

# L'Energia Elettrica

gennaio/febbraio 2018  
numero 1 - volume 95

Poste Italiane Spa - Spedizione in Abbonamento  
Postale - Decreto Legge 353/2003 (convertito in  
Legge 27/02/2004 N. 46) Articolo 1, comma 1,  
DCB Milano - ISSN 1590-7651

**AEIT - Associazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica,  
Automazione, Informatica e Telecomunicazioni**



Fonte: Terna S.p.A.



**La situazione del nucleare nel mondo**



**L'effetto corona nelle linee aeree di alta  
e altissima tensione**



**Nuove soluzioni  
per la stabilità del sistema elettrico**





# L'AZIENDA

La Giordano & C. è un'azienda dinamica e moderna che opera nel settore della progettazione, automazione, costruzione e installazione di impianti elettrici, macchinari e linee di produzione in ambito **INDUSTRIALE, CIVILE & TERZIARIO** ed **"ENERGIA & AMBIENTE"**, sia **privato** che **pubblico**.

**PROGETTI, IMPIANTI, QUADRISTICA, MECCANICA e AUTOMAZIONE:** cinque divisioni fortemente integrate fra loro, per offrire soluzioni complete e specifiche per soddisfare tutte le esigenze dei nostri clienti.

Siamo in grado di garantire i più elevati standard realizzativi in qualsiasi parte del mondo grazie ad un team altamente qualificato di ingegneri e tecnici ed un know-how acquisito in 90 anni di esperienza nel settore. Offriamo un **servizio completo** per la realizzazione di impianti elettrici e tecnologici, impianti AT-MT-BT, impianti strumentali, impianti antideflagranti, impianti speciali (antintrusione, antifurto, antincendio, TVCC, ecc.), impianti di automazione completi di parte meccanica, impianti di cogenerazione, trattamento rifiuti e depurazione acque.

La Giordano & C. conta sulla propria struttura tecnica, composta da ingegneri e periti industriali di provata esperienza per lo sviluppo della parte progettazione (sia hardware che software) e per la gestione ed il coordinamento dei vari cantieri.

Il grande patrimonio della Giordano & C. è rappresentata dalle sue Risorse Umane, costantemente impegnate nella formazione e nell'aggiornamento in tutti i settori della sua attività.

La nostra clientela è composta da aziende private e pubbliche, sia italiane che straniere le quali hanno fatto sì che molte delle nostre realizzazioni si trovino oggi in tutti i Continenti.



## **GIORDANO & C. S.p.A.**

12012 Boves (CN) Italia - Via Cuneo 147  
tel. +39 0171 381201 - fax +39 0171 381202  
[www.giordanocompany.it](http://www.giordanocompany.it)  
[giordano@giordanocompany.it](mailto:giordano@giordanocompany.it)

110<sup>th</sup> Edition

# AEIT 2018 INTERNATIONAL Annual Conference

Organised by



**Bari, Italy 3-5 October 2018**

In recent years, we are seeing a growing synergy among infrastructures and systems for the production, transmission, distribution and conversion of electricity, telecommunications, and computing technologies that provide for the intelligence of the whole system. The ever-increasing dependence on electricity for carrying out daily activities, increasingly employing smart devices, and the need for an intelligent management of the power grid in presence of a distributed generation from renewable sources, both are creating a tight interdependent system. Cloud computing, big data, large bandwidth interconnections support modern knowledge-based society paradigms.

AEIT 2018 will be an international forum to point out the challenges needs to face with in order to stimulate innovative entrepreneurial initiatives, and increase country's competitiveness.

The conference will host both technical and scientific contributions in the wide fields of electricity, automation, telecommunications and information technology. It will also be the venue for hosting panels and speeches from national and international stakeholders for discussing those strategies useful to increasing competitiveness, and lay the foundations for the creation of new scientific as well as technical initiatives.

Technical sponsorship of



# Uno sguardo alle nostre pubblicazioni

**AEIT** (Mensile)

La rivista, seguito della prestigiosa "L'Elettrotecnica" edita dal 1914, è l'organo ufficiale dell'AEIT - Associazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni. Il mensile pubblica articoli di carattere tecnico e divulgativo, notizie e dati relativi al mercato elettrico e dell'ICT e il calendario dei principali appuntamenti scientifici nazionali ed internazionali. Una specifica rubrica è dedicata alle attività in programma dell'Associazione.

**L'ENERGIA ELETTRICA** (Bimestrale)

Attraverso articoli di notevole attualità, interviste a personalità del settore energetico, commenti a delibere di organi istituzionali, approfondimenti di notizie, dati e statistiche dal mercato dell'energia, assicura un costante aggiornamento sui temi emergenti nel settore elettrico.

## ABBONAMENTI ANNO 2018

|                     | SOCIO    | SOCIO GIOVANE | NON SOCIO |
|---------------------|----------|---------------|-----------|
| AEIT                | Gratuito | Gratuito      | € 90,00   |
| L'Energia Elettrica | € 55,00  | € 15,00       | € 90,00   |

Fascicoli separati € 15,00; Arretrati € 30,00

Tiratura 1000 copie

# L'Energia Elettrica

Volume 95 Numero 1 gennaio/febbraio 2018

**Proprietaria ed Editrice** © Associazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni - AEIT

**Direttore Resp.** Massimo Gallanti - *RSE*

**Comitato di Redazione**

- R. Bacci - *CEI*
- V. Balsamo - *AICEP*
- G. Bertholet - *Axopower*
- P.G. Bottini - *Enipower*
- R. Caldon - *GUSEE*
- A. Clerici - *AEIT*
- L. Colla - *Prysmian*
- B. Cova - *CESI*
- M. Delfanti - *Politecnico di Milano*
- E. Fumagalli - *Edison*
- R. Lama - *ENEL*
- S. Libratti - *ENEL Italia*
- F. Luiso - *AEEGSI*
- G. Noviello - *HFV*
- M. Rebolini - *Terna Rete Italia*
- E. Roggero - *Gruppo IREN*
- F. Zanellini - *ANIE*

**Redazione** AEIT  
Anna Lisa Fontana  
elettrica@aeit.it

**Progetto Grafico e Copertina** Antonella Dodi

**Impaginazione** Angela Magnano

**Direzione e Amministrazione** AEIT Ufficio Centrale  
Via Mauro Macchi, 32  
20124 Milano  
Tel. 02/87389967  
Telefax 02/66989023

**Abbonamenti e Pubblicità** Tel. 02/87389967  
Fax 02/66989023  
E-mail: Chiusi@aeit.it

**Sito internet** <http://www.aeit.it>

**Stampa Fotoservice e Distribuzione** Arti Grafiche Murelli SNC  
Via Campania, 42  
Fizzanoasca di Pieve Emanuele MI

I diritti di riproduzione anche parziale sono riservati

Gli scritti dei singoli autori non impegnano la Redazione; sia quelli degli autori sia quelli della Redazione non impegnano l'AEIT. I manoscritti non si restituiscono.

Registrazione Tribunale di Milano del 24 luglio 1948 N. 275. Iscrizione R.O.C. N. 5977 - 10 dicembre 2001. Poste Italiane SpA - Spedizione in abbonamento postale -D.L. 353/2003 (conv. In L. 27/02/2004 N. 46) Art.1, comma 1, DCB Milano. Abbonamento annuale (sei numeri) da versare sul conto corrente postale n. 274209.



Associato all'USPI Unione Stampa Periodica Italiana

# in questo numero

## articoli

- **La situazione del nucleare nel mondo** 5  
*Alessandro Clerici*
- **Impatto della regolazione veloce di frequenza e dell'inerzia sintetica sul sistema elettrico** 17  
*Silvia Canevese, Diego Cirio, Antonio Gatti, Adriano Iaria, Marco Rapizza*
- **Valutazione dell'emissione sonora e in radiofrequenza dovuta all'effetto corona in linee aeree AT e AAT** 31  
*Fabio Bignucolo, Roberto Turri, Alberto Donini, Roberto Spezie, Rosario Cortina, Edoardo Alessio Piana*
- **Stabilità del sistema elettrico in presenza di generazione a bassa inerzia: evoluzione e nuovi approcci** 45  
*Fabio Bignucolo, Martino Pettinà, Roberto Caldon*

## rubriche

**CIGRE**

- **IL CIGRE Italia presente al CdA e al Colloquium dello SC B5** 58  
(Auckland, 11-15 settembre 2017)



Fonte: Terna

## I N S E R Z I O N I S T I



Giordano&C

II di copertina



Elettrica\_industrie

IV di copertina



PILLER

III di copertina



Milano 9-11, July 2018  
Politecnico di Milano,  
Bovisa Campus



# International Conference of Electrical and Electronic Technologies for Automotive

This third edition of the Conference **AUTOMOTIVE 2018** will be held from the 9<sup>th</sup> to the 11<sup>th</sup> of July 2018.

It aims to be the forum of the automotive community to present and discuss the most recent results of scientific and technological research in this industry, with particular emphasis to applications and new trends. The Conference will cover all aspects of the segment focusing on electrical vehicles, connected autonomous cars and related mobility.

**AUTOMOTIVE 2018** will bring together in an annual international event over three days the automotive community and the Information and Communication Technology one.

The Steering and the Technical Program Committees will include experts from Academic and Association world, key industrial stakeholders and representatives of public Authorities.

The **AUTOMOTIVE 2018** program will be structured in scientific sessions including accepted papers, key-note speeches, round tables and panel discussion, covering current automotive scenario with national and international perspectives, development trends and regulatory framework.

Legal, ethical and social aspects related to the new driving and mobility will be also addressed.

**AUTOMOTIVE 2018** is aimed at an academic and industrial audience, professionals active in automotive, including designers, manufacturers and users of technology, as well as public administration officers, analysts and investors interested in this sector in great development and of high social impact.

Special conditions will apply to encourage the participation of students of specific university courses.

Organized by



International Microelectronics  
And Packaging Society  
Italian Chapter

in cooperation with



POLITECNICO  
MILANO 1863



POLITECNICO  
DI TORINO



under the patronage of



technical co sponsorship of



## SECRETARIAT

AEIT - Ufficio Centrale  
Via Mauro Macchi, 32 - 20124 Milano • Tel. +39 06 5913925  
email: [automotive@aeit.it](mailto:automotive@aeit.it) • web site: <http://convegni.aeit.it/automotive>

## LOCATION

Politecnico di Milano - Bovisa Campus  
Aula Magna Carassa e Dadda  
Via Raffaele Lambruschini, 4 • 20156 Milano

# La situazione del nucleare nel mondo

Alessandro Clerici *Presidente onorario WEC Italia e FAST*

*L'articolo aggiorna la situazione mondiale del nucleare nei vari Paesi al 1/1/2018 rispetto al rapporto "Il nucleare 5 anni dopo Fukushima" dello stesso autore pubblicato sul n° 1 gennaio-aprile 2016 di questa rivista.*

## Premessa

**P**uò essere interessante verificare cosa accada nel settore nucleare fuori dall'Italia per la quale un discorso sul nucleare stesso risulta improponibile dopo il referendum del 2011 e per le situazioni di mercato.

Nel mio precedente articolo sul n° 1 del 2016 di questa rivista [1] avevo ripercorso la storia dal giorno prima dell'incidente (10/03/2011) di Fukushima ai giorni immediatamente seguenti e poi fino alla situazione a 5 anni dall'incidente; erano stati riportati dati globali e rapporti dettagliati sulla situazione al 12/03/2016 nei Paesi che avevano centrali nucleari in esercizio ed eventuali piani di espansione. Era stata effettuata anche una carrellata sui Paesi che avevano in costruzione le loro prime centrali nucleari (vedi Emirati Arabi) e su quelli che avevano programmi di integrare centrali nucleari nei loro sistemi elettrici; ciò per iniziativa diretta o sotto la spinta dei grossi gruppi di costruttori di centrali supportati dai loro governi con allettanti offerte di finanziamenti, schemi BOT (*Build Operate and Transfer*) ed anche eventuale ritiro delle scorie. E russi, cinesi, giapponesi con o senza Stati Uniti, coreani e francesi continuano le loro azioni di marketing anche in paesi che per l'esigua potenza installata o per le caratteristiche del loro sistema elettrico/politico/finanziario/regolatorio sembrano a prima vista ben lungi dal poter realizzare sul loro territorio centrali nucleari.

In questo articolo si confronta la situazione per reattori in esercizio e in costruzione nei vari Pa-

si 20 mesi dopo la precedente analisi e rispetto al prima di Fukushima e si evidenziano le situazioni al 1/1/2018 relative al nucleare particolarmente in quei paesi dove sono avvenuti o stanno avvenendo cambiamenti di un certo rilievo rispetto a quanto riportato in [1].

Per avere dati omogenei si fa riferimento a quelli ufficiali della IAEA (*International Atomic Energy Authority*) che si basano sulle informazioni trasmesse dalle singole nazioni; si riportano anche notizie raccolte personalmente in occasione di incontri a convegni sulla materia o con esperti nucleari o con società del settore specifico.

## La situazione mondiale del nucleare al 1 gennaio 2018

Per i **31 Paesi** che **posseggono centrali nucleari** in funzione e per le **16 nazioni** che **hanno reattori in costruzione** la **tabella 1** riporta la situazione dichiarata alla IAEA al 1/1/2018

L'Europa risulta ancora di gran lunga in testa per numero di reattori in funzione (182) e per potenza nucleare installata (162 GW) seguita da Asia (con 139 reattori), che ha superato per numero di reattori il Nord America (fermo a 120 reattori) ma non per capacità (109,6 GW rispetto a 115). Occorre però sottolineare che dei "nominali" 42 reattori giapponesi solo 5 sono in funzione al 1/1/2018, non essendo dichiarati in *de-commissioning* dalle competenti autorità locali gli altri 37 in attesa di essere rimessi in esercizio

**Tabella 1** La situazione mondiale del nucleare al 1/1/2018  
(Tra parentesi i valori al 10/03/2011 pre Fukushima)

| REATTORI IN FUNZIONE E IN COSTRUZIONE AL 1/1/2018 |                  |                    |                |                    |
|---------------------------------------------------|------------------|--------------------|----------------|--------------------|
|                                                   | IN FUNZIONE      |                    | IN COSTRUZIONE |                    |
|                                                   | N.               | GW                 | N.             | GW                 |
| Europa                                            | 182 (195)        | 161,8              | 15(19)         | 13,92              |
| Nord America                                      | 120 (124)        | 115,0              | 2 (1)          | 2,23               |
| Asia                                              | 139 (117)        | 109,6              | 40 (43)        | 42,98              |
| Sud America                                       | 5 (4)            | 3,5                | 2 (2)          | 1,27               |
| Africa                                            | 2 (2)            | 1,8                | 0              | 0                  |
| <b>Totale</b>                                     | <b>448 (442)</b> | <b>391,7 (375)</b> | <b>59 (65)</b> | <b>60,4 (62,8)</b> |

Fonte: Elaborazione dati IAEA

**NB 1-Reattori in servizio in 31 Paesi; l'Iran prende il posto del 2011 della Lituania che non ha più reattori in servizio**

**NB 2-Sono in funzione 240 reattori di ricerca e 180 per propulsione navale**

**NB 3-Il numero di reattori dichiarati definitivamente chiusi è 164 per 65 GW-Le principali nazioni con reattori definitivamente chiusi sono: Stati Uniti (34 reattori chiusi), Inghilterra (30), Germania (28), Giappone (17) e Francia (12)**

**NB 4-I reattori in costruzione al 10/03/2011, il giorno prima di Fukushima, erano: Cina (27), Russia (11), India (5), Sud Corea (5), Giappone (2), Slovacchia (2), Bulgaria (2), Taiwan (2), Ucraina (2), Argentina (1), Brasile (1), Finlandia (1), Francia (1), Iran (1), Pakistan (1) USA (1) -Sono da confrontare con quelli in costruzione al 1/1/2018 riportati in tabella 3**

con l'autorizzazione delle municipalità locali che hanno potere di veto. Sud America ed Africa hanno ancora un ruolo marginale nel nucleare.

Dalla stessa tabella si evince un confronto con la situazione globale prima di Fukushima. Praticamente il numero di reattori dichiarati "funzionabili" a livello mondo al 1/1/2018 è salito a 448 rispetto ai 442 del 10/03/2011 con un -13 Europa, -4 Nord America, +22 Asia e +1 Sud America e con una potenza globale di 392 GW rispetto ai 375 GW; i reattori in costruzione sono scesi a 58 (59,3 GW) da 62 con 62,8 GW. La totale energia prodotta nel 2016 risulta di 2476 TWh rispetto ai 2620 TWh del 2010, anno precedente il disastro.

Un confronto della situazione al 1/1/2018 con quella al 11/03/2016 per le 31 nazioni con reattori dichiarati in funzione e per le 16 con reattori in costruzione è riportato nelle **tabelle 2 e 3**.

In poco più di 20 mesi a livello globale ci sono in servizio 6 reattori in più come saldo tra nuovi reattori connessi alla rete e quelli che sono stati chiusi. Il massimo contributo positivo viene da Cina (+7 reattori) seguita da Pakistan (+2); il massimo contributo negativo viene dalla Svezia con la chiusura di 2 reattori.

Trascurando il Giappone per la sua particolare situazione dopo Fukushima, i primi 5 Paesi per entità della potenza nucleare installata (Stati Uniti, Francia, Cina, Russia e Corea del Sud) hanno prodotto nel 2016 il 70% della globale energia nucleare con circa il 70% della potenza installata globale e con il 50% del numero di reattori dichiarati funzionali-Stati Uniti e Francia hanno prodotto quasi il 50% dei totali 2476 TWh.

Con i suoi 19 reattori in costruzione e 38 in esercizio, in pochi anni la Cina raggiungerà la Francia come seconda potenza nucleare.

L'India, pur con 22 reattori in funzione, ha una potenza installata di solo 6,2 GW avendo una potenza media per reattore di 280 MW contro una media mondiale di 875 MW; ciò a causa della piccola dimensione (con l'esclusione di un reattore russo da 920 MW) dei suoi reattori HPWR sviluppati localmente e che utilizzano uranio naturale.

Per i reattori in costruzione l'Asia continua a dominare la scena con una quota del 67% seguita dall'Europa al 25% (15 reattori rispetto ai 19 del 2011); il Nord America è a 2 rispetto all'unico in costruzione appena prima di Fukushima ma rispetto ai 5 del 2016 e il Sud America a 2 come a marzo 2011.

Per quanto riguarda **la tecnologia dei 448 reattori in servizio** la situazione è la seguente:

- 65% sono del tipo PWR (*Pressurized Water Reactors*);
- 17% BWR (*Boiling Water Reactors*);
- 11% PHWR (*Pressurized Heavy Water Reactors*);
- 3% GCR (*Gas Cooled Reactors*);
- 3% LWGR (*Light Water Graphite Moderated Reactors*);
- 3 reattori sono del tipo FBR (*Fast Breeder Reactors*)- 1 in Cina per 20 MW (2011) e 2 in Russia (560 MW in servizio dal 1980 e 885 MW dal 2015).

Per quanto riguarda **la tecnologia dei 59 reattori in costruzione, 49 (83%) sono PWR**, 4 sono BWR, come pure i PHWR's oltre ad 1 HTGCR (*High Temperature Gas Cooled Reactor*) per 200 MW (Cina) e così pure 1 FBR per 490 MW(India).

**Il contributo del nucleare alla totale energia elettrica mondiale prodotta è stato pari nel 2016 a circa il 10,3% con una potenza installata pari a circa il 7% della totale di tutte le fonti.**

La **tabella 4** riporta per tutte le 31 nazioni con reattori dichiarati in funzione, la percentuale di energia elettrica prodotta dal nucleare nel 2016 e nel 2015.

**Tabella 2** Reattori dichiarati in funzione al 1/1/2018 confrontati a quelli all'11/3/2016 (valori tra parentesi)

| PAESE           | NUMERO DI REATTORI | CAPACITÀ ELETTRICA TOTALE NETTA | PRODUZIONE 2016 |
|-----------------|--------------------|---------------------------------|-----------------|
|                 |                    | [MW]                            | (TWh)           |
| Stati Uniti     | 99 (99)            | 99.869 (99.185)                 | 804,87          |
| Francia         | 58 (58)            | 63.130 (63.130)                 | 486,45          |
| <b>Giappone</b> | 42 (43)            | 39.752 (40.290)                 | 17,54           |
| <b>Cina</b>     | 38 (31)            | 33.384 (26.635)                 | 197,83          |
| Russia          | 35 (35)            | 26.111 (25.443)                 | 184,05          |
| <b>Corea</b>    | 24 (25)            | 22.501 (23.133)                 | 154,30          |
| Canada          | 19 (19)            | 13.554 (13.500)                 | 95,65           |
| Ucraina         | 15(15)             | 13.107(13.107)                  | 76,08           |
| Germania        | 8(8)               | 10.799 (10.799)                 | 80,07           |
| Inghilterra     | 15 (15)            | 8.918 (8.918)                   | 65,15           |
| <b>Svezia</b>   | 8(10)              | 8.629(9648)                     | 60,65           |
| Spagna          | 7 (7)              | 7.121 (7.121)                   | 56,10           |
| <b>India</b>    | 22 (21)            | 6.240 (5.308)                   | 35,00           |
| Belgio          | 7 (7)              | 5.913 (5.913)                   | 41,43           |
| Taiwan          | 6 (6)              | 5.052 (5.052)                   | 30,46           |
| Repubblica Ceca | 6 (6)              | 3.930 (3.930)                   | 22,73           |
| Svizzera        | 5 (5)              | 3.333 (3.333)                   | 20,30           |
| Finlandia       | 4 (4)              | 2.764 (2.752)                   | 22,28           |
| Bulgaria        | 2 (2)              | 1.926 (1.926)                   | 15,08           |
| Ungheria        | 4(4)               | 1.889 (1.889)                   | 15,18           |
| Brasile         | 2(2)               | 1.884 (1.884)                   | 14,97           |
| Sud Africa      | 2 (2)              | 1.860 (1.860)                   | 15,209          |
| Slovacchia      | 4 (4)              | 1.814 (1.814)                   | 13,73           |
| Argentina       | 3 (3)              | 1.632 (1.632)                   | 7,68            |
| Messico         | 2 (2)              | 1.552 (1.552)                   | 10,27           |
| Romania         | 2 (2)              | 1.300 (1.300)                   | 10,39           |
| <b>Pakistan</b> | 5 (3)              | 1.320 (690)                     | 5,44            |
| Iran            | 1 (1)              | 915 (915)                       | 5,92            |
| Slovenia        | 1 (1)              | 688 (688)                       | 5,43            |
| Paesi Bassi     | 1 (1)              | 482 (482)                       | 3,74            |
| Armenia         | 1 (1)              | 375 (375)                       | 2,19            |
| <b>Totale</b>   | <b>448 (442)</b>   | <b>391.744 (384.057)</b>        | <b>2476</b>     |

Fonte: Elaborazione dati IAEA

**Tabella 3** Reattori dichiarati in costruzione al 1/1/2018 confrontati a quelli all'11/03/2016 (tra parentesi)

| PAESE               | NUMERO DI REATTORI | CAPACITÀ ELETTRICA TOTALE NETTA |
|---------------------|--------------------|---------------------------------|
|                     |                    | [MW]                            |
| <b>Cina</b>         | <b>19 (24)</b>     | <b>19.936 (24.128)</b>          |
| <b>Russia</b>       | <b>7 (8)</b>       | <b>5.520 (6.852)</b>            |
| Emirati Arabi Uniti | 4 (4)              | 5.380 (5.380)                   |
| <b>Corea</b>        | <b>4 (3)</b>       | <b>5.360 (4.020)</b>            |
| India               | 6 (6)              | 3.907 (3.907)                   |
| Giappone            | 2 (2)              | 2.653 (1.325)                   |
| Taiwan              | 2 (2)              | 2.600 (2.600)                   |
| <b>Stati Uniti</b>  | <b>2 (5)</b>       | <b>2.234 (5.633)</b>            |
| Bielorussia         | 2 (2)              | 2.218 (2.218)                   |
| Ucraina             | 2 (2)              | 2.070 (1.900)                   |
| Pakistan            | 2 (2)              | 2.028 (630)                     |
| Francia             | 1 (1)              | 1.630 (1.630)                   |
| Finlandia           | 1 (1)              | 1.600 (1.600)                   |
| Brasile             | 1 (1)              | 1.245 (1.245)                   |
| <b>Bangladesh</b>   | <b>1 (0)</b>       | <b>1.080 (0)</b>                |
| Slovacchia          | 2 (2)              | 880 (880)                       |
| Argentina           | 1 (1)              | 25 (25)                         |
| <b>Totale</b>       | <b>59 (66)</b>     | <b>60.366 (63.703)</b>          |

Fonte: Elaborazione dati IAEA

Nel 2016, i primi 10 Paesi con alta percentuale di energia elettrica prodotta dal nucleare (oltre il 30%) sono tutti europei. La Francia, sebbene in calo per i problemi nel 2016 ai suoi reattori, è chiaramente ancora in testa con il 72,28%, seguita da Slovacchia (54,14%), Ucraina (52,29%), Belgio (51,72%) e Ungheria (51,27%). Occorre notare che nel 2016 il Giappone ha prodotto il 2,15% di elettricità dal nucleare rispetto al 30% del 2010. La Germania è scesa al 13,1 % dal 28% del 2010. Gli Stati Uniti sono stabili intorno al 20% dei loro 4080 TWh e la Cina, pur con i notevoli sviluppi nucleari in corso, si attesta intorno al 3,5% dei suoi 5910 TWh prodotti con grande prevalenza dal carbone.

## Note sui principali Paesi

Vengono riportate le situazioni più significative per i principali Paesi a complemento di quanto in [1].

### Stati Uniti

Sono in servizio 99 reattori operati da 30 differenti compagnie in 30 differenti Stati con differenti legislazioni.

89 reattori sui 99 in servizio a fine Ottobre 2017 avevano già ottenuto una estensione della licenza di operare fino a 60 anni ed altre 5 richieste erano in corso. In esame possibili estensioni per addizionali altri 20 anni. Già 30 reattori sono in funzione da oltre 40 anni.

Nel 2016 è entrato in servizio un reattore della TVA la cui costruzione era stata sospesa nel 1985; è il primo reattore che viene connesso alla rete da decenni.

I 2 reattori AP 1000 in Georgia ed i 2 AP 1000 in South Carolina di Toshiba Westinghouse hanno cumulato ritardi ed extra costi che hanno causato il fallimento di Toshiba W US. Gli impianti godono di una tax credit per 8 anni di 23\$/MWh come stabilito dall'Energy Act del 2005. Per i 2 reattori di Summer in South Carolina i proprie-

tari hanno però sospeso la costruzione a fine Luglio 2017 e deciso per ora di non completarla. Per quanto riguarda i 2 reattori in Georgia, a seguito pressanti richieste, i proprietari hanno ottenuto dal DOE (*Department of Energy*) un fondo addizionale di 4 miliardi di dollari per completare la costruzione; compresi oneri finanziari e combustibile per gli anni del contratto l'onere complessivo dell'impianto con relativi collegamenti alla rete è stato rivalutato a 23 miliardi di dollari.

Con basso prezzo del gas e con i sussidi per le rinnovabili è impensabile non solo una competitività del nucleare nuovo in stati dove vige un mercato elettrico, ma anche la sopravvivenza delle centrali in esercizio senza eventuali incentivi o molto forti penalizzazioni della CO<sub>2</sub>.

In effetti **vari operatori di centrali nucleari** (Exelon, Entergy ed altri) si trovano **a causa dello sviluppo delle rinnovabili in difficoltà finanziarie in stati con deregulation** e stanno minacciando la chiusura delle centrali.

**Il costo di produzione medio negli Stati Uniti al 2017** del nucleare in servizio (CAPEX + OPEX + combustibile) è valutato in **36 \$/MWh** (un valore inferiore per centrali con più unità).

Nelle ultime **aste per capacity market sono stati battuti** i reattori nucleari da cicli combinati ed anche da eolico.

Data la ripercussione tragica che avrebbe la chiusura del nucleare, in alcuni stati (Ohio, NY, Illinois, ecc.) stanno **pensando ad uno «zero emission credit» di 23 \$/MWh**, valore pari a quanto applicato per l'eolico.

## Francia

La Francia produce oltre il 70% dell'elettricità dal nucleare e vende all'estero 65-70 TWh/anno. Il costo dell'elettricità per i clienti finali è di gran lunga inferiore in Francia rispetto a tutte le altre nazioni europee.

La richiesta di cessione di elettricità da EDF ai distributori con prezzo aumentato da 42 a 46 €/MWh per ridurre gli oneri finanziari, ha creato notevoli critiche e non è stato implementato dalle competenti autorità.

Il 17% del "combustibile" dei reattori francesi si conferma essere l'MOX dal riprocessamento del combustibile utilizzato, con arricchimento in plutonio.

L'età media dei reattori francesi è di 31 anni al 2016. È stata definita da tempo una estensione della vita dei reattori, una flessibilizzazione per facilitare l'inserimento di rinnovabili e vari aumenti della loro potenza (uprating già raggiunti in varie centrali) con piani iniziati nel 2011. Al 2014 il piano complessivo era valutato 55 miliardi di € e

**Tabella 4** Percentuale di energia elettrica prodotta dal nucleare per i vari Paesi (Elaborazioni da IAEA)

| PAESE                   | SHARE NUCLEARE% |      |
|-------------------------|-----------------|------|
|                         | 2016            | 2015 |
| Francia                 | 72,28           | 76,3 |
| Slovacchia              | 54,14           | 55,9 |
| Ucraina                 | 52,29           | 56,5 |
| Belgio                  | 51,72           | 37,5 |
| Ungheria                | 51,27           | 52,7 |
| Svezia                  | 40,03           | ND   |
| Bulgaria                | 35,3            | 31,3 |
| Slovenia                | 35,19           | 38,0 |
| Svizzera                | 34,44           | 33,5 |
| Finlandia               | 33,71           | 33,7 |
| Armenia                 | 31,41           | 34,5 |
| Corea                   | 30,30           | 31,7 |
| Repubblica Ceca         | 29,36           | ND   |
| Spagna                  | 21,38           | 20,3 |
| Inghilterra             | 20,24           | ND   |
| Stati Uniti d'America   | 19,74           | 19,5 |
| Russia                  | 17,14           | 18,6 |
| Romania                 | 17,09           | 17,3 |
| Canada                  | 15,63           | ND   |
| Taiwan                  | 13,72           | 16,3 |
| Germania                | 13,12           | 14,1 |
| Argentina               | 6,62            | 4,8  |
| Sud Africa              | 6,61            | 4,7  |
| Messico                 | 6,19            | 6,8  |
| Pakistan                | 4,39            | ND   |
| Cina                    | 3,56            | ND   |
| Olanda                  | 3,39            | ND   |
| India                   | 3,38            | 3,5  |
| Brasile                 | 2,93            | 2,8  |
| Iran                    | 2,11            | ND   |
| Giappone                | 2,15            | ND   |
| NB ND = Non Disponibile |                 |      |

da completare per i 58 reattori nel 2025 ma poi esteso al 2030 con possibili costi vicino a 100 miliardi di €.

La flessibilizzazione dei reattori è stata raggiunta con una possibilità di riduzione della potenza dal 100% al 30% in 30 minuti, ma questo vale solo immediatamente dopo il refuelling; avvicinandosi ad un nuovo seguente refuelling non esiste flessibilità. RTE, il TSO francese, si avvale quindi della flessibilità effettiva disponibile ai vari reattori in funzione dei dati comunicati regolarmente da EDF.

Le pressioni per la chiusura del vecchio reattore di Fessenheim (il primo francese) e le relative polemiche sembrano risolte: dopo la dichiarazione in Aprile 2017 di EDF di chiusura definitiva di tale reattore in concomitanza del commissioning di Flamanville 3, è stato emesso un decreto ministeriale che "obbliga la chiusura il giorno seguente all'entrata in servizio di Flamanville 3".

Il reattore EPR da 1600 MW di AREVA per Flamanville 3, previsto inizialmente in servizio nel 2013, continua a cumulare ritardi ed aumenti di costi; le ultime previsioni considerano un costo di 10,5 miliardi di € ed un commissioning nel 2019 ma a seguito di interventi dell'agenzia di sicurezza dovrà fermarsi nel 2024 per sostituzione di componenti per i quali in via transitoria "è stato chiuso un occhio", non essendo critici a breve.

Per quanto riguarda il decommissioning delle centrali, una commissione parlamentare in Gennaio 2017 ha ritenuto bassa la stima di EDF di 75 miliardi di €; EDF ha portato prove per supportare la sua stima.

A seguito delle gravi perdite di Areva e l'inclusione in EDF della sua divisione centrali nucleari, occorrerà verificare il funzionamento della nuova New NP con 65% EDF, 15% AREVA NewCo, 15% Mitsubishi e 5% Assystem e l'evolversi della collaborazione precedente AREVA-Mitsubishi per il nuovo reattore ATMEA, PWR da circa 1100 MW.

Per AREVA NewCo il 55,6% è del governo Francese, 34,4% AREVA SA, 5% MHI e 5% JNFL con il governo francese intenzionato a cedere la propria quota.

Mr. Hulot, il nuovo ministro dell'ambiente e della transizione energetica del governo Macron, aveva confermato di ridurre nel 2025 al 50 % la quota di energia elettrica dal nucleare; ciò implicherebbe una nuova generazione programmabile di circa 140 TWh/anno con aumenti di costi per i clienti finali e con forti impatti sugli investimenti sopracitati ed in corso da parte EDF

per flessibilizzare ed aumentare la potenza delle centrali nucleari. Ai primi di Novembre 2017 Mr. Hulot ha fatto presente che la data del 2025 doveva essere rivista e portata al 2030 ed a metà Novembre ha criticato fortemente la politica di EDF che non si impegna fortemente nell'uscita dal nucleare per "spostarsi sostanzialmente sulle rinnovabili".

Per quanto riguarda l'attività di esportazione di centrali, a parte quella storica dei reattori realizzati in Sud Africa (2), in Corea (2) ed in Cina (4 Hong Kong) e di 2 reattori in Iran (sospesa la costruzione e riutilizzo in Francia dei vari macchinari in una centrale EDF), occorre ricordare il reattore EPR di Olkiluoto 3 ancora in costruzione con rilevanti ritardi e extra costi ed i 2 reattori EPR in costruzione in Cina pure con ritardi ed extra costi. Dal 2007 non sono stati acquisiti ordini di reattori EPR sui quali erano puntati gli sforzi commerciali; nel 2011 il CPN (Comitato Politica Nucleare presieduto dal presidente della repubblica) ha invitato Areva, EDF e Gaz de France (ora ENGIE) a coordinare i loro sforzi per promuovere reattori appetibili al mercato ed a tale riguardo occorre menzionare il reattore ATMEA sopra menzionato. Di notevole impegno le 3 centrali in realizzazione/discussione in Inghilterra in associazione con i cinesi (vedi sotto).

### Cina

Il 13° piano quinquennale prevede in servizio 58 GW al 2020 e 30 GW di reattori in costruzione alla stessa data. È stata acquisita la tecnologia di AP 1000 da Toshiba W e incorporata nei reattori cinesi non dipendenti da licenze come il CAP 1000 (1250 MW) e il CAP 1400 (1400 MW) sui quali puntano per esportazioni, così come per i loro "small modular reactors" da 50 fino a 300 MWe.

**I 2 reattori AP 1000 con Toshiba W** a Sammen (contratto firmato nel 2007 con un valore corrispondente a circa 2600 \$/kW ed inizio lavori nel 2008), previsti in servizio per il 2014, hanno subito ritardi ed extra costi ed entreranno in servizio nel 2018.

**I 2 reattori da 1660 MW EPR con AREVA** a Taishan (contratto firmato nel 2007 per 8 miliardi di dollari ed inizio lavori nel 2009) hanno anch'essi subito ritardi ed extra costi e dovrebbero entrare in servizio nel 2018-2019.

Occorre notare il forte sviluppo di eolico e fotovoltaico in Cina; a fine 2016 hanno raggiunto una potenza installata di 150 e 77 GW rispettivamente rispetto ai 1055 GW di combustibili fossili (grande prevalenza carbone), 332 GW idroe-

lettrico e 34 GW nucleare. Eolico e fotovoltaico hanno tuttavia immesso in rete solo 241 TWh e 65 TWh pari a circa il 5% dei 6000 TWh totali comprendenti tra l'altro 4290 termoelettrici, 1180 idro e 230 nucleare.

Sempre più pressante l'attività all'estero dove i cinesi si presentano sia come "collaboratori per lo studio dello sviluppo nucleare locale" sia come fornitori di macchinari o come EPC o con schemi BOO o BOT seguendo l'approccio BOT impostato dai russi con finanziamenti statali ed offrendo grossi reattori nella gamma 300-1400 MW ma anche piccoli reattori di circa 100 MW. A parte i 4 reattori da 300 MW realizzati in Pakistan, nello stesso Pakistan hanno iniziato la costruzione (contratto da 9,6 miliardi di \$) di 2 nuovi reattori ACP 1000 nel 2015 e nel 2017 e con entrata in servizio prevista per il 2021 e 2022. In Argentina è in realizzazione 1 reattore (Atucha 3 reattore Candu 6 per 5,6 miliardi di \$) ed in definizione la fornitura del 5° reattore argentino (1200 MW per 7 miliardi di \$) e forte impegno con EDF in Inghilterra. Accordi ed azioni promozionali in Sud Africa (in offerta vari reattori CAP 1400), Kenya (MOU dal 2015 per 1 reattore), Turchia (MOU centrale Iqueada con 4 reattori), Polonia, Iran (2 small reactors da 100 MW), Romania (accordo 2015 come "selected investor" per 2 Candu 6 a Cernavoda 3 e 4), Armenia (in discussione 1 reattore in alternativa a proposta russa), Egitto (MOU 2015 per vari reattori), Sudan (MOU per 1 reattore ACP 600), Indonesia (governo ha però postposto piano nucleare).

### Giappone

A seguito dell'incidente di Fukushima persiste una non chiarezza sugli sviluppi del settore elettrico che prevedeva un ulteriore forte aumento dell'allora quota in energia del 30% dal nucleare. Gli ultimi piani energetici prevedono la seguente produzione di elettricità al 2030 dalle principali risorse: 27% da GNL, 24% da carbone, 22-24% da rinnovabili, 20-22% da nucleare. A fine Ottobre 2017 sono in servizio 5 reattori dei 42 dichiarati funzionabili e circa 20 hanno ottenuto il permesso dall'autorità nucleare di rientrare in servizio ma le autorità locali si oppongono.

In costruzione varie centrali a carbone (piani di 40 gruppi per 23 GW) e date le loro emissioni è in discussione l'introduzione obbligatoria di sistemi CCS (Carbon Capture and Storage).

Sono stati introdotti fortissimi incentivi alle rinnovabili (450 \$/MWh per fotovoltaico che ha visto l'installazione di quasi 9 GW nel 2016). Nel 2017 prevista una ricaduta sui clienti di 19 billion \$ per incentivi a rinnovabili.

Nel 2016 decreto per deregulation del mercato elettrico della distribuzione e creazione di un TSO per coordinare al meglio l'operazione delle singole utilities per facilitare l'integrazione delle rinnovabili.

Nel nucleare aziende come Hitachi, Mitsubishi e Toshiba sono importanti a livello internazionale e hanno acquisito imprese nucleari straniere (vedi Toshiba Westinghouse ora in fallimento in US) o hanno stretto forti accordi con aziende straniere (Hitachi con GE per ABWR e ESBWR, Mitsubishi con Areva per nuovo reattore PWR ATMEA).

Nel settore manifatturiero pesante e dei componenti nucleari, il Giappone è stato leader mondiale e gioca ancora un ruolo importante. Questa attività fuori dal Giappone viene fortemente sostenuta dal governo che ora punta su un piano di commercializzazione dei reattori Fast Breeder e del nuovo reattore PWR ATMEA da 1100 MW (vedi Turchia). Importante presenza in 3 dei 5 progetti in implementazione/discussione in Inghilterra unitamente ad EDF (vedi Inghilterra).

### Russia

La Russia, che nel 1954 ha messo in servizio il primo reattore mondiale collegato ad una rete elettrica, opera 35 reattori molti dei quali forniscono anche calore con impianti di teleriscaldamento e 2 sono fast neutron (600 e 800 MW), e qui la Russia è leader tecnologico. Ambizioso programma di sviluppo del nucleare (il progetto Proryv=Breakthrough che prevede al 2050 una produzione dal nucleare del 45-50% come recentemente dichiarato dal CEO di Rosatom). Molti reattori hanno visto un uprating ed estensione della vita ed ora la performance ed il load factor della flotta nucleare sono notevolmente aumentati rispetto ai bassi valori del 1990 avvicinandosi ai valori delle centrali occidentali. Sono in costruzione 7 reattori e 26 sono pianificati per entrata in servizio entro il 2035 (11 fast breeder).

Nel settore navale per sommergibili e navi rompighiaccio con propulsione nucleare la Russia è leader mondiale ed è in fase di sviluppo un rompighiaccio con reattore da 120 MWe con 4 eliche e capacità di rompere strati di ghiaccio di 4,8 m di spessore. Sono inoltre in corso sviluppi di centrali nucleari con reattori fino oltre 100 MW su chiatte.

Con riferimento alla fortissime attività di proposte, finanziamento e costruzioni all'estero di centrali nucleari coordinate da Rosatom, occorre notare che nel 2017 Rosatom ha annunciato che dal 2020 deve essere indipendente econo-

micamente da supporti statali che cesseranno.

A parte i reattori realizzati in passato nelle ex nazioni del blocco sovietico ed i 7 realizzati ed in esercizio in Ucraina, Cina, India ed Iran dopo il crollo dell'impero sovietico, oggi sono in costruzione 6 reattori tra India, Bangladesh, Cina e Bielorussia e contratti in corso di finanziamento per 10 reattori tra Finlandia, India, Turchia, Armenia, Iran. Inoltre sono stati definiti ordini preliminari per 17 reattori in Giordania, Ungheria, Slovacchia, Egitto, India, Vietnam (che però ha posticipato il suo piano nucleare), Cina. Sono in corso proposte per 23 reattori tra India, Sud Africa, Nigeria, Argentina, Indonesia ed Algeria.

La Russia è quindi ad ora leader assoluto nell'esportazione di centrali nucleari ed afferma di avere contratti in 13 nazioni per 34 reattori.

### Germania

Dopo la chiusura di una prima tranche di reattori nei giorni immediatamente seguenti il disastro di Fukushima, è stabilita la chiusura dei rimanenti 8 reattori per 10,7 GW come segue: 1 nel 2017 e gli altri 7 tra il 2021 ed il 2022. Nonostante il forte sviluppo di rinnovabili, la Germania ha fatto ricorso ad un notevole utilizzo del carbone per sopperire all'energia elettrica non più prodotta dalle centrali nucleari chiuse; questo è stato favorito dalla scarsa penalizzazione per le emissioni climalteranti del sistema ETS europeo con valori ora prossimi a 5-6 €/tCO<sub>2</sub>, sistema che favorisce l'uso del carbone rispetto agli efficienti e meno contaminanti cicli combinati a gas. Nel 2016 la Germania ha prodotto il 42% della sua elettricità con lignite e carbone.

Le 4 compagnie che hanno dovuto chiudere nel 2011 parte delle loro centrali nucleari hanno portato perdite "causate da decisioni governative" nei loro bilanci pari a circa 30 miliardi di € ed hanno iniziato procedure di richieste di rimborsi. La richiesta di abolizione della "nuclear tax" sul kWh prodotto dal nucleare e rimborsi di quanto pagato dal 2011 al 2016 è stata portata avanti con alterne vicissitudini ed a giugno 2017 sono stati stabiliti rimborsi di 2,8 miliardi di € ad E.ON, di 1,7 a RWE e di 1,44 a EnBW, oltre agli interessi da computare.

Occorre notare che la Germania ha uno dei più bassi prezzi del kWh sul mercato della produzione ma i più alti prezzi ai consumatori finali a causa dei forti incentivi alle rinnovabili ribaltati sulle bollette (24 miliardi di € nel 2016) e agli altri costi per il sistema elettrico per far fronte alla variabilità di sole e vento (maggior riserva convenzionale rotante, oneri di bilanciamento, capacity market, ecc.).

### Corea del Sud

I piani del 2008 prevedevano al 2030 un 60% di energia elettrica dal nucleare; tale obiettivo nel 2014 è stato ridotto al 45% con 16 GW di nuovi reattori da costruire. A giugno 2017 il nuovo presidente coreano ha dichiarato un'uscita dal nucleare entro 40 anni con nessun nuovo reattore da costruire e senza concessioni di estensione della vita ai reattori in servizio come prevista inizialmente. Il clamore e le polemiche a seguito di tale dichiarazione non sono ancora sopiti e non sono chiare le mosse future. Per un reattore in costruzione sono stati sospesi i lavori ma recentemente il ministro dell'energia ha fatto presente a nome del presidente che saranno ripresi.

Occorre notare che dopo il successo negli Emirati Arabi a Dicembre 2009 con l'aggiudicazione per 20,4 miliardi di \$ di 4 reattori AP 1400 e possibili 11 futuri, i precedenti governi coreani avevano portato avanti una notevole azione di lancio di esportazioni di centrali nucleari; era stato proclamato un "obiettivo di 80 reattori entro il 2030". Sempre sull'onda del contratto con gli Emirati Arabi sono state effettuate forti azioni di marketing in Turchia, Giordania, Romania ed Ucraina. A seguito degli effetti di Fukushima l'obiettivo era stato ridotto nel 2014 a 6 reattori entro il 2020 in aggiunta ai 4 negli Emirati ma era stata impostata anche una politica di non restringere gli interventi a forniture chiavi in mano ma di entrare nell'O&M di reattori esistenti ed interventi di upgrading/uprating di centrali, abbinati a forniture di componenti.

Sono seguite forti azioni di marketing in Egitto, Arabia Saudita, Kenya, Filippine, Vietnam e Repubblica Ceca. In Giordania in fase di realizzazione cooperazione per 1 reattore di studi e ricerche da 5 MW e con Arabia Saudita applicazioni del reattore SMART da 100 MWe abbinato a desalinizzazione. Di rilievo accordo del 2015 con il Brasile come punto di espansione in America Latina.

### Inghilterra

I principali progetti BOT nucleari vedono continue evoluzioni nei partners e nei ritardi rispetto agli obiettivi iniziali. Ad oggi ci sono 5 progetti di IPP's in definizione/possibile implementazione:

**1. Hinkley Point C ora 65% EdF e 35% cinesi di CNG** per 2 EPR per totali 3250 MW. Ad inizio dei colloqui del 2010 EdF prevedeva il primo reattore in servizio nel 2018. A seguito di varie vicissitudini e critiche in Francia, EdF dopo accordo con i sindacati ha deciso in Agosto 2016 di proseguire nel progetto che è sta-

to confermato a Settembre 2016 dal nuovo governo inglese con una stima di un 57% di ricaduta di lavori per industrie inglesi. Costo totale stimato nel 2016 di 18 miliardi di sterline con inizio lavori nel 2019 e primo gruppo in servizio nel 2026 ma da ultime informazioni a luglio 2017 si hanno costi addizionali di 2 miliardi di sterline e 15 mesi di ritardi. La Camera dei Lords nel febbraio 2017 ha espresso il parere di considerare progetti di back up per prevenire serie problematiche al sistema elettrico inglese per il quale Hinkley Point fornirebbe oltre il 7% della totale energia inglese.

2. **Sizewell C (80% EdF e 20% CNG)** accordo preliminare del 2015 per 2 reattori EPR e ancora in fase di definizione.
3. **Horizon per centrali di Wylfa e Oldbury** che dopo varie vicissitudini vede Hitachi al 100% con 4 reattori ABWR per totali 5.500 MW con il primo previsto in funzione nel 2025. EXCELRON di Stati Uniti entrato come advisor ed ora anche Bechtel. A giugno 2017 Hitachi ha fatto presente che proseguirà con il progetto solo se verrà trovato un "adequate investor partner".
4. **Nu Generation per 3 gruppi a Morside** (inizialmente 50% Iberdrola e 50% GdF, poi 60% Toshiba e 40% ENGIE ex GdF) con 3 AP 1000 Toshiba W per circa 3.400 MW con il primo previsto in funzione non prima del 2024 e con stima di 13-15 miliardi di sterline di investimento. Dopo varie vicissitudini ed alla fine a seguito del fallimento di Toshiba US, ENGIE ha ceduto la sua quota a Toshiba W Int., ma KEPCO con supporto del governo coreano cerca di subentrare a Toshiba con i suoi reattori ed una decisione finale per l'investimento è attesa per il 2018 in funzione del valore che verrà assegnato al contratto per differenza (CfD) che il governo britannico pensa di assegnare ad un valore inferiore a quello accordato per Hinkley Point e cioè *feed-in tariff* per 35 anni (abbinata ad un contratto per differenze) pari a 95 £/MWh
5. **General Nuclear Systems – Bradwell B (Joint Venture 33,5% EdF e 66,5% CNG)** per la realizzazione di 2 reattori cinesi HPR 1000 in fase di certificazione.

## Repubblica Ceca

Sono in servizio 6 reattori russi per totali 3,9 GW che hanno una quota del 30% nella produzione nazionale rispetto al 53% del carbone.

Il piano energetico del 2015 prevedeva un forte sviluppo del nucleare con 4 reattori per circa 4800 MW con il primo in servizio intorno agli ini-

zi del decennio 2020-2030 e con una quota di produzione dal nucleare che era prevista al 50%. Agli inizi del 2016 il governo ha formato un comitato presieduto dal primo ministro ed all'inizio del 2017 sono stati formati 3 gruppi di lavoro per accelerare gli sviluppi di un primo reattore di taglia intorno ai 1000 MW. Sebbene non sia stato ancora definito il problema del finanziamento, il governo ha iniziato nel 2017 discorsi con i 6 gruppi che hanno espresso un interesse: Toshiba W, Rosatom, EdF, consorzio ATMEA (AREVA-MHI), CGN di Cina e KHNP di Corea.

## Ungheria

Estensione della vita di 20 anni ed upgrading per i 4 reattori russi in esercizio per una potenza globale di 2 GW e che producono circa il 50% dell'energia elettrica del Paese; la fine delle nuove licenze di esercizio per i reattori esistenti è prevista dal 2032 al 2037.

Dopo una serie di nuovi reattori proposti e cancellati, nel 2009 il parlamento aveva approvato l'aggiunta di 2 nuovi gruppi da circa 1000 MW ciascuno alla centrale di Parks e nel 2012 erano stati invitati per gara futura i principali fornitori di reattori PWR.

Nel 2014 improvvisamente il governo, senza gara, ha firmato un accordo con Rosatom per la fornitura di 2 reattori VVER 1200 con un finanziamento russo dell'80%.

Dal novembre 2015 ci sono state azioni legali di UE contro l'Ungheria per ottenere sospensione/annullamento del contratto in ottemperanza al boicottaggio alla Russia e considerando aggiudicazione avvenuta senza gara e con aiuti di Stato. La controversia si è chiusa a Marzo 2017 e la nuova centrale è "functionally and legally independent" con inizio costruzione del primo gruppo nel 2018 e commissioning nel 2024 (il secondo gruppo segue dopo 1 anno).

## Polonia

La Polonia ha le più grandi riserve di carbone nella UE ed anche le più grandi potenziali riserve di shale gas. L'80 % di elettricità è oggi prodotta con il carbone. Negli anni 1980 la Polonia aveva in costruzione 4 reattori russi VVER; la costruzione è stata sospesa nel 1990 ed i macchinari rivenduti e quindi la Polonia non ha mai avuto in servizio centrali nucleari.

Dal 2004 i governi avevano introdotto lo sviluppo del nucleare con varie vicissitudini. Una Joint Venture a 4 con tre società elettriche ed una mineraria (rame) ha effettuato studi di fattibilità, scelta del sito e studi ambientali per 2 centrali da 3000 MW ciascuna previste in servizio tra il 2024

ed il 2034, per ridurre la forte dipendenza dal carbone. Avevano espresso interesse GE-Hitachi, KEPCO, SNC Lavalin, Toshiba /W ed AREVA.

Dati i notevoli rischi ed oneri finanziari la Joint Venture ha proposto al governo un PPA (*Power Purchasing Agreement*) con contratto per differenza approvato dalla CE; dopo alterne vicissitudini il nuovo governo aveva respinto a giugno 2016 come troppo costoso un contratto per differenza ed affermato di preferire di continuare con una forte dipendenza dal carbone ed espresso a fine 2016 interesse su ricerche per futuri reattori ad alta temperatura, considerati adatti alle esigenze del Paese.

A seguito di una missione in Cina di una delegazione ministeriale polacca ed interesse mostrato dai cinesi per finanziamento di una nuova centrale in Polonia, il ministro dell'energia polacco ha proposto in settembre 2017 di indire una gara ad inizi 2018 per la realizzazione di un reattore nucleare; si è in attesa di una decisione definitiva del governo.

### Lituania

A novembre 2016 il governo lituano ha ritardato ogni investimento definito in precedenza con GE-Hitachi per 1 reattore ABWR da 1400 MW, dichiarando che il progetto sarà ripreso se economicamente vantaggioso, o per motivi di sicurezza energetica, o per accordi con gli stati limitrofi.

### Sud Africa

Dal 2007 si registra un susseguirsi di piani nucleari continuamente modificati.

2007: gara ESKOM per 20000 MW: qualificati reattori AREVA EPR 1600 MW e Toshiba W AP1000; gara annullata nel 2008 per problemi finanziari;

2010 e 2011: nuovi piani governativi al 2030 con 13% e 20% di nucleare con quota iniziale di 9600 MW e lancio qualifiche fornitori;

Novembre 2016: piano per avere on line 6800 MW nel 2041 e 20.000 MW nel 2050;

Aprile: 2017 il nuovo ministro delle finanze ha affermato di "implement the [nuclear] program at the scale and pace the country can afford" ma si può procedere con gara da 9600 MW.....ed eventuali accordi con i russi.

### Egitto

Dal 1960 discute piani nucleari ed ha recentemente raggiunto accordo con Russia per 4 reattori VVER 1200 abbinati a dissalazione. Cina e Sud Corea stanno definendo anche loro accordi.

### Arabia Saudita

A parte il piano sempre annunciato di 16 reattori nucleari ora dichiarati in funzione al 2040, nel 2016 è stato siglato un accordo con *China Nuclear Engineering Corporation* (CNEC) per costruire un *high-temperature reactor* (HTR) in S. Arabia come quello in costruzione in Cina. Lo studio di fattibilità è iniziato nel 2017. Sono stato sottoscritti anche accordi con Corea ed Argentina per piccoli reattori abbinati a impianti di dissalazione.

### Turchia

La telenovela iniziata nel 2008 della centrale di Akkuyu con 4 gruppi russi da 1200 MW (primo BOT nella storia nucleare) pare giungere in porto con l'entrata al 50% nella società russa di 2 grossi gruppi industriali turchi. A giugno 2017 il regolatore turco ha emesso una licenza di funzionamento della centrale per 49 anni e ad ottobre l'autorità nucleare ha firmato un permesso limitato per ora alla costruzione di opere civili, escluse parti nucleari da autorizzare in seguito anche in funzione di un rapporto atteso dalla IAEA. È previsto l'inizio costruzione nel 2018 con primo reattore in servizio nel 2024.

Sono riprese le discussioni per la realizzazione di altre 2 centrali con 4 reattori ciascuna. Una a Sinop con un consorzio Franco-Giapponese con il nuovo reattore ATMEA da 1150 MW in fase di sviluppo e l'altra con la SNTPC cinese in un sito da definire e con 2 reattori "cinesizzati" AP 1000 di Toshiba W e con 2 reattori cinesi CAP 1400 (il primo della serie con costruzione iniziata in Cina).

### Indonesia

Il nuovo piano energetico del 2015 ha rimandato i programmi di grosse centrali nucleari e si sta concentrando su piccoli reattori abbinati ad eventuali dissalazioni. È stato siglato un accordo con Rosatom nel 2015 per 1 reattore HTR da 10 MW, seguito nel 2016 da accordo similare con la Cina. Nel 2017 è stato siglato un accordo con ThorCon degli Stati Uniti per un reattore Thorium Molten Reactor da 250 MW e recentemente con la Corea del Sud per i loro reattori SMART abbinati a dissalazione.

### India

Prosegue la revisione dei passati mirabolanti piani messi in quarantena anche dall'approccio sulle *liabilities* a completo carico dei fornitori di reattori. Una revisione del 2017 prevede "l'imminente inizio costruzione" (2017-2018) di 15 reattori per circa 17 GW dei quali 10 locali PHWR

700, 3 AES 1050 russi e 2 locali FBR 600 sui quali l'India punta per il suo futuro sviluppo e per possibili esportazioni.

### **Emirati Arabi**

La centrale con 4 reattori coreani da 1400 MW ciascuno è l'esempio più positivo degli ultimi anni (a parte centrali in Russia e Cina) per il nucleare con il primo reattore che entrerà in funzione a fine 2017/inizi 2018 con gli altri 3 a seguire con cadenza annuale.

## **Conclusioni**

L'incidente di Fukushima ha ridimensionato i mega piani nucleari mondiali del 2005-2010 ed ha fortemente influenzato le più stringenti misure di sicurezza e l'allungamento dei tempi per i permessi; ciò ha portato a maggiori costi per le nuove centrali ma anche per quelle in esercizio che necessitavano modifiche ed adeguamenti (vedi Giappone con costi intorno al miliardo di \$ per reattore). L'effetto principale è stato tuttavia quello emozionale sull'opinione pubblica che rifiuta ormai il nucleare in molti paesi che non siano in particolari condizioni politiche/territoriali (vedi Cina, India, Russia, Pakistan e quelli emergenti in Medio Oriente) od in alcuni come in Europa (vedi Inghilterra, Finlandia, Ungheria, Polonia, ecc.) dove la classe politica è riuscita a far passare un nuovo nucleare basandosi su interessi per le industrie locali e consumatori finali e per riduzione della CO<sub>2</sub> e sicurezza degli approvvigionamenti.

Tuttavia, se si osserva la situazione a livello globale al 1/1/2018, i reattori dichiarati in servizio sono superiori (448 contro 442) a quasi 7 anni dal disastro del 10/03/2011; ciò fatto salvo che bisognerà verificare effettivamente quanti dei 42 reattori giapponesi contati come funzionabili ritorneranno in esercizio. Anche con praticamente tutti i reattori giapponesi fermi nel 2016, la produzione totale dal nucleare di circa 2.480 TWh è risultata di solo il 5% inferiore ai 2.620 TWh del 2010. 59 reattori sono in costruzione al 1/1/2018 (erano 65 pre Fukushima).

Indipendentemente da Fukushima si nota la disfatta sul piano tecnologico ed industriale dei cosiddetti reattori della generazione 3+ sui quali erano poste enormi aspettative. In particolare il reattore EPR da 1600 MW francese ha accumulato ad ora 6 anni di ritardo e costi triplicati per Flamanville in Francia ed Olkiluoto in Finlandia e ritardi per i 2 reattori in Cina con il conseguente intervento dello stato francese per il salvataggio di AREVA. Non è da meno il reattore

AP1000 di Toshiba Westinghouse (ritardi e forte aumento dei costi per i 4 reattori negli Stati Uniti dei quali 2 sospesi come costruzione e ritardi per i 2 reattori in Cina) con conseguente fallimento di Toshiba W US.

E questo a fronte per fotovoltaico ed eolico di una forte esplosione delle tecnologie e riduzione dei costi con una grande espansione dei mercati. A fine 2016 l'eolico e il fotovoltaico a livello mondo hanno raggiunto rispettivamente i 487 GW ed i 302 GW di impianti in servizio che hanno però chiaramente ore equivalenti di funzionamento all'anno ben inferiori al nucleare ed hanno prodotto meno della metà dell'energia elettrica dalle centrali nucleari.

I reattori in costruzione sono quasi totalmente appartenenti alla tecnologia PWR e con la Cina che ne ha una quota di 1/3.

Relativamente agli eventi nei vari Paesi si evidenzia tra l'altro rispetto ad [1]:

- ❑ la crisi economica per reattori in funzione negli Stati Uniti in aree con regimi non regolamentati, per effetto degli incentivi alle rinnovabili e bassi prezzi del gas; quasi il 90 % di reattori in servizio ha ottenuto un'estensione di 20 anni al loro funzionamento;
- ❑ una riduzione in Francia della produzione di energia nucleare e nubi all'orizzonte per le dichiarazioni politiche di drastica riduzione al 2025-2030 della sua quota di produzione (da 75% a 50%) in un periodo di investimenti multimiliardari di EDF per flessibilizzare, aumentare la potenza ed estendere la vita dei reattori;
- ❑ i continui ritardi e modifiche nella composizione delle società proponenti i 5 progetti multimiliardari in Inghilterra, con il primo reattore forse in servizio nel 2025; 3 dei 5 progetti hanno un partner cinese. Occorrerà verificare l'effettiva entità del nucleare che entrerà in servizio e le effettive date e ciò vale anche per il reattore BOT in Finlandia ora con reattore previsto dalla Russia con relativo finanziamento;
- ❑ il drastico cambio di politica sullo sviluppo del nucleare in Corea imposto dal nuovo presidente eletto che ha dichiarato di voler uscire completamente dal nucleare nel 2040, non autorizzando le previste estensioni della vita delle centrali in funzione e sospendendo nuove costruzioni;
- ❑ il drastico cambio di politica del governo polacco che dopo oltre un decennio di piani nucleari ha deciso di proseguire con una forte dipendenza dal carbone... ma dopo una visita in Cina e promesse di finanziamenti sta pensando ad una gara nel 2018 per una centrale nucleare;

- ❑ la “vittoria” dell’Ungheria sulla UE per la costruzione di 2 reattori con finanziamento russo;
- ❑ in Giappone prosegue l’opposizione dalle autorità locali al ritorno in servizio di reattori approvati dalle autorità centrali mentre in parallelo proseguono forti sovvenzioni alle rinnovabili (9 GW di fotovoltaico entrati in servizio nel solo 2016) e forte sviluppo del carbone;
- ❑ la Lituania a dicembre 2016 ha deciso di sospendere la costruzione del reattore in discussione con GE-Hitachi;
- ❑ a livello positivo si è conclusa la “saga” della centrale di Akkuyu in Turchia con reattori russi ed una società al 50% con imprenditori turchi ed in parallelo prosegue secondo i programmi la realizzazione dei 4 reattori coreani negli Emirati Arabi (prima unità in servizio ad inizi 2018);
- ❑ la Russia è assoluto leader nelle realizzazioni/promozioni di centrali all’estero ma occorrerà verificare gli effetti delle sanzioni economiche alla Russia sui suoi finanziamenti per centrali nucleari all’estero che non avranno più sovvenzioni statali dal 2020. La leadership della Russia è fortemente scalfita nella vendita di centrali all’estero dalle azioni cinesi.
- ❑ Anche la Sud Corea stava svolgendo dopo la vendita dei 4 reattori agli Emirati Arabi forti azioni di marketing ma occorrerà verificare gli effetti della posizione antinucleare del loro nuovo presidente che ha rivoluzionato in patria i piani di espansione nucleare.

❑ A seguito della situazione del reattore EPR e delle modifiche societarie in EdF ed AREVA per le future centrali nucleari ed a seguito delle posizioni “verdi” emergenti dal ministro di energia ed ambiente del governo Macron bisognerà monitorare gli effetti sulle esportazioni francesi.

❑ Lo stesso vale per il Giappone considerando la posizione di Toshiba W e le alleanze con francesi e Stati Uniti per reattori proposti all’estero (e per gli Stati Uniti, GE non ha ancora deciso nella sua ristrutturazione come proseguire con i reattori ABWR e ESBWR).

Per quanto riguarda considerazioni generali sul possibile sviluppo del nucleare legato ad opposizioni locali ed agli elevati costi/tempi per le realizzazioni delle centrali vale ancora quanto espresso in [1] al quale si rimanda. Considerando i reattori in costruzione ora e quelli previsti da alcune nazioni tipo Cina e Russia e tenendo in conto l’estensione della vita dei reattori esistenti, sebbene il nucleare continuerà a perdere quota nella produzione globale dell’energia elettrica, se ne parlerà ancora per alcuni decenni, e con riferimento ai soli reattori di terza generazione, lasciando ai posteri l’ardua sentenza su effettivi sviluppi commerciali dei reattori di 4° generazione e della fusione.

Chiaramente un capitolo a parte meriterebbe il grande mercato che si apre per il decommissioning delle centrali esistenti e dei siti per le scorie, con tutte le problematiche tecniche, economiche, di permessi e di accettazione da parte delle popolazioni coinvolte.

## bibliografia

[1] Clerici A.: *Il nucleare a cinque anni dal disastro di Fukushima*. L’Energia Elettrica, Vol. 93. n. 1/2 gennaio-aprile 2016, p. 21-33.

# Impatto della regolazione veloce di frequenza e dell'inerzia sintetica sul sistema elettrico

Silvia Canevese Diego Cirio Antonio Gatti Adriano Iaria Marco Rapizza RSE

*La penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili pone l'esigenza di coinvolgere nuove risorse per controllare la frequenza di rete. La memoria discute il contributo alla stabilità da parte di possibili nuovi servizi, come la regolazione primaria veloce e la regolazione inerziale.*

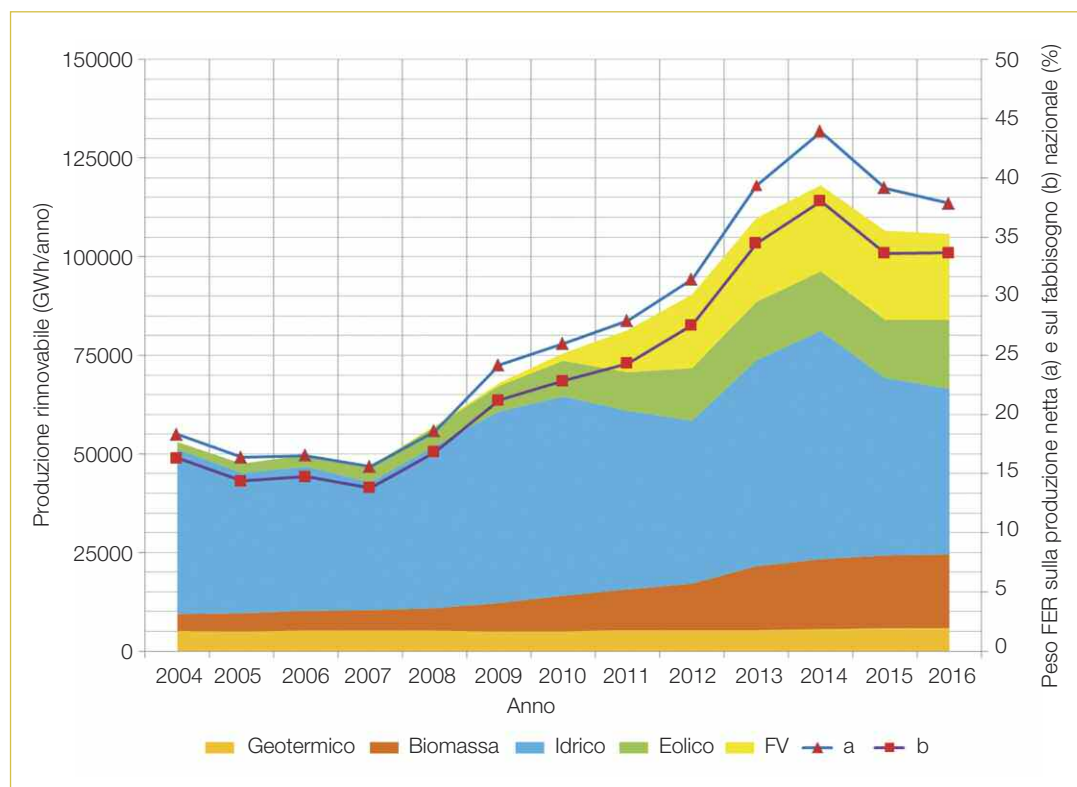
## Introduzione

**L**o sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, principalmente non programmabili, iniziato nei primi anni 2000 (decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387 di recepimento della direttiva 2001/77/CE, decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28 di recepimento della direttiva 2009/28/CE di abrogazione della direttiva 2001/77/CE), ha permesso all'Italia di fare passi importanti nel conseguimento degli obiettivi energetici a livello comunitario (esempio, Strategia "20 20 20"). In particolare, la produzione da fotovoltaico ed eolico è in grado di soddisfare attualmente più del 12% del consumo elettrico lordo nazionale<sup>1</sup>, come mo-

<sup>1</sup> Il consumo elettrico lordo nazionale è definito come la somma della produzione netta e del saldo estero a meno dell'energia destinata ai pompaggi.

strato nella **figura 1**. In termini di impatto sul parco termoelettrico convenzionale, la crescita delle rinnovabili si è tradotta in un ridimensionamento significativo sia della produzione che della potenza installata: negli ultimi anni, circa il 30% della capacità di generazione (in generale attribuibile a impianti obsoleti o poco flessibili) è stato sostituito da eolico e solare fotovoltaico [1].

L'incremento della produzione rinnovabile ha messo in evidenza, tuttavia, anche alcune crescenti difficoltà nella gestione e nel controllo in condizioni di sicurezza del sistema elettrico da parte dei gestori di rete. Innanzitutto, l'immissione massiccia nel sistema elettrico di potenza da generazione rinnovabile non programmabile ha messo in luce alcune debolezze del sistema, in particolare riconducibili alla scarsa magliatura della rete di trasmissione e alla limitata capacità di trasporto di alcune direttrici di connessione diretta ed indiretta di impianti



**Figura 1** Produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) in Italia a partire dall'avvio del mercato elettrico: energia prodotta annualmente da idroelettrico (esclusi i pompaggi puri), eolico, fotovoltaico, biomassa e geotermico. (Elaborazione di dati TERN).

eolici e fotovoltaici. Per esempio, nelle aree con elevata penetrazione di generazione rinnovabile si evidenziano fenomeni di congestione (a livello di distribuzione e di trasmissione) e di risalita dei transiti di potenza dalla distribuzione verso la trasmissione; tali fenomeni, in alcuni casi, possono essere mitigati solo attraverso azioni di riduzione o taglio istantaneo della produzione rinnovabile. Inoltre, l'incertezza di previsione e la variabilità della produzione rinnovabile non programmabile, unite a quelle del carico, aumentano il fabbisogno di riserve di potenza (attiva e reattiva) ovvero di risorse per la regolazione di frequenza e tensione, costringendo il gestore di rete ad aumentare l'approvvigionamento di tali risorse, per fare in modo che il sistema elettrico sia capace di fronteggiare eventi, anche rilevanti, senza incorrere né in violazioni dei vincoli operativi di rete (su tensioni, correnti, frequenza) né tantomeno in disservizi nei confronti delle utenze finali. Peraltro, il minor contributo alla copertura del carico da parte della generazione termoelettrica convenzionale si riflette sulla capacità di modulazione in linea del sistema, per esempio sulla riserva primaria. L'approvvigionamento delle riserve presso le unità rilevanti convenzionali (principalmente termoe-

lettriche), le uniche che, finora, sono tenute a fornire i servizi ausiliari per la regolazione del sistema, risulta perciò più oneroso e complesso.

In sintesi, come conseguenza del recente sviluppo della generazione rinnovabile, il sistema elettrico è più esposto a problemi di stabilità (frequenza, tensione) e di bilanciamento, con un incremento dei costi per i servizi di dispacciamento.

Per far fronte alle criticità e all'aumentata necessità di risorse di regolazione, l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico<sup>2</sup> ha disposto una prima apertura della partecipazione ai servizi di rete tramite il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) ad ulteriori fornitori, diversi da quelli tradizionali: in particolare, con la deliberazione n. 300/2017 l'Autorità ha istituito i primi progetti pilota per la fornitura dei servizi di rete da parte delle unità di produzione non rilevanti, degli impianti di produzione alimentati da Fonte di Energia Rinnovabile Non Programmabile, rilevanti e non, e delle unità di consumo, nonché dei sistemi di accumulo.

<sup>2</sup> Dal 29 dicembre 2017 (legge 27 dicembre 2017, n. 205) denominata Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Un aspetto interessante associato al coinvolgimento di queste nuove risorse è che le relative tecnologie presentano caratteristiche diverse da quelle dei generatori convenzionali, e tali da permettere, almeno in certi casi, di offrire maggiore flessibilità e servizi potenzialmente più prestanti. In accordo con queste diverse caratteristiche si può pensare di definire “nuovi servizi” di rete, per contribuire a risolvere specifiche criticità di funzionamento del sistema. A questo proposito, nella presente memoria si affronta il tema della regolazione di frequenza esaminando, nello specifico, la regolazione primaria “veloce” e il supporto di “inerzia sintetica”, due funzioni che attualmente non sono ancora codificate nel Codice di Rete di Terna ma che, in prospettiva, potrebbero essere richieste dal gestore di rete come nuovi servizi per la stabilità del sistema.

## La regolazione di frequenza

I requisiti di sicurezza e qualità della fornitura dell'energia elettrica comportano che, istante per istante, debba essere garantito il bilancio istantaneo fra carico e generazione ammettendo scostamenti massimi molto limitati della frequenza dal valore di riferimento di 50 Hz (Terna indica  $\pm 100$  mHz per la parte continentale della rete italiana)<sup>3</sup> [2]. Allo scopo, il gestore di rete di trasmissione, preposto ad assicurare il funzionamento in sicurezza del sistema, approvvigiona le risorse di regolazione (riserve di potenza), da attivare all'occorrenza di uno sbilancio di potenza. Come già accennato, in attesa che entrino in vigore le nuove disposizioni tecniche ai sensi della deliberazione AEEGSI n. 300/2017, le regole di dispacciamento vigenti dispongono la fornitura delle risorse di regolazione solo da parte di unità di produzione rilevanti, escludendo quindi gli impianti a fonte rinnovabile non programmabile, la generazione distribuita e le unità di prelievo, sui quali comunque il gestore di rete può intervenire in emergenza (esempio, *curtailment*, *load shedding*). In queste condizioni lo spegnimento o addirittura lo smantellamento di unità di produzione rilevanti, indotto dalla penetrazione della generazione rinnovabile, può tradursi in una riduzione significativa della capacità di regolazione del sistema, con effetti particolarmente gravi in sistemi deboli oppure isolati. Infatti, la minore disponibilità di impianti regolanti in servi-

zio si traduce in una minore capacità del sistema di contenere la deviazione di frequenza in regime di regolazione primaria a causa della ridotta capacità di regolazione (*energia regolante*) e della minore disponibilità di margine (*riserva*) per modulare la generazione. L'energia regolante è strettamente legata alla potenza massima (in MW) di tutte le macchine in servizio che partecipano alla regolazione e costituisce la caratteristica di regolazione del sistema (MW di potenza modulati per unità di deviazione di frequenza in Hz); la riserva esprime, invece, il margine effettivo di potenza che le unità di produzione sono in grado di usare in risposta ad una data ampiezza di deviazione della frequenza misurata. A questo occorre aggiungere, per di più, un minore supporto di inerzia meccanica delle macchine sincrone in servizio per il contenimento della derivata (talora indicata come “gradiente” o *Rate Of Change Of Frequency* - ROCOF) di frequenza, il che accentua ulteriormente l'ampiezza dello scostamento della frequenza. Peraltro, è utile ricordare che le unità di produzione a fonte rinnovabile non programmabile come l'eolico e il solare fotovoltaico amplificano la riduzione di inerzia in quanto tali impianti sono interfacciati con la rete, per lo più, tramite sistemi *inverter* e quindi privi di un supporto di inerzia naturale verso il sistema.

In prospettiva, dunque, considerata la possibile evoluzione in aumento delle rinnovabili (Obiettivi SEN, Obiettivi comunitari 2030-2050), le suddette criticità potrebbero essere ulteriormente amplificate, tanto da esigere nuove regolazioni per il sistema elettrico. Per quanto riguarda la regolazione della frequenza in particolare, occorre disporre di nuovi meccanismi di regolazione, per contenere il rapido scostamento della frequenza in occasione di eventi rilevanti, e/o di nuovi componenti dinamici in grado di fornire riserve di regolazione aggiuntive, a compensazione del mancato supporto della generazione convenzionale. Nel primo caso si tratta di valutare la disponibilità e l'attivazione di risorse di regolazione, ovvero di possibili nuovi servizi, più prestanti, come ad esempio una regolazione primaria “veloce” oppure un supporto di tipo inerziale (inerzia “virtuale o sintetica”); nel secondo caso si tratta di estendere la fornitura dei servizi di dispacciamento, già esistenti (ricependo così la suddetta delibera 300/2017) o di nuova concezione, a diverse tipologie di impianto e a nuovi componenti, come gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, la generazione distribuita, il carico e i sistemi di accumulo.

Di seguito, in risposta a tali esigenze, si riporta un'analisi di nuove funzioni di controllo che

<sup>3</sup> Si noti che i valori adottati da Terna sono più conservativi rispetto ai valori di  $\pm 200$  mHz raccomandati da ENTSO-E per il sistema Continentale Europeo (CE) [16].

realizzano una regolazione primaria “veloce” di frequenza e una regolazione di tipo derivativo-inerziale. Lo studio è volto a caratterizzare l'impatto delle nuove funzioni su un sistema elettrico, in termini del loro effetto sul transitorio di frequenza dovuto ad uno sbilancio istantaneo di potenza attiva, tenuto conto della presenza anche della regolazione primaria tradizionale. Allo scopo si considerano quattro indici prestazionali dell'andamento della frequenza del sistema in risposta a perturbazioni, valutando come essi varino al variare di parametri rilevanti del sistema elettrico considerato, quali l'energia regolante, associata alla regolazione primaria tradizionale e/o veloce, e l'inerzia, meccanica e/o “sintetica”. In particolare, nella sezione successiva si riportano alcuni risultati ottenuti con un modello generico di sistema elettrico; poi ci si focalizza, come caso di studio, su un equivalente dinamico rappresentativo del sistema insulare della Sardegna in uno scenario previsionale al 2020; in conclusione, qualche nota riassuntiva.

### Nuovi servizi per la regolazione di frequenza

Il controllo della frequenza di rete nel sistema sincrono continentale (c. d. *Continental Europe* – CE in ambito ENTSO-E<sup>4</sup>) è organizzato in modo gerarchico su tre livelli di regolazione (primaria, secondaria e terziaria) che agiscono con tempistiche diverse in risposta ad uno squilibrio di potenza. In particolare, la *Regolazione Primaria di Frequenza*<sup>5</sup> (RPF) interviene per contenere lo scostamento della frequenza entro un intervallo ammissibile; tipicamente si attiva entro pochi secondi dopo il verificarsi dello sbilancio, andando a pieno regime dopo 30 s dall'evento per potersi mantenere nei successivi 15 min [2]. In particolare, l'attuale Codice di Rete di Terna prevede che metà della semi-banda richiesta per la regolazione sia fornita entro 15 s dalla perturbazione e che entro 30 s sia erogata l'intera semi-banda di regolazione.

La variazione di potenza richiesta a regime dalla RPF ad ogni impianto abilitato per la regolazione è proporzionale all'entità della deviazione di frequenza (errore) e al guadagno del regolatore primario (grado di statismo). La variazione

nel tempo della potenza, invece, dipende dalla dinamica dell'impianto, in particolare dalle parti responsabili della variazione della potenza meccanica trasmessa alla turbina: alcuni impianti sono rapidi (esempio, unità idroelettriche), mentre altri sono più lenti (esempio, termoelettrici)<sup>6</sup>. In determinate circostanze di funzionamento del sistema elettrico, per cui – in particolare – l'inerzia fisica del sistema è ridotta, i tempi di risposta degli impianti potrebbero essere critici per la stabilità del sistema: la velocità di risposta degli impianti regolanti potrebbe essere non sufficiente al contenimento di una variazione rapida della frequenza, con rischio di superamento dei limiti ammissibili per quest'ultima. In quest'ottica, l'opportunità di disporre di risorse tecnologiche più prestanti, in grado di svolgere azioni di regolazione in modo più veloce, potrebbe mitigare o risolvere le criticità appena descritte.

Si sono presi, perciò, in esame nuovi servizi di regolazione della frequenza caratterizzati da tempistiche di intervento più rapide della RPF tradizionale, come la *Enhanced Frequency Response* - EFR, introdotta di recente in Gran Bretagna [3], e la *Inertial Response* - IR (o Inerzia Sintetica – IS), una funzione già richiesta da alcuni anni in Canada a impianti eolici di grossa taglia [4]. La EFR è una Regolazione Primaria “Veloce” di Frequenza (RPFV), che realizza un'azione locale di variazione di richiesta di potenza proporzionale all'errore di frequenza, come la RPF tradizionale, ma il cui massimo tempo di intervento è pari a 1 s (1/30 del tempo previsto per la regolazione primaria tradizionale). La IS, invece, riguarda una funzione di controllo che realizza un'azione locale di variazione di richiesta di potenza proporzionale alla derivata della frequenza nel tempo [5]. Come e ancor più che per la RPFV, l'azione dell'inerzia sintetica dovrebbe essere generata rapidamente perché la risposta inerziale delle macchine rotanti, che si vuole replicare, agisce istantaneamente rispetto allo sbilancio di potenza [6, 7].

### Impatto dei nuovi servizi

#### Modello del sistema

Per analizzare l'impatto della RPFV e dell'azione della IS sulla regolazione di frequenza, si considera qui un modello dinamico mono-sbar-

<sup>4</sup> Associazione dei gestori di rete di trasmissione europei, ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*).

<sup>5</sup> La Regolazione Primaria di Frequenza è identificata con il termine *Frequency Containment Reserve* a livello ENTSO-E.

<sup>6</sup> Per gli impianti termoelettrici il gradiente raccomandato di variazione della potenza è 8% della potenza efficace al minuto e per gli impianti idroelettrici è pari a 1% della potenza efficace al secondo [15].

ra del sistema elettrico, in particolare un modello linearizzato attorno al punto di lavoro nominale. Nella **figura 2**, è riportato il relativo schema a blocchi, basato su funzioni di trasferimento e costituito da

- modello dell'inerzia delle macchine rotanti, dal quale si ricava la variazione di frequenza di rete;
- modello dinamico di un unico impianto equivalente tradizionale;
- modello dei controllori, per
  1. la regolazione primaria tradizionale, qui indicata come Regolazione Primaria "Lenta" di Frequenza (RPFL), caratterizzata da un contributo proporzionale all'errore di frequenza (in serie alla funzione di trasferimento dell'impianto che ne rallenta l'intervento),
  2. la RPFV, caratterizzata da un contributo (senza ritardo) proporzionale all'errore,
  3. la IS, caratterizzata da un contributo (senza ritardo) proporzionale alla derivata della frequenza.

In particolare, i parametri significativi del sistema sono i seguenti:

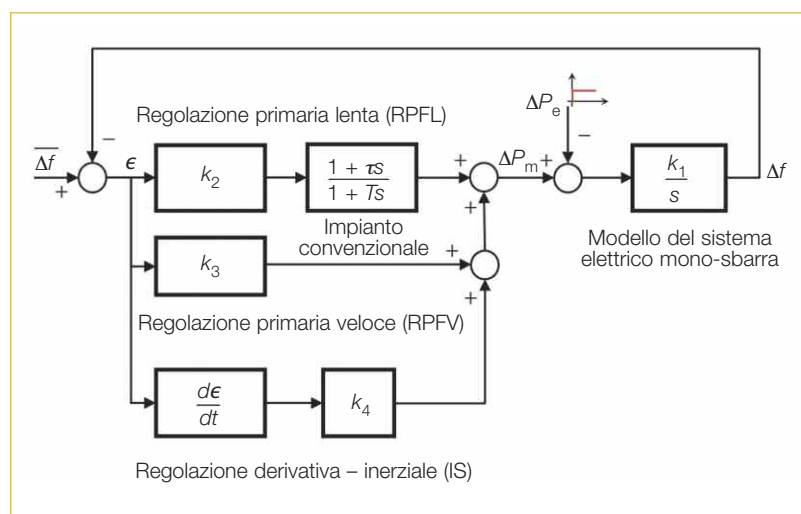
- la costante  $k_1$  (inverso dell'inerzia meccanica fisica del sistema, a sua volta espressa in MW · s/Hz) pari a  $f_n / (T_a \cdot P_n)$ , ove  $f_n$  è la frequenza nominale di rete,  $P_n$  è la potenza attiva nominale del sistema e  $T_a$  è il tempo di avviamento (legato all'inerzia fisica che le macchine rotanti introducono nella rete elettrica)<sup>7</sup> [8];
- costanti di tempo di processo: la costante di tempo  $\tau$  dello zero e la costante di tempo  $T$  del polo (entrambe in secondi) nel modello dinamico che descrive l'intervento dell'impianto di produzione convenzionale;
- la costante  $k_2$ , pari a  $P_n / (b_p \cdot f_n)$ , ove  $b_p$  è lo statismo permanente che caratterizza l'impianto; tale grandezza rappresenta il grado di reazione in potenza, associato alla RPFL, per una variazione unitaria di frequenza, ossia rappresenta l'energia regolante primaria tradizionale del sistema, espressa in MW/Hz;
- le costanti  $k_3$  (espressa in MW/Hz) e  $k_4$  (espressa in MW · s/Hz) nel modello, rispettivamente, della RPFV e della regolazione derivativa di frequenza (IS); la costante  $k_3$  sarà denominata "energia regolante primaria veloce", in quanto dimensionalmente omogenea a  $k_2$ ; per estensione,  $k_4$  sarà definita "energia regolante

te inerziale (o derivativa)", in quanto esprime il grado di reazione dell'energia regolante, associata alla regolazione inerziale, per una variazione unitaria di frequenza.

Dal punto di vista quantitativo, si può osservare che, per quanto riguarda la RPFL, un impianto convenzionale con grado di statismo permanente pari al 5% fornisce l'1,5% della sua  $P_n$  in caso di errore di frequenza di 37,5 mHz (si noti che, per perdite di generazione nell'ordine di qualche centinaio di MW, nel sistema CE si ha un errore massimo transitorio di frequenza, in valore assoluto, dell'ordine di 40 - 60 mHz [9]). Analogamente, per valori assoluti di ROCOF di 5 - 10 mHz/s (come quelli attualmente osservati nel sistema CE in caso di perdita di 1 GW [10]), un impianto convenzionale con  $T_a$  pari a 7,5 s reagisce fornendo 0,075 - 0,15% della sua potenza apparente nominale  $S_n$  (MVA) ovvero, considerando un fattore di potenza pari a 0,9, 0,085 - 0,17% della sua potenza attiva nominale  $P_n$ .

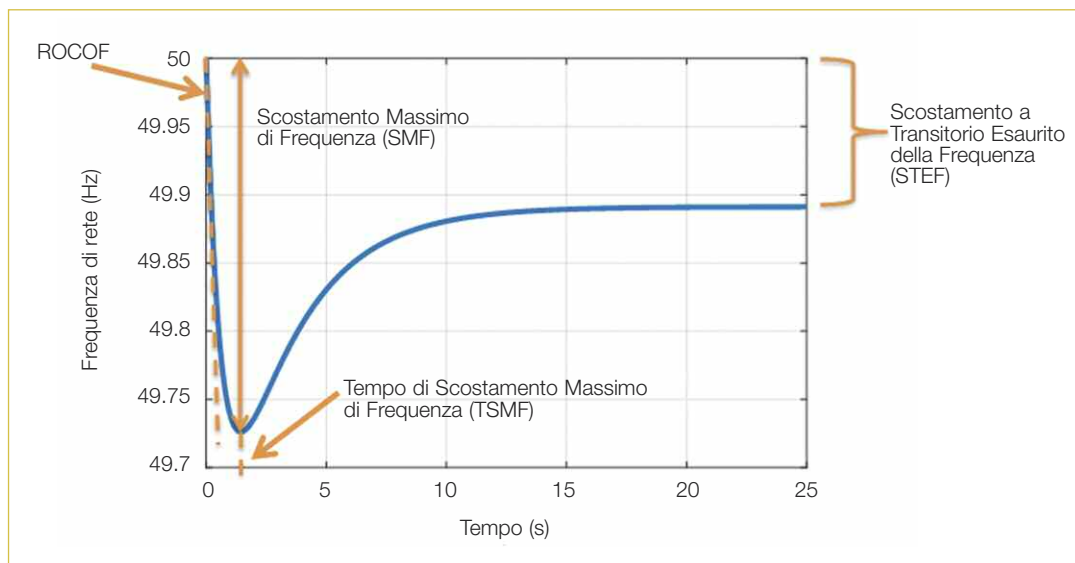
Le prestazioni della regolazione di frequenza possono essere valutate, come già accennato, mediante alcuni indicatori (si veda la figura 4), come lo *Scostamento a Transitorio Esaurito della Frequenza* (STEF); lo *Scostamento Massimo della Frequenza* (SMF) e il Tempo in cui si presenta lo SMF (TSMF); il valore di ROCOF nell'istante appena successivo alla perturbazione. Come perturbazione di riferimento si considera qui una variazione a gradino del carico elettrico ampia  $\Delta P_e$  (**figura 3**).

Nelle prossime sezioni si descrive, grazie a strumenti di base della teoria dei controlli automatici, il legame tra i suddetti indicatori e i diversi contributi di regolazione presenti nel sistema (RPFL, RPFV e IS).



**Figura 2** Modello della frequenza di rete con regolazione primaria lenta, veloce ed inerzia sintetica.

<sup>7</sup> Il tempo di avviamento è definito come due volte il rapporto fra l'energia cinetica totale del sistema elettrico e la potenza nominale complessiva del sistema.



**Figura 3** Indici di prestazione della regolazione di frequenza.

## Scostamento a regime e gradiente iniziale della frequenza

In presenza delle tre regolazioni RPFL, RPFV e IS, la relazione fra una variazione  $\Delta P_e$  del carico elettrico e la corrispondente variazione di frequenza  $\Delta f$  può essere rappresentata sinteticamente ed efficacemente grazie alla relativa funzione di trasferimento in anello chiuso [11].

A seguito di una variazione a gradino del carico elettrico ampia  $\Delta P_e$ , si può usare il teorema del valore finale [11] per ottenere lo scostamento della frequenza a transitorio esaurito:

$$\text{STEF} = \Delta f(+\infty) = -\frac{\Delta P_e}{k_2 + k_3} \quad (1)$$

Come si può osservare, esso non dipende dal contributo di IS. Inoltre, il **contributo della regolazione primaria veloce appare equivalente a quello fornito da un generatore sincrono tradizionale caratterizzato dal proprio statismo permanente**<sup>8</sup>. Si può inoltre stabilire che, una volta assegnati i valori di massimo sbilancio nel sistema e l'errore massimo di frequenza ammissibile a transitorio esaurito, ossia una volta determinata l'energia regolante minima di sistema associata, si può ripartire quest'ultima fra i due contributi di regolazione RPFL e RPFV, anche in presenza di un contributo di IS – in quanto quest'ultimo non compare nell'equazione (1).

Nel transitorio invece il contributo dell'IS è significativo ed ha un impatto sulla frequenza, che sarà illustrato più avanti.

Per quanto riguarda il valore del ROCOF iniziale, grazie al teorema del valore iniziale [11] si ottiene:

$$\text{ROCOF}(0^+) = -\frac{k_1}{1 + k_1 k_4} \Delta P_e \quad (2)$$

che in per unità ( $k_1^* = k_1/(f_n/P_n) = 1/T_a$ ,  $k_4^* = k_4 f_n/P_n$ ) diviene<sup>9</sup>

$$\text{ROCOF}(0^+)^* = -\frac{k_1^*}{1 + k_1^* k_4^*} \Delta P_e^* = -\frac{1}{T_a + k_4^*} \Delta P_e^* \quad (3)$$

Da ciò, se, a seguito della riduzione delle macchine sincrone connesse alla rete, l'inerzia fisica del sistema diminuisce ( $T_a$  più piccolo), **è possibile agire sul parametro  $k_4^*$  in modo tale da reincrementare il tempo di avviamento della rete**. In altre parole, si può ottenere la stessa "risposta inerziale" a seguito di uno sbilanciamento, elevando  $k_4^*$  in modo tale che la quantità  $T_a + k_4^*$  sia mantenuta costante e pari al valore originario di  $T_a$ .

<sup>8</sup> A questo proposito è possibile definire lo statismo permanente equivalente associato alla RPFV pari a  $P_n/(k_3 f_n)$ , avendo definito  $k_3^*$  come la corrispondente energia regolante in per unità:  $k_3^* = k_3 f_n/P_n$ .

<sup>9</sup>  $\text{ROCOF} = \text{ROCOF}/f_n$ ,  $\Delta P_e^* = \Delta P_e/P_n$ .

In alternativa, il valore di  $k_4^*$  può essere scelto in modo da soddisfare una data specifica di ROCOF iniziale, ossia un certo valore “target” di ROCOF iniziale, a seguito di uno sbilanciamento  $\Delta P_e$ . Innanzitutto, si può osservare che, facendo riferimento alla sola inerzia fisica presente nella rete (si veda l'equazione (2) quando  $k_4 = 0$ ), il valore (assoluto) massimo del ROCOF è pari alla derivata di frequenza valutata nell'istante di tempo nel quale ha inizio la perturbazione  $\Delta P_e$  e cioè si ha:

$$|ROCOF|_{\max} = \frac{|\Delta P_e|}{P_n} \cdot \frac{f_n}{T_a} \quad (4)$$

Analogamente, in presenza di IS, dall'equazione (3) si osserva che il tempo di avviamento equivalente è pari alla somma di  $T_a$  e di  $k_4^*$  e che:

$$|ROCOF|_{\max} = \frac{|\Delta P_e|}{P_n} \cdot \frac{f_n}{T_a + k_4^*} \quad (5)$$

Quindi, assegnato un valore di ROCOF massimo “target” e invertendo quest'ultima relazione è possibile ricavare la quantità minima di IS ( $k_4^*$ ) che occorre per non superare tale valore di ROCOF:

$$k_4^* = k_4 \frac{f_n}{P_n} = \frac{|\Delta P_e|}{P_n} \cdot \frac{f_n}{ROCOF_{\text{target}}} - T_a \quad (6)$$

Per esempio, in accordo con la specifica di ENTSO-E [10], ci si attende che il valore massimo di ROCOF ammissibile nel sistema CE possa in futuro essere 2 Hz/s per una perturbazione a gradino pari al 40% del carico. Perciò, il tempo minimo di avviamento per soddisfare questo requisito vale:

$$T_{a,\min} = \frac{0,4 \cdot P_e}{P_n} \cdot \frac{f_n}{\frac{2 \text{ Hz}}{s}} \quad (7)$$

dove  $P_e$  è la potenza elettrica del carico.

Quindi per il sistema CE, caratterizzato da una potenza nominale dei generatori convenzionali pari a  $P_n = 500$  GW e un carico medio pari a  $P_e = 350$  GW, il tempo minimo di avviamento vale 7 s. Ora, considerando che attualmente il tempo medio di avviamento nel sistema CE è dell'ordine di 10-12 s [10], per mantenere tali va-

lori occorrerebbe  $k_4^*$  pari a 3-5 s come tempo di avviamento equivalente associato all'inerzia sintetica e quindi valori di  $k_4$  compresi fra 30 - 50 GWs/Hz.

### Scostamento massimo della frequenza

Per mostrare come lo SMF e il TSMF siano influenzati dalla variazione dei parametri delle regolazioni presenti nel sistema, di seguito si riporta un'analisi, condotta mediante simulazioni dinamiche in ambiente MATLAB®, della risposta a una variazione a gradino del carico elettrico di 500 MW, considerando un sistema dinamico (figura 2) con potenza nominale di 8 GW (circa un quarto della potenza media giornaliera consumata in Italia)<sup>10</sup>. Per l'impianto convenzionale equivalente si è considerato uno statismo permanente pari al 5% e valori delle costanti di tempo del polo e dello zero della funzione di trasferimento equivalente dell'impianto rispettivamente pari a  $T = 15$  s e  $\tau = 4$  s. L'analisi è stata condotta, in particolare:

- modificando i valori di  $k_2$  e  $k_3$  in modo da mantenere la loro somma costante e pari all'energia regolante totale del sistema in assenza di RPFV, ossia l'energia regolante del sistema è stata mantenuta costante e pari a 3200 MW/Hz: la modifica equivale a “sostituire” generazione convenzionale con generazione che effettua regolazione primaria veloce;
- cambiando l'inerzia fisica del sistema (parametro  $k_1$ ) in relazione alla quantità di energia regolante fornita dagli impianti tradizionali connessi in rete (parametro  $k_2$ ), assumendo in particolare  $k_1$  variabile in modo inversamente proporzionale a  $k_2$ ; questo significa anche assumere che la generazione che effettua la regolazione primaria veloce non sia costituita da macchine convenzionali;
- variando la quantità di inerzia sintetica (parametro  $k_4$ ) da 0 a 2,24 GWs/Hz ( $k_4^* = 14$  s): il valore massimo adottato ha lo scopo di evidenziare il comportamento asintotico (o quasi) degli indicatori analizzati.

I due indici di prestazione SMF, TSMF sono riportati nella **figura 4** con anche la rappresentazione del ROCOF nell'istante iniziale della perturbazione di carico.

Le simulazioni mostrano che:

- aumentando la quantità di RPFV ( $k_3$ ) e simultaneamente diminuendo l'inerzia fisica del sistema, lo SMF diminuisce, il TSMF decresce e

<sup>10</sup> Nel 2016, il consumo totale è stato pari a 295,5 TWh, che corrisponde a un consumo medio di 809,6 GWh al giorno ed ad una potenza media giornaliera di 33,7 GW (Fonte: GSE).

il ROCOF iniziale (in valore assoluto, si ricorda) aumenta;

- aumentando la quantità di IS ( $k_4$ ), lo SMF diminuisce (significativamente se  $k_3$  è piccolo), il TSMF aumenta e il ROCOF diminuisce (signi-

ficativamente se  $T_a$  è piccolo e  $k_3$  è grande);

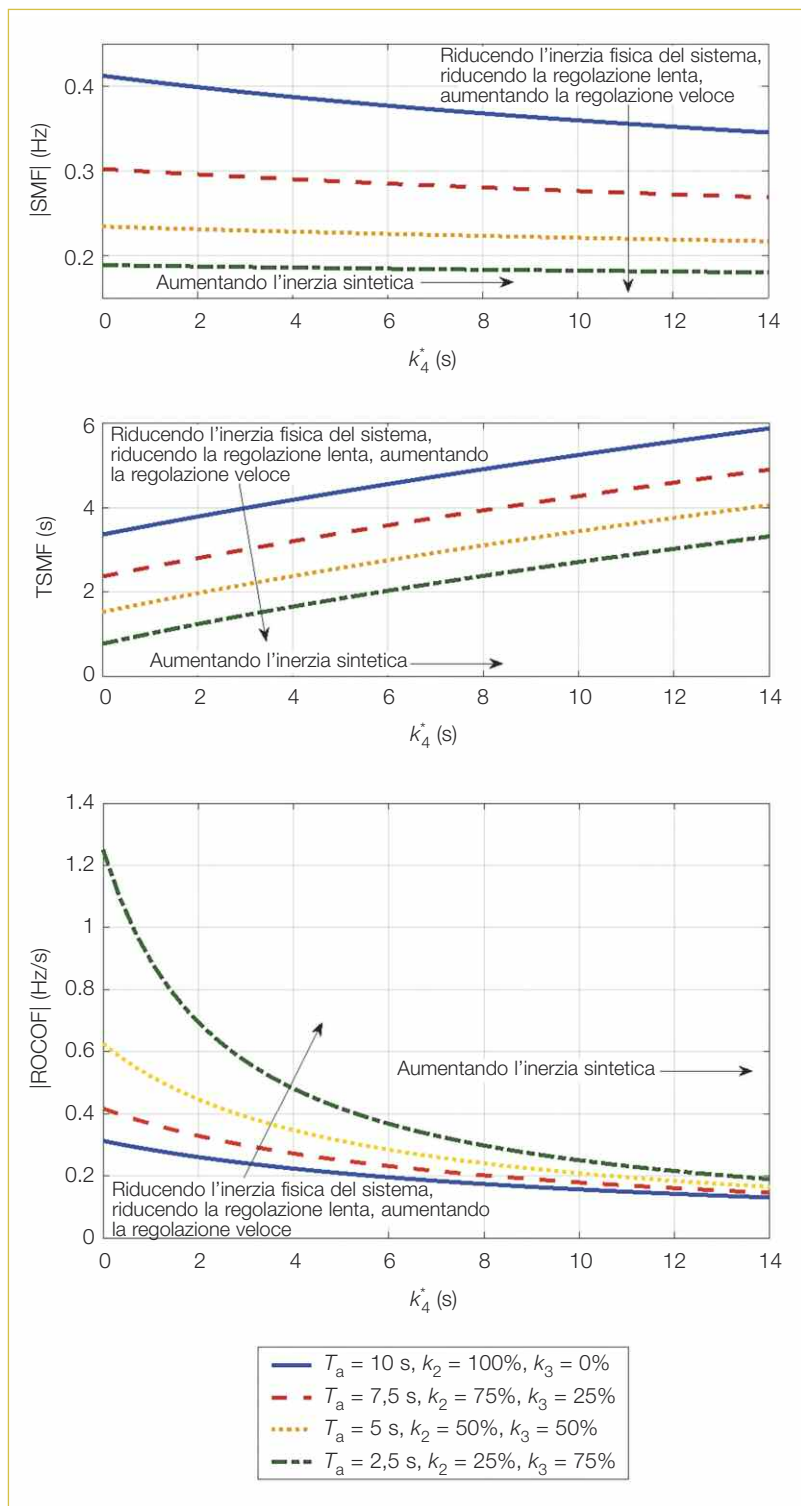
- in generale, per ridurre lo SMF, la RPFV dovrebbe essere elevata; per aumentare il TSMF e ridurre il ROCOF, la quantità di IS dovrebbe essere elevata.

In sintesi, su SMF e TSMF ha impatto diretto la RPFV: all'aumentare della frazione di RPFV si riducono sia lo SMF che il TSMF. In pratica l'azione di RPFV, congiunta alla riduzione dell'inerzia dei generatori sincroni connessi alla rete, è causa di un aumento indesiderato del ROCOF. Tale effetto potrebbe essere compensato rendendo più intensa l'azione di IS, perché essa fa aumentare il TSMF (in quanto riduce il ROCOF).

Sempre a proposito del ROCOF, si può osservare che quello indicato nella figura 4 è quello massimo, che si manifesta *immediatamente* a valle della perturbazione, ossia all'istante  $t = 0^+$ . Come evidenziato dall'equazione (2) e dall'equazione (3), esso dipende solo da  $T_a$ , ossia dall'inerzia intrinseca del sistema, e dal guadagno  $k_4$  della regolazione inerziale, e non dagli altri parametri di controllo. Tuttavia, l'andamento del ROCOF *nel tempo* negli istanti successivi dipende anche da  $k_2$  e da  $k_3$ . Questi due parametri hanno effetti simili sul ROCOF: per esempio, negli istanti successivi a  $0^+$ , esso si riduce se si aumenta  $k_2$ , anche senza introdurre la regolazione primaria veloce; analogamente, esso si riduce se si introduce la regolazione primaria veloce ( $k_3$ ) lasciando  $k_2$  inalterato.

## Il caso della Sardegna

Si riporta ora uno studio svolto a partire da dati di rete stimati per la Sardegna al 2020. Elaborando risultati di [12 - 14], si è ottenuto uno scenario previsionale consistente nei profili orari, per l'intero anno 2020, del dispacciamento delle unità di produzione convenzionali, della produzione rinnovabile eolica, fotovoltaica e da biomassa, e del carico, inclusi gli scambi sui cavi in corrente continua di collegamento con il continente (SAPEI, SACOI) e con la Corsica (un tratto del SACOI). Allo scopo di enfatizzare la riduzione di inerzia fisica del sistema conseguente all'immissione massiccia da fonti rinnovabili non programmabili (eolica e fotovoltaica), si è scelto di analizzare ore in cui il tempo di avviamento del sistema risulta minimo. In base ai profili orari analizzati, la situazione di maggiore criticità si presenta il giorno 23 luglio 2020 (giovedì) alle ore 14. Nella figura 5, è mostrata la ripartizione percentuale della potenza generata dello scenario preso in esame. Si osserva che il 74% della potenza generata proviene da fonti rinnova-



**Figura 4** Indici di prestazione del controllo dinamico della frequenza al variare della IS per quattro differenti scenari in cui cambiano le percentuali di RPFL, e di conseguenza l'inerzia fisica del sistema, e di RPFV.

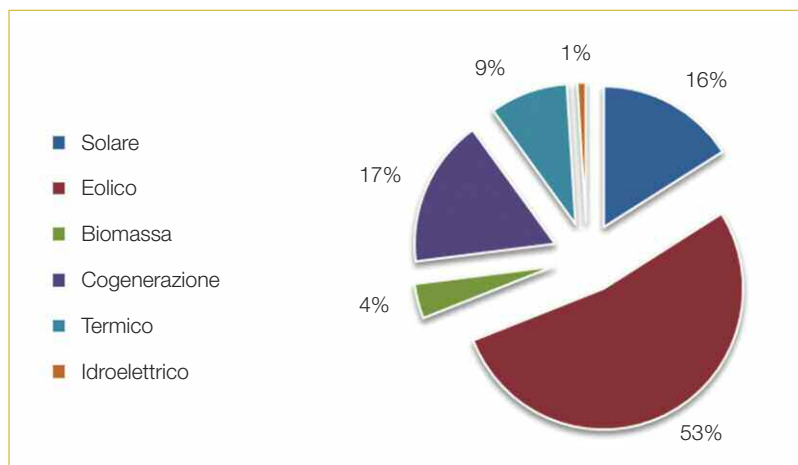
bili. Inoltre, i due cavi SACOI e SAPEI risultano in esportazione quasi massima (di 264 MW e 900 MW rispettivamente).

In tale intervallo orario si considerano in servizio pochissime unità di produzione convenzionali, di cui alcune accese senza produzione di potenza attiva per alimentare il carico, ma solo per svolgere una funzione simile a quella dei “compensatori sincroni” (ossia per fornire inerzia meccanica, grazie alle loro masse rotanti) e contribuire alla regolazione primaria tradizionale. Si tratta di una situazione limite in cui il carico locale è alimentato interamente da generazione a bassa inerzia.

L'evento simulato è una perdita di 264 MW di generazione, ossia la perdita dell'intera potenza generata dall'unica centrale termoelettrica in produzione (tale variazione corrisponde a circa il 15% del carico locale della Sardegna).

Per eseguire la simulazione, a partire dai dati di rete si sono ricavati i valori dei parametri necessari al modello (figura 2):

- Il parametro  $k_1$  – che rappresenta l'inerzia del sistema – è stato ricavato dal tempo di avviamento complessivo del sistema, pari a sua volta alla media dei tempi di avviamento dei singoli impianti connessi alla rete, pesata per la relativa potenza nominale. In questo caso, come già anticipato, si è simulata la perdita dell'unica centrale termoelettrica in produzione. Tale distacco corrisponde ad uno sbilancio pari al 9% del carico da alimentare (incluso il flusso di potenza in esportazione) e comporta una riduzione dell'inerzia del sistema, ovvero una diminuzione del tempo di avviamento complessivo della rete, di circa 0,3 s. Dopo la perdita della centrale il tempo di avviamento complessivo del sistema è circa 6 s. Tale valore è di circa 2 s inferiore rispetto al valore medio annuo: ciò è dovuto alle significative quantità di generazione eolica e fotovoltaica presenti nello scenario in esame.
- Il parametro  $k_2$ , che rappresenta il guadagno della RPFL, è stato ricavato considerando gli impianti e i dispositivi che sono abilitati a svolgere la regolazione primaria di frequenza: impianti termoelettrici, idroelettrici e collegamenti HVDC. Per questi ultimi, il contributo alla regolazione di frequenza è riferito ad una energia regolante equivalente pari a 1800 MW/Hz.
- Il valore del parametro  $k_3$ , che modella l'energia regolante messa in gioco dalla RPFV, è stato scelto via via crescente assumendo che parte dell'energia regolante dei cavi HVDC fosse convertita da regolazione “lenta” a regolazione “veloce”. Si sono considerati, in parti-



**Figura 5** Ripartizione percentuale della potenza generata in Sardegna del 23 luglio 2020 alle ore 14 rispetto alla totale generata.

colare, oltre al valore  $k_3 = 0$  MW/Hz, i seguenti tre valori:

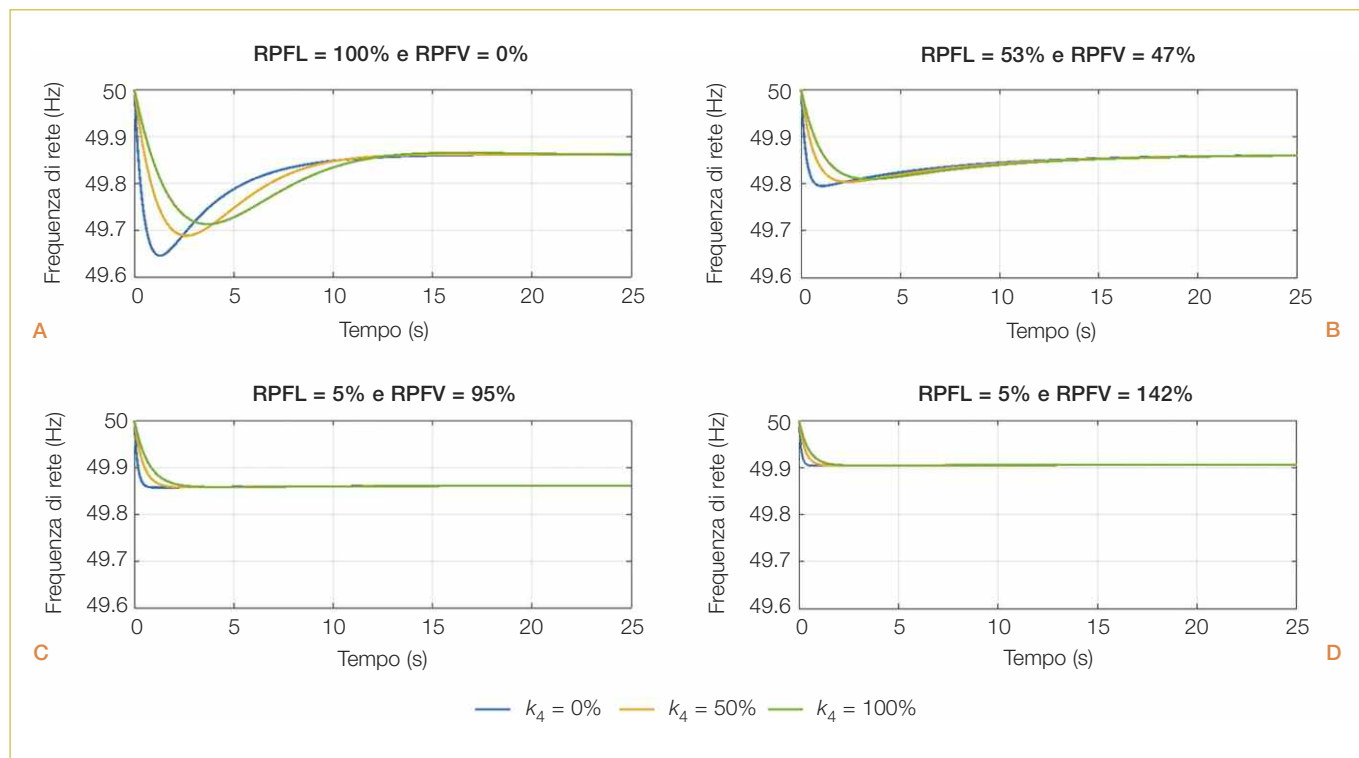
- $k_3 = 900$  MW/Hz, pari al 50% dell'energia regolante dei cavi HVDC e al 47% dell'energia regolante totale;
  - $k_3 = 1800$  MW/Hz, pari al 100% dell'energia regolante dei cavi HVDC e al 95% dell'energia regolante totale;
  - $k_3 = 2700$  MW/Hz, pari al 150% dell'energia regolante dei cavi HVDC e al 142% dell'energia regolante totale<sup>11</sup>.
- Infine, per il parametro  $k_4$  che modella la IS, si è considerato un valore variabile da 0 a 1000 MWs/Hz (in per unità pari a circa 20 s).

## Simulazioni

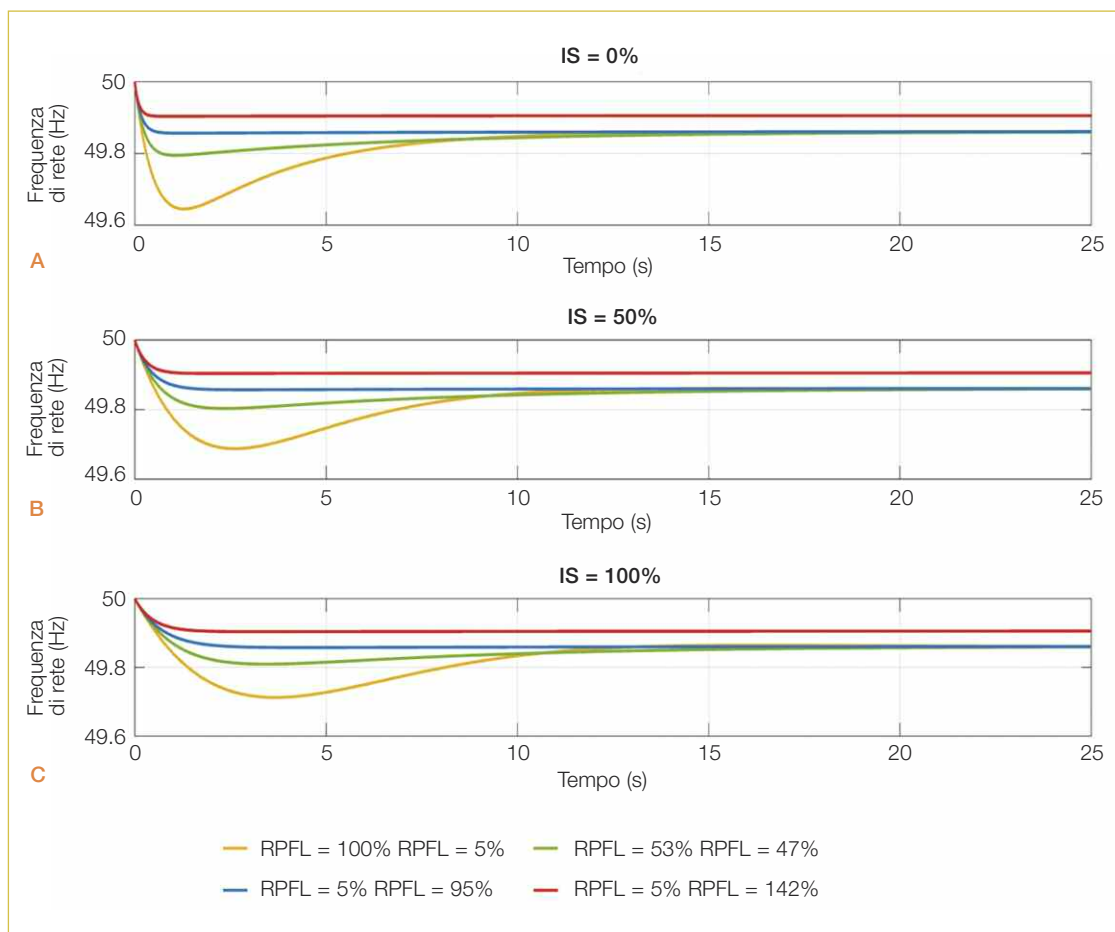
A seguire, si riportano le risposte al gradino e, in particolare, le analisi di sensitività dello SMF, del TSMF e del ROCOF iniziale, al variare dei parametri di RPFL, RPFV e IS. Nella **figura 6** è mostrato l'andamento della frequenza di rete in seguito alla perdita della centrale termoelettrica, al variare del contributo di IS, mantenendo costante in ogni rappresentazione l'energia regolante della RPFV. Si osserva come, al crescere della IS, lo SMF si presenti per tempi maggiori; inoltre, al crescere dell'energia regolante totale ( $k_2 + k_3$ ), il valore a regime dello scostamento della frequenza (STEF) si riduce (**figura 6 D** rispetto alle **A, B** e **C**). Inoltre, nella **figura 7**, si rappresentano le dinamiche di frequenza a parità di IS per ogni rappresentazione, variando il contributo della RPFL e della RPFV. Da tali rappresentazioni si deduce che, a parità di IS, maggiore è il contributo della RPFV, minore è lo SMF.

<sup>11</sup> Lo scenario in esame ipotizza che altri dispositivi, oltre ai collegamenti HVDC, partecipino alla RPFV.

## regolazione di frequenza



**Figura 6** Risposte alla perturbazione di generazione al variare dell'energia regolante e dell'inerzia sintetica; in ogni figura **A**, **B**, **C** si mantiene costante il valore dell'energia regolante (somma di  $k_2$  e  $k_3$ ), mentre in **D** tale valore viene aumentato rispetto agli altri tre casi.



**Figura 7** Risposte alla perturbazione di generazione al variare dell'energia regolante; in ogni figura **A**, **B**, **C** si mantiene costante il valore di IS ( $k_4$ ).

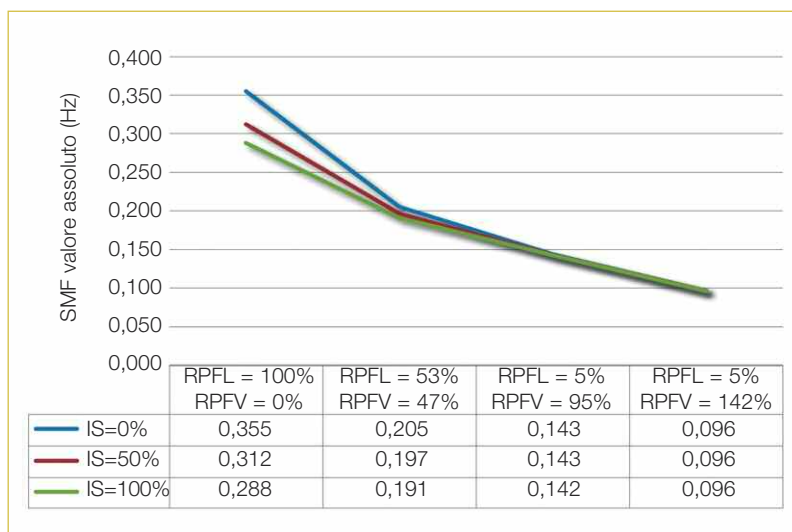
Nella **figura 8**, si riporta il valore assoluto dello SMF al variare dei parametri delle RPFL, RPFV e IS. Nella **figura 9**, si riporta il valore del TSMF al variare degli stessi parametri delle regolazioni. Nella **figura 10**, si riporta il valore assoluto del ROCOF iniziale al variare degli stessi parametri.

In definitiva, dall'analisi dello scenario sardo emerge che il valore dello SMF si riduce all'aumentare della RPFV; il contributo della IS alla riduzione dello SMF è efficace solo per bassi valori di RPFV. Inoltre, aumentando la quantità di IS, il TSMF è maggiore e il modulo del ROCOF si riduce. Si nota la presenza di un valore massimo del TSMF, al crescere della quantità di RPFV. Aumentando, perciò, notevolmente la quantità di RPFV, la dinamica della risposta della frequenza tende ad essere sempre più veloce; ciò potrebbe causare gradienti di frequenza troppo elevati, che potrebbe essere necessario compensare aumentando la quantità di IS. Si osserva infine che il ROCOF non varia, in questa situazione, al variare della composizione di energia regolante, coerentemente con quanto espresso dall'equazione (2).

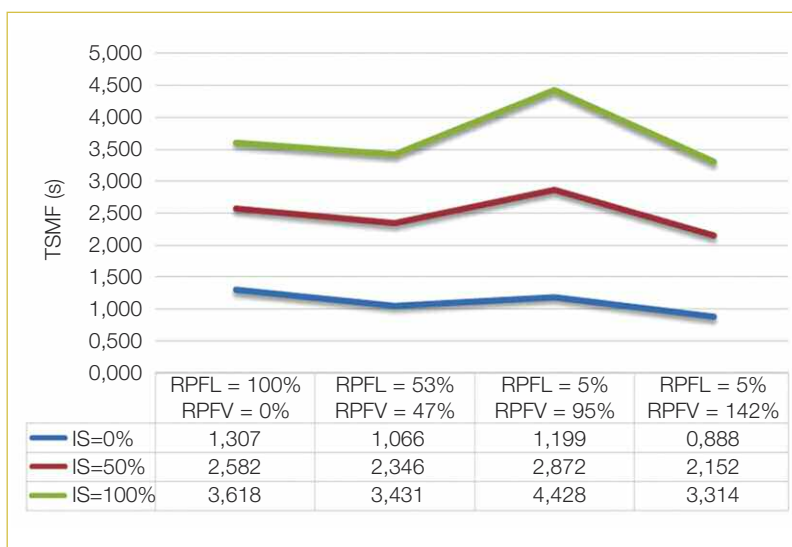
## Specifiche di ROCOF e inerzia sintetica

Prendendo ora in esame la specifica di ROCOF iniziale di ENTSO-E (si veda il paragrafo "Scostamento a regime e gradiente iniziale della frequenza") e considerando le relazioni delle equazioni (6) e (7), nella **figura 11** si riporta il valore di IS in secondi necessario per avere un valore di ROCOF massimo inferiore a 2 Hz/s, in caso di sbilancio di potenza pari al 40% del carico, sempre con riferimento al 23 luglio 2020 (in tale giorno, il carico varia fra 1300 MW e 1900 MW circa). Si osserva che le ore maggiormente critiche sono quelle centrali della giornata, in cui è minima la quantità  $T_a \cdot P_n / P_c$ . Si osserva che la richiesta massima di IS vale circa  $k_4^* \approx 0,7$  s che, nello scenario considerato, corrisponde a circa 38 MWs/Hz, ossia circa 11 kWh/Hz.

Inoltre, nella **tabella 1**, si riportano le quantità di potenza massima che la regolazione inerziale dovrebbe erogare e l'energia totale consumata dalla sola IS per le ore del 23 luglio in cui è necessaria la regolazione inerziale per rispettare la specifica di ENTSO-E. Si nota come il contributo di potenza richiesta sia elevato (la potenza massima associata risulta di diverse decine di MW), mentre il contributo in termini di energia complessiva consumata sia irrilevante (solo dell'ordine di qualche kWh, a fronte di un valore medio dell'energia regolante totale primaria  $k_2 + k_3$  di 2000 MW/Hz), poiché il contributo della regolazione inerziale si esaurisce in pochi secondi.



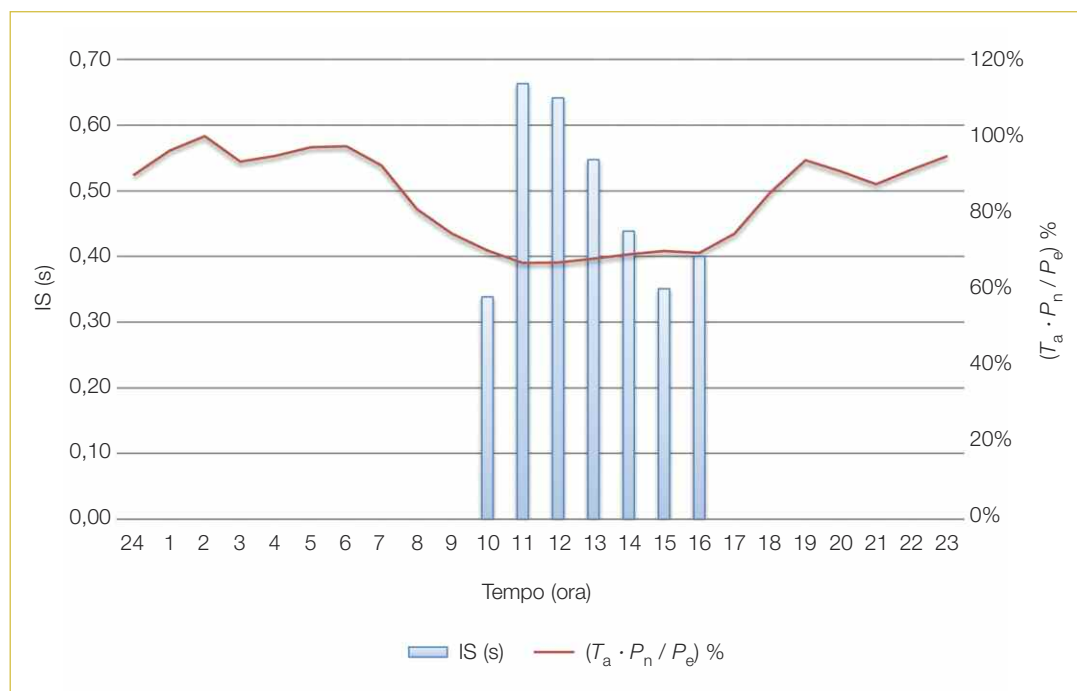
**Figura 8** SMF al variare dei parametri della regolazione.



**Figura 9** TSMF al variare dei parametri della regolazione.



**Figura 10** ROCOF iniziale al variare dei parametri della regolazione.



**Figura 11** Richiesta di IS per il 23 luglio 2020 in Sardegna per il rispetto delle specifiche ENTSO-E (per uno sbilancio di potenza pari al 40% del carico il ROCOF iniziale deve essere inferiore a 2 Hz/s).

**Tabella 1** Potenza massima ed energia totale consumata per il servizio di inerzia sintetica il 23 luglio 2020 in Sardegna

| INERZIA SINTETICA PER IL 23 LUGLIO 2020 |      |      |      |      |      |      |      |
|-----------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| ORA                                     | 10   | 11   | 12   | 13   | 14   | 15   | 16   |
| Potenza Massima (MW)                    | 35,4 | 71,2 | 70,6 | 60,3 | 48,4 | 38,5 | 43,4 |
| Energia Totale Consumata (kWh)          | 1,69 | 3,63 | 3,64 | 3,07 | 2,43 | 1,90 | 2,14 |

Pertanto, la stabilità del sistema potrebbe beneficiare dell'introduzione di dispositivi in grado di iniettare in brevissimo tempo quantitativi di potenza non trascurabili.

## Conclusione e Prospettive

Nella presente memoria sono state considerate due nuove funzioni per il controllo della frequenza di rete: una regolazione primaria "veloce" e una regolazione di tipo derivativo: la prima si propone come regolazione primaria più prestante, in quanto più veloce, rispetto a quella tradizionalmente fornita dagli impianti convenzionali; la seconda si propone di emulare le proprietà inerziali delle macchine rotanti. Tali funzioni potrebbero essere svolte, per esempio, da dispositivi dinamici capaci di risposte molto rapide, quali i sistemi di generazione interfacciati alla rete tramite *inverter* (inclusi i generatori rin-

novabili), i sistemi di trasmissione basati su collegamenti in corrente continua (HVDC) e i sistemi di accumulo elettrochimici.

In sintesi, dalle simulazioni effettuate è emerso che:

- il massimo scostamento transitorio di frequenza diminuisce in corrispondenza di valori crescenti di regolazione primaria veloce ed inerziale;
- la regolazione primaria veloce ha maggiore effetto sulla riduzione del massimo scostamento transitorio di frequenza (lo scostamento transitorio diminuisce anche in assenza di contributo inerziale sintetico);
- il contributo della regolazione derivativa influenza in misura maggiore il tempo di raggiungimento del massimo scostamento transitorio di frequenza; più precisamente, maggiore è il contributo di regolazione inerziale maggiore è tale tempo;

□ il valore assoluto di ROCOF iniziale si riduce al crescere del contributo di regolazione inerziale.

La regolazione primaria veloce ha quindi un pregio aggiuntivo rispetto a quella tradizionale, in termini di impatto sulle escursioni massime di frequenza: in situazioni di regolazione convenzionale e inerzia ridotte, essa può fornire un contributo significativo alla stabilizzazione del sistema. A regime, invece, la regolazione veloce è equivalente a quella convenzionale: l'energia regolante complessiva, somma di quella veloce e di quella convenzionale, deve essere adeguata per sopportare lo sbilancio di riferimento considerato nelle analisi di sicurezza.

Per quanto riguarda l'inerzia sintetica, essa mira al contenimento del ROCOF con un'azione che perdura nei primi istanti dopo la perturbazione aumentando così il tempo di massimo scostamento della frequenza durante il transitorio. In prima approssimazione, in particolare, la sua entità (in termini di parametro del controllore) può essere opportunamente dimensionata per consentire il rispetto di assegnate specifiche sul gradiente iniziale di frequenza.

In generale, per il futuro si potrebbe prevedere, per il TSO, la possibilità di effettuare un ap-

provvisionamento ottimale di risorse di regolazione convenzionale e inerzia fisica, regolazione veloce e inerzia sintetica, in modo tale da garantire una risposta statica e dinamica della frequenza di rete, a seguito di perturbazioni anche rilevanti, i cui parametri si mantengano entro limiti prestabiliti. In aggiunta, per i servizi innovativi sarà necessario garantire dei requisiti minimi di fornitura della potenza richiesta: per quanto riguarda la regolazione primaria veloce, per esempio, in analogia con la regolazione primaria attuale si potrebbero richiedere tempi di erogazione continuativa del servizio non inferiori ai 15 (o 30) min.

Si osserva, infine, che, per ridurre effettivamente il ROCOF nei primi istanti dopo una perturbazione, è necessaria un'azione inerziale istantanea; a tale scopo sono necessari ulteriori sforzi di ricerca per risolvere problematiche sia legate allo sviluppo di dispositivi in grado di fornire elevate quantità di energia in breve e/o lungo tempo sia inerenti i dispositivi di controllo e di misurazione rapida della frequenza e del ROCOF o, in alternativa, per sviluppare logiche di regolazione che non richiedano tali misurazioni (esempio, *Virtual Synchronous Machine* – VSM).

## bibliografia

[1] **TERNA:** Piano di Sviluppo della Rete Elettrica Nazionale 2017. <http://www.terna.it>, 2017.

[2] **TERNA:** Codice di Rete: Allegato A15 "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza". 2008.

[3] **National Grid:** Enhanced Frequency Response - Invitation to tender for pre-qualified parties. 2016.

[4] **Hydro Quebec:** Technical Requirements for the Connection of Generation Facilities to the Hydro Quebec Transmission System: Supplementary Requirements for Wind Generation. October 2005.

[5] **Benato R., Bruno G., Palone F., Polito R., Rebolini M.:** Large-Scale Electrochemical Energy Storage in High Voltage Grids: Overview of the Italian Experience. *Energies*, Vol. 10, n. 1, 2017, p. 17.

[6] **DNV-GL:** RoCoF Alternative Solutions Technology Assessment. 23 June 2015. [http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/RoCoF-Alternative-Solutions-Technology-Assessment-Phase-1-DNV-GL-Report\\_.pdf](http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/RoCoF-Alternative-Solutions-Technology-Assessment-Phase-1-DNV-GL-Report_.pdf).

[7] **European Commission:** Regulation EU 2016/1388 - NC on Demand Connection. 17 August 2016.

[8] **Marconato R.:** Sistemi elettrici di potenza. Milano: CLUP, 1985.

[9] **Canevese S., Gatti A., Rossi M., Ciapessoni E.:** Monitoring of

frequency disturbances in the European continental power system. In: AEIT International Annual Conference, Capri (Italy), 2016.

[10] **ENTSO-E:** Frequency stability evaluation criteria for the synchronous zone of continental Europe. 2016. [https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/RGCE\\_SPD\\_frequency\\_stability\\_criteria\\_v10.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf).

[11] **Dorf R.C., Bishop R.H.:** Modern Control Systems. Prentice Hall, 2011.

[12] **Gridtech UE project:** <http://www.gridtech.eu/>.

[13] **TYNDP 2014.** <https://www.ENTSO-E.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx>.

[14] **Benini M., Gelmini A., L'Abbate A.:** Valutazione dell'impatto al 2020 sul mercato elettrico italiano di un price coupling con i Paesi vicini. In: Convegno Annuale AEIT 2014 - Dalla ricerca all'impresa: necessità di un trasferimento più efficace Energia, Comunicazione, Informazione, Economia, Trieste, 2014.

[15] **Sforna M.:** Servizi di rete per la regolazione della frequenza. 2006.

[16] **ENTSO-E:** P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C]. 2009

# AEIT

## *Promuove il vostro business*



AEIT, rivista ufficiale dell'Associazione, pubblica articoli di alta divulgazione tecnico-scientifica nei settori di competenza: elettrotecnica, elettronica, automazione, informatica e telecomunicazioni.

### Tariffe pubblicitarie

|                               |         |                              |         |
|-------------------------------|---------|------------------------------|---------|
| I <sup>a</sup> di copertina   | 3.000 € | II <sup>a</sup> di copertina | 1.750 € |
| III <sup>a</sup> di copertina | 1.500 € | IV <sup>a</sup> di copertina | 2.500 € |
| I <sup>a</sup> Romana         | 2.500 € | Interna A4                   | 1.200 € |

# 1 + 1 = 3

**Ogni 2 pagine pubblicitarie a pagamento la 3<sup>a</sup> è gratuita!**

La rivista prevede un "Primo Piano" su tematiche d'attualità, articoli di approfondimento e alcune rubriche, tra cui "Imprese e Prodotti" e "Imprese e Mercato".

Oltre all'inserimento di pagine di pubblicità nella rivista (come da tariffe), le aziende hanno la possibilità di pubblicare, a titolo gratuito, redazionali e comunicati da inviare all'indirizzo mail [redazione@aeit.it](mailto:redazione@aeit.it) in formato word (.txt, .doc o .docx).

I testi non devono superare la lunghezza di 1400-1500 battute (spazi inclusi) per la rubrica "Imprese e Prodotti" e 2400-2500 battute (spazi inclusi) per la rubrica "Imprese e Mercato" e corredati da fotografie ad alta risoluzione (300 dpi).

Sul sito [www.aeit.it](http://www.aeit.it) si possono trovare tutte le informazioni utili per associarsi all'AEIT, per abbonarsi e per pubblicare sulla nostra rivista.

### AEIT

Ufficio Centrale  
Via Mauro Macchi 32  
20124 Milano  
Tel. 02 87389967  
Fax 02 66989023  
[chiusi@aeit.it](mailto:chiusi@aeit.it)  
[www.aeit.it](http://www.aeit.it)



# Valutazione dell'emissione sonora e in radiofrequenza dovuta all'effetto corona in linee aeree AT e AAT

Fabio Bignucolo Roberto Turri Dipartimento di Ingegneria Industriale, Università di Padova Alberto Donini Roberto Spezie AOT TO Terna Rete Italia  
Rosario Cortina Consulente Edoardo Alessio Piana Dipartimento di Ingegneria Meccanica e Industriale, Università degli Studi di Brescia

*Il metodo di calcolo sviluppato dagli autori consente una più accurata caratterizzazione del fenomeno nelle linee aeree di trasmissione, anche in configurazioni compatte e innovative.*

## Introduzione

**E**fficienza energetica, affidabilità, sostenibilità: queste sono alcune delle parole chiave che in modo dominante influenzano la realizzazione di nuovi prodotti in molti ambiti. Gli stessi concetti sono sempre più applicati anche nella progettazione, costruzione e manutenzione degli elettrodotti ad alta e altissima tensione (AT e AAT, rispettivamente). In particolare, lo sviluppo di tipologie innovative di sostegni o soluzioni alternative, basate su configurazioni compatte e non convenzionali, può assicurare miglioramenti significativi, come la riduzione dell'impatto visivo e il contenimento dei livelli di campo elettromagnetico al suolo [1, 2]. Devono tuttavia essere soppesati contestualmente anche altri aspetti di natura elettrica, tra i quali l'isolamento e le conseguenze dovute all'effetto co-

rona (radioemissione, emissione acustica, perdite elettriche), che possono diventare significativi in presenza di configurazioni compatte.

Le soluzioni non convenzionali in fase di studio comportano generalmente una riduzione delle distanze di isolamento e un conseguente aumento dei gradienti di tensione sui conduttori (a cui corrisponde una riduzione dei campi magnetici al suolo). Ciò può avere una significativa influenza sull'insorgenza dell'effetto corona, per cui sono necessari strumenti precisi in grado di caratterizzare attentamente questo fenomeno. Per poter validare le nuove soluzioni costruttive occorre quindi avere a disposizione:

□ adeguate metodologie per la verifica dei livelli di isolamento elettrico in fase di progettazione, che siano in grado di rappresentare anche soluzioni non convenzionali (per esempio,

mensole isolanti e isolatori in materiale silicoconico);

- metodi di calcolo per la stima attendibile dei fenomeni causati dall'effetto corona. Tali metodi di calcolo devono coniugare opportunamente un elevato livello di precisione con una necessaria flessibilità di implementazione, al fine di poterli applicare alle più svariate configurazioni di elettrodotto aereo.

Già negli anni '70 del secolo scorso molte società elettriche ed enti di ricerca, tra cui anche l'ENEL, hanno elaborato modelli predittivi, validati in ambito CIGRE e IEEE e ampiamente utilizzati per molti anni, con esiti soddisfacenti. Il continuo incremento delle capacità computazionali degli elaboratori elettronici consente tuttavia di compiere analisi molto più accurate [3, 4]. Nel dettaglio, questa memoria affronta la tematica della stima della emissione sonora e in radiofrequenza conseguente all'effetto corona, con l'ausilio di un programma sviluppato dagli autori in ambiente Matlab®. Tale programma introduce opportuni affinamenti nei modelli di calcolo validi per configurazioni tradizionali, oltre a consentire la quantificazione diretta e generalizzata dell'emissione sonora e in radiofrequenza per effetto corona, per linee aventi le più disparate configurazioni.

### Principali sorgenti di disturbo di una linea elettrica

Le linee elettriche aeree possono essere sorgente di emissione sonora e in radiofrequenza verso l'ambiente esterno a causa dei tre fenomeni di seguito descritti. È importante sottolineare come tali emissioni generalmente ricadano ampiamente entro i limiti tollerati a livello normativo/legislativo, ovvero non impattano in modo limitante sulla qualità della vita anche in aree prossime agli elettrodotti aerei. In ogni caso, una opportuna caratterizzazione è necessaria per meglio descrivere e quantificare il fenomeno per scopi di pianificazione del territorio, con riferimento alle reali condizioni di funzionamento della linea.

#### Effetto corona sui conduttori

In presenza di normali gradienti di tensione, la radioemissione conseguente all'effetto corona sui conduttori è caratterizzata da uno spettro di frequenza continuo normalmente contenuto entro i 30-40 MHz. Pertanto, la propagazione del fenomeno avviene principalmente in modo guidato lungo la linea. In un dato punto della linea, la radioemissione complessiva è determinabile

come la cumulazione quadratica dei contributi attenuati provenienti dai vari punti-sorgente. La radioemissione rilevabile ad una certa distanza laterale dalla linea si può determinare attraverso la metodologia dei campi reattivi vicini.

L'emissione acustica ha uno spettro continuo che si estende fino a qualche decina di kHz. A tale spettro si aggiungono componenti tonali a frequenze multiple della frequenza di rete, conseguenti ai movimenti della carica spaziale.

Le condizioni atmosferiche hanno una notevole influenza sui livelli di emissione sonora e in radiofrequenza causati dall'effetto corona sui conduttori: in condizioni di pioggia pesante, essi possono essere 15-20 dB più elevati rispetto alla condizione di cielo sereno e bassa umidità dell'aria.

#### Scariche parziali lungo gli isolatori

Le scariche parziali lungo gli isolatori producono emissioni sonore e in radiofrequenza con caratteristiche spettrali analoghe a quelle dell'effetto corona sui conduttori aerei [5, 6]. Si possono quindi applicare considerazioni analoghe a quelle riportate al punto precedente, fermo restando che in questo caso la sorgente delle emissioni è fortemente concentrata in prossimità dei sostegni, anziché distribuita sui conduttori lungo la campata.

Nei sistemi di trasmissione fino a 200-300 kV, le emissioni conseguenti alle scariche sugli isolatori sono in genere intrinsecamente ridotte e non distinguibili da quelle di fondo. Diversamente, nelle linee a tensione nominale superiore, gli isolatori vengono scelti con caratteristiche tali da rendere trascurabile il loro contributo alle emissioni sonore e in radiofrequenza. Fa eccezione il caso degli isolatori fortemente sporchi/inquinati, per i quali si rimanda al punto successivo.

#### Scariche dovute a cattivi contatti negli isolatori e nelle morsettiere

Queste emissioni sonore e in radiofrequenza sono spesso imputabili a difetti di progettazione e/o di manutenzione dei sistemi. Hanno caratteristiche molto diverse rispetto a quelle ascrivibili all'effetto corona ed è comunque opportuno eliminarle al fine di preservare il buon funzionamento della linea.

Le radioemissioni associate a queste cause, determinate dalle "micro-sparks" nel caso di cattivo contatto o dalle "dry bands" in presenza di isolatori sporchi/inquinati, hanno spettri di frequenza che si possono estendere oltre i 100 MHz. Non è quindi possibile escludere a priori l'insorgenza di disturbi e interferenze sulle frequenze

radiofoniche e televisive. Anche l'emissione acustica correlata è caratterizzata da componenti spettrali a frequenze più elevate rispetto a quelle rilevate in caso di effetto corona. Inoltre, diversamente da quanto descritto nelle sezioni precedenti, i disturbi dovuti a cattivi contatti crescono in modo significativo in condizioni di tempo particolarmente asciutto, mentre sono praticamente irrilevanti in condizioni atmosferiche molto umide (pioggia e/o nebbia).

Nella prassi, poiché le emissioni causate da cattivi contatti sono eliminabili applicando opportuni criteri di progettazione e/o manutenzione, non è richiesta una procedura specifica per una loro quantificazione accurata. Per esempio, un cattivo contatto in un morsetto può essere eliminato mediante l'applicazione di un cavallotto metallico, mentre le piccole scariche sulle "dry bands" degli isolatori inquinati possono essere evitate sia in fase di progettazione (tramite un adeguato dimensionamento degli isolatori) che durante l'esercizio del sistema (per mezzo di opportuni trattamenti sugli isolatori).

## Criteri generali per la quantificazione delle emissioni

In relazione alle precedenti considerazioni, vengono normalmente seguiti diversi approcci per la caratterizzazione e la mitigazione delle emissioni sonore e in radiofrequenza nei sistemi di trasmissione. In particolare, è possibile:

- sviluppare metodi di calcolo dell'emissione, sonora e in radiofrequenza, causata dall'effetto corona sui conduttori, in funzione dei parametri maggiormente influenzanti;
- studiare procedure che consentano di confrontare il contributo degli isolatori al disturbo totale della linea;
- analizzare e sviluppare soluzioni, sia in fase progettuale che in esercizio, per evitare o eliminare i cattivi contatti.

Su tutti e tre i temi appena riportati è disponibile un'ampia bibliografia [7, 8]. La presente memoria fa specifico riferimento al primo dei tre punti. Nel dettaglio, i metodi per la valutazione dell'emissione sonora e in radiofrequenza sono classificabili in due categorie:

- metodi semplificati, che utilizzano formule empiriche per il calcolo diretto del campo di radioemissione o della pressione acustica in una posizione prossima alla linea. Tali metodi si basano generalmente su campagne di misura effettuate su linee in servizio e forniscono

risultati soddisfacenti per linee con tensioni non superiori a 400-500 kV;

- metodi analitici, che introducono il concetto di funzione generatrice, in grado di caratterizzare la generazione distribuita dell'emissione lungo i conduttori. Le funzioni generatrici sono solitamente estratte da misure eseguite in diverse condizioni ambientali riprodotte artificialmente [9, 10] e impiegano algoritmi più o meno complessi per tenere conto delle caratteristiche geometriche, elettriche e fisiche della linea, del mezzo circostante e del terreno. I metodi analitici, prevalentemente applicati in caso di linee con tensione nominale superiore a 300-400 kV, utilizzano:

- per la radioemissione, il metodo della propagazione modale guidata, effettuando la cumulazione quadratica dei vari contributi e adottando le metodologie dei campi reattivi vicini per il calcolo del campo in un punto generico in prossimità della linea;
- per l'emissione acustica, la propagazione diretta dai vari punti dei conduttori al punto di osservazione, considerando la cumulazione quadratica dei contributi dei diversi conduttori.

Nelle successive sottosezioni, sono descritti i punti salienti dei principali metodi semplificati e analitici, con maggiore attenzione per le procedure finalizzate alla stima delle radioemissioni, che richiedono algoritmi più complessi.

### Metodo semplificato: radioemissione

La variazione del campo di radioemissione prodotto da un conduttore della linea in esame, in forma comparativa rispetto a quello generato da un conduttore di una linea di riferimento, si ottiene attraverso l'espressione (1), dove  $g$ ,  $g_0$ ,  $d$ ,  $d_0$ ,  $n$ ,  $n_0$ ,  $D$ ,  $D_0$  sono rispettivamente i gradienti di tensione, i diametri dei sub-conduttori, i numeri dei sub-conduttori nel fascio e le distanze tra i conduttori e il punto di misura. Esprimendo  $g$  e  $g_0$  in [kV/cm],  $d$  e  $d_0$  in [cm],  $D$  e  $D_0$  in [m], le costanti empiriche presenti nell'espressione possono assumere i seguenti valori tipici, sulla base dell'esperienza:  $K_g = 3,8$ ;  $K_d = 40$ ;  $K_n = 10$ ;  $K_D = 30$  [11].

$$\Delta RI = K_g (g - g_0) + K_d \log \left( \frac{d}{d_0} \right) + K_n \log \left( \frac{n}{n_0} \right) + K_D \log \left( \frac{D}{D_0} \right) \quad (1)$$

Ulteriori fattori di correzione possono essere

considerati in relazione alla frequenza della radioemissione, all'altitudine della linea, alla resistività del terreno e alle costanti di propagazione della linea. La formulazione dei fattori di correzione  $K_f$  e  $K_q$ , rispettivamente assunti per la frequenza ( $f$  e  $f_0$ , in [MHz]) e per l'altitudine ( $q$  e  $q_0$ , in [m]), è indicata nelle formule (2) e (3).

$$K_f = 20 \log \left[ \frac{1 + f_0^{1.5}}{1 + f^{1.5}} \right] \quad (2)$$

$$K_q = \frac{(q - q_0)}{300} \quad (3)$$

Una volta calcolato il campo di radioemissione generato da ciascun conduttore, è possibile valutare il campo totale applicando la regola CISPR [2], basata sulle caratteristiche del rivelatore di quasi-picco, a cui vengono riferiti i valori di campo.

L'approccio semplificato, in quanto basato su formule empiriche, viene comunemente adottato per linee in singola terna, tuttavia è possibile una sua diretta estensione sia a linee in doppia terna che a configurazioni non convenzionali. In questo caso, dopo aver calcolato la radioemissione per ciascun conduttore, è necessario sommare quadraticamente i campi generati dai conduttori aventi la stessa fase. Successivamente è possibile applicare la regola CISPR per ottenere il campo totale emesso dalla linea.

## Metodo semplificato: emissione acustica

La caratterizzazione dell'emissione acustica fa uso di formulazioni analoghe alle precedenti, che esprimono la variazione di pressione sonora in funzione dei medesimi parametri  $g$ ,  $d$ ,  $n$ ,  $D$  e  $q$ , adottando diversi valori per i coefficienti  $K_g$ ,  $K_d$ ,  $K_n$ ,  $K_D$ ,  $K_f$ ,  $K_q$ . In presenza di linee in doppia terna o di altre configurazioni non convenzionali, il disturbo acustico totale si ottiene cumulando quadraticamente le pressioni acustiche riferite ai singoli conduttori.

## Metodo analitico: radioemissione

La procedura per la valutazione analitica del campo di radioemissione generato da una linea elettrica in un punto di osservazione prossimo alla linea stessa si articola in diversi passaggi:

- determinazione della funzione generatrice della radioemissione  $\Gamma$ , caratteristica dei vari conduttori che compongono la linea. Un'espressione generica di tale funzione generatrice, riferita ad un conduttore qualsiasi della linea,

è data dall'espressione (4), dove  $g$  è il gradiente massimo di tensione del conduttore,  $d$  è il diametro dei sub-conduttori,  $n$  è il numero di sub-conduttori che compongono il fascio,  $f$  è la frequenza della radioemissione e  $q$  è quota del sito sul livello del mare, che influenza la densità dell'aria e quindi la manifestazione dell'effetto corona. La costante  $K$  dipende dalle condizioni superficiali del conduttore (presenza di pioggia, conduttore bagnato, conduttore asciutto), oltre che dalle unità di misura scelte per i vari parametri.

$$\Gamma = K + f_1(g) + f_2(d) + f_3(n) + f_4(f) + f_5(q) \quad (4)$$

Si osserva che la frequenza impatta sia sulla generazione dell'effetto corona che sulla determinazione dei relativi parametri di propagazione, congiuntamente con le caratteristiche elettriche e geometriche della linea e la resistività del terreno.

La guida CIGRE sull'effetto corona [13] presenta diverse formulazioni della funzione generatrice, sviluppate in molteplici ambiti. A titolo di esempio, con riferimento alla ricerca ENEL Progetto 1000 kV, sono indicate rispettivamente nelle espressioni (5) e (6) le formulazioni relative alla condizione di pioggia pesante (Heavy Rain, HR, 95% della distribuzione sotto pioggia, intensità della pioggia 1,5-2 mm/min) e di pioggia media (Average Rain, AR, 50% della distribuzione sotto pioggia, intensità della pioggia 0,01-0,03 mm/min).

$$\Gamma_{HR,dB} = 69 - \frac{586}{g} - 10 \log(n) + 30 \log(d) + \frac{q}{300} + 20 \log \left[ \frac{1 + f_0^{1.5}}{1 + f^{1.5}} \right] \quad (5)$$

$$\Gamma_{AR,dB} = 73 - \frac{948}{g} - 12 \log(n) + 60 \log(d) + \frac{q}{300} + 20 \log \left[ \frac{1 + f_0^{1.5}}{1 + f^{1.5}} \right] \quad (6)$$

Se  $g$  è espresso in [kV/cm],  $d$  in [cm],  $f$  in [Hz] e  $q$  in [m], le funzioni generatrici  $\Gamma_{HR,dB}$  e  $\Gamma_{AR,dB}$  sono espresse in dB riferiti a  $1 \mu A/m^{0.5}$ , mentre  $\Gamma = 10^{0.1\Gamma_{dB}}$  è espresso in  $\mu A/m^{0.5}$ ;

- determinazione, ad una generica distanza lon-

gitudinale rispetto alla sezione trasversale in cui si vuole calcolare il campo e per ciascun conduttore  $i$ -esimo della linea, della matrice delle correnti indotte  $\mathbf{I}_i$  in tutti i conduttori per effetto della funzione generatrice  $\mathbf{F}_i$  del conduttore  $i$ -esimo. Tale operazione è effettuabile attraverso la matrice delle capacità della linea  $\mathbf{C}$ , come in formula (7).

$$\mathbf{I}_i = \frac{1}{2 \pi \epsilon_0} \mathbf{C} \mathbf{F}_i \quad (7)$$

Nell'espressione,  $\mathbf{F}_i$  è un vettore di elementi nulli, con eccezione per l'elemento corrispondente al conduttore  $i$ -esimo, per il quale viene assunta la funzione generatrice  $\mathbf{F}_i$ . La permittività elettrica assoluta del vuoto è indicata come  $\epsilon_0 = 8,854 \cdot 10^{-12} \text{ F/m}$ ;

- determinazione dei parametri modali della linea, corrispondenti ad autovalori e autovettori del prodotto matriciale  $\mathbf{Y} \cdot \mathbf{Z}$ , dove  $\mathbf{Y}$  è la matrice delle ammettenze trasversali e  $\mathbf{Z}$  la matrice delle impedenze longitudinali della linea. In alternativa, possono essere utilizzati valori tipici a seconda della specifica configurazione, qualora disponibili sulla base di misure o altre valutazioni;
- trasformazione modale delle correnti  $\mathbf{I}_i$  in  $\mathbf{I}_i^m$  e applicazione delle attenuazioni modali per ottenere le correnti modali nella sezione trasversale di interesse. Successivamente è necessario riconvertire le correnti modali attenuate in correnti reali;
- applicazione della procedura finora descritta alle diverse distanze longitudinali e cumula-zione quadratica dei diversi contributi, al fine di quantificare le correnti totali nella sezione trasversale di interesse;
- calcolo del campo magnetico reattivo nel punto interessato e successiva trasformazione convenzionale del campo magnetico in campo elettrico attraverso l'espressione del campo lontano  $E = Z_0 H$ , dove all'impedenza caratteristica del mezzo viene attribuito il valore  $Z_0 = 377 \Omega$ ;
- ripetizione della procedura sopra descritta, considerando la generazione nei diversi conduttori della linea;
- applicazione della regola CISPR per la valutazione complessiva del campo totale emesso dalla linea.

In presenza di linee a doppia terna o con configurazione non convenzionale, è opportuno ricordare che, prima di applicare la regola CISPR, i campi generati dai conduttori aventi la medesima fase devono essere tra loro cumulati quadraticamente.

### Metodo analitico: emissione acustica

Anche per la caratterizzazione dell'emissione acustica, i metodi analitici introducono il concetto di funzione generatrice (potenza sonora)  $\Gamma_A$ , espressa in dB pesati A e riferita a  $1 \mu\text{W/m}$ . Per esempio, la formulazione della funzione generatrice  $\Gamma_{A,HR,dB}$  proposta dalle linee guida CIGRE [13] per condizioni operative di pioggia pesante (heavy rain) è riportata nell'espressione (8).

$$\Gamma_{A,HR,dB} = 25 - \frac{650}{g} + 15 \log(n) + 40 \log(d) + \frac{q}{300} \quad (8)$$

Rispetto all'espressione (8), la caratterizzazione della funzione generatrice in condizioni di pioggia media  $\Gamma_{A,AR,dB}$  introduce due correzioni, la prima in funzione del gradiente ( $\Delta_0$ ) e la seconda in funzione del diametro e del numero dei sub-conduttori ( $\Delta_c$ ), come indicato nell'espressione (9). La caratterizzazione in condizioni di tempo secco (fair weather, FW) utilizza invece la funzione generatrice  $\Gamma_{A,FW,dB}$ , pari a quella riferita alle condizioni di pioggia media  $\Gamma_{A,AR,dB}$  ridotta di 17 dB.

$$\Gamma_{A,AR,dB} = \Gamma_{A,HR,dB} - \Delta_0 + \Delta_c \quad (9)$$

Le condizioni standard HR, AR e FW sono definite sulla base di parametri di laboratorio, quindi la loro corrispondenza sul campo può essere difficile da trovare. Per esempio, la condizione di bel tempo richiede la presenza di un valore di umidità relativa medio che, nella pratica, non è semplice da ottenere soprattutto in alcune aree climatiche. È inoltre opportuno ricordare che le misurazioni acustiche in condizioni di pioggia sono sconsigliate, in quanto fortemente condizionate da un rumore di fondo molto alto indotto dagli impatti delle gocce d'acqua, dal vento e dagli eventuali tuoni.

Definita la funzione generatrice dell'emissione acustica  $\Gamma_A$ , la corrispondente pressione acustica  $L_p$  a una distanza  $x$  può essere calcolata attraverso l'espressione (10).

$$L_p(x) = \Gamma_A - 10 \log(x) - 52 \quad (10)$$

Le riflessioni del terreno possono contribuire in maniera non trascurabile al livello di pressione sonora percepito dal ricettore. È possibile tenere conto di tale incremento considerando delle sorgenti "immagine" fittizie, aventi un'emissione di potenza sonora attenuata dall'assorbi-

mento del terreno, rappresentato dal coefficiente  $\alpha$ , come nell'espressione (11).

$$\Gamma_{A,immagine} = \Gamma_A + 10 \log (1 - \alpha) \quad (11)$$

Il livello di pressione sonora complessiva associata a una particolare posizione è quindi ottenibile come somma energetica dei contributi delle sorgenti principali e delle sorgenti immagine (che rappresentano in modo equivalente le riflessioni del suono).

### Valutazioni comparative tra i metodi

I metodi analitici per la valutazione della radioemissione sono sicuramente più completi e rigorosi rispetto alle formule empiriche, soprattutto nel caso di configurazioni complesse, in quanto tengono direttamente conto dell'influenza delle caratteristiche elettriche della linea e del terreno sulla propagazione del disturbo. D'altro canto, per ottenere risultati realistici, è necessario che tali influenze siano adeguatamente valutate, eventualmente con l'ausilio di validazioni sperimentali (in particolare per quanto riguarda la determinazione della matrice  $\mathbf{Z}$  delle impedenze longitudinali e della matrice  $\mathbf{Y}$  delle ammettenze trasversali della linea, che influenzano direttamente la propagazione delle emissioni).

I metodi analitici si dimostrano più precisi anche per lo studio delle emissioni acustiche, in quanto possono tener in considerazione in modo più completo la configurazione della linea e gli effetti delle caratteristiche dell'aria e del terreno.

Il limite nell'applicazione dei metodi analitici, oltre che nel maggiore onere computazionale, risiede nell'espressione delle funzioni generatrici, che vengono ottenute su modelli di linee in condizioni ambientali di riferimento (HR, AV e FW) e non in reali condizioni di esercizio. Tale limite trova applicazione sia nella quantificazione della radioemissione che nella caratterizzazione dell'emissione sonora. Di conseguenza, i risultati ottenibili con metodi analitici necessitano generalmente di validazione sperimentale, ovvero devono essere confrontati con misurazioni su linee reali.

## Caratteristiche del metodo di analisi sviluppato

In questo lavoro, gli autori hanno sviluppato un metodo innovativo per la valutazione delle emissioni sonora e in radiofrequenza. Tale sviluppo considera le metodologie sopra descritte,

in particolare i metodi analitici, ma introduce affinamenti e generalizzazioni che consentono di caratterizzare in modo completo qualsiasi configurazione di linea. Una specifica applicazione è quella alle configurazioni compatte, che sono espressamente studiate per ridurre i campi elettrici e magnetici al suolo (un esempio è quello della configurazione "split-phases"). Il programma elaborato permette inoltre di considerare linee reali, con qualsiasi distribuzione dei sostegni, e può tener conto delle catenarie delle diverse campate. Infine, i risultati sono confrontati con quelli ottenibili applicando i metodi empirici, soprattutto in funzione della loro validazione con le misurazioni effettuate in condizioni di reale esercizio.

### Radioemissione

Il codice sviluppato permette di eseguire molteplici analisi di sensitività:

- confronto dei risultati ottenuti con diverse formule di calcolo della funzione generatrice, introdotte da diversi enti di ricerca.
- analisi delle diverse metodologie di valutazione dei parametri modali ottenuti dalle matrici  $\mathbf{Z}$  e  $\mathbf{Y}$ , loro confronto con le modellazioni riportate in letteratura o ottenibili tramite misure sperimentali. Allo scopo il codice contiene modelli molto accurati per il calcolo delle matrici  $\mathbf{Z}$  e  $\mathbf{Y}$ . In particolare:
  - le impedenze interne in alta frequenza sono valutate tramite le funzioni di Bessel o altre metodologie alternative;
  - le impedenze del terreno sono definite per mezzo delle funzioni complete di Carson, o in alternativa, facendo uso delle più sofisticate metodologie presentate in [14, 15];
  - le conduttanze trasversali sono modellate calcolando le perdite corona dei conduttori e le perdite superficiali degli isolatori, nelle diverse condizioni ambientali.
- confronto tra diverse metodologie di cumulo delle correnti di radiodisturbo lungo la linea: metodo numerico, metodo analitico completo e metodo analitico semplificato. Si osserva come il metodo numerico sia l'unico applicabile qualora si vogliano studiare linee reali con profilo altimetrico complesso, oppure se si intende verificare l'influenza della effettiva altezza da terra dei conduttori lungo le campate.

### Emissione acustica

Il codice sviluppato permette di condurre una serie di analisi di sensitività anche per quanto

riguarda l'emissione acustica. In particolare, è possibile verificare l'influenza di:

- spettro del rumore emesso;
- riflessioni del terreno;
- assorbimento dell'aria (funzione della frequenza, del livello di umidità e dall'altitudine) [16].

Nel modello utilizzato, ciascun conduttore della linea è discretizzato come una serie di sorgenti puntiformi, a cui sono abbinate le corrispondenti sorgenti immagine, simmetriche rispetto alla superficie del suolo. Le posizioni delle sorgenti considerano il layout effettivo dei conduttori lungo le campate (catenarie), a sua volta influenzato dalla temperatura dei conduttori. Le attenuazioni dovute all'assorbimento sia dell'aria che del terreno sono calcolate in funzione della frequenza, sulla base di spettri tipici del rumore generato dall'effetto corona.

## Esempi di applicazione

Sono riportati in questa sezione alcuni esempi di applicazione del programma sviluppato, sia per il calcolo dell'emissione sonora che per la stima della radioemissione. In particolare, sono state studiate tre configurazioni di linea (graficamente rappresentate nella **figura 1**):

- A** linea in singola terna (ST), con palo a Delta;
- B** linea in doppia terna (DT), con palo a fusto e configurazione delle fasi antisimmetrica;
- C** linea "split-phases" (SP) e configurazione delle fasi antisimmetrica.

Le linee sono state considerate omogenee per tutta la loro lunghezza, supposta infinita. Al fine di rendere significativa l'analisi comparativa tra le diverse configurazioni analizzate, le altezze sul suolo e le catenarie sono state assunte uguali nei tre casi analizzati. L'antenna è stata posizionata a 20 m dalla proiezione sul terreno del conduttore più basso, e ad un'altezza da terra di 2 m (sia per l'analisi del campo di radioemissione che per quello di emissione acustica). Le caratteristiche principali fornite al programma per elaborare l'analisi sono riportate nella **tabella 1**.

Nella **figura 2** e nella **figura 3**, sono riportati, a titolo di esempio, alcuni risultati ottenuti per le tre configurazioni analizzate. Nello specifico, sia a livello qualitativo che quantitativo, è confermato come le soluzioni ottimizzate per ridurre i campi elettrici e magnetici al suolo (ovvero la linea a doppia terna antisimmetrica e la configurazione "split-phases") comportano livelli leggermente più elevati di emissione, sia di tipo acustico che in radiofrequenza. Va tuttavia osservato che l'ordine di merito delle tre soluzioni non è il medesimo confrontando l'emissione acusti-



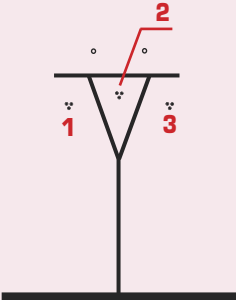
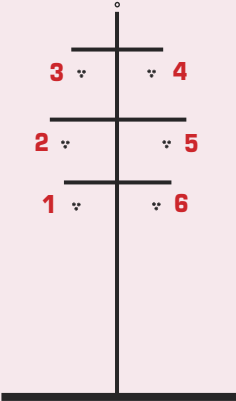
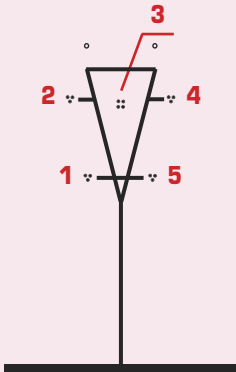
**Figura 1** Layout di linea analizzati: linea in singola terna (ST), con palo a Delta **A**; linea in doppia terna (DT), con palo a fusto e configurazione delle fasi antisimmetrica **B**; linea "split-phases" (SP) e configurazione delle fasi antisimmetrica **C**.

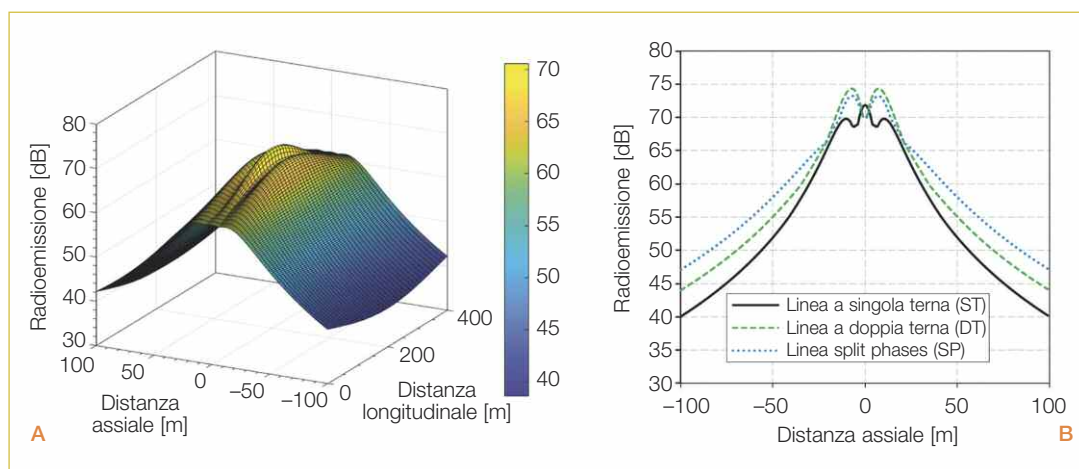
ca e quella in radiofrequenza. Ciò è dovuto ai differenti criteri per la cumulazione dei contributi dei vari conduttori: mentre tutti i conduttori contribuiscono all'emissione acustica, nella valutazione del radiodisturbo i contributi di conduttori aventi fasi diverse non si cumulano, bensì seguono la regola CISPR.

Tutte le configurazioni analizzate fanno uso di conduttori a fascio trinati (con eccezione del conduttore 3 nella configurazione "split-phases", che è composto da 4 sub-conduttori). Per questo motivo, i livelli di radioemissione e di rumore sono piuttosto modesti e considerevolmente inferiori rispetto ai limiti di progetto generalmente adottati:

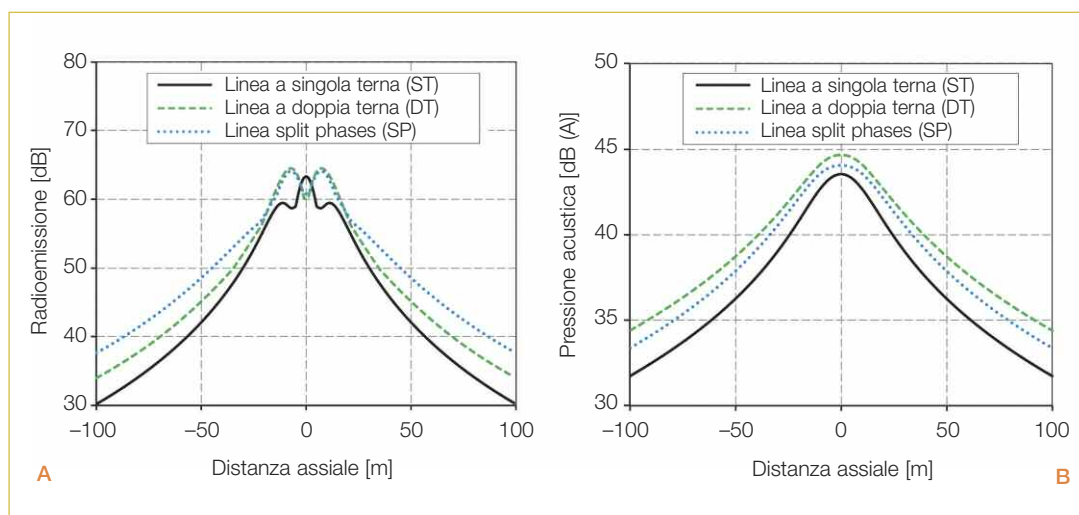
- per la radioemissione, si osserva che, per distanze nell'ordine di 30-40 m dall'asse della linea, un rapporto segnale/disturbo di 25 dB, che assicura una buona ricezione, è garantito

**Tabella 1** Caratteristiche principali fornite al programma per la caratterizzazione delle tre configurazioni

|                                                                                                                                                                                                                                           | A) LINEA IN SINGOLA<br>TERNA (ST)                                                 | B) LINEA IN DOPPIA<br>TERNA (DT)                                                   | C) LINEA<br>"SPLIT-PHASES" (SP)                                                     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| Layout della linea, in scala e a parità di altezza da terra dei conduttori inferiori (i numeri inseriti negli schemi rappresentano l'ordine con cui sono riportati i parametri dei singoli conduttori nella restante parte della Tabella) |  |  |  |
| Tensione concatenata della linea [kV]                                                                                                                                                                                                     | 400                                                                               | 400                                                                                | 400                                                                                 |
| Frequenza del radiodisturbo [MHz]                                                                                                                                                                                                         | 0,5                                                                               | 0,5                                                                                | 0,5                                                                                 |
| Angoli di fase delle tensioni sui conduttori [gradi]                                                                                                                                                                                      | 0; 120; -120                                                                      | 0; 120; -120;<br>0; 120; -120                                                      | 0; 120; -120;<br>0; 120                                                             |
| Numero sub-conduttori del fascio                                                                                                                                                                                                          | 3; 3; 3                                                                           | 3; 3; 3; 3; 3; 3                                                                   | 3; 3; 4; 3; 3                                                                       |
| Diametro dei sub-conduttori del fascio [mm]                                                                                                                                                                                               | 31,5 per le 3 fasi                                                                | 31,5 per le 6 fasi                                                                 | 31,5 per le 5 fasi                                                                  |
| Distanza tra i sub-conduttori del fascio [mm]                                                                                                                                                                                             | 400 per le 3 fasi                                                                 | 400 per le 6 fasi                                                                  | 400 per le 5 fasi                                                                   |
| Materiale dei conduttori                                                                                                                                                                                                                  | Alluminio/Acciaio                                                                 | Alluminio/Acciaio                                                                  | Alluminio/Acciaio                                                                   |
| Ascisse dei conduttori [m]                                                                                                                                                                                                                | -7,4; 0; 7,4                                                                      | -5,6; -7,1; -4,9;<br>4,9; 7,1; 5,6                                                 | -6,6; -9; 0;<br>9; 6,6                                                              |
| Ordinate dei conduttori al sostegno [m]                                                                                                                                                                                                   | 27; 28; 27                                                                        | 27; 35; 44,2;<br>44,2; 35; 27                                                      | 27; 33,2; 33,7;<br>33,2; 27                                                         |
| Diametro delle funi di guardia [mm]                                                                                                                                                                                                       | 11,5; 11,5                                                                        | 11,5                                                                               | 11,5; 11,5                                                                          |
| Materiale delle funi di guardia                                                                                                                                                                                                           | Acciaio                                                                           | Acciaio                                                                            | Acciaio                                                                             |
| Ascisse delle funi di guardia [m]                                                                                                                                                                                                         | -4,72; 4,72                                                                       | 0                                                                                  | -6; 6                                                                               |
| Ordinate delle funi di guardia al sostegno [m]                                                                                                                                                                                            | 34,40                                                                             | 53,4                                                                               | 38,9; 38,9                                                                          |
| Parametro di tesatura dei conduttori [m]                                                                                                                                                                                                  | 1550                                                                              | 1550                                                                               | 1550                                                                                |
| Parametro di tesatura delle funi di guardia [m]                                                                                                                                                                                           | 1650                                                                              | 1650                                                                               | 1650                                                                                |
| Lunghezza della campata [m]                                                                                                                                                                                                               | 400                                                                               | 400                                                                                | 400                                                                                 |
| Resistività del terreno [ $\Omega \cdot m$ ]                                                                                                                                                                                              | 100                                                                               | 100                                                                                | 100                                                                                 |
| Quota sul livello del mare [m]                                                                                                                                                                                                            | 0                                                                                 | 0                                                                                  | 0                                                                                   |



**Figura 2**  
Campo di radioemissione in condizioni di pioggia pesante (HR): profilo tridimensionale in una campata della linea in singola terna **A**; confronto tra le tre configurazioni **B**.



**Figura 3**  
Confronto delle tre configurazioni in condizioni di pioggia media (AR): campo di radioemissione **A**; emissione acustica **B**.

se il segnale utile è superiore a circa 80 dB in condizione di pioggia pesante (HR) e a circa 70 dB in condizione di pioggia media (AR) o conduttore bagnato. In condizioni di tempo secco (FW), caratterizzate da livelli di radioemissione di circa 15-17 dB inferiori a quelli di pioggia media, è sufficiente un livello utile di circa 55 dB;

- il livello di emissione acustica con pioggia media o conduttore bagnato (condizioni più critiche) è paragonabile al rumore residuo, usualmente pari a 35-40 dB (A) in ambiente antropizzato, anche a brevissime distanze dalla linea.

## Validazione sperimentale del metodo di calcolo sviluppato

Il codice sviluppato è stato validato, per quanto riguarda l'emissione acustica, tramite misurazioni sperimentali condotte in corrispondenza di un elettrodotto, in esercizio alla tensione nominale di 380 kV, con configurazione a singola ter-

na e conduttori a fascio binato (diametro dei sub-conduttori 31,5 mm, distanza tra i sub-conduttori 400 mm). Una prima acquisizione dei rilievi in campo è stata svolta nei mesi di agosto e settembre 2016. In questa fase, sono state effettuate alcune prove preliminari ad una distanza fissa dalla linea, in condizioni di bel tempo. Una seconda campagna di misurazioni in sito è stata invece realizzata a diverse distanze dalla linea ed in molteplici condizioni meteorologiche [17].

La necessità di eseguire le misure con rumore di fondo molto basso ha influenzato in modo decisivo la scelta del sito. Le sessioni per la raccolta delle misure sperimentali sono quindi state effettuate in aperta campagna, in un'area a sud-ovest di Torino particolarmente lontana da altre sorgenti di rumore, quali traffico stradale, linee ferrovie e aeroporti.

Per la misurazione del livello di pressione sonora, è stato utilizzato un fonometro, modello Larson Davis 824, equipaggiato con un microfono a condensatore PCB Piezotronics tipo 2541 (figura 4). Tale tipologia di microfono è sensi-

bile all'umidità, di conseguenza si è reso necessario montare il trasduttore all'interno di uno speciale sistema di protezione dall'esterno (modello PCB EPS2116). L'intero equipaggiamento di misura, posizionato in un armadietto impermeabile, è complessivamente di classe I secondo la norma IEC 61672 [18]. Vista la necessità di svolgere misure su periodi lunghi, il fonometro è stato alimentato con una batteria, ricaricata nelle ore diurne da un piccolo pannello solare.

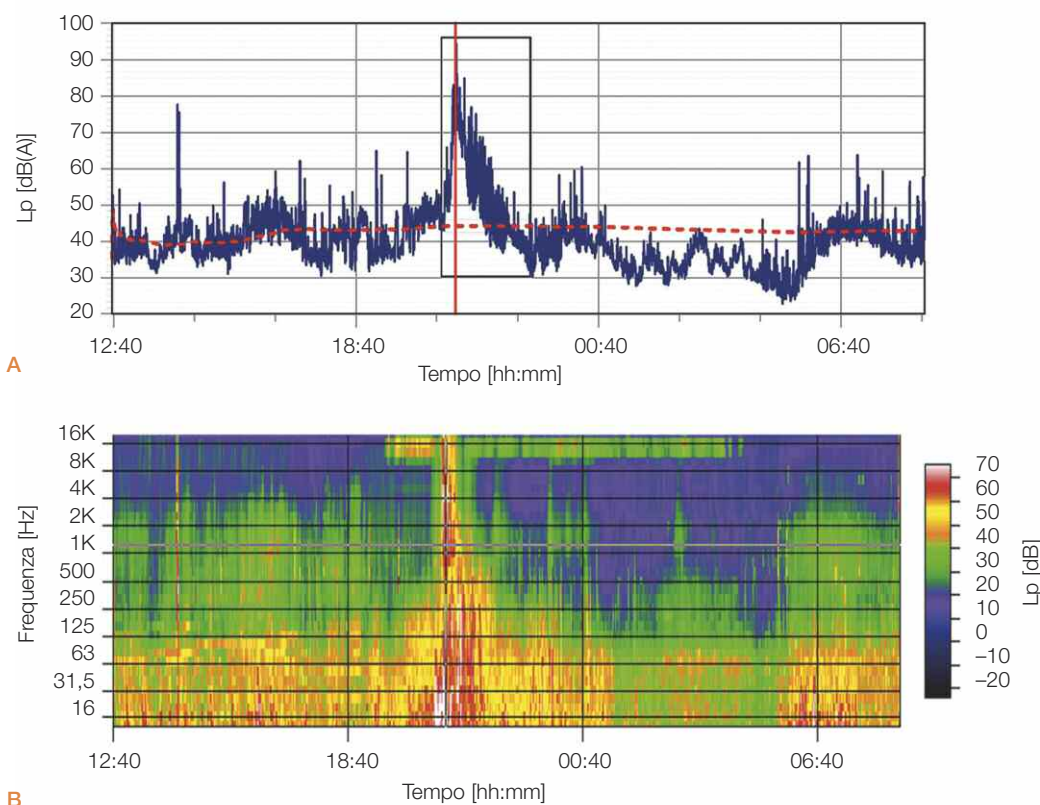
La misura ha permesso di ottenere il livello di

pressione sonora nelle bande di terzi d'ottava comprese tra 20 Hz e 20 kHz, ossia nell'intero campo sonoro udibile dall'orecchio umano. Sono stati inoltre rilevati il minimo e il massimo livello di pressione sonora, il livello equivalente e i livelli percentili, che descrivono i valori del livello di pressione sonora superati per una certa percentuale del tempo complessivo di acquisizione. Quest'ultima informazione è particolarmente importante per la caratterizzazione del rumore di fondo: il valore pesato A del 95esimo percentile fornisce una caratterizzazione attendibile del rumore di fondo, che deve essere sottratto alla misura del rumore ambientale a sorgente accesa al fine di poter determinare la componente imputabile alla sola emissione sonora della sorgente in esame.

L'acquisizione si è protratta per 10 giorni consecutivi, al fine di raccogliere una base di dati sufficientemente estesa. I parametri sono stati registrati ogni 10 s. Nella **figura 5 A** è illustrato un esempio di grafico che descrive l'evoluzione temporale del livello di pressione sonora (durata complessiva rappresentata pari a circa 20 h), mentre il corrispondente spettrogramma in bande di terzi d'ottava è rappresentato nella **figura 5 B**. Per esempio, analizzando quest'ultima rappresentazione, si possono notare due eventi sin-



**Figura 4** Equipaggiamento per la misurazione del livello di pressione sonora durante la campagna di acquisizione dei dati.



**Figura 5** Esempio di dati forniti dalla campagna di misura: evoluzione temporale del livello di pressione sonora **A**; spettrogramma con sulle ascisse il tempo, sulle ordinate la frequenza dei suoni rilevati e in scala di colori la distribuzione dei livelli di pressione sonora **B**.

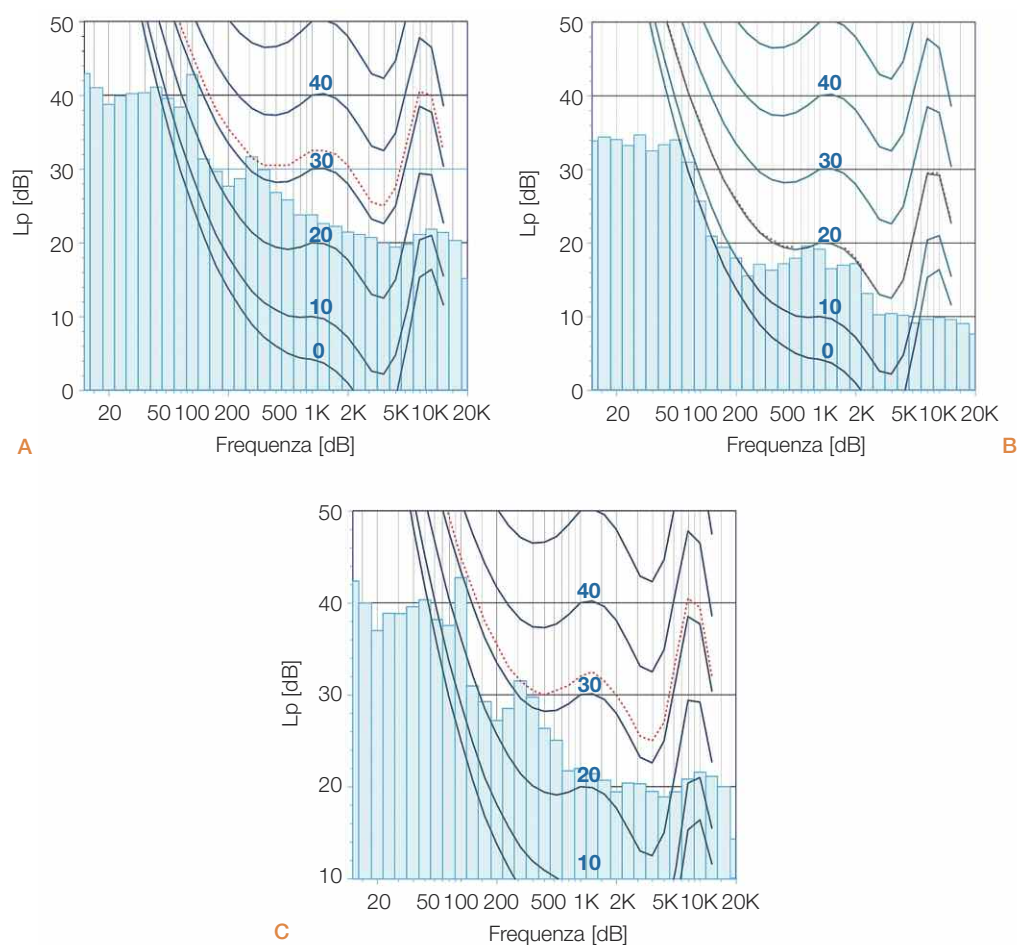
golari, che è opportuno escludere dall'analisi in quanto certamente non ascrivibili all'effetto corona sull'elettrodotto: durante la sera, all'incirca alle ore 20, il frinire dei grilli, nella banda di frequenza 16-20 kHz; intorno alle ore 21, l'insorgere di un evento temporalesco sul sito di misura, che copre pressoché completamente le emissioni acustiche dovute all'effetto corona.

Dall'esempio illustrato emerge la evidente necessità di depurare le misure rilevate in campo dai contributi indesiderati (rumore di fondo e disturbi puntuali che possono affliggere la misura nel corso del periodo di rilevazione), al fine di poter analizzare dettagliatamente il rumore d'interesse per validare i risultati ottenuti tramite il codice sviluppato. Per fare ciò, è stata selezionata una finestra di misura di 24 h, in cui si è isolato lo spettro sonoro corrispondente al 95esimo percentile. La **figura 6 A** mostra un esempio di spettro acustico misurato, comprensivo sia dello spettro del livello di pressione sonora dovuto al rumore di fondo (isolato nella **figura 6 B**) che dello spettro del livello di pressione sonora causato dall'effetto corona sui conduttori (**figura 6 C**).

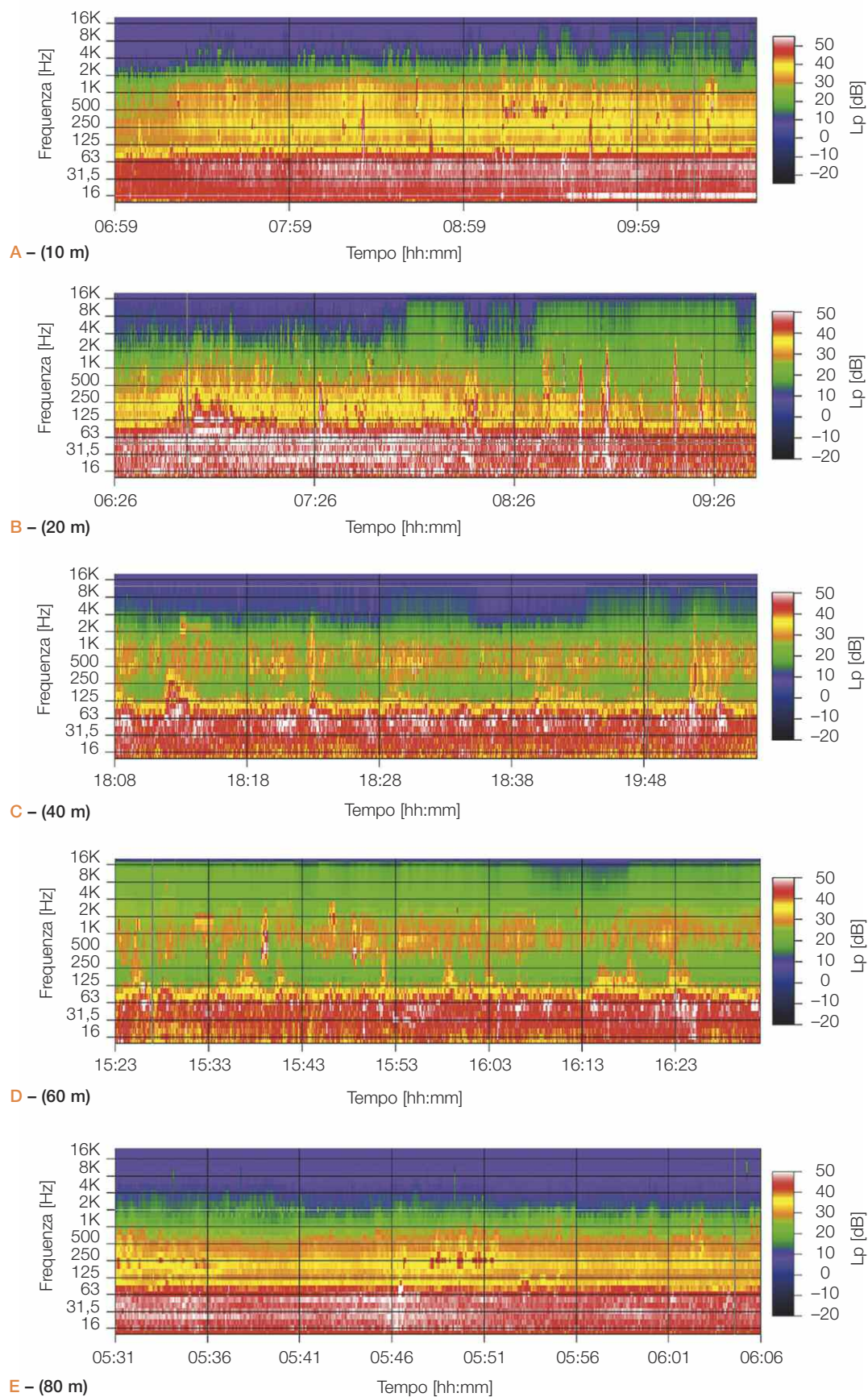
Quest'ultima rappresentazione è ottenuta come differenza energetica tra lo spettro complessivo misurato e lo spettro del rumore di fondo, isolato a partire dai valori misurati.

Durante la fase preliminare di acquisizione delle misure, il livello misurato di pressione sonora complessiva è stato pari a 34,5 dB(A), con incertezza estesa del fonometro pari a circa  $\pm 1$  dB. Nelle medesime condizioni di funzionamento, le simulazioni hanno calcolato per lo stesso punto di osservazione un valore pari a 33,7 dB(A). La bontà del metodo di calcolo sviluppato è quindi confermata, in quanto la differenza ottenuta tra il valore misurato ed il valore calcolato tramite il modello, pari a 0,8 dB(A) è inferiore all'incertezza strumentale della misura.

Nella successiva campagna sperimentale, condotta durante l'autunno del 2016, sono state eseguite misure a differenti distanze dall'asse della linea, con l'obiettivo di tarare il modello previsionale. In particolare, la linea è stata valutata in condizioni climatiche contraddistinte da assenza di precipitazioni ma elevata umidità relativa (superiore all'85%). Nella **figura 7** sono riportati gli spet-



**Figura 6**  
Determinazione del contributo della sorgente: spettro complessivo misurato **A**; spettro del rumore di fondo ottenuto dal 95esimo percentile **B**; spettro imputabile alla sola linea di trasmissione, risultante dalla differenza energetica dei primi due **C**.



**Figura 7**  
Spettrogrammi misurati sul campo a diverse distanze dall'asse della linea: 10 m **A**; 20 m **B**; 40 m **C**; 60 m **D**, 80 m **E**. Livelli di pressione sonora espressi in dB.

**Tabella 2** Sintesi delle misure realizzate a diverse distanze dall'asse della linea di trasmissione

| DURATA<br>[h] | DISTANZA<br>[m] | $L_m$<br>[dB(A)] | RUMORE DI FONDO<br>$L_{AF95}$ [dB(A)] | EMISSIONE ASSOCIATA<br>ALLA LINEA [dB(A)] |
|---------------|-----------------|------------------|---------------------------------------|-------------------------------------------|
| 21            | 10              | 44,8             | 29,0                                  | 44,7                                      |
| 48            | 20              | 42,3             | 32,0                                  | 41,9                                      |
| 8             | 40              | 39,1             | 22,0                                  | 39,0                                      |
| 23            | 60              | 38,9             | 32,0                                  | 37,9                                      |
| 22            | 80              | 36,2             | 30,0                                  | 35,0                                      |

trogrammi relativi all'evoluzione temporale del livello di pressione sonora in bande di terzi d'ottava, a diverse distanze dalla linea di trasmissione.

La sintesi dei risultati della seconda campagna di misure è riportata nella **tabella 2**. Per ogni distanza di misurazione, valutata ortogonalmente alla linea rispetto al suo asse, sono riportati:

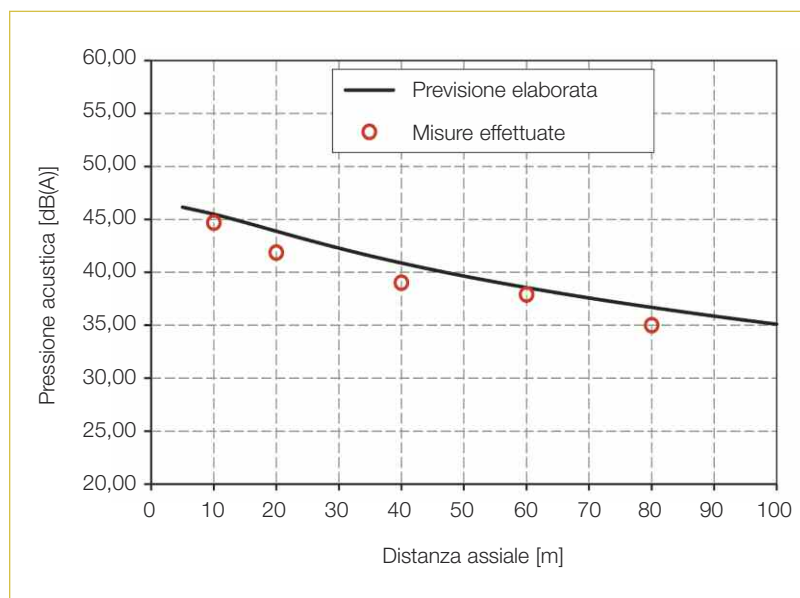
- i. la misura del livello di pressione sonora complessiva  $L_m$ ;
- ii. il livello di pressione sonora associata al rumore di fondo  $L_{AF95}$ , corrispondente allo spettro del 95esimo percentile della misurazione effettuata;
- iii. la differenza energetica tra i due precedenti valori, che corrisponde alla quota di emissione acustica ascrivibile alla sola linea di trasmissione.

Nell'applicazione numerica basata sul nuovo metodo di calcolo sviluppato, la caratterizzazione ambientale è stata modellata con la condizione standard AR (pioggia media), in quanto è sembrata la configurazione che meglio fosse in grado di rappresentare le condizioni atmosferiche reali, caratterizzate da un livello di umidità piuttosto elevato.

Come emerge nella **figura 8**, dove i rilievi sperimentali sono confrontati con i risultati numeri elaborati al calcolatore, il metodo di calcolo sviluppato è in grado di rappresentare correttamente l'andamento della curva in funzione della distanza dalla linea. Si osserva che il modello teorico sovrastima i livelli di pressione sonora mediamente di 1,5 dB. Tale scostamento è ampiamente tollerabile, anche in considerazione della incertezza strumentale applicabile ai valori misurati.

## Conclusioni

La memoria descrive i metodi per la valutazione delle emissioni, sonora e in radiofrequen-



**Figura 8** Confronto tra valori dei livelli di pressione sonora previsti (linea continua) e misurati (asterischi), in funzione della distanza dal centro della linea di trasmissione.

za, causate dai sistemi di trasmissione in alta e altissima tensione. Gli autori propongono un significativo sviluppo di tali metodi, basato su un affinamento dei modelli analitici disponibili in letteratura. Attraverso lo sviluppo di un codice di calcolo, in grado di modellare qualunque tipo di configurazione della linea, è possibile simulare in modo preciso l'interazione dei sistemi di trasmissione con il territorio, in termini di emissione sonora e in radiofrequenza. Si conferma come, a parità di altre condizioni, soluzioni destinate al contenimento del campo elettromagnetico al suolo (esempio, configurazione compatta, configurazione a doppia terna antisimmetrica, configurazione "split-phases") possano comportare un incremento delle emissioni sonore e in radiofrequenza, seppure con valori sempre ampiamente al di sotto dei limiti ammessi dalla

legislazione vigente e dalla buona tecnica. Infine, la validazione sperimentale riportata, riferita alla caratterizzazione dell'emissione sonora a

varie distanze da una linea elettrica in altissima tensione, conferma la correttezza dell'approccio proposto.

## bibliografia

- [1] Bignucolo F., Coppo M., Savio A., Turri R.: *Use of rod compactors for High Voltage overhead power lines magnetic field mitigation*. Energies, Vol. 10, 2017, p. 1381, doi:10.3390/en10091381.
- [2] Moro F., Turri R.: *Accurate calculation of the right-of-way width for power line magnetic field impact assessment*. Progress in Electromagnetics Research B, Vol. 37, 2012, p. 343-364, doi:10.2528/PIERB11112206.
- [3] Kumar K.B., Thomas M.J.: *Computation of audible noise from a 1200 kV UHV power transmission line*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 23, n. 2, p. 974-978, 2016, doi:10.1109/TDEI.2016.005146.
- [4] Yang K.H., Lee D.I., Hwang G.H., Park J.H., Chartier V.L.: *New formulas for predicting audible noise from overhead HVAC lines using evolutionary computations*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, n. 4, p. 1243-1251, 2000, doi:10.1109/61.891510.
- [5] Thione L., Pignini A., Cortina R., Rosa F.: *A study of the corona performance of UHV insulator sets*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, n. 7, 1983, p. 2269-2277.
- [6] Xie H., Cui X., Lu Y., He W.: *Corona audible noise experiment of UHV AC double-circuit line with optimization of insulator string length*. Gaodiyuan Jishu/High Voltage Engineering, Vol. 42, n. 5, 2016, p. 1659-1666.
- [7] Cortina R., Cristina S., D'Amore M., Mattachini F.: *Gli effetti corona nell'analisi comparativa di alcune soluzioni costruttive di linee ad altissima tensione*. L'Energia Elettrica, 1980.
- [8] Brambilla R., Cortina R., Deponti F., Rosa F.: *Criteri generalizzati per la valutazione del livello di radiodisturbo generato da linee elettriche aeree*. LXXXIX Riunione annuale AEI Capri 1988.
- [9] Rosa F., Brosio E.: *Noise caused in consequence of corona effect by alternating voltage conductors. Results of an experimental investigation in an anechoic chamber*. Energia Elettrica, Vol. 52, n. 12, 1975, p. 694-709.
- [10] Li Q., Rowland S.M., Dupere I., Shuttleworth R.: *Acoustic noise evaluation for overhead line conductors using an anechoic chamber*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 32, n. 4, 2017, p. 1835-1843, doi:10.1109/TPWRD.2016.2558153.
- [11] Donini A., Spezie R., Cortina R., Piana E.A., Turri R.: *Accurate prediction of the corona noise produced by overhead transmission lines*. AEIT International Annual Conference (AEIT), Capri, 2016, doi:10.23919/AEIT.2016.7892760.
- [12] CISPR 11:2015 and AMD1:2016: *Consolidated version, Industrial, scientific and medical equipment - Radio-frequency disturbance characteristics - Limits and methods of measurement*. 2016.
- [13] CIGRE, Working Group 36.01, *Addendum to CIGRE document N. 20 (1974): Interferences produced by corona effect of electric systems: description of phenomena, practical guide for calculation*. Parigi, 1996.
- [14] EPRI: *Transmission Line Reference Book 345 kV and Above*, 2<sup>nd</sup> ed., revised. Palo Alto, CA: EPRI, 1982.
- [15] D'Amore M., Sarto M.C.: *Simulation models of a dissipative transmission line above a lossy ground for a wide-frequency range. II. Multiconductor configuration*. IEEE Trans. Electromagn. Compat., Vol. 38, n. 2, maggio 1996, p. 139-149.
- [16] ISO 9613-1:1993 - *Acoustics - Attenuation of sound during propagation outdoors - Part 1: Calculation of the absorption of sound by the atmosphere*.
- [17] Piana E.A., Donini A., Spezie R., Turri R., Cortina R.: *Prediction of the audible noise generated by corona discharge on a power transmission line: a model validation*. 24<sup>th</sup> International Congress on sound and vibration, Londra, UK, 23-27 luglio 2017.
- [18] IEC 61672-1:2013: *Electroacoustics - Sound level meters - Part 1: Specifications*. 2013.

# Stabilità del sistema elettrico in presenza di generazione a bassa inerzia: evoluzione e nuovi approcci

Fabio Bignucolo Martino Pettinà Roberto Caldori Dipartimento di Ingegneria Industriale, Università di Padova

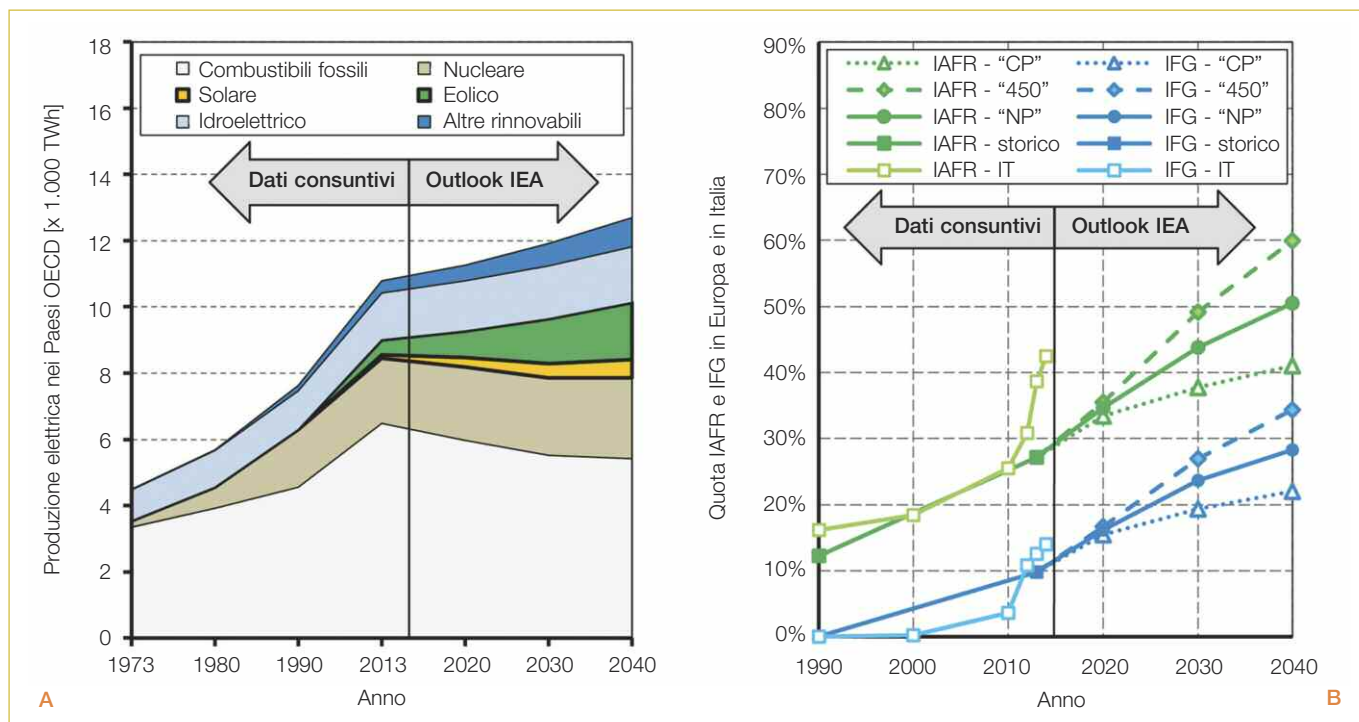
*La crescente diffusione degli impianti di generazione interfacciati tramite elettronica di potenza riduce l'inerzia intrinseca del sistema elettrico e conseguentemente la stabilità della frequenza. Diventa sempre più importante per i gestori di rete valutarne l'impatto e le possibili soluzioni.*

## Introduzione

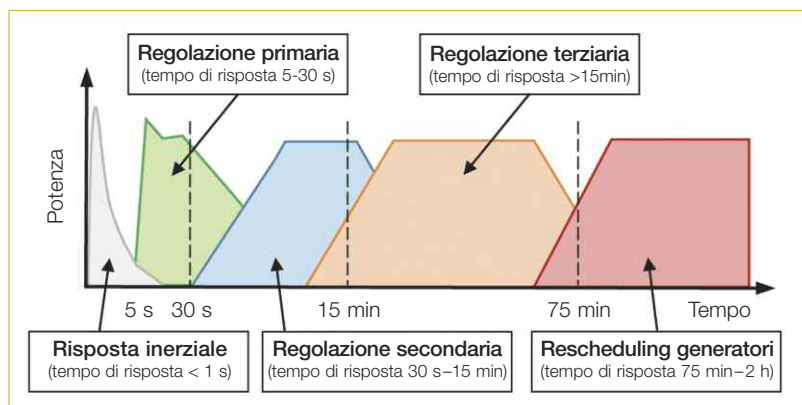
**G**li Impianti Alimentati da Fonte Rinnovabile (IAFR) hanno ormai raggiunto una quota importante nello scenario energetico, sia in Italia che a livello internazionale. È riportato nella **figura 1 A** l'andamento della ripartizione della produzione elettrica per fonte primaria nei paesi OECD (*Organisation for Economic Co-operation and Development*). Sono combinati tra loro valori a consuntivo [1, 2] e lo scenario di sviluppo IEA “*New Policies*” (NP, ovvero considerando che siano adottate dai vari stati le politiche energetiche dichiarate per il contenimento dei gas serra e la riduzione dell'uso delle fonti fossili) [3]. Una fetta significativa di tali impianti IAFR è costituita da impianti in-

terfacciati alla rete tramite inverter (come gli impianti fotovoltaici) o comunque non intrinsecamente in grado di fornire una risposta inerziale (impianti eolici). Tali impianti sono genericamente chiamati *Inertia-Free Generators* (IFG).

Considerando la rete europea, la **figura 1 B** riporta la quota di produzione elettrica di tutti gli impianti IAFR e dei soli impianti IFG. Le stime future, oltre allo scenario IEA NP, rappresentano lo scenario IEA “*Current Policies*” (CP, nessun cambiamento normativo finalizzato al contenimento dell'impatto ambientale della generazione elettrica) e lo scenario “*450°*” (adozione dei provvedimenti per limitare la concentrazione di gas serra in atmosfera e contenere il riscaldamento globale a 2°C, l'obiettivo più sfidante). In ogni caso, è possibile vedere come la



**Figura 1** Ripartizione della generazione elettrica per fonte nei paesi OECD, con evidenza della crescita di fotovoltaico (banda arancione) e eolico (banda verde). **A.** Evoluzione della quota di IAFR e della quota di IFG nella rete elettrica europea, considerando diversi scenari di sviluppo futuro (i grafici in celeste e in verde chiaro rappresentano i dati consuntivi relativi all'Italia) **B.**



**Figura 2** Risposta inerziale e modalità di intervento prescritte da ENTSO-E per l'attivazione sequenziale di regolazione primaria, secondaria e terziaria [5].

crescita attesa della produzione elettrica da impianti IFG sia molto marcata nei prossimi decenni. Appare inoltre evidente come, ad oggi, il contesto nazionale (dati storici in celeste e verde chiaro) sia addirittura più critico rispetto alla media europea.

La recente diffusione di impianti IFG e la tipica aleatorietà di funzionamento di alcuni impianti IAFR stanno facendo emergere varie problematiche legate alla sicurezza e alla stabilità del sistema elettrico. In particolare, il progressivo spegnimento dei grandi gruppi di generazione a fonte fossile, tradizionalmente dotati di

generatori sincroni di grossa taglia, sta influenzando sull'efficacia della regolazione della frequenza di rete, che, come noto, è legata al bilancio istantaneo generazione-carico e all'inerzia del sistema elettrico. Tale inerzia, correlata alla quantità di masse rotanti direttamente connesse (generatori e motori), limita l'ampiezza e la rapidità delle perturbazioni di frequenza a seguito di sbilanciamenti tra generazione e carico, soprattutto nei primi istanti successivi alla perturbazione (circa 500 - 1.000 ms [4]). Successivamente, i servizi ancillari di regolazione della frequenza intervengono per ridurre lo sbilanciamento generazione/carico e per ripristinare il valore nominale di frequenza in rete, come prescritto da ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) e riportato nella **figura 2** [5].

L'articolo, a valle di alcuni richiami teorici, descrive le possibili conseguenze della progressiva riduzione dell'inerzia in rete e confronta le soluzioni proposte in letteratura e i possibili sviluppi futuri.

## Inerzia di rete

L'inerzia di un sistema elettrico è definita come la capacità delle macchine rotanti, ad esso direttamente connesse, di immagazzinare o ero-

gare energia cinetica a seguito di variazioni di frequenza conseguenti a sbilanciamenti tra generazione e carico [6]. L'energia cinetica immagazzinata nella massa rotante di un generatore sincrono, in  $[MW \cdot s]$ , è definita dalla equazione (1), dove  $J[kg \cdot m^2]$  è il momento di inerzia e  $f[Hz]$  è la frequenza.

$$E_{cin} = \frac{1}{2} J (2 \pi f)^2 \quad (1)$$

Rapportando l'energia cinetica di una macchina rotante alla sua potenza apparente nominale  $S_n [MVA]$ , si ottiene la costante di inerzia  $H$ , espressa in  $[MW \cdot s/MVA]$ , ovvero in  $[s]$ , come nell'equazione (2):

$$H = \frac{E_{cin}}{S_n} = \frac{J (2 \pi f)^2}{2 S_n} \quad (2)$$

L'equazione del moto perturbato di una macchina rotante (*Swing Equation*) descrive la risposta inerziale delle masse in rotazione a seguito di uno sbilanciamento tra la potenza meccanica applicata all'albero  $P_m [MW]$  e la potenza elettrica erogata dal generatore  $P_e [MW]$ , come nell'equazione (3) [7].

$$\frac{dE_{cin}}{dt} = J (2 \pi)^2 f \frac{df}{dt} = \frac{2 H S_n}{f} \frac{df}{dt} = (P_m - P_e) \quad (3)$$

Si ricava che, in un sistema complesso che comprende  $n$  macchine rotanti per una potenza apparente complessiva pari a  $S_{tot} [MVA]$ , la derivata di frequenza  $df/dt [Hz^2]$ , nota come RoCoF (*Rate of Change of Frequency*), è inversamente proporzionale alla costante d'inerzia complessiva del sistema  $H_{tot} [s]$ , come nell'equazione (4). Tale inerzia complessiva è pari alla somma delle inerzie delle  $i$ -esime macchine connesse  $H_i [s]$ , pesate con la taglia nominale delle macchine stesse  $S_i [MVA]$ . La perturbazione di potenza può essere espressa in funzione della potenza generata  $P_g [MW]$  e di quella del carico  $P_c [MW]$ .

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_n}{2 H_{tot} S_{tot}} (P_g - P_c) = \frac{f_n}{2 \sum_{i=1}^n H_i S_i} (P_g - P_c) \quad (4)$$

**Tabella 1** Tipici valori di costante di inerzia  $H$  per alcune tipologie di macchine rotanti

| Tipo di Macchina          | Costante di Inerzia $H [s]$ |
|---------------------------|-----------------------------|
| Generatori termoelettrici | 3-9                         |
| Generatori idroelettrici  | 2-4                         |
| Condensatori sincroni     | 1-1,25                      |
| Generatori Diesel         | 1-3                         |
| Motori sincroni           | 2                           |
| Carichi, motori asincroni | 0,5-3                       |

Come noto, il valore della costante d'inerzia dipende dal tipo di macchina rotante, dalla taglia e dalla velocità di rotazione. Nella **tabella 1** sono riportati valori tipici per le macchine rotanti comunemente presenti in rete [7, 8].

## Impatto dei generatori IFG

La recente diffusione degli impianti IAFR influisce profondamente sul parco di generazione esistente. Tali impianti hanno priorità di dispacciamento, di conseguenza le centrali convenzionali a costo marginale più elevato sono progressivamente escluse dal mercato elettrico. Inoltre, gli impianti a fonte primaria non programmabile, come fotovoltaico e eolico, sono attualmente esonerati dal servizio di regolazione di frequenza [9]. Molti degli impianti rinnovabili recenti non sono dotati di inerzia intrinseca, in quanto sono interfacciati alla rete tramite convertitori elettronici che disaccoppiano elettricamente la generazione dalla rete [10 – 12]. Fanno eccezione, per esempio, gli impianti idroelettrici a velocità costante, gli impianti a biomassa/biogas e le turbine eoliche di prima generazione basate su generatori asincroni a scorrimento variabile, ormai in disuso.

Ne deriva che, dal punto di vista del sistema elettrico, la diffusione di impianti IFG comporta un duplice impatto negativo, in quanto si riduce sia la riserva primaria disponibile che l'inerzia complessiva della rete [13]. Anche l'uso di sistemi di trasmissione HVDC (*High Voltage Direct Current*) in sostituzione di collegamenti in AC, se non specificatamente controllati, introduce un disaccoppiamento dal punto di vista inerziale tra le aree interconnesse, con conseguente riduzione dell'inerzia complessiva del sistema [14].

Si deve inoltre considerare che la figura 1 B indica il contributo medio di IFG nella genera-

zione elettrica su base annuale. Esistono tuttavia delle condizioni di funzionamento in cui il contributo di IFG al soddisfacimento della domanda supera il 50%, come conseguenza di una elevata disponibilità di irraggiamento e vento, combinata con periodi di basso carico. Esempi concreti sono stati registrati recentemente in Germania [13], Sud Australia [11], Sicilia [15] e Regno Unito [16]. Infine, è opportuno ricordare che l'aleatorietà di alcune fonti primarie rinnovabili comporta la frequente accensione/spengimento di unità tradizionali, quindi l'inerzia della rete non solo si riduce, ma diventa anche fortemente variabile nel tempo [12, 13].

In caso di perturbazione di potenza in rete, la riduzione dell'inerzia del sistema comporta:

- una dinamica più rapida e nervosa della frequenza, ovvero RoCoF più elevato, come emerge dall'equazione (4);
- una maggiore ampiezza di oscillazione durante il transitorio [17].

A titolo di esempio, nella **figura 3** è riportato l'andamento della frequenza di rete conseguente ad una perdita di generazione, al ridursi dei valori di inerzia rispetto al valore di riferimento [18].

Considerando un'evoluzione attendibile del mix di generazione a livello europeo, [17] stima un livello massimo istantaneo di generatori IFG in rete fino al 70%. Ciò comporterebbe una riduzione dell'inerzia di rete fino a 2,25 - 3,25 s per almeno il 70% del tempo, a fronte del livello attuale stimabile in circa 5 s. Tali valori possono

implicare conseguenze importanti in termini di adeguatezza della riserva primaria, di corretto intervento delle protezioni basate sulla frequenza e di efficacia delle tecniche di *Load-Shedding*.

### Efficacia della regolazione primaria

L'inerzia di una determinata porzione del sistema elettrico, oltre che un indicatore della stabilità della frequenza di rete, è un criterio di programmazione della riserva rotante che i generatori tradizionali devono fornire per garantire un adeguato supporto a seguito di sbilanciamenti di potenza attiva [19 - 22]. A fronte di gravi disturbi, è importante valutare se la regolazione di frequenza rimane efficace anche in situazioni di inerzia ridotta. Ciò potrebbe consigliare l'adozione di logiche di regolazione primaria rapida [13, 23]. Infatti, un incremento del RoCoF consente ai regolatori di macchina un tempo minore di reazione prima che la frequenza raggiunga la soglia di intervento del *load shedding* [14].

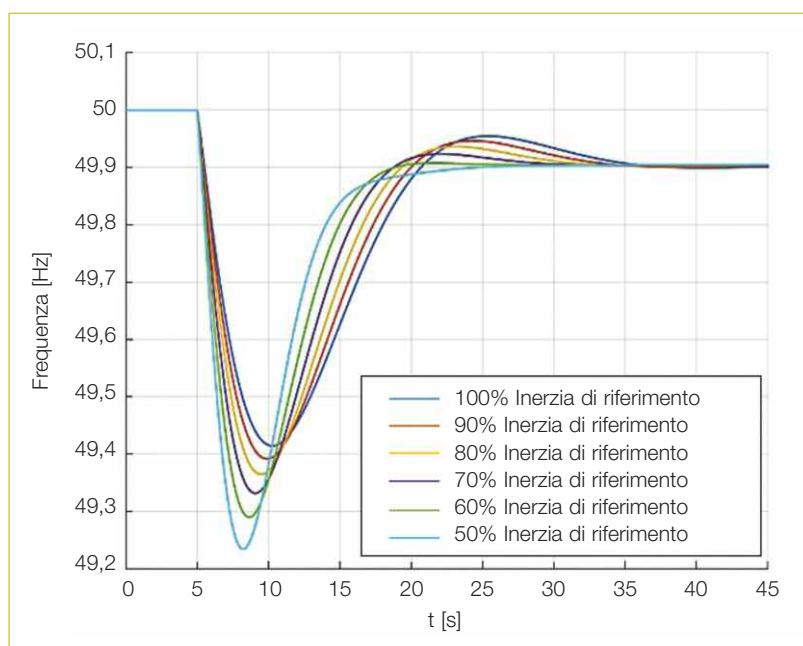
### Impatto sui dispositivi di protezione

Sia un RoCoF elevato che un aumento dell'ampiezza della perturbazione di frequenza possono provocare lo scatto intempestivo delle protezioni *anti-islanding* dei generatori, sia negli impianti centralizzati che nelle unità distribuite [24, 25]. Soprattutto in caso di perturbazioni in sotto-frequenza, ovvero causate da un deficit di generazione, la perdita di gruppi di generazione aggrava ulteriormente la perturbazione di frequenza. Si potrebbe quindi innescare un effetto domino fino all'intervento delle logiche di *load-shedding* o addirittura allo spegnimento del sistema (i generatori sono disconnessi dalla rete a 47,5 Hz). Tali scenari sono analizzati in vari studi con riferimento a diversi sistemi elettrici [16, 26, 27].

### Load Shedding

Le specifiche ENTSO-E prescrivono di effettuare una riduzione di carico del 10 - 20% quando la frequenza scende al di sotto di 49 Hz, e un'ulteriore riduzione del 10 - 15% qualora la perturbazione di frequenza raggiunga i 48,4 - 48,7 Hz [28].

Per quanto concerne la rete continentale, il funzionamento in condizioni ordinarie (o incidente di riferimento) prevede che la frequenza sia mantenuta all'interno dell'intervallo 49,8 - 50,2 Hz a fronte di un disturbo inferiore a 1 GW. In queste ipotesi si osservano valori di RoCoF pari a 5 - 10 mHz/s. Viceversa, solo una contingenza straordinaria (> 3 GW) dovrebbe causare l'attivazione del *load-shedding*.



**Figura 3** Dinamica della frequenza di rete a seguito di una perdita di generazione, con diversi valori di inerzia del sistema [18].

Risultati diversi si registrano qualora una porzione di rete resti isolata dal sistema interconnesso europeo, dando luogo a situazioni critiche [6]. Nel caso di eventi di sotto-frequenza in reti isolate a inerzia ridotta, l'efficacia del *load-shedding* è legata al RoCoF raggiunto e al ritardo d'intervento dell'alleggerimento di carico. Per esempio, nel caso studio della rete inglese disconnessa dal continente europeo, simulazioni dinamiche confermano che le logiche di *load-shedding* possono risultare inefficaci in caso di elevata presenza di generatori IFG [16].

## Provvedimenti per esercire il sistema elettrico con inerzia ridotta

Esercire in sicurezza il sistema elettrico con una crescente presenza di IAFR ed elettronica di potenza rappresenta la sfida a cui i gestori delle reti di trasmissione sono chiamati a rispondere nel prossimo futuro. Esistono alcuni studi che identificano la massima penetrazione di impianti IFG in funzione del carico elettrico complessivo, che attualmente varia tra 200 a 430 GW a livello europeo. Per esempio, in [17], considerando un disturbo di potenza pari a 3,5 GW, un valore cautelativo di frequenza iniziale  $f_0$  pari a 49,9 Hz e l'effetto autoregolato dei carichi (contributo  $D$  pari a 1 %/Hz), si dimostra che il sistema elettrico potrebbe operare correttamente anche con l'80% del carico alimentato da generatori IFG nei periodi ad alto carico. Ciò tuttavia necessiterebbe sia di una significativa quantità di riserva primaria (richiesta anche agli IAFR) che di un contenimento della tipica aleatorietà di eolico e fotovoltaico [29]. Un metodo di dimensionamento della riserva primaria, in funzione dell'inerzia di rete, consiste nel selezionare i partecipanti tramite la minimizzazione del costo complessivo, tenendo in considerazione limiti statici, limiti dinamici e quantità di riserva fornibile dalle diverse macchine connesse in rete [30].

In aggiunta, sono proposte in letteratura ulteriori soluzioni specifiche in grado di contribuire alla stabilità del sistema elettrico a fronte di elevate penetrazioni di IAFR, in parte di tipo IFG. Un primo approccio consiste nell'adattare le soglie delle protezioni a RoCoF più elevati [14], come proposto in Irlanda [31]. In alternativa, possono essere definite tarature ottimali applicando soglie adattative su base regionale [16, 27]. È tuttavia opportuno valutare l'impatto economico che tali soluzioni possono avere sull'esercizio della rete e degli impianti di produzione stessi [32, 33].

Altri possibili provvedimenti proposti in letteratura riguardano l'adozione di:

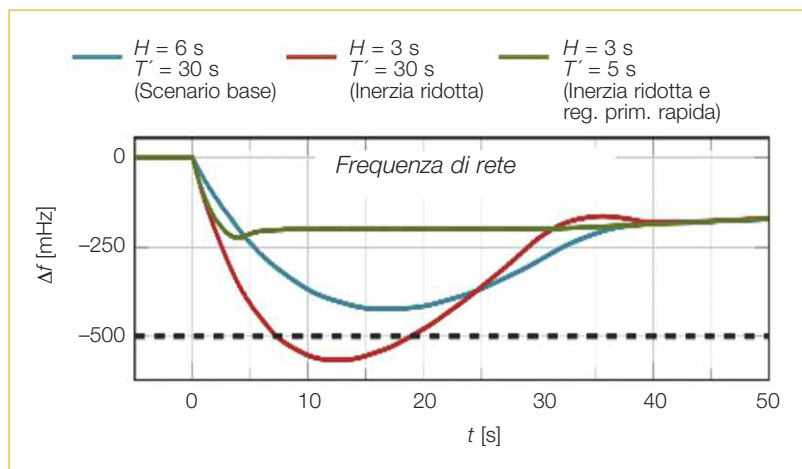
- Compensatori sincroni;
- Regolazione primaria veloce;
- Inerzia sintetica, fornibile da generatori IFG, da Sistemi di Accumulo (SdA) o da linee HVDC;
- Controllo VSM (*Virtual Synchronous Machine*) applicato agli inverter connessi in rete.

## Compensatori sincroni

Oltre all'importante ruolo nella regolazione della tensione nelle reti interconnesse in AT e AAT, i compensatori sincroni forniscono un contributo inerziale in quanto macchine rotanti. Possono quindi contribuire alla stabilità di aree di rete con elevata penetrazione di generatori IFG [34]. Una massiccia presenza di compensatori sincroni limiterebbe la dinamica della frequenza di rete, sia in termini di RoCoF che di ampiezza della perturbazione [35]. Tuttavia, il valore tipico della costante di inerzia di un compensatore sincrono è relativamente basso (tabella 1), in quanto non è movimentato da un motore primo. Per esempio, è stato valutato che, per contrastare l'instabilità della frequenza nel sistema elettrico inglese in caso di generazione completamente da IFG, sarebbe necessario avere in esercizio circa 9.000 MVA di compensatori rotanti. Tale soluzione potrebbe non essere interessante dal punto di vista economico [32].

## Regolazione primaria veloce

Una possibile soluzione per contrastare gli effetti della riduzione dell'inerzia di rete è velocizzare la risposta dei generatori in regolazione primaria. In generale, i gruppi di generazione reagiscono ad una deviazione di frequenza  $\Delta f$  modificando linearmente la potenza erogata, secondo un grado di statismo definito dal gestore di rete. La soluzione proposta consiste nel ridurre il tempo di attivazione  $T^*$  di tale regolazione, che la normativa tecnica attuale fissa nell'ordine dei 15-30 s, in considerazione dei ritardi meccanici, idraulici o termodinamici delle centrali [9, 36]. Nella rete inglese, è stata proposta la completa attivazione della riserva primaria veloce, entro 1 s dalla perturbazione, tramite l'adozione di Sistemi di Accumulo elettrochimici abbinati agli impianti di produzione [37]. Tale soluzione può essere interessante sia dal punto di vista della precisione e velocità del contributo erogato [38], sia in termini economici, in quanto consentirebbe ai generatori di non parzializzare la loro produzione per mantenere la riserva a salire richiesta [39].



**Figura 4** Risposta dinamica a seguito dell'incidente di riferimento nel sistema europeo, in 3 scenari diversificati per inerzia e tempo di attivazione della riserva primaria [13].

Velocizzando la regolazione primaria di frequenza, il contributo erogato diventa comparabile, in termini di tempi di intervento, alla risposta inerziale. Ciò può essere rappresentato come un coefficiente di smorzamento dell'oscillazione di frequenza  $k_{\text{prim}}$ , che si somma al contributo stabilizzante del carico  $k_{\text{load}}$  come riportato nell'equazione (5) [13].

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_n}{2 H_{\text{tot}} S_{\text{tot}}} [-(k_{\text{load}} + k_{\text{prim}}) \Delta f + (P_g - P_c)] \quad (5)$$

In [40], è stato confrontato l'effetto dell'inerzia sintetica e della regolazione primaria veloce sul RoCoF e sul valore minimo raggiunto dalla frequenza durante un transitorio. Le simulazioni confermano che la costante di inerzia  $H$  influisce inversamente sul RoCoF, ma l'attivazione della regolazione primaria veloce è molto efficace nel contenimento dell'ampiezza di oscillazione della frequenza [13]. Nella **figura 4** si riporta l'andamento della frequenza di rete, considerando il sistema europeo a fronte di un incidente di riferimento (1 GW). Si osserva come la dinamica di frequenza risulti preferibile nel caso di inerzia ridotta e regolazione primaria rapida ( $H = 3$  s,  $T' = 5$  s, linea verde) rispetto allo scenario base (elevata inerzia e regolazione primaria tradizionale, linea blu), pur se un RoCoF maggiore deve essere ammesso negli istanti successivi al disturbo.

### Inerzia sintetica

Gli inverter che interfacciano alla rete AC impianti di generazione IFG, SdA e linee HVDC possono erogare intenzionalmente un contribu-

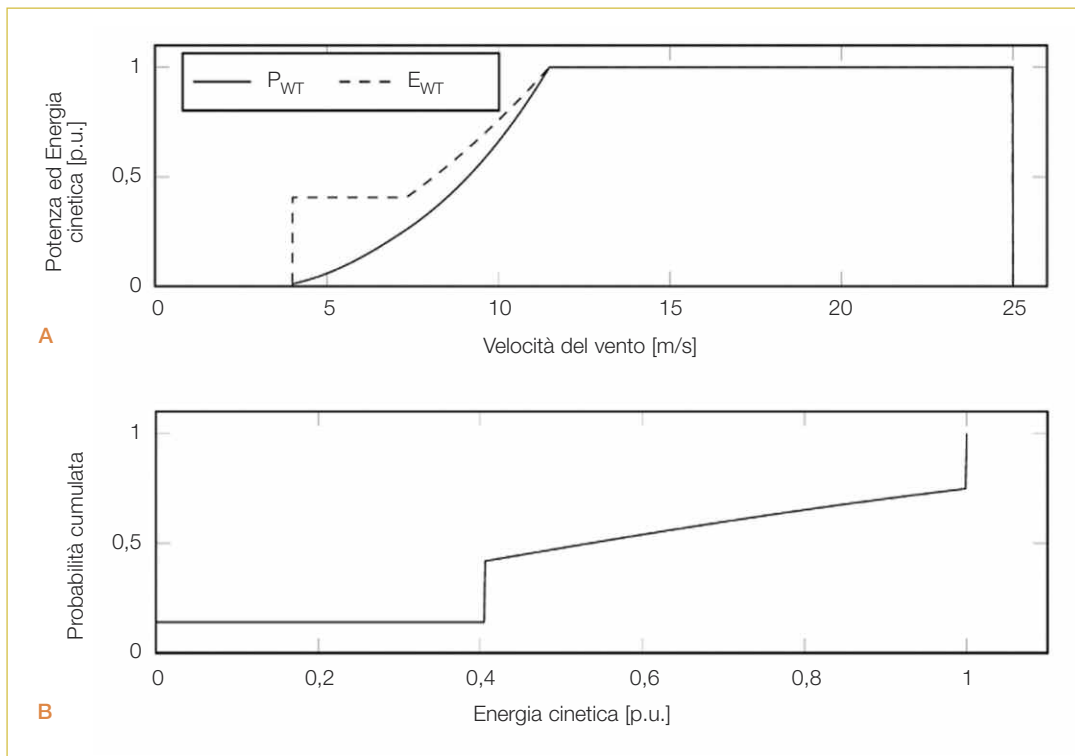
to di potenza finalizzato a emulare la risposta inerziale dei grandi generatori rotanti. Il disaccoppiamento dovuto ai convertitori statici e le loro caratteristiche di velocità e precisione di regolazione consentono una elevata flessibilità nell'erogazione dell'inerzia sintetica (o inerzia virtuale) [14]. Le quantità di energia e potenza erogabili dipendono dalle caratteristiche della sezione DC a cui è connesso il convertitore (impianto di generazione, SdA o HVDC).

### Inerzia sintetica da impianti con IFG

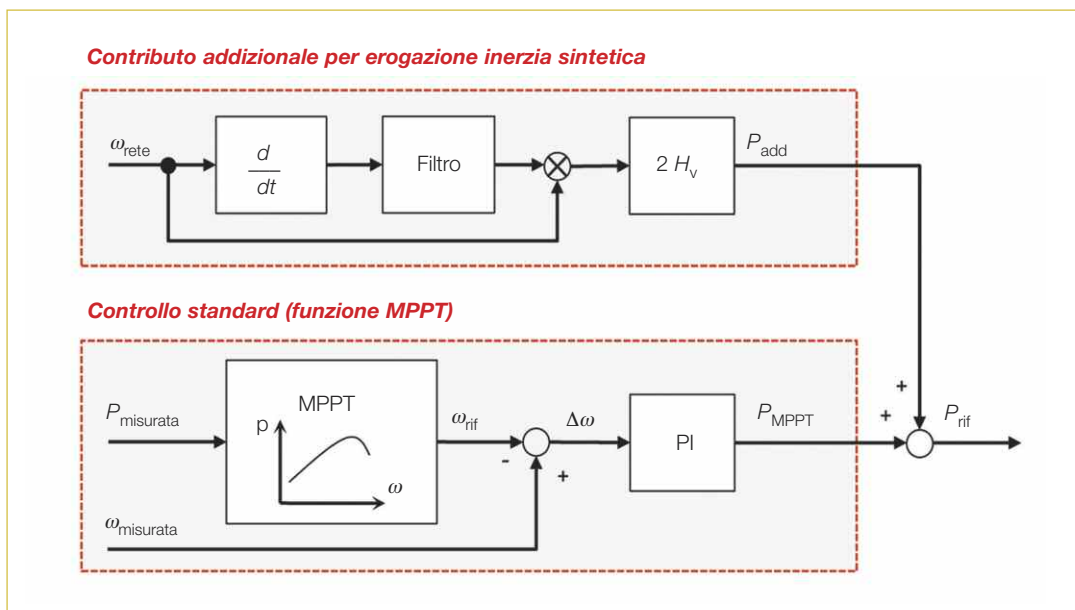
Gli impianti fotovoltaici sono completamente privi di inerzia intrinseca. Diversamente, i generatori eolici, pur non partecipando intrinsecamente alla risposta inerziale, hanno parti in rotazione come pale, moltiplicatore di giri (se presente) e generatore. La costante di inerzia correlata all'energia cinetica immagazzinata da tali componenti si assesta nell'ordine di 2-5 s, a seconda del tipo e delle dimensioni dell'aerogeneratore [12]. Va tuttavia notato che, diversamente dagli impianti tradizionali, l'energia cinetica immagazzinata varia con la velocità del rotore ed è quindi legata alla disponibilità di vento. Alla velocità minima di attivazione, l'energia cinetica accumulata è pari a circa il 40% di quella in condizioni nominali, come riportato nella **figura 5 A**. Di conseguenza, considerando una distribuzione statistica standard del vento, si verifica che l'energia cinetica accumulata nelle componenti in rotazione di un aerogeneratore è inferiore alla metà di quella massima accumulabile per circa la metà del tempo di funzionamento, come indicato nella **figura 5 B** [14].

L'energia cinetica accumulata nelle parti in movimento dell'aerogeneratore può tradursi in un contributo inerziale se sono implementate specifiche logiche di controllo. Una prima tecnica prevede di sommare alla potenza ottenuta dal controllo MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) un termine addizionale  $P_{\text{add}}$  legato al RoCoF e alla costante di inerzia virtuale  $H_v$  desiderata, come riportato nella **figura 6**. L'aumento della potenza richiesta causa il rallentamento del generatore, che rilascia l'energia cinetica immagazzinata. Tuttavia, ciò può provocare perdite aerodinamiche, con conseguente rischio di stallo della turbina [14, 41] e difficoltà nel ristabilire la velocità di rotazione [42].

Per ovviare a questi svantaggi, la costante di inerzia può essere definita a partire dall'equazione (2), considerando l'espressione della potenza massima ottenuta dalla turbina eolica riportata nell'equazione (6), dove  $\rho$  [kg/m<sup>3</sup>] è la densità dell'aria,  $R$  [m] è il raggio del rotore del-



**Figura 5** Potenza ed energia cinetica immagazzinata in una turbina eolica a velocità variabile operante con velocità del vento tra 4 e 25 m/s **A**. Energia cinetica accumulata nell'aerogeneratore e sua probabilità cumulata, considerando una distribuzione statistica standard del vento [14] **B**.



**Figura 6** Emulazione inerziale per turbine a velocità variabile [43].

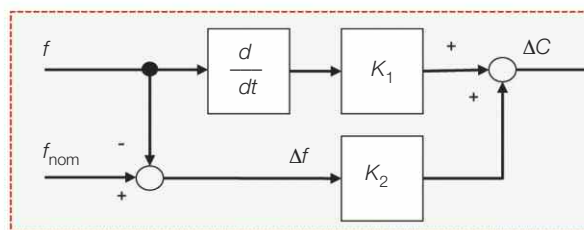
la turbina,  $C_{Pott}$  [adimensionale] e  $\lambda_{ott}$  [adimensionale] sono rispettivamente il coefficiente di potenza e il TSR (*Tip Speed Ratio*) ottimali e  $\omega$  [rad/s] è velocità di rotazione. In questo modo la costante di inerzia  $H$  risulta inversamente proporzionale a  $\omega$ , come indicato nell'equazione (7) [44].

$$P = 0,5\rho\pi R^5 \frac{C_{Pott}}{\lambda_{ott}^3} \omega^3 \quad (6)$$

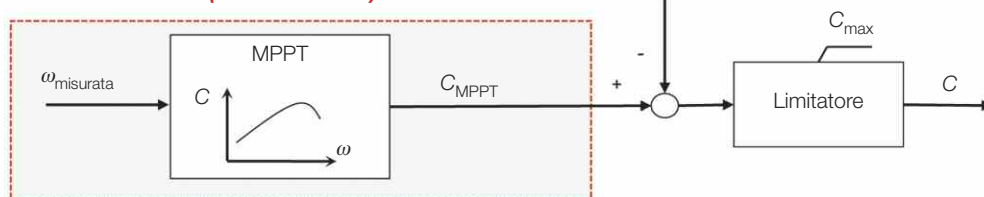
$$H(\omega) = \frac{J\lambda_{ott}^3}{\rho\pi R^5 C_{Pott}} \frac{1}{\omega} \quad (7)$$

Con questo tipo di controllo, viene fornito un contributo inerziale proporzionale al RoCoF. Tuttavia, la funzione MPPT tenta di ristabilire il funzionamento dell'aerogeneratore alla curva ottimale, limitando significativamente la durata temporale della risposta inerziale. Per questo, [45, 46] propongono lo schema di controllo riporta-

## Contributo addizionale per erogazione inerzia sintetica



## Controllo standard (funzione MPPT)



**Figura 7**

Emulazione inerziale per turbine a velocità variabile, con termine addizionale di coppia [45, 46].

to nella **figura 7**, dove il contributo addizionale di coppia, proporzionale alla deviazione di frequenza, permane sino a che la frequenza nominale non viene ristabilita.

Come alternativa, per le turbine eoliche con generatore asincrono a doppia alimentazione (*Doubly Fed Induction Generator*, DFIG), è stato proposto di aggiungere un Sistema di Accumulo (SdA) ad elevata potenza, come un super-condensatore, sul lato DC del convertitore elettronico che pilota le correnti rotoriche a frequenza variabile. Il super-condensatore sarebbe sempre disponibile e potrebbe fornire un contributo inerziale indipendente dalla velocità del vento, ma rappresenta un aggravio dei costi di investimento e manutenzione della turbina [47].

Negli impianti fotovoltaici, oltre alla possibile integrazione di un SdA dedicato [48], è stato proposto di limitare la potenza erogata nel normale funzionamento, in modo da mantenere una certa riserva di potenza e permettere la risposta inerziale controllando opportunamente l'inverter [49, 50]. Tale approccio, rispetto all'adozione di un SdA ad-hoc, comporterebbe però una mancata produzione rinnovabile e una conseguente perdita economica [39].

## Inerzia sintetica da Sistemi di Accumulo

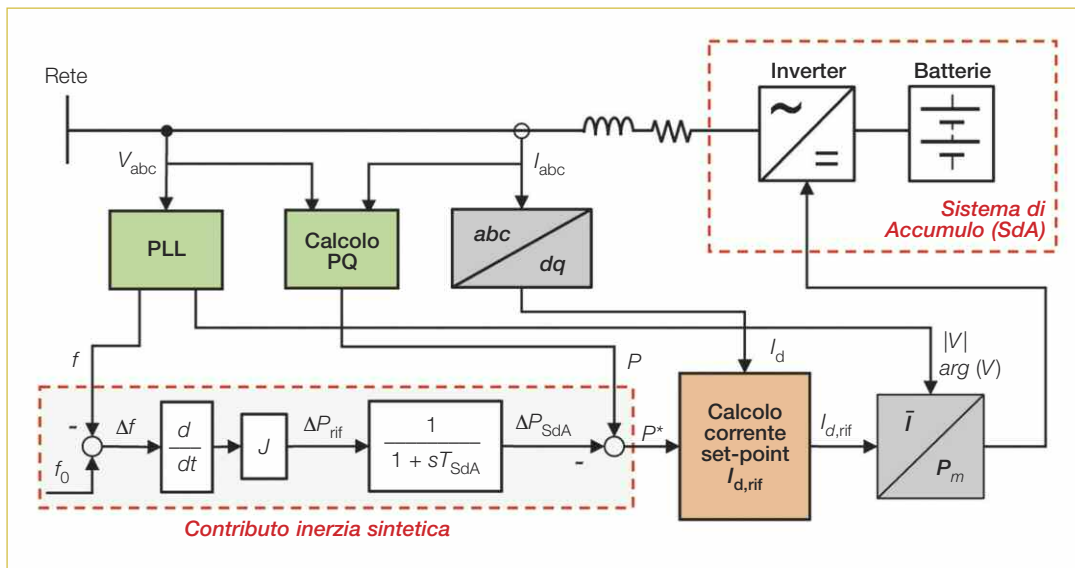
Un SdA dedicato, ovvero in grado di fornire un contributo inerziale virtuale con tempi di attivazione estremamente rapidi, può rappresentare una risorsa significativa per contenere i transitori di frequenza [51]. Alcune tecnologie di accumulatori consentono inoltre una certa sovraccaricabilità transitoria, rendendo possibile l'erogazione sia dell'inerzia sintetica (risposta molto

intensa di durata pari a pochi secondi) che della regolazione primaria veloce (tempo di erogazione fino a frazioni di ora) [4].

Generalmente, la strategia utilizzata per implementare l'inerzia sintetica è di tipo DQCI (*Direct-Quadrature Current Injection*). Le correnti di fase subiscono una trasformazione abc-dq (teoria di Park) in modo da controllare separatamente potenza attiva e reattiva agendo rispettivamente sulla corrente riferita all'asse diretto  $I_d$  e all'asse in quadratura  $I_q$ . Lo schema riportato nella **figura 8** implementa la *Swing Equation* nel calcolo della corrente  $I_d$ , mentre un PLL (*Phase-Locked Loop*) misura la frequenza e consente la sincronizzazione del convertitore alla rete [52].

L'effetto del PLL (ritardo nella misura di frequenza) sulla risposta inerziale erogata da un SdA è stata studiata in [53]. Le simulazioni dimostrano che, nonostante il PLL riduca le prestazioni dell'inerzia sintetica rallentandone l'erogazione, un SdA in grado di erogare tale servizio ancillare può contribuire in modo significativo al miglioramento della dinamica della frequenza del sistema elettrico.

È stata studiata anche la risposta inerziale erogabile da SVC (*Static Var Compensators*) dotati di stabilizzatore di frequenza. Un SVC può essere utilizzato per ottenere una certa risposta inerziale applicando la tecnica DQCI e sfruttando l'energia immagazzinata nei condensatori [35]. Per applicazioni con tempo di erogazione di pochi secondi (come la risposta inerziale), gli SVC sarebbero 3-5 volte meno costosi e meno impattanti dal punto di vista ambientale rispetto a SdA elettrochimici [10]. Tuttavia, gli SVC non sono adatti ad accumulare l'energia richiesta per l'erogazione del-



**Figura 8**  
Schema di controllo di un inverter con tecnica DQCI e erogazione di inerzia sintetica [53 - 55].

la regolazione primaria veloce, a meno di non sovradimensionarli in modo anti-economico.

L'erogazione dell'inerzia sintetica sarebbe ottenuta variando la tensione di riferimento del lato DC ( $V_{DC}^*$ ). La costante di inerzia virtuale può essere definita come nell'equazione (8), dove  $C$  [F] è la capacità del singolo condensatore,  $N$  [adimensionale] è il numero di condensatori,  $S_{SVC}$  [MVA] è la potenza apparente dell'inverter e  $V_{DCmin} - V_{DCmax}$  [V] è l'intervallo ammesso per la tensione di funzionamento dei condensatori.

$$H_{SVC} = \frac{C N (V_{DCmax}^2 - V_{DCmin}^2)}{2 S_{SVC}} \quad (8)$$

Considerando la *Swing Equation*, nota la dinamica di carica/scarica del condensatore e definito il parametro  $K_2$  come nell'equazione (9), la tensione di riferimento per il controllo del convertitore è data dall'equazione (10).

$$K_2 = \sqrt{\frac{4 S_{SVC} H_{SVC}}{NC} - V_{DC,0}^2} \quad (9)$$

$$V_{DC}^* = \sqrt{\frac{4 S_{SVC} H_{SVC}}{NC f_n} f - K_2} \quad (10)$$

Alcune simulazioni dimostrano che gli SVC sono in grado di fornire una risposta inerziale comparabile o migliore di quella di un compensatore sincrono, a seconda della capacità dei condensatori e dei parametri di controllo della tensione lato DC.

Sotto l'aspetto economico-normativo, attual-

mente non vi è alcuna struttura di mercato che preveda un compenso per il servizio di inerzia sintetica. È utile quindi indagare sul valore economico attribuibile all'inerzia come servizio ancillare. È stato a tal fine proposto uno strumento di valutazione economica basata su simulazioni che stimano la perdita di generazione su un sistema, senza e con inerzia addizionale [56]. Inoltre, per dimensionare in modo economicamente ottimale un SdA, è utile comparare diverse tecnologie e calcolare il relativo costo associato all'inerzia fornita in un certo periodo (LCOI, *Levelised Cost Of inertia*). Secondo [57], i volani sono ancora oggi la tecnologia che presenta il minore costo LCOI. Tuttavia, i SdA elettrochimici hanno grandi potenzialità legate alla loro capacità di erogare contestualmente molteplici servizi ancillari alla rete, con elevata controllabilità della potenza erogata/assorbita.

#### Inerzia sintetica da sistemi HVDC

Analogamente ai convertitori abbinati a IFG e SdA, gli inverter che interfacciano i sistemi HVDC alla rete AC possono essere controllati per emulare la risposta inerziale, divenendo di fatto comparabili a grossi generatori sincroni in grado di variare rapidamente e in modo controllato sia la potenza attiva erogata/assorbita che la potenza reattiva scambiata [58]. Modificando i parametri di regolazione dei convertitori statici, è quindi possibile riprodurre un ampio *range* di valori di costante di inerzia  $H$  [59]. A partire dal controllo generico dei sistemi HVDC in regime stazionario [51, 59], il contributo inerziale è ottenibile sfruttando l'energia immagazzinata nei condensatori dello stadio DC, ovvero variando la tensione di riferimento  $V_{DC}^*$  (analogamente ai SVC).

In [60] sono raccolte le tecniche di controllo per l'erogazione del contributo inerziale e della regolazione primaria da parte dei sistemi HVDC. In [61], un sistema HVDC è usato per compensare il ritardo della risposta di un impianto eolico, mentre un metodo predittivo per modulare la potenza di un sistema HVDC al fine di stabilizzare la frequenza di rete e ridurre le oscillazioni a seguito del disturbo è presentato in [62].

## Controllo degli inverter con logica VSM

Le tecniche finora descritte evidenziano i benefici ottenibili implementando l'inerzia sintetica nei convertitori statici. È tuttavia necessario considerare alcuni limiti del controllo DQCI, tra cui la dipendenza dalla derivata di frequenza, ovvero dalla precisione con cui tale parametro può essere rilevato durante un transitorio rapido. È necessario considerare che una eccessiva risposta inerziale dovuta ad una sovrastima della derivata di frequenza può provocare una seconda oscillazione di frequenza nel sistema [63].

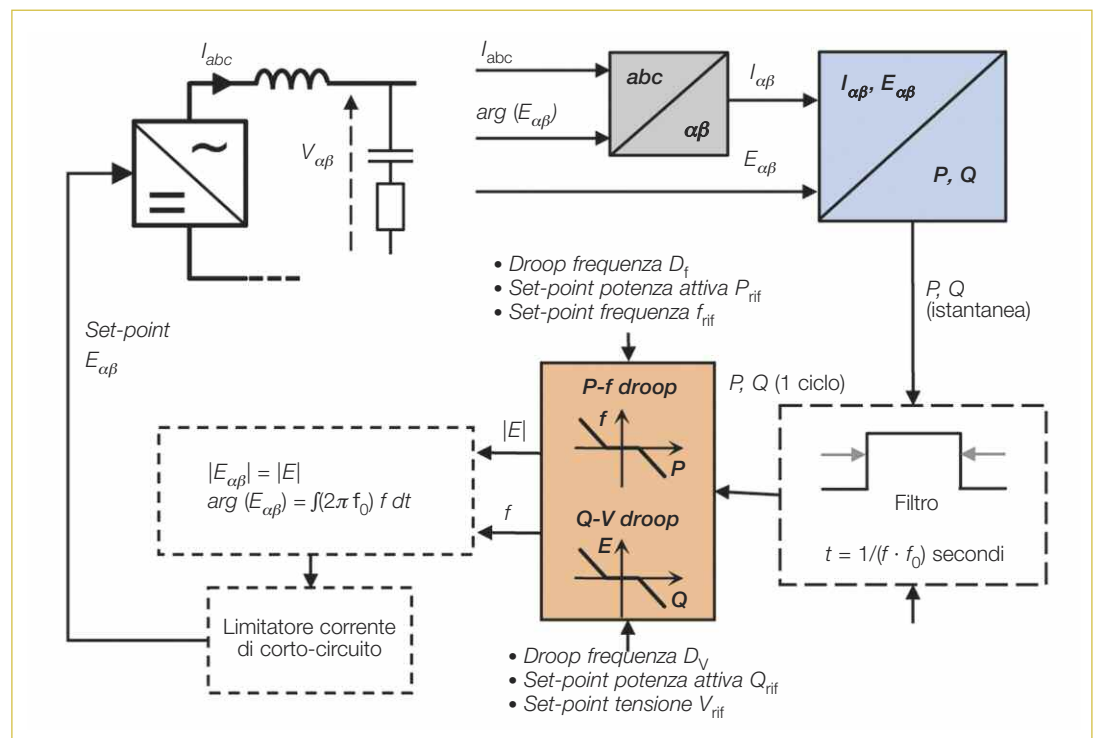
Un elemento critico è quindi il tempo richiesto per filtrare la frequenza e calcolare il RoCoF [55], ricordando che la risposta inerziale dei convertitori controllati con la tecnica DQCI è esprimibile come nell'equazione (11), dove  $M(s)$  è il filtro applicato per la misura del RoCoF,  $F(s)$  descrive il post-filtraggio e  $R(s)$  rappresenta la ri-

sposta del convertitore di potenza [32].

$$\Delta P_{p.u.} = -R(s) F(s) M(s) \frac{2H}{f_n} \frac{df}{dt} \quad (11)$$

Ritardare la misura del RoCoF per preservare la stabilità del sistema necessariamente comporta una riduzione dei benefici ottenibili nei primi istanti successivi al disturbo, pur se permangono i vantaggi in termini di contenimento della perturbazione di frequenza (associabili ad una regolazione primaria veloce). Inoltre, gli inverter con logiche di controllo DQCI, essendo controllati in corrente e agganciati alla tensione di rete, comportano ulteriori limitazioni, come basse correnti di guasto, possibili oscillazioni sub-sincrone e maggiore sensibilità a carichi squilibrati e armoniche, con potenziali effetti destabilizzanti per la rete [64, 65]. In letteratura, è stato verificato che tali convertitori statici, anche se abilitati a fornire inerzia sintetica, non possano operare in modo sicuro se la penetrazione di IFG supera il 65-70% o se sono inseriti in zone deboli della rete [66].

È possibile ovviare al problema controllando diversamente gli inverter, ovvero facendo in modo che operino come generatori equivalenti di tensione (logica VSM). Una prima tipologia di controllo, denominata VSM0H (*Virtual Synchronous Machine Zero Inertia*) [55, 64], riesce a risolvere la maggior parte dei problemi menzionati, consentendo di esercire il sistema anche con una generazione non sincrona pari al 100%. Lo schema di controllo è descritto nella **figura 9**.



**Figura 9**  
Schema di controllo VSM0H [55, 64].

È richiesta solo la misura delle correnti erogate dall'inverter sulle tre fasi, della tensione e della frequenza. Possono essere integrate misure facoltative lato rete, utili ad esempio per limitare la corrente di guasto e per ottimizzare i riferimenti di potenza attiva  $P_{rif}$  e reattiva  $Q_{rif}$ . Le misure di potenza attiva  $P$  e reattiva  $Q$ , ottenute come medie su ogni ciclo con un opportuno filtro, sono utilizzate per elaborare modulo e fase della tensione  $E_{\alpha\beta}$  attraverso una correlazione lineare (*droop*).

Tale logica di controllo VSM0H, non dotata di risposta inerziale, consente un'ottima regolazione primaria veloce, in quanto la potenza attiva erogata dipende dall'errore di frequenza. Su questa logica di controllo è possibile implementare un algoritmo aggiuntivo che simula la dinamica della macchina sincrona, al fine di ottenere un supporto inerziale. Lo schema esemplificativo è riportato nella **figura 10**. Il convertitore VSM include un modello rotorico (caratterizzato dalla relativa massa e dal coefficiente di smorzamento) e implementa la costante di inerzia equivalente  $H_{VSM}$  al fine di fornire una risposta proporzionale al RoCoF [64].

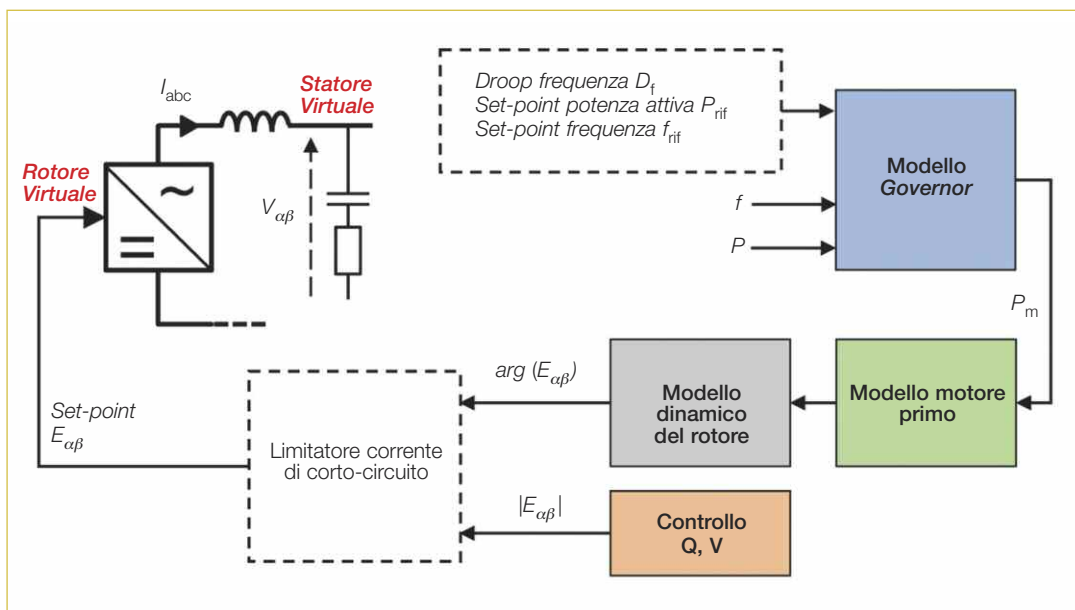
Il comportamento dinamico di un convertitore VSM è complessivamente equiparabile ad un generatore sincrono, ma consente il settaggio di parametri che nella realtà non sarebbero ottenibili per limiti fisici, di costo o di carattere meccanico/pratico. Inoltre, tali impostazioni possono essere agevolmente variate nel tempo (via software) in relazione alle condizioni di funzionamento della rete, garantendo ai convertitori VSM un comportamento molto flessibile.

## Conclusioni

Nel sistema elettrico futuro, la presenza massiva di generatori non dotati intrinsecamente di inerzia richiederà l'adozione di soluzioni specifiche in grado di garantire la stabilità della frequenza di rete a fronte di eventi disturbanti. I gestori di rete dovranno quindi affrontare nuove sfide, sia sotto il profilo tecnico che economico, valutando se dotarsi delle risorse necessarie oppure instaurare appositi mercati per la fornitura di tale servizio ancillare.

Velocizzare la risposta primaria consente di limitare l'ampiezza delle perturbazioni di frequenza, ma non ha effetto nel contenimento della derivata di frequenza negli istanti immediatamente successivi alla perturbazione. Sarà importante valutare l'estensione della fornitura della regolazione primaria agli IAFR non programmabili, attualmente esonerati, al fine di aumentare la riserva disponibile in rete. Tali impianti potranno valutare la convenienza di sistemi di accumulo dedicati per non parzializzare la generazione rinnovabile.

L'introduzione dell'inerzia sintetica sui convertitori elettronici interfacciati in rete (generatori rinnovabili, sistemi di accumulo, SVC e HVDC) è molto promettente, tuttavia alcuni aspetti di tipo economico e tecnico devono ancora essere affrontati. Da un lato, sarà necessario identificare chi sarà chiamato a contribuire all'inerzia equivalente del sistema, regolamentando tale servizio. Dall'altro, dovranno essere specificate le logiche di regolazione richieste, gli schemi di controllo (DQCI, VSM) ed i valori di taratura applicati agli inverter, oltre che i livelli minimi di accuratezza dei sistemi di misura.



**Figura 10** Schema di controllo VSM [64].

# bibliografia

- [1] IEA: *Energy Statistics of OECD Countries 2015*. [http://www.oecd-ilibrary.org/energy/energy-statistics-of-oecd-countries-2015\\_energy\\_stats\\_oecd-2015-en](http://www.oecd-ilibrary.org/energy/energy-statistics-of-oecd-countries-2015_energy_stats_oecd-2015-en)
- [2] IEA: *Renewables information: Overview 2017*. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/renewables-information---2017-edition---overview.html>
- [3] IEA: *World Energy Outlook 2015*. <https://www.iea.org/newsroom/news/2015/november/world-energy-outlook-2015.html>
- [4] RSE, ANIE ENERGIA: *I sistemi di accumulo nel settore elettrico*. Marzo 2015
- [5] Ulbig A., Rinke T., Chatzivasileiadis S., Andersson G.: *Predictive control for real-time frequency regulation and rotational inertia provision in power systems*. 52<sup>nd</sup> IEEE Conference on Decision and Control, Firenze, 2013, p. 2946-2953.
- [6] ENTSO-E: *Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe, Requirements and impacting factors*. Marzo 2016. Disponibile online.
- [7] Kundur P.: *Power system stability and control*. McGraw-Hill Inc. New York, 1994.
- [8] Kothari D.P., Nagrath I.J.: *Modern Power System Analysis*. McGraw Hill higher education edition, Giugno 2011.
- [9] Terna SpA: *Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza*. Luglio 2008.
- [10] Spahic E., Varma D., Beck G., Kuhn G., Hild V.: *Impact of reduced system inertia on stable power system operation and an overview of possible solutions*. IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, 2016, p. 1-5.
- [11] Nahid-AI-Masood, Modi N., Saha T.K., Yan R.: *Investigation of non-synchronous penetration level and its impact on frequency response in a wind dominated power system*. IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, 2016, p. 1-5.
- [12] Tielens P., Van Hertem D.: *Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables*. Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering, Delft, Olanda, 2012.
- [13] Ulbig A., Borsche T.S., Andersson G.: *Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation*. IFAC World Congress, Capetown, Sudafrica, 2014.
- [14] Tielens P., Van Hertem D.: *The relevance of inertia in power system*. Renewable and Sustainable Energy Review, Vol. 55, 2016.
- [15] Ciapessoni E., Cirio D., Gatti A., Pitto A.: *Renewable power integration in Sicily: Frequency stability issues and possible countermeasures*. IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid, Rethymno, 2013, p. 1-7.
- [16] Cao X., Abdulhadi I., Emhemed A., Booth C. Burt G.: *Evaluation of the impact of variable system inertia on the performance of frequency based protection*. 12<sup>th</sup> IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014), Copenhagen, 2014, p. 1-6.
- [17] Wang Y., Silva V., Lopez-Botet-Zulueta M.: *Impact of high penetration of variable renewable generation on frequency dynamics in the continental Europe interconnected system*. IET Renewable Power Generation, Vol. 10, 2016, p. 10-16.
- [18] ENTSO-E: *Future system inertia*. Disponibile online.
- [19] Zografos D., Ghandhari M.: *Estimation of power system inertia*. IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, 2016, p. 1-5.
- [20] Du P., Matevosyan J.: *Forecast System Inertia Condition and Its Impact to Integrate More Renewables*. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. PP, n. 99, p. 1-1.
- [21] Ashton P.M., Taylor G.A., Carter A.M., Bradley M.E., Hung W.: *Application of phasor measurement units to estimate power system inertial frequency response*. IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, 2013, p. 1-5.
- [22] Shamirzaee M., Ayoubzadeh H., Farokhzad D., Aminifar F., Haeri H.: *An improved method for estimation of inertia constant of power system based on polynomial approximation*. Smart Grid Conference (SGC), Tehran, 2014, p. 1-7.
- [23] Ulbig A., Borsche T.S., Andersson G.: *Analyzing Rotational Inertia, Grid Topology and their Role for Power System Stability*. IFAC-PapersOnLine, Vol. 48, n. 30, 2015, p. 541-547.
- [24] Bignucolo F., Cerretti A., Coppo M., Savio A., Turri R.: *Impact of distributed generation grid code requirements on islanding detection in LV networks*. Energies, Vol. 10, n. 2, 2017, p. 156.
- [25] Bignucolo F., Cerretti A., Coppo M., Savio A., Turri R.: *Effects of energy storage systems grid code requirements on interface protection performances in low voltage networks*. Energies, Vol. 10, n. 3, 2017, p. 387.
- [26] Yan R., Saha T., Modi N., Masood N., Mosadeghy M.: *The combined effects of high penetration of wind and PV on power system frequency response*. Applied Energy, Vol. 145, 2015, p. 320-330.
- [27] Adrianti, A.D.: *Risk assessment analysis to find optimum ROCOF protection setting*. 12<sup>th</sup> IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP), Copenhagen, 2014, p. 1-6.
- [28] ENTSO-E: *Continental Europe Operation Handbook*.
- [29] Prakash V., Bhakar R., Tiwari H.P., Pain H.W., Bian Y., Li F.: *Primary frequency response in future low carbon scenario: Opportunities & challenges*. International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE), Jaipur, 2016, p. 1-6.
- [30] Jomaux J., Mercier T., De Jaeger E.: *A methodology for sizing primary frequency control in function of grid inertia*. IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, 2016, p. 1-6.
- [31] The Commission for Energy Regulation (CER): *Rate of change of frequency (ROCOF) modification to the grid code*. Technical report, CER, 2014.
- [32] ENTSO-E: *High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS)*. Marzo 2017.
- [33] Daly P., Flynn D., Cunniffe N.: *Inertia considerations within unit commitment and economic dispatch for systems with high non-synchronous penetrations*. IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, 2015, p. 1-6.
- [34] Ha Thi Nguyen, Guangya Yang, Nielsen A.H., Jensen P.H.: *Frequency stability improvement of low inertia systems using synchronous condensers*. IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), Sydney, NSW, 2016, p. 650-655.
- [35] Liu Y., Yang S., Zhang S., Peng F.Z.: *Comparison of synchronous condenser and STATCOM for inertial response support*. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Pittsburgh, PA, 2014, p. 2684-2690.
- [36] Bignucolo F., Caldon R., Coppo M., Pasut F., Pettinà M.: *Integration of Lithium-Ion Battery Storage Systems in Hydroelectric Plants for Supplying Primary Control Reserve*. Energies, Vol. 10, n. 1, 2017, p. 98.
- [37] National Grid (UK), *Enhanced Frequency Response*. <http://www2-nationalgrid.com/Enhanced-Frequency-Response.aspx>
- [38] Bignucolo F., Pettinà M., Caldon R., Pasut F.: *Regolazione di frequenza e rinnovabili: nuove prospettive per i sistemi di accumulo*. L'Energia Elettrica, Vol. 94, n. 2, 2017, p. 41-52.
- [39] Bignucolo F., Caldon R., Pettinà M., Pasut F.: *Renewables contributing to primary control reserve: the role of battery energy storage systems*. IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Milan, 2017, p. 1-6.
- [40] Rezkalla M., Marinelli M., Pertl M., Heussen K.: *Trade-off analysis of virtual inertia and fast primary frequency control during frequency transients in a converter dominated network*. IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia), Melbourne, 2016, p. 890-895.

- [41] Kayikci M., Milanovic J.V.: *Dynamic contribution of DFIG-based wind plants to system frequency disturbances*. IEEE Trans. Power Syst., Vol. 24, n. 2, 2009, p. 859-867.
- [42] Conroy J. F., Watson R.: *Frequency response capability of full converter wind turbine generators in comparison to conventional generation*. IEEE Trans. Power Syst., Vol. 23, n. 2, 2008, p. 649-656.
- [43] Sun Y-z, Zhang Z-s, Li G-j, Lin J.: *Review on frequency control of power systems with wind power penetration*. IEEE Power Syst Technol Conference (POWERCON), Hangzhou, 2010, p. 1-8.
- [44] Wu L., Infield D.G.: *Towards an assessment of power system frequency support from wind plant - Modeling aggregate inertial response*. IEEE Trans. Power Syst., Vol. 28, n. 3, 2013, p. 2283-2291.
- [45] Morren J., De Haan S.W., Kling W.L., Ferreira J.: *Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control*. IEEE Trans. Power Syst., Vol. 21, n. 1, 2006, p. 433-434.
- [46] Díaz-González F., Hau M., Sumper A., Gomis-Bellmunt O.: *Participation of wind power plants in system frequency control: review of grid code requirements and control methods*. Renew. Sustain. Energy Rev., Vol. 34, 2014 p. 551-564.
- [47] Arani M.F.M., El-Saadany E.F.: *Implementing virtual inertia in DFIG-based wind power generation*. IEEE Trans. Power Syst., Vol. 28, n. 2, 2013, p. 1373-1384.
- [48] Wang X., Yue M., Muljadi E.: *PV generation enhancement with a virtual inertia emulator to provide inertial response to the grid*. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Pittsburgh, PA, 2014, p. 17-23.
- [49] Tan Y.T.: *Impact on the power system with large penetration of photovoltaic generation*. [Ph.D.thesis], The University of Manchester Institute of Science and Technology, 2004.
- [50] Liu Y., Zhu L., Zhan L., Gracia J.R., King T.J., Liu Y.: *Active power control of solar PV generation for large interconnection frequency regulation and oscillation damping*. Int. J. of Energy Res., Vol. 40, n. 3, 2015, p. 353-361.
- [51] Alhejaj S. M., Gonzalez-Longatt F. M.: *Impact of inertia emulation control of grid-scale BESS on power system frequency response*. International Conference for Students on Applied Engineering (ICSAE), Newcastle Upon Tyne, 2016, p. 254-258.
- [52] Bignucolo F., Raciti A., Caldon R.: *Coordinating active and reactive energy balances in islanded networks supported by renewables and BESS*. 3<sup>rd</sup> Renewable Power Generation Conference (RPG), Napoli, 2014.
- [53] Rakhshani E., Rodriguez P.: *Inertia Emulation in AC/DC Inter-connected Power Systems Using Derivative Technique Considering Frequency Measurement Effects*. IEEE Trans. Power Syst., Vol. 32, n. 5, 2017, p. 3338-3351.
- [54] D'Arco S., Suul J. A.: *Virtual synchronous machines - Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids*. IEEE Grenoble Conference, Grenoble, 2013, p. 1-7.
- [55] Yu M. et al.: *Use of an inertia-less Virtual Synchronous Machine within future power networks with high penetrations of converters*. Power Systems Computation Conference (PSCC), Genoa, 2016, p. 1-7.
- [56] Xu T., Jang W., Overbye T.: *An Economic Evaluation Tool of Inertia Services for Systems with Integrated Wind Power and Fast-Acting Storage Resources*. 49<sup>th</sup> Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS), Koloa, HI, 2016, p. 2456-2465.
- [57] Thiesen H., Jauch C., Gloe A.: *Design of a System Substituting Today's Inherent Inertia in the European Continental Synchronous Area*. Energies, Vol. 9, n. 8, 2016, p. 582.
- [58] Elansari A.S., Finney S.J., Burr J., Edrah M.F.: *Frequency control capability of VSC-HVDC transmission system*. 11<sup>th</sup> IET International Conference on AC and DC Power Transmission, Birmingham, 2015, p. 1-6.
- [59] Zhu J., Booth C.D., Adam G.P., Roscoe A.J., Bright C.G.: *Inertia Emulation Control Strategy for VSC-HVDC Transmission Systems*. IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 28, n. 2, 2013, p. 1277-1287.
- [60] Fradley J., Preece R., and Barnes M.: *VSC-HVDC for frequency support (a review)*. 13<sup>th</sup> IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2017), Manchester, 2017, p. 1-6.
- [61] Junyent-Ferr A., Pipelzadeh Y., Green T.C.: *Blending HVDC-Link Energy Storage and Offshore Wind Turbine Inertia for Fast Frequency Response*. IEEE Trans. on Sust. Energy, Vol. 6, n. 3, 2015, p. 1059-1066.
- [62] Imhof M., Andersson G.: *Power system stability control using Voltage Source Converter based HVDC in power systems with a high penetration of Renewables*. Power Systems Computation Conference (PSCC), Wroclaw, 2014, p. 1-7.
- [63] ENTSO-E: *Need for synthetic inertia (SI) for frequency regulation*. Marzo 2017. Disponibile online.
- [64] Roscoe A.J. et al.: *A VSM (virtual synchronous machine) converter control model suitable for RMS studies for resolving system operator/owner challenges*. 15<sup>th</sup> Wind Integration Workshop, Vienna, 2016.
- [65] Ierna R., Zhu J., Urdal H., J Roscoe A., Yu M., Dysko A., Booth C.: *Effects of VSM Converter Control on Penetration Limits of Non-Synchronous Generation in the GB Power System*. 15<sup>th</sup> Wind Integration Workshop, Vienna, 2016.
- [66] Yu M. et al.: *Instantaneous penetration level limits of non-synchronous devices in the British power system*. IET Renewable Power Generation, Vol. 11, n. 8, 2017, p. 1211-1217.

## IL CIGRE Italia presente al CdA e al Colloquium dello SC B5 (Auckland, 11-15 settembre 2017)



CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDS RESEAUX ELECTRIQUES  
INTERNATIONAL COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS

COMITATO NAZIONALE ITALIANO

Si è svolto a Auckland il Consiglio di Amministrazione del CIGRE con all'ordine del giorno numerose iniziative tra le quali la preparazione della Sessione Generale del 2018 all'interno della quale si prevede un evento speciale dedicato a CEO. Contestualmente si è anche svolto

l'incontro dello Steering Committee CIGRE. Nello stesso periodo si sono tenuti sia il Colloquium dello Study Committee B5 (Protection and Automation) del CIGRE e l'Asia Oceania Regional Council Technical Meeting. La presenza del Comitato Nazionale Italiano è stata

assicurata nel CdA dall'ing. Rebolini, presidente del CNI.

I Preferential Subject del Colloquium erano:

► PS1: Challenges of design and Maintenance of IEC 61850 based systems: 30 articoli da 19 Paesi, che hanno descritto le rispettive esperienze relative all'utilizzo del modello di comunicazione IEC 61850 nei sistemi.

► PS2: Protection Issues in Modern Power Systems with Renewable Generation and Storage: 18 articoli da altrettante nazioni, focalizzati sull'im-

patto degli impianti di generazione distribuita da fonti rinnovabili sulle architetture e sulle prestazioni dei sistemi di protezione.

► PS3: The Impact on Protection and Control from Working Existing Assets Harder (15 articoli da 10 nazioni), che hanno descritto le condizioni di stress a cui sono sottoposti i sistemi di automazione in conseguenza del maggior sfruttamento degli apparati primari (linee, macchinario, ecc.).

Lo SCB5 italiano ha presentato una comunicazione relativa al PS1, dal ti-



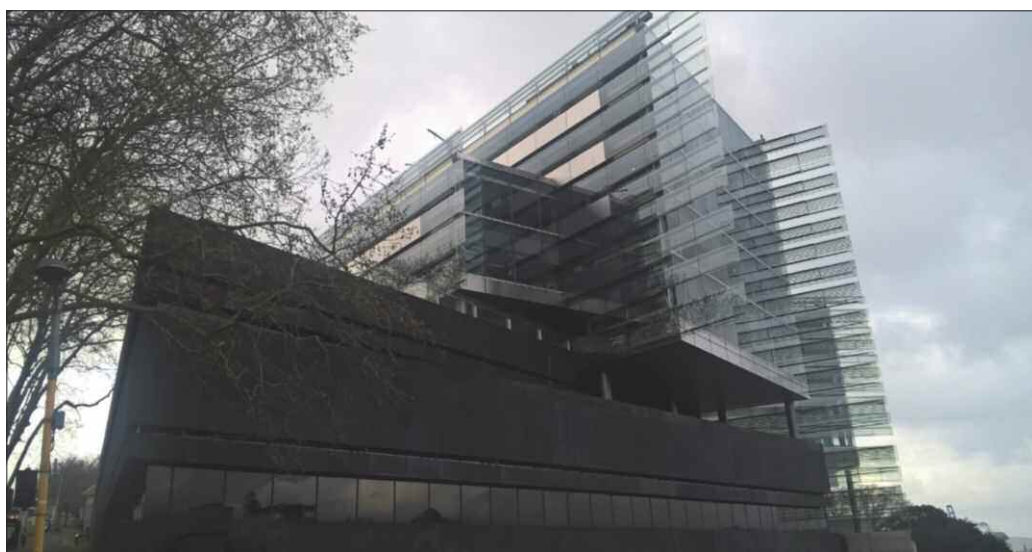
Foto Porto turistico di Auckland.



Foto Manifesto Eventi CIGRE.



**Foto** Consiglio di Amministrazione CIGRE.



**Foto** Facoltà di Ingegneria sede del Colloquium.

tolo “Design, maintenance, renewal and refurbishment strategies for Substation Automation Systems”.

Autori del paper sono Massimo Petrini, Emiliano Casale, Michele Pedicino, Tiziano Fabio, Gilberto Ricci e Massimo Rebolini, tutti di Terna Rete Italia.

L'articolo, il cui contenuto è stato riassunto in un poster dedicato, ha descritto l'insieme delle soluzioni adottate da Terna per la gestione dei sistemi di automazione in esercizio (aggiornamento funzionale, modifiche, estensioni di layout, prolungamento del ciclo

di vita), distinte per tipologia di sistema (elettromeccanico, digitale, ibrido). Durante il Colloquium si è tenuto il Kick Off Meeting del neocostituito Working Group Cigre B5 63: Protection, Automation and Control System Asset Management.

Il Gruppo di Lavoro, costituito da oltre 20 membri di Paesi di tutto il mondo e coordinato da Massimo Petrini (Terna Rete Italia), ha lo scopo di raccogliere l'esperienza a livello internazionale e di fornire indicazioni nel campo della gestione dell'asset sistema di automazione e

controllo: ciclo di vita, gestione dell'obsolescenza tecnologica, dipendenza dai fornitori per modifiche, tool di configurazione, accesso remoto ai sistemi per monitoraggio e diagnostica, cyber security e formazione. I risultati saranno senz'altro di estrema utilità per i tecnici del settore e per gli Asset Manager degli operatori elettrici.

Durante le giornate è stata organizzata anche una visita presso la stazione elettrica Vector, presso la quale è installato un complesso di batterie TESLA. L'installazione viene



Foto Visita alla Stazione della Vector.

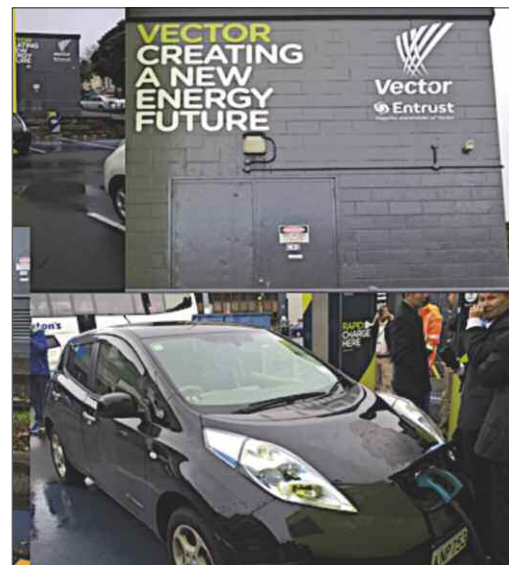


Foto Posto di Ricarica veicoli elettrici.

considerata da Vector una prima installazione “pilota”.

Dopo la visita alla stazione, la Società Vector ha mostrato un posto di carica di auto elettriche installato in una zona industriale di Auckland. Il settore delle auto elettriche in Nuova Zelanda è in forte aumento, con oltre 22.000 sessioni di carica rapida e 180 MWh di elettricità per utenti EV, coerenti anche con una costante crescita demografica, in particolare in città come Auckland che, con una popolazione di 1.4 milioni di abitanti, vede ogni settimana un incremento di più di 800 nuovi abitanti e 800 nuove autovetture.

Su questo tema, nel corso dello AORC (Asia-Oceania Regional Council) Technical Meeting, sono stati presentati alcuni articoli da parte della delegazione Thaiandese, tra cui uno del Metropolitan Electricity Authority Thailand, dal titolo “*Preparation of Electric Vehicle Infrastructure According to Thailand's Energy 4.0 Policy*” ed uno dal titolo “*Increasing Number of Electric Vehicles — Impacts on the Power System and the Proposed Alleviation*”, mentre lo Aichi Institute of Technology e la Nagoya University del Giappone hanno presentato un paper intitolato “*Study on output fluctuation of photovoltaic generation using electric vehicle in small power system*”.

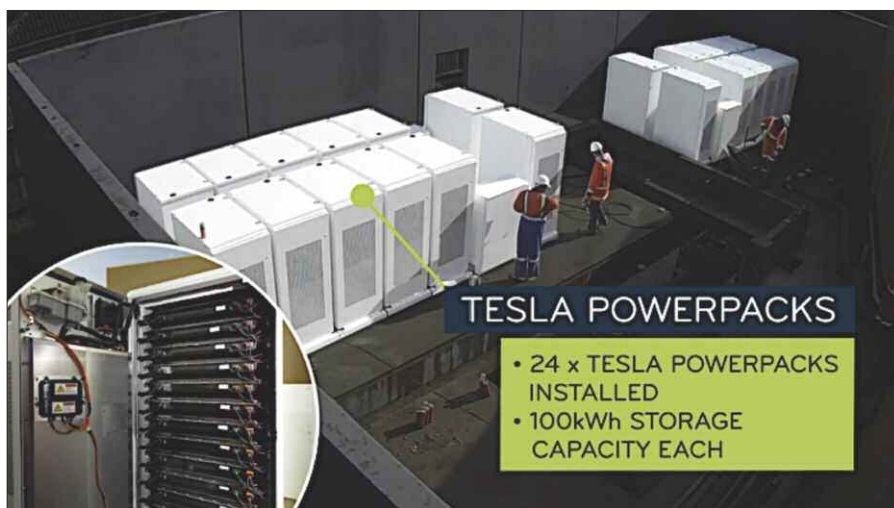


Foto Powerpacks della Tesla.



Foto Particolare del complesso storage Tesla.

Novità

# UPS rotante Piller UNIBLOCK+™



Distretto finanziario di Francoforte in cui Piller è stata scelta dalle maggiori istituzioni finanziarie.

© Photo by Frank Heisen

## Affidabilità ineguagliabile PIU' efficienza incomparabile

Il nuovo UPS rotante Piller **UNIBLOCK UBT+™** e **UBTD+™** raggiunge una efficienza reale del 97% e un risparmio senza precedenti sui costi operativi lungo l'intera vita disponibile del tuo data center.

La nostra tecnologia all'avanguardia riduce le perdite del 25% per fornire un rendimento del 95% a carico parziale, incrementando la densità di potenza del 25%, con più kW a parità di dimensioni.

Inoltre, non vi sono condensatori e nessun utilizzo di bypass in 'eco mode'. Se stai pianificando un investimento per sviluppare il tuo data center e vorresti sapere perchè le maggiori aziende del mondo affidano la protezione dei loro data centers a Piller, contattaci oggi. [datacenterprotect@piller.com](mailto:datacenterprotect@piller.com)

### Nothing protects quite like Piller



[www.piller.com](http://www.piller.com)

UPS ROTANTI | UPS ROTANTI IBRIDI | DIESEL UPS ROTANTI | UPS STATICI | COMMUTATORI STATICI DI RETE  
ACCUMULATORI DI ENERGIA CINETICA | ALIMENTAZIONE VELIVOLI A TERRA | CONVERTITORI DI FREQUENZA  
ALIMENTAZIONE A BORDO NAVI | INTEGRAZIONE NEI SISTEMI ESISTENTI

Piller Germany GmbH & Co. KG | Piller USA Inc. | Piller Australia Pty. Ltd. | Piller France SAS  
Piller Italia S.r.l. | Piller Iberica S.L.U. | Piller Power Singapore Pte. Ltd. | Piller UK Limited

# SMART I40 LA GALASSIA DELLE OPPORTUNITÀ



## eLETTRICA®

**DUEMILADICIOTTO**

Le industrie e i più importanti operatori dell'impiantistica, della domotica, dell'automazione, delle energie alternative, si incontrano a Elettrica 2018 per presentare e condividere il loro approccio SMART in ottica I40, e per loro Comoli Ferrari ha preparato **una nuova formula.**

Più spazi, più novità, più eventi, più convegni e workshop, più offerte speciali: la 9ª edizione ha un programma unico, personalizzato, per tutti. Registratevi subito e potrete fin d'ora scegliere le attività che più vi interessano ed entrare immediatamente nel mondo di Elettrica con tutti i vantaggi che Comoli Ferrari ha preparato per voi. La Elettrica 2018 Experience inizia subito. Vi aspettiamo.

**Registrati qui.**



**Le opportunità  
iniziano oggi.**

**[www.elettricanovara.it](http://www.elettricanovara.it)**

**DAL 12 AL 15 APRILE  
2018**

**PALA IGOR NOVARA**

Piazzale dello Sport Olimpico, 2  
C.so Trieste - Novara

un'iniziativa **GRUPPO  
COMOLI FERRARI**