

# Sistema elettrico della Russia

Massimo Rebolini *Fellow Honorary Member CIGRE*

*Questo secondo articolo sui Sistemi Elettrici di Paesi Extraeuropei, che giocheranno un ruolo essenziale nella Transizione Energetica per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>, descrive il Sistema Elettrico della Russia*

## Introduzione

L'articolo è stato scritto precedentemente agli sviluppi recenti della crisi tra Ucraina e Russia. Scopo della descrizione, susseguente a quella già pubblicata sull'India, era quella di mettere in evidenza le criticità del Sistema Elettrico russo e le azioni intraprese per una lotta ai cambiamenti climatici in accordo con gli obiettivi che molti si sono dati per il contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Nell'articolo già si metteva in evidenza, data anche l'estensione geografica del paese, l'influenza della storia e della geopolitica sulla Rete Elettrica di Trasmissione russa e sulle fonti di generazione elettrica.

L'evento così drammatico ha nei fatti reso gli scenari sulle emissioni di gas serra dei recenti rapporti pubblicati da organismi internazionali (IEA, WEC, ecc.), che erano aggiornati all'evento pandemia mondiale del Covid, irrealistici.

Molti Stati della UE stanno rivedendo i loro programmi energetici a causa della loro dipendenza dal gas russo.

L'Italia sta valutando di mantenere in funzionamento alcune delle centrali a carbone di cui

era previsto il phase out proprio nel breve periodo, la Germania sta valutando il mantenimento delle proprie centrali nucleari oltre al 2022 e di continuare con centrali a lignite senza bloccare le miniere. Molti dei progetti citati nell'articolo, in particolare quelli relativi alle interconnessioni sono destinati ad essere annullati o rinviati.

Tutti i TSO dell'Europa Continentale sono impegnati per garantire il sincronismo con le reti elettriche ucraina e moldava mostrando ancora una volta come l'energia elettrica sia un vettore energetico che non conosce confini politici ma richiede cooperazione per ottenere comuni obiettivi che i cambiamenti climatici avevano già messo a dura prova.

L'evento in questione crea un duro colpo alla condivisione della conoscenza e all'esperienza di esercizio che la comunità degli scienziati, dei ricercatori, delle industrie, dei laboratori di prova si sforza di perseguire nel settore elettrico per lo sviluppo della innovazione tecnologica e la sua standardizzazione, elementi chiave per la transizione energetica.

## Dati di base del Sistema Elettrico russo

La Russia tra le nazioni è quella che ha la superficie più grande al mondo. I dati di base sono riportati in **tabella 1**.

Il consumo di elettricità nel 2018 è stato di 999,37 TWh [1] mentre l'intensità di CO<sub>2</sub> del settore *Power* in Russia è stata, nel 2020, pari a 325 gCO<sub>2</sub>/kWh [2] confrontata con una media globale mondiale che si è portata nell'ultimo periodo a 475 gCO<sub>2</sub>/kWh [3].

**Tabella 1** Dati di base sistema russo

|  |                            |
|--|----------------------------|
| Superficie                             | 17.125.407 km <sup>2</sup> |
| Popolazione                            | 146 milioni                |
| Numero TSO                             | 1 (95%)                    |
| Numero DSO                             | 3500 (2015)                |
| Generazione Elettrica Totale (2019)    | 1.125,2 TWh                |
| Consumo di Elettricità (2018)          | 999,37 TWh                 |
| Fusi orari                             | 9                          |
| Consumo pro-capite (2018-2019)         | 7069 kWh                   |
| Intensità CO <sub>2</sub> Power Sector | 325 gCO <sub>2</sub> /kWh  |

L'ultima descrizione del Sistema Elettrico Russo venne pubblicata nella Rivista "L'Elettrotecnica" da Filippo Coppadoro nel Dicembre 1981 e riguardava l'Unione Sovietica [4].

Nel 1989, con la scomparsa dell'URSS e i cambiamenti geopolitici che ne derivarono, anche il Sistema Elettrico della Russia subì una profonda crisi: basti pensare che nel 1990 il consumo di elettricità era di 1074 TWh, che scese a 809 TWh nel 1998. Storicamente il settore energia russo è stato sviluppato attraverso un processo fortemente centralizzato mediante Piani di Sviluppo Quinquennali accompagnati da una struttura gerarchica di tutte le industrie energetiche amministrate dal centro mediante infrastrutture singole di trasporto, esportazione e stoccaggio e gestite con dispacciamento centralizzato [5]. A partire dal 2001, come riportato in **figura 1** dove sono rappresentati anche gli step intermedi, si è introdotta dapprima una fase di Mercato Regola-

to mentre dal 2006 ha preso forma un mercato competitivo.

La prima ondata del processo di investimento nel settore dell'energia elettrica della Federazione Russa (2008-2018), il cui scopo principale era quello di attrarre investimenti privati nella costruzione di nuove centrali elettriche, ha reso possibile sostituire un certo numero di unità ormai vecchie e inefficaci, smantellate dai proprietari e sostituite con nuovi impianti. Il modello di mercato della capacità, applicato dal 2016, ha sviluppato meccanismi per sostenere l'adeguatezza del sistema in una prospettiva di medio termine favorendo, con pagamenti all'operatore fuori mercato, il mantenimento in esercizio di centrali operanti in modalità *must run* onde evitare rischi locali alla interruzione di elettricità e calore (questa tecnologia che sfrutta il calore delle centrali anche come teleriscaldamento è molto diffusa in Russia).

**Figura 1**  
Evoluzione del mercato elettrico in Russia



**Tabella 2** Russia - Capacità installata, generazione e copertura carico

| Sistema Generazione e Picco di Carico               | Capacità Installata (2020) |             | Generazione elettrica (2020) | Copertura   |
|---|----------------------------|-------------|------------------------------|-------------|
| <b>CAPACITÀ GENERAZIONE TOTALE INSTALLATA</b>       | <b>246,3 GW</b>            | <b>100%</b> | <b>1081 TWh</b>              | <b>100%</b> |
| Da Fonte Termica (Carbone e olio combustibile, gas) | 164,6 GW                   | 66,82%      | 679,9 TWh                    | 63%         |
| Da Fonte Idro                                       | 49,9 GW                    | 20,24%      | 190,3 TWh                    | 17,6%       |
| Da Fonte Nucleare                                   | 30,3 GW                    | 12,31%      | 208,8 TWh                    | 19,3%       |
| Da Fonte Eolica                                     | 0,2 GW                     | 0,08%       | 0,3 TWh                      | < 0,1%      |
| Da Fonte Solare                                     | 1,4 GW                     | 0,55%       | 1,3 TWh                      | 0,1%        |
| <b>PICCO DI CARICO 151,6GW (2020)</b>               |                            |             |                              |             |

## Uno sguardo alla generazione e alle risorse

Il complesso degli impianti dell'UES (*Unified Energy System of Russia*) ammonta a 846 centrali elettriche con potenza superiore a 5 MW. In **tabella 2** sono riportati i dati ad oggi più aggiornati.

Come si può notare la fonte fossile è largamente prevalente fornendo il 63% del totale anche se formata in gran parte su tecnologie obsolete (solo il 25% si basa su turbine a gas o a cicli combinati, mentre solo il 22% delle centrali a carbone usano tecnologie ipercritiche [5]). Altre due fonti: idrico e nucleare sono largamente impiegate permettendo quindi di contenere l'intensità di CO<sub>2</sub> del settore *Power* al di sotto della media mondiale. Dal 2020 lo sviluppo del Nucleare e delle Fonti Rinnovabili è stato pianificato per mettere in servizio nuova capacità di generazione riducendo la percentuale relativa a fonti fossili.

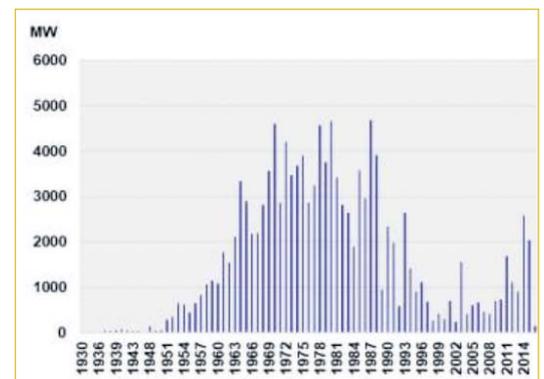
In **figura 2** è riportata la collocazione delle due fonti fossili impiegate per la generazione elettrica; il petrolio, pur rilevante come giacimenti, non viene riportato in quanto ormai residuale ai fini della generazione. La Russia è il primo paese al mondo per riserve di giacimenti di gas (50.551 miliardi di m<sup>3</sup> pari al 25,1% del totale mondiale) e il secondo produttore al

mondo con oltre 700 miliardi di m<sup>3</sup>); è il secondo per riserve di carbone con 160.3 miliardi di tonnellate (il 15,2% del totale mondiale) e il sesto produttore al mondo e terzo esportatore con 210 milioni di tonnellate. Va considerato che la maggior parte delle centrali di generazione con turbine a vapore sono entrate in funzione negli anni 1960-1990 del secolo scorso a partire da unità di potenza relativamente piccola sino a potenze di grande capacità unitaria 800 MW, come riportato in **figura 3** [tratta da rif.6].

A partire dal 2019 il 60% delle turbine delle centrali termiche pari a 126 GW di capacità installata hanno raggiunto un effettivo tempo di funzionamento superiore al periodo pianificato dalla loro vita utile di funzionamento. Alle attuali condizioni la quota di capacità di queste centrali raggiungerà l'80% entro il 2030. Numerosi sono gli studi su metodi tecnologici per estendere il tempo di vita dei turbogeneratori [7].



**Figura 2**  
Collocazione delle fonti fossili-carbone e gas



**Figura 3**  
Capacità installata di centrali termiche per anno iniziale di funzionamento

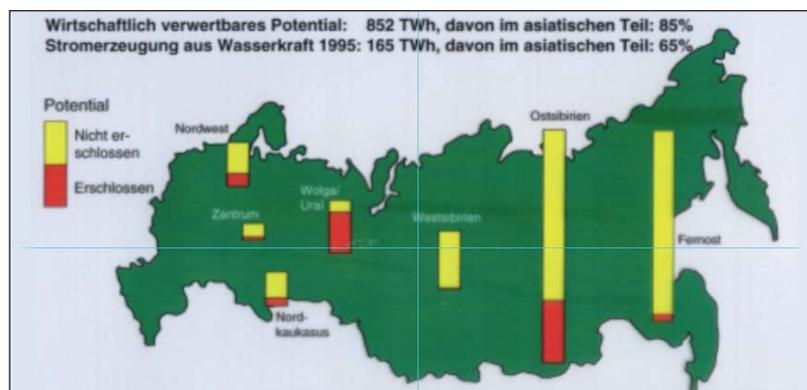
Per una descrizione di dettaglio degli strumenti di mercato adottati per la gestione del parco termoelettrico si rimanda sempre al riferimento [6].

La Russia è il secondo paese al mondo, dopo la Cina, per risorse idroelettriche economicamente sfruttabili pari a 852 TWh [8]. In **figura 4** ne è riportata la collocazione: si vede che la gran parte di esse si trova nella parte asiatica (55%) e in particolare in Siberia (49,5%), anche se non mancano risorse anche nella parte europea [9].

Anche il settore idroelettrico è stato realizzato in gran parte nel periodo sovietico. Nell'agosto del 2009 avvenne un grave incidente alle turbine della centrale idroelettrica di Sayano-Shushenskaya sul fiume Yenisey provocando 75 vittime tra le maestranze. La centrale da 6400 MW è la più grande in Russia e questo evento provocò il blocco della sua operatività sino al 2015, anno del completamento delle necessarie riparazioni. Questo incidente mise in evidenza la necessità di procedere a nuovi investimenti sul-

l'idroelettrico per rimpiazzare componenti ormai vetusti. È un obiettivo russo quello di incrementare il nuovo idroelettrico specie in Siberia, nel Nord e nel Caspio. La RusHydro, la compagnia federale che gestisce la gran parte di queste risorse, pari a 38,9 GW di capacità installata, ha commissionato la costruzione dell'impianto idroelettrico di Zelenchuskaia da 140 MW sul fiume Kuban nella regione del Nord Caucaso. L'impianto, ad acqua fluente, sarà provvisto anche con due gruppi reversibili di pompaggio per complessivi 160 MW. Attualmente, dei 49,9 GW di capacità installata, 1,4 GW sono di impianti di pompaggio. C'è da osservare che lo sviluppo dell'industria idroelettrica in Russia si trova di fronte a seri problemi derivanti da quattro fattori: a) crisi economica interna, b) introduzione nel 2014 delle sanzioni contro la Russia, c) declino del prezzo del petrolio sui mercati mondiali, d) sviluppo del nucleare domestico, e) lunga durata dei tempi di costruzione di nuovi impianti. Per queste ragioni si stima che la generazione da fonte idroelettrica dall'attuale 18% dovrebbe scendere al 14% nel 2035 come riportato nel rif.[9]. La strategia energetica della Russia al 2030 punta sulla realizzazione di small, micro e mini HPS nei territori isolati della Siberia e nel Far East.

**Figura 4**  
Risorse idroelettriche: in giallo quelle economicamente sfruttabili, in rosso quelle realizzate



**Figura 5**  
Collocazione delle fonti rinnovabili: eolica e solare



Nella **figura 5** è rappresentata la collocazione delle fonti eolica e solare che sono in gran parte nelle regioni meridionali della Russia.

Sin dalla metà del 2013 lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Russia è regolato da un decreto denominato "Procedure per favorire l'uso delle energie rinnovabili nel Mercato all'ingrosso della potenza". La legge stabilisce che soggetti svilup-

patori di progetti con taglie fra 5 MW e 25 MW possano partecipare a gare annuali per contratti di fornitura con gli amministratori del Sistema di trading. I vincitori sono premiati sia in termini di capacità sia per l'energia che forniscono con contratti a lungo termine (15 anni) e con tariffe prefissate. Le aste tra il 2014 e il 2020 sono state mantenute entro la soglia di 5871 MW ripartita nel modo seguente: 3600 MW eolico, 1520 solare e 751 MW small hydro. Valori che per il periodo 2019-2024 son stati incrementati con altri 313 MW. Gli impianti eolici e solari in Russia sin qui realizzati hanno un tempo di funzionamento annuo, alla capacità nominale, di 1602 e 1286 ore rispettivamente. Le previsioni a seconda degli scenari adottati fissano un incremento per l'eolico a 20 TWh nel 2030 mentre per il solare a 19 TWh al 2030.

Infine per completare il quadro della generazione, un cenno al nucleare che riveste particolare importanza per la Rete Elettrica Russa e per gli obiettivi di transizione energetica. Nella **figura 6** sono rappresentati i siti delle centrali nucleari in esercizio.

Le centrali sono ubicate lungo la costa o, in gran parte, lungo assi fluviali. Sono anch'esse in prevalenza nelle regioni occidentali mentre alcune sono collocate antistanti il Mar Artico. La generazione da fonte nucleare ha toccato 216 TWh a fine 2020 con una pianificazione che prevede di raggiungere i 254 TWh nel 2030 e oltre 400 TWh nel 2050. La Russia attraverso la società ROSATOM ha un ambizioso piano per incrementare la propria tecnologia anche all'estero. Sono in corso di costruzione la centrale di Roopur (2 VVER x1,2 GW) nel Bangladesh, una

unità della centrale (2xVVER1,2GW) in Bielorussia, la centrale (due unità VVER) di Tianwan in Cina, 3 unità VVER1000 della centrale di Kundukalam in India già dotata di 2 unità in esercizio e tre unità della centrale di Akkuyu prevista con 4 unità da 1200 MW VVER in Turchia. Altri progetti sono al momento rinviati (centrale di El Dabaa in Egitto) o sospesi (come la centrale sempre VVER di Hanhiviki-1 in Finlandia e le due nuove unità VVER 1200 a Paks in Ungheria).

Al 2021 le unità nucleari in esercizio sono 38, di cui 24 con reattori tipo PWR (ad acqua pressurizzata) denominati VVR con taglie da 1200-1000-440 MW e due da 35 MW; questi ultimi hanno la caratteristica di essere su piattaforma galleggiante. La prima realizzazione, denominata Akademik Lomonosov, è stata completata nel 2020 e installata nella baia di Pevek. È la centrale più a nord a livello mondiale. Altre 14 unità sono del tipo LWGR (ad acqua leggera e moderate a grafite del tipo RBMK) mentre 2 unità sono FBR (raffreddate al sodio).

L'ultimo Programma russo prevede di portare la percentuale di energia elettrica prodotta da fonte nucleare al 25-30% nel 2030, al 45-50% al 2050 e al 70-80% a fine secolo. Sono già pianificate 8 nuove unità (tutte da 1200 MWe) da realizzare e mettere in esercizio nel periodo 2022-2030.

Da sottolineare che la Russia intende promuovere una nuova tappa (Progetto denominato Proryv "Svolta") della sua tecnologia con reattori che operano con neutroni veloci al fine di chiudere il ciclo del combustibile. Questo tipo di reattori dovrebbero raggiungere 14 GWe di ca-



**Figura 6**  
Siti delle centrali nucleari in Russia

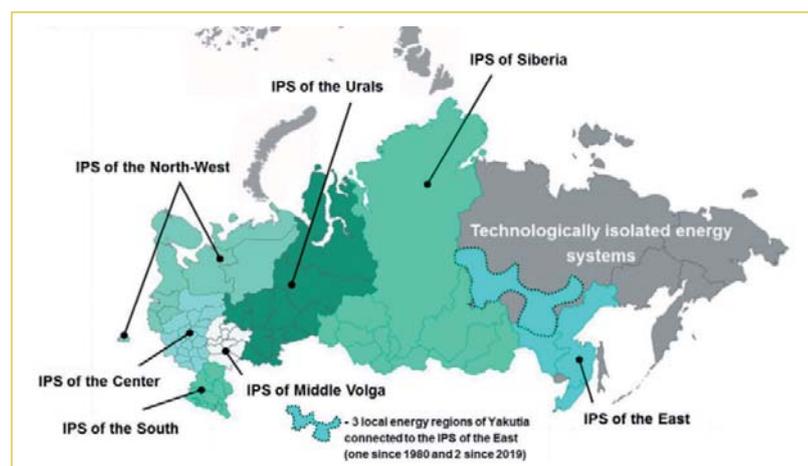
pacità installata nel 2030 e altri 34 GWe al 2050. Questa tecnologia permetterebbe di bilanciare i reattori termici con quelli veloci riducendo sia la quantità di combustibile necessaria al funzionamento (uranio naturale, torio) sia per ridurre le scorie radioattive prodotte.

## La rete elettrica di trasmissione

Il Sistema Elettrico della Federazione Russa è controllato da PJSC (Federal Grid Company del *Unified Energy System* - UES) e consiste in 71 Sistemi regionali che a loro volta formano 7 Sistemi Energetici Integrati (IPS): Est, Siberia, Urali, Medio Volga, Sud, Centro e Nord Ovest come riportato in **figura 7**.

I dati principali della Rete Elettrica Russa sono riportati in **tabella 3**.

Va osservato che la linea a 1150 kV è esercita a 500 kV mentre la differenza dei km di linee elettriche tra il 1981 (la Rete di Trasmissione che aveva 131.600 km [1]) e i valori attuali riportati in **tabella 3**, confermano l'impatto della crisi dell'URSS anche sulla rete di Trasmissione tanto che il deprezzamento delle linee raggiunse il 50% nel 2009. Nel 2001 come già detto iniziò il periodo delle riforme che condusse alla cessazione, nel 2008, del Sistema di Energia Unificato della Russia (RAO UES) e alla successiva



**Figura 7**  
Sistema elettrico della federazione russa

separazione tra le attività di generazione, trasmissione, distribuzione e regolazione.

La generazione venne distinta in 6 Generation Company e 14 Compagnie Territoriali di Generazione che furono oggetto di parziale privatizzazione mentre le Reti di Trasmissione e Distribuzione vennero suddivise portando all'attuale situazione con un TSO (PJSC FGC UES) che detiene il 95% della Rete di Trasmissione e 3500 DSO con Rosseti Group, principale operatore, che, nel suo portafoglio, comprende 43 sussidiarie e affiliate includendo 16 Compagnie di Distribuzione interregionali e regionali. La percentuale di crescita delle linee elettriche e della capacità di trasformazione ha mantenuto negli ultimi 10 anni valori superiori al 4%. Nel periodo 2015-2020 sono stati realizzati o riparati 8640 sostegni della Rete di Trasmissione per un totale di circa 250 milioni di tonnellate di materiale con conseguente installazione o sostituzione dei relativi conduttori. Nuove stazioni e rifacimenti hanno coinvolto negli ultimi 5 anni oltre 70 stazioni come riportato in tabella 3 e l'installazione di circa 400 GVA di capacità di trasformazione. Sono stati altresì installati nel periodo 2015-2020 circa 5.000 MVAR di compensazione reattiva.

Lo sviluppo della Sistema Elettrico ha seguito quanto previsto dalle direttive impostate dal Programma di Stato approvato nel 2014 e modificato nel 2019 che non prevede per far fronte alla Transizione Energetica una decarbonizzazione spinta. L'accademia delle Scienze russa ha sempre manifestato scetticismo sul fattore antropogenico del cambiamento climatico [5] e seppur la Russia abbia firmato gli Accordi di Parigi nel 2016, va sottolineato che alla recente confe-

**Tabella 3** Dati sulle linee e stazioni della rete elettrica russa

| LIVELLO TENSIONE   | KM AL 2014     | KM AGGIUNTI AL 2020 | NUMERO STAZIONI AL 2014<br>TRA PARENTESI VALORE TOTALE<br>AGGIUNTO E PREVISTO AL 2020 | POTENZA IN MVA DI<br>TRASFORMAZIONE AL 2014<br>TRA PARENTESI VALORE TOTALE<br>AGGIUNTO E PREVISTO AL 2020 |
|--|----------------|---------------------|---|---|
| 220 kV   | 84.626         | 18.150              | 647   | 182.089   |
| 330 kV   | 11.832         | 2.425               | 68  | 35.885  |
| 400 kV   | 126            | -                   | 1   | 4.778   |
| 500 kV   | 40.867         | 7.110               | 103   | 132.416   |
| 750 kV   | 3.331          | 593                 | 9   | 26.824  |
| 800 kV   | 378            | -                   | 3   | -   |
| 1150 kV<br>(now operate at 500 kV)                             | 949            | -                   | 8   | 1.055   |
| <b>TOTALE <sup>1</sup></b>                                     | <b>142.109</b> | <b>28.278</b>       | <b>839 (73)</b>   | <b>383.047 (87.993)</b>   |
| Distribuzione al 2019 <sup>2</sup><br>0,22;0,38;6;10,35;110 kV | 3.200.000      | -                   | 685.000   | 750.000   |

Note: <sup>1</sup> Rif. Global Electricity Transmission Equipment Market Report 2015 - 2020 - <sup>2</sup> Rif. CIGRE 2020 Grid Facts on Russian Federation on website Cigre

renza delle Nazioni Unite COP26 ha fissato al 2060 la propria carbon neutrality.

Ciò spiega come l'azione sin qui perseguita sia stata una maggiore valorizzazione delle infrastrutture di rete varando quella che è stata denominata "Economia Digitale" nella quale l'infrastruttura è componente essenziale.

Le aree chiave sono state l'efficienza energetica e la digitalizzazione. Quest'ultima volta a ridurre e facilitare i tempi di connessione, ridurre i costi di manutenzione e riparazione, ridurre il numero e la durata dei disservizi e aumentare la durata di vita delle apparecchiature e incrementare la resilienza della rete e dei suoi componenti agli effetti climatici, particolarmente severi stante la collocazione geografica della Russia.

Come riportato in [10], a cui si rimanda per un quadro generale, la digitalizzazione si è riflessa nel settore delle industrie elettriche su un aspetto particolarmente importate quale quello della cybersecurity.

Meritevole di cenno è l'esperienza e lo sviluppo e implementazione di sistemi automatici per il controllo, monitoraggio e analisi di funzionamento dei relè di protezione ancora diffusi nelle stazioni di rete. Si rimanda a [11] per una descrizione dettagliata.

Altro obiettivo è stato quello di integrare nel Sistema Elettrico Unificato quelle regioni del sistema isolate o con connessioni deboli (figura 6) e che presentano caratteristiche con seri problemi e sfide per la Rete di Trasmissione quali:

- ❑ perdite di affidabilità
- ❑ necessità di mantenere un margine di riserva superiore al 23% del carico massimo
- ❑ sottoutilizzo della capacità delle centrali termiche e riduzione della loro efficienza
- ❑ sviluppare integrazione con le reti IPS.
- ❑ sviluppare infrastrutture di rete
- ❑ accessibilità ai mercati elettrici della regione Asia.

## Il ruolo della corrente continua

La corrente continua in Russia è stata oggetto di studi e ricerche da parte del VEI (All Russian Electrotechnical Institute) come sviluppatore e dal NIPT (Istituto per la Corrente Continua) come esecutore delle specifiche tecniche sia prima che dopo il secondo conflitto mondiale, così come gli impianti sono stati pianificati, commissionati e messi in esercizio dal Ministero per la Potenza Elettrica e l'Elettrificazione. Unica eccezione il primo impianto HVDC il collegamento Kashira-Mosca nel 1950 (con cavo da 120 km +/- 100 kV, 30 MW), che venne costruito utilizzando apparecchiature Siemens e AEG progettate per il progetto Elba-Berlino che non venne messo in esercizio dalla Germania. Il collegamento venne poi sostituito nel 1953 da un cavo in c.a. [12].

Nella **tabella 4** sono riportati gli Impianti HVDC in Russia.

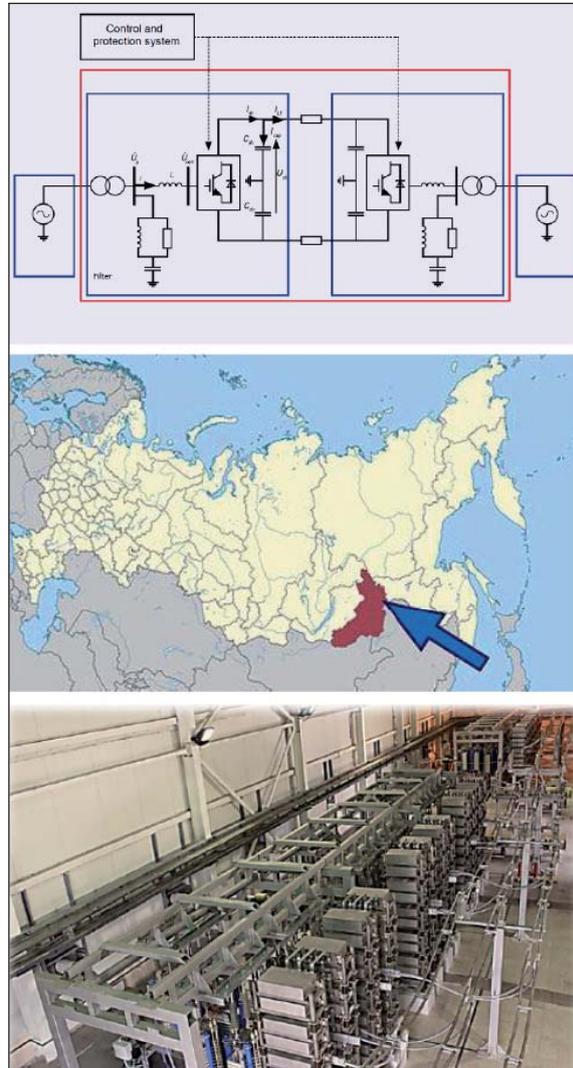
Il collegamento Volgograd-Donbass bipolare con valvole a tiristori +/- 400 kV da 720 MW con linea aerea da 473 km permetteva di connettere due sistemi a 220 kVca. Entrato in servizio nel 1965, fu per molti anni il più grande schema HVDC operativo a livello mondiale.

L'impianto di Vyborg è un Back to Back a 170 kV da 3x355 MW e permette dal 1981 lo scambio tra la rete russa a 330 kVca e quella finlandese a 400 kVca tra loro non sincrone. Nel 2000 è stata messa in esercizio una quarta unità portando la capacità di trasferimento da 1065 a 1420 MW mentre nel 2005 sono stati implementati nuovi Sistemi di Controllo, Protezione e Automazione. Nel 2010 venne messo in servizio a Vyborg il primo progetto dimostrativo di uno STATCOM a 18 valvole IGBT a 15,75 kV e che intendeva fornire potenza reattiva e supporto dinamico durante i transitori di tensione tra la rete russa e quella finlandese. Durante il primo anno di funzionamento il progetto si dimostrò poco affidabile a causa immunità a ef-

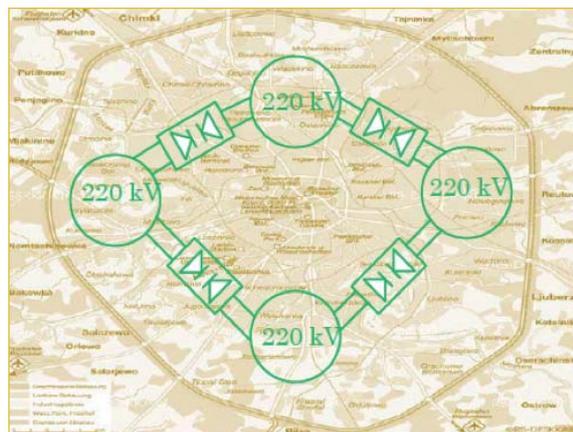
**Tabella 4** Impianti HVDC russi

| DENOMINAZIONE                      | ANNO   | SCOPO                      | COSTRUTTORE          | TIPOLOGIA  | kV   | MW      |
|------------------------------------|--|----------------------------|----------------------|------------|------|---------|
| Kashira-Moscow Link                | 1950-1953                                    | GCL (120 km)               | VEI NIPT Siemens AEG | LCC        | 100  | 30      |
| Volgograd - Donbass                | 1962 mercury valves<br>1978 thyristor valves | Transmission Line (473 km) | Industry CIS         | LCC bipolo | 400  | 720     |
| Vyborg (Russia - Finland)          | 1981/1999/2002                               | Back to Back               | Industry CIS         | LCC        | 170  | 4 x 405 |
| China - Russia                     | 2008   | Back to Back               | XUJI/CEPRI-AREVA     | LCC        | 125  | 750     |
| Mogocha (Trans Baikal) Siberia-Est | 2014   | Back to Back               | SaurusEnergio-JSC    | VSC        | 38,5 | 2 x 100 |

fetti EMI che provocarono numerosi guasti alle valvole IGBT che vennero superati riducendo la tensione di funzionamento a 11 kV. In occasione del 35° anniversario della prima unità è stata presenta-



**Figura 8**  
Impianto HVDC BtB VSC da 200 MW di Mogocho



**Figura 9**  
Rete 220 kV di Mosca

ta l'esperienza operativa, i cui risultati sono riassunti nel riferimento [12] e che saranno da considerare per una futura ricostruzione dell'impianto.

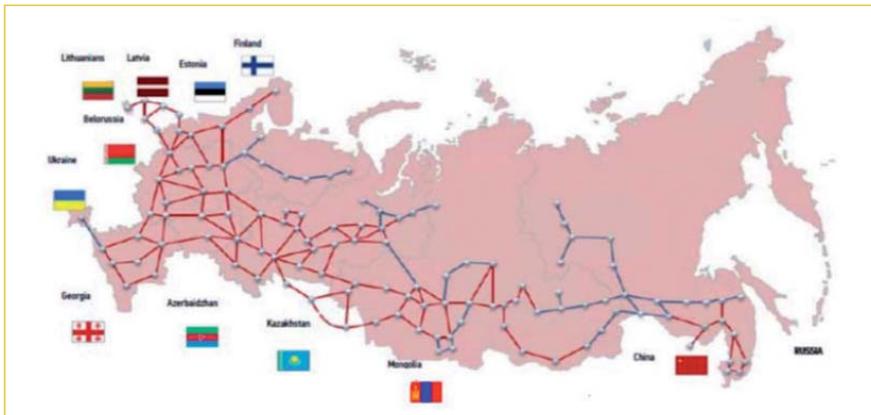
Merita un cenno il progetto Ekibastuz-Tamboz (non inserito in **tabella 4**) che doveva collegare la centrale termoelettrica di Ekibastuz nel Kazakhstan trasportando 6000 MW verso i centri di carico della Russia Centrale. L'interconnessione includeva una linea aerea HVDC bipolare a +/-750 kV da 2400 km. Vennero realizzate per una prima fase da 1500 MW sia valvole a tiristori raffreddate ad acqua che i trasformatori e i reattori oltre al sistema di protezione e controllo. Durante il periodo della progettazione venne anche realizzata, nel 1979, una stazione di prova a piena scala a Togliattigrad che consentiva di provare e qualificare tutte le apparecchiature HVDC sino a 1500 kVdc. Il collasso dell'Unione Sovietica avvenne con la costruzione delle stazioni già avviata e con la linea aerea già completata per 1000 km. Si decise di fermare tutto nel 1991 e di procedere allo smantellamento della linea aerea [12].

La nuova serie di BtB che si basa sulla tecnologia VSC a tre livelli [14] è stata realizzata nella regione di Mogocho in Siberia (**figura 8**) per migliorare il servizio della rete ferroviaria transiberiana.

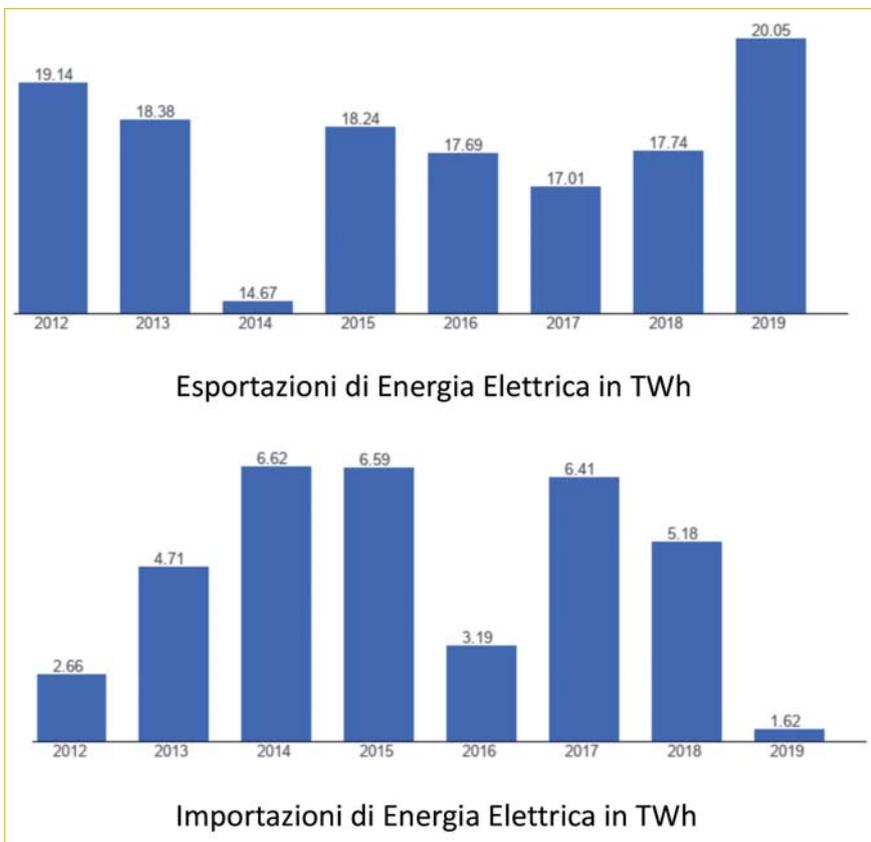
Questa nuova serie, oltre a essere in corso di commissioning a Hani per connettere i sistemi a 220 kV tra Irkutsk e Khabarovsk, è allo studio per essere impiegata sia in altre situazioni di reti non sincrone, come nella regione di Tomsk, sia per stabilizzare la rete a 220 kV nella città di Mosca come da **figura 9**.

## Lo sviluppo delle interconnessioni con paesi confinanti

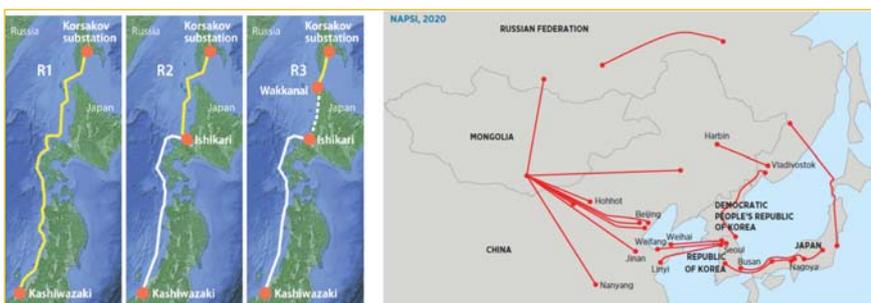
La Rete Russa è altamente interconnessa con i numerosi stati confinanti attraverso circa 140 linee di trasmissione a diversi livelli di tensione sia in alternata che in continua. Naturalmente le numerose interconnessioni derivano dal fatto che molti paesi rientravano nella rete sovietica e che alcune tra le più importanti interconnessioni



**Figura 10**  
Interconnessioni della Russia con estero



**Figura 11**  
Esportazioni e importazioni russa di energia elettrica



**Figura 12**  
Possibili nuove Interconnessioni della federazione russa in Asia

consentivano il collegamento con Centrali Nucleari (ad esempio la centrale russa di Kursk è collegata alla rete ucraina con una linea a 750 kVca e 2 linee a 330 kVca) e con Centrali Termoelettriche a carbone costruite a bocca di miniera (è il caso delle centrali in Ucraina connesse a centri di carico russi).

Il maggior numero di interconnessioni 18 (di cui 2 a 1150 kVca e 7 a 500 kVca) sono con il Kazakhstan, 15 sono con l'Ucraina, 5 con la Lituania, 4 di cui due a 400 kVca sono connesse alla Stazione di Conversione BtB di Vyborg, con la Finlandia, mentre 3, di cui una (la Heithe-Amurskaya) è a 500 kVca, sono con la Cina. La **figura 10** riassume le interconnessioni con gli stati confinanti.

La Russia è un esportatore di energia elettrica, come risulta dalla **figura 11** che riporta i dati dal 2012 al 2020.

Il valore complessivo delle esportazioni nel 2020 è stato pari a circa 20 TWh mentre il valore complessivo delle importazioni è stato pari a 1,62 TWh. Questo ultimo valore è dovuto al minore scambio intercorso con Ucraina e i paesi baltici. A causa della crisi intervenuta nelle regioni della Crimea e del Donbass (in quest'ultima ci sono le principali miniere di carbone e di antracite che alimentano le centrali termoelettriche in Ucraina) gli scambi elettrici, ma anche quelli del combustibile (gas e carbone) tra questi paesi e la Russia sono regolati a livello centrale e soggetti negli ultimi due anni a contingenti tra le parti.

La Russia è stata coinvolta per sviluppare nuove interconnessioni sia in Asia che in Europa. Si segnala il progetto di collegamento da 4 GW tra il territorio di Khabarovsk e il Giappone che tramite cavi marini prevede di esportare elettricità dall'isola di Sakhalin all'isola giapponese di Hokkaido [15], mentre altri studi inseriscono la Federazione Russa in vari progetti di nuove interconnessioni con Mongolia, Cina e Corea del Sud [16 - 17] come riportato in **figura 12**.

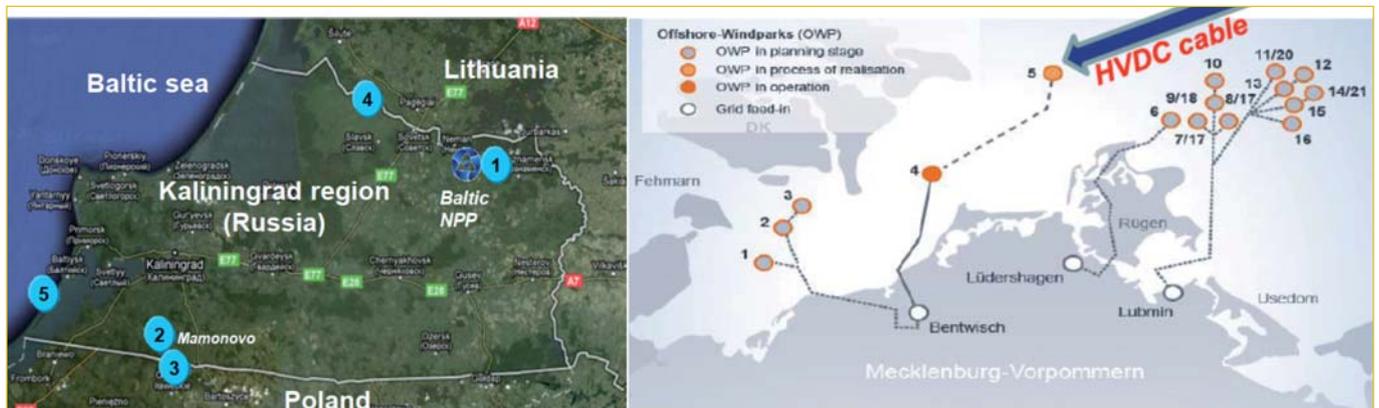
Infine segnalo anche gli studi di nuove interconnessioni tra UE e Russia che,

prima che si aprisse la crisi ucraina, prevedevano di collegare la rete russa della enclave di Kaliningrad con Polonia, Lituania e Germania [18] come indicato in **figura 13**.

## Conclusioni

Il Sistema Energetico della Russia è un esempio di come gli eventi geo-politici possano lasciare sulle infrastrutture energetiche delle cicatrici che prima di essere risolte richiedono decenni. In questa fase di transizione energetica, volta a decarbonizzare le emissioni a livello globale, la Russia gioca un ruolo chiave non

solo per la sua estensione geografica: dei 38.000 km di coste, due terzi sono rivolte al Mar Glaciale Artico che con innalzamento della temperatura è uno degli aspetti più critici del riscaldamento terrestre così come il territorio siberiano costituito dal permafrost il cui scioglimento rilascerebbe rilevanti quantità aggiuntive di gas serra, ma anche per il fatto che la vede player mondiale su molti aspetti chiave: dalle risorse di combustibili fossili (gas carbone e petrolio) alla generazione da fonte nucleare e alle tecnologie necessarie per la integrazione e la resilienza della rete elettrica di trasmissione agli eventi climatici estremi.



**Figura 13**

1. Nuova NPP Baltica; 2. BtB HVDC Mamonovo; 3. Nuovo Link con Polonia; 4. Nuove interconnessioni con Lituania; 5. Cavo marino in HVDC con la Germania

## bibliografia

[1] IEA: Key Energy Statistics, 2018.

[2] Carbon Footprint: Country Specific Electricity Grid Greenhouse Gas Emission Factors, July 2020.

[3] IEA: Global Energy & CO<sub>2</sub>, Status Report, 2018.

[4] F. Coppadoro: Produzione e trasmissione dell'energia elettrica nell'Unione Sovietica, *Elettrotecnica*, n.12 Dicembre 1981.

[5] T. Mitrova, Y. Melnikov: Energy Transition in Russia, Ed. Springer, published 11 Settembre 2019.

[6] A. Kataev, G. Labutin, F. Opadchiiy: Market tool for managing thermal generation fleet, *CIGRE General session*, Parigi 2020.

[7] D.V. Kuznetsov, F. Poliakov, G. Mogilev, A. Strokous, Y. Vinitskiy: Optimization of turbogenerator's core suspension system reconstruction methods for life extension in the power plant conditions, *48 CIGRE*, Paper A1-120, Session Paris 2020.

[8] International Hydropower Association: 2017 Hydropower Status Report.

[9] A.V. Bogoviz, S.V. Lobova, A.N. Alekseev: Current state and future Prospects of Hydro Energy in Russia, *International Journal of Energy Economics and Policy*, Vol. 10 pg. 482-488, 2020.

[10] P. Litninov, V. Karantaev, S. Nesterov: Russian Energy Sector Cybersecurity in the Age of Digitalization, *CIGRE Electra*, n.319 December 2021.

[11] O. Fedorov, A. Rybakov, A. Salyonov, V. Vorobyev, M. Gribkov: Experience of development and implementation of automated system for monitoring and analysis of functioning of relay protection devices (IED's) and assessment of correct protection operation, *CIGRE Centennial*, Paper D2-118, 2021.

[12] L.V. Travin, V. Khuddykov: HVDC Advances in the Russian Federation, *T&D Works*, 25 Novembre 2013.

[13] K. Gusakovs, N. Lozinova, O. Suslova, E. Zmaznov: Operating experience and ways to improve reliability of Vyborg BtB HVDC Link (in connection with the 35<sup>th</sup> anniversary of the commissioning of the first converter unit); *CIGRE*, B4-136, Paris 2018.

[14] A. Drozdov, A. Kiselev, O. Suslova: Current status and development VSC-based HVDC Technologies in power System of Russian Federation, *Colloquium CIGRE*, Agra India 2015.

[15] Renewable Energy Institute: Asia International Grid Connection Study Group, *Second Report Summary*, June 2018

[16] Dongil Lee: NAPS of Korea, *XVII Ieriac*, Iguacu-Brasil, 2019.

[17] Korea Energy Economics Institute: Renewable Energy and Electricity Interconnections for a Sustainable NorthEast Asia, *IRENA*, 2021.

[18] INTERRAOUES: Development of energy sector of Russian Federation in the Baltic Sea Region - New possibilities for cooperation between EU and Russian federation, Brussels, November 2012.