



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Anno Accademico 2024/2025

Sessione di Laurea marzo 2025

Sviluppo di un modello matematico per la simulazione di prove di insensibilità alle variazioni di tensione (CEI 0-21) su Unità di Generazione Idroelettriche

Relatori

Prof. Enrico Pons

Dott. Marco Battistini

Candidato

Roberto Giacosa

Indice

Indice	3
Indice delle figure	4
Indice delle tabelle	5
Abstract.....	6
Definizioni.....	7
1 Introduzione	9
1.1 Storia dell'energia elettrica in Italia.....	9
1.2 Contesto legislativo internazionale	14
1.2.1 RED II.....	16
2 Gli organi del Settore Elettrico e il Sistema Elettrico Nazionale	17
2.1 Impatto delle FERNP.....	22
2.2 Osservabilità e controllabilità.....	25
3 Contesto del lavoro CEI - CT316.....	26
3.1 CEI.....	26
3.2 CT316	27
3.2.1 CEI 0-16.....	27
3.2.2 CEI 0-21	28
3.2.3 GdL Famiglie.....	29
4 Modellazione Unità di Generazione per prove VFRT capability	32
4.1 FASE 1.....	33
4.1.1 Prove sul campo.....	33
4.1.2 Dati costruttivi generatore e datasheet UdG	38
4.1.3 Script data input per il modello	39
4.1.4 Modello "Simulink" semplificato per metodo di prova alternativo.....	40
4.1.5 Risultati prove	43
4.1.6 Risultati simulazione e affidabilità modello	48
4.1.7 Presentazione dei risultati al CT316.....	51
4.2 FASE 2.....	52
4.2.1 Prove sul campo svolte da laboratorio certificato	52
4.2.2 Modello UdG e configurazione simulatore di cortocircuiti.....	54
4.2.3 Sequenza di prova 1S.....	58
4.2.4 Sequenza di prova 2S.....	66
4.2.5 Criteri di confronto e affidabilità del modello	72
4.2.6 Prospettiva di lavoro – modellazione e presentazione risultati.....	75
5 Conclusioni	76

Ringraziamenti.....	78
Riferimenti bibliografici e sitografici.....	79

Indice delle figure

Figura 1: Immagine storica - Centrale Angelo Bertini, Paderno d'Adda [8]	10
Figura 2: Centrale Angelo Bertini, Paderno d'Adda [8]	10
Figura 3: Produzione lorda energia idroelettrica in Italia dal 1880 al 1913 [8]	11
Figura 4: Produzione lorda energia idroelettrica in Italia dal 1915 al 1940 [8]	11
Figura 5: Area geotermica di Larderello [11]	12
Figura 6: Evoluzione potenza e numerosità impianti fotovoltaici in Italia [8]	13
Figura 7: Target Fit for 55 [14]	15
Figura 8: Schema a blocchi funzionamento SEN [18]	17
Figura 9: Struttura sistema elettrico nazionale [19]	18
Figura 10: Rete italiana a 380 kV al 31 dicembre 2015 [21]	19
Figura 11: Rete italiana a 220 kV al 31 dicembre 2015 [21]	20
Figura 12: Esempio Smart Grid [22].....	22
Figura 13: Duck Chart - bilanciamento della rete [23].....	23
Figura 14: Schema Impianto - Gruppo - Unità di Generazione.....	30
Figura 15: Schema Fase 1	32
Figura 16: Schema Fase 2	32
Figura 17: Schema a blocchi dell'Unità di Generazione in prova	35
Figura 18: Set-up di prova.....	35
Figura 19: Profilo di fault-ride-through generatori asincroni CEI 0-21:2022-03 Allegato Bter.8 Verifica della insensibilità alle variazioni di tensione (VFRT capability)	36
Figura 20: Profilo di fault-ride-through generatori asincroni adottato per la Prova.....	36
Figura 21: Schema modello di simulazione per sequenza di prova con metodo alternativo	40
Figura 22: Parametri di configurazione generatore	41
Figura 23: Schema modello UdG - metodo di prova alternativo	42
Figura 24: F0028TEK_e Oscillogramma corrente/tensione Test 1500ms	43
Figura 25: F0000TEK_28_e Oscillogramma tempo Test 1500ms.....	44
Figura 26: F0003TEK_28 Oscillogramma tensione Test 1500ms	45
Figura 27: F0007TEK_28_e Oscillogramma corrente nominale Test 1500ms	46
Figura 28: F0007TEK_28_e Oscillogramma corrente subtransitoria Test 1500ms	47
Figura 29: Corrente simulazione Dip 1500ms.....	48
Figura 30: Misura picchi di corrente fase C Dip 1500ms	48
Figura 31: Corrente fase C simulazione Dip 1500ms	49
Figura 32: Tensione concatenata AC simulazione Dip 1500ms.....	49
Figura 33: Tolleranze di ampiezza e tempo per le sequenze di prova di abbassamento della tensione di rete [2].....	54
Figura 34: da Figura 89 Bter.8.1.1.1 - Esempio di circuito di prova per simulare gli abbassamenti temporanei di tensione [2].....	54
Figura 35: Circuito di prova per simulare cto-cto - caso studio	55
Figura 36: Schema modello Simulink - simulatore di cto-cto	56
Figura 37: Prova VFRT Sequenza 1S - Tensioni RMS	59
Figura 38: Prova VFRT Sequenza 1S - Correnti.....	60
Figura 39: Prova VFRT Sequenza 1S - Corrente regime pre transitorio	61

Figura 40: Prova VFRT Sequenza 1S - Corrente regime post transitorio - no rifasatore.....	62
Figura 41: Simulazione modello Simulink Sequenza 1S - Tensioni concatenate RMS	63
Figura 42: Simulazione modello Simulink Sequenza 1S - Correnti di picco	64
Figura 43: Simulazione modello Simulink Sequenza 1S – Corrente subtransitoria	65
Figura 44: Simulazione modello Simulink Sequenza 1S - Correnti di regime RMS	65
Figura 45: Prova VFRT Sequenza 2S - Tensioni RMS	66
Figura 46: Prova VFRT Sequenza 2S - Correnti.....	67
Figura 47: Prova VFRT Sequenza 2S - Corrente regime pre transitorio	68
Figura 48: Prova VFRT Sequenza 2S - Corrente regime post transitorio - no rifasatore.....	69
Figura 49: Simulazione modello Simulink Sequenza 2S - Tensioni concatenate RMS	70
Figura 50: Simulazione modello Simulink Sequenza 2S – Corrente subtransitoria	71
Figura 51: Simulazione modello Simulink Sequenza 2S – Correnti di regime.....	71
Figura 52: Turbine idroelettriche certificate CEI 0-21 [29]	77

Indice delle tabelle

Tabella 1: UdG Centrale idroelettrica Vaie.....	34
Tabella 2: Condizioni di prova Test 1500ms.....	37
Tabella 3:UdG Centrale idroelettrica Vaie.....	38
Tabella 4: Velocità di fuga - UdG, fonte: Tesi "Studio e progettazione di un impianto micro-idroelettrico: riquilificazione di un mulino in località San Donato (Fabriano)"	38
Tabella 5: Riferimento norma IEC 60909-1 [28]	39
Tabella 6: Estratto Cap.5.1.3 norma CEI 0-21 [2]	39
Tabella 7: Lettura dell'oscillogramma F0028TEK_e	43
Tabella 8: Valutazione accuratezza modello - correnti di picco e subtransitoria.....	50
Tabella 9: Sequenze di test Bter.8 CEI 0-21 - buchi di tensione [2].....	53
Tabella 10: Valori di riferimento sequenza di prova 1S	58
Tabella 11: Cursori - Prova VFRT Sequenza 1S - Tensioni RMS	59
Tabella 12: Corrente subtransitoria - Sequenza 1S.....	60
Tabella 13: Corrente regime pre transitorio - Sequenza 1S.....	61
Tabella 14: Corrente post transitorio - Sequenza 1S	62
Tabella 15: Modello simulazione correnti - ampiezza - Sequenza 1S.....	64
Tabella 16: Modello simulazione correnti - RMS - Sequenza 1S.....	65
Tabella 17: Valori di riferimento sequenza di prova 2S	66
Tabella 18: Cursori - Prova VFRT Sequenza 2S - Tensioni RMS	66
Tabella 19: Corrente subtransitoria - Sequenza 2S.....	67
Tabella 20: Corrente regime pre transitorio - Sequenza 2S.....	68
Tabella 21: Corrente regime post transitorio - Sequenza 2S	69
Tabella 22: Modello simulazione correnti - Sequenza 2S	71
Tabella 23: Criteri di valutazione affidabilità modello	72
Tabella 24: Confronto profili di tensione Dip 200ms	73
Tabella 25: Confronto profili di tensione Dip 400ms	73

Abstract

Lo scopo di questa tesi consiste nell'approntamento di un modello matematico semplificato di tipo semi-dinamico e nella verifica del medesimo attraverso prove sperimentali in sito, con l'obiettivo di rappresentare Unità di Generazione (UdG) Idroelettriche equipaggiate con generatori asincroni e turbine ad azione di tipo Pelton.

L'utilità del modello proposto si inserisce nelle attività di revisione delle Norme CEI 0-16:2022-03 [1] e CEI 0-21:2022-03 [2] ad opera del Gruppo di Lavoro (GdL) "Famiglie" nell'ambito del CT316 del CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano). Il lavoro di tesi è stato svolto in collaborazione con IREM Spa a Socio Unico in quanto azienda leader del settore nella produzione di sistemi di generazione idroelettrici.

Nell'operatività dell'ente normativo CEI, il CT316 e il GdL "Famiglie" sono concentrati soprattutto sui contenuti della norma CEI 021 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica" riguardanti le prove da effettuare su Unità di Generazione a prescindere dalla tecnologia (fotovoltaico, eolico, idroelettrico, sistemi di accumulo, ecc.); in tale ambito l'attenzione è rivolta alla definizione di "famiglie di prodotti" sia all'interno di una medesima tecnologia, sia a livello trasversale. Le criticità e i costi delle prove in certi casi possono rendere difficoltoso lo sfruttamento delle energie rinnovabili, con il rischio di rallentare l'attuale processo di transizione energetica. Le criticità di maggiore rilievo si evidenziano in ambito idroelettrico, in quanto i laboratori accreditati non dispongono di siti di prova utili alle verifiche richieste dalla Norma. L'individuazione di famiglie di prodotto sulla base di criteri scientifici condivisi, congiuntamente all'adozione di modelli matematici semplificati, costituisce un'interessante strategia di soluzione delle criticità evidenziate. Il modello, previsto attualmente in CEI 0-16 limitatamente ai generatori sincroni, verrà esteso anche agli asincroni e sarà parimenti adottato in CEI 0-21 conducendo a una standardizzazione dei requisiti per la connessione di utenti attivi e passivi BT e MT e incentivando lo studio teorico delle unità di generazione rotanti.

Le Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 rispondono alle richieste del Regolamento Europeo 2016-631 (G.U. dell'Unione Europea del 24/7/2016)[3] volto a conciliare le politiche energetiche comunitarie, indirizzate alla crescente valorizzazione delle fonti rinnovabili, con il mantenimento degli standard qualitativi nella distribuzione dell'energia elettrica.

La stesura di questa tesi ha beneficiato della possibilità di partecipare insieme a IREM agli incontri del GdL del CT316. L'auspicio è che i benefici introdotti dalla realizzazione e dal conseguente utilizzo di un modello validato possano invogliare la diffusione di impianti, nella fattispecie idroelettrici, in quanto fonte rinnovabile di facile reperibilità e aperta a ulteriori sviluppi, quali ad esempio le Unità di Generazione installabili sugli acquedotti a uso sia agricolo che civile.

Definizioni

ARERA: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

AT: Alta tensione - tensione compresa tra 36 kV e 150 kV per il regime di corrente alternata

BT: Bassa tensione - tensione inferiore a 1 kV per il regime di corrente alternata

Buchi di tensione: riduzioni temporanee della tensione (di almeno una delle fasi) al di sotto del 90% della tensione di riferimento per un periodo compreso tra 10 ms e 1 minuto [4]. I buchi di tensione vengono definiti assegnando una durata e una profondità degli stessi

Controllabilità: Evoluzione del regime di osservabilità ove il DSO o TSO può intervenire sulla potenza immessa/prelevata da un Utente della rete

Direttiva europea: Una direttiva è un atto giuridico che stabilisce un obiettivo che i paesi dell'UE devono conseguire. Tuttavia, spetta ai singoli paesi definire attraverso disposizioni nazionali come conseguirlo.

DSO: Distribution System Operator

Famiglie di UdG: Una famiglia è definita come un insieme di gruppi di generazione che:

- condividono la stessa tecnologia e progettazione con riferimento alla conversione o all'accumulo della fonte di energia primaria e alla trasformazione in energia elettrica
- utilizza un sistema di controllo con la stessa struttura, architettura, hardware e software
- La struttura del modello di simulazione, se applicabile, sarà la stessa per tutte le UdG appartenenti alla famiglia [5]

Foglio di interpretazione: risposta formale ad una richiesta di un utilizzatore di una Norma (laboratori di prova, organismi di certificazione, produttori, etc.) con lo scopo di fornire l'interpretazione riguardo ad aspetti specifici (contenuti) di una norma (ad esempio, definizioni e/o prescrizioni). La validità di un foglio di interpretazione è quella del punto specifico del documento normativo cui si riferisce la richiesta di chiarimento [6]

Frequenza di alimentazione: frequenza di ripetizione dell'armonica fondamentale di tensione nell'intervallo di tempo

GdL: Gruppo di Lavoro; nello specifico si fa riferimento ai Gruppi di Lavoro e/o Task Forces organizzate dai Comitati Tecnici del CEI con il coinvolgimento degli esperti del settore che operano per lo sviluppo dei principali aspetti del corpo normativo [6]

GHG: "Greenhouse gases" o gas serra che, modificando le proprietà ottiche dello strato atmosferico, causano l'intrappolamento delle radiazioni infrarosse con conseguente effetto di incremento della temperatura media della Terra

Interruzione di alimentazione: Condizione nella quale la tensione ai terminali di alimentazione è inferiore del 5% rispetto alla tensione di riferimento. Le interruzioni possono essere "con preavviso" in caso di interventi programmati oppure "accidentali" (o senza preavviso) se dovute a guasti transitori o permanenti legati ad eventi esterni, guasti di apparecchiature o ad interferenze. Queste ultime interruzioni possono essere "lunghe" - durata superiore ai 3 minuti o "brevi" - con durate fino a 3 minuti. Le interruzioni con durata inferiore al secondo sono denominate "interruzioni transitorie" [4]

Laboratorio certificato CEI 0-21: laboratori accreditati ACCREDIA (o equivalenti) secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025, che posseggono nel proprio campo di accreditamento il riferimento alla norma CEI 0-21

Microinterruzioni: trattasi dell'insieme di interruzioni di alimentazione transitorie e buchi di tensione.

MSD: Mercato dei Servizi di Dispacciamento, sede di negoziazione per l'approvvigionamento di alcune risorse necessarie per il servizio di dispacciamento [4]

MT: Media tensione - tensione compresa tra 1 kV e 36 kV per il regime di corrente alternata

Norma: documento, stabilito per consenso e approvato da un organismo riconosciuto, che prevede, per un uso comune e ripetuto, regole, linee guida o caratteristiche per le attività o i loro risultati, finalizzate al raggiungimento del migliore risultato in un determinato contesto. Le norme dovrebbero basarsi su risultati consolidati della scienza, della tecnologia e dell'esperienza, e mirare alla promozione dei benefici ottimali per la comunità [6]

Osservabilità: Capacità da parte del DSO e TSO di visualizzare valori di grandezze di rete scambiate da un Utente della rete

P_n : Potenza Nominale, valore di potenza dichiarato da scheda tecnica che corrisponde alle condizioni di lavoro nominali di una macchina

Power Quality: caratteristiche dell'elettricità in un dato punto di un sistema elettrico, valutate rispetto a una serie di parametri tecnici di riferimento

POD: Punto di consegna (Point of delivery), unto di confine tra la rete e l'impianto dell'Utente, dove l'energia immessa o prelevata dalla rete viene contabilizzata [4]

Regolamento europeo: Un regolamento è un atto giuridico vincolante. Deve essere applicato in tutti i suoi elementi nell'intera Unione Europea

Riserva fredda: Riserva di potenza erogabile da gruppi di qualsiasi tipo con tempi di risposta dell'ordine della decina di minuti / un'ora [4]

Riserva rotante: Riserva di potenza che include quella erogabile da impianti di produzione idroelettrici o termoelettrici in parallelo, in esercizio con una potenza maggiore alla propria potenza di minimo tecnico. La potenza attribuita alla riserva rotante è attuabile con tempi brevi di risposta (da qualche secondo a pochi minuti) [4]

SEN: Sistema Elettrico Nazionale

TSO: Transmission System Operator, in Italia l'operatore del sistema di trasmissione è Terna

UdG: Unità di generazione: il più piccolo aggregato o insieme funzionalmente indivisibile di parti e/o di componenti funzionante in modo indipendente che converte una sorgente primaria di energia in energia elettrica e che è connesso in modo sincrono, asincrono o per mezzo di elettronica di potenza ad una rete elettrica

U_n : Tensione Nominale - tensione di design di una rete di alimentazione o a cui vengono riferite determinate condizioni operative

Utente attivo della rete: utenti che utilizzano qualsiasi macchinario (rotante o statico) che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata previsto per funzionare in parallelo con la rete [1-2]

Utente passivo della rete: soggetto che utilizza la rete per prelevare energia elettrica

Variazioni di tensione: aumento o diminuzione della tensione generalmente dovuto a variazioni di carico

1 Introduzione

Il presente lavoro di tesi, ispirato dalla ricchezza di tematiche di interesse che riguardano la fase di transizione del mondo moderno, parte da una specifica esigenza tecnico-ingegneristica in un panorama molto complesso. Infatti, in questo documento di ricerca saranno trattate tematiche legate alla gestione e agli scambi di energia attraverso la rete elettrica che in quanto pubblica è di fondamentale importanza strategica per il bene di ciascun utente allacciato ad essa.

Per introdurre l'argomento che sarà trattato in questo lavoro viene riportata la definizione dell'Annesso informativo A della norma EN 50160:2022 (Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks) [7] che rimarca la natura speciale dell'elettricità.

L'elettricità è una forma di energia particolarmente versatile e adattabile. Viene utilizzata attraverso la conversione in numerose altre forme di energia: calore, luce, meccanica, elettromagnetica e acustica che sono alla base delle moderne telecomunicazioni, tecnologia dell'informazione e intrattenimento.

Questa forma di energia è capace di soddisfare molteplici attività umane, tuttavia non è facilmente accumulabile in quanto tale. Essa necessita di infrastrutture adatte al trasporto del vettore energetico stesso che negli anni hanno formato le reti, prima locali e in seguito nazionali.

1.1 Storia dell'energia elettrica in Italia

La storia dell'energia elettrica su rete incomincia nelle principali grandi città dell'Ottocento e l'Italia si posiziona tra i primi Paesi ad avere delle reti pubbliche locali. La necessità di produrre energia elettrica per l'illuminazione dei centri urbani ha portato alla costruzione delle prime centrali elettriche di potenza in grado di sopperire alle richieste di energia locali. Considerando il contesto italiano si riporta il caso di Milano, dove nel 1883 venne costruita la prima centrale termoelettrica dell'Europa continentale per la distribuzione continua di energia elettrica (Centrale Santa Radegonda) situata nei pressi del Duomo [8].

A seguito delle centrali termoelettriche iniziarono a diffondersi anche le prime centrali idroelettriche.

La fonte idrica, avendo grande ricchezza di acqua nella corona delle Alpi, è stata una delle prime fonti ad essere utilizzata in Italia per la produzione di energia elettrica per via della scarsità delle altre risorse tra cui il carbone per alimentare le centrali di potenza termoelettriche.

Rimanendo nel contesto lombardo, infatti, si può individuare uno dei primi esempi italiani ed europei di centrali idroelettriche realizzate, ovvero la centrale Angelo Bertini a Paderno d'Adda. La centrale venne costruita nel 1895 e venne collegata con il centro di Milano con una rete di trasporto del vettore elettrico che rappresentò per il tempo una delle maggiori sfide ingegneristiche e che gettò le basi tecnologiche per quella che è la trasmissione di potenza elettrica moderna [9].



Figura 1: Immagine storica - Centrale Angelo Bertini, Paderno d'Adda [8]

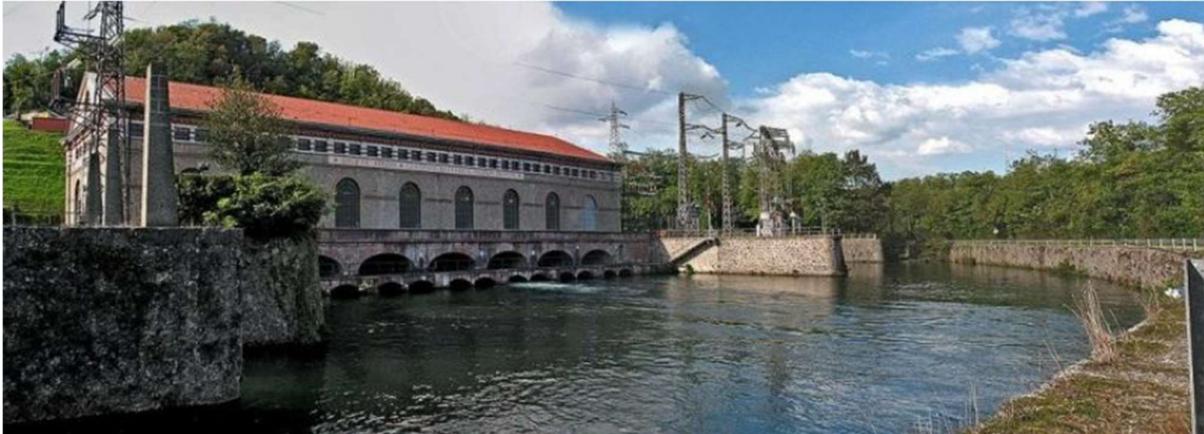


Figura 2: Centrale Angelo Bertini, Paderno d'Adda [8]

Un ulteriore esempio di centrale idroelettrica storica è Acquoria a Tivoli, entrata in funzione nel 1892 fornendo per la prima volta energia elettrica per l'illuminazione della città di Roma [10].

Entrambe le centrali Bertini e Acquoria sono tuttora in attività grazie alle opere di ampliamento e manutenzione che le hanno interessate negli anni.

Nei primi anni del Novecento, come per il caso milanese, hanno incominciato a diffondersi gli elettrodotti che collegavano le centrali di potenza con le utenze cittadine e industriali. In questi anni è, inoltre, stato costruito l'impianto geotermoelettrico di Larderello portando l'Italia ad avere una quota di fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica maggioritaria rispetto al fossile.

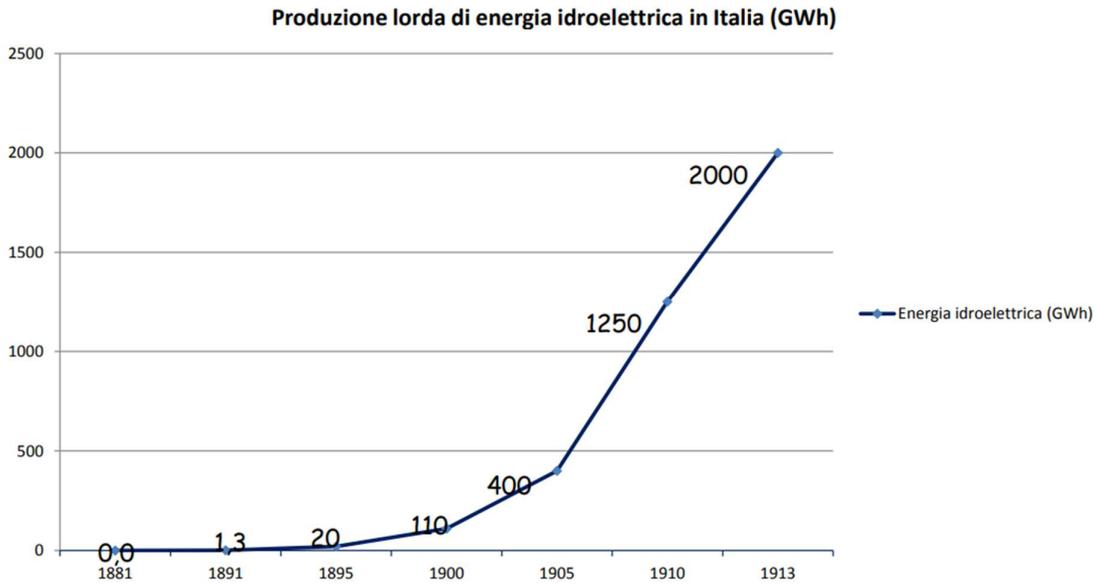


Figura 3: Produzione lorda energia idroelettrica in Italia dal 1880 al 1913 [8]

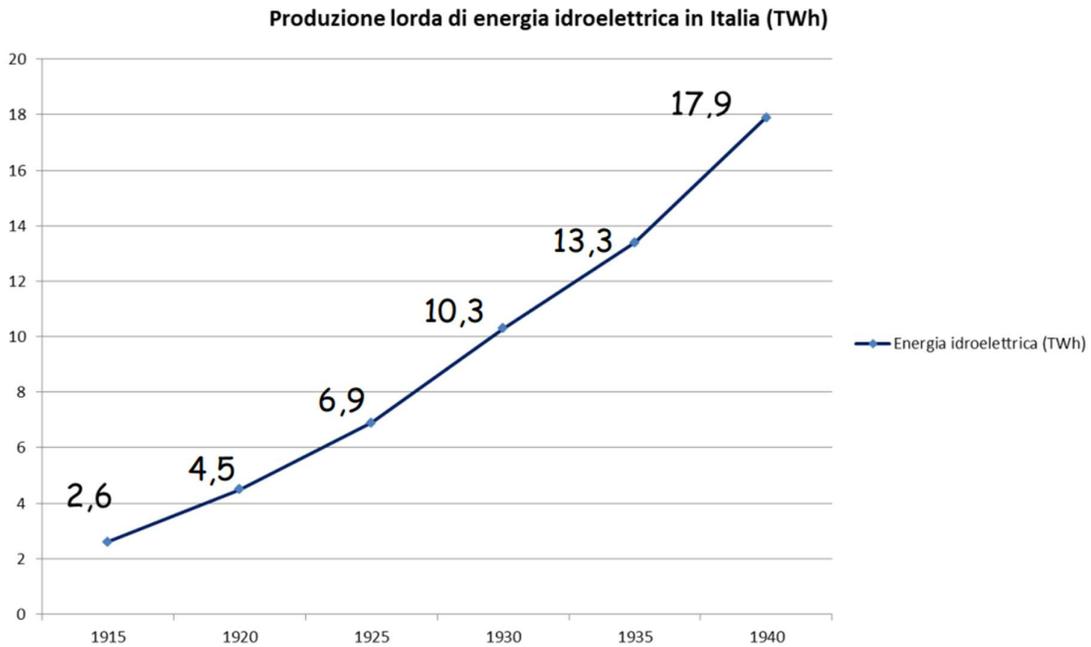


Figura 4: Produzione lorda energia idroelettrica in Italia dal 1915 al 1940 [8]

In particolare, la produzione da fonte idroelettrica ha avuto una grande crescita nei primi decenni del Novecento come si può osservare dai dati storici di Terna. Le principali centrali al tempo erano situate all'interno dell'arco alpino specialmente tra le regioni di Piemonte e Lombardia.

In questo periodo dei primi del novecento in Italia ha avuto inizio l'esperienza del geotermico. Infatti nel 1913, a Larderello fu realizzato il primo impianto commerciale per la produzione di energia elettrica con una potenza di 250 kW (fino ad arrivare alla metà degli anni 90' con una potenza installata di 132 MW).



Figura 5: Area geotermica di Larderello [11]

In seguito, nel secondo dopoguerra, con l'incremento della richiesta di energia elettrica, la capacità di produzione non più sufficiente rese necessario un passaggio al termoelettrico convenzionale con la possibilità di importare prodotti petroliferi a basso costo dall'estero.

Nel giugno 1962 in Italia ha avuto luogo la nazionalizzazione del settore elettrico sotto l'ente Enel, titolare delle varie fasi costituenti la filiera elettrica (produzione, distribuzione e vendita), escludendo dal provvedimento solo gli autoproduttori e le aziende municipalizzate. Con questa fase storica l'espansione della rete di trasmissione e la crescita del settore elettrico ha subito una forte spinta anche legata ai bassi prezzi delle fonti fossili. La crescita ha subito una repentina frenata in corrispondenza della crisi petrolifera del 1973 stimolando il Paese alla diversificazione delle fonti energetiche; una delle quali il nucleare che, avendo in Italia le prime radici negli anni sessanta ha subito una spinta all'installazione di nuove centrali per soddisfare la richiesta di energia. A seguito degli avvenimenti di Chernobyl è seguita la chiusura del capitolo del nucleare in Italia con una ripresa del settore delle fonti fossili.

Il mercato dell'energia subisce una variazione durante gli anni novanta con l'avvento della liberalizzazione (Decreto Bersani) ammettendo il regime di concorrenza all'interno del mercato in linea con quanto dettato dalle direttive europee.

In questa fase, dove i prezzi delle risorse fossili hanno subito forti oscillazioni, la transizione dalle fonti di carbone e petrolio verso la fonte del gas naturale ha guidato le strategie di mercato costituendo quello che oggi è il principale parco impianti di potenza. Le importazioni dall'estero componevano una considerevole quota dell'energia consumata su territorio nazionale. In questo periodo è anche incominciata la graduale crescita delle fonti rinnovabili come solare e eolico (oltre alla quote di idroelettrico e geotermico), che ad oggi continuano a spingere nella direzione di un mix energetico a forte componente rinnovabile.

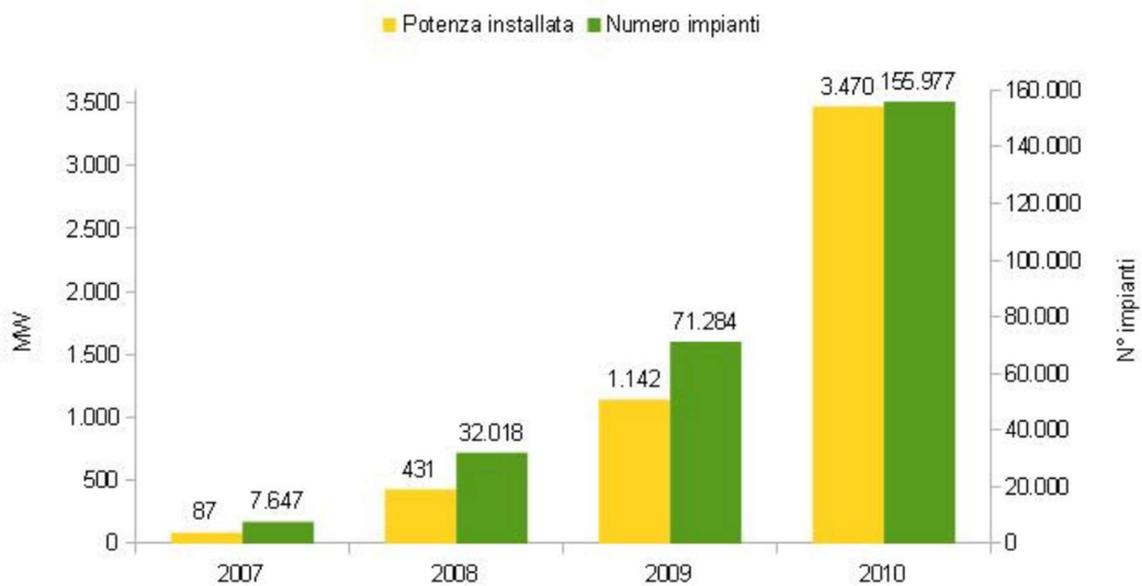


Figura 6: Evoluzione potenza e numerosità impianti fotovoltaici in Italia [8]

1.2 Contesto legislativo internazionale

Oggi giorno la tematica di elettrificazione è molto diffusa soprattutto per via della forte spinta delle politiche internazionali per il raggiungimento di specifici obiettivi per la salvaguardia dell'ambiente in risposta all'effetto del cambiamento climatico. In particolare, l'elettrificazione basata sulle fonti di energia rinnovabili potrebbe portare alla riduzione graduale delle emissioni di GHG ed essere una delle possibili soluzioni di mitigazione dell'effetto del cambiamento climatico. Altre soluzioni tecniche che possono aiutare a ridurre l'impatto delle emissioni di GHG in atmosfera sono gli impianti di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica; le azioni non riguardano però solamente l'ambito tecnico ma anche quello socio-culturale dove l'individuo, formato e informato dagli enti esperti riguardo le tematiche in oggetto, è chiamato a intervenire nelle abituali attività in maniera sostenibile e responsabile.

Le policy internazionali che si sono susseguite negli anni hanno fissato obiettivi sempre più ambiziosi, con la crescente necessità di operare azioni concrete nella gestione del "fenomeno" cambiamento climatico.

Nell'anno 1992 nasce l'UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change)[12], ovvero il trattato internazionale per affrontare le tematiche di interesse globale per quanto riguarda il cambiamento climatico, a cui sono stati invitati i Paesi di tutto il mondo a sottoscrivere. AL 2015 i Paesi firmatari sono 197 e sono divisi in 3 gruppi: firmatari Annex I (Paesi industrializzati OECD e Paesi con economie in transizione EIT, come Russia e Stati Baltici), firmatari Annex II (Paesi industrializzati OECD) e non-Annex I (principalmente i Paesi in via di sviluppo) [13]. Tra le tematiche centrali che interessano l'UNFCCC vi è la riduzione delle emissioni di GHG causa del riscaldamento globale. Il trattato in sé non pone limiti obbligatori per le emissioni di gas serra alle singole nazioni per cui risulta legalmente non vincolante. Esso però include la possibilità che le parti firmatarie adottino, in apposite conferenze, "Protocolli" introducendo limiti obbligatori. Questo tipo di conferenze internazionali prende il nome Conference of Parties (COP).

Le COP, che si tengono con cadenza annuale, forniscono ai Paesi firmatari dei vincoli che vengono negoziati in sede di conferenza per stabilire l'impegno di ciascun Paese per la causa comune.

Le principali, che hanno segnato momenti importanti per il panorama internazionale sono la conferenza di Kyoto del 1997, dove gli stati firmatari si sarebbero dovuti impegnare per ridurre in media del 7% rispetto ai livelli del 1990, fra gli anni 2008 e 2012 le emissioni di GHG.

L'impegno alla riduzione di emissioni di GHG è stato rinnovato in seguito con il "Doha Amendment" per il periodo 2012-2020.

Nell'anno 2015 si è tenuta la COP21 di Parigi; in questa sede è stato stipulato, sotto forma di protocollo (similmente con il protocollo di Kyoto) l'accordo internazionale che attualmente è di maggior rilievo ovvero l'Accordo di Parigi [14]. La sottoscrizione degli Stati è stata aperta nell'aprile 2016 ed è entrata in vigore nel novembre 2016, con una rappresentanza da parte dei Paesi firmatari del 95% circa delle emissioni globali di GHG.

Gli obiettivi di tale accordo sono strutturati in tre punti:

- mantenere l'incremento di temperatura media globale "ben" sotto i 2°C rispetto ai livelli preindustriali cercando di limitare l'aumento di temperatura a 1.5°C, considerando che ciò ridurrebbe significativamente i rischi legati al cambiamento climatico
- aumentare la capacità di adattamento alle condizioni avverse legate al cambiamento climatico mantenendo un profilo di sviluppo a basse emissioni e non minacciando la produzione di cibo
- consentire all'economia di seguire in maniera lo sviluppo verso un modello globale a basse emissioni

Gli Stati firmatari sono tenuti a ridurre le emissioni di GHG attuando misure basate sulle “best available sciences” con l’obiettivo di raggiungimento della neutralità delle emissioni di CO₂ nella seconda metà del secolo. Ogni Stato è chiamato a presentare gli obiettivi fissati e mantenere gli impegni riguardo l’implementazione delle misure necessarie. Nell’ambito dell’impegno per il raggiungimento della neutralità climatica, la Commissione Europea ha proposto di rivedere e modificare l’obiettivo di emissioni di GHG fissato al 2030 in maniera tale da rendere fattibile gli obiettivi del percorso verso il 2050. La Commissione Europea nel 2020, sulla base di una consultazione pubblica e di una valutazione d’impatto approfondita, ha modificato rendendo più ambizioni gli obiettivi da raggiungere. Il piano degli obiettivi climatici proposto prevede di aumentare l’obiettivo del 2030 da una riduzione delle emissioni del 40% a una riduzione delle emissioni nette del 55%, rispetto ai livelli del 1990. Il piano della Commissione delinea obiettivi e approcci settoriali specifici, revisioni normative e nuove iniziative necessarie nel ambito delle politiche energetiche e climatiche. Il pacchetto “Fit for 55” racchiude gli obiettivi individuati [15].

Tali obiettivi sono resi legalmente vincolanti con l’integrazione nel Regolamento UE 2021/1119, “Normativa europea per il clima” adottato il 30 giugno 2021.

Il “Fit for 55” comprende un quadro legislativo complesso che, al fine di mantenere coerenza con l’obiettivo di riduzione di emissioni di GHG del 55% netto al 2030; unisce diversi meccanismi e azioni possibili, tra le quali:

- adattamento del sistema “Emissions Trading” a nuovi settori come trasporto aereo e marittimo e modificando il sistema per i settori già contemplati (come il trasporto su terra)
- incremento degli obiettivi di efficienza energetica e fonti energetiche rinnovabili
- transizione verso modalità di trasporto a basse emissioni con l’adattamento delle infrastrutture
- gestione del fenomeno di carbon leakage” (rilocalizzazione delle produzioni in Paesi con differenti obblighi in termini di riduzione delle emissioni rispetto all’Unione Europea)

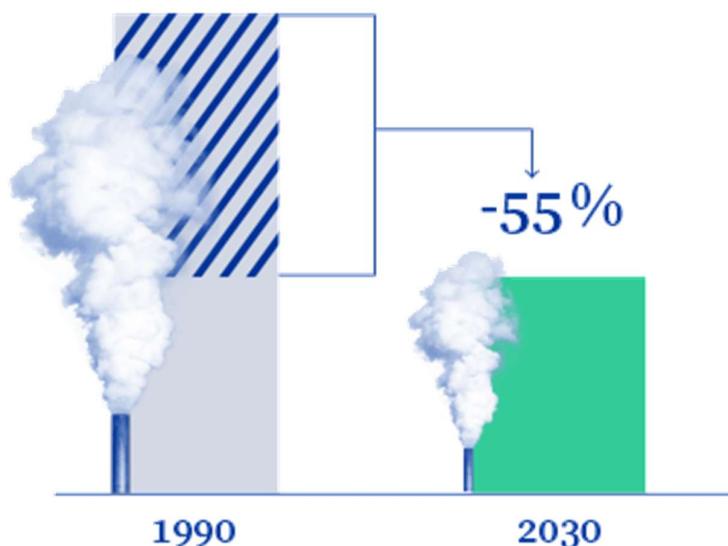


Figura 7: Target Fit for 55 [14]

1.2.1 RED II

La REDII (Renewable Energy Directive) del 2018 dispone che gli Stati membri provvedano collettivamente attraverso dei Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima (PNIEC) a far sì che, nel 2030, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione sia almeno pari al 32%.

All'interno della Direttiva, a questo proposito, si definisce l'energia rinnovabile quale l'energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare (solare termico e fotovoltaico) e geotermica, energia dell'ambiente, energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, energia idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas [16].

All'interno della REDII sono, inoltre, fornite delle norme che forniscono principi e criteri per disciplinare:

- il sostegno all'energia elettrica da fonti rinnovabili (FER)
- l'autoconsumo di energia elettrica da FER
- l'uso di energia da FER nel settore del riscaldamento e raffrescamento e nel settore dei trasporti
- la cooperazione tra gli Stati membri e tra gli Stati membri e i paesi terzi su progetti per la produzione di energia elettrica da FER
- le garanzie di origine dell'energia da FER, le procedure amministrative improntate a garantire un favor per la produzione da FER e l'informazione e la formazione sulle FER

Altre Direttive Europee importanti nel settore energetico sono la Direttiva EED (Energy Efficiency Directive) e la Direttiva EPBD (Energy Performance of Buildings Directive) che impongono agli Stati che le recepiscono di adottare misure volte al risparmio energetico prima di adottare decisioni di pianificazione politica e di investimento nel settore energetico ("energy efficiency first") [17].

2 Gli organi del Settore Elettrico e il Sistema Elettrico Nazionale

Il sistema elettrico italiano (SEN) è composto da:

- Impianti di produzione di energia elettrica
- Una rete di trasmissione nazionale in AAT e AT
- Reti di distribuzione in MT e BT
- Utenti della rete

In Figura 8 si riporta lo schema a blocchi di funzionamento e in Figura 9 schema che ne descrive graficamente la struttura. Gli indicatori in verde rappresentano il flusso di energia elettrica dalla produzione al consumo. I flussi in giallo indicano i flussi di dati che vengono raccolti dall'operatore del dispacciamento per gestire i flussi di energia scambiati sulla rete elettrica.

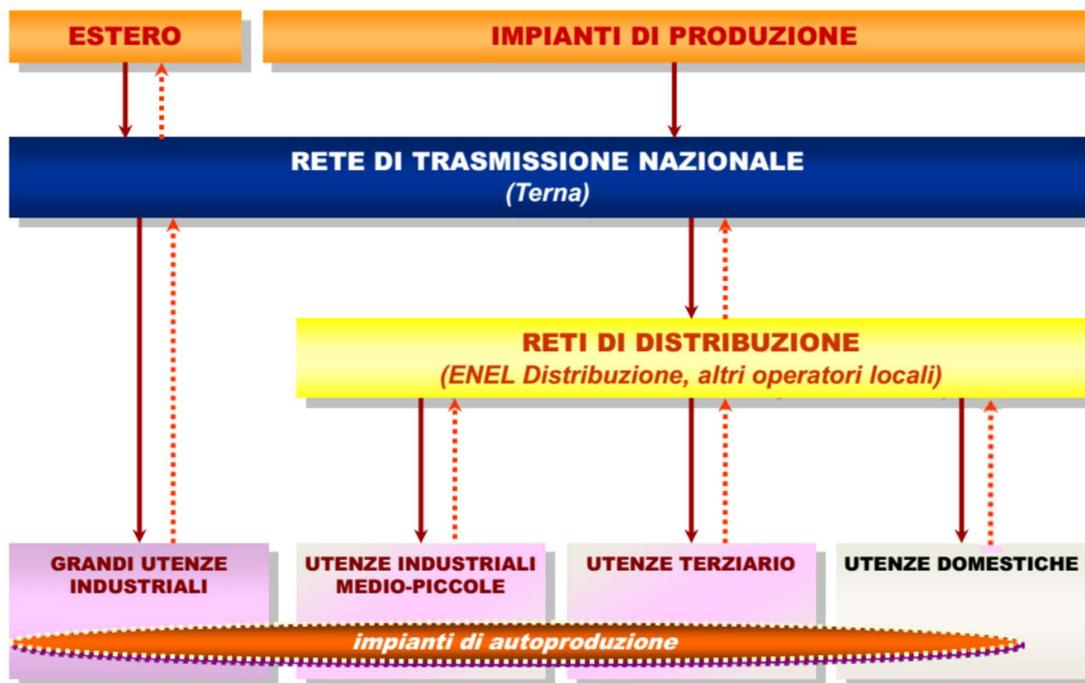


Figura 8: Schema a blocchi funzionamento SEN [18]

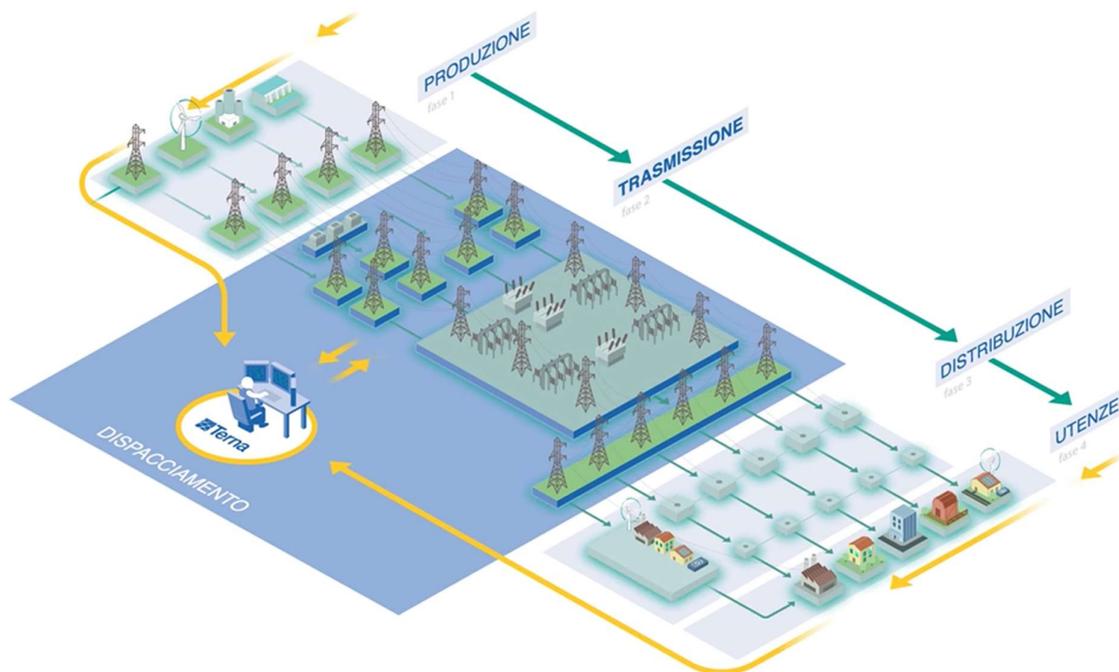


Figura 9: Struttura sistema elettrico nazionale [19]

La gestione del Sistema Elettrico Nazionale è partecipata da diversi enti; a seguire vengono presentati alcuni dei principali.

ARERA, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, è un'autorità pubblica indipendente che, a seguito della liberalizzazione del settore elettrico (Decreto Bersani del 1999 attuativo della Direttiva 96/92/CE [20]), si occupa della regolazione e del controllo dei settori dell'energia elettrica, del gas, dei servizi idrici, del ciclo dei rifiuti e del telecalore. L'Autorità si occupa di gestire la tariffazione del mercato di maggiore tutela (attualmente in fase di chiusura) e fissa gli standard di qualità dei servizi, informazione e trasparenza.

Il MISE, Ministero dello Sviluppo Economico, e il MATTM, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, sono gli organi governativi che si occupano di indirizzare le attività dell'Autorità, fornire le concessioni ai Distributori di energia elettrica (DSO) e rilasciare la VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) per i grandi impianti termoelettrici.

Il GSE, Gestore dei Servizi Energetici, è una società a intera partecipazione del Ministero dell'Economia e delle Finanze che fornisce il sostegno alle FER secondo specifiche incentivazioni e rilascia le Garanzie d'Origine per l'energia prodotta da fonte rinnovabile.

Terna è il proprietario della Rete Nazionale di Trasmissione (RTN), unico settore del SEN che è soggetto a monopolio naturale. Terna si occupa di mantenere all'interno della rete di trasmissione magliata l'equilibrio tra energia richiesta e prodotta gestendone il dispacciamento, ovvero la gestione coordinata di immissioni e prelievi sulla rete.

In Figura 10 e Figura 11 vengono riportate le immagini degli elettrodotti di alta tensione (AT) e altissima tensione (AAT) presenti in Italia e gestiti da Terna.

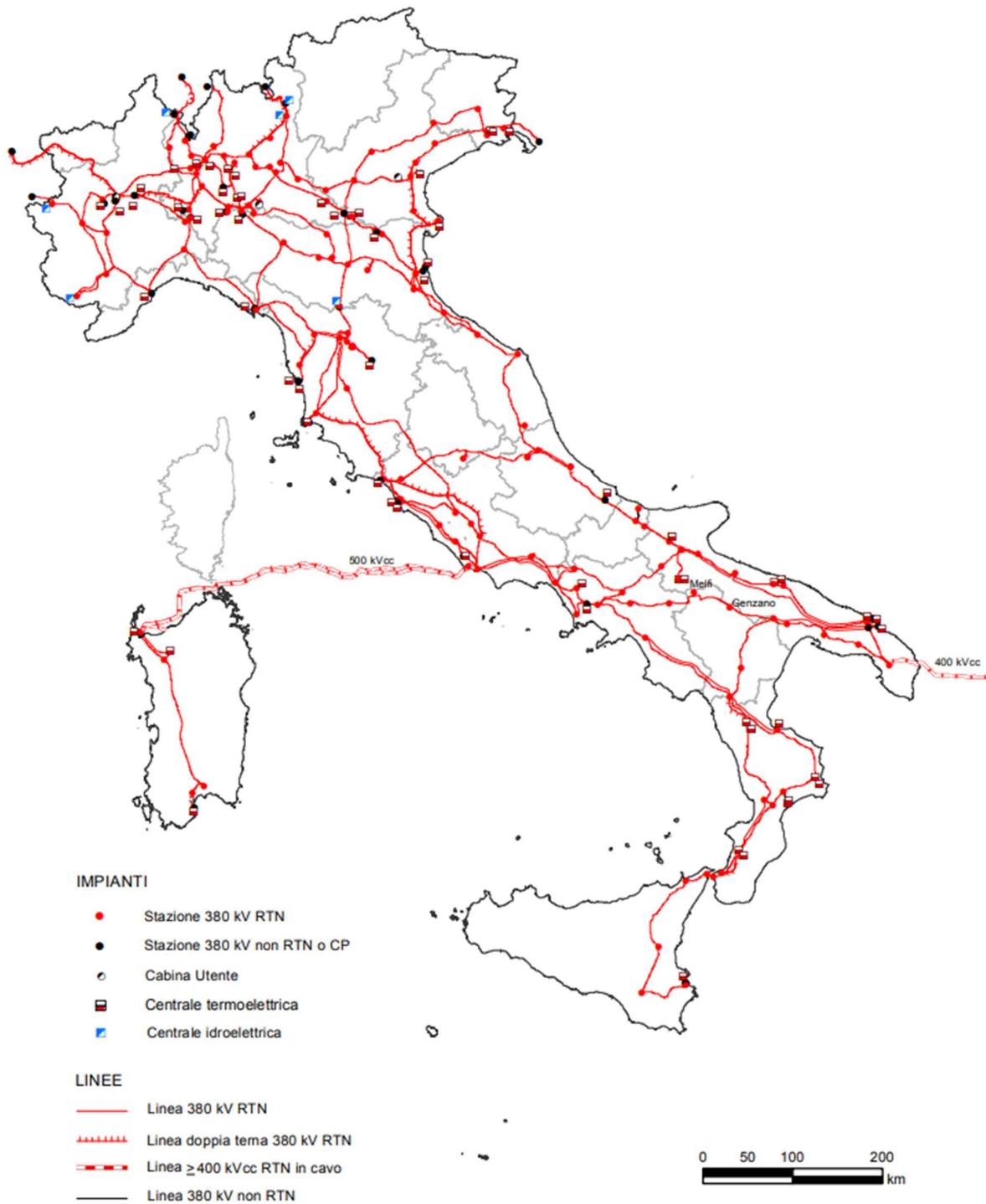


Figura 10: Rete italiana a 380 kV al 31 dicembre 2015 [21]

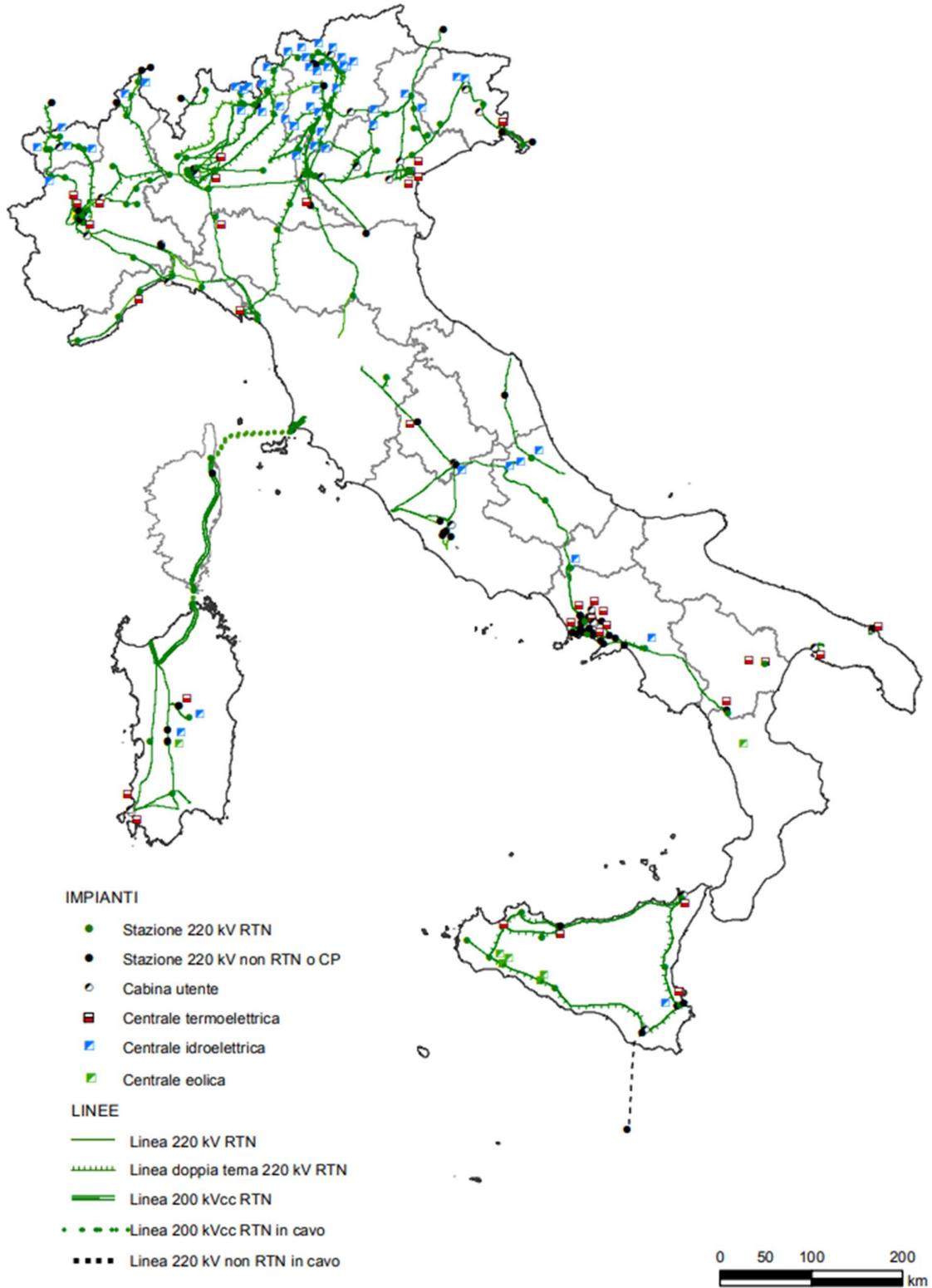


Figura 11: Rete italiana a 220 kV al 31 dicembre 2015 [21]

Il sistema di trasmissione gestito da Terna è soggetto ai seguenti vincoli tecnici:

- deve essere garantito il bilanciamento istantaneo e continuo tra immissione e prelievo di energia dalla rete al netto delle perdite sulle linee
- la frequenza e la tensione di rete deve essere mantenuta negli standard di power quality previsti per la tutela degli impianti e delle infrastrutture
- i flussi di energia su ogni singolo elettrodotto devono rispettare i vincoli massimi di transito ammissibili

Il corretto funzionamento della rete, nel rispetto dei vincoli descritti, viene garantito da Terna attraverso meccanismi di Osservabilità e Controllabilità. L'operatore di rete produce di profili di produzione e consumo (presenti e di previsione futura) grazie alle rilevazioni presso gli impianti soggetti a osservabilità e controllabilità e ne gestisce il bilanciamento su scala nazionale.

Questo compito è divenuto sempre più cruciale e complesso con l'avvento delle tecnologie che sfruttano le fonti energetiche rinnovabili non programmabili (FERNP).

2.1 Impatto delle FERNP

Con il crescente interesse e sensibilizzazione delle tematiche riguardanti la sostenibilità e l'utilizzo di tecnologie a fonte rinnovabile, come indicato al capitolo sulle attuali policy a livello internazionale e nazionale, il settore della produzione da fonti di energia rinnovabile non programmabili (FERNP) sta subendo un'enorme spinta per la diffusione su tutto il territorio nazionale. In particolare, attualmente riscuotono grande successo tra le FERNP quelle con tecnologia solare fotovoltaico (FV) ed eolico.

Il successo degli impianti a FERNP è legato alla capacità di installazione di taglie di impianto con un range potenze nominali molto ampio. Questo è in particolar modo evidente per la tecnologia fotovoltaica che grazie alla modularità della stessa può coprire diversi ordini di grandezza di potenza nominale di impianto. Questo fattore ha permesso, congiuntamente con il supporto del meccanismo incentivante, un'ampia espansione geografica della produzione portando il sistema elettrico ad una configurazione di "generazione distribuita (GD)". Il modello di produzione tradizionale infatti prevede una generazione centralizzata (GC), ovvero la generazione di potenza è concentrata presso un numero limitato di centrali di grande dimensione allacciate sulla rete di trasmissione. La transizione verso la GD invece comporta una più uniforme copertura geografica di centrali di piccole dimensioni allacciate alla rete di distribuzione elettrica. In Figura 12 si osserva un esempio di smart grid dove viene implementato il modello di generazione distribuita.

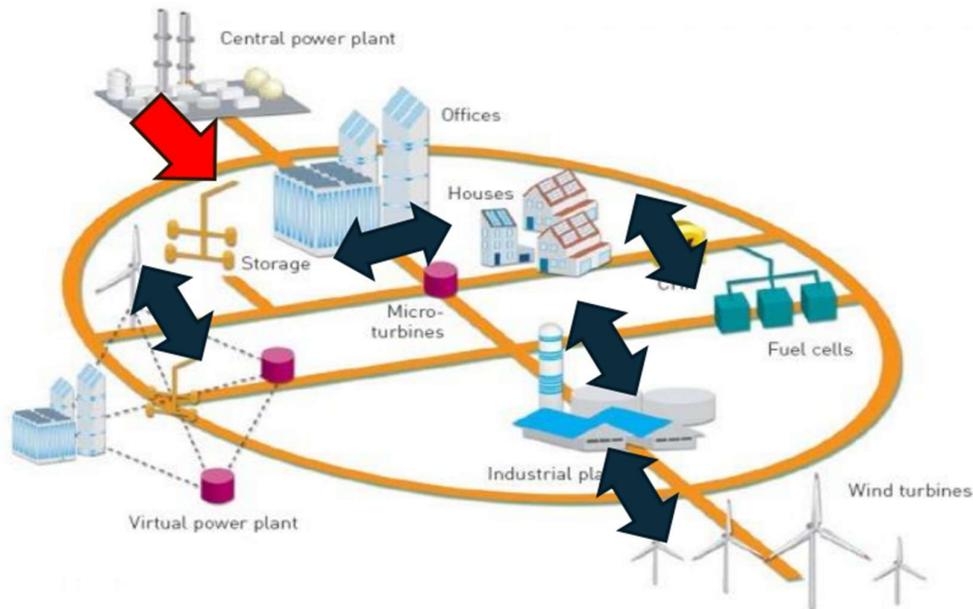


Figura 12: Esempio Smart Grid [22]

Un modello di questo tipo, rispetto al modello tradizionale, presenta vantaggi e svantaggi nei seguenti termini:

- Sicurezza energetica: in una configurazione con molteplici produttori la sicurezza degli approvvigionamenti è sottoposta a un livello di rischio più basso rispetto alla gestione di un numero ridotto di produttori.

- Costo: i costi di installazione, gestione, manutenzione possono essere vantaggiosi per le grandi centrali per i fattori di economia di scala legati alla taglia mentre i piccoli impianti possono essere più competitivi in termini di standardizzazione delle macchine.
- Efficienza: a parità di tecnologia, generalmente le prestazioni di un impianto di taglia ridotta sono inferiori sia in termini di efficienza di conversione sia di carbon footprint. In termini di efficienza di trasporto dell'energia si osserva come sulla rete in AT e AAT le perdite risultino essere inferiori rispetto alla distribuzione in MT e BT, tuttavia la struttura della rete e la capacità di consumo a brevi distanze dalla produzione costituiscono il metro di confronto tra le configurazioni GD e GC.
- Gestione: un sistema distribuito della produzione comporta una complessità maggiore nello scambio di informazioni, dati e vettori energetici.

In un sistema di generazione distribuita viene offerta la possibilità agli utenti della rete passivi (consumer) di entrare in una configurazione nella quale anch'essi possano iniettare potenza in rete al POD divenendo utenti attivi (prosumer).

La diffusione capillare ed estesa della produzione su scala nazionale genera una domanda di corretto bilanciamento della rete più complesso rispetto a una configurazione centralizzata. In particolare si riporta nella Figura 13 l'esempio riportato dal gestore della rete della California. Si osserva quello che viene chiamato "Duck Chart" ovvero il contributo che forniscono gli impianti di produzione convenzionali tenendo conto del contributo variabile delle FER.

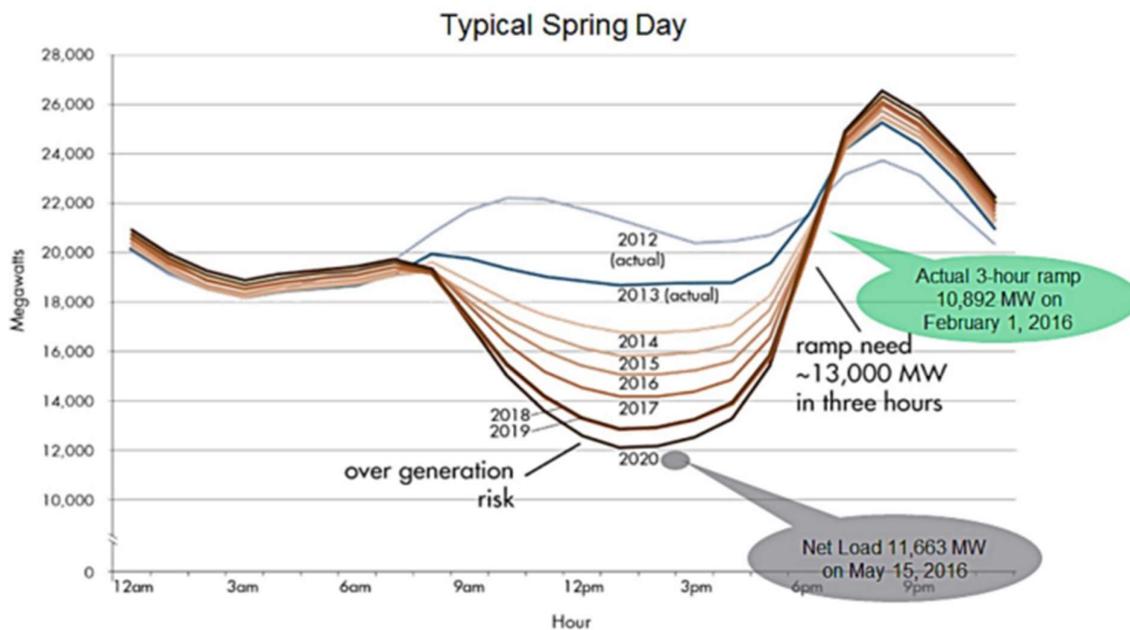


Figura 13: Duck Chart - bilanciamento della rete [23]

I compiti del gestore della rete risultano essere:

- L'operazione di previsione dei consumi e producibilità orari, dove viene previsto l'andamento "Duck Chart" della richiesta di produzione di potenza
- La gestione delle rampe di positive e negative di produzione, grazie alla regolazione operata con lo strumento di *controllabilità*
- La gestione dei tempi di intervento per mantenere il bilanciamento
- La gestione degli stoccaggi di energia

Il bilanciamento della rete in risposta alle variazioni che si verificano sulla rete è garantito grazie a meccanismi di regolazione che sono capaci di intervenire su scale di tempo differenti:

- Bilanciamento "short term": repentine variazioni sui carichi o sulla produzione sono smorzate dalla componente inerziale dei grandi impianti di generazione rotanti che servono a stabilizzare la rete prendendo il nome di riserva rotante;
- Bilanciamento "mid term": comprende l'intervento della regolazione sugli impianti di potenza (riserva fredda), rispettivamente in ordine di rapidità di intervento, idroelettrici, turbogas e turbine a vapore [23].

In particolare, è di grande importanza la capacità del gestore della rete di conoscere in tempo reale i flussi di energia scambiati sulla rete e la capacità di disporre di protocolli che permettano di dialogare con una selezione di impianti che siano capaci di rispondere a un segnale di richiesta di regolazione.

2.2 Osservabilità e controllabilità

Per poter gestire flussi di energia in modo puntuale e tempestivo è necessaria la capacità di monitorare e interagire con gli impianti di produzione di potenza presenti sul territorio.

Per osservabilità si intende la capacità da parte del TSO di ricevere informazioni, per il tramite del DSO cui l'impianto è connesso, per la gestione in sicurezza del sistema di trasmissione. Terna, con la Delibera 540/2021, richiede il monitoraggio in tempo reale degli impianti di produzione di energia elettrica con $P_n \geq 1 MW$ connessi o da connettere alle reti di media tensione, nell'ambito applicativo della norma CEI 0-16 [24].

Il provvedimento obbliga i produttori con impianti di potenza superiore a 1 MW a rilevare i dati e trasmetterli al DSO attraverso l'installazione e l'impiego del Controllore Centrale di Impianto (CCI) che consente l'acquisizione di misure dirette sullo stato di andamento degli impianti di produzione. In norma CEI 0-16 agli Allegati O e T sono indicate le caratteristiche che deve avere il CCI.

Lo scopo del CCI è di presentare alla rete del DSO, nel Punto di Consegna, l'impianto come costituito da un singolo generatore equivalente, che tiene conto delle caratteristiche delle singole unità di generazione e di accumulo, nonché della rete di impianto[1].

Il CCI costituisce anche l'unico punto di interfaccia per lo scambio di informazioni fra le unità di generazione/accumulo costituenti l'impianto ed il DSO. Il canale di comunicazione è bidirezionale, ovvero il CCI può ricevere comandi esterni dal DSO per intervenire sulla regolazione delle Unità costituenti l'impianto.

Questa caratteristica del CCI è indicata come controllabilità, ovvero la capacità di intervenire attraverso un comando esterno sulla regolazione degli impianti.

Il concetto di controllabilità e osservabilità, in generale non è limitato agli impianti di produzione ma risulta anche applicabile per i carichi. La possibilità di monitorare e regolare su richiesta congiuntamente impianti di generazione e carichi offrirebbe una gestione ottimale, seppur complessa, per il gestore della rete. Tuttavia, risulta essere di estrema importanza la questione della sicurezza dello scambio dei dati, nel rispetto della cybersecurity (EN ISO/IEC 27002:2022 *Information security, cybersecurity and privacy protection*) [25].

In ambito CEI 0-21 per quanto riguarda gli allacci in BT non è prevista l'osservabilità degli impianti di generazione. Tuttavia, la questione dell'osservabilità in ambito CEI 0-21, è allo studio a cura della Task Force inter comitato CT316 e CT57 "Osservabilità BT".

3 Contesto del lavoro CEI- CT316

Il nucleo del lavoro di tesi è stato svolto in collaborazione con IREM Spa a Socio Unico, azienda leader del settore nella produzione di sistemi di generazione idroelettrici, grazie al Dott. Marco Battistini membro effettivo del Comitato Tecnico 316 del CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano) e referente da parte dell'azienda per il settore idroelettrico. Il lavoro è stato svolto in fasi differenti avendo la possibilità di interagire con attori sia del mondo della produzione, della normativa e della certificazione accreditata.

3.1 CEI

Il CEI – Comitato Elettrotecnico Italiano è un'associazione culturale a carattere tecnico – scientifico senza scopo di lucro. Quale Organismo Nazionale di Normazione, comunicato dallo Stato Italiano alla Commissione Europea ai sensi del Regolamento UE n. 1025/ 2012, attuato con il Decreto Legislativo n. 223/2017, il CEI è preposto alla attività normativa nel settore elettrotecnico, elettronico e telecomunicazioni, svolta in base a principi di consensualità, volontarietà, trasparenza, democraticità e indipendenza [26].

L'elenco completo dei compiti e delle attività del CEI sono riportate all'articolo 1 dello Statuto CEI. Di seguito si riportano alcune delle funzioni principali che l'Organismo svolge con particolare attenzione alle attività alle quali è stato possibile partecipare in qualità di uditore o che riguardano nello specifico il lavoro svolto durante il progetto di Tesi.

Il CEI quale Organismo Nazionale di Normazione e di diffusione della cultura normativa nel senso più ampio del termine, provvede a:

a) studiare, elaborare, approvare, pubblicare, commercializzare e diffondere prodotti e servizi di applicazione volontaria – norme tecniche, guide, volumi divulgativi, software, ecc. – al fine di migliorare la standardizzazione di prodotti, servizi, persone ed organizzazioni, semplificando le fasi di progettazione, sviluppo e fornitura e garantendo prestazioni di sicurezza e di qualità, di sostenibilità ambientale e di tutela dei consumatori e dei lavoratori;

d) definire criteri, metodi di prova e limiti finalizzati al raggiungimento di adeguati livelli di sicurezza, affidabilità e qualità dei prodotti o dei processi e definire regole e procedure per prove e controlli di rispondenza alle norme tecniche;

e) stabilire metodologie di valutazione di laboratori, aziende, singoli operatori ai fini del loro accreditamento da parte dei competenti organismi;

j) favorire la comprensione e l'applicazione appropriata delle norme tecniche o altri tipi di documenti normativi anche mediante servizi di interpretazione e promuovere la cultura della normazione verso tutte le componenti della società civile e della Pubblica Amministrazione;

k) incoraggiare e facilitare l'accesso delle piccole e medie imprese alle norme ed ai processi di sviluppo delle stesse;

l) mantenere i contatti necessari per supportare le innovazioni e le evoluzioni tecnologiche, alimentando l'interazione dell'attività normativa con altre pratiche e discipline, con attenzione particolare al mondo accademico e a quello della ricerca;

3.2 CT316

Di seguito viene riportato dal sito del CEI i compiti del Comitato CT 316 con cui è stato possibile avere i contatti grazie al Dott. Marco Battistini, membro effettivo del Comitato stesso.

Il Comitato CT 316 è un comitato di sistema che ha lo scopo di elaborare norme di connessione di utenze attive e passive alle reti di Alta, Media e Bassa tensione dei Distributori di energia elettrica. Le norme redatte costituiscono un riferimento sia per la legislazione, sia per la regolazione italiane. Le norme dedicate alla generazione comprendono sia quella che utilizza fonti rinnovabili (fotovoltaico, eolico, ecc.), sia quella che utilizza fonti tradizionali. Le prescrizioni riguardano, in particolare, le protezioni e le regolazioni necessarie per accedere alle reti elettriche di distribuzione su tutto il territorio nazionale [6].

Il Comitato si è occupato di redigere le norme tecniche per la connessione di utenti attivi e passivi alla rete:

- CEI 0-16 *“Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”*[1]
- CEI 0-21 *“Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”*[2]

In aggiunta il CT316 si occupa di elaborare le edizioni successive e varianti con l’obiettivo di allineare le norme CEI 0-16 e CEI 0-21 con il corpo normativo europeo e il quadro di riferimento stabilito dall’Autorità ARERA.

Il CT316 per lo svolgimento delle attività di revisione normativa e produzione di elaborati come al punto a dello Statuto CEI è organizzato in Gruppi di Lavoro o Task Forces che coinvolgono esperti del settore, alcuni dei quali costruttori, laboratori accreditati, docenti universitari, distributori. I lavori più recenti del CT316 hanno riguardato il Controllore di Infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici, l’utilizzo dei gruppi elettrogeni per la partecipazione ai servizi di sistema, i sistemi di limitazione delle immissioni in rete.

Sono attualmente allo studio l’osservabilità/controllabilità dei generatori e dei carichi sulla rete BT, definizione di famiglie e modelli dei generatori per semplificare l’iter certificativo.

Nello specifico il lavoro di tesi è stato svolto nell’ambito della ricerca a supporto del lavoro svolto dal GdL “Famiglie”, Task Force intercomitato con la partecipazione di esperti del CT316 e del CT2, che si occupa della definizione di famiglie e modellazione dei generatori.

3.2.1 CEI 0-16

La norma CEI 0-16 *“Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”* si applica agli impianti elettrici degli Utenti (Utenti della rete) dei servizi di distribuzione e di connessione alle reti di distribuzione. Nello specifico gli Utenti sono i soggetti titolari di :

- Impianti di utilizzazione rilevanti , ovvero che partecipano al servizio di Dispacciamento gestito dal TSO, e non rilevanti
- Impianti di produzione rilevanti e non rilevanti
- reti interne di utenza
- reti di distribuzione nell’ambito della realizzazione e del mantenimento della connessione tra reti di distribuzione

Le tematiche affrontate nel presente documento afferiscono nello specifico a quanto trattato all'allegato Nter. della norma CEI 0-16, in quanto comprensivo delle prove per la conformità dei Gruppi di Generazione rotanti.¹

Particolare attenzione è stata dedicata al capitolo Nter.9 che riguarda la modellazione dei Gruppi di Generazione. Il capitolo dell'allegato in oggetto è *Metodo per la modellizzazione e validazione del modello matematico di un gruppo di generazione sincrono*. A partire dall'analisi normativa di questo capitolo è allo studio l'elaborazione di un capitolo equivalente per la modellazione e validazione di modelli per le connessioni di Unità di Generazione su rete BT (CEI 0-21) con l'utilizzo di modelli semplificati.

3.2.2 CEI 0-21

La norma CEI 0-21 *“Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”* ha lo scopo di definire i criteri tecnici per la connessione degli Utenti alle reti elettriche di distribuzione con tensione nominale in corrente alternata fino a 1 kV compreso.

Gli obiettivi della norma sono i seguenti:

- definire l'avviamento, l'esercizio ed il distacco dell'impianto di produzione;
- evitare che gli impianti di produzione possano funzionare in isola su porzioni di reti BT del DSO;
- definire alcune prescrizioni relative agli impianti di produzione funzionanti in servizio isolato sulla rete interna del Produttore (le prescrizioni non riguardano la connessione dell'impianto di produzione alla rete del DSO)

La presente Norma si applica a tutte le reti delle imprese distributrici di energia elettrica e agli impianti elettrici degli Utenti dei servizi di distribuzione e di connessione alle reti di distribuzione. Nello specifico gli Utenti della rete sono riconosciuti nei soggetti titolari di:

- impianti di utilizzazione (Utenti passivi) connessi alle reti BT di distribuzione dell'energia elettrica, tra cui impianti destinati all'alimentazione di veicoli elettrici, impianti di illuminazione pubblica impianti temporanei/provvisori;
- impianti di produzione (Utenti attivi) di qualsiasi taglia connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica. Sono comprese tutte le installazioni fisse, mobili o trasportabili, che convertono ogni forma di energia utile in energia elettrica che sono collegate in parallelo alle reti BT del DSO in modo continuativo, di breve durata, oppure funzionanti in isola su una rete del produttore;
- reti di distribuzione nell'ambito della realizzazione e del mantenimento della connessione tra reti di distribuzione.

La CEI 0-21 si applica alle nuove connessioni e riguardo alle utenze attive o passive interessa limitatamente le parti soggette a nuove installazioni di Unità di Generazione o aumenti di potenza delle stesse.

All'interno del quadro normativo della CEI 0-21 si è svolto un lavoro focalizzato all'analisi dei capitoli presenti all'allegato Bter. che riguardano la conformità dei Gruppi di Generazione sincroni e asincroni.

Come illustrato in seguito, è stato possibile, grazie alla collaborazione con IREM Spa a socio unico, assistere all'esecuzione delle prove Bter.3, Bter.4, Bter.5, Bter.6, Bter.7, Bter.8 e svolgere un lavoro di ricerca riguardante la modellazione di un'Unità di Generazione equipaggiata con generatore asincrono.

¹ La denominazione Gruppo di Generazione presente in versione consolidata della norma viene aggiornata con la pubblicazione del Foglio di Interpretazione CEI 0-16; CEI 0-21/IS2:2024-10 con Unità di Generazione come illustrato in seguito.

Attualmente è allo studio il capitolo Bter.9 riguardante la modellazione matematica delle UdG rotanti e il contributo svolto vuole essere, congiuntamente ai contenuti presenti in norma CEI 0-16 riguardante la modellazione di UdG con generatore sincrono, un elemento utile all'elaborazione e redazione del nuovo testo normativo CEI 0-21.

3.2.3 GdL Famiglie

All'interno del CT 316 la collaborazione svolta ha potuto beneficiare della disponibilità del GdL "Famiglie" in particolare grazie al Dott. Battistini e il coordinatore del GdL Ing. Luca Guenzi. L'inserimento all'interno del gruppo in qualità di uditore ha permesso di approfondire le tematiche affrontate dal gruppo in fase di revisione del testo di norma della CEI 0-21. In breve vengono illustrate le attività del GdL affrontate in sede di lavoro durante i mesi di partecipazione.

Le attività svolte hanno riguardato lo sviluppo del concetto di famiglie di unità di generazione e la revisione della norma CEI 0-21, con particolare attenzione alle definizioni e all'allineamento di esse con la normativa europea come RfG Regulation 2.0. Il concetto di famiglie di UdG è stato sviluppato per permettere l'estensione delle prove entro uno specifico range di potenza per la conformità di UdG che possono essere considerate "uguali" (ovvero aventi stesso comportamento).

Il Presidente del Comitato CT316 Prof. Fabrizio Giulio Luca Pilo, in sede di riunione estesa del GdL ha illustrato le problematiche legate alla filiera del mini e micro idroelettrico nell'adempimento alla norma CEI 0-21 per le prove di conformità delle UdG.

Tali questioni hanno condotto all'attivazione, in parallelo alle attività di revisione della norma, di un nucleo operativo incaricato della fase istruttoria di un documento di tipo "Foglio Interpretativo" tale da agevolare i costruttori e gli operatori di rete nell'interpretazione della norma .

3.2.3.1 Foglio di Interpretazione

Il Foglio Interpretativo [5] è composto da tre parti principali:

- scopo del documento
- definizioni – interpretazione delle definizioni
- prove – interpretazione delle prove al capitolo Bter. CEI 0-21 e Nter. CEI 0-16

SCOPO

Il Foglio ha l'obiettivo di ridurre le criticità relative alle verifiche di conformità ai requisiti di connessione alla rete (CEI 0-21 e CEI 0-16) delle UdG idroelettriche. Di seguito vengono elencate le criticità riscontrate:

- gli impianti di generazione idroelettrica sono unici, le prove dovrebbero essere svolte sulle UdG di ciascun impianto;
- le verifiche non possono essere eseguite in laboratorio per la mancanza di prese di acqua motrice;
- le verifiche in campo sulle UdG idroelettriche presentano criticità di carattere logistico per il raggiungimento del sito con le attrezzature del setup di prova;
- i costi di investimento legati alle verifiche risultano sproporzionati rispetto al costo della stessa UdG.

Il Foglio è focalizzato principalmente sulle UdG idroelettriche di piccola taglia tuttavia le considerazioni svolte possono essere estese anche alle medie taglie e ad altre tecnologie di impianto o UdG con problematiche similari.

DEFINIZIONI

Il Foglio presenta una interpretazione e alcune integrazioni delle definizioni di Unità di Generazione, Famiglie di Unità di Generazione, Componenti, famiglie di componenti, Gruppo di Generazione e Impianto di Generazione.

In particolare, si specifica che le prove di conformità si svolgono solamente sull'UdG escludendo i componenti di impianto esterni ad essa; per quanto riguarda gli impianti idroelettrici le opere di adduzione e di scarico dell'acqua non fanno parte della UdG.

La UdG, infatti, è considerata *l'elemento più piccolo dell'Impianto di Generazione in grado nel suo insieme di produrre energia elettrica in modo indipendente che converte una sorgente primaria di energia in energia elettrica e che è connesso in modo sincrono, asincrono o per mezzo di elettronica di potenza ad una rete elettrica*. La definizione di UdG è in linea con quanto indicato nella attuale direttiva macchine ((EC) 2006/42), e con le definizioni presenti nella proposta di modifica presentata da ACER dell'attuale Regolamento Europeo (EU) 2016/631.

Il Gruppo di Generazione è definito come insieme delle UdG collegate con un solo punto di connessione alla rete, che includono servizi ausiliari ed i dispositivi di connessione.

Il seguente schema rappresenta sottoforma di insiemi le definizioni di Impianto, Gruppo e Unità di Generazione.

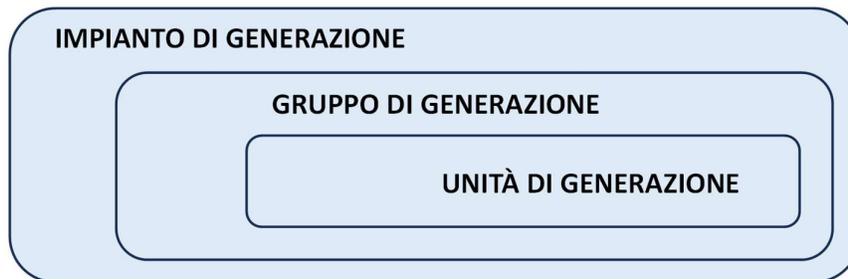


Figura 14: Schema Impianto - Gruppo - Unità di Generazione

La Famiglia di UdG si definisce come insieme di unità di generazione che:

- condividono la stessa tecnologia e il progetto con riferimento alla conversione e/o accumulo della sorgente di energia primaria e trasformazione in energia elettrica
- utilizzano un sistema di controllo con struttura, architettura, hardware e software "uguale"
- la struttura del modello di simulazione, qualora applicabile, sarà la stessa per tutte le unità di generazione appartenenti alla famiglia

La definizione di sistema di controllo uguale è indicata alla pagina 6 del Foglio interpretativo *CEI 0-16; CEI 0-21/IS2 Certificazione delle unità di generazione idroelettriche (Allegati N.ter- B.ter)*.

PROVE

Per ciascuna prova del capitolo Bter. (o Nter.) sono state valutate le criticità e proposte indicazioni e interpretazioni.

Bter.4 (o Nter.4): sulla verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza è data la possibilità di presentare la Dichiarazione di Conformità alla CEI EN 60034 condizionata alla verifica dei punti limite previsti in Bter 4 o Nter.4. Il laboratorio accreditato CEI 0-21 (o CEI 0-16) si occupa della verifica documentale.

Bter.5 (o Nter.5): sulla verifica delle condizioni di sincronizzazione e presa di carico è data la possibilità di condurre la verifica sulle logiche di intervento; l'UdG può essere spenta durante queste prove.

Bter.6 (o Nter.6): sulla verifica dei requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva sono indicate per le UdG con generatore sincrono le prove minime da svolgere e i criteri di accettabilità della risposta dell'UdG.

Bter.7 (o Nter.7): sulla verifica dei requisiti costruttivi circa la regolazione della potenza attiva è stata esplicitata la curva caratteristica parametrizzabile per il calcolo del valore obiettivo della potenza attiva in caso di variazione della frequenza al di fuori della banda morta.

La formula è stata ricavata durante le prove svolte in campo sulla UdG idroelettrica oggetto del presente studio e successivamente proposta come utile per il supporto del Documento di Interpretazione.

Bter.8 (o Nter.8): sulla verifica della insensibilità alle variazioni di tensione (VFRT capability) sono le verifiche più critiche per le UdG idroelettriche per questioni logistiche. Sono ritenuti applicabili i metodi di prova alternativi quali l'utilizzo di un modello matematico e in generale l'adozione del concetto di "famiglia".

In particolare, per quanto riguarda il concetto di famiglie integrato nei capitoli Bter. (e Nter), l'estensione della taglia di potenza all'interno di una famiglia a valori compresi tra $1/V_{10}$ e V_{10} . È ammesso estendere la validità delle verifiche oltre il criterio " V_{10} " e fino a 200 kW mantenendo le condizioni descritte nella definizione di famiglia illustrata nel Foglio di Interpretazione. Per le UdG oltre 200 kW e che superino il criterio " V_{10} ", tale estensione viene integrata da verifica tramite modellazione matematica con l'uso di un modello verificato sulla base delle prove svolte sulla UdG rappresentativa.

4 Modellazione Unità di Generazione per prove VFRT capability

Il lavoro svolto è stato sviluppato seguendo uno schema sequenziale come illustrato di seguito.

Le fasi principali, riportate negli schemi seguenti riguardano il lavoro svolto per la modellazione del simulatore di buchi di tensione con metodo alternativo (Fase 1) e per la modellazione del simulatore di cortocircuiti per le sequenze di prova di Bter 8 CEI 0-21 (Fase 2).

FASE 1

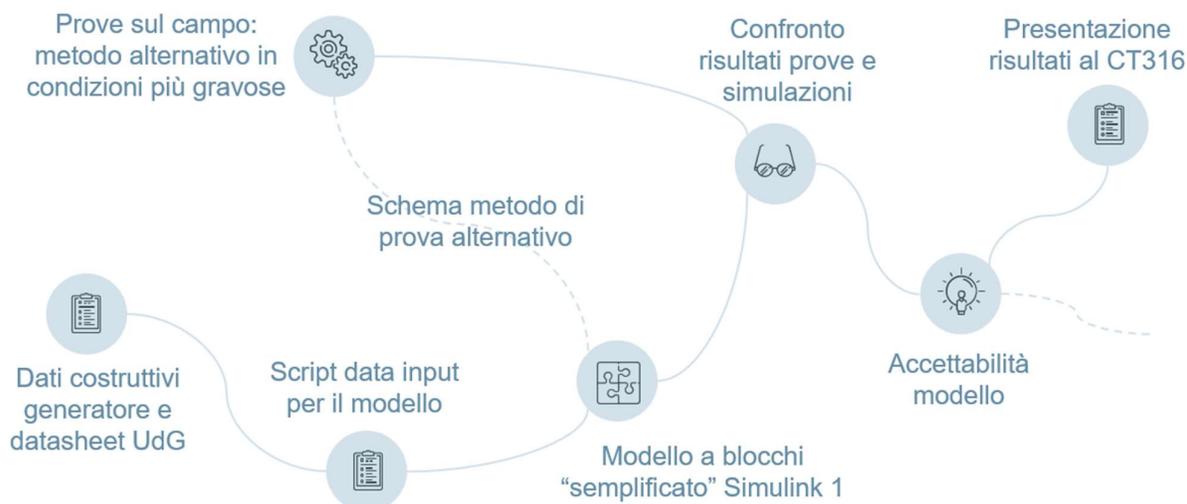


Figura 15: Schema Fase 1

FASE 2

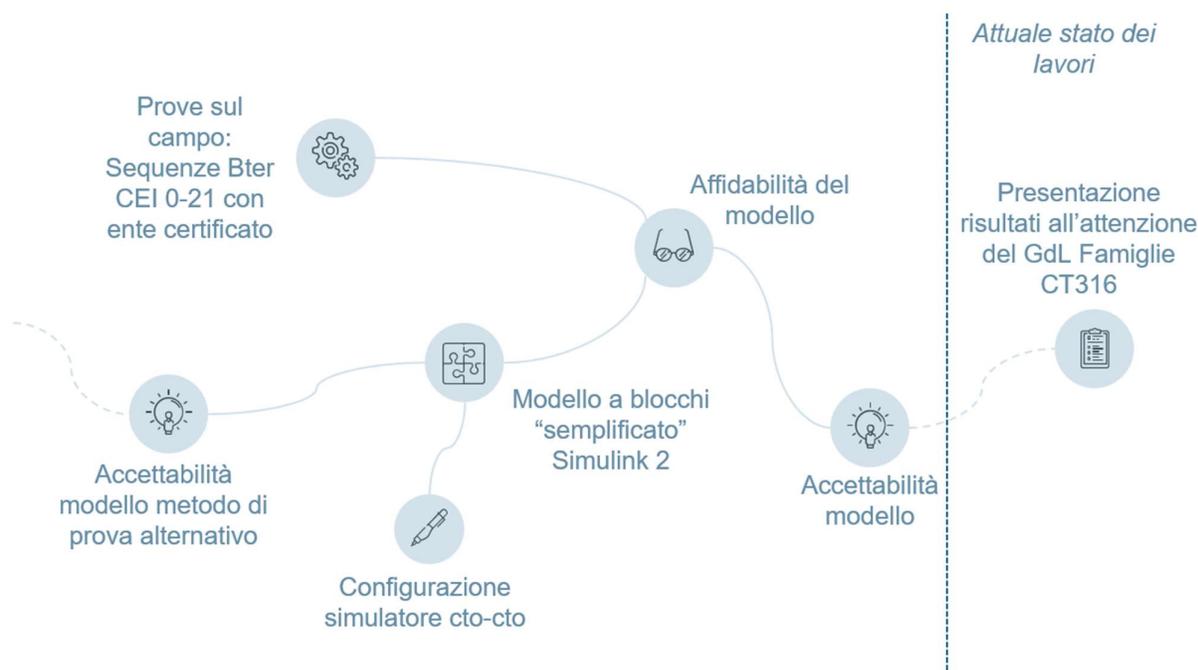


Figura 16: Schema Fase 2

4.1 FASE 1

Lo scopo principale della prima fase dei lavori riguarda lo studio di fattibilità di costruzione di un modello capace di produrre risultati con un certo grado di affidabilità. Il modello, come riportato in precedenza non è di tipo dettagliato ma si tratta di un modello semplificato, tale da renderlo flessibile e di semplice utilizzo. La scelta di avere un modello di questo tipo viene incontro agli obiettivi che sono stati discussi durante gli incontri del Gruppo di Lavoro (GdL) "Famiglie". In particolare, essendo una delle possibilità contemplate dal GdL per quanto riguarda l'integrazione del capitolo Bter riguardante i modelli (nello specifico Bter9), si è considerato lo sviluppo di un modello da libreria su software Simulink.

Nei capitoli che seguono vengono illustrati i passaggi di studio della roadmap della Fase 1.

4.1.1 Prove sul campo

Questo capitolo tratta lo studio del comportamento dell'Unità di Generazione della Centrale Idroelettrica di Vaie nelle massime condizioni di criticità simulando buchi di tensione con profondità 100% senza disconnessione dalla Rete. L'elaborazione teorica del metodo alternativo, la prova e la descrizione delle prove eseguite sono a cura del Dott. Marco Battistini.

La prova si propone di verificare il comportamento di un'Unità di Generazione idroelettrica equipaggiata con generatore asincrono in condizioni di maggiore severità rispetto a quanto prescritto da CEI 0-21:2022-03 Allegato Bter.8 Verifica della insensibilità alle variazioni di tensione (VFRT capability).

I risultati sono indirizzati all'identificazione del/degli elemento/i di maggior peso coinvolto/i nel corretto riconoscimento da parte del generatore degli abbassamenti transitori della tensione di rete e del superamento dei medesimi mantenendo la connessione senza subire danni, riprendendo poi l'erogazione di potenza "pre-transitorio" entro un tempo limite dal rientro della tensione nei limiti tra 85% e 110% del valore nominale.

Le condizioni di maggiore severità sono state scelte in base a specifiche considerazioni tecniche e logistiche:

- Verifica del limite estremo di comportamento dell'Unità di Generazione rispetto alla VFRT capability.
- Fattibilità della prova sul campo con attrezzature agevolmente movimentabili e con interventi minimi rispetto al cablaggio dell'Unità di Generazione.
- Riproducibilità in Laboratorio, su singoli componenti significativi, delle condizioni di prova adottate per la prova in campo dell'insieme "Unità di Generazione".

La potenza nominale di 20kW dell'Unità di Generazione utilizzata per la prova consente di effettuare i test senza introdurre perturbazioni significative sulla rete elettrica in BT, in quanto la riconnessione dell'UdG alla rete al termine del buco di tensione con profondità 100% corrisponde all'avviamento a pieno carico di un motore asincrono di pari potenza.

La Tabella 1 riporta le caratteristiche dell'Unità di Generazione della Centrale Idroelettrica di Vaie significative ai fini della presente prova.

Tabella 1: UdG Centrale idroelettrica Vaie

Caratteristiche dell'Unità di Generazione in prova	
Potenza nominale:	20 kW
Tensione nominale:	400 V
Frequenza nominale:	50 Hz
Tipologia generatore:	Asincrono
Numero di giri:	1520 rpm
Riserva di energia per il sistema di controllo:	UPS 3kVA
Possibilità di marcia alla velocità di fuga:	Sì

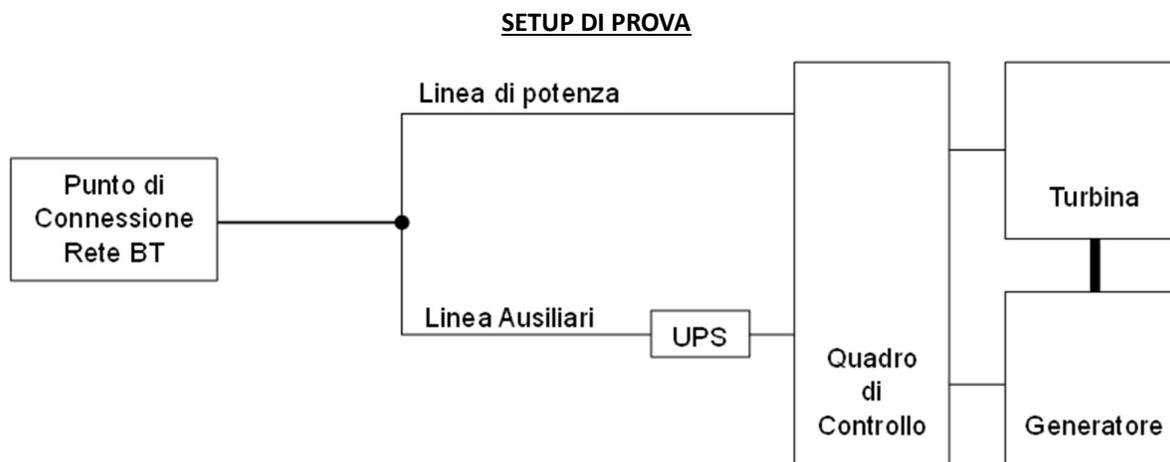


Figura 17: Schema a blocchi dell'Unità di Generazione in prova

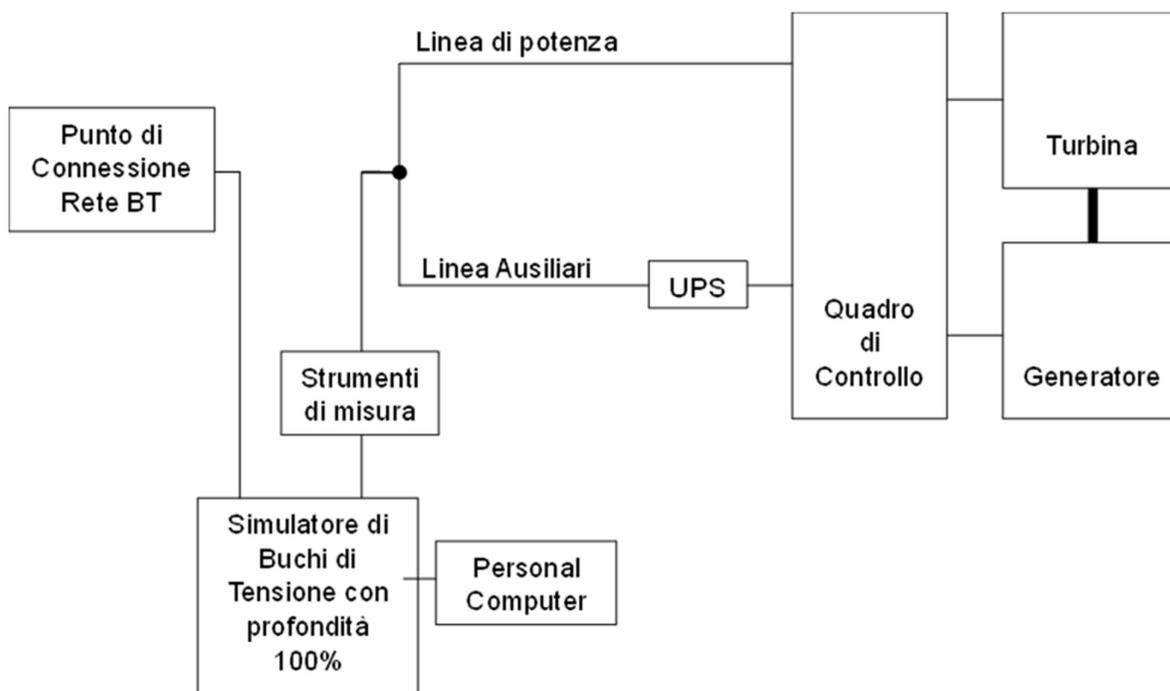


Figura 18: Set-up di prova

L'allestimento del Set-up di prova ha comportato un intervento a basso impatto sul cablaggio dell'Unità di Generazione, in quanto è stato sufficiente sezionare la linea di collegamento tra il Punto di Connessione in BT e l'Unità di Generazione per l'interposizione del Simulatore di Buchi di Tensione con profondità 100%.

Il Simulatore di Buchi di Tensione, il Personal Computer per il controllo del Simulatore e la strumentazione sono dotati di alimentazione propria ad accumulatori elettrochimici, per cui non hanno necessitato di interconnessioni alla rete elettrica in BT; sono così state escluse tutte le possibili interferenze tra l'Unità di Generazione e il sistema di prova e di misura.

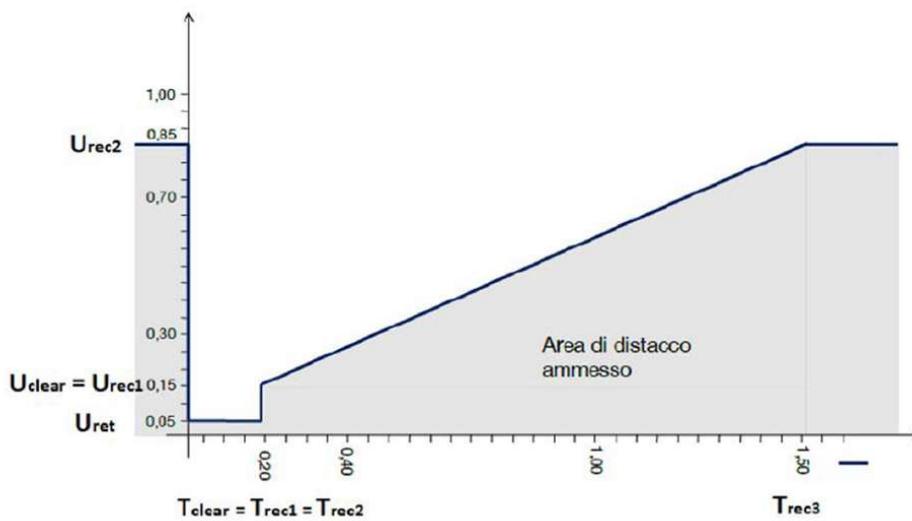


Figura 88 – Profilo di fault-ride-through generatori asincroni

Figura 19: Profilo di fault-ride-through generatori asincroni CEI 0-21:2022-03 Allegato Bter.8
Verifica della insensibilità alle variazioni di tensione (VFRT capability)

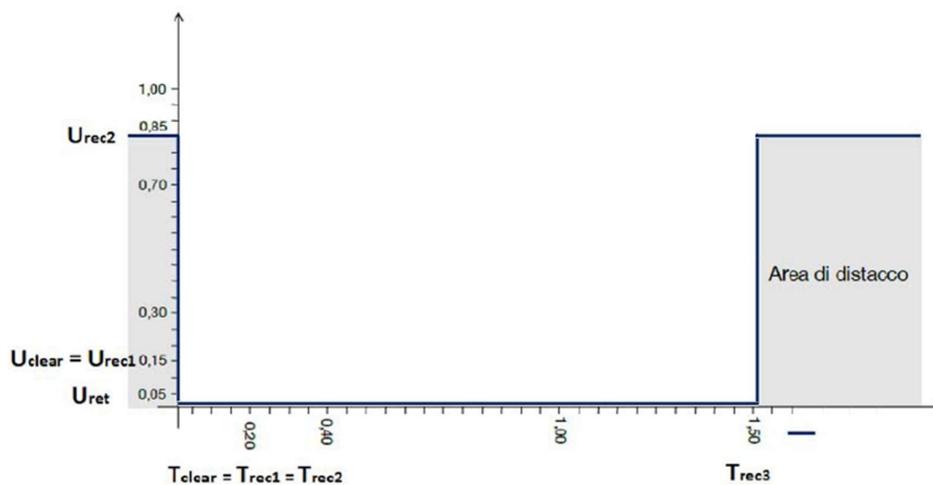


Figura 20: Profilo di fault-ride-through generatori asincroni adottato per la Prova

Test 1500ms.

Il test 1500ms viene descritto in un unico prospetto (Tabella 2) riportando le condizioni di prova, la situazione pre, durante e post transitorio, con rilevazione delle evidenze previste da CEI 0 21:2022-03 Allegato Bter.8 Verifica della insensibilità alle variazioni di tensione (VFRT capability).

Tabella 2: Condizioni di prova Test 1500ms

Test 1500ms	
Ampiezza Buco di Tensione:	1500 ms
Profondità Buco di Tensione:	100 %
Tensione pre-transitorio (picco):	600 V
Tensione pre-transitorio (RMS):	424 V ($U_{nom} + 6\%$)
Tensione post-transitorio (picco)	600 V
Tensione post-transitorio (RMS)	424 V ($U_{nom} + 6\%$)
Corrente pre-transitorio (picco)	32 A
Corrente pre-transitorio (RMS)	23 A
Corrente post-transitorio (picco)	32 A
Corrente post-transitorio (RMS)	23 A
Corrente massima sub-transitorio (picco)	---
Potenza generata pre-transitorio	13290 W
Potenza generata post-transitorio:	13290 W
Frequenza pre-transitorio	50 Hz
Frequenza post-transitorio	50 Hz
Frequenza massima raggiunta nel transitorio:	96 Hz
Numero di giri in condizioni nominali:	1520 rpm
Numero di giri massimo nel transitorio:	2918 rpm (1,92 x velocità nominale)
Superamento buco di tensione:	Sì
Distacco dalla rete:	No
Anomalie:	No

4.1.2 Dati costruttivi generatore e datasheet UdG

La Tabella 1 Tabella 3 riporta le caratteristiche dell'Unità di Generazione della Centrale Idroelettrica di Vaie soggetta a prova .

Tabella 3: UdG Centrale idroelettrica Vaie

Caratteristiche dell'Unità di Generazione in prova	
Potenza nominale:	20 kW
Tensione nominale:	400 V
Frequenza nominale:	50 Hz
Tipologia generatore:	Asincrono
Numero di giri:	1520 rpm
Riserva di energia per il sistema di controllo:	UPS 3kVA
Possibilità di marcia alla velocità di fuga:	Sì

I dati costrutti del generatore sono stati ricavati dal "Performance datasheet of generator" fornito dal costruttore ABB i cui dati sensibili non sono riportati in questo documento per questioni di riservatezza e segreto industriale.

4.1.2.1 Considerazioni sulla velocità di fuga

Premesso che l'Unità di generazione è progettata per permanere in marcia alla velocità di fuga, dalle prove effettuate si è riscontrato un rapporto tra le velocità, pari al rapporto tra le frequenze, di 1.92.

Tale valore rientra in quanto previsto per la tipologia di motore primo impiegato (turbina ad azione Pelton); considerazioni interessanti possono essere fatte anche riguardo alle differenti tecnologie.

Tabella 4: Velocità di fuga - UdG, fonte: Tesi "Studio e progettazione di un impianto micro-idroelettrico: riqualificazione di un mulino in località San Donato (Fabriano)"

Tipologia di turbina	Velocità normale [rpm]	Velocità di fuga n_{max}/n
Kaplan	75-100	2.0-2.4
Francis	500-1500	1.8-2.2
Pelton	500-1500	1.8-2.0
Banki (cross-flow)	60-1000	1.8-2.0
Turgo	600-1000	2

4.1.3 Script data input per il modello

Lo script MATLAB prodotto contiene come variabili tutte le grandezze elettriche necessarie per compilare il blocco del generatore asincrono che verrà illustrato a seguire e i parametri con cui è stato compilato il modello e i blocchi che lo compongono.

In particolare, per caratterizzare la rete elettrica BT, si è fatto riferimento al calcolo dell'impedenza di cortocircuito illustrata dal Quaderno di applicazione tecnica ABB n.2 Settembre 2005 Cabine MT/BT: teoria ed esempi di calcolo di cortocircuito (1SDC007101G0901) [27].

L'impedenza di cortocircuito della rete Z_g si calcola con la seguente formula:

$$Z_g = \frac{c \cdot U_{BT}}{\sqrt{3} \cdot I_{ccnet}} \quad [\Omega]$$

Dove:

- U_{BT} è la tensione nominale tra le fasi pari a 400V
- c è il fattore di tensione, ottenuto come valore tabulato

Tensione nominale U_n	Fattore di tensione C_{max} per il calcolo della corrente di cortocircuito massima	Fattore di tensione c_{min} per il calcolo della corrente di cortocircuito minima
Bassa tensione (da 100 a 1000V) a) 230/400 b) altri valori	1,00 1,05	0,95 1,00
Media tensione ($1 \text{ kV} < U_n \leq 35 \text{ kV}$)	1,10	1,00
Alta tensione ($35 \text{ kV} < U_n \leq 230 \text{ kV}$)	1,10	1,00

Tabella 5: Riferimento norma IEC 60909-1 [28]

$$c = 1$$

- I_{ccnet} è la corrente di cortocircuito della rete, individuata come da CEI 0-21 Cap.5.1.3

5.1.3 Corrente di cortocircuito massima nel PdC (ai fini del dimensionamento delle apparecchiature)

I valori seguenti sono determinati assumendo una corrente di cortocircuito trifase morsetti alla sbarra BT, o alla sezione BT di cabina secondaria, non superiore al valore pianificato di 16 kA⁽¹³⁾.

valore della corrente di cortocircuito massima, da considerare per la scelta delle apparecchiature dell'Utente, è convenzionalmente assunto pari a:

- 6 kA per le forniture monofase,
- 10 kA per le forniture trifase per Utenti con potenza disponibile per la connessione fino a 33 kW⁽¹⁴⁾;
- 15 kA per le forniture trifase per utenti con potenza disponibile per la connessione superiore a 33 kW;
- 6 kA per la corrente di cortocircuito fase-neutro nelle forniture trifase.

Tabella 6: Estratto Cap.5.1.3 norma CEI 0-21 [2]

$$I_{ccnet} = 10kA$$

I valori di resistenza R_g e reattanza X_g sono calcolati in linea con quanto indicato all'interno del Quaderno ABB con le seguenti relazioni:

$$X_g = 0.995 Z_g$$

$$R_g = 0.1 Z_g$$

4.1.4 Modello "Simulink" semplificato per metodo di prova alternativo

Il modello semplificato è stato prodotto considerando lo schema di prova mostrato in Figura 18 e Figura 21 adottato durante l'esecuzione delle misure in campo, ed è stato riprodotto su software Simulink come segue.

In Figura 21 si riporta l'intero schema del modello realizzato.

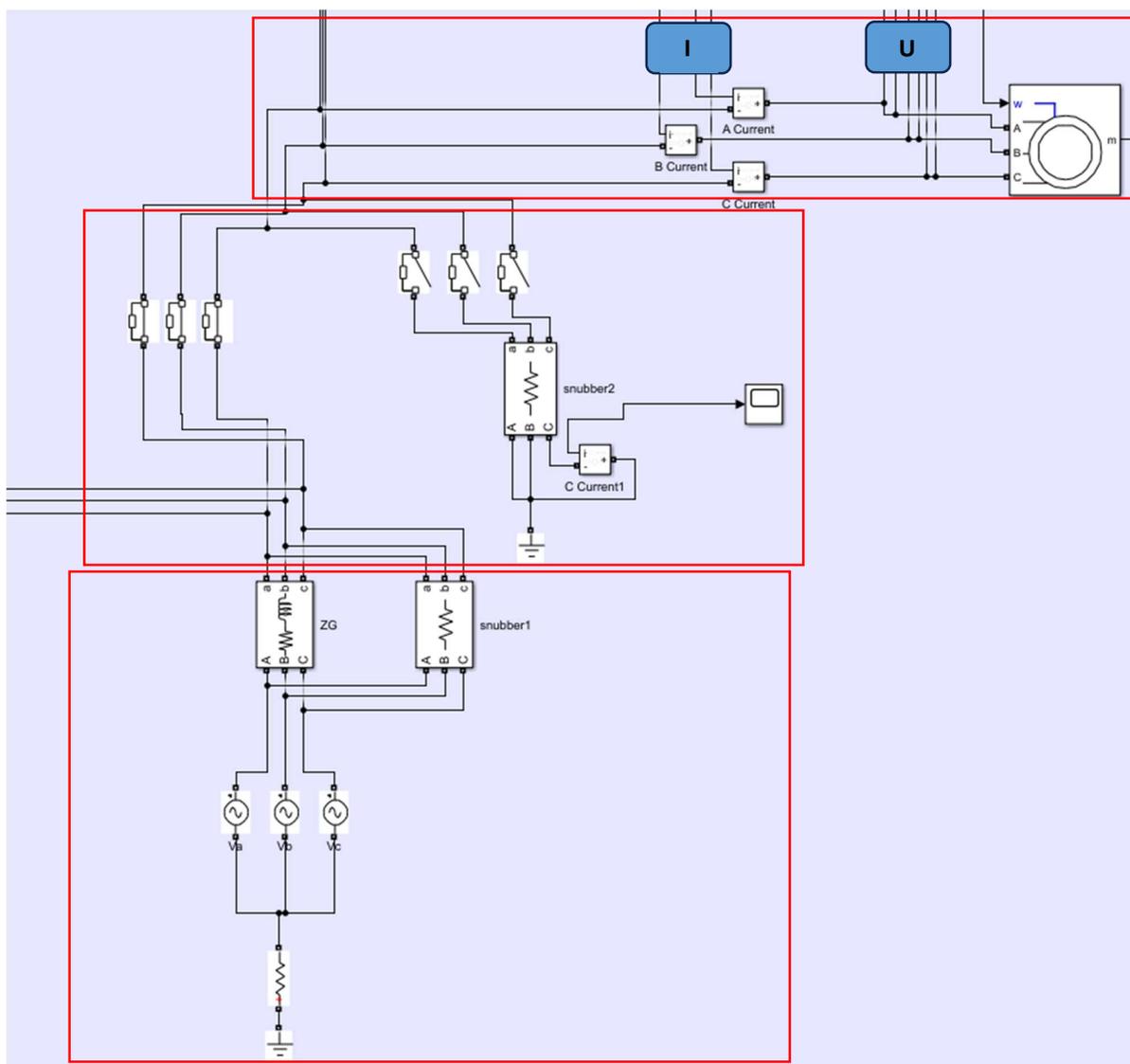


Figura 21: Schema modello di simulazione per sequenza di prova con metodo alternativo

Lo schema può essere suddiviso in tre parti

- Modello rete
- Modello simulatore di buchi di tensione
- Modello UdG

La rete è caratterizzata considerando una terna di generatori ideali operanti a frequenza di rete 50 Hz e tensione di picco come $\sqrt{2/3}U_n$ con U_n pari a 400V.

L'impedenza di rete Z_g è caratterizzata come illustrato al capitolo precedente ottenendo i seguenti valori di componente induttiva e resistiva:

$$X_g = 23.0 \quad [m\Omega]$$

$$L_g = 7.31 \cdot 10^{-5} \quad [H]$$

$$R_g = 2.31 \quad [m\Omega]$$

Per questioni di stabilità del modello e dei risultati numerici è stato inserito un blocco Snubber in parallelo all'impedenza di rete con resistenza pari a 1 [MΩ].

Lo schema del dispositivo teleruttore che opera l'apertura del circuito per simulare il buco di tensione con profondità 100% viene costruito con blocchi interruttore impostati in maniera tale da operare un apertura del circuito e una richiusura dopo un tempo di 1500ms.

Il modello della UdG comprende il modello del generatore asincrono come blocco da libreria Simulink e il modello del motore primo (turbina equipaggiata con girante Pelton) costruito come black box il cui output corrisponde con la velocità di rotazione dello stesso.

Il modello di generatore asincrono utilizzato è di tipo rotore a gabbia di scoiattolo ed è stato configurato secondo le caratteristiche costruttive da scheda tecnica ABB.

Nominal power, voltage (line-line), and frequency [Pn(VA),Vn(Vrms),fn(Hz)]:	<input type="text"/>
Stator resistance and inductance[Rs(ohm) Lls(H)]:	<input type="text"/>
Rotor resistance and inductance [Rr'(ohm) Llr'(H)]:	<input type="text"/>
Mutual inductance Lm (H):	<input type="text"/>
Pole pairs p ():	<input type="text"/>

Figura 22: Parametri di configurazione generatore

L'input fornito al modello del generatore è stato modellato come un blocco "black box", contenendo al suo interno dati sensibili riguardo al funzionamento della UdG studiata. Questo blocco, nello specifico contiene le logiche di regolazione del motore primo e modella l'inerzia del gruppo turbina generatore.

Ai fini dello studio condotto è di particolare interesse la dinamica legata all'inerzia dell'assieme turbina generatore, avendo un' influenza diretta sui risultati delle prove riguardanti i buchi di tensione.

La componente inerziale dell'UdG è modellata attraverso lo studio del comportamento dell'UdG stessa durante l'esecuzione della prova eseguita sul campo.

In questo modo è possibile ottenere la caratteristica velocità-tempo che descrive l'effettiva misura tachimetrica di rotazione dell'albero del generatore. Il calcolo dell'inerzia viene svolto considerando la potenza meccanica disponibile alla turbina idraulica e il tempo impiegato dalla stessa per il raggiungimento delle condizioni di fuga.

$$J = \frac{2 P_m t_{fuga}}{\omega^2_{fuga}} \quad [kg \ m^2]$$

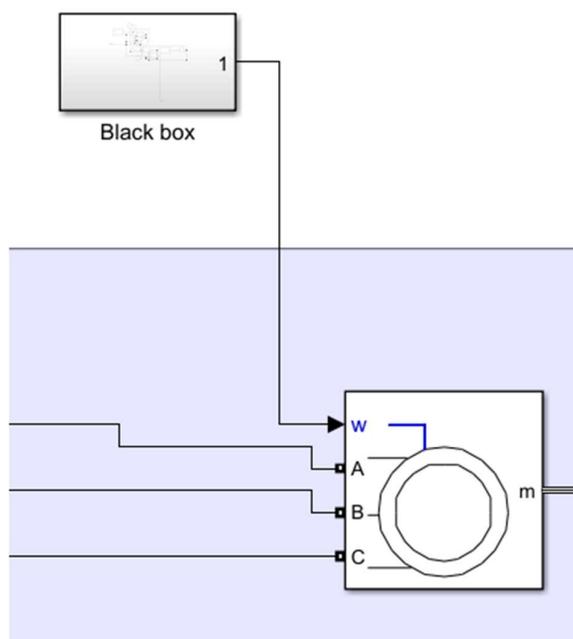


Figura 23: Schema modello UdG - metodo di prova alternativo

Le linee uscenti dalla Figura 23 che si osservano all'interno dello schema corrispondono alle connessioni con il circuito di prova. Le misurazioni su cui sono stati prodotti e presentati i risultati della simulazione sono indicate con i contrassegni **I** e **U** (rispettivamente misurazioni di corrente e tensione) individuabili in Figura 21.

4.1.5 Risultati prove

In questo capitolo si riportano i risultati ottenuti in sede di prova e in sede di simulazione con il modello considerato.

L'analisi dei risultati è condotta sugli oscillogrammi ricavati sul campo dal Dott. Marco Battistini, con particolare attenzione alle grandezze di correnti di picco. La corrente di picco osservata è l'indice di riferimento per osservare la risposta lato rete dell'Unità di Generazione a seguito della generazione dell'anomalia.

In Figura 24 è riportato l'oscillogramma di corrente e tensione ottenuto attraverso le misurazioni svolte. Nella Tabella 7 è riportato l'indice di lettura dell'oscillogramma. La misura di corrente è stata rilevata sulla fase L1, avendo il picco di subtransitoria più elevato mentre la misura della tensione concatenata è raccolta tra le fasi L1 e L3.

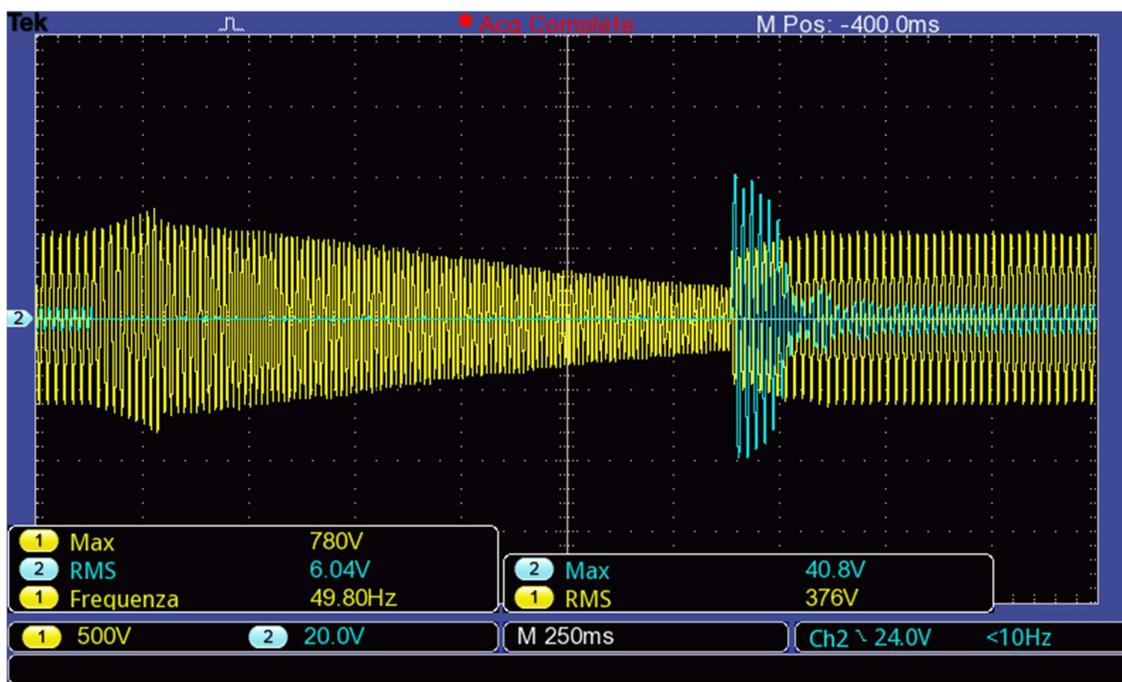


Figura 24: F0028TEK_e Oscillogramma corrente/tensione Test 1500ms

Tabella 7: Lettura dell'oscillogramma F0028TEK_e

Oscillogramma corrente/tensione Test 1500ms	
Inserzione sonda voltmetrica:	L1 – L3
(fattore moltiplicativo per lettura diretta del valore della grandezza):	x1
Inserzione sonda amperometrica:	L1
(fattore moltiplicativo per lettura diretta del valore della grandezza):	x10

4.1.5.1 Durata buco Test 1500ms

La rilevazione del tempo avviene mediante il monitoraggio della grandezza elettrica "Corrente I", la quale raggiunge il valore di 0 all'aprirsi del circuito di prova (simulazione di buco di tensione con profondità 100%) e raggiunge il valore subtransitorio al richiudersi del circuito medesimo. In Figura 25 si osserva come ciascuna divisione del reticolo corrisponda a un intervallo di 250ms.

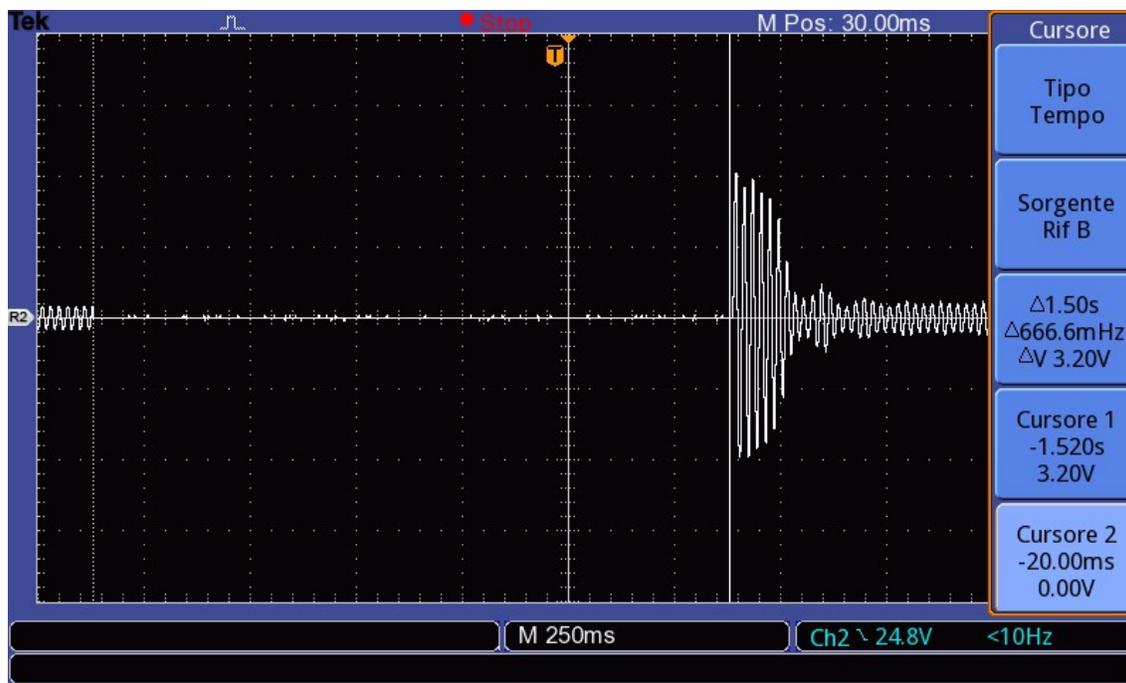


Figura 25: F0000TEK_28_e Oscillogramma tempo Test 1500ms.

4.1.5.2 Tensione Test 1500ms

In Figura 26 è riportato il profilo di tensione osservato durante la sequenza di Test.

Il decadimento di tensione osservato durante la sequenza di test è parzialmente dovuto all'effetto del magnetismo residuo (ordine di grandezza delle decine di ms) e dell'accelerazione del gruppo turbina generatore per la mancanza di carico la quale comporta un rallentamento nella riduzione della tensione.

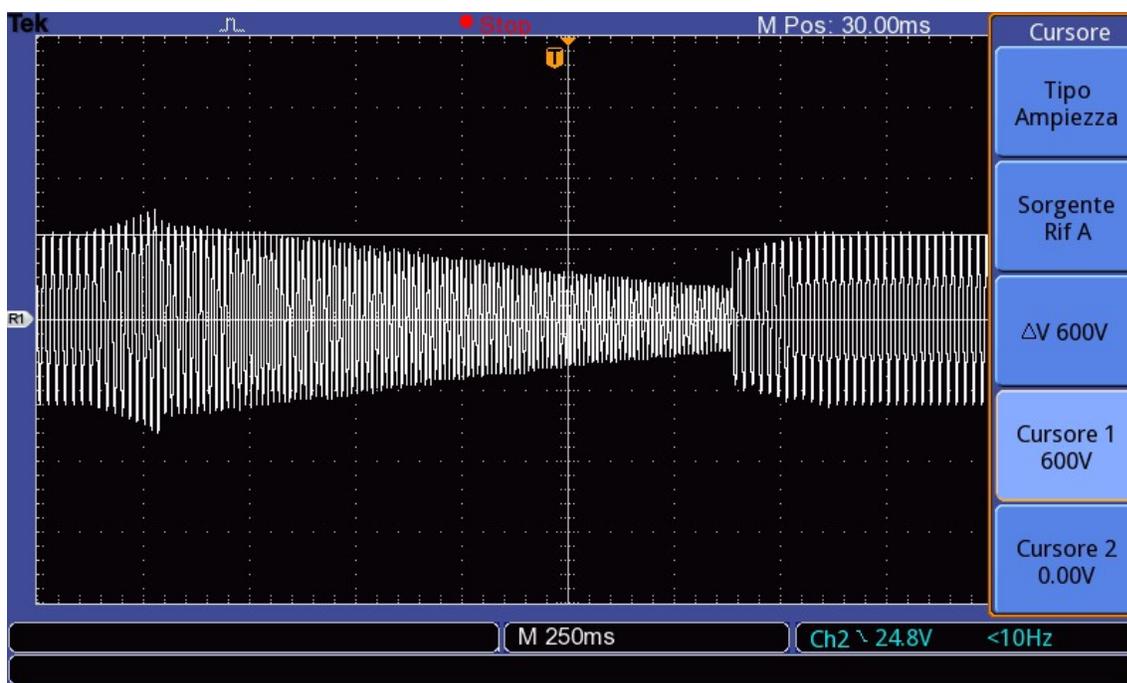


Figura 26: F0003TEK_28 Oscillogramma tensione Test 1500ms

I cursori orizzontali (Tipo Ampiezza) evidenziano il medesimo valore di tensione di picco nelle condizioni pre e post transitorio.

I valori che si ricavano sono i seguenti:

$$U_{piccopre-po \ transitorio} = 600V (424 V RMS) = U_{nominale} + 6\%$$

4.1.5.3 Corrente Test 1500ms

In Figura 27 e Figura 28 è riportato il profilo di corrente osservato durante la sequenza di Test da cui è possibile ottenere le misure di corrente di regime e corrente subtransitoria.

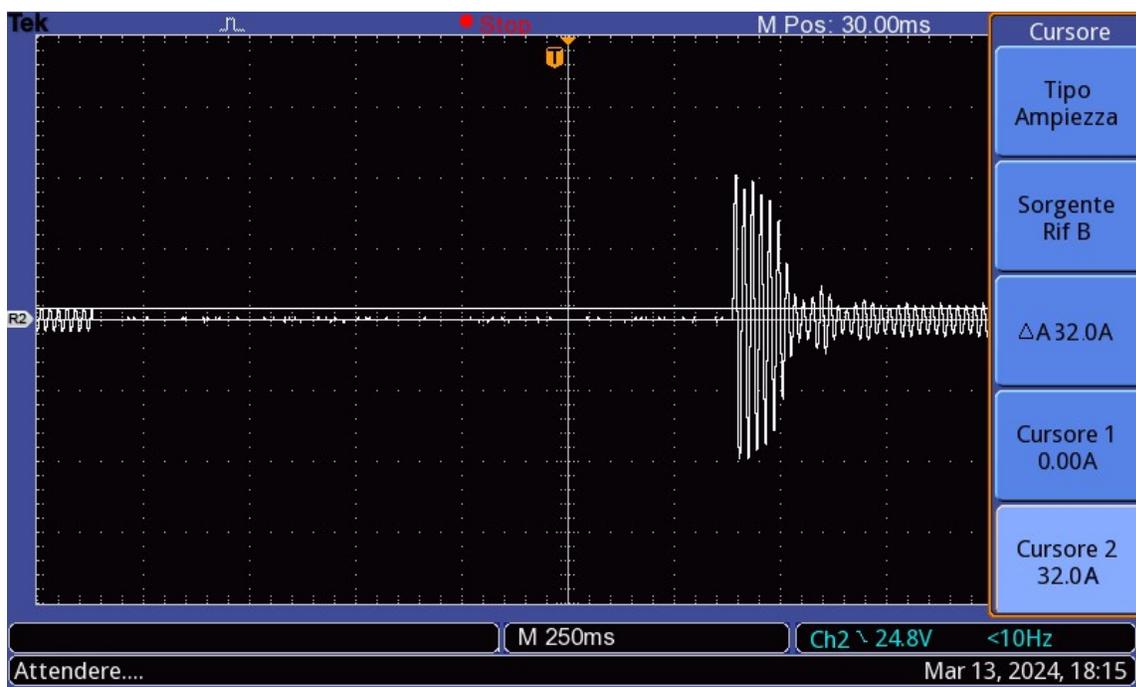


Figura 27: F0007TEK_28_e Oscillogramma corrente nominale Test 1500ms

I cursori orizzontali (Tipo Ampiezza) evidenziano il medesimo valore di corrente di picco nelle condizioni pre e post transitorio corrispondenti al valore di regime.

I valori che si ricavano sono i seguenti:

$$I_{picco,pre-post\ transitorio} = 32A \text{ (23A RMS)}$$

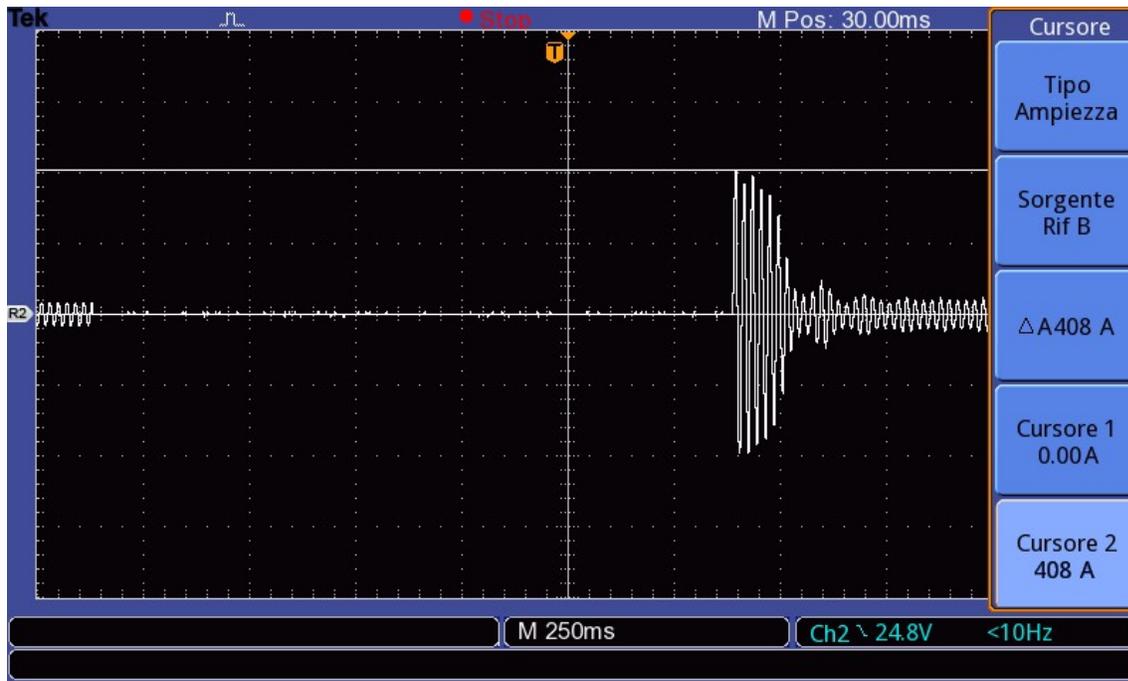


Figura 28: F0007TEK_28_e Oscillogramma corrente subtransitoria Test 1500ms

I cursori orizzontali (Tipo Ampiezza) evidenziano il primo valore di picco della corrente subtransitoria.

Il valore che si ricava dalla lettura strumentale è pari a :

$$I_{picco,subtransitorio} = 408 \text{ A}$$

4.1.6 Risultati simulazione e affidabilità modello

In Figura 29 si osservano gli oscillogrammi di corrente e i rispettivi valori RMS per ciascuna fase. Per garantire la ripetibilità della prova eseguita si è considerata come variabile angolo di fase il valore fisso di 60° che corrisponde alla condizione più gravosa per la corrente di picco sulla fase C del modello. I valori di corrente di picco sono indicati nella seguente Figura 30 dove sono mostrati rispettivamente il valore di picco della corrente subtransitoria sulla fase C in seguito al buco e la corrente di picco di avviamento del generatore.

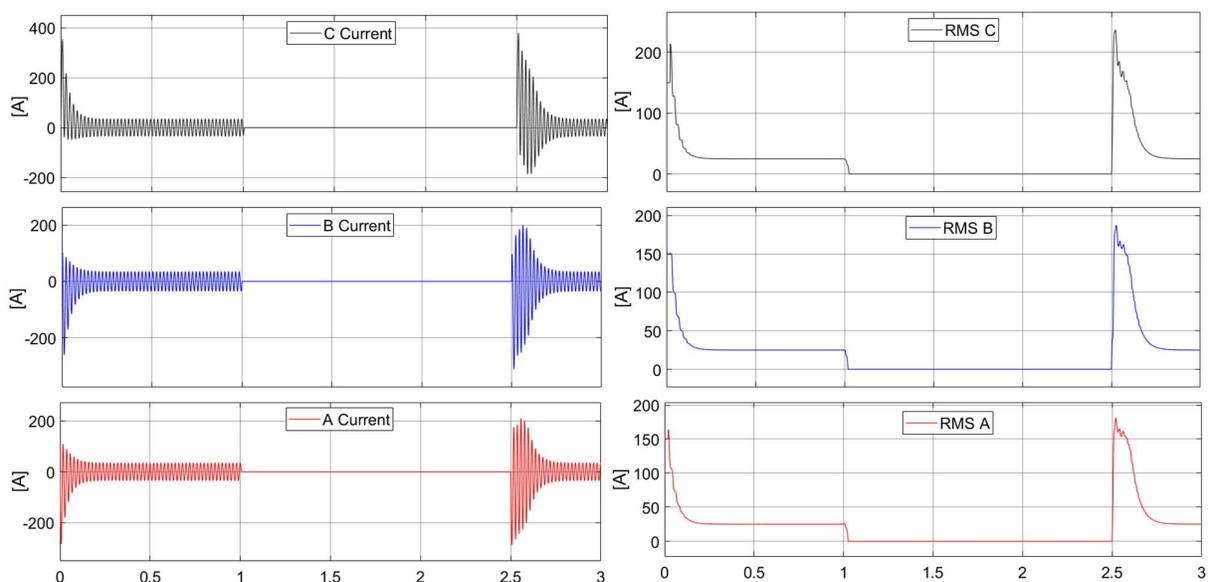


Figura 29: Corrente simulazione Dip 1500ms

Peaks	
Value	Time
3.805e+02	2.510
3.541e+02	0.009
3.082e+02	2.530

Figura 30: Misura picchi di corrente fase C Dip 1500ms

Nell'immagine seguente (Figura 31) si riporta il dettaglio del risultato ottenuto sulla fase C, dove i valori indicati X e Y sono rispettivamente il tempo di simulazione in s e l'ampiezza della corrente in A.

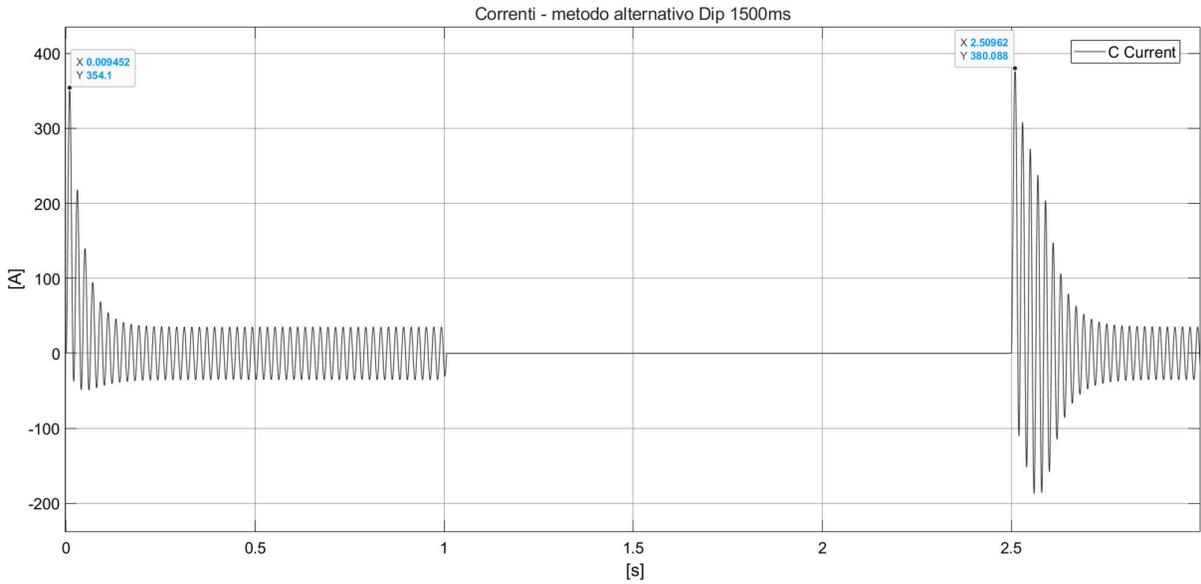


Figura 31: Corrente fase C simulazione Dip 1500ms

In Figura 32 si riporta il profilo di tensione ottenuto per la sequenza di test simulata.

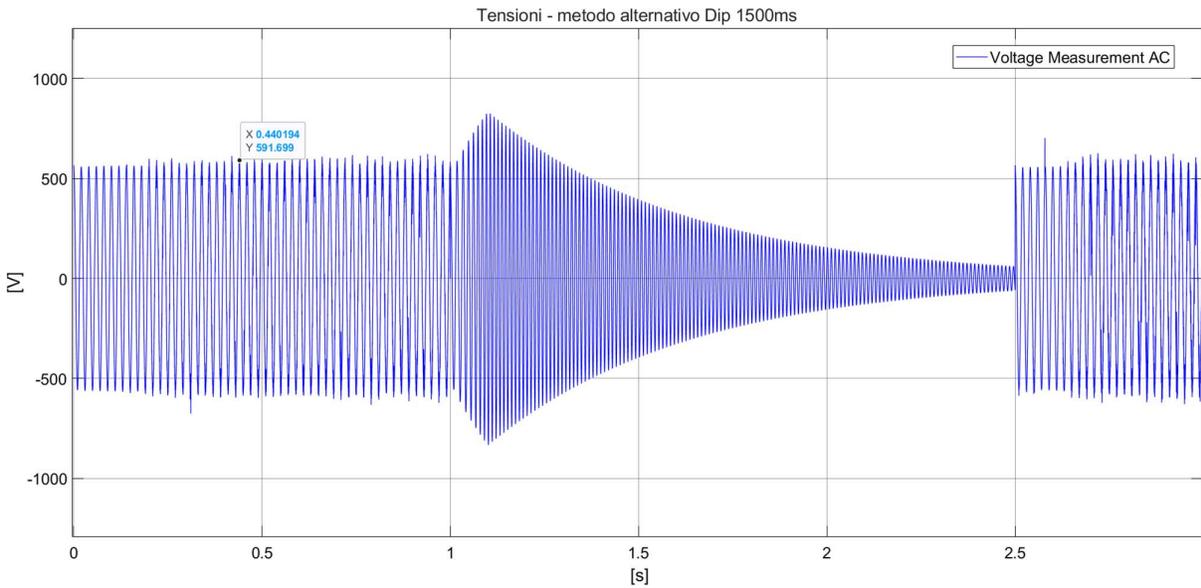


Figura 32: Tensione concatenata AC simulazione Dip 1500ms

4.1.6.1 Parametri di validazione del modello

I parametri considerati per la validazione dell'accuratezza del modello per la simulazione di buchi di tensione con metodo alternativo sono i seguenti:

- $I_{cc,picco}$ valutata in condizione di "starting", confrontata con i dati dichiarati su datasheet
- $I_{max\ subtransitoria}$ ottenuta in seguito al buco generato

$$I_{cc} = I_{nom} \cdot i_{rel} \cdot \sqrt{2}$$

I_{nom} dichiarata corrisponde a 38.7A;

i_{rel} si riferisce al fattore relativo di corrente in condizioni "starting" pari a 6.8;

Tabella 8: Valutazione accuratezza modello - correnti di picco e subtransitoria

Grandezza	Valore misurato/dichiarato [A]	Valore modello [A]	Δ [A]	Tolleranza [%]
$I_{cc,picco}$	372.2	354.1	18.1	4.85
$I_{max\ subtransitoria}$	408	380.5	27.5	6.74

Si osserva che per la corrente di cto-cto si ottiene un'affidabilità espressa come tolleranza tra il valore misurato e quello simulato inferiore al 5% mentre per la corrente massima subtransitoria un valore con uno scostamento inferiore al 7%.

4.1.7 Presentazione dei risultati al CT316

Il Gruppo di Lavoro “Famiglie” del CT316, su richiesta del presidente del Comitato, si è impegnato in un’attività istruttoria finalizzata alla redazione di un Documento di Interpretazione riguardante le prove su Unità di Generazione idroelettriche, il quale è alla base del Foglio di interpretazione CEI 0-16; CEI 0-21/IS2 *Certificazione delle unità di generazione idroelettriche (Allegati N.ter-B.ter)*. L’obiettivo di tale documento è fornire chiarimenti alle procedure per le verifiche da condurre su Unità di Generazione idroelettriche richieste per soddisfare i requisiti di connessione alla rete descritti in CEI 0-21 e CEI 0-16. Nell’ambito di questi documenti sono state proposte integrazioni interpretative connesse alle definizioni contenute nella norme vigenti, una delle quali “UdG – Unità di Generazione” che acquisisce la seguente definizione: *“il più piccolo aggregato o insieme funzionalmente indivisibile di parti e/o di componenti funzionante in modo indipendente che converte una sorgente primaria di energia in energia elettrica e che è connesso in modo sincrono, asincrono o per mezzo di elettronica di potenza ad una rete elettrica”*.

Lo scopo del documento di supporto al settore dell’idroelettrico è stato arricchito con il contributo di ricerca svolto nella presente Tesi in collaborazione con il Dott. Battistini e IREM Spa a Socio Unico. Osservato che le prove su UdG, in particolar modo le prove di VFRT capability (Bter8 CEI 0-21), risultano essere onerose e critiche per le macchine, è stato accolto il contributo svolto durante la FASE 1 nella preparazione del Documento in questione. In particolare i documenti di ricerca condivisi sono stati allegati come documentazione informativa al Foglio d’Intepretazione come indicato al Capitolo 4 dello stesso.

Il Documento d’Interpretazione redatto dal GdL è stato successivamente presentato nella riunione Plenaria del CT316 del 10 settembre 2024 e discusso; a questo è seguita la fase di distribuzione all’interno del Comitato per la raccolta di commenti.

Il Foglio di interpretazione CEI 0-16; CEI 0-21/IS2 *Certificazione delle unità di generazione idroelettriche (Allegati N.ter-B.ter)* è stato approvato dal Presidente del CT316 in data 21/10/2024 ed è in vigore dal 01 novembre dello stesso anno. Il documento è consultabile sul sito ufficiale del CEI.

4.2 FASE 2

Lo scopo principale della FASE 2 dei lavori riguarda lo sviluppo e la validazione dei risultati ottenuti tramite analisi dati delle prove e risultati del modello costruito. In particolare, in questa fase si è fatto riferimento alle prove eseguite dal laboratorio Kiwa Creiven Srl (laboratorio certificato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 con accreditamento per la norma CEI 0-21) nel maggio 2024 presso la UdG installata nella Centrale Idroelettrica di Vaie. Le prove svolte si inseriscono nelle attività di “revamping” a scopo di ricerca dell’Unità di Generazione effettuate da IREM SpA a socio unico; tale iter ha condotto al conseguimento della Certificazione dell’UdG conformemente alla Norma CEI 0-21:2022-03+V1:2022-11+V2:2024-01+V2/EC:2024-03+Foglio di interpretazione CEI 0-16 CEI 0-21/IS2024-10 e ha consentito di raccogliere i dati sperimentali utili alla verifica dell’accuratezza del modello sviluppato.

4.2.1 Prove sul campo svolte da laboratorio certificato

L’unità di generazione è stata sottoposta alle prove illustrale al capitolo Bter di CEI 0-21.

Nello specifico le prove che sono state svolte sono le seguenti:

- Bter.3 Misure per la qualità della tensione;
- Bter.4 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza;
- Bter.5 Verifica delle condizioni di sincronizzazione e presa di carico;
- Bter.6 Verifica dei requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva;
- Bter.7 Verifica dei requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva;
- Bter.8 Verifica della insensibilità alle variazioni di tensione (VFRT capability).

Ai fini del presente studio modellistico sono state considerate le prove di capitolo Bter.8 sulle quali è stato costruito il modello di simulazione.

L’obiettivo di tali prove è verificare che l’UdG sia capace di superare gli abbassamenti di tensione rientrando nelle tolleranze di tensione in un tempo limite. Inoltre l’analisi della corrente erogata durante la sequenza comprensiva di regime e transitorio è richiesta in quanto utile per la verifica delle prestazioni riguardanti il supporto dinamico alla rete elettrica. Per lo svolgimento delle sequenze di prova prove indicate al capitolo Bter.8 sono previste due modalità possibili di test con le quali il laboratorio certificato può verificare la il corretto comportamento dell’Unità di Generazione:

- Test con simulatori di cortocircuiti
- Test con simulatore di rete

Le prove possono essere svolte in campo o presso il laboratorio certificato.

Le prove eseguite sulla UdG soggetta a test sono le seguenti riportate nell’estratto di Bter.8 in Tabella 9.

Tabella 9: Sequenze di test Bter.8 CEI 0-21 - buchi di tensione [2]

Tabella 51 – Sequenze di test per verifica immunità agli abbassamenti temporanei di tensione. Le ampiezze, la durata e la forma si riferiscono alle condizioni di test a vuoto

Elenco prove	Ampiezza residua della tensione fase-fase V/V_n (*)	Durata [ms]	Forma(**)
1s – guasto simmetrico trifase	$0,10 \pm 0,05$ ($V1/V_n$)	$= 200 \pm 20$	
1a – guasto asimmetrico bifase	$0,10 \pm 0,05$ ($V1/V_n$)	$= 200 \pm 20$	
2s – guasto simmetrico trifase	$0,25 \pm 0,05$ ($V2/V_n$)	$= 400 \pm 20$	
2a – guasto asimmetrico bifase	$0,25 \pm 0,05$ ($V2/V_n$)	$= 400 \pm 20$	
3s – guasto simmetrico trifase	$0,50 \pm 0,05$ ($V3/V_n$)	$= 850 \pm 20$	
3a – guasto asimmetrico bifase	$0,50 \pm 0,05$ ($V3/V_n$)	$= 850 \pm 20$	
4s – guasto simmetrico trifase	$0,75 \pm 0,05$ ($V4/V_n$)	$= 1300 \pm 20$	
4a – guasto asimmetrico bifase	$0,75 \pm 0,05$ ($V4/V_n$)	$= 1300 \pm 20$	
5 – guasto asimmetrico bifase BT	$0,10 \pm 0,05$ ($V4/V_n$)	$= 200 \pm 20$	
6 – guasto asimmetrico bifase BT	$0,50 \pm 0,05$ ($V4/V_n$)	$= 850 \pm 20$	

(*) I valori di tensione residua sono espressi in per unit della tensione nominale concatenata in MT, quindi riferiti ai livelli di tensione previsti per guasti provocati su linee MT.

(**) A prescindere dal metodo utilizzato per simulare i transitori (rete di impedenze, simulatore o altro metodo), i fronti di discesa e di salita della tensione devono avere durata cumulata inferiore a 20ms

Le sequenze sono di prova sono ripetute per due livelli di potenza:

- carico parziale: $10\% P_n < P < 50\% P_n$
- carico nominale: $P > 90\% P_n$ (oppure $P > 90\% P_{disp}$)

dove P_n è la potenza nominale della UdG mentre P_{disp} è la potenza disponibile durante i test (in particolare per l'idroelettrico si considera la potenza disponibile in quanto le condizioni di esercizio degli impianti in cui sono installate le UdG sovente non consentono di erogare la potenza nominale).

Come si può osservare in Tabella 9 le sequenze di prova vengono svolte simulando guasti di tipo simmetrico e asimmetrico. Il totale di prove eseguite risulta essere 44 buchi di tensione.

E' indicato per ciascuna sequenza la forma che l'abbassamento di tensione deve rispettare; durante l'esecuzione delle prove è necessario verificare che il profilo di abbassamento della tensione rispetti le tolleranze come indicato di seguito in Figura 33 "Tolleranze di ampiezza e tempo per le sequenze di prova di abbassamento della tensione di rete (VRT Test) (Fonte: norma IEC 61400-21, ed.2 – 2008/08)" Allegato Bter.8.1.1.1 CEI 0-21 .

E' in studio presso il CT316 l'eliminazione dei guasti asimmetrici dalle sequenze di test per le UdG equipaggiate con generatori rotanti, in quanto i guasti asimmetrici costituiscono condizione meno gravosa rispetto ai guasti di tipo simmetrico in riferimento al superamento dei buchi di tensione e ai valori delle correnti subtransitorie. In vista di tale aggiornamento normativo il modello è stato testato su buchi di tensione di tipo simmetrico.

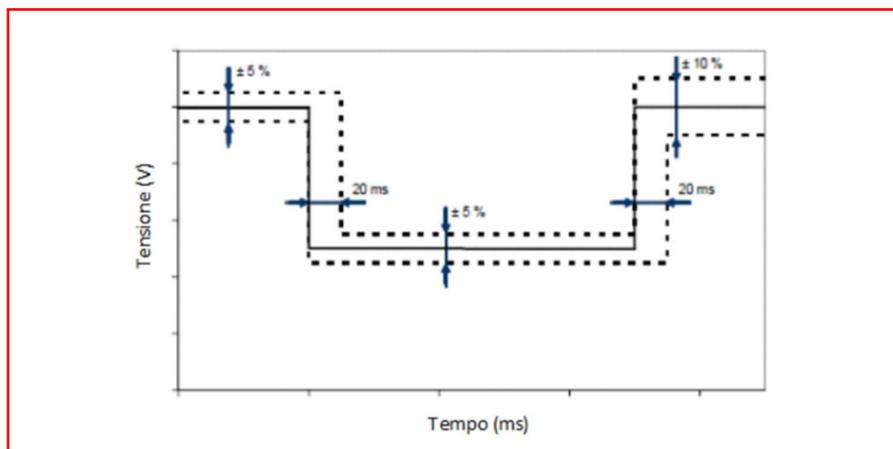


Figura 33: Tolleranze di ampiezza e tempo per le sequenze di prova di abbassamento della tensione di rete [2]

4.2.2 Modello UdG e configurazione simulatore di cortocircuiti

Il modello dell'Unità di Generazione considerato per il lavoro svolto in FASE 1 è stato implementato anche nella FASE 2 per lo sviluppo di uno schema di prova con simulatore di cortocircuiti per lo svolgimento delle prove di Bter.8.

In questo caso si è fatto riferimento allo schema circuitale mostrato in Figura 34, ricavata dalla Figura 89 del capitolo Bter.8.1.1.1

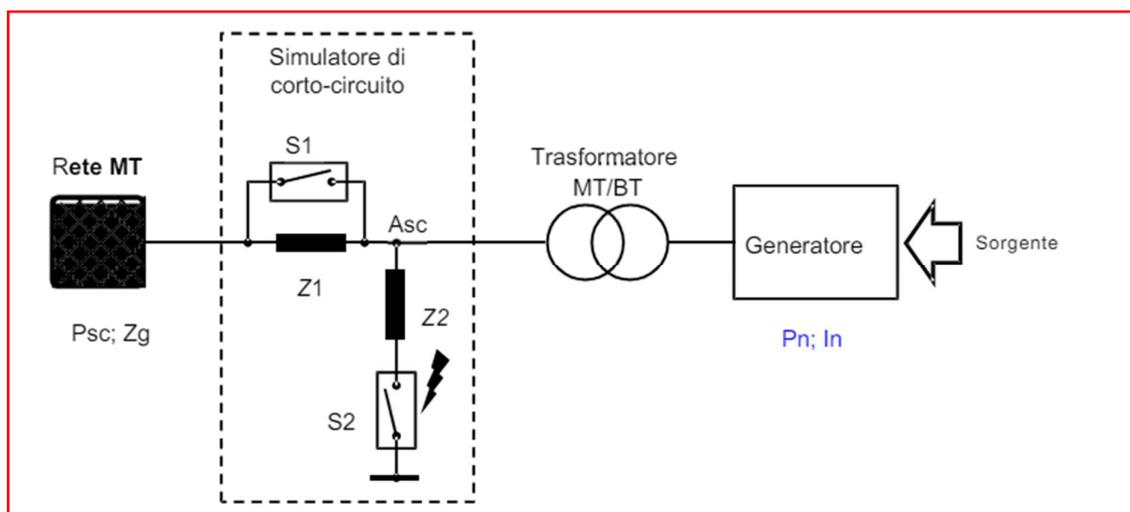


Figura 34: da Figura 89 Bter.8.1.1.1 - Esempio di circuito di prova per simulare gli abbassamenti temporanei di tensione [2]

La figura esemplificativa della norma (Figura 34) indica il posizionamento del simulatore di cortocircuiti lato MT del trasformatore. Questa configurazione, tuttavia, è spesso non realizzabile nei casi reali di UdG idroelettriche allacciate in BT come quella in esame. Infatti a valle del trasformatore risultano essere collegate oltre all'Unità di Generazione stessa molteplici utenze e ciò renderebbe critico l'utilizzo del setup di prova sopra indicato.

Oltre a questa criticità si riscontra anche l'incertezza legata alle grandezze di impedenza dovute alla linea di rete e al trasformatore MT/BT.

Per tali ragioni si è considerata la configurazione di prova con simulatore di cortocircuiti inserito a valle del trasformatore MT/BT. In questo modo è stato costruito un modello equivalente alla modalità di prova eseguita in campo. In Figura 35 viene riportato lo schema del circuito di prova utilizzato.

La suddetta proposta è oggetto di studio presso il CT316 in vista di un aggiornamento normativo.

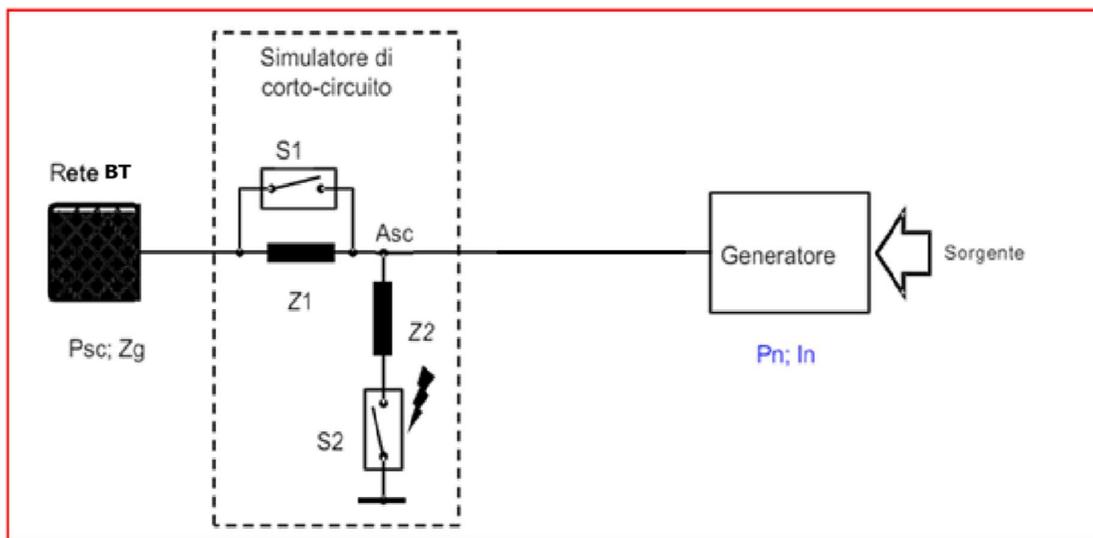


Figura 35: Circuito di prova per simulare cto-cto - caso studio

Il modello Simulink con configurazione di prova simulatore di cortocircuiti è riportato nella successiva Figura 36. Nello specifico l'insieme di blocchi che compongono simulatore di cortocircuiti è evidenziato con tratteggio rosso.

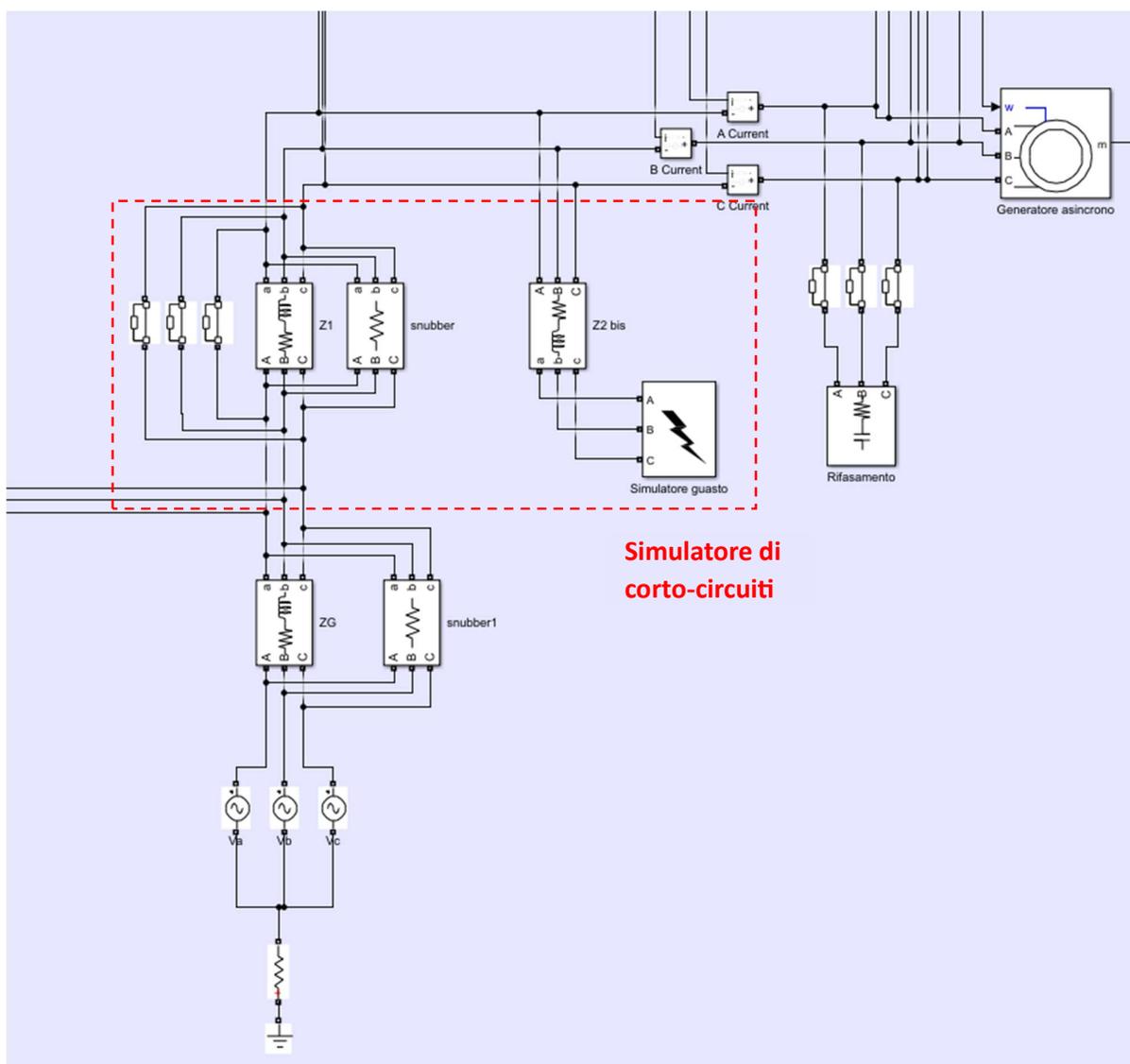


Figura 36: Schema modello Simulink - simulatore di cto-cto

Dal modello sviluppato per la FASE 1 del lavoro sono stati nuovamente utilizzati i modelli della rete, del generatore asincrono e della black box motore primo di input al generatore stesso.

Sono stati integrati nel modello i componenti:

- Rifasatore
- Impedenza Z1
- Impedenza Z2
- Simulatore di guasto simmetrico trifase

Il dimensionamento della batteria di rifasamento è stato svolto considerando i datasheet disponibili ed è caratterizzato dalla componente capacitiva nominale del rifasatore e da una componente resistiva di scarica.

La caratterizzazione delle impedenze Z1 e Z2 è compiuta secondo le indicazioni al capitolo “CEI 0-21 Bter.8.1.1.1 Circuito di prova – simulatore di cortocircuiti”.

L'impedenza Z_1 serve a limitare l'effetto del cortocircuito sulla rete elettrica che alimenta il circuito di prova. La caratterizzazione di Z_1 deve consentire di limitare la massima corrente di cortocircuito prelevata dalla rete a valori tali da non causare un'eccessiva riduzione di tensione a monte. Da norma viene considerata una riduzione di tensione di rete accettabile durante l'esecuzione dei test del 5%, di conseguenza il valore minimo di Z_1 dovrà essere $Z_1 > 20 Z_g$ con Z_g l'impedenza di cortocircuito della rete. Il rapporto X/R indicato dalla norma per la caratterizzazione di Z_1 e Z_2 è pari a 3.

L'impedenza Z_2 viene caratterizzata, mantenendo fisso il rapporto X/R , in base alla profondità dell'abbassamento di tensione da generare e all'interno del modello viene regolata attraverso lo script di calcolo MATLAB.

Gli interruttori di bypass (S_1) in parallelo con Z_1 , nella configurazione reale di simulatore di cortocircuiti svolgono la funzione di evitare il surriscaldamento dell'impedenza serie Z_1 prima e dopo l'esecuzione di ciascuna sequenza; il comando di chiusura di S_1 è subordinato all'intervento di apertura del circuito di guasto avendo una corrente in Z_1 solamente durante l'evento di simulazione del guasto.

Infine, il blocco simulatore di guasto simmetrico si occupa di svolgere la chiusura del circuito di guasto; questo è composto dal componente S_2 illustrato al capitolo Bter.8.1.1.1 che genera il tipo di guasto desiderato. Le simulazioni svolte nel presente studio riguardano il profilo di guasto con buco di tensione simmetrico trifase.

Le sequenze di guasto simmetrico trifase oggetto di prova sono contrassegnate da un numero e la lettera S come si può osservare in Tabella 9: Sequenze di test Bter.8 CEI 0-21 - buchi di tensione Tabella 9.

Nei capitoli seguenti sono riportati i risultati per le sequenze di prova 1S e 2S svolte dal laboratorio accreditato e confrontate con quanto ottenuto grazie alle simulazioni numeriche del modello sviluppato. Le produzioni grafiche dei risultati delle prove sono state ricavate tramite software Dewesoft.

4.2.3 Sequenza di prova 1S

La sequenza 1S prevede la simulazione di un buco di tensione simmetrico di profondità 90%, ovvero con ampiezza delle tensioni concatenate residue pari a $V = V_{nom} \cdot (0.10 \pm 0.05)$ per una durata di 200 ± 20 ms.

Durante la sequenza di prova il rifasatore viene sganciato in corrispondenza dell'abbassamento della tensione e si reinserisce dopo 10 secondi. Questo introduce uno sfasamento e una conseguente riduzione del fattore $\cos\varphi$. Dagli oscillogrammi di prova si può osservare questo comportamento della UdG.

In Tabella 10 sono riportati i dati di potenza e angolo di fase iniziale per la sequenza di prova 1S. Gli stessi valori sono utilizzati come input per il modello di simulazione.

Tabella 10: Valori di riferimento sequenza di prova 1S

Grandezza	Valore	Unità di misura
Potenza erogata	9050	[W]
Angolo di fase	43.1	[°]

All'interno delle immagini catturate su software Dewesoft sono indicate in alto le tabelle con i cursori che effettuano la lettura dei valori di tensione/corrente.

4.2.3.1 Prove laboratorio certificato

TENSIONI

In Figura 37 si riporta il profilo di tensione ottenuto dalla sequenza di prova 1S. La misurazione è avvenuta sulle tensioni concatenate e poi riportato nel report, ricostruendo il centro stella, sottoforma di tensioni stellate.

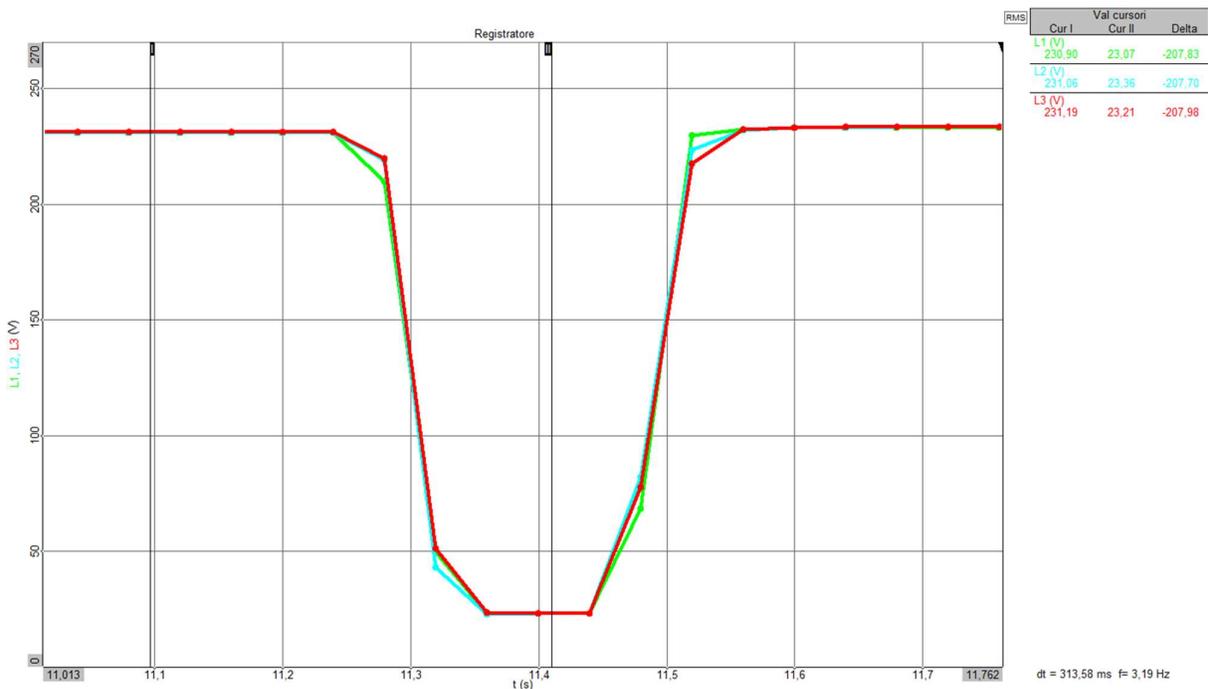


Figura 37: Prova VFRT Sequenza 1S - Tensioni RMS

Le letture dei cursori I e II sono riportate nello specchio che segue:

Tabella 11: Cursori - Prova VFRT Sequenza 1S - Tensioni RMS

Fase	cursore I [V]	cursore II [V]
L1	230.90	23.07
L2	231.06	23.36
L3	231.19	23.21

CORRENTI

In Figura 38 si riporta il profilo di corrente ottenuto dalla sequenza di prova 1S. Le misure che possono essere ricavate sono le seguenti:

- Corrente di picco subtransitoria
- Corrente di regime pretransitorio (si tratta della corrente prima del buco e a seguito del reinserimento del rifasatore)
- Corrente di regime post transitorio con rifasamento disinserito

Corrente di picco subtransitoria

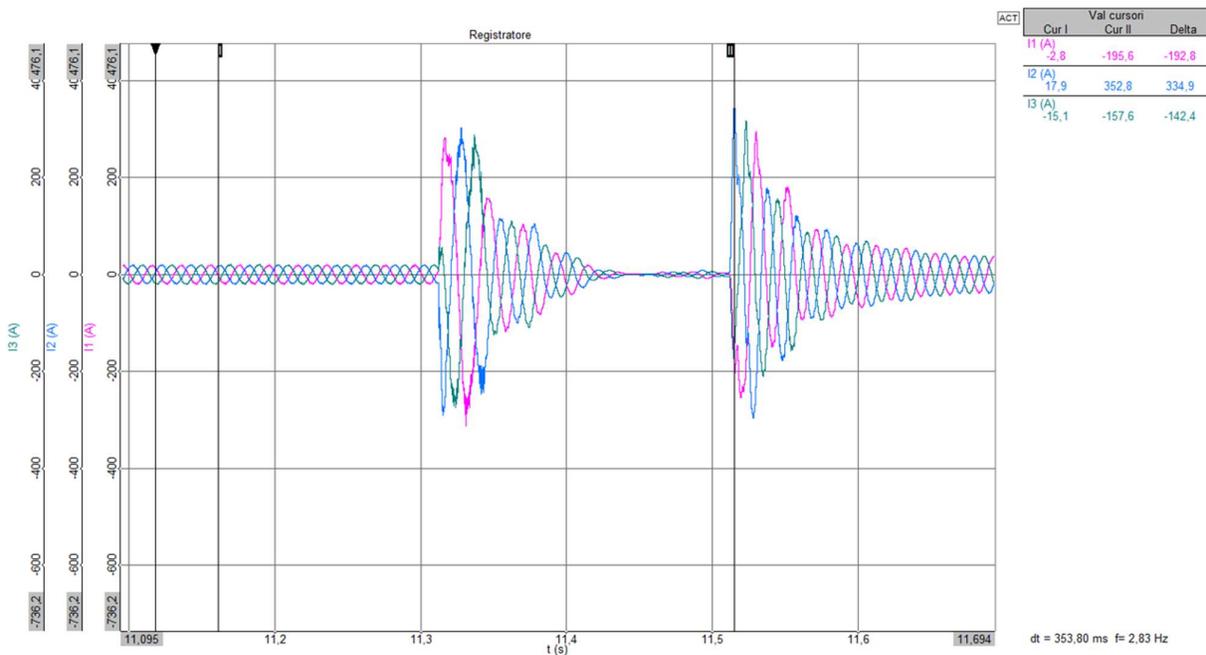


Figura 38: Prova VFRT Sequenza 1S - Correnti

Da lettura sul Cursore II si può individuare il picco di corrente subtransitoria pari a :

Tabella 12: Corrente subtransitoria - Sequenza 1S

Fase	Corrente subtransitoria [A]
Fase L2	352.8

Corrente di regime pretransitorio

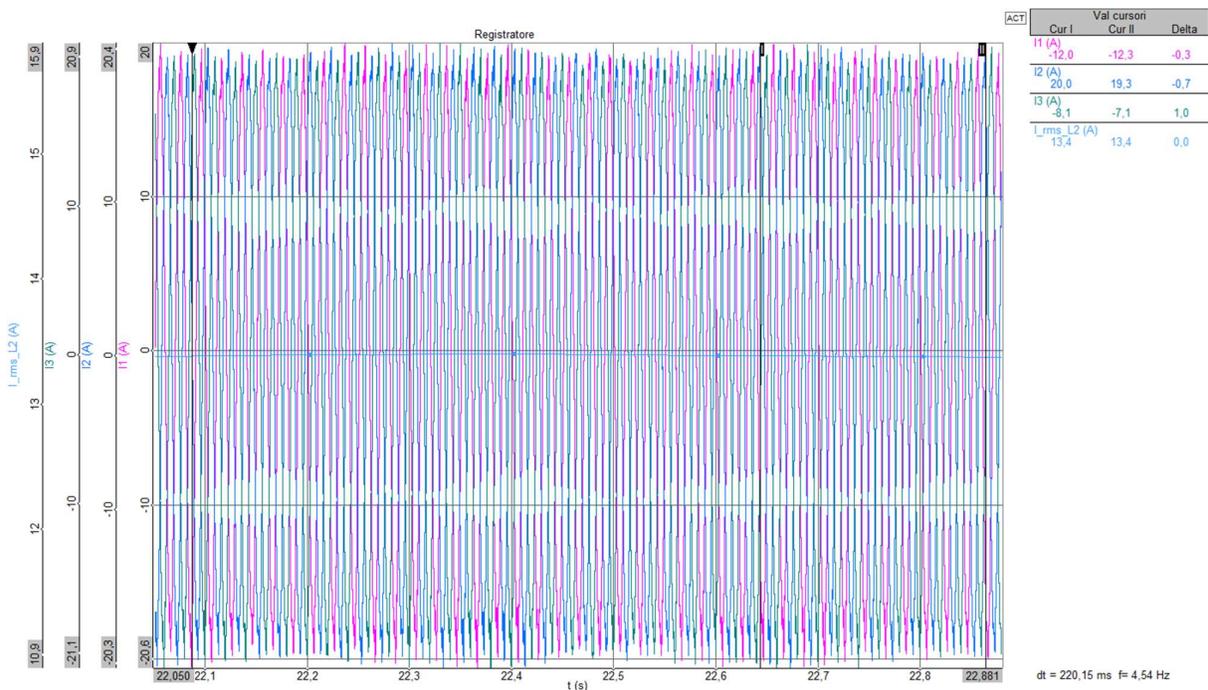


Figura 39: Prova VFRT Sequenza 1S - Corrente regime pre transitorio

Da lettura sul Corsore I si può individuare l'ampiezza della corrente di regime pre transitorio e il valore RMS:

Tabella 13: Corrente regime pre transitorio - Sequenza 1S

Fase	Corrente regime pre transitorio [A]	RMS [A]
Fase L2	20.0	13.4

Corrente di regime post transitorio con rifasamento disinserito

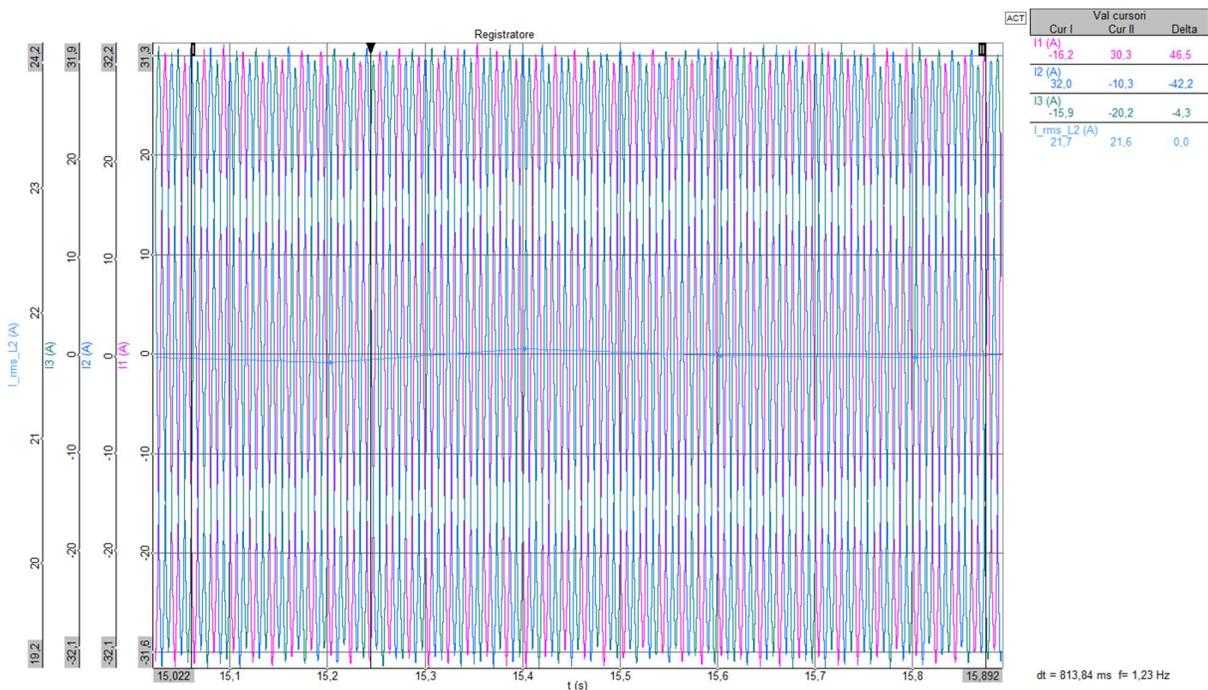


Figura 40: Prova VFRT Sequenza 1S - Corrente regime post transitorio - no rifasatore

Da lettura sul Corsore I si può individuare l'ampiezza della corrente di regime post transitorio e il valore RMS:

Tabella 14: Corrente post transitorio - Sequenza 1S

Fase	Corrente regime post transitorio [A]	RMS [A]
Fase L2	32.0	21.7

4.2.3.2 Prova con modello di simulazione

La simulazione della sequenza di prova 1S è stata svolta su un intervallo di 15 secondi in modo da osservare sia il comportamento transitorio in reazione all'abbassamento di tensione sia il comportamento di stacco e reinserimento dalla batteria di rifasamento.

I dati di input del modello per la sequenza sono riportati in Tabella 10, in modo da ricreare le medesime condizioni di quelle di prova. In particolare per raggiungere la potenza obiettivo si è intervenuti sulla regolazione del motore primo della black box tale da ottenere il target desiderato.

TENSIONI

In Figura 41 si riporta il profilo di tensione ottenuto dalla simulazione sequenza di prova 1S. La misurazione svolta sui marcatori in figura avviene sulle tensioni concatenate. Ai fini della prova viene valutato il rapporto V/V_n che deve rispettare i parametri della norma. Inoltre si osserva come i fronti di tensioni rimangano nella maschera di tolleranza definita dalla norma (Figura 33).

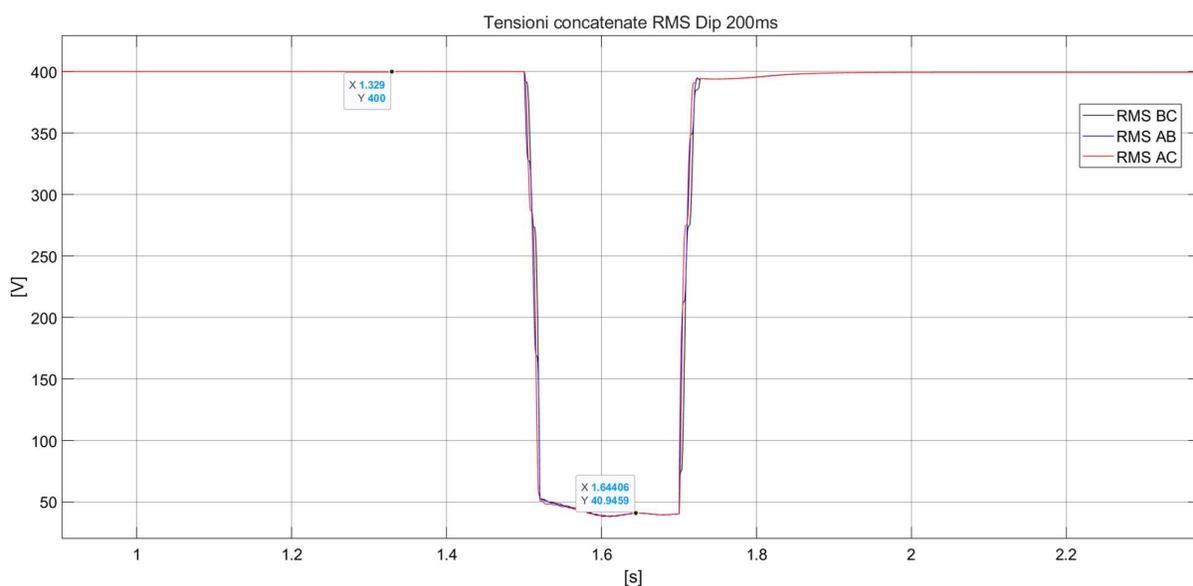


Figura 41: Simulazione modello Simulink Sequenza 1S - Tensioni concatenate RMS

CORRENTI

In Figura 42 si riporta un'overview della simulazione completa con le tre fasi sovrapposte; sono evidenziati i picchi rispettivamente di:

- Corrente di picco subtransitoria
- Corrente di regime post transitorio con rifasamento disinserito
- Corrente di regime pretransitorio

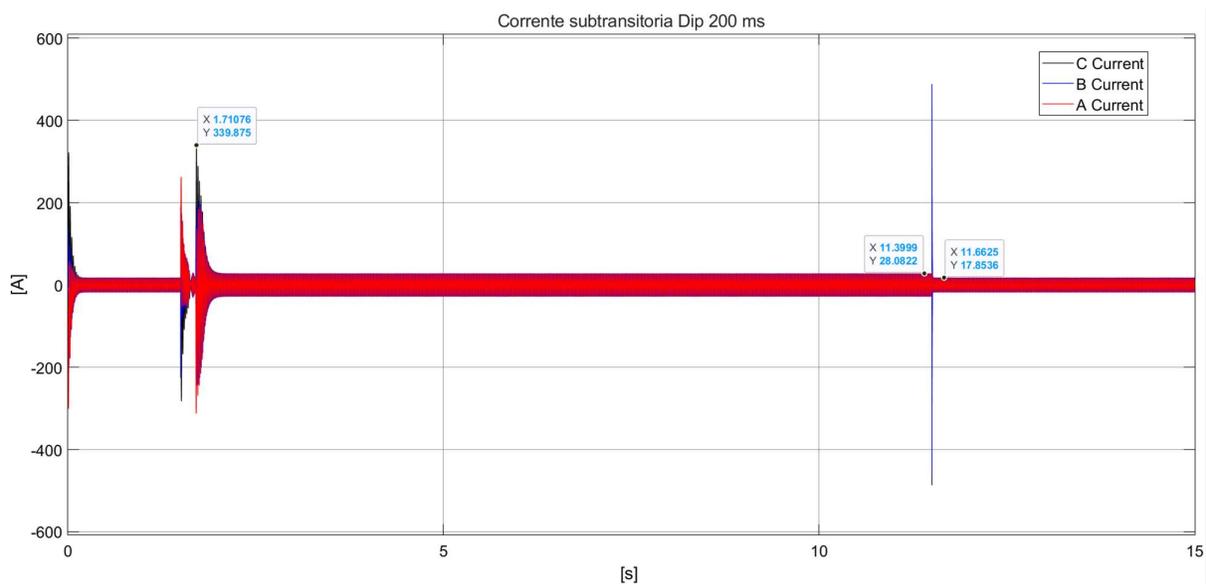


Figura 42: Simulazione modello Simulink Sequenza 1S - Correnti di picco

In tabella vengono riassunti:

Tabella 15: Modello simulazione correnti - ampiezza - Sequenza 1S

Corrente subtransitoria [A]	Corrente regime post transitorio – no rifasamento [A]	Corrente regime pretransitorio [A]
339.9	28.1	17.9

In Figura 43 si riporta il dettaglio del buco di tensione 90% di profondità.

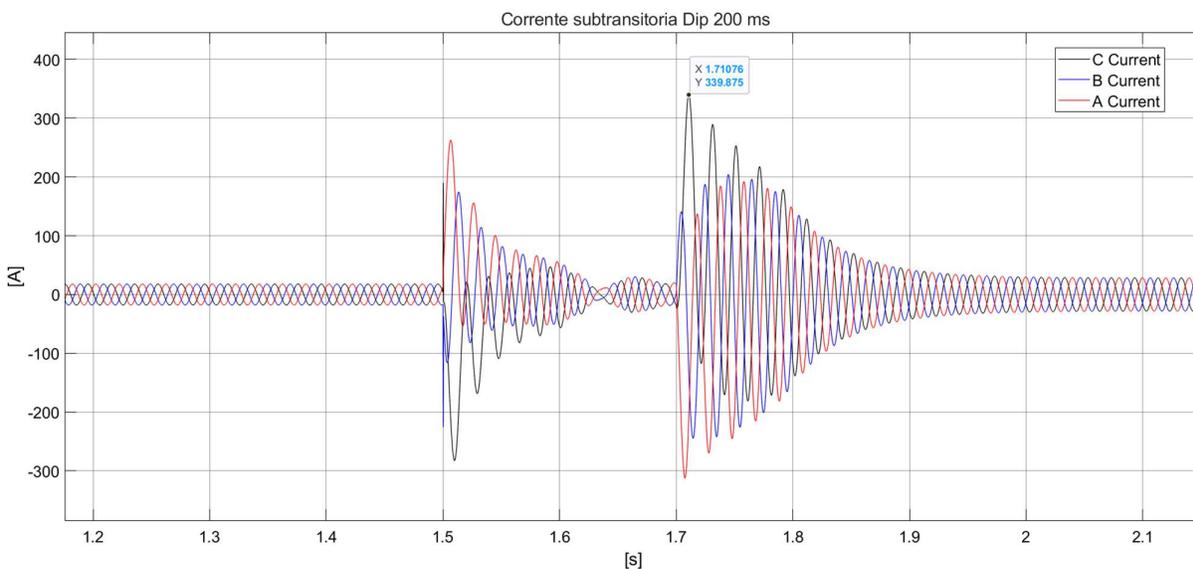


Figura 43: Simulazione modello Simulink Sequenza 1S – Corrente subtransitoria

Nella Figura 44 e in Tabella seguente sono mostrate le simulazioni delle correnti di regime RMS:

- Corrente di regime post transitorio con rifasamento disinserito RMS
- Corrente di regime pretransitorio RMS

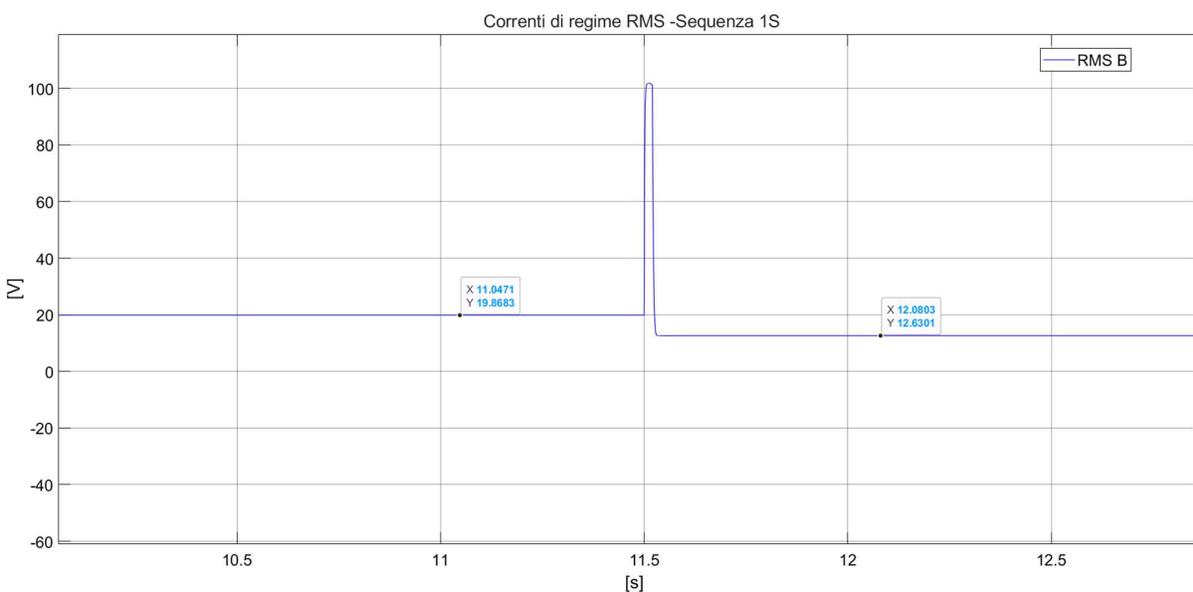


Figura 44: Simulazione modello Simulink Sequenza 1S - Correnti di regime RMS

Tabella 16: Modello simulazione correnti - RMS - Sequenza 1S

Corrente regime post transitorio – no rifasamento RMS [A]	Corrente regime pretransitorio RMS [A]
19.9	12.6

4.2.4 Sequenza di prova 2S

La sequenza 2S prevede la simulazione di un buco di tensione simmetrico di profondità 75%, ovvero con ampiezza delle tensioni concatenate residue pari a $V = V_{nom} \cdot (0.25 \pm 0.05)$ per una durata di 400 ± 20 ms. In Tabella 17: Valori di riferimento sequenza di prova 2S Tabella 10 sono riportati i dati di potenza e angolo di fase iniziale per la sequenza di prova 2S. Gli stessi valori sono utilizzati come input per il modello di simulazione.

Tabella 17: Valori di riferimento sequenza di prova 2S

Grandezza	Valore	Unità di misura
Potenza erogata	6320	[W]
Angolo di fase	12.0	[°]

4.2.4.1 Prove laboratorio certificato

TENSIONI

In Figura 45 si riporta il profilo di tensione ottenuto dalla sequenza di prova 2S.

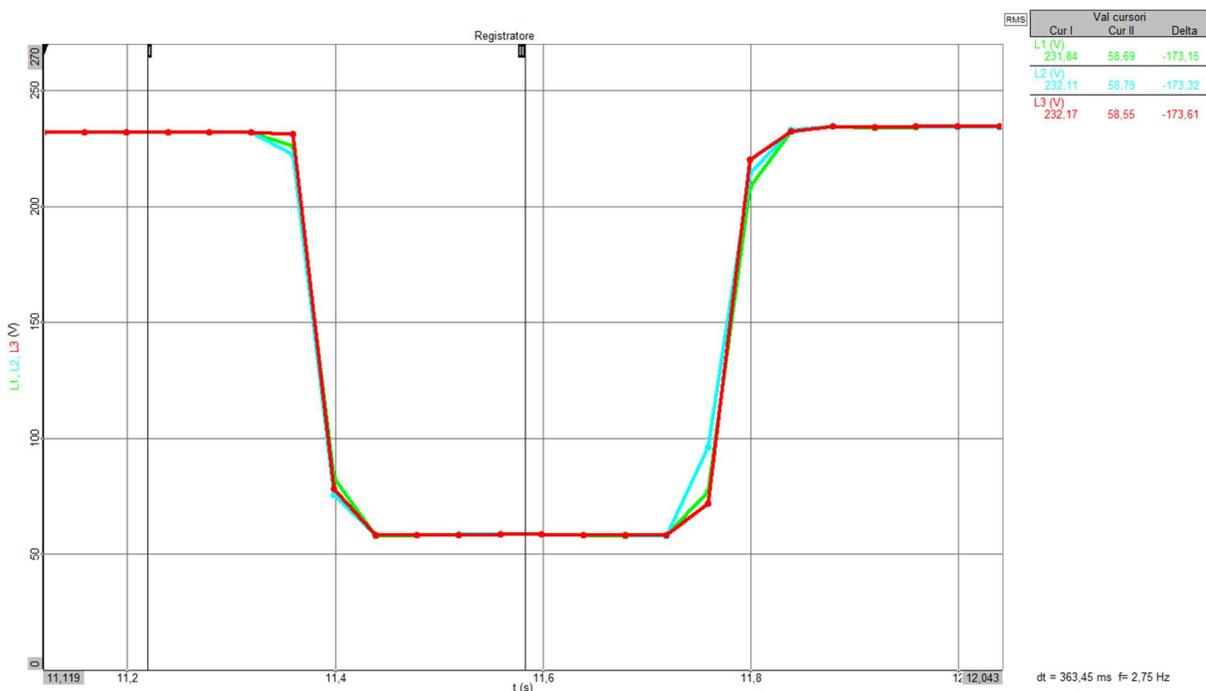


Figura 45: Prova VFRT Sequenza 2S - Tensioni RMS

Le letture dei cursori I e II sono riportate nello specchio che segue:

Tabella 18: Cursori - Prova VFRT Sequenza 2S - Tensioni RMS

Fase	cursore I [V]	cursore II [V]
L1	231.8	58.8
L2	232.1	58.8
L3	232.2	58.6

CORRENTI

In Figura 46 Figura 38 si riporta il profilo di corrente ottenuto dalla sequenza di prova 2S. Le misure che possono essere ricavate sono le seguenti:

- Corrente di picco subtransitoria
- Corrente di regime pretransitorio
- Corrente di regime post transitorio con rifasamento disinserito

Corrente di picco subtransitoria

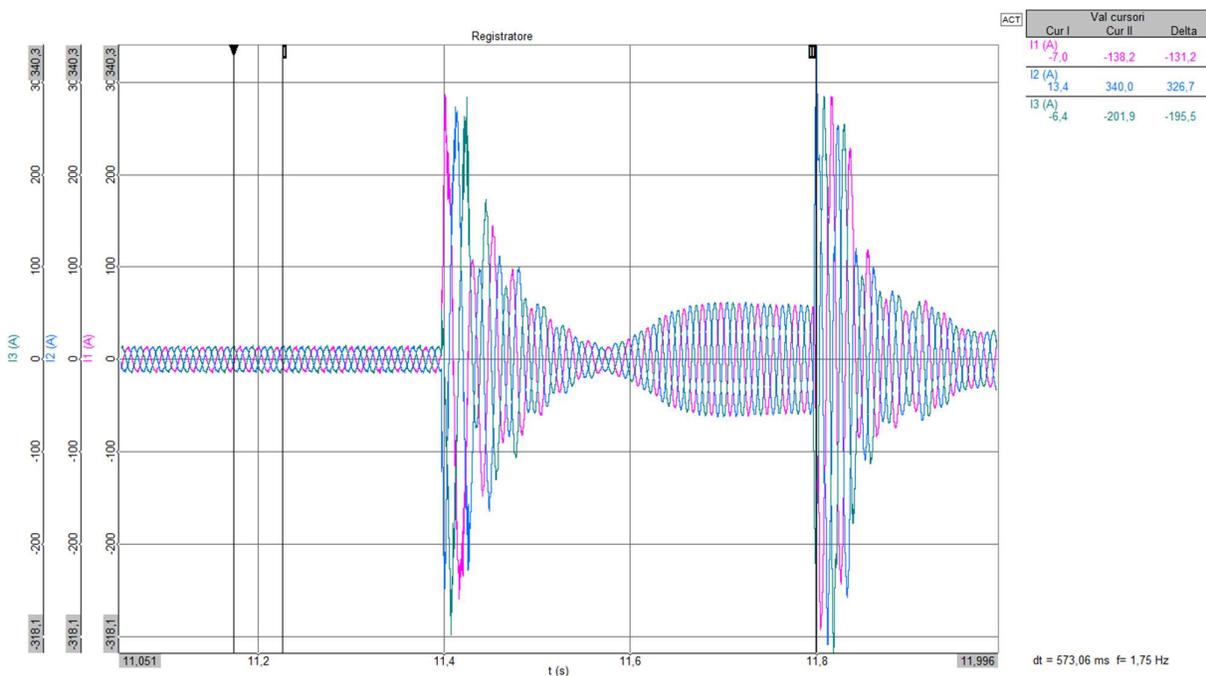


Figura 46: Prova VFRT Sequenza 2S - Correnti

Da lettura sul Cursore II si può individuare il picco di corrente subtransitoria pari a :

Tabella 19: Corrente subtransitoria - Sequenza 2S

Fase	Corrente subtransitoria [A]
Fase L2	340.0

Corrente di regime pretransitorio

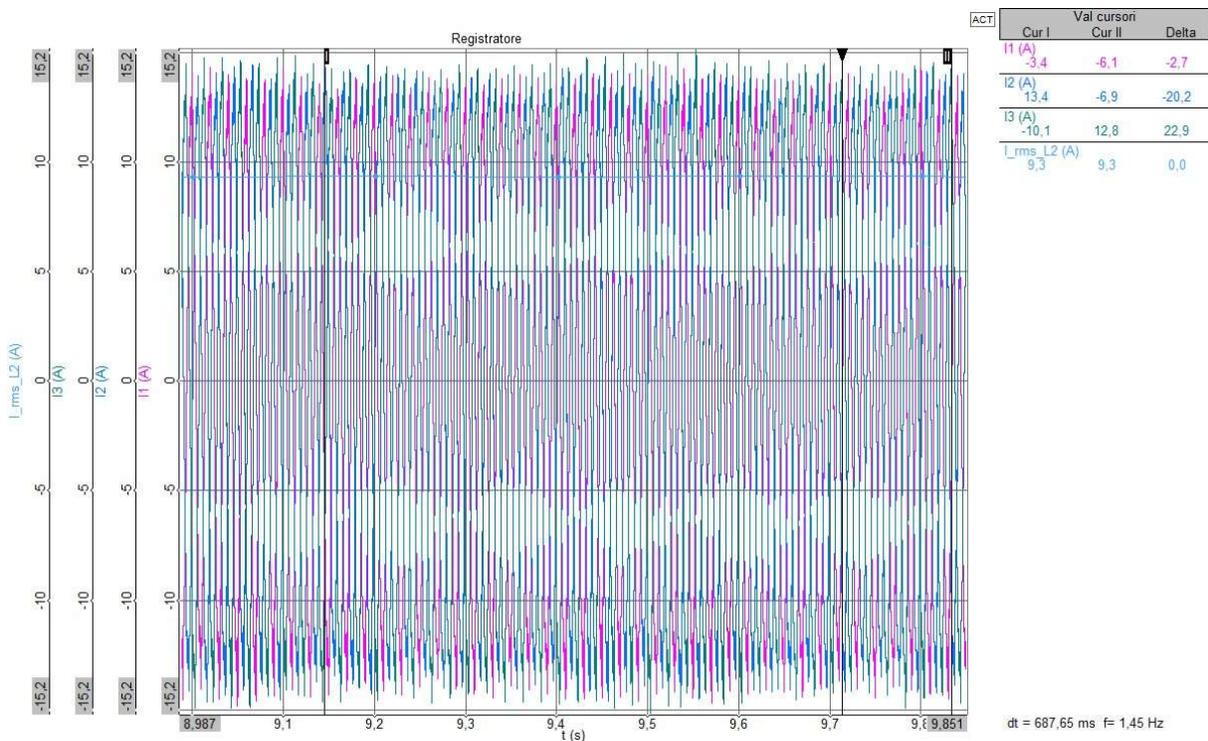


Figura 47: Prova VFRT Sequenza 2S - Corrente regime pre transitorio

Da lettura sul Corsore I si può individuare l'ampiezza della corrente di regime pre transitorio e il valore RMS:

Tabella 20: Corrente regime pre transitorio - Sequenza 2S

Fase	Corrente regime pre transitorio [A]	RMS [A]
Fase L2	13.4	9.3

Corrente di regime post transitorio con rifasamento disinserito

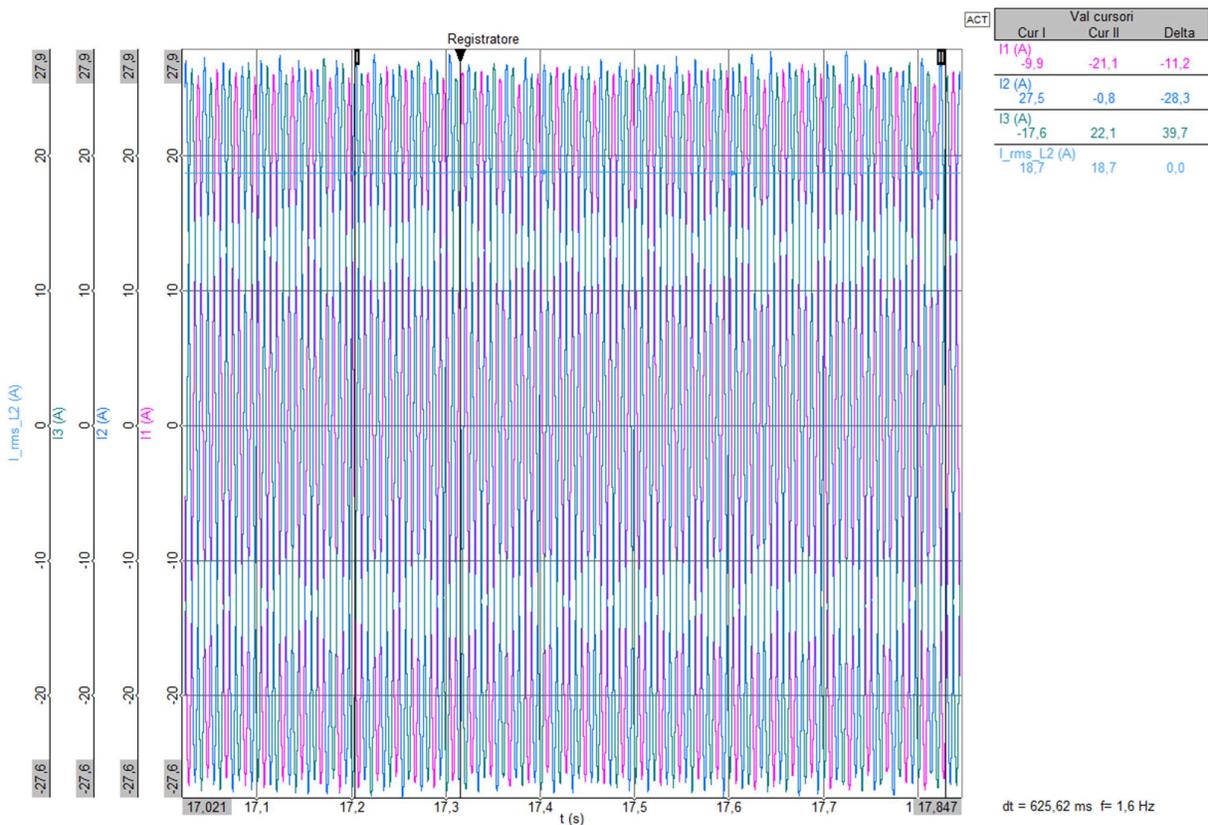


Figura 48: Prova VFRT Sequenza 2S - Corrente regime post transitorio - no rifasatore

Da lettura sul Corsore I si può individuare l'ampiezza della corrente di regime post transitorio e il valore RMS:

Tabella 21: Corrente regime post transitorio - Sequenza 2S

Fase	Corrente regime pre transitorio [A]	RMS [A]
Fase L2	27.5	18.7

4.2.4.2 Prova con modello di simulazione

La simulazione della sequenza di prova 2S, similmente con quanto svolto per la sequenza 1S è stata sviluppata su un intervallo di 15 secondi in modo da osservare sia il comportamento transitorio in reazione all'abbassamento di tensione sia il comportamento di stacco e reinserimento dalla batteria di rifasamento.

I dati di input del modello per la sequenza sono riportati in Tabella 17: Valori di riferimento sequenza di prova 2S Tabella 17, in modo da ricreare le medesime condizioni di quelle di prova.

TENSIONI

In Figura 49 si riporta il profilo di tensione ottenuto dalla simulazione sequenza di prova 2S. La misurazione svolta sui marcatori in figura avviene sulle tensioni concatenate. Ai fini della prova viene valutato il rapporto V/V_n che deve rispettare i parametri della norma. Inoltre si osserva come i fronti di tensioni rimangano nella maschera di tolleranza definita dalla norma (Figura 33).

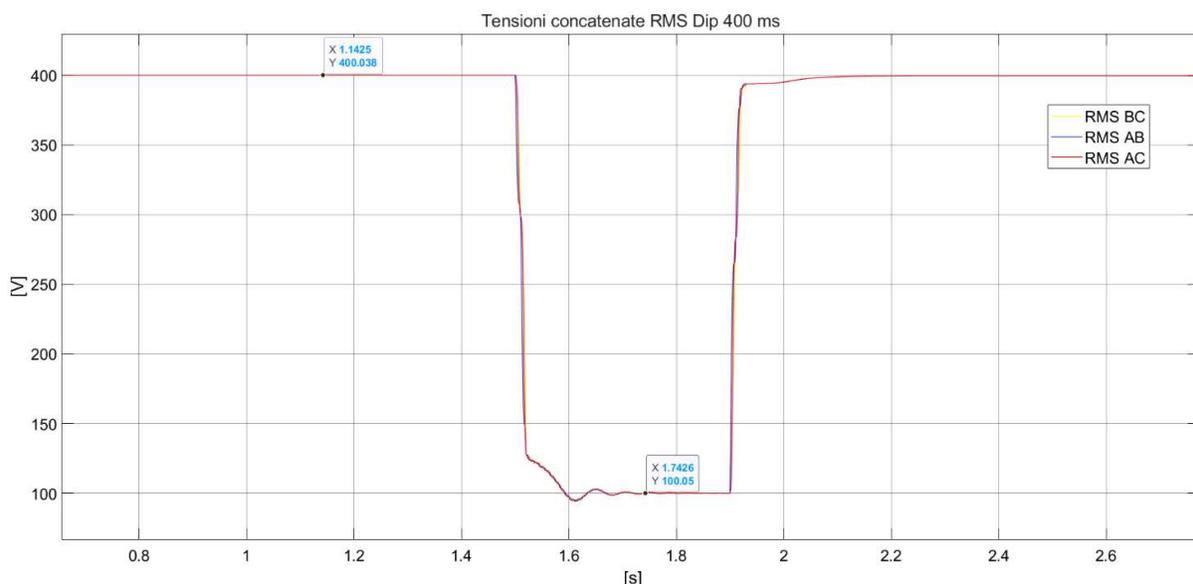


Figura 49: Simulazione modello Simulink Sequenza 2S - Tensioni concatenate RMS

CORRENTI

Nelle figure seguenti sono riportati gli oscillogrammi con i marcatori sulle correnti di picco subtransitoria (Figura 50) e le ampiezze delle correnti di regime con e senza rifasamento inserito (Figura 51).

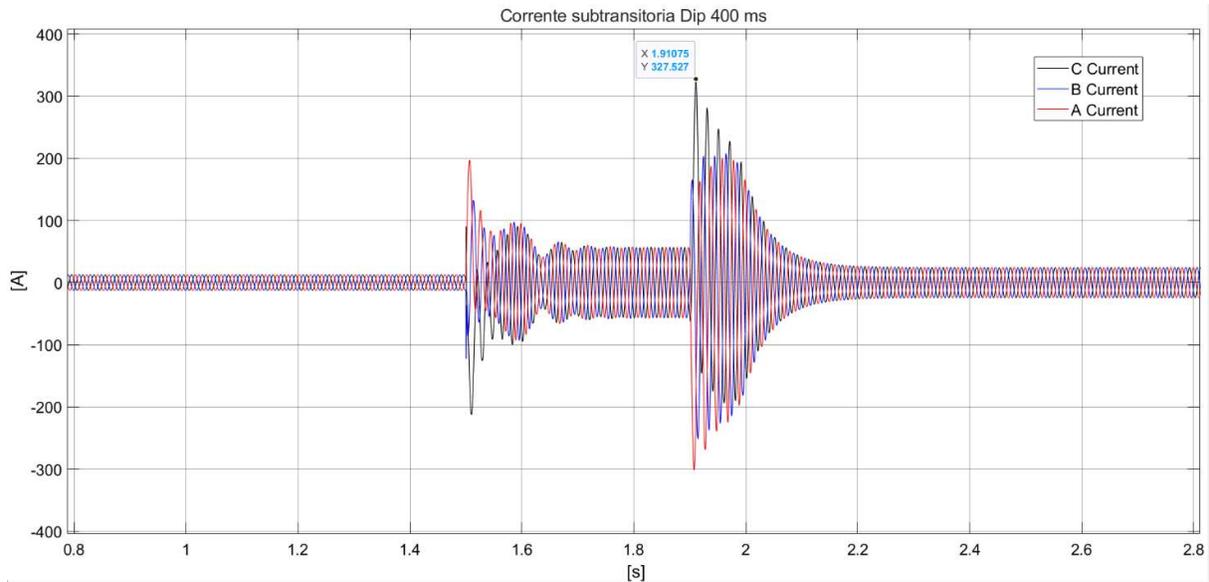


Figura 50: Simulazione modello Simulink Sequenza 2S – Corrente subtransitoria

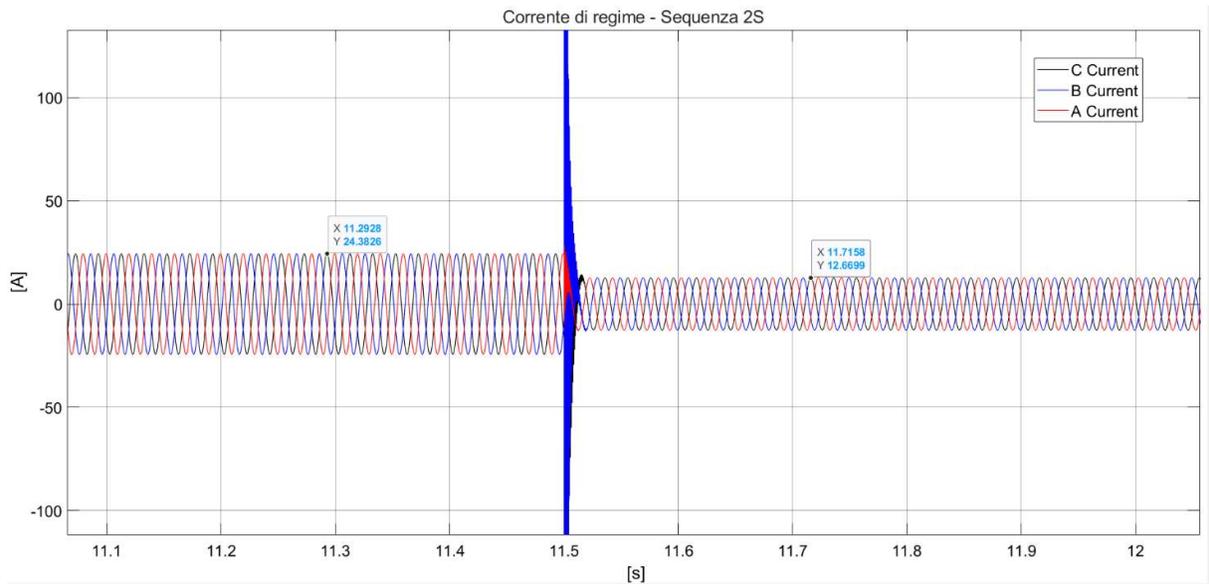


Figura 51: Simulazione modello Simulink Sequenza 2S – Correnti di regime

In tabella vengono riassunti i valori indicati con i rispettivi valori di corrente RMS per le correnti di regime:

Tabella 22: Modello simulazione correnti - Sequenza 2S

Corrente subtransitoria [A]	Corrente regime post transitorio – no rifasamento [A]		Corrente regime pretransitorio [A]	
	Ampiezza	RMS [A]	Ampiezza	RMS [A]
327.6	24.4	17.3	12.7	9.0

4.2.5 Criteri di confronto e affidabilità del modello

Per valutare l'affidabilità del modello ai fini della simulazione delle sequenze di prova eseguite, con riferimento all'allegato Bter.8 (VFRT capability), si sono valutate le seguenti grandezze:

- Corrente di picco subtransitoria al rientro dal buco di tensione: scostamento% (x) del valore fornito dal modello rispetto al valore misurato (corrispondente al 100%);
- Profondità del buco di tensione V/V_n : scostamento% (x) tra il rapporto V/V_n dei valori forniti dal modello rispetto al rapporto V/V_n dei valori misurati (corrispondente al 100%). I valori sono riferiti alla fase significativa per la rilevazione del valore massimo della corrente subtransitoria;
- Profilo del buco di tensione: confronto tra i profili di tensione misurati e simulati e verifica della tolleranza prevista dalla norma.

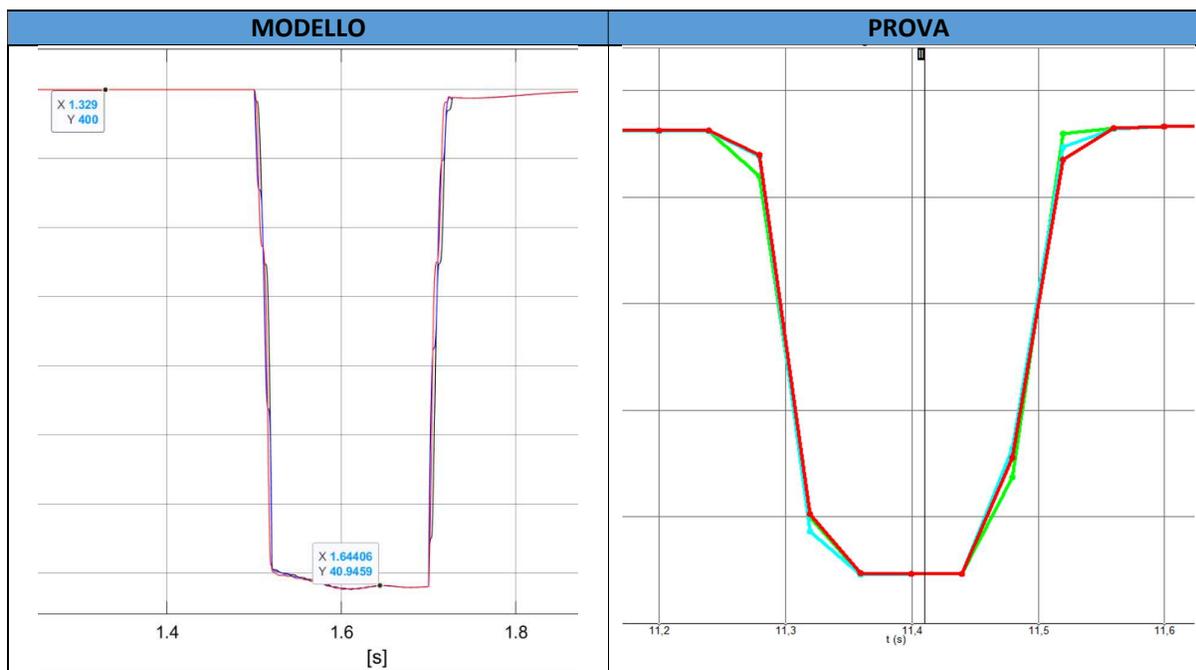
Tabella 23: Criteri di valutazione affidabilità modello

Sequenza	Grandezza	Valore misurato	Valore simulazione	Delta	Scostamento[%]
1S	Corrente subtransitoria	352.8A	339.9A	-12.9A	- 3.66%
	V/V_n	10.11%	10.236%	+0.125%	+ 1,24%
2S	Corrente subtransitoria	340.0A	327.6A	-12.4A	- 3.65%
	V/V_n	25.33%	25.008%	-0.322%	- 1.27%

4.2.5.1 CONFRONTO GRAFICO PROFILI DI TENSIONE

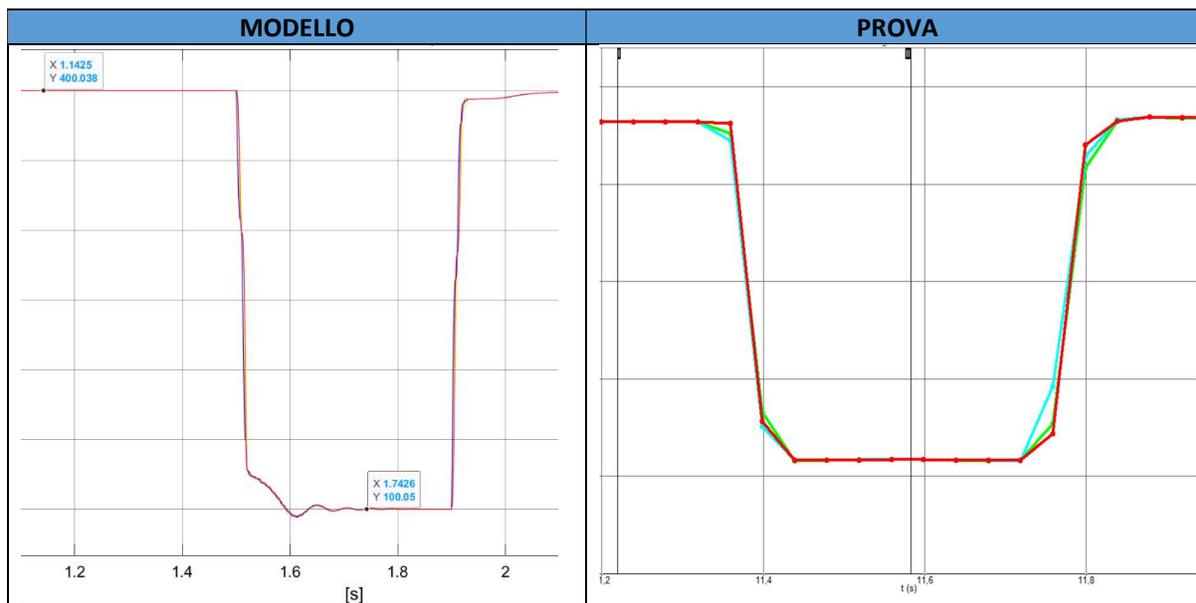
BUCO 200 ms SEQUENZA 1S

Tabella 24: Confronto profili di tensione Dip 200ms



BUCO 400 ms SEQUENZA 2S

Tabella 25: Confronto profili di tensione Dip 400ms



Dai risultati ottenuti si può osservare che lo scostamento della simulazione dalle rilevazioni ottenute in sede di prova è molto ridotto e in particolare rientra nella tolleranza del 5%. Questo valore, all'inizio dello studio, è stato considerato come obiettivo per ottenere una modellazione semplificata attraverso un schema di prova su Unità di Generazione capace di rispondere in maniera adeguata alle sollecitazioni generate. A questo proposito le prove svolte durante la FASE 1 sono state utili alla costruzione del modello e verifica generale del comportamento mentre le prove della FASE 2 hanno costituito il mezzo per valutare le performance dello strumento di modellazione sviluppato.

4.2.6 Prospettiva di lavoro – modellazione e presentazione risultati

Attualmente sono in atto i lavori di scrittura in sede GdL del capitolo Bter.9 CEI 0-21 riguardante la modellazione matematica delle Unità di Generazione. La prospettive di lavoro presso il gruppo di lavoro sono le seguenti:

- sviluppo Cap9 Bter. con modellazione UdG con generatore sincrono, in linea con quanto attualmente vigente in CEI 0-16 Nter.9;
- sviluppo Cap9 Bter. con modellazione UdG con generatore rotante, comprensiva delle tecnologie di generatore sincrono e asincrono;
- sviluppo Cap9 Bter. con modellazione UdG comprensiva di qualsiasi tecnologia di generatore (generatori rotanti, statici, accumuli).

Il presente lavoro di ricerca è stato sviluppato a scopo propositivo, nell’ottica dell’estensione dei modelli alla tecnologia di generatore asincrono, portando all’attenzione del GdL i risultati ottenuti in sede di simulazione e raffrontati con i risultati reali da prove certificate sul campo.

Similmente con quanto svolto in sede di proposta dei Foglio di Interpretazione, si prospetta di produrre un documento di presentazione del lavoro svolto per la discussione in sede di GdL ed eventualmente in sede di Comitato Tecnico 316.

E’ allo studio l’analisi completa delle prove Bter.8 sull’insensibilità alle variazioni di tensione e lo sviluppo del modello per l’adattamento alle prove dei capitolo precedenti dell’allegato Bter.

In tale modo si prospetta di ottenere una struttura di modello Simulink “da libreria” capace di coprire tutte le prove illustrate al capitolo “conformità UdG rotanti sincrone e asincrone” di CEI 0-21 e successivamente svolgerne gli studi di affidabilità e validarne i risultati.

5 Conclusioni

Le motivazioni che hanno permesso di sviluppare le tematiche oggetto della tesi sono legate alle attività in sede CEI CT316 poste in essere per il superamento della condizione di incertezza che il settore del mini e micro idroelettrico ha vissuto negli ultimi anni. In particolare, nel settore mini e micro hydro negli ultimi anni è stata riscontrata una criticità legata alle difficoltà di svolgimento delle prove per la conformità delle UdG. Le prove di conformità su UdG idroelettriche di piccola taglia risultano essere complesse per questioni tecnico-logistiche e risultano avere elevati costi, spesso dello stesso ordine di grandezza delle macchine soggette a test. Nell'ambito dello svolgimento della tesi è stato possibile partecipare alle attività del GdL "Famiglie" del CEI CT316 e seguire i lavori riguardanti il Foglio di Interpretazione (CEI 0-16; CEI 0-21/IS2) in vigore dal 1 novembre 2024. All'interno del Foglio viene esplicitata la definizione di UdG, come unità elementare soggetta a prova; in tale modo è possibile evitare le prove di commissioning su singoli impianti idroelettrici (in quanto intrinsecamente unici). Inoltre, la definizione di famiglie viene estesa in modo tale da rendere meno onerose le prove sulle UdG e viene introdotto l'uso di modelli. L'adozione di modelli validati permetterebbe, specialmente per il settore del mini e micro idroelettrico, di agevolare e rendere economicamente accessibili le prove previste dalla norma.

Le attività svolte nel presente lavoro di tesi hanno come obiettivo di fornire un supporto nell'ambito della modellazione matematica delle UdG; il contributo apportato si propone di essere un valore aggiunto per la ricerca nel settore mini e micro idroelettrico, nell'ambito normativo e di esecuzione delle prove su UdG. Nello specifico, l'obiettivo principale del lavoro svolto è stato di produrre uno strumento con un alto grado di affidabilità per la semplificazione delle prove su UdG equipaggiate con generatore asincrono e turbina di tipo Pelton. Il target di qualità significativo per disporre di uno strumento di modellazione affidabile è del 5% di scostamento massimo delle grandezze obiettivo simulate dal modello rispetto alle prove sul campo.

Il lavoro di modellazione e simulazione svolto è stato presentato con risultati incoraggianti presso il CT316, sottoforma di documentazione informativa, con la struttura di simulazione di prova con metodo alternativo (FASE 1). Successivamente il modello della UdG e il rispettivo setup di prova sono stati ampliati nella FASE 2 del lavoro, nella configurazione di prova prevista dal Bter.8 (insensibilità alle variazioni di tensione). I risultati ottenuti hanno rispettato il grado di affidabilità ($\leq 5\%$) prefissato a priori come target di qualità. Questo permette al modello di simulazione semplificato (con elementi da libreria) di rispondere in maniera corretta agli input esterni, rendendolo uno strumento snello ed efficace nel produrre risultati significativi. Il lavoro di modellazione svolto offre un contributo di ricerca all'Organismo di Normazione impegnato nella redazione del capitolo dedicato alla modellazione matematica delle UdG rotanti (sincrone e asincrone). Attualmente, infatti, sono allo studio i capitoli riguardanti la modellazione matematica in ambito CEI 0-21 ed è stato possibile, grazie al contributo del Dott. Marco Battistini, presentare in anteprima al GdL alcuni risultati ottenuti in sede di simulazione.

Il modello sviluppato, attualmente operativo per quanto riguarda le prove di insensibilità alle variazioni di tensione, potrà essere esteso alle altre prove presenti al capitolo Bter. di CEI 0-21 potendo beneficiare dei test svolti dal laboratorio Kiwa Creiven Srl presso l'UdG oggetto dello studio.

IREM SpA a socio unico, industria leader nel settore mini e micro idroelettrico, ha svolto un ruolo chiave di supporto e collaborazione per il progetto di tesi che costituisce un apporto positivo per la ricerca e lo sviluppo nel settore hydro.

Si riporta in conclusione un estratto della comunicazione pubblicata da IREM SpA a socio unico [29] riguardante le prove svolte presso l'UdG installata nella centrale idroelettrica di Vaie.

IREM ha ottenuto la certificazione alla CEI 0-21 delle unità di generazione composte da turbina idroelettrica + quadro parallelo rete, superando tutte le prove previste, eseguite da un laboratorio accreditato.

IREM è ora in grado di offrire Unità di Generazione conformi alla CEI 0-21 2022-03, evitando così costose e complicate prove di commissioning ai propri clienti.

La IREM ha eseguito e superato positivamente tutti i test previsti dalla norma, effettuando il set di prove sul campo. Grazie alle caratteristiche del proprio sistema produttivo, ai processi di standardizzazione e al prodotto fortemente industrializzato, IREM è in grado di offrire unità di generazione conformi CEI 0-21 composte da turbine modello TPA (turbina Pelton) e quadri modello QPR (quadro elettrico automazione e parallelo rete) di taglia sino a 200 kW.

A differenza di altre tecnologie per le quali le unità di generazione possono essere testate in laboratorio, le prove applicate all'idroelettrico necessitano di un sito dotato di acqua motrice.

La soluzione IREM permette di evitare significative prove di commissioning, sull'impianto realizzato. L'estrema complessità delle prove necessarie, gli elevati costi di realizzazione, i probabili rischi di insuccesso, rendono tali prove di commissioning difficilmente sostenibili per gli investitori nel campo del mini-idroelettrico [29].



Figura 52: Turbine idroelettriche certificate CEI 0-21 [29]

Ringraziamenti

In chiusura di questo lavoro di Tesi ho il piacere di spendere alcune parole per i ringraziamenti che sento di voler esprimere nei confronti delle persone con cui ho condiviso momenti ed esperienze, che mi hanno arricchito come studente e come persona. Inizio ringraziando coloro che hanno reso possibile il successo dell'ultimo grande passo della mia carriera di Laurea Magistrale, ovvero questo lavoro di Tesi. Un ringraziamento speciale va ai miei relatori di Tesi Prof. Enrico Pons e Dott. Marco Battistini. In questi mesi, nei quali ho svolto le attività di elaborazione e scrittura, mi sono sempre sentito supportato e motivato e ciò lo devo a coloro che hanno creduto nel progetto di Tesi già dagli inizi. Il raggiungimento degli obiettivi e l'esperienza stessa maturata durante le attività di Tesi sono state fonte di grande soddisfazione e per questo ritengo molto importante ringraziarvi. Rivolgo un sentito ringraziamento all'Ing. Andrea Maranzana, Chief Executive Officer di IREM SpA a socio unico, che ha reso possibile la collaborazione di Tesi ai fini di ricerca. Inoltre, ringrazio l'Ing. Daniele Forte, con cui ho avuto i primi contatti presso IREM SpA a socio unico, per la disponibilità e per l'interesse speso nel progetto di Tesi.

Per l'opportunità di crescita formativa che mi è stata concessa, partecipando alle riunioni Plenarie del CT316 e alle riunioni del GdL "Famiglie", vorrei ringraziare il CEI e in particolare l'Ing. Luca Guenzi, coordinatore del GdL "Famiglie".

Proseguo ringraziando con grande affetto i miei colleghi di corso con cui ho affrontato numerose attività di studio e progetto. In particolare un pensiero vola verso il Salento da dove giungono Mattia e Daniele. Con entrambi ho avuto modo di lavorare in un ambiente di grande sintonia e collaborazione, condividendo momenti di difficoltà, soddisfazione ed ilarità.

Ringrazio molto anche i miei ex compagni di corso con cui ho trascorso il percorso triennale di laurea che, nonostante abbiano imboccato strade accademiche o lavorative diverse rispetto alla mia, mi sono rimasti vicini e con cui ho potuto condividere bei momenti.

Un sentito ringraziamento va agli amici di sempre, con cui condivido le mie passioni più grandi. Il periodo di studi magistrale non è stato sempre facile ed avere la vicinanza di cari amici non è mai una cosa scontata. Spesso anche solo una chiacchiera, un momento di gioco o un'uscita con delle persone come voi ha contribuito a smorzare le tensioni e le preoccupazioni degli studi.

Infine vengono i ringraziamenti più sentiti e talvolta difficili da esprimere per la mancanza di parole che possano descrivere le sensazioni che si provano. Voglio ringraziare dal profondo del cuore tutta la mia famiglia e la mia stupenda ragazza. Da voi ho sempre ricevuto un supporto continuo e non avete mai smesso di credere in me, spronandomi nei momenti di scoraggiamento e gioendo insieme nei momenti di successo. La vostra disponibilità, l'affetto e la motivazione che mi avete donato mi hanno premesso di percorrere i miei studi accademici con una marcia in più. Se sono giunto fino a questo punto lo devo a ciascuno di voi. Grazie papà Michele, grazie mamma Anselmina, grazie nonno Rodolfo, grazie nonna Ombretta, grazie nonno Oreste, grazie nonna Cecilia e grazie Sarah. Sono davvero felice di aver raggiunto questo grande traguardo e vorrei condividere questo successo con tutti voi che ci avete sempre creduto e avete desiderato vedermi uscire vittorioso. Questa vittoria è di tutti noi e la felicità di questo giorno è un dono da condividere.

In chiusura riporto una citazione tratta da Signore degli Anelli che esorta coloro che possono essere incerti e scontenti nel perseguimento dei propri obiettivi, talvolta ostici da raggiungere. La cura dei legami affettivi e la perseveranza possano essere sempre qualità di supporto nei momenti di difficoltà.

Vedo nei vostri occhi la stessa paura che potrebbe afferrare il mio cuore! Ci sarà un giorno, in cui il coraggio degli uomini cederà, in cui abbandoneremo gli amici e spezzeremo ogni legame di fratellanza, ma non è questo il giorno! [...] Quest'oggi lottiamo per tutto ciò che ritenete caro su questa bella terra, v'invito a resistere! [30]

Riferimenti bibliografici e sitografici

- [1] Comitato Elettrotecnico Italiano, Norma CEI 0-16:2022-03 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”
- [2] Comitato Elettrotecnico Italiano, Norma CEI 0-21:2022-03 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”
- [3] Gazzetta Ufficiale dell’Unione Europea , Regolamento (UE) 2016/631 della Commissione del 14 aprile 2016 (RfG Regulation)
- [4] Terna, “Glossario”, <https://www.terna.it/it/media/glossario>, Visitato 16 gennaio 2025
- [5] Comitato Elettrotecnico Italiano, Foglio di Interpretazione CEI 0-16 CEI 0-21_IS2 “Certificazione delle unità di generazione idroelettriche (Allegati N.ter- B.ter)”, <https://static.ceinorme.it/strumenti-online/doc/25399.pdf>
- [6] Comitato Elettrotecnico Italiano, CT 316, https://mycomitato.ceinorme.it/comitati/dettaglio/ten/sg/4_CT_316 , Visitato 8 febbraio 2025
- [7] Comitato Elettrotecnico Italiano, Norma CEI EN 50160:2023-05 “Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks”
- [8] Dispense Corso Di Storia dell'Energia, A.A.2018/2019, Prof. Zucchetti Massimo e “Il futuro dell'energia: un percorso lungo una storia” , Editore: ENEL, 2008
- [9] Wikipedia, “Centrale idroelettrica Bertini”, https://it.wikipedia.org/wiki/Centrale_idroelettrica_Bertini, Visitato 19 gennaio 2025
- [10] Enel Green Power, “Acquoria tra passato e futuro: l’acqua che illuminò la Città Eterna, oggi disegna il futuro dell’energia”, <https://www.enelgreenpower.com/it/storie/articles/2019/12/progetto-centrali-interattive-tivoli>, articolo del 12 dicembre 2019
- [11] Slides “L’Energia Geotermica”, <http://www.maurodetorre.education/PDF/Geotermico.pdf>, Visitato 19 gennaio 2025
- [12] UNFCCC, “United Nations Framework Convention on Climate Change” , <https://unfccc.int/> , Visitato 15 febbraio 2025
- [13] Dispense Corso Climate Change Mitigation, A.A. 2024/2025, Prof. Panepinto Deborah
- [14] Consiglio dell’Unione Europea, “Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici”, <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/climate-change/paris-agreement/>, Visitato 16 gennaio 2025
- [15] Consiglio dell’Unione Europea, “Cambiamenti climatici: il contributo dell'UE”, <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/climate-change/>, Visitato 16 gennaio 2025

- [16] Camera dei Deputati, “I principali contenuti della direttiva REDII”,
<https://temi.camera.it/leg18/post/i-principali-contenuti-della-direttiva-red-ii.html>, Visitato 27 dicembre 2024
- [17] Camera dei Deputati, “Risparmio ed efficienza energetica”,
https://temi.camera.it/leg18/temi/tl18_risparmio_efficienza_energetica.html, Visitato 27 dicembre 2024
- [18] Dispense Corso Impiego Industriale dell’Energia, A.A. 2023/2024, Prof. Badami Marco
- [19] Terna, “Come funziona il sistema elettrico”, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/ruolo-terna/come-funziona-sistema-elettrico>, Visitato 16 gennaio 2025
- [20] Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica”
- [21] Terna, “Rete elettrica”, <https://download.terna.it/terna/0000/0837/37.PDF>, Visitato 10 febbraio 2025
- [22] Dispense Corso Smart electricity systems, A.A. 2023/2024, Prof. Huang Tao
- [23] Dispense Corso Economia dell’Energia, A.A. 2023/2024, Prof. Chiamonti David
- [24] Anie, “Nuovi obblighi di osservabilità per impianti connessi in MT: Controllore Centrale di Impianto”
<https://anienergia.anie.it/nuovi-obblighi-di-osservabilita-per-impianti-connessi-in-mt-controllore-centrale-di-impianto/?contesto-articolo=/notizie/>, Visitato 12 febbraio 2025
- [25] International Organization for Standardization, Norma EN ISO/IEC 27002:2022 “Information security, cybersecurity and privacy protection”
- [26] Comitato Elettrotecnico Italiano, “Statuto del CEI”, <https://static.ceinorme.it/ceinorme/statuto.pdf>, Visitato 10 febbraio 2025
- [27] Quaderni di Applicazione Tecnica ABB, “Cabine MT/BT: teoria ed esempi di calcolo di cortocircuito”,
https://moodle2.units.it/pluginfile.php/146062/mod_resource/content/1/Lez26%20%20cabine%20di%20trasformazione.pdf, Visitato 16 novembre 2024
- [28] Materiale Corso Prof. Ferdinando Fusco - riferimento norma IEC 60909-1,
http://electrofile.altervista.org/ELETTROTECNICA/CAP2_CORRENTI_CORTOCIRCUITO.pdf, Visitato 24 maggio 2024
- [29] IREM SpA a socio unico, “Le turbine idroelettriche IREM certificate per l’ultima revisione CEI 0-21”,
<https://www.irem.it/turbine-idroelettriche-certificate-cei021/>, Visitato 8 febbraio 2025
- [30] Il Signore degli Anelli - Il ritorno del Re, “Il discorso di Aragorn innanzi al Nero Cancellone”, Peter Jackson, 2003