbe metterla in posizione privilegiata rispetto ad altri paesi europei.

L'Italia è infatti il naturale porto europeo di approdo per navi provenienti dal Nord Africa e dal Canale di Suez, le competenze tecnologiche presenti e l'esperienza in tema di gas naturale sviluppata per motivi storici potranno essere messi a frutto. In questo senso, con un aumento del mercato del GNL la posizione italiana, periferica e di confine, potrà essere una pedina importante nello scacchiere energetico europeo. Rispetto agli obiettivi fissati dal Piano, il più aggredibile sembra essere sicuramente la riduzione del delta prezzo sul metro cubo di gas rispetto ai mercati del Nord Europa.

Per quanto detto, il GNL si presta dunque bene a strategie commerciali su scala europea e mondiale, il Piano in questo ambito è purtroppo lacunoso. Si limita a segnalare il fatto che il MiSe è al lavoro per differenziare la fornitura qatariota, ma non presenta un quadro globale e nessuna possibile linea di indirizzo in questo campo.

4.4 INTEGRAZIONE DEL MERCATO

Il mercato può fornire strumenti utili alla gestione della nuova infrastruttura energetica, soprattutto per quanto riguarda la rete elettrica. L'azione del regolatore deve essere volta a permettere e favorire lo sviluppo di nuove risorse di mercato, come il *market coupling* e il *demand response*.

Per il primo ambito il Piano è preciso nel rilevare che lo sforzo maggiore consiste nell'armonizzazione normativa dei sistemi, a cui segue una normalizzazione dei flussi di energia elettrica. Sotto questo passaggio logico c'è la necessità di stabilire regole comuni tra i Paesi Europei, al fine di consentire agli energy trader di operare in un unico mercato che condivida i modelli e le dinamiche. Questo finisce inevitabilmente per aumentare l'integrazione, riduce il gap tra i prezzi assottigliando le congestioni, riduce l'overgeneration e, in estrema sintesi, aumenta l'accoppiamento tra i mercati.

A quel punto, in vista della futura integrazione europea e della accresciuta complessità, intesa come particolarizzazione del sistema, il Piano punta all'eliminazione del Prezzo Unico Nazionale (o PUN). In effetti questo elemento era già presente all'interno della Strategia Energetica Nazionale 2017 ed è un ottimo esempio dell'armonizzazione richiesta a livello europeo, un prezzo unico è molto vincolante e rende rigido il sistema, superarlo significherebbe anche realizzare che le necessità per cui era stato introdotto, come un prezzo equo tra zone diverse, sono in parte non più attuali anche grazie alle nuove caratteristiche della generazione elettrica. Non si tratterebbe quindi di un'abrogazione ex cathedra del PUN, piuttosto di un suo superamento.

Vediamo ora alcuni aspetti di evoluzione del mercato che risultano interessanti e significativi all'interno del quadro descritto dal Piano.

4.4.1 Le Energy Communities

Di comunità energetiche si è già parlato all'interno della trattazione riguardante la dimensione della decarbonizzazione. Sotto quel punto di vista era interessante rilevare la loro possibilità di contribuire all'installazione di punti di produzione di energia elettrica carbon-free. Il Piano in questa sezione vuole invece qui sottolineare principalmente tre aspetti, nell'ambito del mercato interno:

- Aumento dell'energia auto consumata, con conseguente diminuzione dei flussi gestiti in rete
- Una domanda aggregata è una domanda che si presuppone più "gestita" rispetto alle singole utenze, potrebbe pertanto rivelarsi più adeguata a consumi aderenti ai segnali di prezzi (*demand response*). Inoltre le comunità hanno verosimilmente una capacità di investimento maggiore e si può quindi pensare con maggior

facilità a installazioni di accumuli distribuiti con relativo vantaggio per l'intera rete.

- Diffusione di una certa cultura della domanda energetica, relativa crescita della partecipazione attiva.

Queste logiche sono applicabili a tutte le utenze ma, come evidenziato, risultano più interessanti se applicate ad aggregati di consumatori finali, facilitandone la trasformazione in membri attivi della rete.

Rivedendo i primi due punti elencati è evidente come il gestore di rete possa trarne immediati vantaggi di grande valore visto lo stato attuale della rete e le sue evoluzioni necessarie.

In questa sezione manca però una valutazione numerica circa la profondità e l'efficacia dei cambiamenti citati prima, ne risulta quindi poco valutabile l'incisività, nell'ottica complessiva di raggiungimento degli obiettivi.

La mancanza di un'analisi di questo tipo è forse dovuta anche al limite maggiore che si rileva. Manca nel Piano una risposta alla già citata Direttiva europea 2018/2001 [6] che utilizza parole molto chiare sia rispetto alla formazione delle comunità *“Gli Stati membri dovrebbero garantire che le comunità di energia rinnovabile possano partecipare ai regimi di sostegno disponibili su un piano di parità con i partecipanti di grandi dimensioni.”* (art. 26 – pagina 86), sia per quanto riguarda i loro diritti come entità, tra gli altri il diritto ad immagazzinare e scambiare energia.

Non si pensa certo che il Piano possa proporsi come strumento legislativo, ma già la SEN aveva effettuato nel 2017 un riconoscimento in termini qualitativi delle comunità energetiche. Il passo in più, che manca, è la definizione di un orizzonte temporale per aggiornamenti normativi che favoriscano il cambiamento in ambito energy communities. Fino a quando non sarà definiti gli incentivi e le tutele per queste realtà esse non saranno in grado di competere con i player maggiori.

4.4.2 Cross-zonal continuous trading per il mercato Intraday

La ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulator) sta seguendo da vicino questo tema e nella Decisione 01/2019 [31] ha evidenziato il percorso seguito fino ad ora ed evidenziato da un punto di vista legale i passi da compiere. L'aspetto giuridico è più

che mai fondamentale, da un punto di vista generale di regolamentazione delle dinamiche di mercato fino alla necessità di definire una nomenclatura comune per permettere l'interfacciamento di agenti afferenti a mercati diversi. Lo sforzo di armonizzazione normativo europeo permetterà di attivare, sotto la spinta dei TSO nazionali, il continuous trading anche per il mercato intra-day. È questo un passo molto importante per dare la medesima capacità di azione sul mercato libero alle FER, la cui naturale scarsa predittività limita gli scambi sui mercati precedenti.

La ACER lavora per attivare il continuous trading a livello cross-zonal, le logiche funzionano però in cascata anche nei mercati interni.

4.4.3 Misure a favore delle imprese energivore:

Il Decreto Ministeriale del 21 dicembre 2017 [32] ha come obiettivo il sostegno alla competitività dei settori che soffrono sui mercati internazionali, a causa delle differenze nei costi di approvvigionamento dell'energia. Si tratta in sostanza di sostegni alle imprese cosiddette energivore. L'aspetto più interessante è il vincolo che il D.M. fissa tra alcuni parametri di consumo e l'accesso agli incentivi, in modo tale da invogliare le imprese ad essere più efficienti. L'ente che gestisce le valutazioni e gli incentivi è la Cassa per i Servizi Energetici ed Ambientali (CSEA), è attivo un portale a gestione ordinaria e straordinaria per la presentazione delle domande da parte delle aziende che ne hanno diritto. Gli input regolamentari arrivano a CSEA da ARERA, che mette in pratica quanto già indicato dal Ministro Calenda nel 2017 [3], quindi l'accesso agli incentivi sulla base della dimensione dei consumi energetici e della intensità energetica. È necessario evidenziare che, pur in un momento storico di sicura difficoltà del comparto manifatturiero italiano, in questo Piano non viene introdotto alcun elemento di ulteriore rilancio.

4.4.4 Sviluppo della capacità di accumulo

In molti punti del Piano si cita l'incremento delle riserve di accumulo installate e collegate alla rete, questo un passaggio è non solo possibile e conveniente dal punto di vista degli operatori, ma addirittura necessario per gli obiettivi generali fissati. È già stato esposto infatti quanto sia critico sostenere la diffusione di FER con sistemi di accumulo, per alleviare o cancellare criticità quali l'over-generation o la riduzione dell'inerzia di rete.

Il MiSe ha recentemente pubblicato (10 aprile 2019) un documento di consultazione pubblica, relativamente a temi tecnici per il prossimo triennio, tra i quali spicca la necessità di lavorare sul tema dell'accumulo.

“La transizione energetica in atto [...] sarà caratterizzata da una crescente penetrazione di fonti di energia rinnovabile non programmabile [...] nonché da una sostanziale modifica dell'architettura delle reti e della loro gestione. In tale contesto, al fine di governare al meglio la suddetta evoluzione del sistema, risulta prioritario promuovere progetti relativi alle nuove tecnologie per l'accumulo di energia elettrica, nonché ad un uso innovativo delle tecnologie esistenti, minimizzando i rischi derivanti da risultati di esercizio modesti e da costi di manutenzione elevati e non ammortizzabili.” [32]

Gli aspetti e i temi individuati come critici nel seguito del documento sono, *inter alia*:

- Le batterie elettrochimiche
 - Elementi base: Litio, Zolfo, Sodio, Sodio-Nichel, ferro-aria, Vanadio redox. Con attività mirate a aumentare la densità di energia, migliorare la sicurezza, ridurre il costo e allungare il ciclo e la durata di vita nonché la sostenibilità ambientale delle batterie
 - Analisi dell'incidenza dei vari fattori di stress sulle batterie commerciali, al fine di individuarli e possibilmente rimuoverli.
- Power-to-gas: che permetta quindi l'interfacciamento bi-direzionale dei sistemi gas ed elettrico. La sintesi di idrogeno a prezzi concorrenziali potrebbe dare la spinta decisiva al mercato HVAC (Heating Ventilation and Air Conditioning) nella transizione verso modelli di boilers e water heaters ad alimentazione mista idrogeno/metano, riducendo così la carbonizzazione del sistema.

Accanto a questo proposito di sviluppo si posiziona ovviamente in maniera molto solida il Piano di Terna che già ha quantificato le necessità di SdA nei prossimi anni.

4.5 POVERTÀ ENERGETICA

Il tema della povertà energetica è molto interessante, in quanto declina esigenze sociali reali con le scelte strategiche energetiche a livello nazionale e continentale. Ma vediamo prima quali sono i quattro aspetti fondamentali identificati dal piano:

1. Nel decennio che porta al 2030 i consumi residenziali sono previsti in calo, con un'accresciuta efficienza energetica che si deve anche al passaggio da sistemi alimentati a gas naturale ad utilizzatori elettrici
2. Se le quantità necessarie sono previste in calo, così non è per il prezzo dei prodotti energetici.
3. la crescita del PIL prevista con un tasso annualizzato pari 0.8%
4. Anche l'evoluzione demografica gioca la sua parte, i gruppi familiari composti da una sola persona di età avanzata sono meno esposti al rischio di povertà energetica. Nel prossimo decennio è previsto un aumento numerico di questa tipologia di nuclei familiari.

L'incidenza della spesa energetica è ovviamente maggiore per i nuclei familiari a più basso reddito, una parte di questi sono costretti ad investire in questa voce di spesa una quota superiore a quella che dovrebbe essere ragionevolmente accettata. E qui, la prima lacuna da colmare è evidentemente quella di poter misurare la PE. Evidenziare una quota percentuale di spesa, rispetto al totale delle risorse familiari, può aiutare ad imporre un obiettivo per salvaguardare i più deboli, esattamente come si fa col reddito.

Esistono diversi strumenti per combattere la PE, che mirano sostanzialmente ad alleviare il carico sui nuclei deboli, alternativamente con sussidi economici o aiutandoli a ridurre i consumi, si veda alla voce ristrutturazione dell'edilizia popolare.

Davvero di novità e davvero di cambiamento sarebbe un'interpretazione della spesa energetica simile a quella della sanità pubblica. Si tratterebbe in quel caso di proporzionare il contributo pro-capite sulla base della proprietà posseduta o del reddito dichiarato. Questo permetterebbe di ridurre la differenza dell'incidenza della spesa e al tempo stesso renderebbe anche più convenienti interventi di efficientamento energetico anche per i gruppi familiari più agiati, che sono quelli con maggior capacità di investimento.

Un'alternativa, sempre nell'ottica di migliorare complessivamente la gestione energetica degli edifici sarebbe quella di permettere a società private di operare attività di efficientamento su edifici di proprietà pubblica, esattamente come fanno le ESCO.

Diventa quindi fondamentale in questo settore l'aspetto dell'efficienza energetica.

In ogni caso, per affrontare il tema degli investimenti pubblici nelle case popolari è necessario in primis stabilire, nelle diverse casistiche, chi siano gli agenti che promuovono le iniziative. Possono essere enti specifici come ATER, o locali come i Comuni e le Province, il Piano purtroppo su questo è poco chiaro e non indica chiaramente le responsabilità d'azione.

5. DIMENSIONE DELLA RICERCA, INNOVAZIONE E SVILUPPO

Questa quinta dimensione deve necessariamente rispettare la regola del “ultimo ma non ultimo”. Infatti, anche se rispetto ad altri obiettivi più misurabili come la riduzione delle emissioni o del consumo di energia primaria risulta più difficilmente inquadrabile, è evidente come il suo ruolo sia chiave, con due obiettivi principali:

- Industrializzazione e standardizzazione degli strumenti esistenti o in via di realizzazione
- Individuazione di nuove risorse e modalità di gestione

La via per l’ottenimento di questi obiettivi, come in sintesi descritta nel Piano, è contenuta nei paragrafi seguenti.

5.1 OBIETTIVI E LINEE GUIDA NAZIONALI

Le iniziative e le associazioni in cui l’Italia come Paese è impegnata sono molteplici e di diverso tipo. Il panorama è vasto ed il Piano si limita a citare solamente le principali iniziative, tra cui ad esempio Horizon2020 o ISGAN, dedicato alle smart grid e condotto in prima battuta da Italia, India e Cina.

Accanto alle smart grid ci sono altri ambiti per cui il sistema nazionale ricerca ha mostrato sensibilità, elenchiamo qui quelle materie che il Piano indica come interessanti:

- Smart grid
- Carburanti alternativi
- Materiali avanzati per l’energia, quali materiali vetrosi, ceramici o con trattamenti chimici, specifici per applicazioni ad esempio di impiantistica o in ambito edile
- Riscaldamento e raffrescamento zero-emissioni
- Idrogeno

Degli ultimi due punti si deve anche, per una buona fetta, considerare l’insieme intersezione dato che molte realtà del comparto riscaldamento stanno virando verso appliances alimentate a idrogeno puro o con miscele di gas come idrogeno e metano, anche grazie ai finanziamenti per il settore in arrivo da un paio di anni da Bruxelles.

Il soggetto incaricato di gestire il progetto Mission Innovation è il Ministero per lo Sviluppo Economico, il quale ha creato due gruppi di lavoro:

1. Composto dallo stesso MiSe e dagli altri ministeri competenti (Esteri, Ambiente, Istruzione e Università, Economia), la prima task force si occupa del raddoppio dei fondi al sistema ricerca. L'obiettivo è infatti passare dai circa 222 M€ del 2013 ai 444 M€ previsti per il 2021. [33]
2. La seconda task force è invece costituita dai principali organi ed enti pubblici di ricerca come ENEA e RSE, si occupa della gestione operativa dei fondi

Nel Piano vengono citate molte delle tecnologie già richiamate in altri passaggi di questo documento come il power-to-gas, inoltre si dà anche un interessante accento al mondo dell'informazioni sia in termini di sicurezza dei dati, e quindi cyber-sicurezza, ma anche alla loro standardizzazione e gestione, in modo da rendere più efficienti e snelli molti processi informatici.

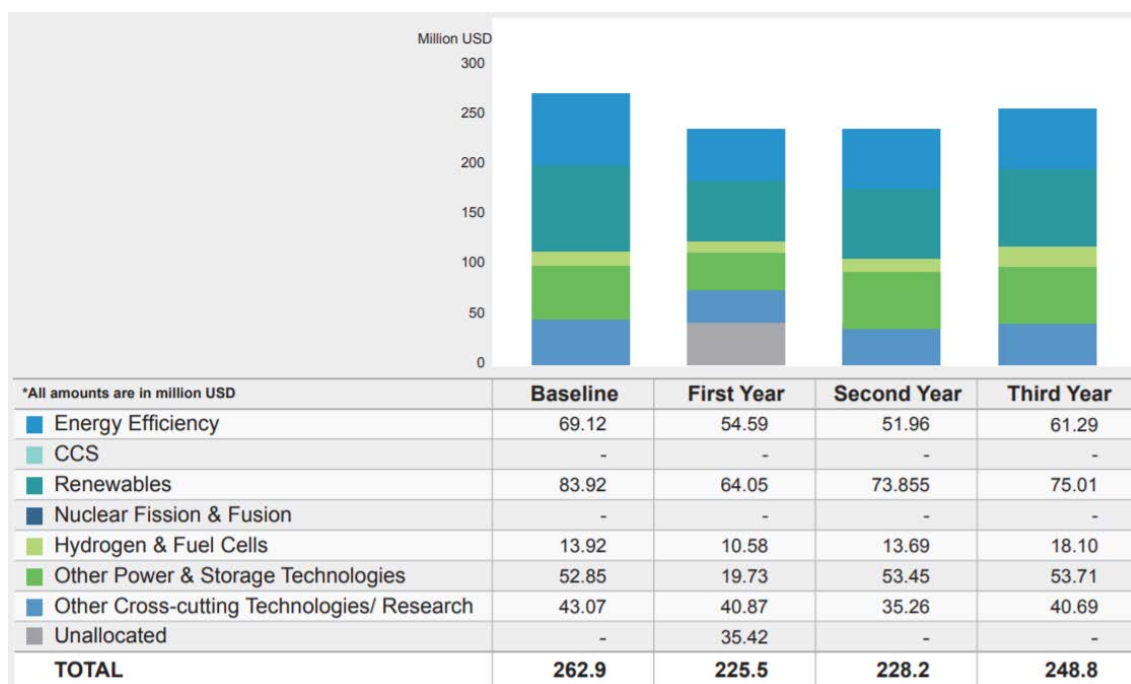


Figura 21: Investimenti pubblici in R&D per il settore clean energy [M€] [33]

La figura proviene dal report annuale di Mission Innovation e contiene la posizione dell'Italia rispetto agli impegni presi. MI è costituita da una rete di Paesi, sono 24 più la partecipazione della Commissione Europea, che nel 2015 si sono impegnati a realizzare un percorso di ricerca ed innovazione con contorni definiti e segnati, con lo scopo primario di accelerare i processi di innovazione delle tecnologie *clean* sia in ambito pubblico che privato. Nella figura, si vede come l'impegno di investimenti dell'Italia sia,

a partire dal 2016, considerato come primo anno, cresciuto di un circa un 10% in tre anni, distante quindi dagli obiettivi di raddoppio per il 2021. Lo stesso report di MI sostiene tuttavia che nel prossimo triennio saranno finanziati altri progetti per 345M€, raggiungendo quindi il goal previsto. Per dare un altro riferimento, la Germania riporta un investimento 2018 pari a 780M€ [33]. Dal punto di vista del Piano non ci sono differenze né tantomeno evoluzioni rispetto alla Strategia Energetica Nazionale del 2017, ed anzi non sono nemmeno indicati le modalità precise per raggiungere quegli obiettivi prefissati.

Accanto ai fondi classificati in Mission Innovation ci sono altri finanziamenti, contenuti all'interno del Piano Nazionale Ricerca che arrivano a totalizzare, in ambito energetico la quota di 0.5 mld€ [2], parte dei quali non classificabili in ambito *clean energy*.

5.2 POLITICHE E MISURE RISPETTO ALLA DIMENSIONE R&D

In questa sezione vengono elencate brevemente alcuni dei progetti che beneficiano dei fondi del settore R&D, non aggiunge molto nell'ottica del lavoro del presente documento.

6. BREVE VALUTAZIONE DEGLI ALTRI PIANI PRESENTATI, CONSIDERAZIONI FINALI

Nei primi mesi del 2019 tutte le 28 Nazioni della UE hanno presentato la bozza del Piano (in inglese National Energy and Climate Plans | NECPs), in linea con le disposizioni Europee dovranno poi proporlo in versione definitiva entro il 31 dicembre 2019. È fatto notorio che l'Italia sia allineata con altri paesi europei, ed anzi meglio posizionata in alcuni ambiti. A titolo di esempio vediamo la lista seguente, che riguarda la dimensione della decarbonizzazione.

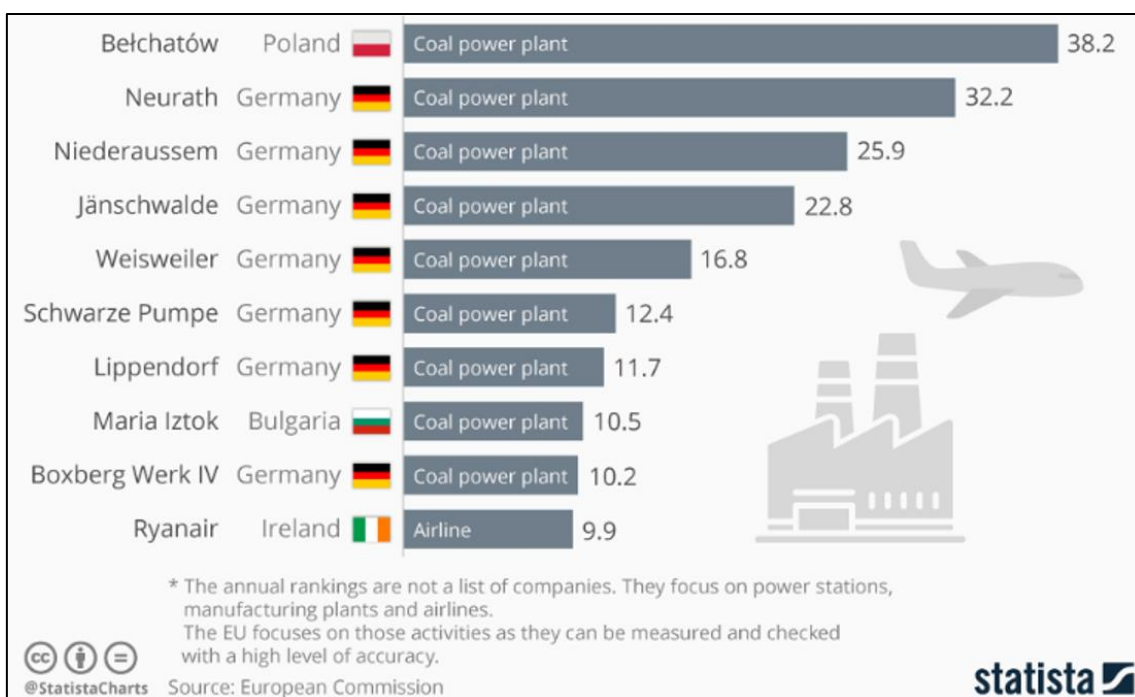


Figura 22: Lista dei siti con maggiori produzione di GHGs, 2018 [MtCO₂eq] [34]

Ora, è chiaro che uno specchietto come questo non considera tutti gli aspetti in gioco, come ad esempio il settore trasporti più difficilmente quantificabile, ma sicuramente ci dà un'idea di quali possano essere le attività economiche è necessario incidere con decisione.

Nel corso di questo lavoro di commento al Piano italiano è stato necessario rilevare più volte la vaghezza di obiettivi o la scarsa precisione nello spiegare come un obiettivo debba essere perseguito. Mancano cioè, non tanto le volontà o le intenzioni quanto piuttosto un'idea chiara di come e cosa poter perseguire nei prossimi dieci anni e con

quali strumenti. Rimane chiaro che trattandosi di una prima versione del Piano ci sia ancora tutto lo spazio per inserire informazioni mancanti, ma chi scrive si sente di essere assolutamente d'accordo con il commento ufficiale dell'Associazione WindEurope:

“A pledge is not a plan – Un impegno non è un piano” [35]

WindEurope è un'associazione che conta quasi 600 soci con sede a Bruxelles, impegnati in attività di lobbying e promozione dell'utilizzo di energia eolica in Europa e nel Mondo.

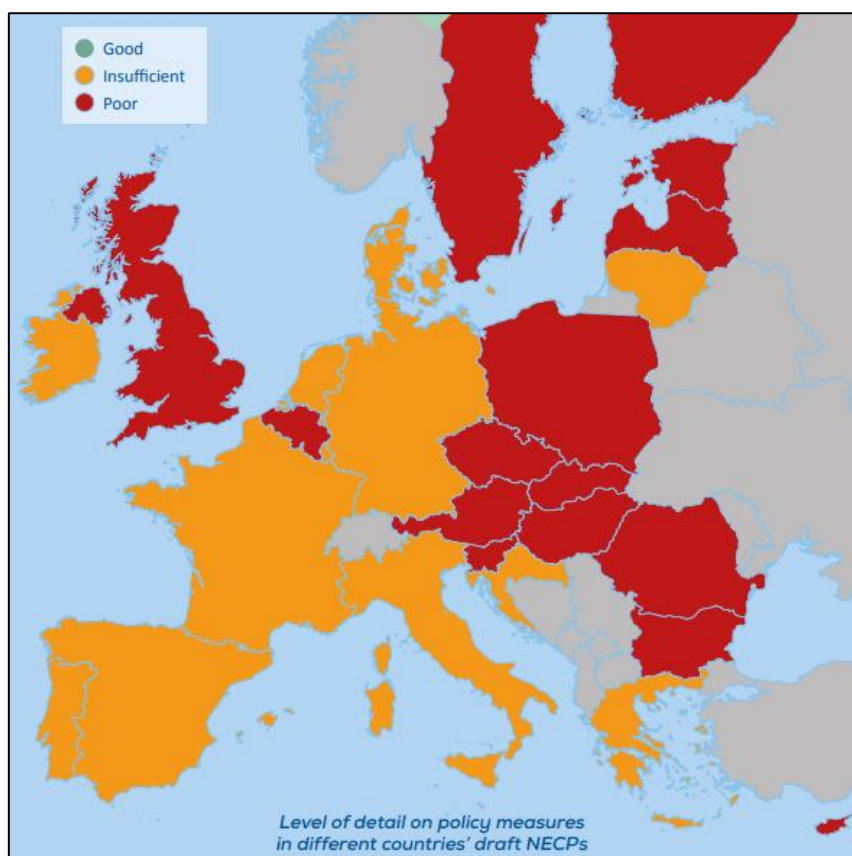


Figura 23: Valutazione dei NECPs da parte di WindEurope [35]

Nella valutazione condotta da WindEurope, nessuno degli Stati europei raggiunge un livello sufficiente.

La loro analisi è ovviamente specifica per il settore dell'industria eolica ma è esemplificativa di una necessità, espressa in questo caso per il singolo comparto, di avere piani e percorsi il più chiari possibile, soprattutto per permettere le corrette pianificazioni a tutti i soggetti in gioco.

Approfondendo lo studio condotto da Wind Europe si evidenzia ad esempio che un fattore chiave per chi deve investire, come la calendarizzazione delle aste di gara sia presente nel solo Piano, o NECP, della Germania. Lo stesso Piano tedesco si rivela comunque lacunoso sotto altri aspetti quali ad esempio il fine vita dei generatori eolici e l'evoluzione del *permitting* nei prossimi anni. La medesima critica fatta per l'assenza delle date delle aste dell'eolico si può ad esempio portare per la futura regolamentazione dei Power Purchase Agreement, l'azienda che vuole oggi investire con un contratto di questo tipo non sa se e quando le regole del gioco verranno cambiate.

Volendo svincolarci da quanto espresso da WindEurope, possiamo comunque usare la loro lettura per reinterpretare tutti i punti che, alla lettura del Piano, lasciano incertezza o addirittura scarsa credibilità nelle dichiarazioni fatte.

C'è la volontà politica e, come abbiamo commentato in maniera per quanto possibile dettagliata in questo documento, ci sono anche molti strumenti a disposizione. Almeno per quanto riguarda l'oggetto di questo studio, cioè l'Italia, gli obiettivi prefissati sono raggiungibili con strategie *cost-effective*, ma in taluni casi anche con evoluzioni virtuose del sistema energetico. È quest'ultimo ad esempio il caso dei contratti PPA.

6.1 CLEAN ENERGY FOR ALL THE EUROPEANS

Ma se si può certamente rilevare un carattere interlocutorio nella stesura dei Piani nazionali, così non si può dire della legislazione comunitaria che fissa gli obiettivi da perseguire nei medesimi Piani. Il 22 maggio 2019 è stato varato dall'Unione Europea un pacchetto di norme che toccano alcuni degli argomenti su cui i Paesi sono chiamati ad operare con i NECPs. Il pacchetto di Norme è visto anche come la continuazione del percorso già rilanciato con gli Accordi di Parigi del 2015. Si tratta di una raccolta di otto documenti che rappresentano lo stato dell'arte ed è così composta:

1. Energy performances in buildings: il documento più recente è la direttiva 2018/844/EU che integra Energy Performance of Buildings Directive (2010/31/EU) Energy Efficiency Directive (2012/27/EU). Tra i punti rilevanti, sicuramente i vincoli sui nuovi edifici, che dovranno essere tutti della categoria NZEB a partire dal 31 dicembre 2020.

2. Renewable Energy Directive (2018/2001) la cosiddetta RED II, anch'essa già citata all'interno del documento, fissa le soglie di energia rinnovabile da conseguire per l'anno 2030 e ne indica gli obiettivi per i singoli stati. La revisione della normativa
3. La revisione della Energy Efficiency Directive (EU) anch'essa aggiornata nel corso del 2018/2002.
4. Un documento di revisione della governance energetica datato 11 dicembre 2018, in cui si formalizzano anche le richieste dei NECPs ai Paesi

La seconda parte dei documenti è invece costituito dai quattro documenti di nuova pubblicazione, ufficiale il 14 giugno 2019, che andiamo qui solamente ad elencare e che, nelle intenzioni del legislatore, servono a completare il quadro normativo, soprattutto per quanto riguarda il settore elettrico:

5. Electricity regulation: Regolamento (EU) 2019/943 per il mercato interno dell'energia elettrica
6. Electricity Directive: Direttiva (EU) 2019/944 che dà seguito alla regolamentazione precedente
7. Risk Preparedness Regolamento (EU) 2019/94 sul tema dei rischi per i sistemi elettrici connessi alla loro evoluzione.
8. ACER: Regulation (EU) 2019/942, formalizza la creazione della ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Nel corso del 2019 gli Stati dovranno mantenere il focus altissimo sulle possibili evoluzioni di tutti i mercati energetici e affini. Come si è visto, le elezioni europee tenutesi nel maggio 2019 hanno innalzato ancora di più l'attenzione sui temi ambientali con grandissimi exploit in molti paesi europei dei Verdi o di partiti a vocazione simile. Una forte rappresentanza di queste correnti negli organismi europei porterà, se non a ritoccare gli obiettivi già fissati, sicuramente a verificare con attenzione le scelte degli Stati. In effetti tocca in primis a Bruxelles intervenire in maniera efficace, con commenti ed indicazioni già nel giugno 2019, avendo il vantaggio di poter mettere in campo una visione sistemica.

Uscendo dal perimetro dell'Unione europea è evidente che per altre Nazioni il percorso che porta ad un sistema energetico più verde ed allo stesso tempo più sicuro, quando già intrapreso, è ancora molto lungo.

L'Europa può avvantaggiarsi su altre grandi realtà economiche, garantendo in primis standard di vita migliori per i propri cittadini ed al tempo stesso accumulando know-how tecnologico e posizioni privilegiate sui nuovi mercati, dei servizi, delle capacità ed altri, che si stanno creando.

Bibliografia

- [1] Consiglio Europeo di Bruxelles 21 e 22 giugno 2007 - Conclusioni della Presidenza
- [2] European Greens, <https://europeangreens.eu/>, 2019
- [3] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Proposta di piano nazionale integrato per l'energia e il clima, 31 dicembre 2018
- [4] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Strategia Energetica Nazionale, 10 novembre 2017
- [5] Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, Regolamento (UE) 2018/842 del Parlamento Europeo e del Consiglio, 30 maggio 2018
- [6] Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio, 11 dicembre 2018
- [7] United Nations Climate Change, <https://unfccc.int/process/transparency-and-reporting/greenhouse-gas-data/greenhouse-gas-data-unfccc/global-warming-potentials>, 1995
- [8] Country-level social cost of carbon, <https://www.nature.com>, Katharine, Ricke, Laurent Drouet, Ken Caldeira and Massimo Tavoni -2018
- [9] Horizon 2020, <https://country-level-scc.github.io/explorer/>, 2019
- [10] Ministero dell'Economia e delle Finanze, Bilancio semplificato dello Stato per il triennio 2017-2019, 2017
- [11] IRENA; The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025, https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf, 2016
- [12] Regione Piemonte - Legge Regionale n12, Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche. 3 agosto 2018
- [13] GSE, Energie rinnovabili al 2020 Scenari tendenziali, https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Studi%20e%20scenari/Energie%20rinnovabili_scenari%20al%202020.pdf
- [14] Wienerberger, <https://wienerberger.it/servizi/press-area/wienerberger-e-enge-firmano-il-primop-pa-green-in-italia>, 2018

- [15] Bloomberg New Energy Finance, <https://about.bnef.com/blog/corporate-clean-energy-buying-surged-new-record-2018/>, 28 gennaio 2019
- [16] Ministero dello Sviluppo Economico, Decreto Interministeriale Promozione dell'uso del biometano nel settore dei trasporti, 2 marzo 2018
- [17] Ambrosetti, Enel, Enel X, Electrify 2030, 2019
- [18] Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, Direttiva (UE) 2010/31 del Parlamento Europeo e del Consiglio, 19 maggio 2010
- [19] Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, Direttiva (UE) 2018/844 del Parlamento Europeo e del Consiglio, 30 maggio 2018
- [20] ENEA, La Direttiva Europea 2018/844 che modifica l'EPBD, ottobre 2018
- [21] ZEBRA2020, <http://www.zebra-monitoring.enerdata.eu/nzeb-activities/panel-distribution.html>, 2016
- [22] ANSA; Gnl camion, le immatricolazioni continuano a crescere, dati ANFIA, 23 aprile 2019
- [23] TERNA, <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisioni/levoluzionedelmercatoelettricotuttiidati.aspx#!#tab-4>, Consultazione: Maggio 2019
- [24] MiSe, Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche - Statistiche ed analisi energetiche, https://dgsaie.mise.gov.it/gas_naturale_bilancio.php, 2019
- [25] European council on foreign relations, Tareq Baconi, Pipelines and Pipedreams, 21 aprile 2017
- [26] ExxonMobil, ExxonMobil makes natural gas discovery offshore Cyprus, 28 febbraio 2019
- [27] IlSole24Ore, Energia e geopolitica: così l'Italia ha perso la partita per diventare «hub» del gas, Sissi Bellomo, 24 marzo 2019
- [28] TERNA S.p.A. e Gruppo TERNA, Piano di Sviluppo 2018
- [29] F. Bignucolo, R. Caldon, Stabilità del sistema elettrico in presenza di generazione a bassa inerzia: evoluzione e nuovi approcci, researchgate.net, gennaio 2018
- [30] European Commission, COM (2017) 718 final, 23 novembre 2017

[31] Agency for the Cooperation of Energy Regulator, Decisione 01/2019, Establishing a single methodology for pricing intraday crosszonal capacity, 24 gennaio 2019

[32] MiSe, D.M. Agevolazioni imprese energivore, 21 dicembre 2017

[32] MiSe, D.M. Riforma della normativa di settore riguardante la Ricerca di Sistema elettrico nazionale, 16 aprile 2018 e conseguente piano di sviluppo triennale 2019-2021 della Ricerca di Sistema.

[33] Mission Innovation, Horizon 2020, <http://mission-innovation.net/wp-content/uploads/2019/05/MI-Country-Highlights-2019.pdf>, 2019

[34] Statista.com, Niall McCarthy, Europe's Ten Biggest Polluters, 3 aprile 2019

[35] WindEurope.org, WindEurope's assessment of the draft 2030 National Energy and Climate Plans (NECPs), 2019

