

ambito amministrativo

REGIONE MOLISE
PROVINCIA DI CAMPOBASSO
COMUNE DI TERMOLI

titolo progettuale

PROGETTO DI MODIFICA DELLA CENTRALE TERMOELETTRICA SNOWSTORM DI
TERMOLI

fase progettuale:

progetto definitivo

ambito progettuale

VIA

tipo elaborato:

relazione tecnica

oggetto elaborato:

Studio di impatto della penetrazione delle FER intermittenti

progressivo di progetto

02_2019-07

denominazione file

02_2019-07-D-VIA-RT-A07-
studio_di_impatto_della_penetrazione_delle_FER_intermittenti

Scala

--

Formato

A4

Data

08/03/2019

revisione

03

verifica

✓

committente

SNOWSTORM SRL UNIPERSONALE



visti

note di revisione

Progettista/Estensore



SERGIO IEZZI
I N G E G N E R E

studio di ingegneria ing. sergio iezzi: studio: Via Rigopiano 20/5, 65124 Pescara (PE) – fax. +39 085-41.70.136 – mob. +39 346.82.91.332 – e-mail: sergio@iezzi.eu – PEC: sergio@pec.iezzi.eu – Albo degli Ingegneri di Pescara n. 1764 – P.IVA: 01592970667 – C.F.: ZZISRG74P25G878H – web: iezzi.eu



1. LIMITI DI PENETRAZIONE DELLE FER NON PROGRAMMABILI

1.1. SOVRACCAPACITÀ ED ESIGENZE DI ACCUMULO

Il rapporto ENEA "FONTI RINNOVABILI E RETE ELETTRICA IN ITALIA"¹ presenta una elaborazione dove si prendono in considerazione le potenze, ovvero la capacità del carico, al picco di consumo, e le capacità installate delle fonti non programmabili più significative, eolico e fotovoltaico.

Per il calcolo si sono assunte **1.650 ore/anno di produzione per l'eolico** e **1.300 per il fotovoltaico** – dati medi nazionali per le installazioni attuali.

Tabella 1 - Evoluzione ipotizzata del picco di consumo e delle capacità delle FER elettriche non programmabili

	2012	2020	2030	2050
Picco di consumo (GW)	54	65	73	75
Potenza eolica (GW)	8	12.1	20	25
Potenza fotovoltaica (GW)	16.6	23.7	70.2	152.3
Rateo eolico	0.15	0.186	0.274	0.33
Rateo fotovoltaico	0.31	0.364	0.998	2.03
Rateo non programmabile	0.46	0.55	1.273	2.36

Il "rateo" è una figura empirica dello stress sulla rete, che dà una misura del rapporto fra capacità installata e picco al consumo rispettivamente eolica, fotovoltaica e totale (trascurando la marina), ed il suo andamento è illustrato in fig. 1, in cui le curve sono interpolate.

¹ ISSN/0393-3016 – RT/2014/8/Enea

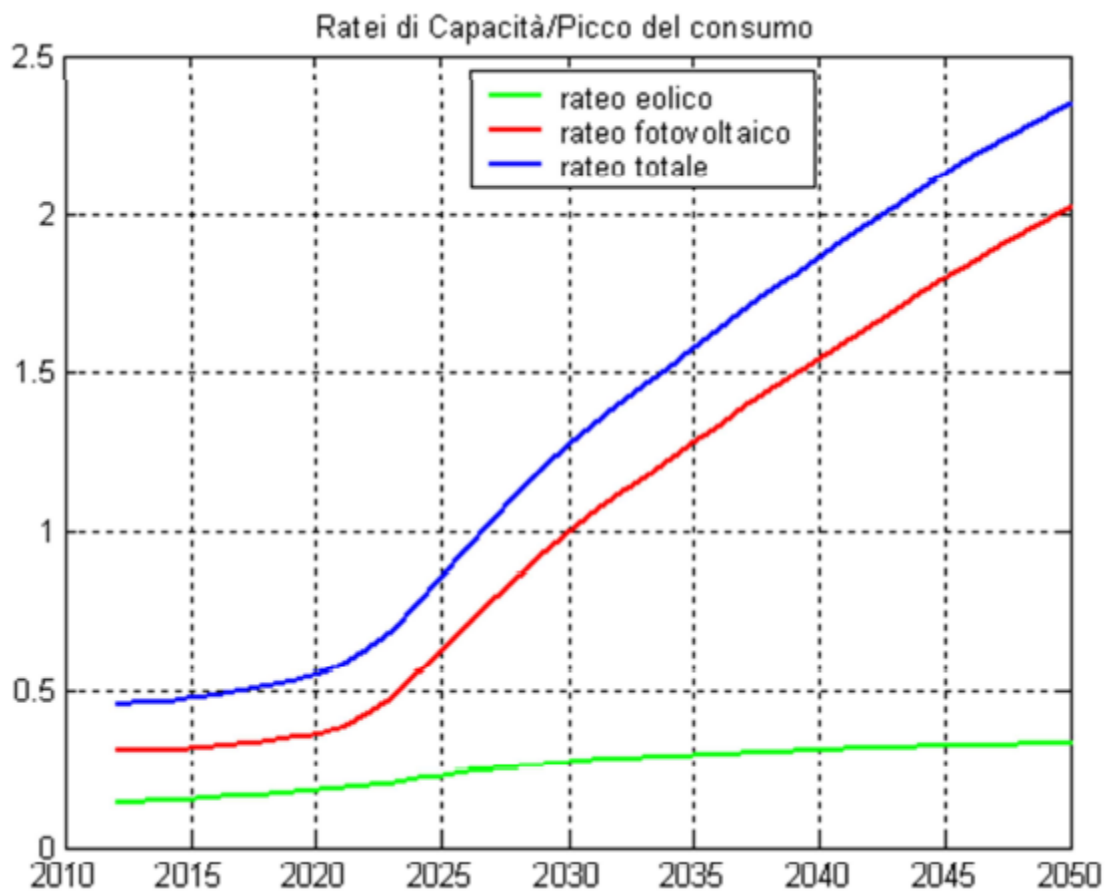


Figura 1 - Ratei di Capacità non programmabile/Picco di consumo

Si vede come, a partire dal 2020 la situazione inizi a discostarsi notevolmente da quella attuale, comportando ratei non programmabili che verso il 2030 superano il valore unitario e si avviano al raddoppio al 2050.

La situazione è anche più seria considerando, invece che il Picco del consumo, il "Consumo a mezzogiorno" nelle giornate di basso consumo (a mezzogiorno perché è il momento di massima produzione fotovoltaica presunta).

Il rapporto fra "Consumo a mezzogiorno nella giornata di minimo consumo annuale" e "Picco di consumo annuale" è ricavabile dai diagrammi seguenti, relativi agli anni 2010 - 2011.

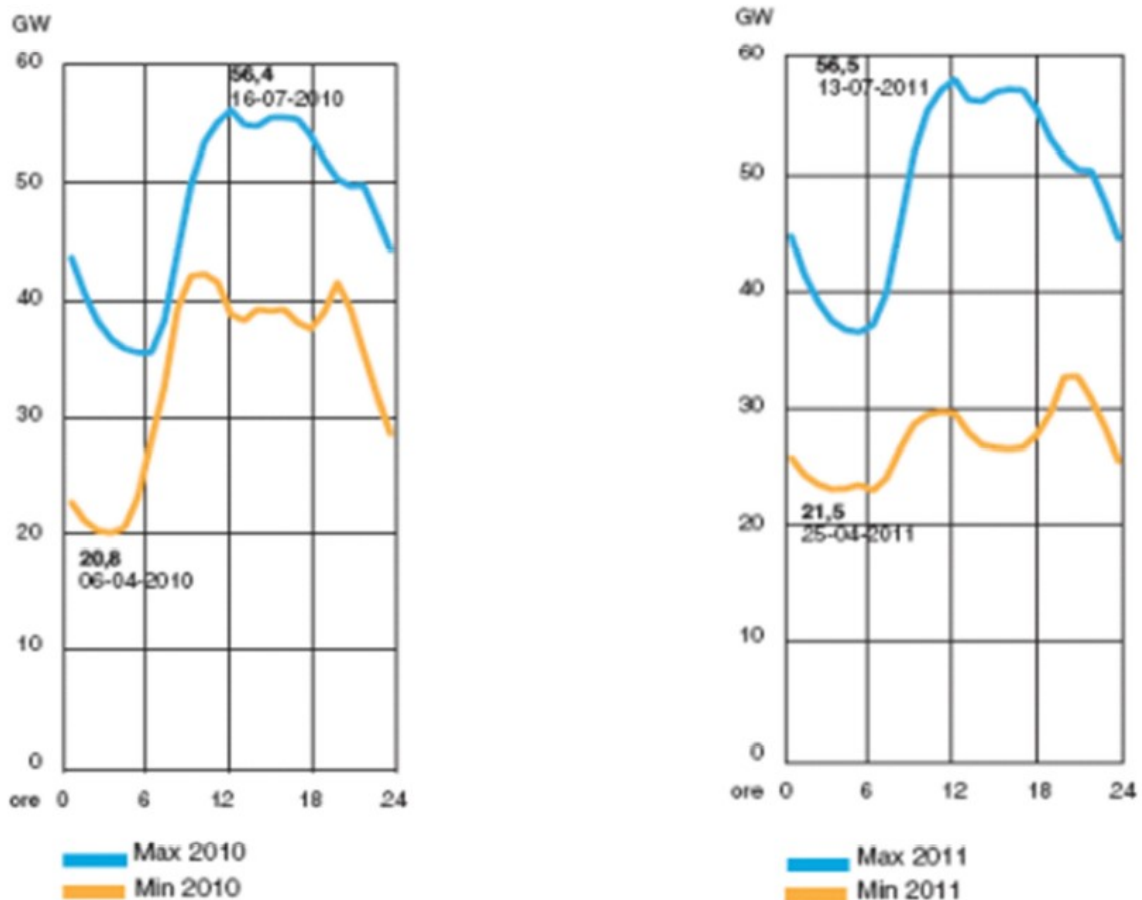


Figura 2 - Curve di carico dei giorni di punta massima e minima

Negli anni dal 2008 al 2011 il valore è variato da 0.48 a 0.69, con una media pari a 0.6.

Applicando questo valore riduttivo ai picchi di tab. 1 si può stimare il Consumo a mezzogiorno nel giorno di minimo; i "ratei massimi" che ne derivano, ponendo in rapporto la Capacità non programmabile con tale valore, sono rappresentati in tab.2.

Tabella 2 - Sommario dello scenario analizzato

	2012	2020	2030	2050
Consumi (TWh/anno)	328	367	415	420
Quota rinnovabile (%)	28.4	35.4	52	85
Energia da FER programmabili (TWh)	60.7	79.1	91.5	117
Energia da FER non programmabili (TWh)	32.3	50.9	124.5	240
Rapporto Produzione non programmabile /Consumo (%)	9.85	13.86	30.0	57.14
Potenza eolica (GW)	8	12.1	20	25
Potenza fotovoltaica (GW)	16.6	23.7	70.2	152.3
Rateo "massimo" FER non programmabili ^a	0.77	0.92	2.12	3.93

Il "rateo massimo totale" è prossimo a uno già a partire dal 2020; **ciò non denota necessariamente il verificarsi di situazioni di Sovraproduzione, ma ovviamente è un indice di aumento progressivo della probabilità di questo tipo di eventi.**



L'analisi andrebbe effettuata sulle singole aree, ma ciò è oltre la portata delle semplici considerazioni riportate in questa sede. Peraltro, ***in alcune aree del paese a forte concentrazione di FER non programmabili questa situazione è già presente.***

Una conseguenza via-via più probabile all'aumentare dei ratei considerati sarà l'opportunità, inizialmente, e successivamente la necessità di introdurre sistemi di accumulo a vari livelli del sistema, in rapporto alle FER non programmabili, in particolare per esigenze di "arbitraggio" della produzione (accumulo durante i periodi di eccesso di produzione da FER, rilascio durante i periodi di bassa produzione da FER).

1.2. LIMITI DI STABILITÀ

Un aspetto essenziale da considerare man mano che la quota rinnovabile non programmabile aumenta la sua importanza nel sistema elettrico, è la valutazione del limite di ***stabilità della rete*** in condizioni di basso carico, in corrispondenza quindi a quote sempre più ridotte di impianti in dotati di turboalternatori o alternatori (impianti CCGT, idroelettrici, geotermoelettrici, solari termodinamici, a biomasse), in grado di fornire inerzia rotante, riserva primaria, secondaria e terziaria.

Attualmente è necessario mantenere connessi a rete un certo numero di impianti "convenzionali", per fornire alla rete sufficiente "inerzia aggregata" ai fini del controllo primario di frequenza, questi impianti però non possono operare a potenze inferiori a un certo "minimo tecnico". Sistemi di accumulo a risposta rapida, come volàni e batterie per servizio Power Intensive sono già proposti e utilizzati per contribuire alla stabilizzazione della frequenza in situazioni di riduzione dell'inerzia intrinseca del sistema di generazione.

D'altro canto, un sistema che avesse solo Generazione Distribuita e capacità di accumulo diffusa sarebbe anche intrinsecamente al riparo da eventi destabilizzanti quali la perdita di una singola grande centrale di generazione o di una singola grande linea di trasmissione.

Nel concreto della situazione italiana, in cui la Generazione Distribuita aumenterà il suo impatto ma verosimilmente sarà solo uno degli elementi del sistema, sarà comunque necessario studiare fino a quale limite teorico si può spingere l'inserimento in rete di FER non programmabili, escludendo dal servizio gli altri impianti, che verrebbero quindi utilizzati solo come back-up; questo limite è sicuramente molto maggiore di quanto si ammetteva in passato, ma allo stesso tempo ha sicuramente un valore determinato sia dalla fisica sottostante che dalla tecnologia disponibile.

La determinazione di tali limiti richiede studi accurati di elettrotecnica e controllo di processo, con l'impiego di modelli di simulazione raffinati.



2. GLI OSTACOLI TECNICI PER LE FONTI RINNOVABILI INTERMITTENTI²

La registrazione temporale della potenza elettrica generata dagli impianti eolici o da quelli solari (in particolare durante una giornata con passaggio veloce di nubi) mostra passaggi bruschi dal valore della potenza di targa a valori più bassi in tempi dell'ordine dei secondi.

Pertanto, ***questi impianti vengono considerati come sorgenti intermittenti*** di elettricità. Ad essi viene attribuita la capacità di fornire un flusso di energia nel tempo, ma non la capacità di garantire nello stesso tempo un qualche livello di potenza.

Abbiamo quindi a che fare con generatori elettrici di potenza intermittente e, per giunta, ***tale intermittenza è casuale nel tempo***, cioè non è prevedibile in anticipo.

Per questioni in parte tecniche, ma soprattutto economiche, si è adottato in modo generale il modello di allacciamento diretto di tali generatori alla rete elettrica nazionale senza interporre alcun sistema di accumulo dell'energia.

Il sistema di controllo della rete vede il contributo intermittente di tali impianti come un disturbo del livello di potenza con cui sta fronteggiando il carico e quindi interviene per compensare le oscillazioni.

Per quanto abbiamo imparato dai black out, la capacità di reazione del sistema di controllo opera efficacemente fino a perturbazioni dell'ordine del 10,15% rispetto al livello di potenza attuale.

2.1.LA PENETRAZIONE DELLE FER INTERMITTENTI

Per definire la penetrazione delle FER intermittenti, si indichi con K la frazione della potenza nominale delle fonti intermittenti allacciate alla rete rispetto alla potenza totale dei generatori termoelettrici convenzionali attivi nella rete stessa. Allora:

- $K = P_{fr} / P_{fc}$

dove

- P_{fr} : potenza nominale totale dei generatori delle fonti rinnovabili intermittenti[kW];
- P_{fc} : potenza nominale totale degli impianti termoelettrici convenzionali [kW].

Se (f_{cr}) è il fattore di carico delle fonti rinnovabili collegate alla rete e (f_{cc}) è quello totale delle fonti termoelettriche convenzionali presenti in rete, l'energia prodotta nei due casi per le 8760 ore dell'anno sarà:

- $E_{fr} = (f_{cr}) P_{fr} 8760 \text{ kWh (1)}$

² Fonti rinnovabili elettriche intermittenti: limiti di penetrazione nella rete e loro significato energetico
Domenico Coiante - Aspo Italia -10/03/07



- $E_{fc} = (f_{cc}) P_{fc} 8760 \text{ kWh}$ (2)

dove

- E_{fr} : contributo energetico dei generatori delle fonti rinnovabili intermittenti [kWh];
- E_{fc} : contributo energetico degli impianti termoelettrici convenzionali [kWh].

Allora si avrà:

- $E_{fr}/E_{fc} = [(f_{cr})/(f_{cc})] (P_{fr}/ P_{fc}) = K [(f_{cr})/(f_{cc})]$ (3)

Si indichi con H la frazione d'energia prodotta dal settore elettrico rispetto al fabbisogno energetico totale.

Allora, se E_{tot} rappresenta il consumo totale di energia espresso in kWh, il contributo elettrico E_{el} sarà espresso da:

- $E_{el} = E_{fc} + E_{al} = H E_{tot}$ (4)

dove

- E_{fc} : contributo elettrico dei generatori termoelettrici e
- E_{al} : contributo elettrico dovuto a tutti gli altri generatori presenti nella rete.

Quindi in generale si avrà:

- $E_{fc} = H E_{tot} - E_{al}$

Sostituendo E_{fc} nella (3), si otterrà in definitiva:

- $E_{fr}/E_{tot} = K (H - E_{al}/E_{tot}) [(f_{cr})/(f_{cc})]$ (5)

Per l'Italia, su un consumo totale elettrico del 2005 di 353 TWh, si è avuto un contributo di 253 TWh per E_{fc} contro quello di 100 TWh complessivi per tutti gli altri generatori comprese le importazioni (Unione Petrolifera Italiana, Statistiche Economiche Energetiche e petrolifere, 2006).

Stante il consumo totale di energia primaria di 199 Mtep, si ha $H = 0.39$ e $E_{al}/E_{tot} = 0.11$.

Il fattore di capacità totale per il parco di generatori termoelettrici presenti nella rete italiana si ricava dai dati di produzione 2005 (www.terna.it).

A fronte di una potenza termoelettrica totale di 58890 MW (= 0.0589 TW) si è avuta una quota di produzione annuale di energia termoelettrica di 253 TWh.

Pertanto, il fattore di capacità effettivo è stato nel 2005:

- $(f_{cc}) = 253/(0.0589 \times 8760) = 0.49$.

Ciò corrisponde ad un funzionamento equivalente a piena potenza di circa 4295 ore all'anno.



Si tratta di un valore effettivo più basso di quello teorico ($0,7 = 6600$ ore) del singolo generatore perché esso risulta dalla media effettuata sul funzionamento dell'intero parco dei generatori termoelettrici.

Nella pratica avviene che alcuni generatori vengono fatti lavorare ininterrottamente (salvo brevi interruzioni per la manutenzione), mentre altri vengono impiegati saltuariamente in accordo con la richiesta oraria di potenza da parte del carico in rete. In un caso perciò il fattore di capacità effettivo corrisponde a quello dichiarato in specifica (circa 0.7), mentre nell'altro caso il suo valore effettivo risulta più basso. Il valore indicato corrisponde alla media.

Poiché le fonti rinnovabili hanno sempre la priorità nel dispacciamento della potenza in rete, il fattore di capacità (fcr) da assumere per esse coincide con quello massimo dichiarato.

Al contrario, per il confronto con i generatori termoelettrici si assumerà il valore medio (fcc) = 0.49, che va ritenuto rappresentativo della situazione reale della rete a cui vengono allacciati gli impianti delle rinnovabili.

Pertanto, lasciando K come variabile, nella (5) si può specificare a titolo di esempio il valore dei diversi parametri per il sistema energetico italiano e per le condizioni di insolazione e di ventosità medi del nostro paese come si ricavano dai dati annuali di funzionamento degli impianti pubblicati dal GSE.

Si ha:

- $H=0,39$
- $E_{al}/E_{tot} = 0.11$;
- $(fcr) = 0.15$ (per il fotovoltaico 1300 ore equivalenti a piena potenza);
- $(fcr) = 0.18$ (per l'intero parco eolico: 1600 ore equivalenti a piena potenza);
- $(fcc) = 0.49$ (per il parco degli impianti termoelettrici: 4295 ore equivalenti a piena potenza).

Vista la predominante quota dell'eolico rispetto al fotovoltaico (2200 MW installati nel 2006 contro circa 50 MW), considereremo il fattore di capacità medio delle due fonti praticamente coincidente con quello dell'eolico.

Inserendo i valori nella (5) si ottiene la frazione di energia che le fonti elettriche intermittenti sono capaci di immettere nel bilancio energetico totale:

- $E_{fr}/E_{tot} = (0,28) (0.37) K = 0,103 K$ (6)

La Fig.3 mostra il grafico della (6). In ascisse è riportato il valore della frazione K della potenza rinnovabile allacciata rispetto a quella termoelettrica attiva in rete ed in ordinate il contributo



percentuale di energia rinnovabile non programmabile fornito alla produzione elettrica nazionale (2005).

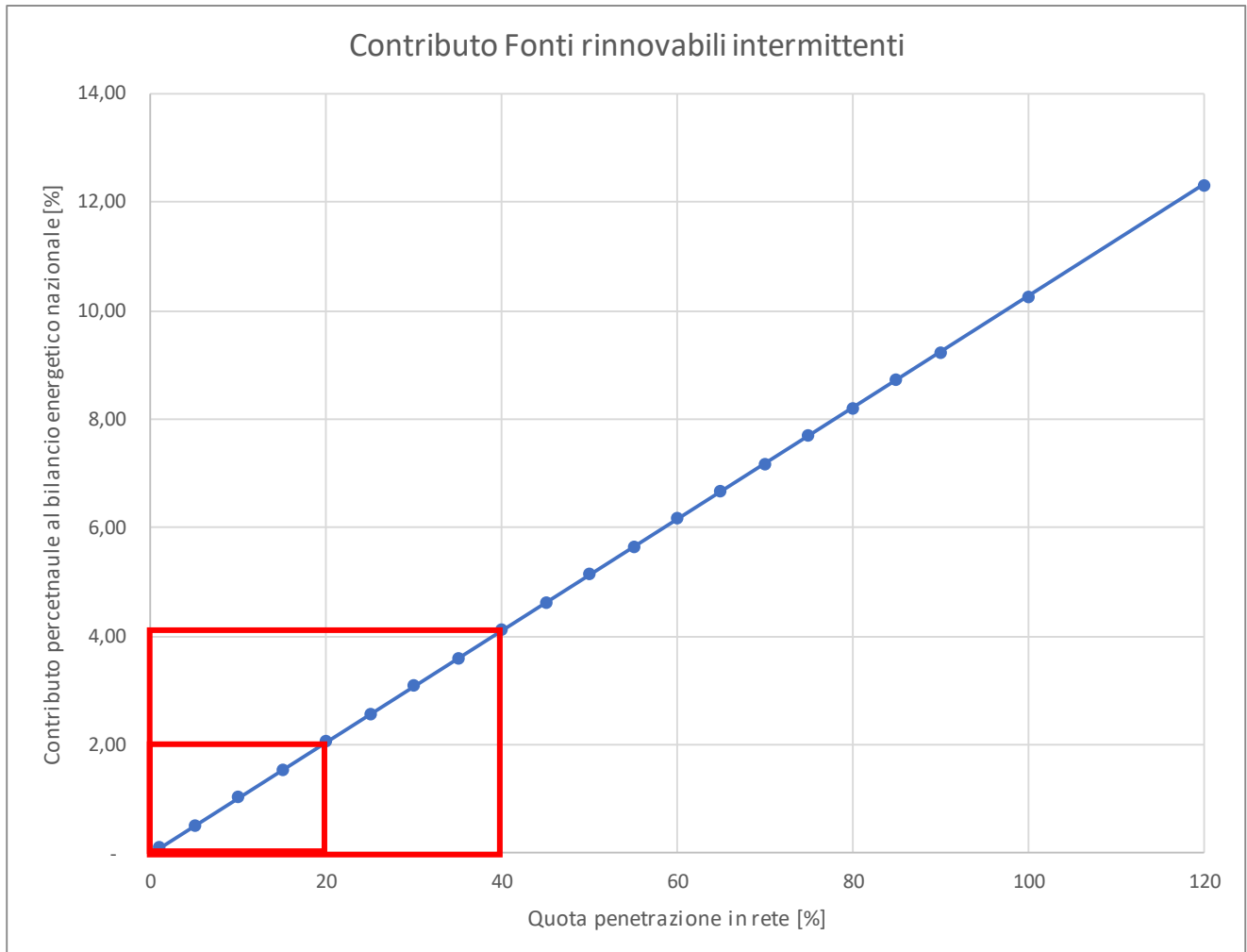


Figura 3

Come si può vedere dalla figura 3, in corrispondenza della quota di penetrazione massima del 20% si ottiene un contributo energetico pari al 2% del totale. Questo è tutto ciò che si potrà ottenere dall'applicazione delle fonti elettriche intermittenti con il modello di sviluppo attuale di allacciamento diretto alla rete senza alcun sistema di accumulo dell'energia.

Si può anche notare che, se fosse anche possibile raddoppiare la quota di penetrazione arrivando al 40%, il contributo energetico ricavabile passerebbe dal 2% al 4% circa, rimanendo ancora del tutto marginale.

In conclusione, a causa dell'intermittenza della generazione di potenza, il modello oggi adottato per gli impianti con il collegamento diretto alla rete permette lo sfruttamento soltanto di una piccolissima parte dell'enorme potenziale accessibile.



Ciò porta ad un valore massimo per il contributo delle fonti elettriche che appare del tutto marginale sul piano energetico e irrilevante su quello ambientale. Stando così i fatti, le grandi attese poste nell'opzione delle fonti elettriche rinnovabili appaiono completamente deluse.

Volendo limitare la trattazione alla sola **produzione elettrica**, ricordando che :

- $H = E_{el} / E_{tot}$ (7)

Basta dividere la (6) per H:

- $E_{fr} / E_{el} = K (1 - E_{al} / E_{el}) [(f_{cr}) / (f_{cc})]$ (8)

Inserendo, poi, i valori già definiti in precedenza si ottiene la frazione di energia che le fonti elettriche intermittenti sono capaci di immettere nel bilancio energetico totale:

- $E_{fr} / E_{el} = (0,72) (0,37) K = 0,26 K$ (9)

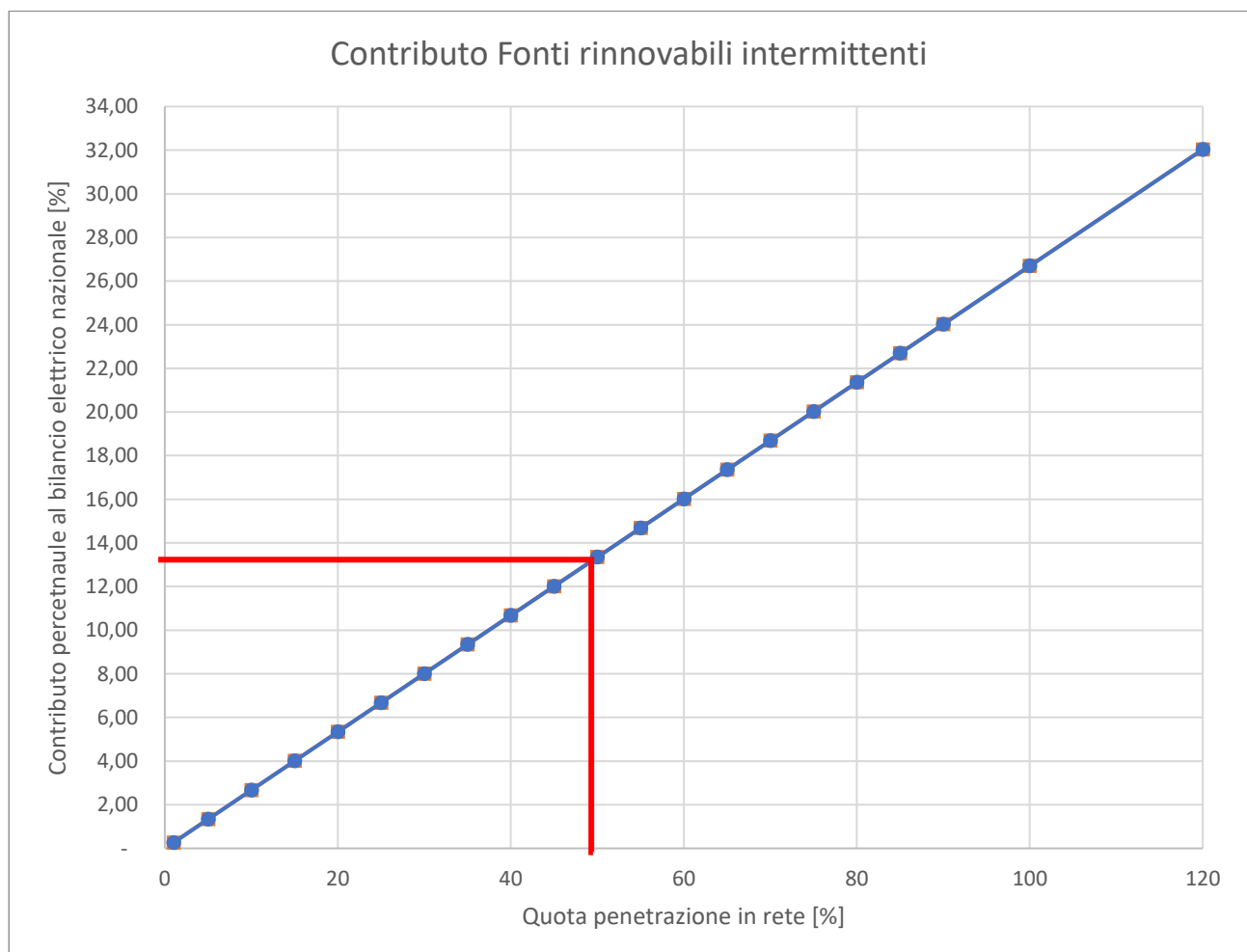


Figura 4

La trattazione svolta pure essendo basata sui dati del 2004 è traslabile alla situazione attuale prendendo a riferimento la situazione 2016 come illustrata da Terna nel report "l'elettricità nelle Regioni" edizione 2018



Tabella 3

Bilancio dell'energia elettrica

GWh		2016		
		Operatori del mercato elettrico ²	Autoproduttori	Italia
Produzione lorda				
- idroelettrica		43.695,3	581,7	44.257,0
- termoelettrica tradizionale		181.524,1	17.905,8	199.429,7
- geotermoelettrica		6.288,6	-	6.288,6
- eolica		17.688,7	..	17.688,7
- fotovoltaica		22.104,3	-	22.104,3
Totale produzione lorda		271.300,9	18.467,3	289.768,2
		-	-	-
Servizi ausiliari della Produzione		9.476,1	589,5	10.065,6
		=	=	=
Produzione netta				
- idroelettrica		43.227,9	556,7	43.784,6
- termoelettrica tradizionale		173.449,9	17.321,2	190.771,1
- geotermoelettrica		5.867,1	-	5.867,1
- eolica		17.522,5	..	17.522,5
- fotovoltaica		21.757,3	-	21.757,3
Totale produzione netta		261.824,8	17.877,8	279.702,6
		-	-	-
Energia destinata ai pompaggi		2.468,2	-	2.468,2
		=	=	=
Produzione destinata al consumo		259.356,6	17.877,8	277.234,4
		+	+	+
Cessioni degli Autoproduttori agli Operatori		+1.522,8	-1.522,8	-
		+	+	+
Saldo import/export con l'estero		+37.026,4	-	+37.026,4
		=	=	=
Energia richiesta		297.905,8	16.355,1	314.260,9
		-	-	-
Perdite		18.708,4	44,2	18.752,6
		=	=	=
Consumi	Autoconsumo	10.304,0	16.276,7	26.580,7
	Mercato libero ³	215.633,7	34,2	215.667,9
	Mercato tutelato	53.259,7	-	53.259,7
	Totale Consumi	279.197,4	16.310,9	295.508,3



Tabella 4

Situazione impianti

al 31/12/2016

		Produttori	Autoproduttori	Italia
Impianti idroelettrici				
Impianti	n.	3.842	85	3.927
Potenza efficiente lorda	MW	22.536,4	121,6	22.658,0
Potenza efficiente netta	MW	22.181,1	117,1	22.298,2
Producibilità media annua	GWh	54.591,1	613,0	55.204,1
Impianti termoelettrici (*)				
Impianti	n.	4.335 (34)	984	5.319
Sezioni	n.	5.442 (36)	1.314	6.756
Potenza efficiente lorda	MW	60.831,3 (814,6)	4.898,5	65.729,7
Potenza efficiente netta	MW	58.479,5 (767,2)	4.716,6	63.196,1
Impianti eolici				
Impianti	n.	3.596	2	3.598
Potenza efficiente lorda	MW	9.409,9	..	9.409,9
Impianti fotovoltaici				
Impianti	n.	732.053	-	732.053
Potenza efficiente lorda	MW	19.283,2	-	19.283,2

I dati pubblicati da Terna descrivono uno scenario di potenza installata ed energia elettrica prodotta sintetizzata nelle tabelle seguenti che, a meno delle approssimazioni fatte, è congruente con il dato ricavabile dal modello graficato.

Tabella 5

Potenza elettrica totale prodotta Ptot (MW)	Potenza FER non programmabili Pfr (MW)	Potenza fonti convenzionali Pfc (MW)	Pfr/Pfc (%)
	58.479,50	28.693,10	49%

Tabella 6

Energia elettrica totale prodotta Etot (GWh)	Energia elettrica da fonti convenzionali Efc (GWh)	Energia elettrica da FER non programmabili Efr (GWh)	Efr/Eel (%)
261.823,80	179.317,00	39.279,80	15%



3. L'ACCUMULO DELL'ENERGIA RINNOVABILE

Qualora gli impianti delle fonti rinnovabili venissero dotati di un sistema di accumulo e di un dispositivo di condizionamento automatico della potenza che consentisse di trasformare il flusso discontinuo di energia proveniente dagli impianti in un flusso continuo da immettere nella rete, si determinerebbe un incremento del fattore di carico delle energie rinnovabili intermittenti.

Ad esempio, se il nostro sistema di accumulo ci permettesse di coprire 8 ore giornaliere di richiesta del carico (circa 3,7 ore equivalenti in più), avremmo $fcr = 0.33$ (2900 ore equivalenti) e il contributo E_{fr}/E_{tot} passerebbe dal 2% al 3.7%.

La Fig.5 mostra il grafico della (8) per diversi valori di fcr.

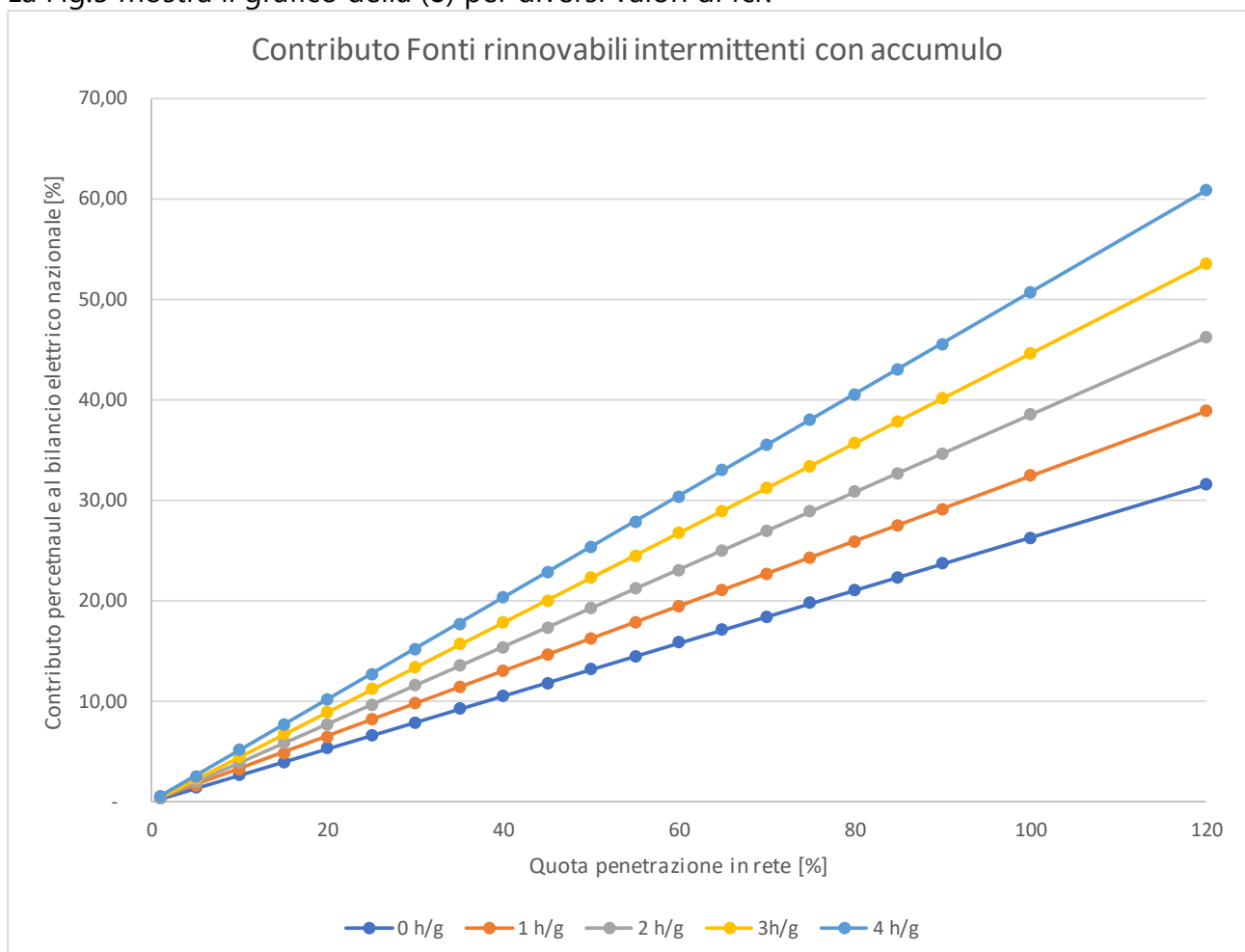


Figura 5

4. PRODUZIONE CONVENZIONALE AD ALTA FLESSIBILITÀ

In alternativa o in parallelo all'accumulo è possibile far ricorso all'utilizzo di generatori convenzionali ad alta flessibilità come quelli richiesti per l'adesione al capacity market caratterizzati da fornitura del servizio di bilanciamento in grado di:



- iniziare a variare, in aumento o in decremento, la propria immissione entro 5 minuti dall'inizio della variazione richiesta tramite un ordine di dispacciamento, qualora già sincronizzate con la rete;
- variare, in aumento o decremento, la propria immissione di almeno 3 MW entro 15 minuti dall'arrivo di un ordine di dispacciamento.

Immaginando di trasferire alla **generazione ad elevata flessibilità - GEF** la funzione di compensazione precedentemente affidata all'accumulo

- $P_{GEF} \cdot \Delta t_{GEF} = P_r \cdot \Delta t_{acc}$ (10)

e riducendo contestualmente la corrispondente quota prodotta dalle fonti convenzionali non a GEF non si determinerebbe alcun incremento del fattore di carico delle fonti convenzionali, così come resterebbe inalterato il rapporto fra la produzione FER non programmabile e quella elettrica totale (Er/EI).

Inoltre, può essere ragionevolmente ritenuto che l'attuale scenario della rete elettrica, inteso come combinazione mix di potenza e produzione FER non programmabili/Fonti convenzionali, sia conforme allo standard di affidabilità della fornitura di potenza determinato da TERNA.

Alla luce dei quanto premesso si può quindi ritenere che nello scenario elettrico determinato dalla compensazione fornita dalla GEF, **la penetrabilità delle FER non programmabili è incrementabile** fino al corrispondente valore individuato dalla retta con accumulo per quel determinato rapporto Er/Eel.

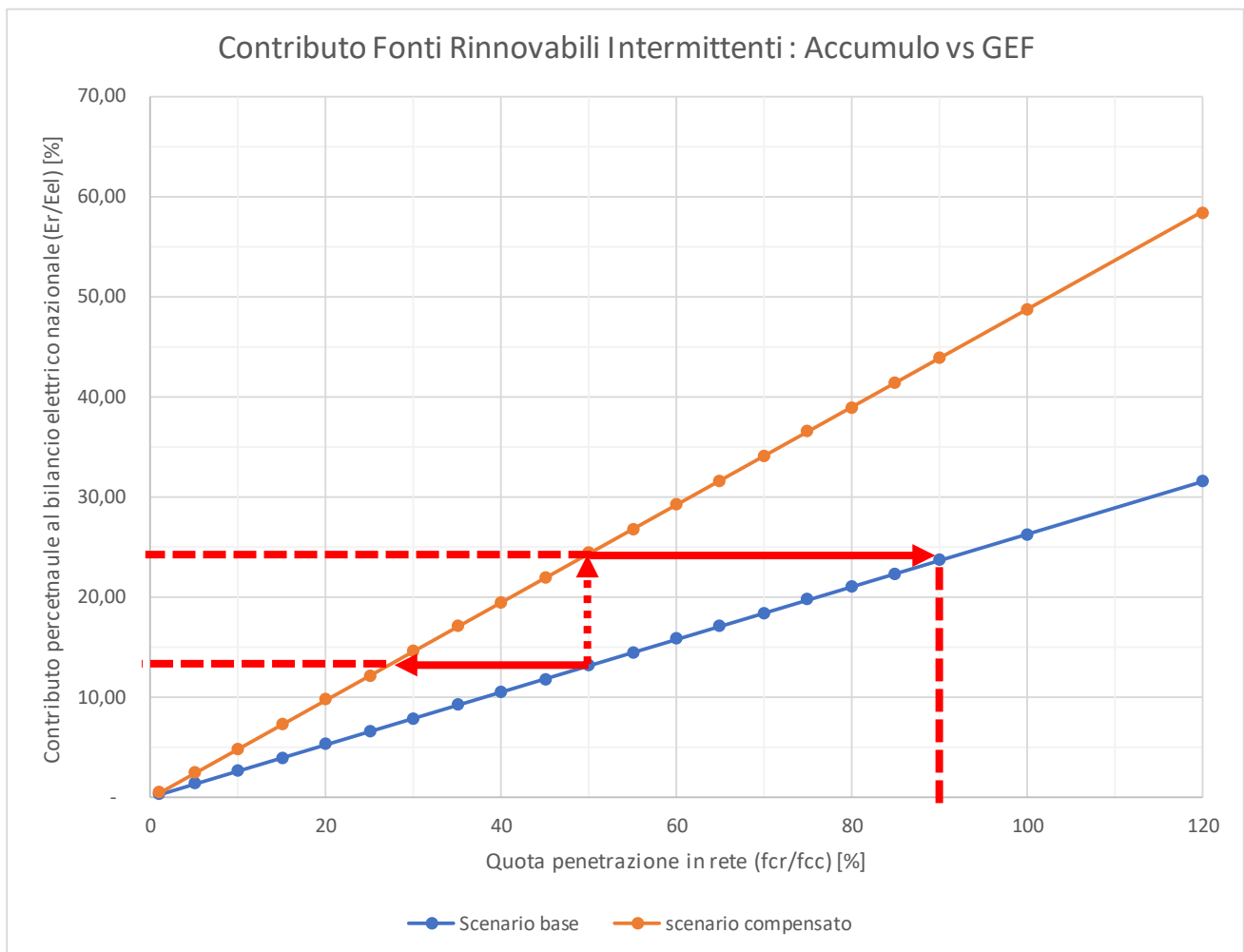


Figura 6

5. CONSIDERAZIONI FINALI

L'attuale configurazione del sistema elettrico garantisce alla produzione elettrica da fonti rinnovabili priorità di dispacciamento.

Tale condizione in relazione alle FER non programmabili (intermittenti) determina condizioni di stress della rete di distribuzione/trasmissione determinate dalla sempre minore inerzia rotativa e quindi della relativa capacità di stabilizzazione della frequenza³.

Di conseguenza la rete ha necessità di prevedere una riserva primaria secondaria e terziaria affidata attualmente ad impianti convenzionali (impianti CCGT) che, però, non possono operare a potenze inferiori a un certo "minimo tecnico".

³ Implicazioni sulla gestione della RTN a Terna Rete Italia spa – Giorgio Maria Giannuzzi – Responsabile Analisi dell'Esercizio Terna Rete Italia - Giornata di Studio AEIT Firenze, 12 Aprile 2013



Inoltre, la continua crescita della potenza elettrica da FER non programmabili (intermittenti) sta costruendo scenari di sovrapproduzione soprattutto se riferiti al picco del consumo, il "Consumo a mezzogiorno" nelle giornate di basso consumo.

Conseguentemente il fattore di carico delle FER non programmabili tende ad abbassarsi con contestuale necessità di ulteriore compenso da parte delle fonti convenzionali.

Quanto appena riportato determina un ostacolo alla ulteriore penetrazione delle FER non programmabili che può essere gestito facendo ricorso a

- a. Generazione convenzionale ad elevata flessibilità (GEF)
 - i. Minimi tecnici più bassi;
 - ii. Differenti politiche di impegno per unità: più alti tassi di avvio ed arresto;
- b. Accumulo di energia;
- c. Reattività della domanda.

Il ricorso alla GEF consente, da un lato, di **stabilizzare la rete** in attesa della maturazione dello scenario con accumulo e, dall'altro, di **compensare esattamente le perdite per sovrapproduzione**.

6. CONCLUSIONI

Alla luce di quanto precede si evince che l'intervento della GEF è in grado di incrementare la penetrazione delle FER e conseguentemente la produzione.

In termini di effetti:

- un fattore di carico complessivo della generazione convenzionale di 0,49;
- un fattore di carico complessivo della generazione da FER non programmabili di 0,18;
- una attuale penetrazione del 49% delle FER non programmabili;
- una quota di compenso di 3,7 ore equivalenti di accumulo;

la compensazione fornita dalla GEF consentirebbe :

- di abbattere ogni ostacolo alla penetrazione delle FER non programmabili;
- di aumentare l'incidenza della produzione elettrica rinnovabile non programmabile sulla produzione elettrica totale.

Il rapporto "R" fra la produzione incrementale da FER non programmabile e quella GEF sarebbe :

$$\bullet R = \Delta E_r / E_{GEF} = \Delta P_r * f_{cr} * 8760 / P_{GEF} * \Delta t_{GEF} * 365 = (\Delta P_r * f_{cr}) / (P_{GEF} / \Delta t_{GEF}) (8760/365) \quad (11)$$

Richiamando la (10)

$$\bullet P_{GEF} * \Delta t_{GEF} = P_r * \Delta t_{acc} \quad (10)$$

e sostituendola nella (11) si avrebbe;

$$\bullet R = (\Delta P_r * f_{cr}) / (P_r * \Delta t_{acc}) * (8760/365) = \Delta P_r / P_r * f_{cr} / \Delta t_{acc} * 8760/365 \quad (12)$$



Considerando che:

- $(fcr / \Delta t_{acc}) * (8760 / 365) = hr / \Delta hr$ (13)

allo sostituendo la (9) nella (10) si avrebbe:

- $R = \Delta E_r / E_{GEF} = (\Delta Pr / Pr) * (hr / \Delta hr)$ (14)

Ne consegue che per ogni incremento di Potenza rinnovabile installata (ΔPr) esiste un valore di compensazione Δhr tale che l'incremento di energia rinnovabile prodotta sia maggiore di quella compensata.

Si può quindi affermare che l'operatore di rete TERNA, selezionando la quota di compensazione ottimale, è in grado di garantire un valore di R maggiore di 1 e pertanto una compensazione positiva della produzione da GEF.

Possible solutions to enhance penetration of non-programmable RES

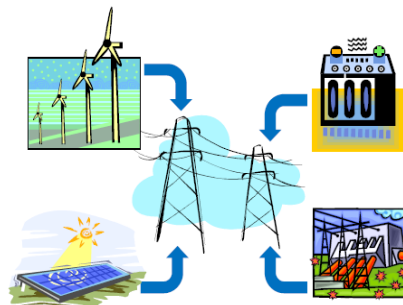
Higher flexibility of conventional generation

- Lower technical minimums
- different policies for unit commitment : higher rate of start up/ shut down of unit : OC TG

Energy storage

Two levels:

1. small scale to smooth high frequency low amplitude intermittency: batteries at s/s
2. large scale for system wide stabilisation: hydro pumping / large size batteries



Demand responsiveness

Demand response from users
..... including electric vehicles

Bruno Cova

Responsabile Area di Business "Power Systems, Markets and Regulatory"
Division Consulting, Solutions & Services

Firenze, 12.4.2013

CESI Trust the Power of Experience

Figura 7