

POLITECNICO DI TORINO

Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica



Politecnico di Torino

Tesi di Laurea Magistrale

Sviluppo di una Microrete per Simulazione Real Time

Relatori

Prof. Enrico PONS

Prof. Andrea MAZZA

Prof. Ettore Francesco BOMPARD

Ing. Giorgio BENEDETTO

Candidato

Michele PUGLIESE

OTTOBRE 2023

Sommario

La diffusione delle fonti di energia rinnovabile rappresenta il contributo principale alla lotta ai cambiamenti climatici. L'obiettivo dichiarato dall'UE è raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e sta spingendo attraverso un pacchetto legislativo denominato "*Fit-for-55*" affinché tutti gli stati membri si allineino nella direzione prefissata. Prevedendo un aumento progressivo dei consumi elettrici, dovuti principalmente alla consistente spinta sull'elettrificazione delle tecnologie, diventano importanti i concetti di autoconsumo ed efficienza energetica. Per questo motivo sono nati diversi incentivi per la creazione di comunità energetiche con la generazione distribuita da fonti rinnovabili. I vantaggi di queste soluzioni sono molteplici, dal punto di vista ambientale fino a quello economico. Lo sviluppo delle comunità energetiche richiede la diffusione di una rete più smart ed efficiente. Le microreti rappresentano la distribuzione locale con al loro interno la generazione distribuita e sistemi di controllo intelligenti. Tuttavia, un aumento della penetrazione della generazione distribuita può provocare criticità in rete, come sovratensioni difficili da gestire con i sistemi di controllo tradizionali e l'aumento delle correnti cortocircuito che potrebbero non essere compatibili con la scelta dei dispositivi di protezione. In questo contesto è di grande rilevanza essere in grado di prevedere il comportamento delle microreti in presenza della generazione distribuita. Il metodo più efficace è la costruzione di modelli di simulazione il più vicino possibile alla realtà. In questa tesi è stato scelto di creare un gemello digitale (*Digital Twin*) di una microrete in bassa tensione per effettuare simulazioni real time. È stato utilizzato il simulatore RTDS, realizzato da *RTDS Technologies Inc.* e localizzato all'interno dell'*Energy Center Lab* in collaborazione con *Politecnico di Torino*. La microrete analizzata è una porzione di rete di distribuzione reale della città di Manchester. Lo scopo è rappresentare l'ultima porzione di una comunità energetica. In una prima fase dell'elaborato sono state svolte delle simulazioni al fine di validare il modello di rete creato attraverso il software *RSCAD* di RTDS. In particolare, è stata fatta un'analisi a steady state delle tensioni e correnti al variare del profilo di carico giornaliero, riportando un confronto con misurazioni reali. In seguito, è stata condotta un'analisi dei guasti di cortocircuito in diversi punti della rete, comparando i risultati ottenuti nelle simulazioni in tempo reale

con quelli ricavati dal metodo analitico presentato nelle norme. Infine, è stato presentato il modello dinamico e il controllo di un impianto mini idroelettrico connesso alla microrete. Con le simulazioni effettuate è stato possibile verificare il funzionamento del sistema sia in presenza della rete principale, ma principalmente il funzionamento in isola, garantendo la continuità del servizio con gli standard ottimali di alimentazione. Il modello presentato può essere utilizzato per progetti futuri di co-simulazione e coinvolgere un maggior numero di risorse hardware e software per rappresentare porzioni di rete più estese. Inoltre, il modello può essere arricchito con la progettazione di un sistema di controllo dei dispositivi di protezione ed effettuare simulazioni hardware-in-the-loop per il collaudo dei componenti fisici reali.

Indice

Elenco delle tabelle	VIII
Elenco delle figure	IX
Acronimi	XIII
1 INTRODUZIONE	1
1.1 Analisi scenario energetico	1
1.2 Comunità Energetiche	3
1.3 Microreti	6
1.4 Generazione Distribuita e connessione in rete	8
1.5 Obiettivo della tesi	10
2 SIMULAZIONE REAL TIME	11
2.1 Simulatore RTDS	14
2.1.1 Hardware	14
2.1.2 Software	15
2.1.3 Distribution Mode	18
3 MICRORETE E LA SUA MODELLAZIONE	19
3.1 Descrizione della Microrete	19
3.1.1 Struttura Dati	20
3.1.2 Costruzione del grafo	21
3.2 Digital Twin	23
3.2.1 Rete MT	24
3.2.2 Trasformatore	25
3.2.3 Linee di distribuzione	26
3.2.4 Configurazione parametri linee	27
3.2.5 Carichi	32
3.3 Parametrizzazione del modello	35
3.3.1 Linguaggio Script	35

3.3.2	Script parametri linee	35
4	ANALISI A STEADY STATE	37
4.1	Parametri simulazioni	37
4.2	Risultati Simulazione	38
4.2.1	Misura potenza carico	39
4.2.2	Misura di tensione	41
4.2.3	Misura di Corrente	42
4.3	Confronto risultati	42
5	ANALISI DEI GUASTI	45
5.1	Cortocircuito	45
5.2	Simulazione guasti	48
5.3	Risultati Simulazione	50
5.4	Calcolo analitico corrente di cortocircuito	55
5.4.1	Guasto trifase	56
5.4.2	Guasto bifase	57
5.4.3	Guasto fase-neutro	58
5.5	Confronti risultati	58
6	MODELLO DINAMICO MINI-IDROELETTRICO	60
6.1	Creazione modello mini idroelettrico	61
6.1.1	Turbina Idraulica	62
6.1.2	Regolatore PID	65
6.1.3	Generatore sincrono	66
6.2	Creazione del modello in RSCAD	67
6.2.1	Tuning Regolatore PID	71
6.2.2	Effetti della costante di tempo dell'acqua T_w	72
6.2.3	Effetti della costante di inerzia H	73
6.2.4	Effetti dello statismo permanente R_p	74
6.2.5	Impatto parametri inerziali sulla stabilità	75
6.3	Risultati Simulazioni	76
6.3.1	Simulazioni in parallelo alla rete	79
6.3.2	Funzionamento in isola	80
7	MICRORETE CON IMPIANTO MINI IDROELETTRICO	86
7.1	Implementazione modello mini idroelettrico	86
7.2	Simulazioni real time	87
7.3	Parallelo e sincronizzazione con la rete	91
8	Conclusioni e Sviluppi futuri	94

A Script parametrizzazione linee	96
B Script acquisizione valori di tensione da meter	98
C Script creazione ed analisi dei guasti	100
Bibliografia	102

Elenco delle tabelle

1.1	Le nuove configurazioni introdotte a seguito del recepimento "Renewable Energy Directive 2018/2001 (RED II)"	5
3.1	Parametri generatore ideale di tensione	24
3.2	Parametri Trasformatore MT/BT	26
3.3	Parametri linee trifase	30
3.4	Parametri linee monofase	31
3.5	Parametri modello dinamico carico	32
3.6	Carichi e profili di potenza	34
5.1	Parametri componente Fault	49
5.2	Combinazioni di guasto	50
5.3	Confronto RTDS e calcolo analitico guasto bifase inizio linea	58
5.4	Confronto RTDS e calcolo analitico guasto trifase nodo 101	59
5.5	Confronto RTDS e calcolo analitico guasto bifase nodo 101	59
5.6	Confronto RTDS e calcolo analitico guasto fase-neutro nodo 101	59
6.1	Dati di esercizio turbina Pelton	68
6.2	Dati di targa generatore sincrono brushless	68
6.3	Configurazione parametri macchina sincrona	70
6.4	Aggiornamento costanti T_w e H	76
6.5	Configurazione PIDGOV in RSCAD	77
6.6	Configurazione AC1A in <i>RSCAD</i>	78
6.7	Condizioni iniziali formazione isola	81
6.8	Funzionamento in isola permanente	83
7.1	Configurazione parametri Synchro-Check	92

Elenco delle figure

1.1	Fit-for-55:Roadmap dell'UE [2]	2
1.2	Fabbisogno elettrico nazionale scenari Fit-For-55 [1]	2
1.3	Bilancio elettrico nazionale scenari Fit-For-55 [1]	3
1.4	Modello di microrete con i suoi principali componenti [6]	7
1.5	Aspetti di gestione microrete [6]	8
1.6	Profilo di tensione con GD e senza GD [5]	9
1.7	Esempio necessità di controllo della tensione con GD [5]	9
2.1	Simulazione EMT [11]	12
2.2	a) simulazione in tempo reale; b) simulazione non in tempo reale [12]	12
2.3	Confronto CHIL e PHIL [12]	13
2.4	Novacor [13]	14
2.5	Hardware simulatore RTDS[13]	15
2.6	Moduli RSCAD[13]	16
2.7	RSCAD/Draft [13]	17
2.8	Libreria componenti Power System	17
2.9	Libreria componenti Control	17
3.1	Network 1 [15]	20
3.2	Es. profilo di carico [15]	20
3.3	Esempio matrice incidenze [5]	21
3.4	Grafo microrete	22
3.5	Schema radiale della microrete	23
3.6	Generatore di tensione ideale trifase RSCAD	24
3.7	Circuito equivalente di Thevenin rete MT [16]	24
3.8	Trasformatore MT/BT	25
3.9	Modello linee a Π a cascata quattro conduttori [16]	26
3.10	Parametri matrice $[R]$ modello linee a Π a cascata RSCAD [16]	27
3.11	Parametri matrice $[L]$ modello linee a Π a cascata RSCAD [16]	27
3.12	Ramo RLC $RSCAD$ [16]	28
3.13	Rappresentazione circuitale linea monofase [16]	28

3.14	Modello dinamico carico [16]	32
3.15	Schema di controllo potenza reattiva del carico	33
3.16	Script Menù Tool Bar	35
3.17	Set Draft Variable	36
3.18	Draft Variables parametri linee	36
4.1	Carico computazionale processore RTDS	38
4.2	Trasformatore con Tap Changer	39
4.3	Meter potenza carico	39
4.4	Ramo RLC <i>RSCAD</i>	40
4.5	Rappresentazione circuitale linea monofase	40
4.6	Tensioni inizio linea	41
4.7	Tensioni fine linea	41
4.8	Correnti in uscita dal trasformatore	42
4.9	Confronto tensione con report	43
4.10	Corrente inizio linea report [15]	44
4.11	Corrente inizio linea simulazione real time	44
5.1	Guasti trifase [19]	46
5.2	Guasti bifase [19]	46
5.3	Guasti monofase [19]	46
5.4	Circuito equivalente Thevenin dinamico di guasto	47
5.5	Componenti corrente di cortocircuito [19]	48
5.6	Componente Fault di <i>RSCAD</i> [20]	49
5.7	Circuito di controllo comando di guasto	50
5.8	Cortocircuito trifase Trasformatore	51
5.9	Cortocircuito bifase Trasformatore	52
5.10	Cortocircuito trifase nodo 101	52
5.11	Cortocircuito bifase nodo 101	53
5.12	Cortocircuito fase-neutro nodo 101	54
5.13	Esempio percorso di guasto [21]	55
5.14	Circuito equivalente di guasto [21]	55
5.15	Guasto trifase in componenti simmetriche	56
5.16	Guasto bifase in componenti simmetriche	57
5.17	Guasto fase-neutro in componenti simmetriche	58
6.1	Schema di un impianto idroelettrico [26]	61
6.2	Diagramma a blocchi impianto idroelettrico [27]	61
6.3	Modello non-lineare turbina idraulica [29]	62
6.4	Relazione apertura ideale e reale della paratoia [28]	64
6.5	Schema a blocchi regolatore PID e servomotore [25]	65
6.6	Circuito equivalente in assi d,q,0 macchina sincrona [16]	66

6.7	Turbina Pelton a getti ed asse verticale [32]	67
6.8	Componente della macchina sincrona in RSCAD [16]	69
6.9	Componente PIDGOV in RSCAD [20]	70
6.10	Periodo critico metodo Ziegler-Nichols [25]	71
6.11	Effetti sulla risposta dinamica al variare di T_w [30]	73
6.12	Effetti sulla risposta dinamica al variare di H [30]	74
6.13	Effetti sulla risposta dinamica al variare di R_p [30]	75
6.14	Riferimento di potenza PIDGOV	77
6.15	Eccitatrice brushless AC1A di RSCAD [20]	78
6.16	Variazione riferimento di potenza del generatore sincrono	79
6.17	Variazione g a seguito di una variazione di potenza richiesta	79
6.18	Frequenza con variazione di potenza	79
6.19	Bilancio di potenza	80
6.20	Transitorio di tensione evento formazione isola	81
6.21	Corrente trasformatore evento formazione isola	81
6.22	Transitorio di frequenza evento formazione isola	82
6.23	Transitorio di potenza evento formazione isola	83
6.24	Transitorio di potenza in isola con variazione del 10 % del carico	84
6.25	Transitorio di frequenza in isola con variazione del 10 % del carico	84
6.26	Velocità generatore sincrono in isola con variazione del 10 % del carico	84
6.27	Transitorio di potenza in isola con doppia variazione di carico	85
6.28	Transitorio di frequenza in isola con doppia variazione di carico	85
7.1	blocco <i>Misure Carichi</i> in RSCAD'	87
7.2	Schema di controllo misura carichi microrrete	87
7.3	Potenza del generatore e del carico al variare di g	88
7.4	Variazione comando g	88
7.5	Schema di controllo per apertura interruttore	88
7.6	Potenza del generatore formazione isola	89
7.7	Potenza del carico formazione isola	89
7.8	Transitorio di frequenza formazione isola	89
7.9	Potenza del generatore variazione carico 10 % in isola	90
7.10	Variazione del 10 % del carico in isola	90
7.11	Transitorio di frequenza variazione carico 10 % in isola	91
7.12	<i>Breaker Control</i> con funzione <i>Synchro Check</i> [20]	92
7.13	Differenza di fase delle tensioni durante la sincronizzazione [20]	92
7.14	Grafico input di chiusura e stato dell'interruttore	93
7.15	Frequenza della microrrete connessione in parallelo alla rete	93

Acronimi

FER

Fonti di energia rinnovabile

FF55

Fit-for-55

GD

Generazione distribuita

CER

Comunità energetica rinnovabile

GSE

Gestore servizi energetici

DSO

Operatore sistema di distribuzione

AT

Alta tensione

MT

Media tensione

BT

Bassa tensione

EMT

Transitori elettromagnetici

DC

Corrente continua

Nodo PQ

Nodo a potenza attiva e reattiva controllate

Nodo PV

Nodo a potenza attiva e tensione controllate

UNIDO

Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale

Capitolo 1

INTRODUZIONE

Nella parte introduttiva di questo documento verranno presentate alcune analisi riguardo all'attuale e futuro scenario energetico. Dopo ciò, saranno introdotti i concetti di comunità energetica, con particolare riferimento agli aspetti normativi europei e nazionali, e di microreti con qualche cenno ai vantaggi e le criticità di gestione.

1.1 Analisi scenario energetico

La lotta ai cambiamenti climatici richiede un impegno significativo e continuo nel tempo per ridurre l' emissioni di CO₂, promuovendo la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e garantendo un miglioramento dell'efficienza energetica. L'UE ha fissato l'obiettivo di raggiungere la neutralità climatica "net zero" entro il 2050, sancendo dei target intermedi che portino ad una riduzione del 55 % dell' emissioni di gas serra entro il 2030. Nel 2021 la commissione europea ha presentato un pacchetto di proposte legislative denominate **"Fit-for-55"** volte ad allineare le politiche ambientali degli stati membri della comunità europea.[1] In Fig 1.1 sono riportati i target fissati.



Figura 1.1: Fit-for-55: Roadmap dell'UE [2]

I punti chiave del pacchetto legislativo sono sicuramente l'aumento del mix energetico rinnovabile e la riduzione dell'emissioni, che passa da una maggiore elettrificazione delle tecnologie, in primis nel settore dei trasporti e del riscaldamento. In Fig 1.2 Terna ha ipotizzato, con riferimento agli scenari Fit-for-55, il fabbisogno elettrico italiano al 2030 e 2040. Dalla Fig 1.2 si evince un incremento sostanziale

(TWh)	2019	2030		2040		
	Storico	FF55	LT	DE IT	GA IT	LT
Consumi elettrici finali	292	330	306	371	352	353
Industria	119	120	118	125	122	120
Civile	161	177	167	182	179	178
Trasporti	12	34	21	64	51	55
Consumi del settore energetico	10	16	7	25	23	16
Di cui tradizionali (es. raffinerie)	10	7	7	7	7	7
Di cui produzione H2 (elettrolisi)		9	0	18	16	9
Consumi elettrici	302	346	313	396	375	369
Perdite di rete	18	20	19	22	21	21
Fabbisogno elettrico	320	366	331	418	396	389

Tabella 7 – Evoluzione del fabbisogno elettrico per gli scenari FF55 2030, LT, Distributed Energy 2040 e Global Ambition 2040 (TWh).

Figura 1.2: Fabbisogno elettrico nazionale scenari Fit-For-55 [1]

del fabbisogno energetico, contabilizzato a più di **37 TWh**, dovuti alla maggior parte all'aumento nel settore dei trasporti dei veicoli puramente elettrici. Grazie alle analisi della domanda futura di energia elettrica e tenendo come riferimento i target imposti sull'aumento delle FER, Terna ha presentato in [1] il piano per il bilancio di produzione elettrico, rappresentato in questo documento in Fig 1.3. La produzione rinnovabile complessiva (idrico, eolico, fotovoltaico, bioenergie e geotermico) nello scenario FF55 è pari a 239 TWh al 2030, raggiungendo quindi una quota FER sul fabbisogno elettrico totale di circa 65 %. Ciò rappresenta un

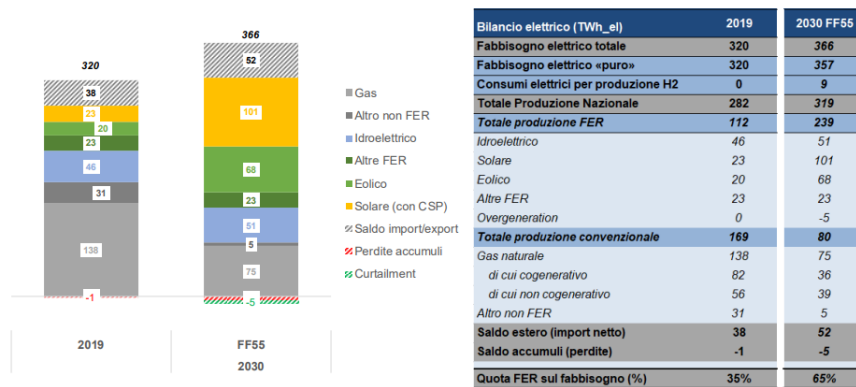


Figura 1.3: Bilancio elettrico nazionale scenari Fit-For-55 [1]

incremento di ben 127 TWh di produzione FER rispetto ai valori registrati nel 2019. La transizione energetica in corso, che passa dalla grande penetrazione di generazione distribuita (GD) e il progressivo aumento dei consumi elettrici stanno portando ad una trasformazione del tradizionale sistema elettrico. La rete nazionale è progettata per garantire un flusso di potenza unidirezionale dagli impianti di produzione verso le utenze finali. Nel corso degli anni l'incremento delle FER ha introdotto la nuova figura del prosumer, ovvero un utente che è in grado di scambiare flussi di energia in entrambe le direzioni. I concetti di auto-approvigionamento energetico e sostenibilità ambientale hanno creato l'interesse di molte località locali nella realizzazione di sistemi energetici ristretti.[3]

1.2 Comunità Energetiche

Una comunità energetica può essere definita come l'associazione di attori che condividono l'obiettivo di produrre, scambiare e utilizzare energia da fonti rinnovabili su scala locale. La partecipazione attiva degli utenti permette la realizzazione di una rete decentralizzata, garantendo uno standard di efficienza e una condivisione economica degli investimenti e dei ricavi. La commissione europea ha elaborato nel corso degli ultimi anni un quadro normativo sull'autoconsumo collettivo e le comunità energetiche [4] :

- **NOVEMBRE 2016 - Clean Energy for all Europeans Package** misure legislative riguardanti efficienza energetica, energie rinnovabili e mercato dell'energia.
- **DICEMBRE 2018 - Renewable Energy Directive 2018/2001 (RED II)** Definisce le «Renewable Energy Community» (REC, comunità di energia

rinnovabile) e i «jointly-acting renewable self-consumers» (autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente).

- **GIUGNO 2019 - Internal Electricity Market Directive 2019/944 (IEM)** definizione di «Citizen Energy Community» (CEC, comunità energetica di cittadini) e di «jointly-acting active customer» (clienti attivi consorziati).

L'Italia ha recepito le direttive europee definendo un nuovo assetto legislativo. In particolare con riferimento al "Renewable Energy Directive 2018/2001 (RED II)" sono state introdotte le definizioni di **autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente** e **comunità energetiche rinnovabili**.^[4] In Tab 1.1 sono riportate le definizioni e alcuni aspetti chiave.

Figura	Descrizione
Autoconsumatori di energia rinnovabile	Utente finale che: - Vende e accumula energia elettrica rinnovabile per autoconsumo; - Vende energia elettrica rinnovabile per servizi ancillari; La produzione può avvenire con un impianto al quale l'utente è connesso oppure per il quale opera utilizzando la rete di distribuzione esistente.

Comunità energetiche rinnovabili (CER)	Entità di diritto autonomo che ha l'obiettivo di portare benefici di carattere ambientale, sociale ed economico ai membri della comunità. Le comunità energetiche operano secondo i seguenti presupposti: - I membri condividono l'energia prodotta fornendosi della rete di distribuzione: - L'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è utilizzata con la priorità dell'autoconsumo istantaneo, mentre la quota eccedente può essere accumulata o venduta. Le comunità energetiche possono essere composta da persone fisiche, PMI, enti territoriali, comuni, con il vincolo che la partecipazione alla comunità non rappresenti la principale attività commerciale e industriale.
--	--

Tabella 1.1: Le nuove configurazioni introdotte a seguito del recepimento "Renewable Energy Directive 2018/2001 (RED II)"

Inoltre, facendo riferimento al recepimento delle direttive RED II e IEM, sono stati introdotti i concetti di energia elettrica condivisa, valorizzata e incentivata:

- **Energia elettrica condivisa** Uguale al valore più basso tra energia prodotta e immessa in rete dagli impianti ed energia prelevata dall'insieme degli utenti finali appartenenti alla stessa zona di mercato.
- **Energia elettrica autoconsumata e oggetto di valorizzazione** Quota di energia condivisa tra gli utenti connessi alla porzione di rete di distribuzione sottesa alla medesima cabina primaria.
- **Energia elettrica autoconsumata e oggetto di incentivazione** Frazione di energia elettrica autoconsumata e oggetto di valorizzazione proveniente

da impianti da fonti rinnovabili di nuova realizzazione e con potenza fino a 1 MW.

Lo scopo della creazione di una comunità energetica, quindi, risulta essere la possibilità di generare localmente delle porzioni di rete che sono il più possibile autosufficienti, efficienti e sostenibili dal punto di vista ambientale. I vantaggi per gli utenti che ne fanno parte sono trasversali. Dal punto di vista ambientale e infrastrutturale consente un miglioramento della qualità di vita e allo stesso tempo la riduzione delle perdite in rete. Dal lato economico i benefici riguardano i meccanismi di incentivazione previsti dal GSE ed inoltre diminuendo la quantità di energia prelevata dalla rete, grazie all'aumento della quota autoprodotta, i costi della spesa energetica vengono minimizzati.

1.3 Microreti

Le microreti rappresentano l'infrastrutture intelligenti che permettono di ottimizzare il concetto di CER. Le microreti sono sistemi di distribuzione locale con al loro interno generatori e carichi, il cui esercizio può compiersi separatamente dalla rete (autonomo) o in connessione con essa (non-autonomo).[5] Il concetto di microrete è abbastanza recente, ma la sua applicazione nel sistema elettrico ha una lunga storia. Infatti basti pensare che la prima centrale elettrica costruita da Edison a Manhattan nel 1882 può essere considerata la prima forma di microrete. La microrete normalmente è costituita da un'unità di controllo centrale, un' unità di generazione distribuita e accumulatori di energia localizzati nelle vicinanze dei carichi locali.[6] Un'esemplificazione è mostrata in Fig 1.4, nella quale è riportato un semplice modello di microrete con i suoi principali componenti. Questa conformazione porta numerosi benefici come autonomia, stabilità, flessibilità, scalabilità, efficienza ed economicità. Sono state individuate nel percorso evolutivo delle microreti tre generazioni [7]:

- **Prima Generazione** - il sistema elettrico attuale centralizzato è nato dalla graduale interconnessione di microreti isolate. Queste prime forme di reti locali hanno permesso lo sviluppo e l'industrializzazione delle economie moderne. Questi sistemi sono stati introdotti alla fine del XIX e all'inizio del XX secolo;
- **Seconda Generazione** - costruite in aree rurali, in paesi a basso reddito e in via di sviluppo, per garantire l'approvvigionamento di energia elettrica a seguito della mancanza di connessione con la rete principale. Sono generalmente costituite da generatori a diesel o idroelettrici. Le prime costruzioni risalgono ai primi anni 80, mentre la crescita significativa si è avuta negli anni 90-2000.

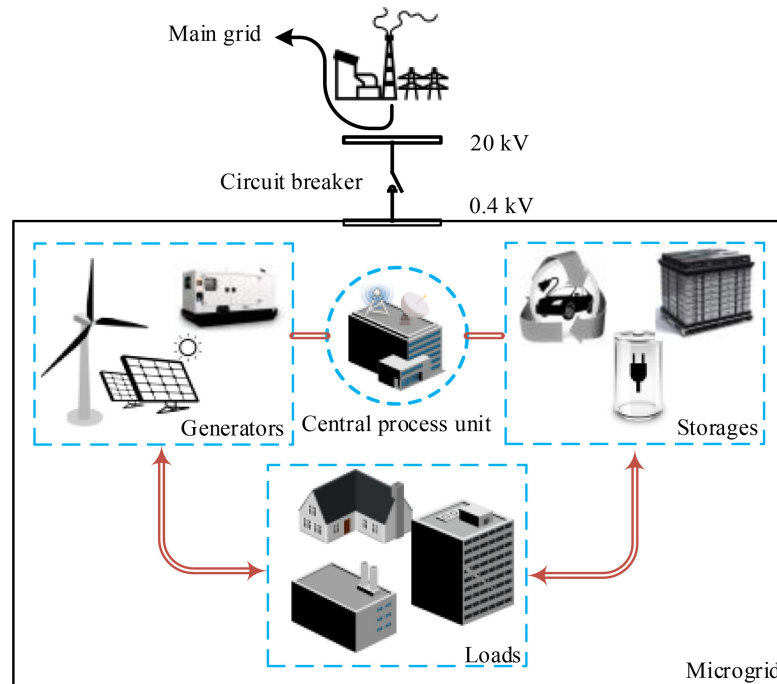


Figura 1.4: Modello di microrete con i suoi principali componenti [6]

- **Terza Generazione** - Questi sono sistemi più moderni, principalmente ibridi fotovoltaici (FV) solari, pronti per l'interconnessione alla rete e dotati di sistemi di gestione remota e altre tecnologie.

La compresenza di generatori rinnovabili come fotovoltaico, eolico, idroelettrico e carichi locali su reti elettriche di scala ridotta può rendere critica la gestione del sistema elettrico. Numerosi studi sono stati condotti sui problemi di ottimizzazione della gestione delle microreti. I due principali aspetti riguardano la distribuzione ottimale dell'energia e il controllo. In questo documento, nelle sezioni successive, verranno analizzati nel dettaglio diverse questioni legati al controllo della microrete. Vengono studiati i fenomeni legati alla tensione, corrente, potenza e frequenza. Inoltre vengono analizzate strategie di gestione del carico, regolazione frequenza-tensione, adattamento della potenza generata dal carico presente in rete. In Fig 1.5 vengono rappresentati e classificati gli aspetti di gestione di una microrete [6]. I principali vantaggi della creazione di una microrete sono [5]:

- Alta disponibilità di risorse;
- Gestione combinata del mix energetico (energia elettrica, energia termica);
- Pianificazione dell'esercizio grazie alla modularità;

- Incremento dell'efficienza economica;
- Riduzione della vulnerabilità dell'impianto locale grazie alla ridondanza e all'elevato numero di dispositivi.

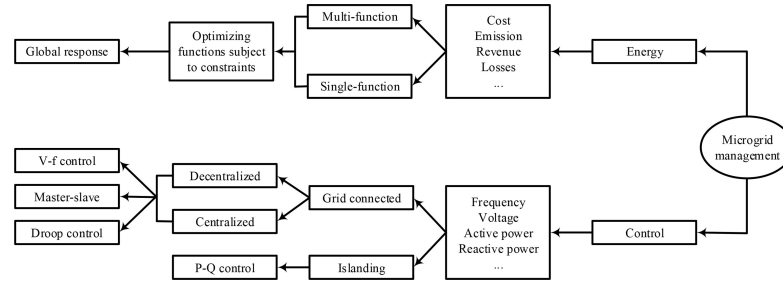


Figura 1.5: Aspetti di gestione microrete [6]

1.4 Generazione Distribuita e connessione in rete

Dal principio della diffusione delle FER, la questione principale per lo sviluppo delle tecnologie è stata la connessione in rete di GD, in quanto quest'ultimi introducono flussi di potenza non controllabili dal gestore della rete di distribuzione (DSO). La connessione in rete a valle delle cabine primarie AT/MT di generatori locali rende più complicato i criteri di protezione, peggiora il profilo di tensione e può causare un aumento delle correnti di cortocircuito. Dal punto di vista della protezione della rete, in genere, i generatori locali hanno proprietari differenti e sono gestiti autonomamente portando a [5]:

- basso coordinamento delle protezioni con il sistema di distribuzione;
- obiettivi di gestione del sistema di generazione locale (massima efficienza e maggiore profitto) differenti dal DSO (ottimizzazione profilo di tensione, riduzione delle perdite).

Le risorse distribuite, iniettando lungo la linea una quantità di corrente, modificano il profilo di tensione provocando delle sovratensioni come mostrato in Fig 1.6. I generatori locali possono essere classificati in :

- Controllabili in tensione, ad esempio come i gruppi idroelettrici;
- Non controllabili in tensione, di cui fanno parte le fonti di generazione connesse mediante convertitori non controllabili.

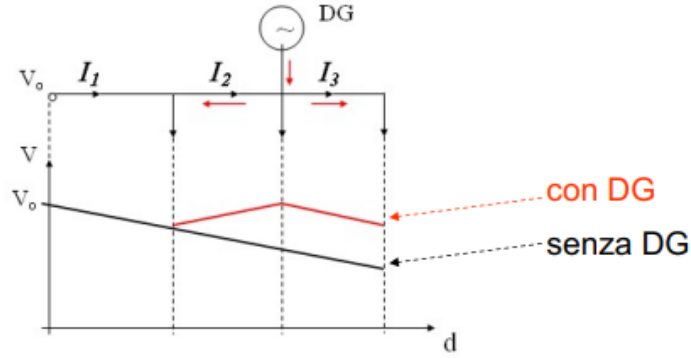


Figura 1.6: Profilo di tensione con GD e senza GD [5]

I generatori controllabili in tensione possono partecipare alla regolazione della tensione, rispettando i vincoli reattivi dei componenti. Il problema della gestione della tensione in un sistema con la presenza di generazione distribuita può essere spiegato mediante l'esempio descritto in [5] e riportato in Fig 1.7: Una rete contiene, a valle di una cabina di trasformazione AT/MT, due dorsali, la prima contenente un carico passivo e l'altra con un generatore a fondo linea. Nell'esempio viene descritto il caso in cui la caduta di tensione lungo la linea avente il carico sia eccessiva, accompagnato dall'innalzamento del profilo sulla seconda dorsale dovuto alla presenza del generatore locale. La situazione richiede non solo l'intervento centralizzato a monte delle dorsali, ma quest'ultimo dev'essere affiancato da un controllo di tensione sull'unità generativa.

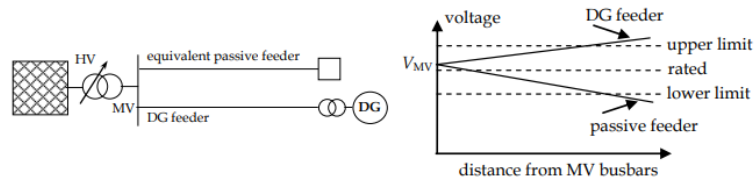


Figura 1.7: Esempio necessità di controllo della tensione con GD [5]

Da un punto di vista di stabilità globale del sistema, con l'incremento di DG sono variati molti standard nazionali affinché i DG rimanessero collegati in parallelo alla rete anche in condizioni di emergenza, contribuendo al superamento della condizione di guasto. In particolare, i dispositivi di protezione d'interfaccia e gli inverter devono garantire una minore sensibilità alle variazioni di frequenza, per mantenere gli impianti di produzione locale connessi in rete in un range di frequenze comprese tra 47.5 Hz e 51.5 Hz [8]. Ulteriori aspetti riguardo ai transitori di

frequenza, per condizioni di esercizio di microreti in parallelo alla rete o in isola, verranno indagati successivamente.

1.5 Obiettivo della tesi

Come emerso dalla parte introduttiva dell'elaborato, con la diffusione di FER e con l'implementazione di sistemi elettrici con logiche di controllo che vanno verso una direzione più smart ed efficiente, diventa necessario riuscire a prevedere il comportamento delle nuove reti elettriche all'aumentare della GD. Per questo risultano sempre più importanti le simulazioni di modelli che rappresentano il comportamento fisico dei sistemi reali. In particolare in questo documento sarà presentato un *Digital Twin* (Gemello digitale) di una porzione di microrete in BT per simulazioni real time. All'interno della rete verrà inserito un mini-idroelettrico che svolgerà la funzione di sostegno della rete o sostituzione in condizione di emergenza. L'esecuzione del modello è effettuata mediante l'utilizzo del Real Time Digital Simulator prodotto da *RTDS Technologies*, collocato all'interno dell' *Energy Center Lab* in collaborazione con *Politecnico di Torino*. L'obiettivo è quello di creare una struttura affidabile, che possa interagire in un progetto più ampio di co-simulazione con altre reti e rappresentare quello che potrebbe essere un modello virtuoso di comunità energetica.

Capitolo 2

SIMULAZIONE REAL TIME

L'analisi dei fenomeni transitori da uno stato di regime ed un altro è divenuta una tecnica fondamentale per comprendere le prestazioni di un sistema elettrico, analizzare i guasti o testare dispositivi di protezione. Uno studio accurato dei transitori in un sistema di potenza è reso complicato dalle dimensioni del sistema, dalle articolate interazioni che sussistono tra i dispositivi e i fenomeni che essi generano.[9] L'esercizio di un sistema elettrico comporta una costante redistribuzione dell'energia elettromagnetica ed elettromeccanica tra gli elementi che lo compongono. Nel funzionamento a regime sinusoidale questi scambi energetici non sono modellati dai fasori di tensione e corrente che rappresentano lo stato del sistema. Tuttavia, a causa di perturbazioni esterne al sistema, come guasti, manovre e variazioni di carico, i dispositivi possono subire sollecitazioni maggiori dovuti ad eccessivi valori di correnti o tensioni. Lo scopo dello studio dei transitori si basa sulla previsione di questi eventi. La soluzione dei transitori elettromagnetici (**EMT**) comporta un insieme di equazioni differenziali del primo ordine basate sulle leggi di Kirchhoff, che descrivono il comportamento dei circuiti RLC.[10] Per risolvere il set di equazioni differenziali esistono metodi di soluzione numerici, tra i quali il più riconosciuto è quello di Dommel. Questo metodo è utilizzato anche dal simulatore Real Time RTDS.

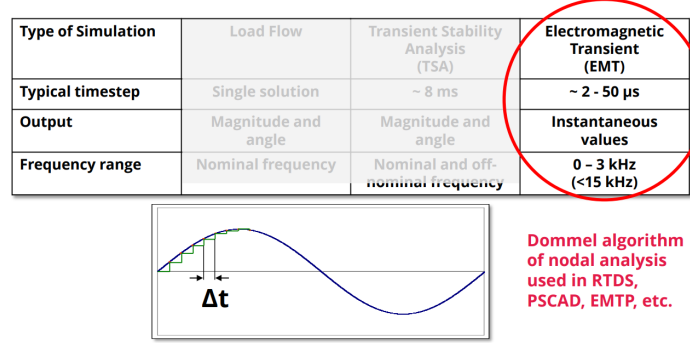


Figura 2.1: Simulazione EMT [11]

In Fig 2.1 vengono evidenziate le principali differenze tra una simulazione di transitori elettromagnetici (EMT) e simulazioni di comportamenti a steady state. Gli aspetti chiave riguardano il minor timestep di simulazione, gli output sono forniti mediante i valori istantanei delle grandezze e l'ampio spettro delle frequenze analizzate.

La simulazione real time è una tecnica di simulazione EMT in grado di risolvere le equazioni che governano il sistema con un passo temporale che coincide con lo stesso tempo che impiegherebbero le grandezze simulate ad evolvere nella realtà. Dalla Fig 2.2 si evince che una simulazione può essere definita in tempo reale se il tempo di esecuzione è minore o uguale al time-step considerato.

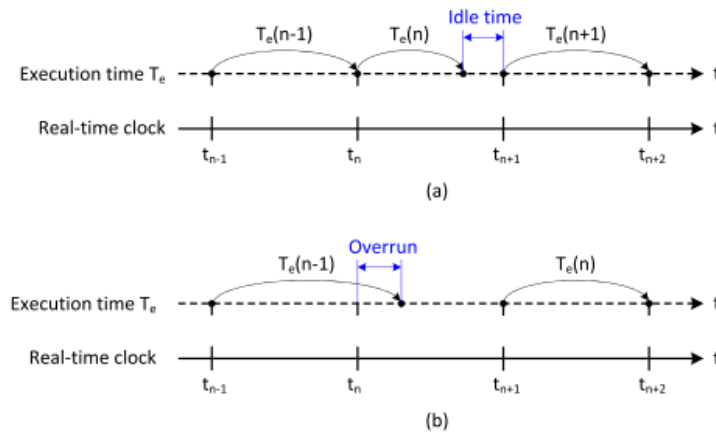


Figura 2.2: a) simulazione in tempo reale; b) simulazione non in tempo reale [12]

La simulazione digitale in tempo reale può essere classificata in due specie [12]:

- **Software-in-the-loop** : sfrutta una completa digitalizzazione del sistema, inclusi protezioni e controllo, senza alcun interfacciamento con input/output esterni.
- **Hardware-in-the-loop (HIL)**: uno o più elementi del modello digitale sono sostituiti da componenti fisici reali. A sua volta la simulazione HIL può essere suddivisa in due categorie:
 - **Control-Hardware-in-the-loop (CHIL)** : prevede l'utilizzo di un controller reale che interagisce con il resto del sistema simulato. In questo tipo di simulazione non avviene nessun trasferimento di potenza. Infatti, il controller riceve come feedback dal simulatore segnali che rielabora per produrre i segnali di output desiderati. Viene utilizzata per la prototipazione del controller.
 - **Power-Hardware-in-the-loop (PHIL)**: coinvolge un trasferimento di potenza tra un dispositivo in test e l'hardware del simulatore. É indispensabile una sorgente di potenza connessa tramite un'interfaccia in grado di generare e assorbire. In questo tipo di simulazioni vengono generati dal simulatore dei segnali di riferimento in base alla soluzione del modello digitale, che vengono inviati ad un amplificatore di potenza, che a sua volta produce tensioni e correnti per il dispositivo in prova. Un esempio di PHIL può essere il collaudo di macchine elettriche o convertitori di potenza.

In Fig. 2.3 è rappresentato il confronto tra simulazioni CHIL e PHIL.

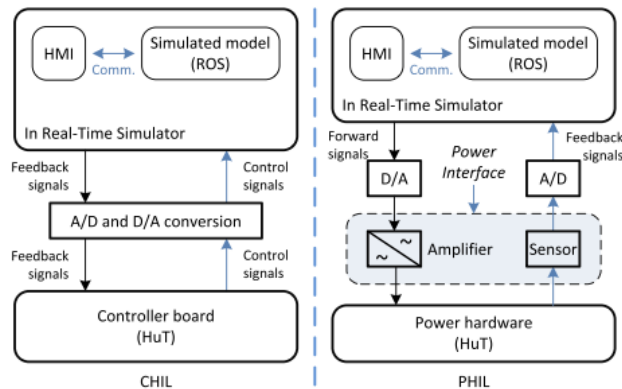


Figura 2.3: Confronto CHIL e PHIL [12]

2.1 Simulatore RTDS

In questa sezione saranno presentate le caratteristiche dell'hardware e software, utilizzati per la creazione e simulazione della microrete. Il simulatore digitale real time **RTDS** creato da *RTDS Technologies Inc.* ha visto la prima installazione commerciale nel 1993. Le aree di applicazioni nel quale viene maggiormente impiegato sono:

- Distribuzione
- Smart Grid
- Power Electronics
- Sistemi di protezione

2.1.1 Hardware

L'hardware del simulatore RTDS progettato per risolvere le equazioni dei componenti del modello è lo chassis **Novacor**. Questo contiene un potente processore multi-core, funzionalità di interfaccia, porte di comunicazione e canali di output analogici.[13] In Fig 2.4 è mostrata la struttura del *Novacor*. Il simulatore usato



Figura 2.4: Novacor [13]

all'interno dell'*Energy Center Lab* sfrutta un processore *IBM Power8* con solo 4 core su 10 disponibili. Oltre al processore sono presenti un FPGA che gestisce le funzionalità real time (RTFPGA) e un FPGA che coordina le funzionalità non in tempo reale, come la comunicazione dati al computer dell'utente. Il RTFPGA dispone di 24 porte che permettono la connessione, mediante fibra ottica, tra le schede del processore multi-core e le schede I/O. Quelle installate nel rack dell'*Energy center Lab* sono [7]:

- **GTAI/GTAO**: utilizzate per la connessione esterna a $\pm V$ o come interfaccia con l'amplificatore;

- **GTDI/GTDO**: usate per la connessione digitale diretta con tensioni d'ingresso DC [5:30] V;
- **GTFPIV2**: per la lettura e scrittura di segnali;
- **2xGTNET**: sfrutta protocolli di comunicazione Ethernet

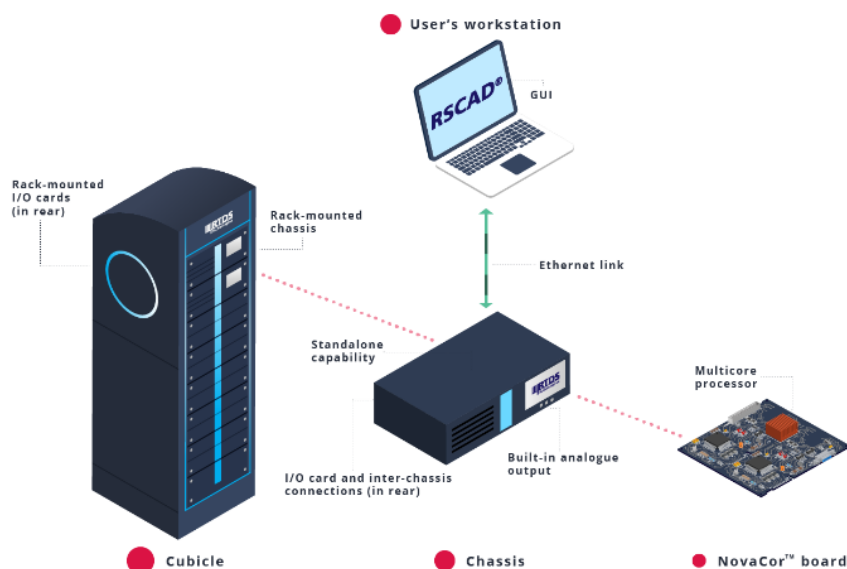


Figura 2.5: Hardware simulatore RTDS[13]

La Fig 2.5 fornisce un'idea della struttura ed operabilità dell'hardware presentato.

2.1.2 Software

Il software per *RTDS* è organizzato secondo una scala gerarchica composta da tre livelli:

- interfaccia grafica utente di alto livello;
- compilatore e sistema di comunicazione di livello intermedio;
- sistema operativo multi-tasking di basso livello.

L'utente si interfaccia esclusivamente con il software di alto livello. **RSCAD** è il pacchetto software sviluppato per garantire un'interfaccia grafica completa per il simulatore. *RSCAD* è composto da diversi moduli come riassunto in Fig 2.6:

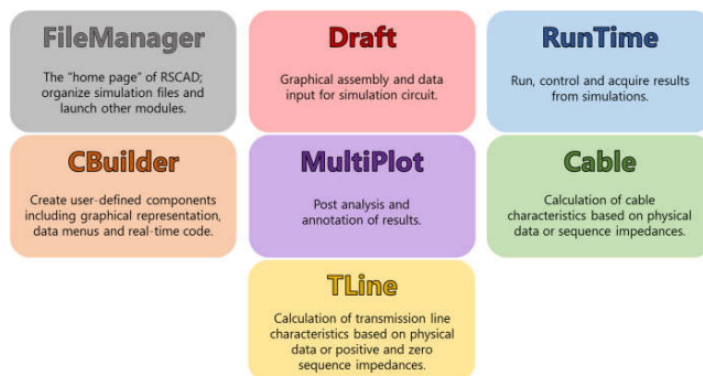


Figura 2.6: Moduli RSCAD[13]

- **RSCAD/FileManager (Fileman)** è l'ingresso del software e viene utilizzato per il controllo del progetto e per semplificare la comunicazione tra gli utenti;
- **RSCAD/Draft** è utilizzato per la costruzione del caso e la configurazione dei parametri. Contiene la sezione della libreria, dove vengono selezionati i componenti del modello, e la sezione di assemblaggio del circuito. Una rappresentazione è in Fig 2.7
- **RSCAD/TLine e RSCAD/Cable** usati per la costruzione e configurazione delle linee aeree di trasmissioni e dei cavi interrati.
- **RSCAD/RunTime** è utilizzato per gestire la simulazione in corso sull'hardware del simulatore. Mediante una console creata dall'utente è possibile fornire i comandi di avvio/arresto della simulazione, modificare in tempo reali gli stati dei componenti, modificare setpoint, simulare dei guasti, e molto altro.
- **RSCAD/MultiPlot** impiegati per la creazione di grafici e l'analisi dei dati salvati durante la simulazione.

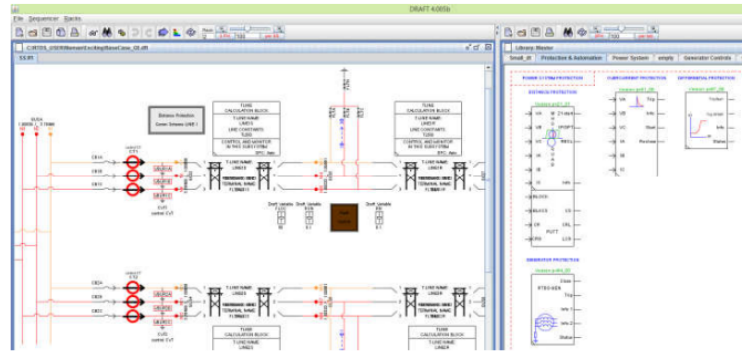


Figura 2.7: RSCAD/Draft [13]

RSCAD contiene al suo interno diverse librerie di componenti che posso essere utilizzate per la composizione del modello. Le due principali sono :

- Power System : componenti di potenza del sistema
- Control : componenti per il controllo, misura e funzioni matematiche

I componenti delle rispettive librerie sono riportati in Fig 2.8 e Fig 2.9

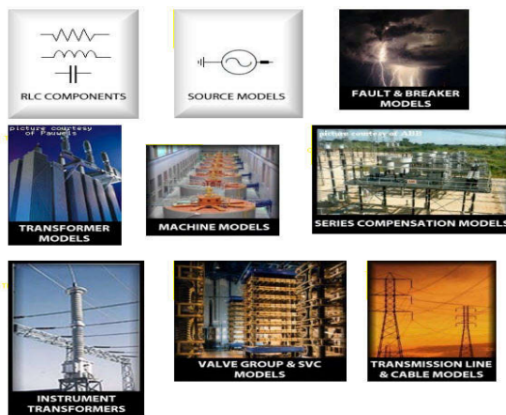


Figura 2.8: Libreria componenti Power System

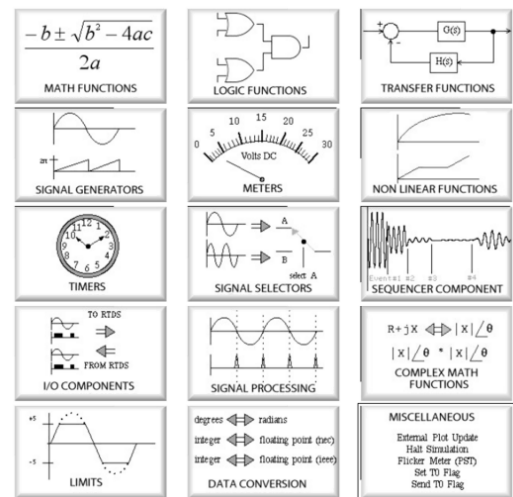


Figura 2.9: Libreria componenti Control

2.1.3 Distribution Mode

La modalità operativa '*Distribution Mode*' nasce per permettere l'implementazione di modelli di reti di distribuzione con un numero elevato di nodi, fino ad oltre un migliaio. Queste reti molto spesso sono composte da linee brevi che non consentono la suddivisione del sistema [14]. La *Distribution Mode* sfruttando la radialità della rete, produce una matrice delle ammettenze molto sparsa e riduce di molto il carico computazionale della soluzione del modello. Il timestep di simulazione per questa modalità non può essere inferiore a $150\ \mu s$, superiore al tipico valore di $50\ \mu s$ usato in condizioni standard, per garantire un tempo maggiore per il calcolo della soluzione. Inoltre, in modalità Distribuzione si perdono alcuni componenti presenti nelle normali librerie. L'esempio maggiore è l'assenza dei modelli dei convertitori elettronici di potenza, che lavorando a frequenze di campionamento molto elevate, richiedono un passo temporale di simulazione più breve di quello disponibile. Tuttavia, i convertitori elettronici di potenza possono essere rappresentati utilizzando modelli ai valori medi. Una limitazione importante è rappresentata dall'impossibilità di collegare circuiti creati in *Distribution Mode* con altri sviluppati in modalità standard. Quindi, la simulazione può essere eseguita su un unico rack.

Capitolo 3

MICRORETE E LA SUA MODELLAZIONE

In questo capitolo verrà presentata la struttura della rete analizzata, motivando le scelte che hanno portato alla sua descrizione finale. In seguito, ci sarà la presentazione dei componenti usati per la costruzione del *Digital Twin* all'interno del software RSCAD e la giustificazione dei parametri utilizzati.

3.1 Descrizione della Microrete

Come caso studio preso in esame, è stata scelta la rappresentazione di un rete in bassa tensione situata nella città di Manchester, in Inghilterra. I dati necessari per lo sviluppo del modello della microrete sono stati ottenuti da uno studio condotto precedentemente da un gruppo di ricerca britannico [15]. Nel rapporto analizzato sono stati esaminati 25 modelli di reti di distribuzione. Questi modelli di rete sono stati sviluppati all'interno del progetto denominato 'LV Networks Solutions', gestito da Electricity North West Limited (ENWL) e dall'Università di Manchester. Attraverso questo documento vengono messe a disposizione delle comunità di ricerca e di ingegneria 25 reti BT reali e alcuni esempi di profili di carico residenziali e generazione distribuita. Sono inclusi i profili di sistemi fotovoltaici, veicoli elettrici, pompe di calore elettriche e microgenerazione di calore e potenza. Per gli scopi di questo lavoro si è scelto di rappresentare, nel modello da sviluppare in RSCAD, soltanto il feeder 1 della prima rete descritta nel report. La scelta è dovuta all'elevato numero di nodi che richiede un oneroso spazio di calcolo. Per ottimizzare le risorse di calcolo è stata selezionata la modalità operativa del software 'Distribution Mode'. Inoltre, la decisione sull'estensione della rete è dovuta alla volontà di rappresentare quello che può essere l'ultimo miglio di un sistema di distribuzione di una comunità energetica. La creazione di questo

modello permetterà di analizzare i fenomeni come guasti, transitori di potenza e frequenza, al livello di utente finale del sistema elettrico. In Fig 3.1 e in Fig 3.2 sono riportati rispettivamente la struttura dell'intera rete e un esempio di profilo di carico.

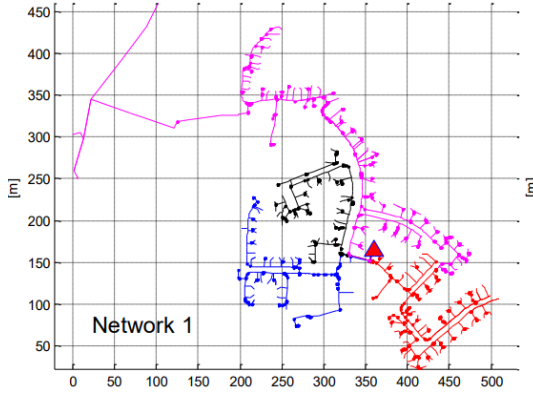


Figura 3.1: Network 1 [15]

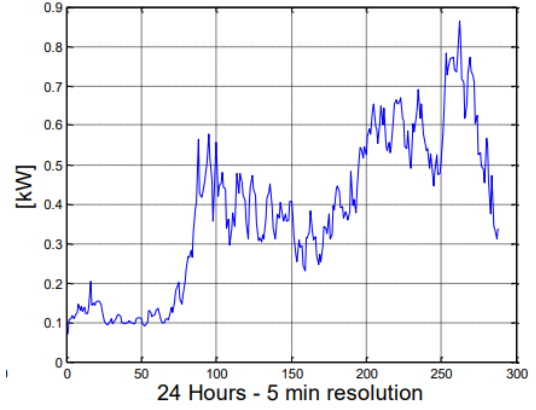


Figura 3.2: Es. profilo di carico [15]

3.1.1 Struttura Dati

Per la costruzione completa e accurata del modello in [15] vengono forniti una serie di file che contengono le seguenti informazioni:

- **Dati Feeder:** sono riportate le caratteristiche di ciascuna linea:
 - nodo di partenza e di arrivo;
 - lunghezza in m del collegamento;
 - numero di fasi della linea (monofase o trifase);
 - presenza di un carico attraverso un bit di valore 0 o 1. 0 indica che non vi è alcun carico connesso al nodo finale della linea. 1 rappresenta la connessione di uno o più carichi sul nodo terminale;
 - tipo di cavo utilizzato.
- **Posizioni XY :** fornisce le coordinate nel piano dei nodi, sfruttandone l'identificazione univoca fornita da una enumerazione crescente. Il numero della linea viene identificato con il nodo terminale.
- **Matrice di Connettività:** Identifica il tipo di connessione di ciascun carico:
 - indica il bus al quale è connesso il carico monofase;

– rivela a quale fase è connesso.

- **Parametri linee:** riporta i parametri resistivi, induttivi e capacitivi dei cavi associati a ciascun collegamento.
- **Tipo di profilo di carico:** ad ogni carico viene assegnato un andamento di potenza diverso, indentificato da un numero. Il profilo giornaliero è riportato in un file a parte.
- **Trasformatori:** specifiche di potenza e tensioni dei trasformatori.

3.1.2 Costruzione del grafo

Avendo a disposizione i parametri delle linee e le posizioni geo-localizzate dei nodi e dei carichi della rete è utile costruire un grafo per avere una visione d'insieme. Essendo un sistema di distribuzione in bassa tensione, la rete ha una configurazione radiale. In un sistema radiale, il nodo d'arrivo di ciascun ramo è unico ed indica il numero del ramo di appartenenza.

La rappresentazione di un sistema di distribuzione comporta la creazione della matrice delle incidenze e della sua inversa. La matrice delle incidenze $L(m,n)$ contiene m righe come il numero di rami e n colonne come il numero dei nodi. Ogni elemento $L(i,j)$ ha un valore di +1 per il nodo di partenza del ramo, oppure -1 per il nodo d'arrivo. In Fig 3.3 è riportato un esempio di calcolo di una matrice delle incidenze di una semplice rete radiale.[5] Da un punto di vista di analisi della

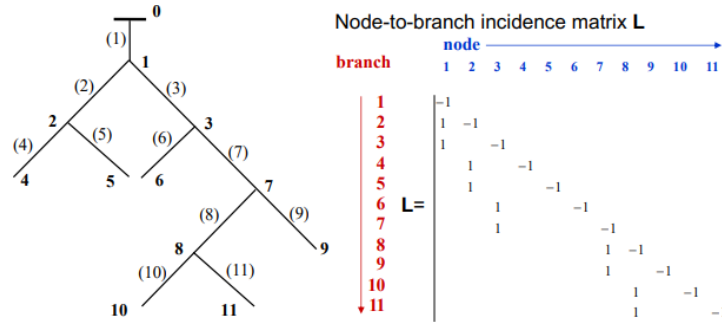


Figura 3.3: Esempio matrice incidenze [5]

struttura di distribuzione, l'inversa della matrice delle incidenze $\Gamma(n,m)$ possiede le seguenti proprietà:

- leggendo una riga da un indice di partenza, tutti gli elementi non uguali a zero formano il percorso dal nodo corrispondente all'indice fino al nodo sorgente;
- leggendo una colonna, i valori diversi da zero corrispondono ai nodi isolati che si verrebbero a creare tagliando il ramo corrispondente alla colonna letta.

Per la creazione del grafo della microrete è stato utilizzato il software di calcolo *Matlab*. È possibile ottenere il grafo e stamparlo a video mediante i seguenti comandi:

```
G = graph(A);  
plot(G)
```

In ingresso alla funzione per la creazione del grafo occorre inserire la matrice delle adiacenze A . La matrice delle adiacenze è costituita da una matrice binaria quadrata che ha come indici di righe e colonne i nomi dei vertici del grafo. Nel posto (i,j) della matrice si trova un 1 se e solo se esiste nel grafo un arco che va dal vertice i al vertice j , altrimenti si trova uno 0. Può essere costruita partendo dalla matrice delle incidenze. In Fig 3.4 è riportata la ricostruzione del grafo della microrete analizzata.

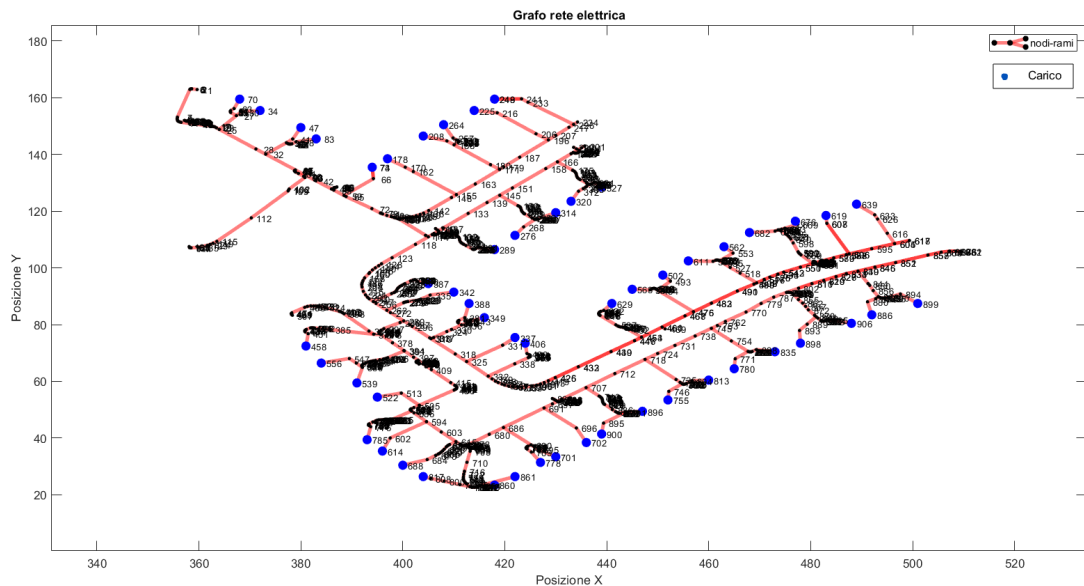


Figura 3.4: Grafo microrete

3.2 Digital Twin

In questa sezione verrà presentato ed illustrato il procedimento di creazione del "gemello digitale" della rete in esame. Per cominciare verrà analizzata la sua struttura e topologia ed in seguito verrà fatta una descrizione dei componenti presenti nel modello, sviluppato mediante il software di simulazione *RSCAD*. In conclusione, saranno forniti i principali parametri per la simulazione real time. Il sistema elettrico analizzato è il feeder di una rete elettrica di distribuzione in bassa tensione. In particolare, questa linea alimenta 55 carichi attraverso 1431 metri di cavi (inclusi i cavi di servizio) e mediante l'utilizzo di un trasformatore *MT/BT* con tensioni 20/0.4 kV. La rappresentazione dello schema unifilare con i nodi e i carichi della microrete è in Fig 3.5.

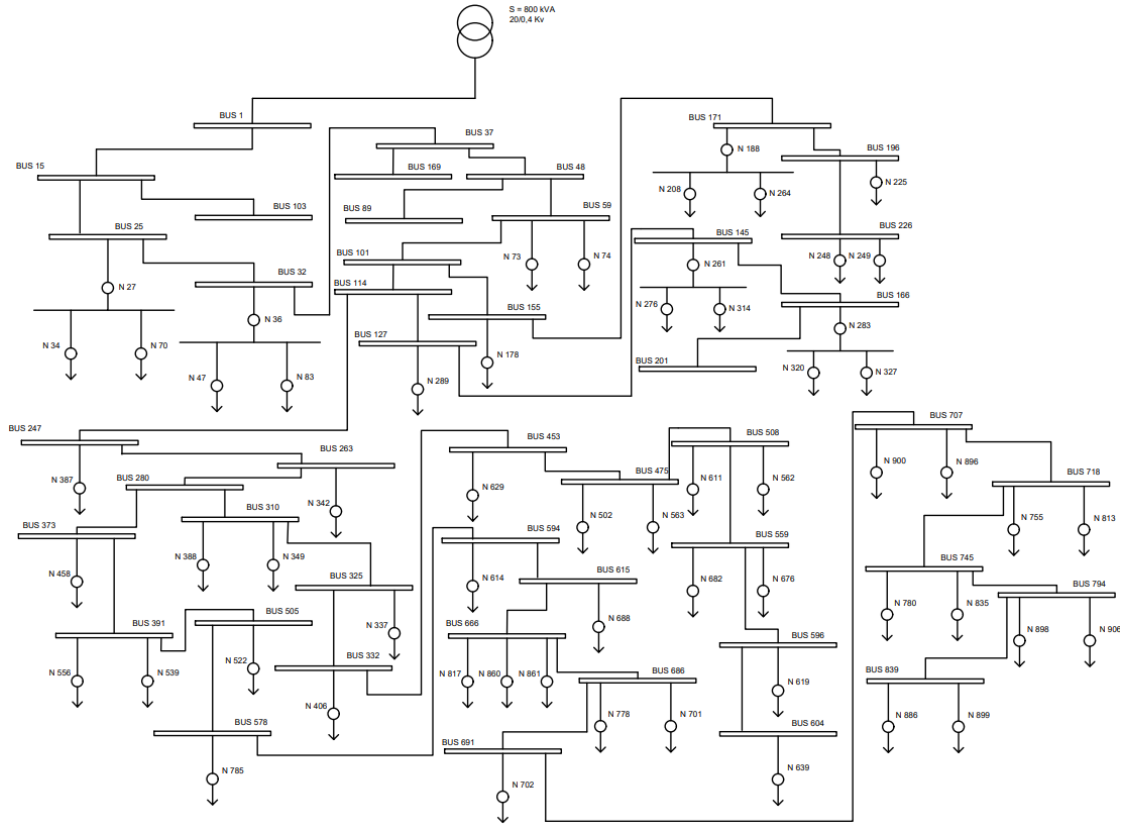


Figura 3.5: Schema radiale della microrete

3.2.1 Rete MT

La rete di distribuzione in media tensione a monte è rappresentata mediante il suo circuito equivalente di Thevenin, come riportato in Fig 3.7. Nel modello è stato utilizzato un generatore di tensione ideale trifase con tensione efficace di fase di 20 kV e frequenza nominale di 50 Hz . Ipotizzando una potenza di cortocircuito della rete $S_{cc} = 1000\text{ MVA}$, in serie al generatore è stata inserita un'impedenza per rappresentare l'impedenza di rete. Quest'ultima è calcolata come nell'eq.3.1 :

$$Z_r = \frac{V_{MT}^2}{S_{cc}} = \frac{20 \cdot 10^3}{1000 \cdot 10^6} = 0.4\Omega \quad (3.1)$$

Il componente utilizzato all'interno del software *RSCAD* è mostrato in Fig 3.6.

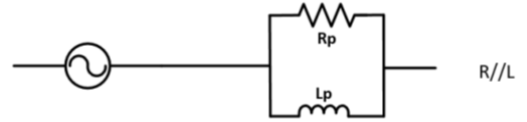
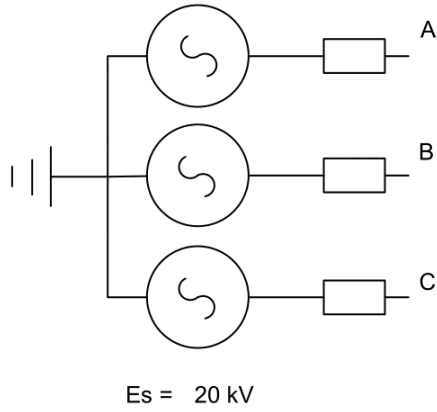


Figura 3.7: Circuito equivalente di Thevenin rete MT [16]

Figura 3.6: Generatore di tensione ideale trifase RSCAD

I parametri di riferimento per la configurazione del generatore di tensione trifase ideale sono riassunti in Tab 3.1

Parametro	Simbolo	Valore
Tensione nominale	V_{MT}	20 kV
Frequenza	f_s	50 Hz
Potenza di cortocircuito	S_{cc}	1000 MVA
Impedenza di rete	Z_r	0.4Ω

Tabella 3.1: Parametri generatore ideale di tensione

3.2.2 Trasformatore

La cabina primaria che alimenta l'intera microrete è raffigurata nel modello dal solo trasformatore. Nella configurazione originale della rete era previsto l'utilizzo di un trasformatore di potenza S_{trafo} pari a 800 kVA. Nella scelta del trasformatore da inserire nel modello si è conservata la taglia ed in particolare si è optato per una trasformatore di distribuzione *MT/BT* con tensioni 20/0.4 kV, selezionato dal catalogo dell'azienda produttrice *Schneider electric*. [17] La modalità di connessione utilizzata per l'esercizio è con avvolgimenti primari a triangolo, avvolgimenti secondari a stella e con messa a terra del centro stella tramite una resistenza di 5Ω, valore tipico per le cabine di distribuzione *MT/BT*. Il componente di *RSCAD* è in Fig 3.8

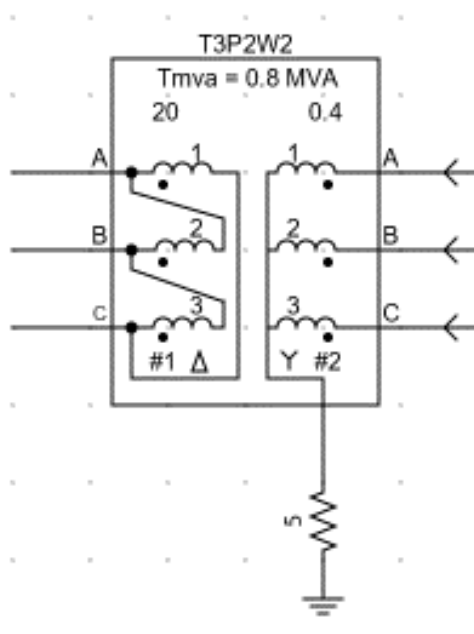


Figura 3.8: Trasformatore MT/BT

I principali parametri richiesti dal software per la configurazione del trasformatore sono riportati in Tab 3.2.

Parametro	Simbolo	Valore
Potenza apparente	S_{trafo}	0.8 MVA
Frequenza base	f	50 Hz
Tensione primaria	V_{N1}	20 kV
Tensione secondaria	V_{N2}	0.4 kV
Induttanza di dispersione	X_l	0.06 p.u.
Perdite a vuoto	P_0	0.00146 p.u.
Perdite a carico	P_j	0.01 p.u.

Tabella 3.2: Parametri Trasformatore MT/BT

3.2.3 Linee di distribuzione

La rete di partenza era composta da linee elettriche trifase senza neutro distribuito. Si è scelto di riadattarla ad uno standard italiano, rappresentando le linee di distribuzione con un sistema a quattro conduttori: tre fasi e il neutro ricavato e distribuito dal centro stella del trasformatore. Per modellare in RSCAD i collegamenti dei nodi della rete è stato utilizzato un modelli II a cascata. Il modello II in cascata è una leggera variante del modello II tradizionale. Invece di una capacità di shunt su ogni estremità, la rappresentazione a cascata ha una connessione di shunt RC. Inoltre, ha una resistenza di shunt collegata ad ogni estremità. Questo componente consente di concatenare fino a dieci modelli II identici insieme. All'utente viene richiesto di specificare le matrici di serie [R] e [L]. È necessario specificare solo la parte triangolare inferiore della matrice perché si assume che le matrici siano simmetriche. La specifica dei parametri di shunt è un po' più complessa. Per il ramo di shunt RC, devono essere specificati i valori dei parametri tra tutti i conduttori e verso terra. Per il ramo di shunt R, deve essere specificata la resistenza tra tutti i conduttori e verso terra. Questo componente può modellare tra due e quattro conduttori.[16] La linea in RSCAD è illustrata come in Fig 3.9

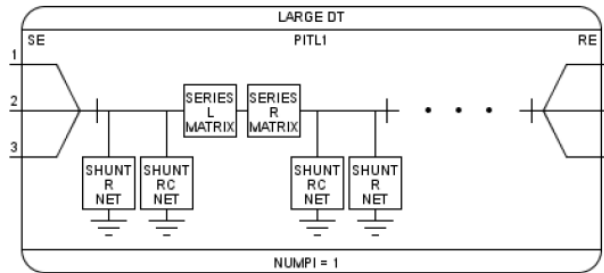


Figura 3.9: Modello linee a II a cascata quattro conduttori [16]

rtds_risc_MATPH4					
SIGNAL MONITORING IN RT AND CC		SIGNAL NAMES FOR RUNTIME			
SHUNT RESISTANCE ELEMENTS FOR 1 END OF 1 PI		OUTPUT OPTIONS			
SHUNT CAPACITANCE ELEMENTS FOR 1 END OF 1 PI					
SYMMETRIC SERIES RESISTANCE MATRIX FOR 1 PI					
SYMMETRIC SERIES INDUCTANCE MATRIX FOR 1 PI					
CONFIGURATION		CORE ASSIGNMENT			
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
R11	Matrix resistance at row 1 column 1:	0.0	Ohms		
R12	Matrix resistance at row 1 column 2:	0.0	Ohms		
R13	Matrix resistance at row 1 column 3:	0.0	Ohms	-1.0e9	1.0e9
R14	Matrix resistance at row 1 column 4:	0.0	Ohms	-1.0e9	1.0e9
R22	Matrix resistance at row 2 column 2:	0.0	Ohms		
R23	Matrix resistance at row 2 column 3:	0.0	Ohms	-1.0e9	1.0e9
R24	Matrix resistance at row 2 column 4:	0.0	Ohms	-1.0e9	1.0e9
R33	Matrix resistance at row 3 column 3:	0.0	Ohms	-1.0e9	1.0e9
R34	Matrix resistance at row 3 column 4:	0.0	Ohms	-1.0e9	1.0e9
R44	Matrix resistance at row 4 column 4:	0.0	Ohms	-1.0e9	1.0e9

rtds_risc_MATP4					
SIGNAL MONITORING IN RT AND CC		SIGNAL NAMES FOR RUNTIME			
SHUNT RESISTANCE ELEMENTS FOR 1 END OF 1 PI				OUTPUT OPTIONS	
SHUNT CAPACITANCE ELEMENTS FOR 1 END OF 1 PI					
SYMMETRIC SERIES RESISTANCE MATRIX FOR 1 PI					
SYMMETRIC SERIES INDUCTANCE MATRIX FOR 1 PI					
CONFIGURATION		CORE ASSIGNMENT			
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
L11	Matrix inductance at row 1 column 1.	2.65258E-3	Henries	1.0E-9	
L12	Matrix inductance at row 1 column 2.	0.0	Henries	-1.0E-9	1.0E-9
L13	Matrix inductance at row 1 column 3.	0.0	Henries	-1.0E-9	1.0E-9
L14	Matrix inductance at row 1 column 4.	0.0	Henries	-1.0E-9	1.0E-9
L22	Matrix inductance at row 2 column 2.	2.65258E-3	Henries	1.0E-9	
L23	Matrix inductance at row 2 column 3.	0.0	Henries	-1.0E-9	1.0E-9
L24	Matrix inductance at row 2 column 4.	0.0	Henries	-1.0E-9	1.0E-9
L33	Matrix inductance at row 3 column 3.	2.65258E-3	Henries	1.0E-9	1.0E-9
L34	Matrix inductance at row 3 column 4.	0.0	Henries	-1.0E-9	1.0E-9
L44	Matrix inductance at row 4 column 4.	2.65258E-3	Henries	1.0E-9	1.0E-9

$$F = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix}; F^{-1} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}$$
$$U_f = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{bmatrix}; U_s = \begin{bmatrix} U_d \\ U_i \\ U_o \end{bmatrix}; I_f = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix}; I_s = \begin{bmatrix} I_d \\ I_i \\ I_o \end{bmatrix}$$

È possibile scrivere :

$$U_s = F \cdot U_f \quad (3.2)$$

$$U_f = F^{-1} \cdot U_s \quad (3.3)$$

$$I_s = F \cdot I_f \quad (3.4)$$

$$I_f = F^{-1} \cdot I_s \quad (3.5)$$

Quindi è possibile ricavare la matrice delle impedenze di fase Z_f come segue :

$$U_f = F^{-1} \cdot Z_s \cdot F \cdot I_f \quad (3.6)$$

Quindi dall' eq. 3.6 si ricava:

$$Z_f = F^{-1} Z_s F; \quad (3.7)$$

$$Z_f = \begin{bmatrix} Z_a & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_a & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_a \end{bmatrix}$$

Dove Z_a e Z_m identificano rispettivamente l'auto-induttanza di fase e la mutua induttanza tra le fasi, considerate uguali tra tutte le fasi. Come ipotesi semplificativa si è scelto di trascurare i parametri di mutua induttanza tra le fasi Z_m . Per la scelta del conduttore di neutro, invece, si è ipotizzato un cavo di sezione dimezzata rispetto al conduttore di fase. Per il ramo di shunt RC devono essere specificati i valori dei parametri tra tutti i conduttori e verso terra. Essendo in un sistema in bassa tensione le capacità di shunt possono essere trascurate, così come possono essere configurate con un valore elevato le resistenze. In Tab 3.3 è riportata la classificazione delle linee, con l'identificazione del nodo di partenza e nodo d'arrivo. Inoltre, sono presenti tutti i parametri calcolati come da eq. 3.7. Oltre alle linee di distribuzione trifase, nella rete sono presenti i collegamenti monofase derivati da ognuna delle tre fasi, che alimentano i carichi. Per rappresentare le linee monofase nel modello sono stati utilizzati collegamenti in serie di resistenze e induttanze. Il componente utilizzato nel software è un ramo RLC raffigurato in Fig 3.12. Anche in questo caso si è trascurata la componente capacitiva del cavo. I parametri delle linee monofase sono in Tab 3.4.



Figura 3.12: Ramo RLC *RSCAD* [16]



Figura 3.13: Rappresentazione circuitale linea monofase [16]

Nodo part	Nodo arr	Num linea	$R_{123}[\Omega]$	$X_{123}[\Omega]$	$L_{123} [H]$
1	15	0	0.0141	0.0013	4.14E-6
15	25	1	0.0042	0.0004	1.27E-6
25	32	2	0.0101	0.0009	2.86E-06
32	37	3	0.0064	0.0004	1.27E-06
37	59	4	0.0105	0.001	3.18E-06
59	101	5	0.0107	0.001	3.18E-06
101	155	6	0.0024	0.001	3.18E-06
155	171	8	0.002	0.0009	2.86E-06
101	114	7	0.0069	0.0006	1.91E-06
114	127	9	0.0069	0.00293	9.33E-06
171	196	10	0.0023	0.001	3.18E-06
196	226	11	0.0012	0.0005	1.59E-06
127	145	12	0.0113	0.0011	3.50E-06
145	166	13	0.0027	0.0011	3.50E-06
114	247	14	0.0142	0.0021	6.68E-06
247	263	15	0.002	0.0003	9.55E-07
263	280	16	0.0025	0.0004	1.27E-06
280	373	17	0.0037	0.0005	1.59E-06
373	391	18	0.0037	0.0006	1.91E-06
391	505	19	0.0132	0.002	6.37E-06
505	578	20	0.0015	0.0002	6.37E-07
280	310	21	0.0069	0.0007	2.23E-06
310	325	22	0.009	0.0009	2.86E-06
325	332	23	0.0056	0.0005	1.59E-06
332	453	24	0.0316	0.003	9.55E-06
453	475	25	0.0114	0.0011	3.50E-06
475	508	26	0.0135	0.0013	4.14E-06
508	559	27	0.0109	0.001	3.18E-06
559	596	28	0.0067	0.0006	1.91E-06
596	604	29	0.0041	0.0004	1.27E-06
578	594	30	0.0024	0.0004	1.27E-06
594	615	31	0.0046	0.0007	2.23E-06
615	666	32	0.0014	0.0002	6.37E-07
666	686	33	0.0048	0.0007	2.23E-06
686	691	34	0.0053	0.0008	2.55E-06
691	707	35	0.0084	0.0009	2.86E-06
707	718	36	0.0128	0.0012	3.82E-06
718	745	37	0.0143	0.0014	4.46E-06

745	794	38	0.0163	0.0016	5.09E-06
794	839	39	0.0124	0.0013	4.14E-06

Tabella 3.3: Parametri linee trifase

Nodo	Fase	$R[\Omega]$	L [H]
25	1	1.29E-02	3.15E-06
32	2	1.37E-02	3.33E-06
25	1	1.46E-02	3.54E-06
59	1	1.41E-02	3.45E-06
59	1	1.41E-02	3.45E-06
32	2	1.40E-02	3.41E-06
155	2	2.13E-02	5.20E-06
171	3	2.23E-02	5.43E-06
196	1	2.12E-02	5.17E-06
226	2	2.18E-02	5.30E-06
226	2	2.18E-02	5.30E-06
171	3	2.38E-02	5.80E-06
145	2	2.08E-02	5.06E-06
127	1	2.12E-02	5.17E-06
145	2	1.84E-02	4.48E-06
166	3	2.02E-02	4.91E-06
166	3	2.48E-02	6.05E-06
325	3	1.47E-02	3.57E-06
263	3	1.72E-02	4.19E-06
310	1	1.48E-02	3.61E-06
247	1	1.67E-02	4.07E-06
310	1	1.87E-02	4.55E-06
332	2	1.82E-02	4.42E-06
373	3	2.44E-02	5.95E-06
475	1	1.95E-02	4.75E-06
505	2	1.20E-02	2.93E-06
391	3	1.87E-02	4.56E-06
391	3	2.36E-02	5.74E-06
508	1	1.67E-02	4.07E-06
475	1	1.82E-02	4.43E-06
508	1	1.64E-02	3.99E-06
594	3	1.61E-02	3.92E-06
596	3	1.66E-02	4.04E-06
453	1	1.90E-02	4.63E-06

604	2	2.02E-02	4.34E-06
559	2	2.19E-02	5.34E-06
559	2	2.19E-02	5.34E-06
615	2	1.58E-02	3.86E-06
686	3	1.68E-02	4.09E-06
691	2	1.72E-02	4.20E-06
718	2	2.07E-02	5.05E-06
686	3	1.78E-02	4.34E-06
745	3	2.07E-02	5.04E-06
578	2	1.81E-02	4.40E-06
718	2	1.96E-02	4.77E-06
666	1	2.55E-02	4.14E-06
745	3	1.90E-02	4.63E-06
666	1	2.33E-02	5.69E-06
666	1	2.87E-02	7.00E-06
839	2	2.22E-02	4.77E-06
707	1	1.84E-02	4.48E-06
794	1	2.55E-02	4.14E-06
839	2	2.45E-02	5.27E-06
707	1	2.58E-02	6.29E-06
794	1	2.55E-02	4.14E-06

Tabella 3.4: Parametri linee monofase

3.2.5 Carichi

Nella rete elettrica simulata sono presenti esclusivamente carichi di tipo monofase e residenziale. Il numero totale dei carichi è 55 e per ciascuno di esso è fornito un profilo di potenza attiva, tipico per la stagione estiva. Essendo in un sistema TN i carichi sono collegati tra una fase e il neutro. In *RSCAD* sono rappresentati mediante modelli dinamici e il componente impiegato è raffigurato in Fig 3.14. Questo modello si presta alla regolazione dinamica del carico per mantenere i setpoint di potenza. I principali parametri di configurazione sono in Tab 3.5.

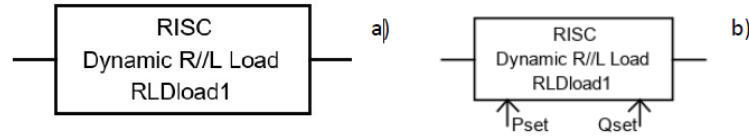


Figura 3.14: Modello dinamico carico [16]

Parametro	Simbolo	Valore
Tipo di carico	RL	-
Tensione	V	0.230 kV
Frequenza	$freq$	50 Hz
Controllo	CC	-
Potenza attiva minima	P_{min}	$1E - 6 \text{ MW}$
Potenza reattiva minima	Q_{min}	$1E - 6 \text{ MVar}$

Tabella 3.5: Parametri modello dinamico carico

Il parametro di configurazione CC consente di gestire i setpoint di potenza attiva e reattiva assorbita dal carico. Quest'ultimi possono essere regolati mediante i segnali esterni $Pset$ e $Qset$, provenienti da uno schema di controllo. Avendo a disposizione i profili di potenza dei carichi, mediante il componente *Scheduler* è stato possibile leggere il corrispettivo valore di potenza da un file. Il blocco genera l'output in base ad un elenco di due colonne contenenti il valore di potenza e un tempo associato. Se il tempo trascorso supera un determinato intervallo di tempo, l'uscita cambia di conseguenza. Questo ha permesso di simulare la curva di carico giornaliera con granularità di 5 min . Il valore di potenza reattiva è ricavato dalla potenza attiva con un fattore di potenza $\cos\phi = 0.95$. Il sistema di controllo è in Fig 3.15.

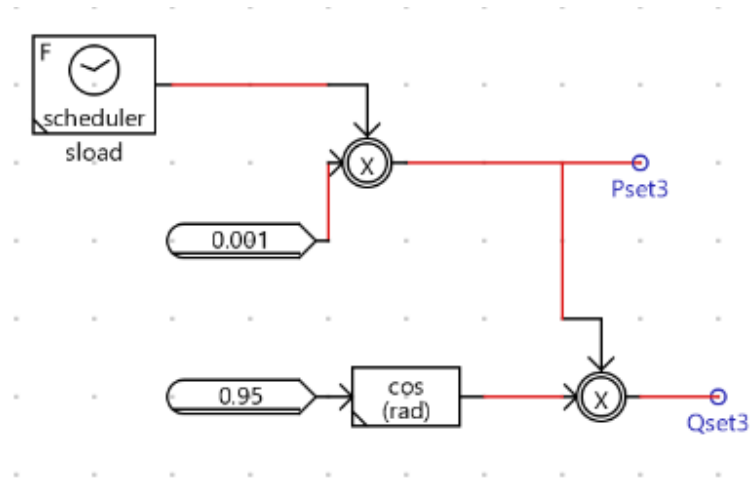


Figura 3.15: Schema di controllo potenza reattiva del carico

La Tab.3.6 mostra l'ordinamento dei carichi, il loro nodo di appartenenza e la fase alla quale sono collegati. Ciascun carico è collegato nel modello ad un bus di tipo PQ .

Carico	Nodo	Fase	Profilo di potenza
0	25	1	1
1	32	2	2
2	25	1	3
3	59	1	4
4	59	1	5
5	32	2	6
6	155	2	7
7	171	3	8
8	196	1	9
9	226	2	10
10	226	2	11
11	171	3	12
12	145	2	13
13	127	1	14
14	145	2	15
15	166	3	16
16	166	3	17
17	325	3	18
18	263	3	19
19	310	1	20

20	247	1	21
21	310	1	22
22	332	2	23
23	373	3	24
24	475	1	25
25	505	2	26
26	391	3	27
27	391	3	28
28	508	1	29
29	475	1	30
30	508	1	31
31	594	3	32
32	596	3	33
33	453	1	34
34	604	2	35
35	559	2	36
36	559	2	37
37	615	2	38
38	686	3	39
39	691	2	40
40	718	2	41
41	686	3	42
42	745	3	43
43	578	2	44
44	718	2	45
45	666	1	46
46	745	3	47
47	666	1	48
48	666	1	49
49	839	2	50
50	707	1	51
51	794	1	52
52	839	2	53
53	707	1	54
54	794	1	55

Tabella 3.6: Carichi e profili di potenza

3.3.1 Linguaggio Script

C:\User...\mich...\OneD...\Docu...\IRSCA...\RTDS...\file...\mode...\modello_feeder1_new.sc. X

3.3.2 Script parametri linee

35

La sintassi per la configurazione della *draft variable* è in Fig 3.17 [18].

```
SetDraftVariable variableName = value;
```

Figura 3.17: Set Draft Variable

Quindi ad ogni linea sono state assegnate le draft variables per i valori di resistenza di fase R , resistenza neutro Rn , induttanza di fase L e induttanza di neutro Ln . Un esempio di una linea a Π è riportato in Fig 3.18.

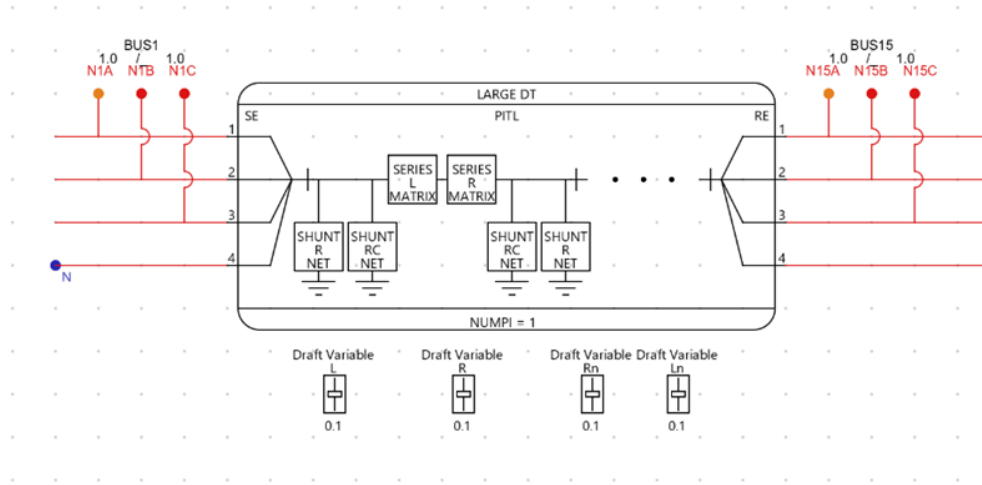


Figura 3.18: Draft Variables parametri linee

Capitolo 4

ANALISI A STEADY STATE

In questo capitolo verranno effettuate delle simulazioni per analizzare il comportamento a regime della microrete in esame e fornire una validazione del modello presentato nel Capitolo 3. In particolare, verrà condotto inizialmente uno studio delle principali forme d'onda e in seguito un confronto tra i risultati delle simulazioni real time e quelli forniti in [15].

4.1 Parametri simulazioni

In *Distribution Mode* è stato fissato un time-step di simulazione Δt pari a 150 μs , corrispondente al minimo passo temporale utilizzabile in questa modalità, per ottenere la più alta accuratezza possibile dei risultati. Con questa configurazione e con la rappresentazione delle linee con un modello dettagliato, si è ottenuto un carico computazionale per la soluzione di rete abbastanza elevato, ma con ancora degli spazi di manovra. In Fig 4.1 è rappresentato lo spazio di memoria occupato sui quattro core disponibili del simulatore RTDS presso l'*Energy Center Lab*.

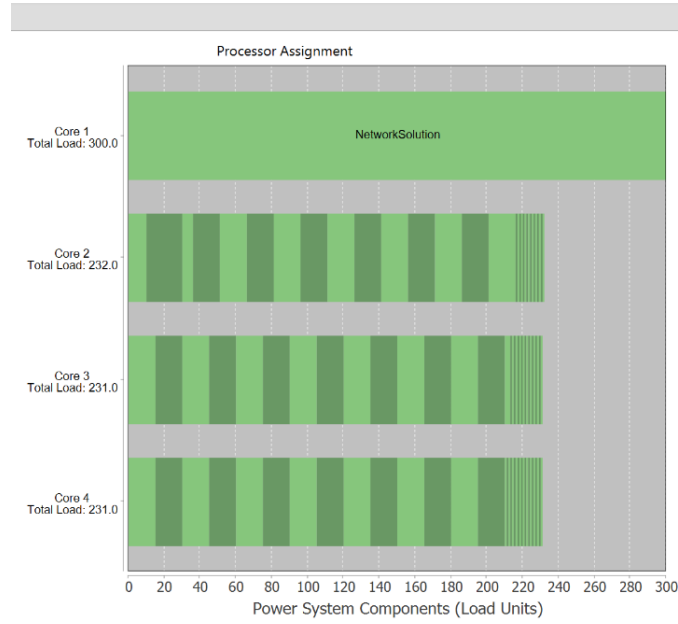


Figura 4.1: Carico computazionale processore RTDS

4.2 Risultati Simulazione

Per uniformare le condizioni preliminari tra le simulazioni real time e le analisi svolte in [15] è stato necessario riadattare il livello di tensione al secondario del trasformatore. Infatti, nel report viene utilizzata una tensione di 416 V, superiore del 4 % al valore nominale del trasformatore, per evitare eccessive cadute di tensione a fondo linea. In *RSCAD* è possibile aggiungere al modello del trasformatore un variatore sotto carico (Tap Changer), in grado di modificare la tensione anche se il trasformatore è in funzione. È permesso inserire diversi livelli di tensioni, corrispondenti a variazioni percentuali della tensione nominale. Nel modello, il trasformatore contiene due scatti impostati al valore nominale V_{2n} di 400 V e 1.04 V_{2n} (416 V). In particolare, per le simulazioni analizzate in questo capitolo il valore di tensione è mantenuto costante a 416 V. In Fig 4.2 è rappresentato il componente utilizzato.

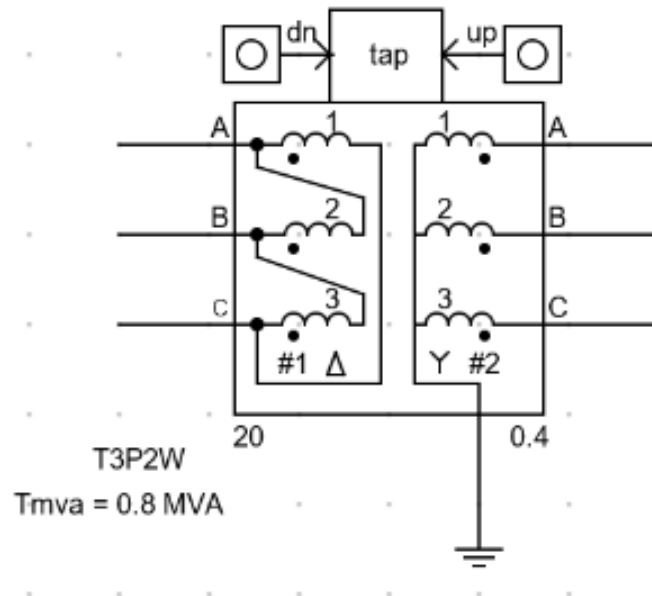


Figura 4.2: Trasformatore con Tap Changer

4.2.1 Misura potenza carico

Per misurare la potenza istantanea assorbita da un generico carico è possibile inserire all'interno della console in *RunTime* il componente "Meter" come in Fig 4.3. Questo è in grado in tempo reale di fornire in output il valore di potenza del carico, calcolato dalla tensione e corrente assorbita.

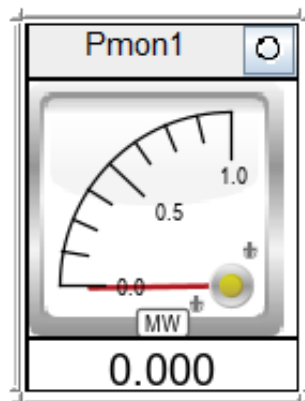


Figura 4.3: Meter potenza carico

Quindi, sono stati misurati gli andamenti giornalieri di potenza di tutti i carichi presenti in rete e mediante un file script sono stati salvati ed analizzati. È importate

conoscere istante per istante il carico di una microrete per la gestione e il controllo delle risorse distribuite.

In Fig 4.4 è osservabile il diagramma giornaliero del carico sotteso al nodo 25 della rete, con risoluzione temporale di 5 *min*. Dal grafico si evince come la potenza non scenda mai al di sotto di 100 *W*, nonostante il profilo in ingresso fornito al carico dinamico lo preveda. Questo è dovuto al vincolo imposto dal software, che richiede un carico minimo per la risoluzione del *Load Flow* della rete. In Fig 4.5 è riportato il grafico ottenuto sommando le potenze in uscita di ciascun carico durante un tipica giornata estiva. É facilmente riconoscibile il classico profilo aggregato di utenze residenziali, con consumi più elevati durante il giorno e le ore serali, mentre nelle ore notturne è quasi nullo. Si registra una potenza di picco misurata di circa 50 *kW*.

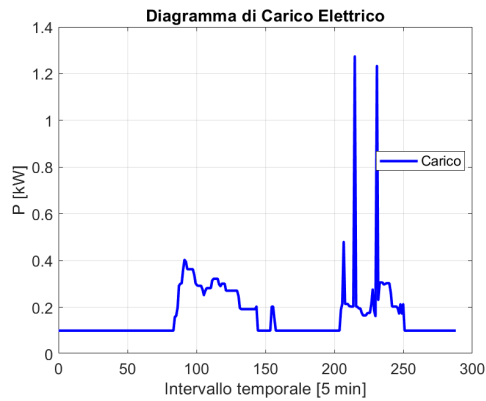


Figura 4.4: Ramo RLC *RSCAD*

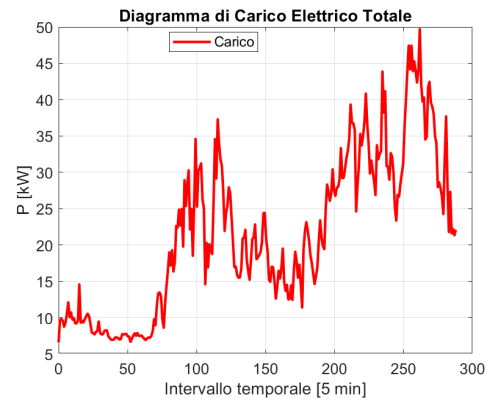


Figura 4.5: Rappresentazione circuitale linea monofase

4.2.2 Misura di tensione

Un parametro fondamentale per la validazione del modello del sistema elettrico è la tensione. Sono state condotte delle simulazioni con lo scopo di verificare gli andamenti di tensione lungo la rete. In particolare in Fig 4.6 e in Fig 4.7 sono rappresentate rispettivamente le forme d'onda delle tensioni di fase ad inizio linea (nodo 1) e a fondo linea (nodo 794). Gli andamenti non mostrano criticità di qualità di tensione.

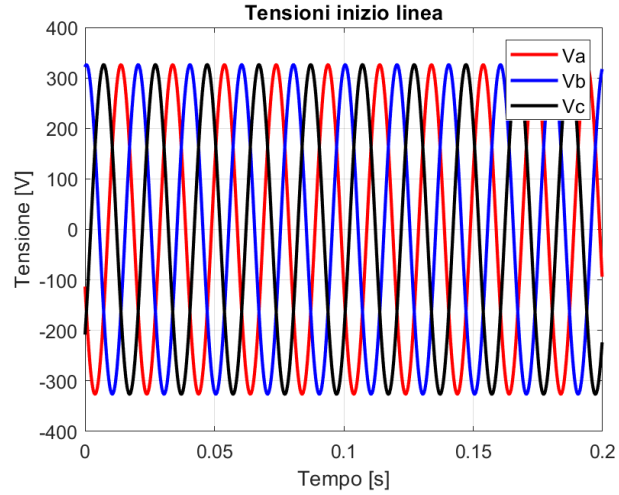


Figura 4.6: Tensioni inizio linea

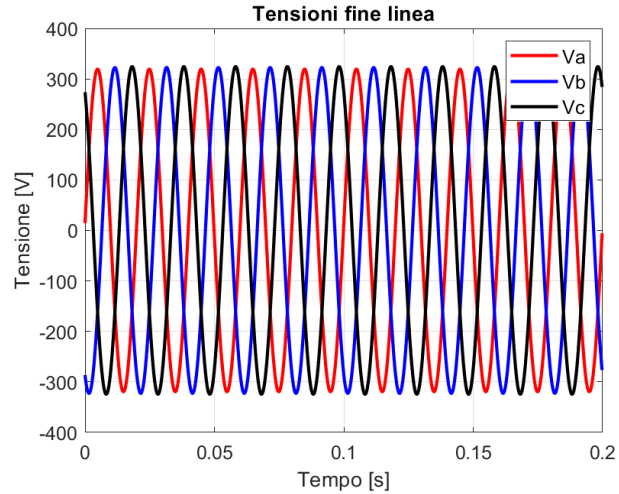


Figura 4.7: Tensioni fine linea

4.2.3 Misura di Corrente

La corrente assorbita dalle fasi del sistema è stato il secondo oggetto di studio della microrete. Attraverso la funzione multiplot del software è possibile salvare gli andamenti delle forme d'onda in diversi istanti della simulazione. In Fig 4.8 è riportato un esempio con le correnti in uscita dal trasformatore, che rappresentano le correnti totali assorbite dai carichi lungo le tre fasi.

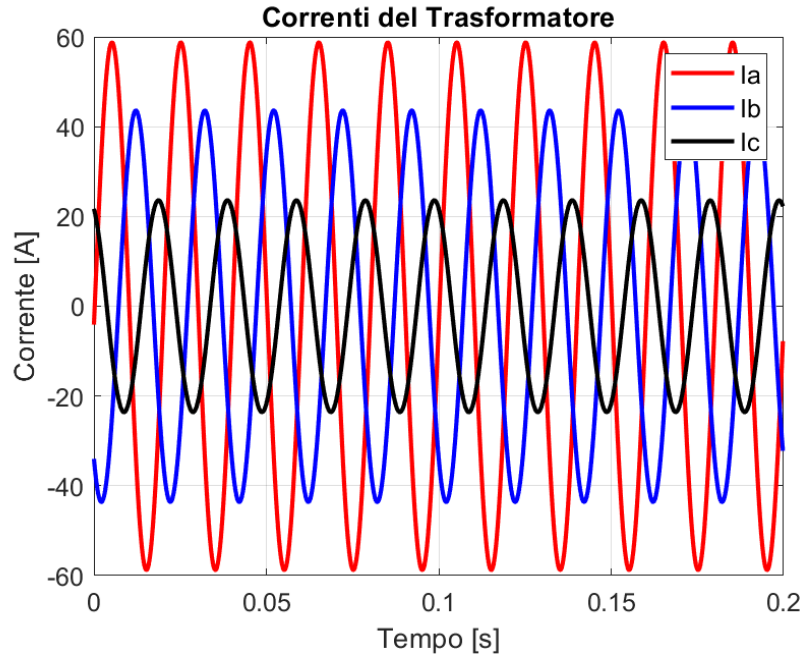


Figura 4.8: Correnti in uscita dal trasformatore

Come si evince dal grafico esiste uno sbilanciamento del carico sulle tre fasi. In questo caso, ad esempio, la corrente sulla fase *a* risulta essere circa tre volte maggiore della corrente sulla fase *c*. Tuttavia, questo sbilanciamento delle correnti, essendo dell'ordine delle decine di *A*, non comporta disturbi sulle tensioni e la corrente che circola nel conduttore di neutro è trascurabile.

4.3 Confronto risultati

In [15] sono forniti i profili giornalieri della corrente ad inizio linea e della tensione efficace dell'ultima utenza, ovvero il carico 55 situato al nodo 794 della rete. Per ottenere una validazione del modello creato, sono state svolte delle simulazioni per replicare i grafici presentati e effettuarne un confronto. Ciò è stato possibile mediante l'utilizzo del componente del software '*Three-Phase RMS Meter*', che

calcola il valore efficace delle grandezze desiderate a partire dai valori istantanei. Attraverso lo sviluppo di un file script sono stati letti e salvati in un file esterno i valori al variare del profilo di carico giornaliero. In Fig 4.9 è riportato il grafico di confronto tra la tensione misurata nel report e quella ottenuta nelle simulazioni real time.

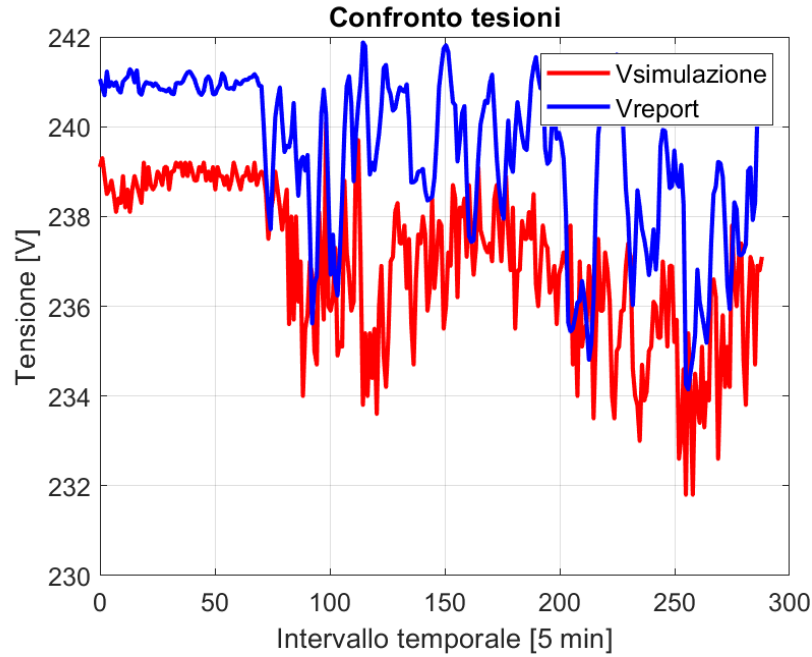


Figura 4.9: Confronto tensione con report

Come si evince dal grafico, l'andamento ottenuto nelle simulazioni risulta essere simile a quello dell'articolo, ma traslato verso valori inferiori. Lo scarto medio calcolato tra i due profili è di 2.55 V. La differenza è dovuta principalmente al vincolo imposto dal software sulla potenza attiva e reattiva minima assorbibile dal carico. In particolare, con un $\cos\phi$ 0.95, il vincolo di potenza reattiva sarebbe violato in molti frangenti della giornata. Ciò impone un maggiore trasferimento di potenza reattiva in rete, che comporta a sua volta una diminuzione del valore efficace della tensione a fine linea. Una conseguenza dell'aumento indesiderato del carico è evidente anche nel profilo di corrente. Come si deduce dal confronto con le correnti analizzate nello studio (Fig 4.10), le correnti ottenute nelle simulazioni (Fig 4.11) risultano avere un valore superiore. Si registra una corrente massima di oltre 80 A.

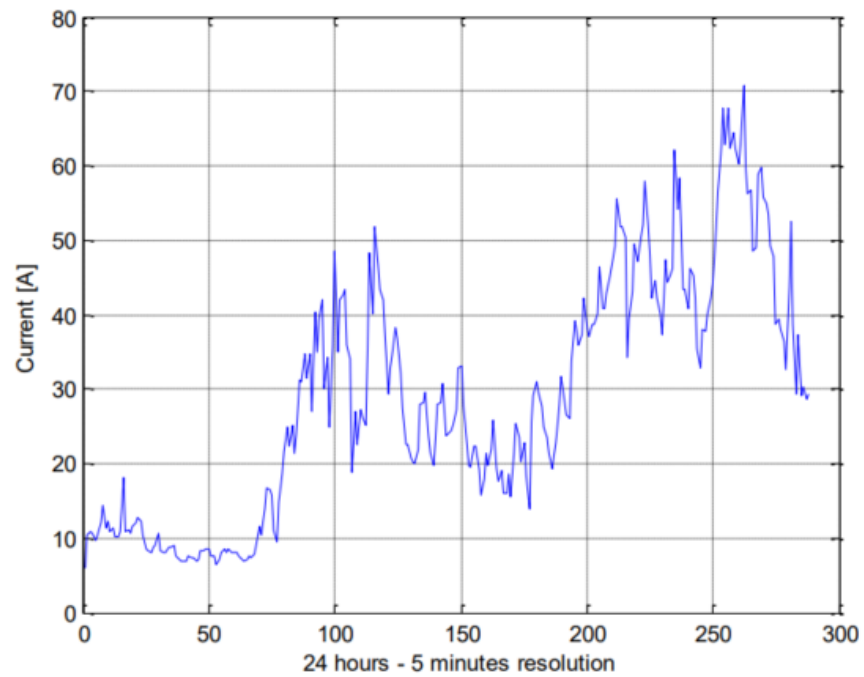


Figura 4.10: Corrente inizio linea report [15]

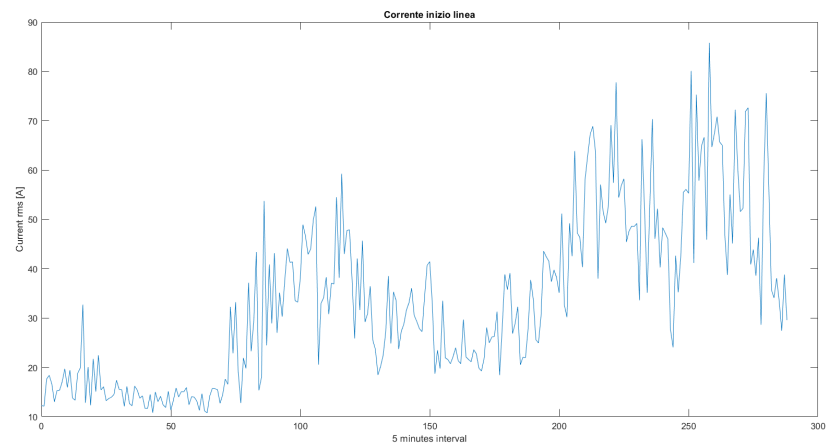


Figura 4.11: Corrente inizio linea simulazione real time

Capitolo 5

ANALISI DEI GUASTI

In questo capitolo sarà condotta un'analisi dei transitori dovuti ad eventi di cortocircuito in diversi punti della rete. In particolare, verranno simulati guasti ad inizio linea e in un tratto intermedio, in modo da evidenziarne le principali differenze. Inoltre, sarà effettuato un confronto tra i valori di corrente di cortocircuito ottenuti in simulazione e quelli calcolati mediante un metodo analitico.

5.1 Cortocircuito

Il cortocircuito è un guasto che comporta l'annullamento della tensione in un punto del sistema, a seguito della formazione di un'impedenza trascurabile tra due punti del circuito a diverso potenziale nel normale funzionamento.[19] L'evento di guasto può portare a conseguenze pericolose per il sistema, dovute all'elevate correnti che si generano. Per questo è indispensabile uno studio approfondito degli eventi di cortocircuito per un corretto coordinamento delle protezioni, in modo da limitare i tempi di intervento e gli effetti causati. Le cause più frequenti che portano ad eventi di guasto sono [19]:

- Sovratensioni : causano sollecitazioni all'isolamento dei conduttori. Possono essere di origine:
 - atmosferica (fulminazioni dirette o indirette);
 - manovra (chiusura e apertura di interruttori);
- Perdita isolamento: drastica caduta della rigidità dielettrica, dovuta a condizioni atmosferiche sfavorevoli (umidità) o per invecchiamento dei materiali.
- Incidenti dovuti a vegetazione e fauna.

Può essere effettuata una classificazione dei guasti in base al numero di fasi coinvolte:

- **Guasti simmetrici:**

- Guasti trifase : triplo guasto a terra oppure triplo guasto fase-fase, come riportati in Fig. 5.1

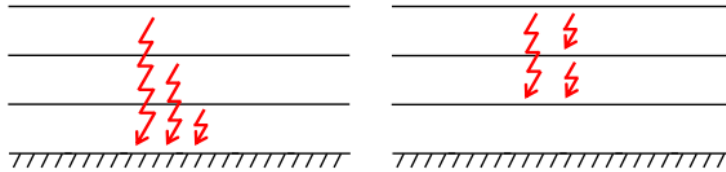


Figura 5.1: Guasti trifase [19]

- **Guasti dissimetrici:**

- Guasti bifase : doppio guasto a terra o guasto fase-fase (Fig 5.2)

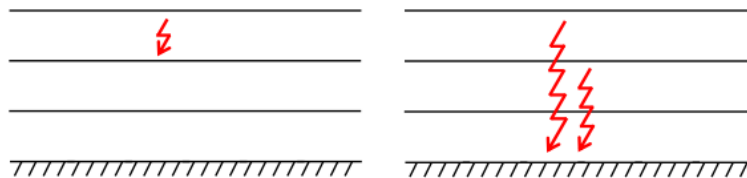


Figura 5.2: Guasti bifase [19]

- Guasti monofase a terra

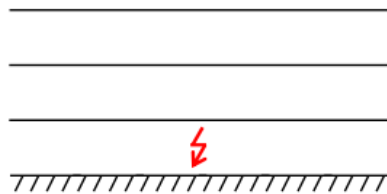


Figura 5.3: Guasti monofase [19]

Come suggerito dalla norma CEI 60909-0, il transitorio di cortocircuito può essere studiato approssimando il sistema mediante un circuito equivalente di Thevenin dinamico come in Fig. 5.4

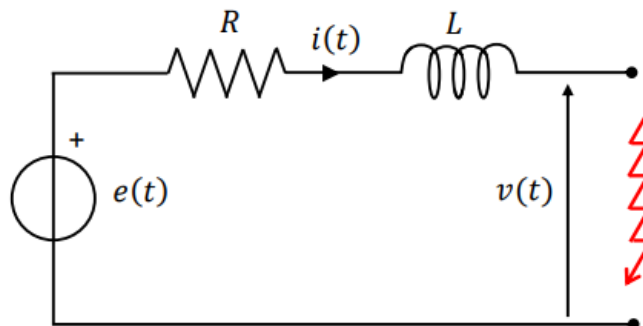


Figura 5.4: Circuito equivalente Thevenin dinamico di guasto

L'impedenza riportata è quella equivalente al percorso tra la sorgente di alimentazione e il punto di guasto. Quindi la corrente di cortocircuito può essere calcolata come soluzione di un classico circuito RL governato dall'equazione :

$$e(t) = R \cdot i(t) + L \cdot \frac{di(t)}{dt} \quad (5.1)$$

La soluzione può essere espressa come la somma di due componenti della corrente di cortocircuito:

$$i_{cc}(t) = i_s(t) + i_u(t) \quad (5.2)$$

dove:

- i_s è la **componente simmetrica** calcolata dalla soluzione a regime del circuito
- i_u è la **componente unidirezionale** calcolata dall'evoluzione libera dell'equazione differenziale 5.1

In Fig 5.5 è raffigurato un esempio di corrente di cortocircuito, dove vengono messe in evidenza le componenti simmetriche ed unidirezionali.

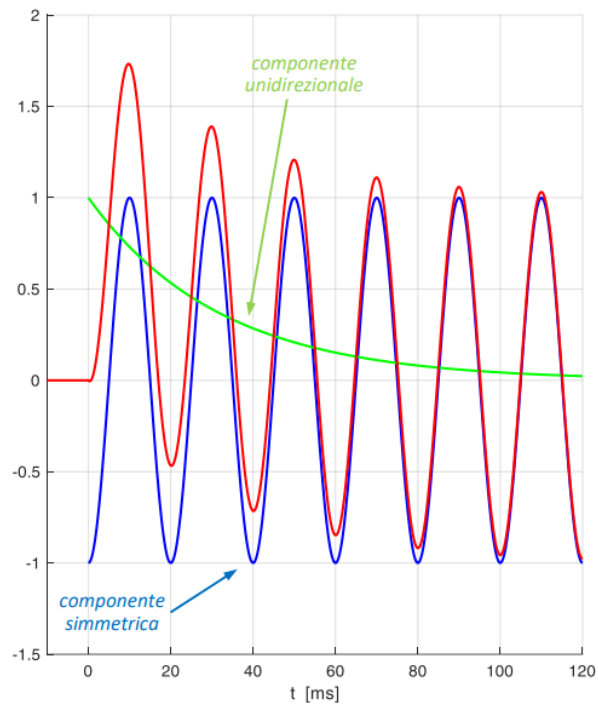


Figura 5.5: Componenti corrente di cortocircuito [19]

5.2 Simulazione guasti

In modo da verificare i transitori elettromagnetici, sono stati simulati i seguenti tipi di guasto in uscita dal trasformatore (inizio linea) e al nodo 101:

- Guasto trifase
- Guasto fase-fase
- Guasto fase-neutro

All'interno del software *RSCAD* è possibile inserire nel draft del modello il componente '**Fault**', come mostrato in Fig 5.6

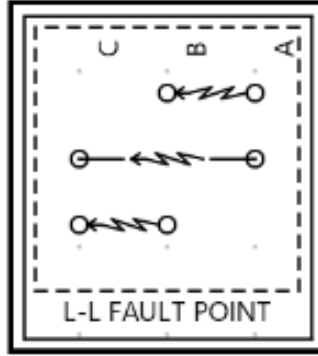


Figura 5.6: Componente Fault di *RSCAD* [20]

Ciò consente di rappresentare qualsiasi combinazione di cortocircuito tra i conduttori del sistema. I parametri di configurazione del componente sono in Tab 5.1.

Parametro	Simbolo	Valore
Tipo di guasto	<i>Type</i>	line-line
Resistenza di guasto	<i>R_{on}</i>	$1E - 9 \Omega$
Corrente estinzione arco	<i>ABholdi</i>	0.0 A
Segnale comando	<i>Csig</i>	<i>LGFLT</i>
Bit cortocircuito A-B	<i>ABbit</i>	1
Bit cortocircuito B-C	<i>BCbit</i>	2
Bit cortocircuito A-C	<i>ACbit</i>	3

Tabella 5.1: Parametri componente Fault

I guasti simulati sono tutti franchi, ovvero con una resistenza di guasto trascurabile. Nella configurazione è stato impostato il valore minimo $1e - 9 \Omega$. Il segnale binario *LGFLT* comanda l'evento di guasto desiderato, mediante l'assegnazione del numero di bit corrispondente al cortocircuito delle fasi interessate. Il segnale di comando viene gestito mediante l'utilizzo di un circuito di controllo, mostrato in Fig 5.7.

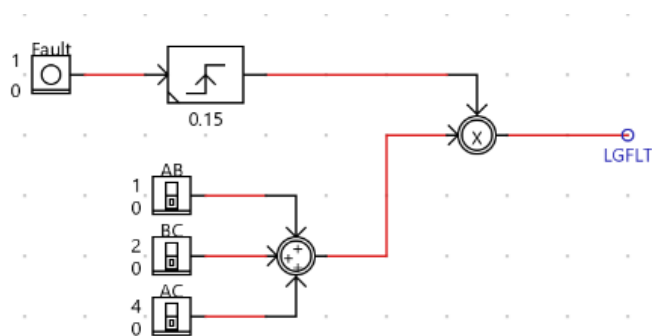


Figura 5.7: Circuito di controllo comando di guasto

L'assegnazione di bit differenti al segnale di comando azionano il cortocircuito di fasi diverse. Quindi attraverso l'utilizzo di un file script è possibile modificare lo stato (numero di bit) di uno switch digitale assegnato a ciascun tipo di guasto. Inoltre il comando è attivato da un tasto temporizzato, che permette di simulare un guasto in rete di 150 *ms*. Le combinazioni di guasto ottenibili sono riportate in Tab 5.2.

A	B	C	Tipo di guasto
0	0	0	Nessun guasto
1	0	0	cortocircuito fase A
0	1	0	cortocircuito fase B
0	0	1	cortocircuito fase C
1	1	0	cortocircuito bifase A-B
1	0	1	cortocircuito bifase A-C
0	1	1	cortocircuito bifase B-C
1	1	1	cortocircuito trifase

Tabella 5.2: Combinazioni di guasto

5.3 Risultati Simulazione

Come primo approccio per l'analisi dei guasti, si è studiato il comportamento transitorio delle correnti di cortocircuito subito a valle del trasformatore di cabina. Questo rappresenta il caso peggiore, essendo il punto ad impedenza più basso. I due casi analizzati sono il cortocircuito trifase e il cortocircuito bifase tra le fasi A e B. In Fig 5.8 sono rappresentati gli andamenti delle correnti di cortocircuito trifase. Sono facilmente individuabili i transitori delle tre correnti di fase, tipici di un circuito *RL*. Nonostante la breve durata di questa fase, emerge distintamente come il transitorio

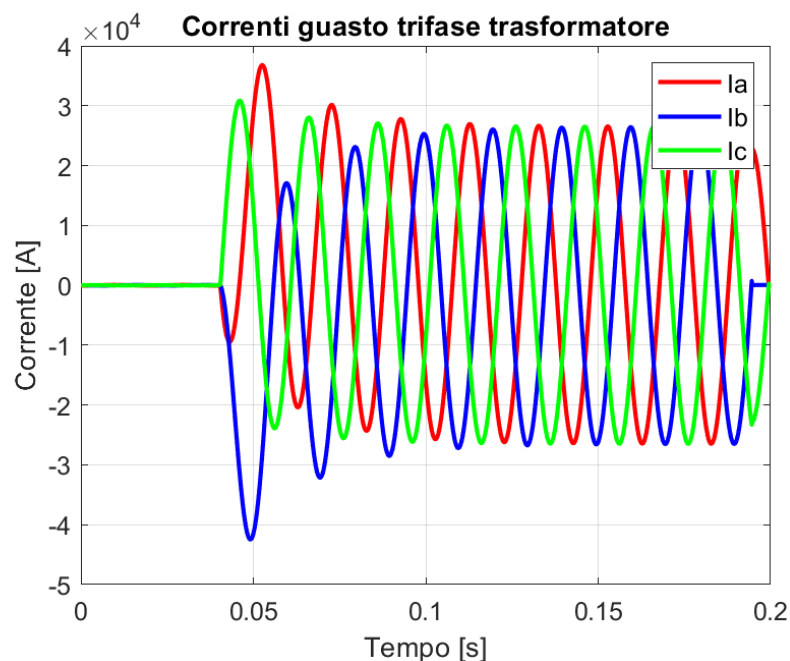


Figura 5.8: Cortocircuito trifase Trasformatore

di guasto provochi nel sistema correnti elevate, superando quelle riscontrabili nella condizione di regime stazionario. In particolare, i valori di picco superano i 40 kA . Un ulteriore caso esaminato riguarda il cortocircuito bifase, situato ad inizio rete. La Fig. 5.9 mostra il grafico rappresentativo della corrente di guasto originatasi dal cortocircuito tra le fasi A-B. All'istante in cui si verifica il guasto, le tensioni delle fasi coinvolte si annullano e la corrente aumenta velocemente. Dal grafico si osserva la componente unidirezionale iniziale della corrente di guasto, che si estingue una volta esaurito il transitorio. Terminata la durata del guasto, la tensione si riporta al valore di funzionamento normale mediante delle brevi oscillazioni. È interessante notare che, come previsto, il valore di picco della corrente è inferiore rispetto al caso del cortocircuito trifase (come discusso in sez. 5.4), raggiungendo circa 30 kA .

Dopo aver completato l'analisi dei guasti a valle della cabina di trasformazione, si è proceduto con la simulazione dei cortocircuiti presso il nodo 101, posizionato in un tratto intermedio all'interno della rete presa in esame. Questa fase è stata eseguita al fine di dimostrare e confermare le diverse tipologie di eventi presenti e per garantire l'accurata simulazione dei guasti in varie parti della rete.

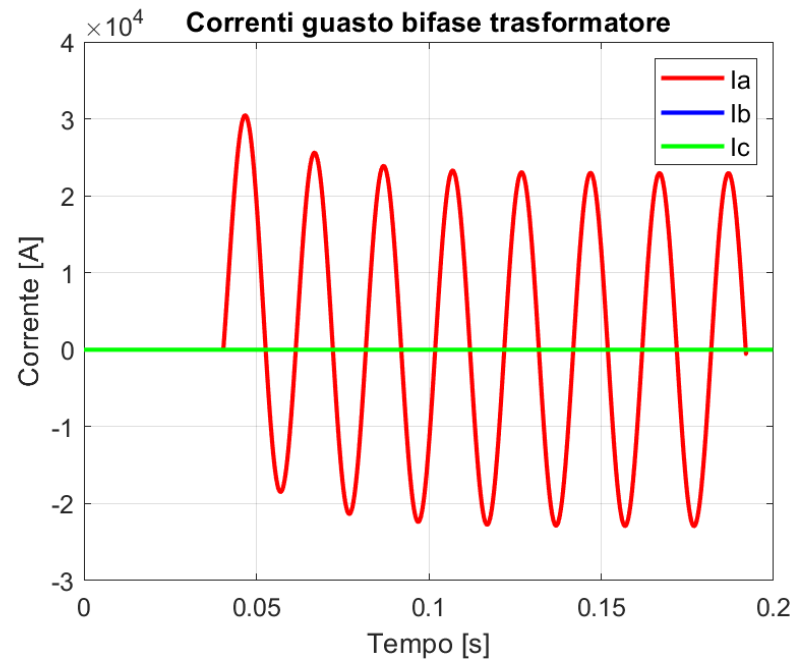


Figura 5.9: Cortocircuito bifase Trasformatore

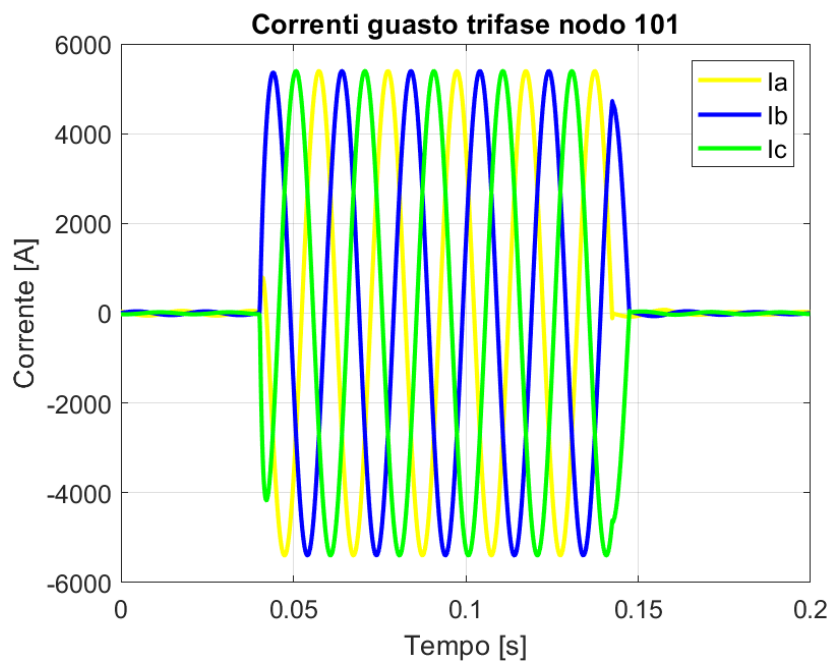


Figura 5.10: Cortocircuito trifase nodo 101

La Fig 5.10 riporta i profili delle correnti di cortocircuito, a seguito di un guasto trifase. La prima differenza riscontrabile rispetto al cortocircuito trifase ad inizio linea risiede nell'assenza della componente unidirezionale e, conseguentemente, della componente transitoria. Questo fenomeno è attribuibile alla natura prevalentemente resistiva dei conduttori della rete di distribuzione in bassa tensione, che modifica la configurazione del circuito di guasto da RL a puramente resistivo. Un'ulteriore chiara distinzione è verificabile nei valori di picco delle correnti, notevolmente inferiori rispetto allo stesso tipo di guasto a valle del trasformatore. Questa conseguenza è dovuta alla maggiore impedenza del percorso di guasto. In seguito è stata effettuata la simulazione relative al cortocircuito tra le fasi A e B del sistema. Anche in questo caso, emerge chiaramente il carattere prevalente resistivo del circuito di guasto. Inoltre, è possibile confermare la minore pericolosità di questo tipo di guasto, in quanto si manifestano valori di corrente inferiore rispetto alla situazione precedente, come osservabile dal grafico di Fig 5.11. Infine, è stata condotta una prova per simulare un guasto di cortocircuito tra un conduttore di fase e quello di neutro. Il neutro può essere considerato semplicemente come un conduttore di fase di sezione dimezzata. Ciò comporta una maggiore impedenza di guasto e conseguentemente valori più bassi di corrente, come da Fig 5.12.

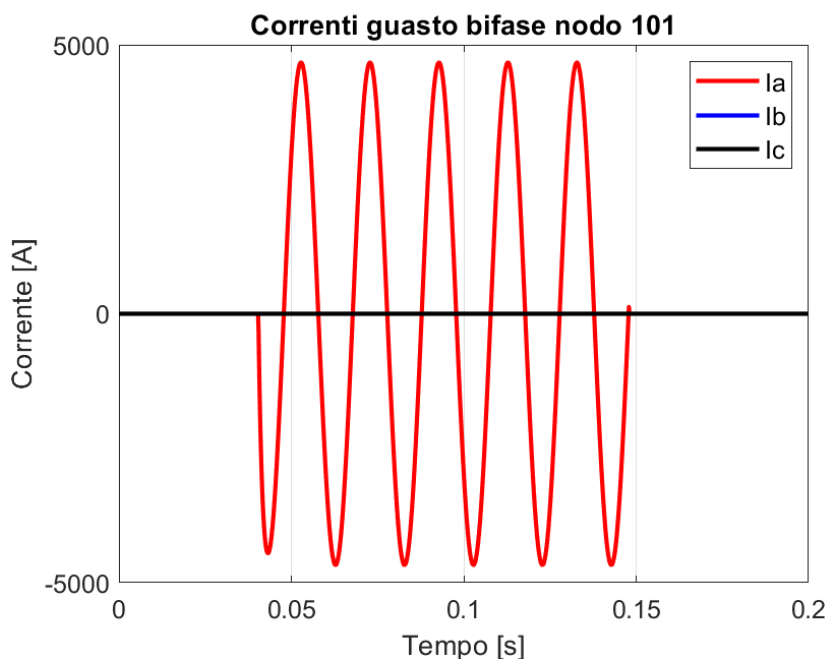


Figura 5.11: Cortocircuito bifase nodo 101

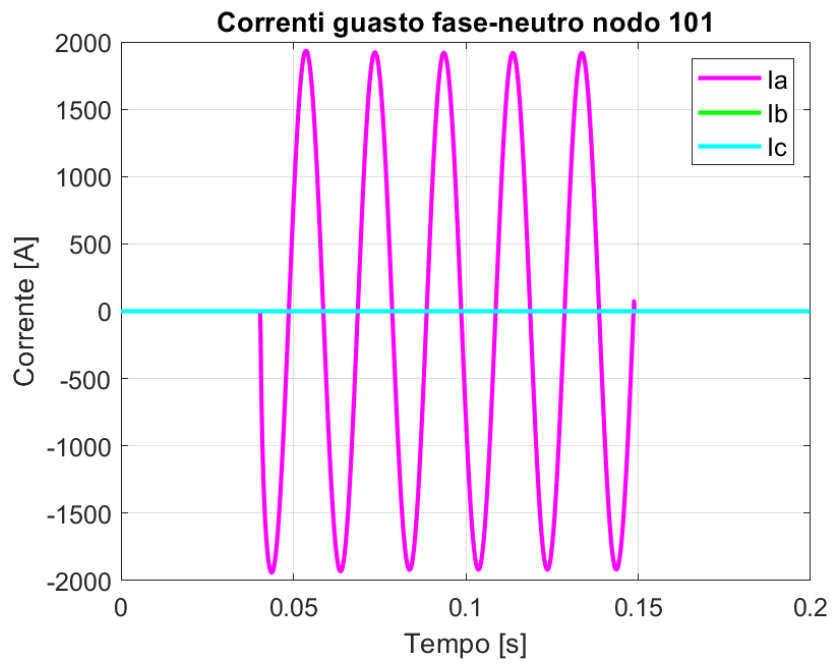


Figura 5.12: Cortocircuito fase-neutro nodo 101

5.4 Calcolo analitico corrente di cortocircuito

Ipotizzando un cortocircuito in un qualsiasi punto, la rete può essere analizzata e rappresentata mediante i parametri d'impedenza di ciascun elemento presente nel percorso di guasto [21]. In questo modo è possibile calcolare analiticamente i valori efficaci e di picco della componente simmetrica della corrente di cortocircuito. Nel punto di guasto viene inserita una sorgente di tensione V_{eq} :

$$V_{eq} = \frac{c \cdot V_n}{\sqrt{3}} \quad (5.3)$$

Il fattore c tiene conto del livello di tensione del sistema, di eventuali influenze dei carichi e dell'oscillazione della tensione di rete. In [22] per sistemi BT ($< 1000 \text{ V}$) è consigliato un valore compreso tra 0.95 e 1.05. In questo modo la corrente di cortocircuito assume il seguente valore :

$$I_{cc} = \frac{V_{eq}}{Z_{cc,eq}} = \frac{c \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc,eq}} \quad (5.4)$$

Il termine $Z_{cc,eq}$ è rappresentativo della sommatoria di tutte le impedenze dei componenti e per ciascun tipo di guasto dev'essere calcolato in maniera differente. In particolare, la norma [22] descrive il metodo delle componenti simmetriche.

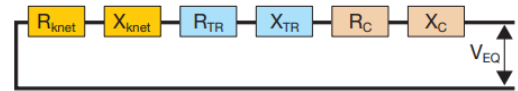
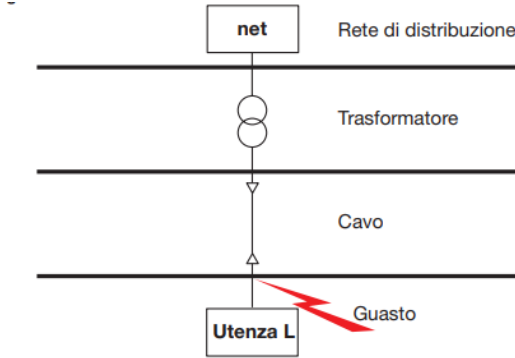


Figura 5.14: Circuito equivalente di guasto [21]

Figura 5.13: Esempio percorso di guasto [21]

5.4.1 Guasto trifase

Dato il carattere simmetrico del sistema trifase e la natura simmetrica del guasto trifase, lo studio può essere condotto considerando esclusivamente le componenti dirette delle terne di tensione e corrente, come in Fig 5.15. Considerando l'esempio di Fig 5.13, l'impedenza Z_d può essere calcolata:

$$Z_d = Z_{d,rete} + Z_{d,trafo} + Z_{d,cavo} \quad (5.5)$$

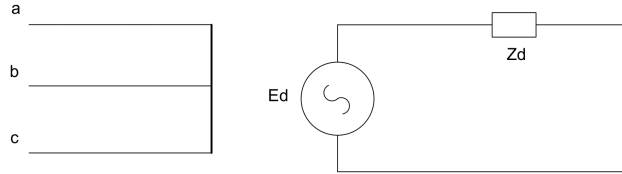


Figura 5.15: Guasto trifase in componenti simmetriche

In particolare per la rete di alimentazione l'impedenza può essere calcolata dal valore di potenza di cortocircuito S_{CC} , riportando il risultato al valore di tensione del secondario del trasformatore :

$$Z_r = \frac{c^2 \cdot V_{MT}^2}{S_{cc}};$$

$$X_r = 0.995 \cdot Z_r; R_r = 0.1 \cdot X_r;$$

$$X_r'' = X_{d,rete} = X_r \cdot \frac{V_{BT}^2}{V_{MT}^2} = \frac{X_r}{t^2};$$

$$R_r'' = R_{d,rete} = 0.1 \cdot X_r''$$

I parametri resistivi e induttivi di cortocircuito del trasformatore è possibile calcolarli come segue:

$$R_{cc,trafo} = R_{d,trafo} = \frac{P_{cu}}{3 \cdot I_{2n}^2};$$

$$X_{cc,trafo} = X_{d,trafo} = \sqrt{Z_{cc,trafo}^2 - R_{cc,trafo}^2}$$

L'ultimo elemento dell'impedenza di guasto è rappresentata dalla linea in cavo. Dal momento che nella costruzione del modello è stata avanzata l'ipotesi di simmetria fisica delle fasi, la matrice delle impedenza di sequenza diretta, inversa e omopolare assume una forma diagonale. Questo implica un disaccoppiamento delle sequenze.

Inoltre, basandosi sulla trattazione svolta nel capitolo 3, è possibile scrivere la terna in sequenza dell'impedenza nel modo seguente :

$$Z_d = Z_i = Z_f - Z_m; Z_o = Z_f + 2 \cdot Z_m$$

Avendo trascurato nel calcolo dei parametri delle linee il termine di mutua-induttanza, i valori di impedenza in componenti simmetriche coincidono con il valore dell'impedenza di fase Z_f :

$$Z_d = Z_i = Z_o = Z_f$$

La formula per il calcolo della corrente di cortocircuito trifase con il metodo delle componenti simmetriche è :

$$I_{cc,3f} = \frac{E_d}{Z_d} = \frac{V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_d} \quad (5.6)$$

dove la tensione E_d applicata al circuito è la tensione stellata nominale del sistema $\frac{V_{2n}}{\sqrt{3}}$.

5.4.2 Guasto bifase

Nel caso di un guasto bifase, l'impedenza equivalente di guasto è rappresentata dalla serie delle impedenze dirette e inverse, come mostrato in Fig 5.16. Nel contesto del modello in esame, questi due termini coincidono per l'assenza di macchine rotanti e per la simmetria delle fasi. A differenza del guasto trifase, la tensione applicata al punto di guasto è la tensione concatenata V_{2n} . L'eq. 5.7 riporta il calcolo della corrente di cortocircuito per un guasto fase-fase.

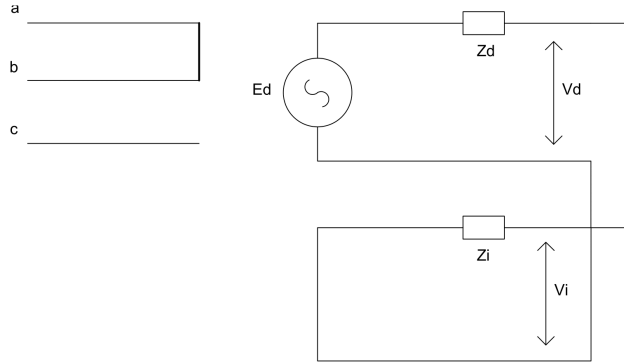


Figura 5.16: Guasto bifase in componenti simmetriche

$$I_{cc,2f} = \frac{V_{2n}}{Z_d + Z_i} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{cc,3f} \quad (5.7)$$

5.4.3 Guasto fase-neutro

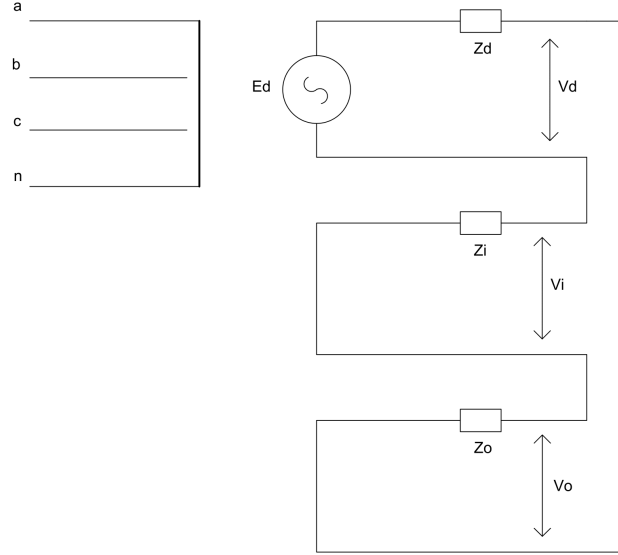


Figura 5.17: Guasto fase-neutro in componenti simmetriche

Nella situazione di un guasto fase-neutro compare la componente omopolare dell'impedenza di guasto ed occorre ricordare che il valore dell'impedenza del conduttore di neutro corrisponde al doppio di quella del conduttore di fase. L'eq. 5.7 calcola il valore della corrente di cortocircuito per un guasto fase-neutro.

$$I_{cc, fn} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_d + Z_i + Z_{o, fn}} \quad (5.8)$$

5.5 Confronti risultati

In questo paragrafo sono presentati i valori delle correnti di cortocircuito calcolati con l'approccio analitico illustrato nella sez. 5.4. Inoltre, questi valori sono confrontati con i risultati ottenuti con il simulatore RTDS.

Metodo	$I_{cc, 2f \text{ rms}} [kA]$	$\hat{I}_{cc, 2f} [kA]$
RTDS	16.24	22.97
Analitico	16.44	23.25

Tabella 5.3: Confronto RTDS e calcolo analitico guasto bifase inizio linea

Metodo	$I_{cc,3f\ rms} [kA]$	$\hat{I}_{cc,3f} [kA]$
RTDS	3.81	5.39
Analitico	3.82	5.40

Tabella 5.4: Confronto RTDS e calcolo analitico guasto trifase nodo 101

Metodo	$I_{cc,2f\ rms} [kA]$	$\hat{I}_{cc,2f} [kA]$
RTDS	3.30	4.67
Analitico	3.30	4.67

Tabella 5.5: Confronto RTDS e calcolo analitico guasto bifase nodo 101

Metodo	$I_{cc,fn\ rms} [kA]$	$\hat{I}_{cc,fn} [kA]$
RTDS	1.35	1.92
Analitico	1.31	1.85

Tabella 5.6: Confronto RTDS e calcolo analitico guasto fase-neutro nodo 101

Il confronto tra i metodi utilizzati riporta risultati identici, a meno di semplificazioni numeriche.

Capitolo 6

MODELLO DINAMICO MINI-IDROELETTRICO

La generazione idroelettrica è tra le più antiche fonti di energia e garantisce l'apporto maggiore tra le risorse di energia rinnovabile. L'UNIDO ha fornito una suddivisione degli impianti idroelettrici sulla base della potenza nominale P generata dal sistema [23]:

- **pico** centrale idroelettrica $P < 5 \text{ kW}$
- **micro** centrale idroelettrica $P < 100 \text{ kW}$
- **mini** centrale idroelettrica $P < 1 \text{ MW}$
- **piccola** centrale idroelettrica $P < 10 \text{ MW}$
- **grande** centrale idroelettrica $P > 10 \text{ MW}$

Nel sistema di distribuzione MT/BT la quota principale di GD idroelettrica si basa su impianti di piccola scala ad acqua fluente [24]. In particolare, considerando l'elevato livello di GD previsto in futuro, diventa interessante lo studio del funzionamento in isola intenzionale della GD per garantire stabilità e continuità di alimentazione agli utenti finali. In questo capitolo verrà presentato il modello sviluppato in RTDS di un impianto mini idroelettrico connesso alla microrete già presentata, in grado di funzionare sia in parallelo alla rete MT sia in isola. Ciò richiede lo sviluppo di un regolatore e un'unità di controllo in grado di reagire ai cambiamenti del carico. I regolatori sono ampiamente utilizzati per grosse centrali idroelettriche, ma il loro impiego per impianti di piccola taglia potrebbe non garantire prestazioni soddisfacenti, soprattutto durante i transitori.

6.1 Creazione modello mini idroelettrico

Per una simulazione real time accurata di un impianto idroelettrico, è importante modellare in maniera appropriata i comportamenti dei suoi principali componenti attraverso modelli dinamici. In Fig 6.1 è rappresentato uno schema semplificato di una centrale idroelettrica. Un flusso d'acqua è derivato da un serbatoio o da un canale mediante una semplice condotta forzata. La condotta svolge la funzione di conversione dell'energia potenziale immagazzinata nell'acqua a una certa altezza in energia cinetica. Il flusso d'acqua viene convogliato, con la propria energia cinetica, sulle pale della turbina idraulica. A sua volta, la turbina converte l'energia cinetica in ingresso in energia meccanica per il generatore elettrico. L'energia elettrica prodotta può essere trasferita in rete con l'opportuno livello di tensione.[25] La

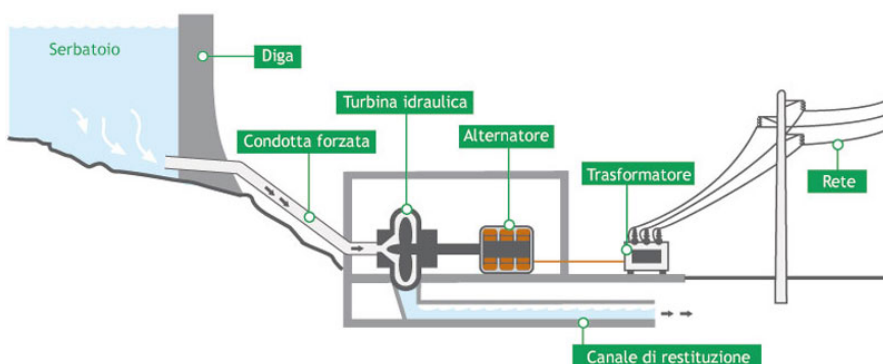


Figura 6.1: Schema di un impianto idroelettrico [26]

dinamica idraulica attraverso la condotta forzata e la regolazione meccanica del motore primo determinano in maniera significativa le caratteristiche di stabilità del modello, specialmente in risposta a disturbi come un guasto o improvvisi cambiamenti del carico [27]. In Fig 6.2 è mostrato lo schema a blocchi della turbina

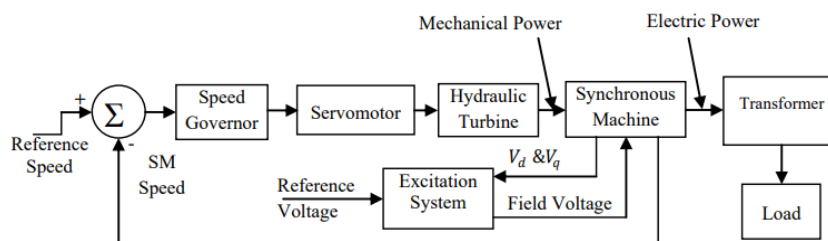


Figura 6.2: Diagramma a blocchi impianto idroelettrico [27]

idraulica con regolatore, attuatore e generatore sincrono. Il regolatore controlla la

velocità del generatore mediante il confronto tra il segnale di feedback proveniente dalla macchina e il segnale di riferimento. L'azione del regolatore è configurata per gestire l'apertura delle paratoie e, quindi, il flusso alla turbina in modo da correggere la potenza meccanica in uscita. L'obiettivo principale è la produzione di energia elettrica alla frequenza di sincronismo del generatore (50 Hz) [25]. Il modello in RTDS è composto da quattro componenti principali :

- **Turbina idraulica**
- **Regolatore/Governor**
- **Generatore sincro**
- **Eccitatrice del generatore**

6.1.1 Turbina Idraulica

Nell'analisi di stabilità la descrizione della turbina idraulica e del flusso idrico si basa sulle seguenti ipotesi [28]:

- Resistenza dell'acqua trascurabile;
- Condotta cilindrica ed anelastica;
- Acqua incompressibile;
- Velocità dell'acqua U direttamente proporzionale all'apertura della paratoia G e proporzionale alla radice quadrata del salto netto H :

$$U = K \cdot G \cdot \sqrt{H} \quad (6.1)$$

- La potenza in uscita dalla turbina è proporzionale al prodotto tra altezza H e volume d'acqua Q .

Con le seguenti assunzioni si ottiene un modello non-lineare (Fig 6.3) adattabile a differenti situazioni, specialmente in condizioni di grandi variazioni di velocità e potenza.

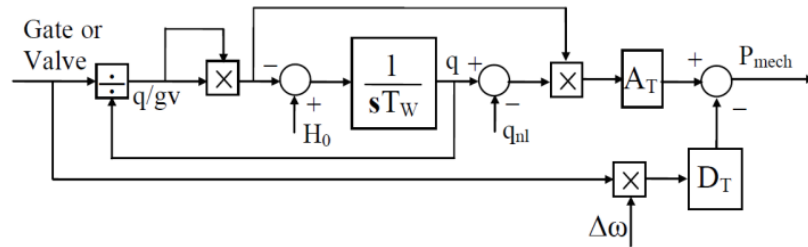


Figura 6.3: Modello non-lineare turbina idraulica [29]

Considerando una condotta forzata di lunghezza L e sezione trasversale A , il flusso d'acqua varia nella condotta nei termini seguenti :

$$\frac{dq}{dt} = (h_0 - h - h_l) \cdot g \cdot \frac{A}{L} \quad (6.2)$$

dove q [m^3/s] è la portata, g è l'accelerazione gravitazionale, h_0 [m] rappresenta il salto statico, h [m] è la quota d'inserimento in turbina ed infine h_l [m] è la quota persa dovuta all'attrito. L'eq 6.2 può essere riscritta come :

$$\frac{dq}{dt} = \frac{(1 - h - h_l)}{T_w} \quad (6.3)$$

Il termine T_w è definito "**costante di tempo dell'acqua**" o "**tempo d'avviamento dell'acqua**" :

$$T_w = \frac{L \cdot q_{base}}{A \cdot h_{base} \cdot g} [s] \quad (6.4)$$

La quantità q_{base} rappresenta la portata corrispondente all'apertura completa della paratoia ($G=1$) , mentre h_{base} descrive il salto netto statico. Trascurando le perdite dovute all'attrito h_l , dall'eq. 6.1 è possibile definire la portata in per unità [29]:

$$q = G \cdot \sqrt{h} \quad (6.5)$$

La potenza meccanica in uscita dalla turbina P_m può espressa come [28]:

$$P_m = P - P_l \quad (6.6)$$

dove P_l rappresentano le perdite dovute alla non idealità della turbina :

$$P_l = U_{nl} \cdot H \quad (6.7)$$

con U_{nl} velocità a carico nullo. L'eq. 6.6 diventa :

$$P_m = (U - U_{nl}) \cdot H \quad (6.8)$$

Le perdite in turbina, che comportano una velocità minima diversa da zero, determinano una differenziazione tra *apertura ideale* della paratoia G ed *apertura reale* della paratoia g . La turbina lavora in un range compreso tra apertura a carico nullo ed apertura a pieno carico [$g_{nl}; g_{fl}$] come mostrato in Fig 6.4.

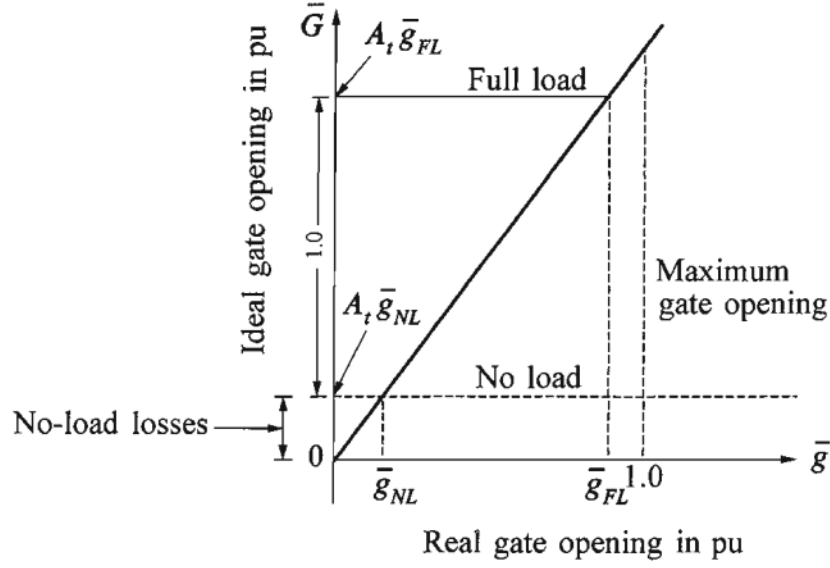


Figura 6.4: Relazione apertura ideale e reale della paratoia [28]

I due termini possono essere messi in relazione attraverso il guadagno A_t di turbina :

$$G = A_t \cdot g \quad (6.9)$$

$$A_t = \frac{1}{g_{fl} - g_{nl}} \quad (6.10)$$

Esiste un ulteriore guadagno della turbina A_t utilizzato per convertire l'apertura della paratoia in potenza in uscita dalla turbina P_t in per unit con base la potenza apparente del generatore S_G :

$$A_t = \frac{P_t}{S_G \cdot h_n \cdot (q_n - q_{nl})} \quad (6.11)$$

dove h_n e q_n rappresentano rispettivamente il salto nominale e la portata in per unit nominale. La P_m può essere espressa, a questo punto, come:

$$P_m = A_t h (q - q_{nl}) - DG \Delta \omega \quad (6.12)$$

Nell' eq. 6.12 il termine D descrive il fattore di smorzamento per le variazioni di velocità $\Delta \omega$.

6.1.2 Regolatore PID

La funzione principale del regolatore è il controllo della potenza e della frequenza in risposta alle variazioni di carico. Negli studi dinamici per controllare le oscillazioni di velocità di un generatore idroelettrico è spesso utilizzato un regolatore proporzionale-integrativo-derivativo (PID). Un controller PID utilizza le sue componenti per elaborare l'input di errore di velocità in un segnale di comando per l'attuatore della turbina (servomotore). Il termine proporzionale garantisce una risposta istantanea all'errore di velocità e rappresenta un parametro significativo per la stabilità del sistema. Il termine integrale è responsabile dell'eliminazione dell'errore a regime. L'integratore reagisce tipicamente con una risposta più lenta. Infine, il termine derivativo garantisce una risposta proporzionale alla derivata dell'errore in input. I guadagni proporzionale, integrale e derivativo influenzano i limiti di stabilità del sistema, perciò esistono diversi metodi per loro configurazione [30]. In modo da garantire il funzionamento in parallelo di diverse unità, con il regolatore PID è inserito uno statismo permanente R_p , garantendo una ripartizione equa del carico tra le unità generatrici. Un guadagno R_p elevato comporta che la velocità cambi maggiormente in risposta ad una variazione permanente del carico, mentre un guadagno minore porta a variazioni di velocità meno ampie. Un valore tipico utilizzato per i generatori idroelettrici è 5 %, che significa che una variazione del 5 % di velocità comporta un cambiamento del 100 % della potenza in uscita. Un esempio di regolatore PID è mostrato in Fig 6.5.

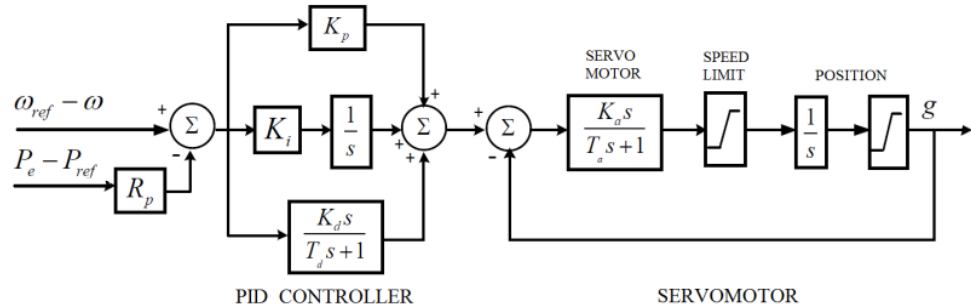


Figura 6.5: Schema a blocchi regolatore PID e servomotore [25]

Inoltre, in Fig 6.5 è rappresentata la funzione di trasferimento del primo ordine del servomotore con guadagno K_a e costante di tempo T_a . Integrando l'uscita del servomotore tra i suoi estremi di velocità si ottiene l'apertura reale della valvola della paratoia g .

6.1.3 Generatore sincrono

La Fig 6.6 riporta il circuito equivalente in assi d e q per lo studio dei transitori dinamici di una macchina sincrona. Il modello dinamico completo della macchina sincrona contiene il circuito equivalente alla sequenza omopolare, particolarmente importante nell'analisi dei guasti monofase.

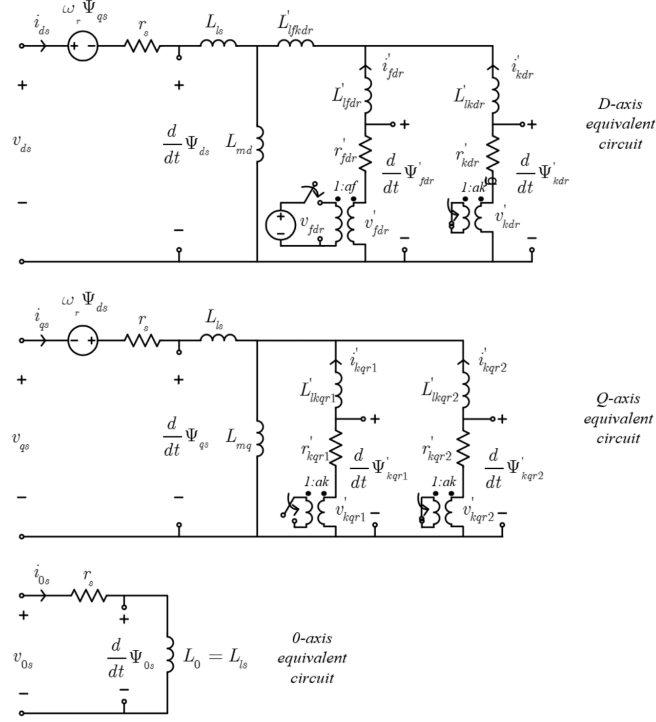


Figura 6.6: Circuito equivalente in assi d,q,0 macchina sincrona [16]

Calcolando la matrice delle induttanze L del circuito equivalente in assi d e q, è possibile ottenere l'espressione della coppia elettromagnetica della macchina:

$$T_e = \frac{1}{2} \cdot i^t \cdot \frac{d}{d\theta_r} [L(\theta_r, i)] \cdot i \quad (6.13)$$

dove una coppia elettromagnetica positiva corrisponde al funzionamento da generatore. L'equazione meccanica per la risoluzione del modello è rappresentata dal bilancio delle coppie agenti sulla macchina. Le coppie in questione sono la coppia meccanica T_m , la coppia elettromagnetica T_e e la coppia di smorzamento.

$$T_m - T_e = 2H \cdot \frac{d\omega}{dt} + D \cdot \omega \quad (6.14)$$

Il termine H è l'energia cinetica immagazzinata dal rotore a velocità nominale ω_n rapportata alla potenza nominale della macchina S_n . È un parametro legato al momento d'inerzia J del generatore :

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_n^2}{S_n} = \frac{\frac{1}{2}J(\frac{1}{p}2\pi f_0)^2}{S_n} \quad (6.15)$$

dove p è il paio poli della macchina e f_0 è la frequenza di sincronismo. Il termine D è il fattore di smorzamento d'attrito e la componente $D \cdot \omega$ rappresenta la coppia d'attrito che si oppone alle variazioni di velocità della macchina.

6.2 Creazione del modello in RSCAD

Nella creazione del modello per simulazioni real time di un impianto mini idroelettrico, ci siamo basati sul progetto di un'opera situata nella regione Friuli Venezia Giulia. Si tratta di un impianto idroelettrico ad acqua fluente sul Torrente Alberone nel comune di Savogna (UD) [31]. La centrale sfrutta un salto utile H_n pari a 105.2 m con una portata massima derivabile pari a 0.798 m³/s ed una media di 0.228 m³/s. La derivazione del flusso d'acqua in centrale avviene mediante una condotta forzata DN600 di lunghezza 1990 m. La sezione della condotta A calcolata è pari 0.28 m². La potenza massima di progetto dell'impianto, considerando l'efficienza della turbina, è 708 kW con una producibilità annua netta di circa 1.86 GWh. Il tipo di turbina scelto in base alle caratteristiche dell'impianto è una Pelton a 5 getti, riportata in Fig 6.7 [32].



Figura 6.7: Turbina Pelton a getti ed asse verticale [32]

In Tab 6.1 sono riportate le principali caratteristiche dell'impianto.

Grandezza	Valore	Unità di misura
$H_{statico}$	124	m
H_n	105.2	m
Q_{max}	0.798	m^3/s
Q_n	0.228	m^3/s
n	600	$giri/min$
P_n	708	kW

Tabella 6.1: Dati di esercizio turbina Pelton

La turbina Pelton è accoppiata ad un generatore sincrono brushless a 10 poli, che garantisce un accoppiamento diretto alla girante. I principali parametri del generatore sono riportati in Tab 6.2.

Grandezza	Valore	Unità di misura
Potenza nominale	900	kVA
Tensione	690	V
Velocità	600	$giri/min$
Paia poli p	5	
Potenza all'asse	708	kW
Fattore di potenza ($\cos\phi$)	0.8	

Tabella 6.2: Dati di targa generatore sincrono brushless

RSCAD include nella libreria "*Power Systems*" il modello di macchina sincrona presentato. La Fig 6.8 mostra un esempio del blocco con i suoi I/O. Si possono notare i punti di interfaccia con governor/turbina e con l'eccitatrice. Gli ingressi richiesti sono la coppia TM e la tensione d'eccitazione EF , mentre in uscita la macchina fornisce la velocità W e i valori di tensione e corrente per il controllo dell'eccitatrice.

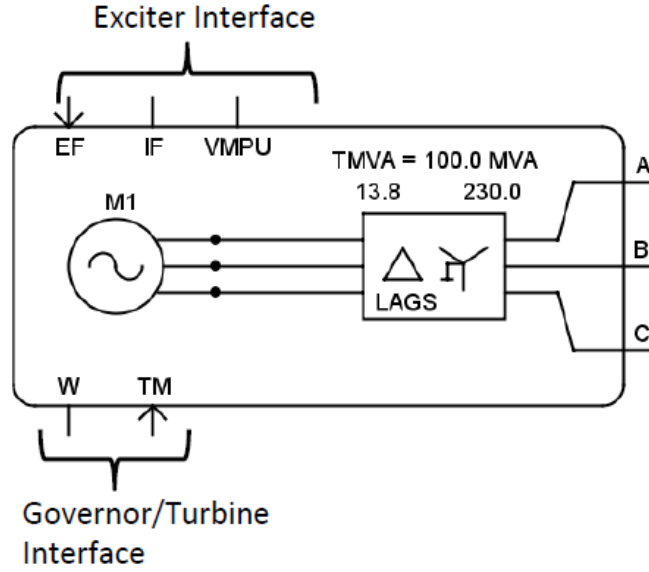


Figura 6.8: Componente della macchina sincrona in RSCAD [16]

Partendo dai dati di targa del generatore presentato in [32], per ottenere l'insieme dei parametri dinamici per il modello in *RSCAD* è stato consultato il datasheet di un generatore reale [33]. I principali parametri di configurazione del componente sono riportati in Tab 6.3.

Grandezza	Simbolo	Valore
Configurazione Generale		
Potenza nominale	S	0.890 MVA
Tensione nominale	V	0.4 kV
Frequenza base	f	50 Hz
Configurazione dati meccanici		
Costante inerzia	H	0.177 MWs/MVA
Fattore di smorzamento	D	0.0 p.u./p.u.
Switch Lock/Free iniziale	Lock	
Configurazione dati elettrici		
Reattanza di dispersione statore	X_a	0.1 p.u.
Reattanza insatura asse d	X_d	2.4 p.u.
Reattanza insatura transitoria asse d	X'_d	0.233 p.u.
Reattanza insatura sub-transitoria asse d	X''_d	0.135 p.u.
Reattanza insatura asse q	X_q	1.8 p.u.
Reattanza insatura transitoria asse q	X'_q	0.33 p.u.

Reattanza insatura sub-transitoria asse q	X_q''	0.168 p.u.
Resistenza di statore	R_a	0.02 p.u.
Costante di tempo a vuoto transitoria d	T'_{d0}	0.721 s
Costante di tempo a vuoto sub-transitoria d	T''_{d0}	0.01 s
Costante di tempo a vuoto transitoria q	T'_{q0}	0.12 s
Costante di tempo a vuoto sub-transitoria q	T''_{q0}	0.01 s

Tabella 6.3: Configurazione parametri macchina sincrona

Nel modello RTDS è presente uno switch che dispone che la macchina operi in modalità di blocco ("*Lock*") oppure in modalità libera ("*Free*"). In modalità *Lock* non viene considerata l'equazione meccanica della macchina e la velocità del rotore è fissa al velocità di sincronismo. In modalità *Free* la velocità di rotazione è determinata risolvendo l'equazione di coppia. Per la rappresentazione della turbina idraulica e del regolatore è possibile utilizzare il blocco "**PIDGOV**" (Fig 6.9), presente nella libreria del software "*Controls*" nella sezione "*Generator Controls*". Questo componente riproduce il modello dinamico della turbina illustrato nella sez. 6.1.1 interconnesso ad un regolatore PID per il controllo della velocità/frequenza.

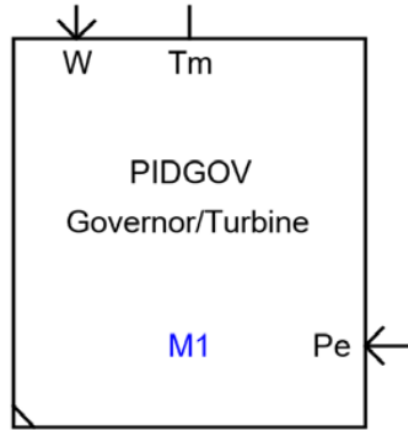


Figura 6.9: Componente PIDGOV in RSCAD [20]

Il blocco riceve in ingresso la velocità della macchina e il riferimento di potenza ed elabora la coppia necessaria.

6.2.1 Tuning Regolatore PID

Le indicazioni principali sull'impiego dei guadagni per il tuning di un regolatore PID sono:

- K_p per ridurre il tempo di salita della risposta;
- K_d per ridurre eventuali overshoot e tempo di stabilizzazione;
- K_i per eliminare l'errore a regime.

Alle regole sopra citate è necessario affiancare una configurazione iniziale guidata dei parametri, che funge da punto di partenza per ottenere un'impostazione appropriata dei guadagni. In letteratura vengono proposti diversi metodi, tra i quali il metodo Ziegler-Nichols (ZN). Quest'ultimo si basa sulla ricerca di un guadagno e un periodo che portano il sistema ai margini di stabilità, utilizzando solo la funzione proporzionale del regolatore [34]. Nei sistemi lineari, tale condizione è chiamata critica e porta ad un'oscillazione permanente della risposta. La procedura indica di configurare a zero i guadagni integrale K_i e quello derivativo K_d , per poi aumentare man mano il guadagno proporzionale k_p fino a quando la risposta del sistema oscilla nell'intorno del riferimento. Questo stato di funzionamento è caratterizzato da un guadagno critico K_{cr} e un periodo di oscillazione critico P_{cr} (Fig 6.10):

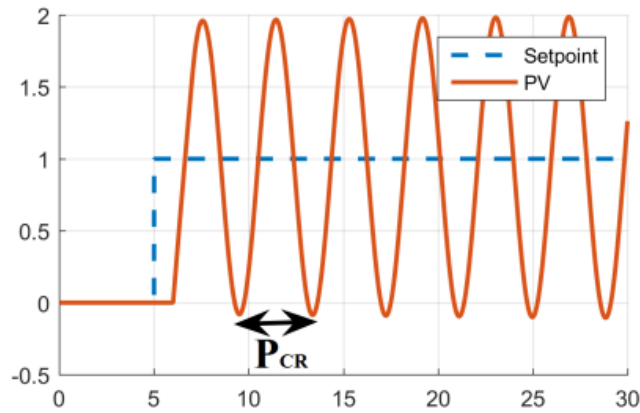


Figura 6.10: Periodo critico metodo Ziegler-Nichols [25]

$$P_{cr} = \frac{2\pi}{\omega_{cr}} \quad (6.16)$$

dove ω_{cr} rappresenta la pulsazione di crossover del sistema.

A questo punto, i guadagni del regolatore PID possono essere calcolati come:

$$K_p = 0.6 \cdot K_{cr} \quad (6.17)$$

$$K_i = 1.2 \cdot \frac{K_{cr}}{P_{cr}} \quad (6.18)$$

$$K_d = 0.075 \cdot K_{cr} \cdot P_{cr} \quad (6.19)$$

Per i sistemi lineari, come quello della turbina idraulica, i valori presentati possono essere ricavati attraverso un processo iterativo avvicinandosi alla condizione di stabilità critica. Un ulteriore metodo che è stato utilizzato per il tuning del regolatore PID della turbina è quello presentato da Hagihara [35]. Questo è un approccio generale che si basa sulle caratteristiche dinamiche della turbina, con il parametro T_w , e quelle del generatore con la costante d'inerzia $T_m = 2H$.

$$K_p = 0.8 \cdot \frac{T_m}{T_w} \quad (6.20)$$

$$K_i = 0.24 \cdot \frac{T_m}{T_w^2} \quad (6.21)$$

$$K_d = 0.27 \cdot T_m \quad (6.22)$$

6.2.2 Effetti della costante di tempo dell'acqua T_w

La T_w rappresenta l'inerzia dell'acqua e condiziona l'effetto "colpo d'ariete", che si verifica quando una valvola aperta viene completamente chiusa provocando un'onda d'urto. Inoltre, questo parametro è responsabile della stabilità del sistema di controllo della frequenza, influenzando le prestazioni dinamiche dell'intero impianto [30]. La risposta dinamica peggiora all'aumentare della costante T_w . Poiché il tempo di avviamento dell'acqua è proporzionale a sua volta alla lunghezza della condotta forzata, la dinamica del sistema peggiora all'aumentare della lunghezza della condotta. La Fig 6.11 mostra la risposta di un sistema ad una variazione del 5 % del carico al variare della costante T_w .

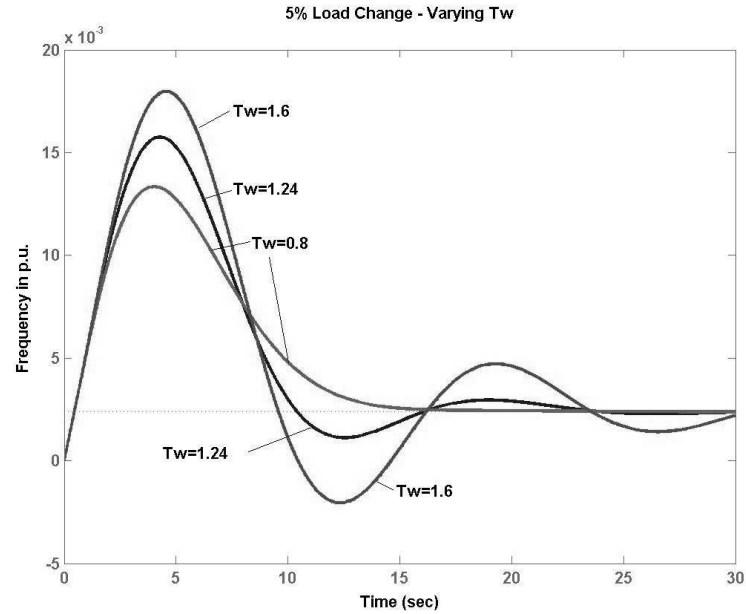


Figura 6.11: Effetti sulla risposta dinamica al variare di T_w [30]

Durante il transitorio il valore di picco della frequenza aumenta all'aumentare dei valori di T_w . Allo stesso modo la risposta raggiunge la condizione di regime più rapidamente con valori di T_w più bassi. Al contrario, valori elevati della costante conducono ad una risposta meno smorzata e più lenta.

6.2.3 Effetti della costante di inerzia H

L'inerzia del generatore è un parametro fondamentale per la progettazione di un impianto idroelettrico:

- L'aumento della velocità del gruppo turbina-generatore a seguito di una richiesta di riduzione del carico è inversamente proporzionale all'inerzia del generatore. Aumentare l'inerzia rotante del generatore significa ridurre l'aumento massimo di velocità transitorio. D'altro canto, ciò comporta un aumento della massa del rotore ed un costo superiore.
- La costante di inerzia H , ha un'influenza significativa sulla stabilità del sistema, in quanto è il parametro indicativo della potenza inerziale che il generatore può erogare garantendo in ogni istante il bilancio di potenza.

La Fig 6.12 illustra il comportamento di un'unità isolata in risposta ad una variazione a gradino del 5 % del carico, al variare della costante di inerzia H .

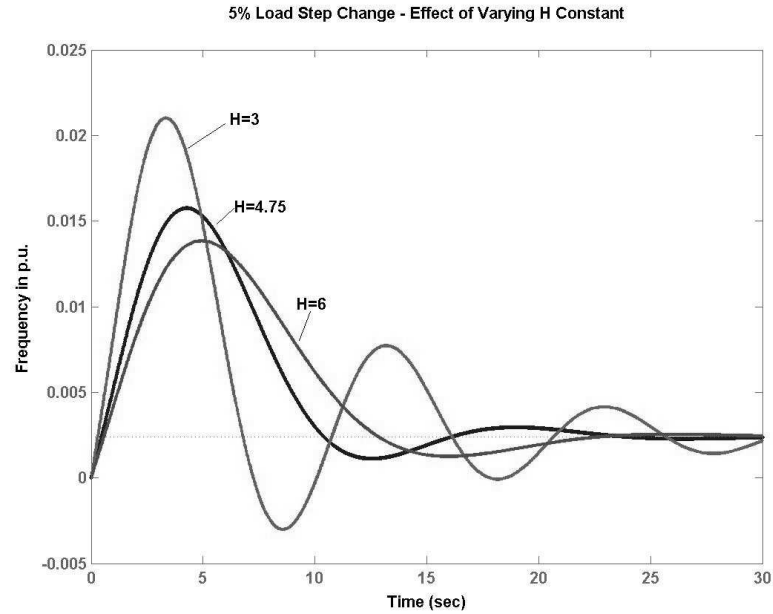


Figura 6.12: Effetti sulla risposta dinamica al variare di H [30]

É possibile notare come all'aumentare della costante d'inerzia H la risposta al gradino della frequenza ha una pendenza iniziale meno ripida e più smorzata, garantendo un minor tempo per raggiungere la condizione di regime.

6.2.4 Effetti dello statismo permanente R_p

La regolazione "permanente" di velocità, con feedback del controllo della posizione del servomotore, è importante per il funzionamento in isola dal momento che fornisce una reazione intermedia che limita l'escursione di velocità durante il controllo. Per il funzionamento in parallelo alla rete lo statismo permanente determina l'apporto dell'unità in risposta alle perturbazioni di frequenza. La quota di partecipazione dev'essere concordata con le altre unità interconnesse allo stesso sistema per garantirne il funzionamento stabile dello stesso [30]. La Fig 6.13 mostra gli effetti di R_p per lo stesso caso studio presentato per le costanti di inerzia. La risposta a regime, concluso il transitorio iniziale, è dovuto allo statismo permanente e alla variazione del carico. All'aumentare del parametro si assiste ad una variazione di frequenza via via maggiore.

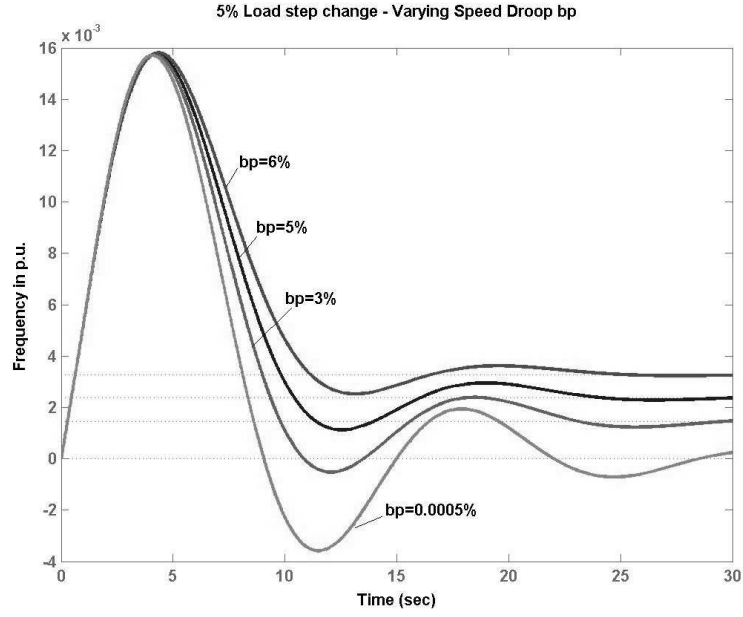


Figura 6.13: Effetti sulla risposta dinamica al variare di R_p [30]

6.2.5 Impatto parametri inerziali sulla stabilità

Come mostrato nelle sezioni precedenti, sia T_w che T_m ($T_m = 2H$) determinano i limiti di controllo dell'organo di regolazione della turbina. Un valore di riferimento utilizzato per stimare l'efficacia di controllo del sistema di regolazione del gruppo idroelettrico è il rapporto tra T_m e T_w . Nonostante la stabilità in stato stazionario può essere garantita per qualunque valore del rapporto T_m/T_w , è considerata una soluzione pratica ed accettabile un rapporto unitario come limite inferiore per assicurare la stabilità del sistema in condizioni isolate e in risposta ad un transitorio di carico [30]. Questo tipo di prestazioni sono raggiungibili esclusivamente implementando un regolatore PID.

6.3 Risultati Simulazioni

In questa sezione verranno presentati alcuni risultati ottenuti da simulazioni real time condotte sul modello del mini-idroelettrico che alimenta un unico carico. Il carico è rappresentato mediante un modello dinamico con potenza variabile attraverso uno slider in modalità runtime. Per implementare il modello all'interno del simulatore occorre calcolare la costante di tempo dell'acqua T_w :

$$T_w = \frac{L \cdot q_{media}}{g \cdot A \cdot H} = \frac{1990 \cdot 0.228}{9.81 \cdot 0.28 \cdot 105.2} = 1.57s$$

Come spiegato nella sez. 6.2.5 per la stabilità del sistema è stato considerato come parametro guida il rapporto T_m/T_w . Per lo scopo di questo elaborato è stato deciso di modificare i valori delle due costanti d'inerzia. I valori aggiornati sono riportati in Tab 6.4. Il nuovo valore di T_w è stato ottenuto modificando le dimensioni

Grandezza	Valore originale	Valore aggiornato
T_w	1.57 s	0.5 s
H	0.177 MWs/MVA	0.5 MWs/MVA
T_m/T_w	0.225	2

Tabella 6.4: Aggiornamento costanti T_w e H

della condotta forzata, compatibilmente con le caratteristiche dell'impianto. In particolare la lunghezza della condotta è stata diminuita a $L = 1360 m$, mentre la sezione è stata aumentata a $A = 0.6 m^2$. A questo punto è stato possibile configurare in *RSCAD* il blocco *PIDGOV* (Tab 6.5).

Grandezza	Simbolo	Valore
Frequenza base	HTZ	50 Hz
Riferimento carico	Lrf	CC
Feedback	$Flag$	Gate position
Statismo permanente	R_p	0.05 p.u.
Costante di tempo misura velocità	T_{reg}	0.1 s
Guadagno proporzionale	K_p	1.3
Guadagno integrale	K_i	0.6
Guadagno derivativo	K_d	0.57
Costante di tempo controller	T_a	1e-3 s
Costante di tempo servomotore	T_b	0.4 s
Fattore smorzamento turbina	D_{turb}	1e-3 s
Massima apertura paratoia	G_{max}	0.97 p.u.

Minima apertura paratoia	G_{min}	0.97 p.u.
Costante di tempo acqua	T_w	0.5 s
Massima velocità apertura paratoia	V_{max}	0.1 p.u./s
Minima velocità apertura paratoia	G_{min}	-0.1 p.u.

Tabella 6.5: Configurazione PIDGOV in RSCAD

Con la configurazione di Lrf in CC è possibile fornire al regolatore il riferimento di potenza da seguire in modo da attuare la regolazione secondaria mediante il generatore idroelettrico. In questo modo, a seguito di una variazione di carico, la frequenza del sistema si riporta al suo valore nominale. La strategia di controllo per generare il riferimento di carico del generatore è mostrata in Fig 6.14. Attraverso uno switch logico la potenza di riferimento è ottenuta in base al tipo di funzionamento del sistema, in parallelo alla rete principale o in isola. Il tipo di funzionamento è determinato dal segnale binario $GRID$, che assume il valore unitario quando la rete è connessa, mentre assume valore 0 nel caso in cui è aperto l'interruttore che separa la rete dal resto del sistema. Nel funzionamento in parallelo alla rete la potenza è ottenuta mediante uno slider, il cui valore può essere modificato in modalità *runtime*. Il valore dello slider si riferisce alla potenza apparente desiderata per la macchina. Nel funzionamento in isola la potenza è ricavata integrando l'errore di frequenza del sistema rispetto alla frequenza nominale. Si esegue in pratica una regolazione integrale locale di frequenza (RILF), necessaria a seguito di importanti transitori di frequenza come la generazione di un'isola. La RILF si sostituisce alla regolazione secondaria, permettendo il ripristino della frequenza nominale, adattando la potenza del generatore al carico complessivo della rete [36].

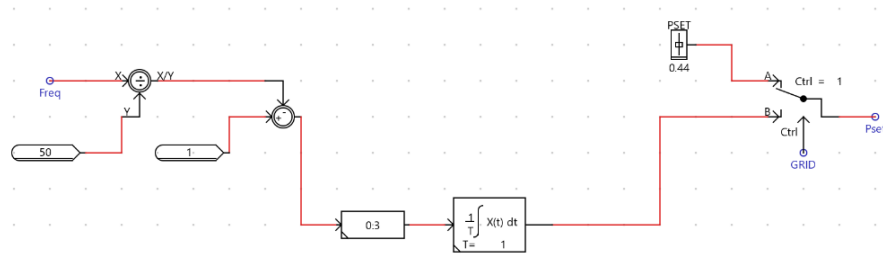


Figura 6.14: Riferimento di potenza PIDGOV

Nel modello è collegato al generatore sincrono il sistema di eccitazione. La funzione principale di un'eccitatrice è fornire la corrente continua necessaria agli avvolgimenti di campo della macchina. Attraverso il controllo di tensione e potenza reattiva garantisce la protezione del generatore, rispettando i limiti delle curve di capability della macchina sincrona. È stato scelto il modello di eccitatrice di

tipo AC1A, il cui componente in *RSCAD* è rappresentato in Fig 6.15. Si tratta di un alternatore a campo controllato con raddrizzatori a diodi adatto come sistema d'eccitazione per macchine brushless [28]. Richiede in ingresso i valori di tensione e corrente di campo dal generatore e fornisce come output la tensione di campo alla macchina.

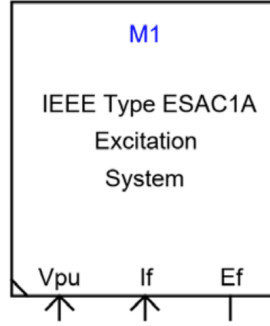


Figura 6.15: Eccitatrice brushless AC1A di *RSCAD* [20]

In Tab 6.6 sono presenti i parametri di configurazione del blocco all'interno del software.

Grandezza	Simbolo	Valore
Costante di tempo filtro	T_r	0.0 s
Costante di tempo denominatore "lead-lag"	T_b	0.0 s
Costante di tempo numeratore "lead-lag"	T_c	0.0 s
Guadagno regolatore di tensione	K_a	400
Costante di tempo regolatore tensione	T_a	0.02 s
Costante di tempo eccitatrice	T_e	0.8 s
Guadagno feedback	K_f	0.03 s
Costante di tempo feedback	T_f	1 s
Fattore di regolazione raddrizzatore	K_c	0.2 s
Reattanza interna eccitatrice	K_d	0.38 p.u.
Resistenza di campo	K_e	1 p.u.
Massimo output regolatore tensione	VR_{max}	7.33 p.u.
Minimo output regolatore tensione	VR_{min}	-6.6 p.u.

Tabella 6.6: Configurazione AC1A in *RSCAD*

6.3.1 Simulazioni in parallelo alla rete

Per la validazione del modello dinamico del mini idroelettrico sono state effettuate, in primis, delle simulazioni con l'impianto connesso ad un carico costante di potenza 360 kW e sorretto dalla rete MT. La prima prova effettuata è stata una variazione del riferimento di potenza per il generatore del 10%, da un valore dello slider d'ingresso di 0.44 MVA ad 0.4 MVA . In Fig 6.16 e Fig 6.17 sono riportati rispettivamente gli andamenti dei transitori di potenza generata dal mini idroelettrico e la variazione dell'apertura della paratoia a seguito della variazione richiesta.

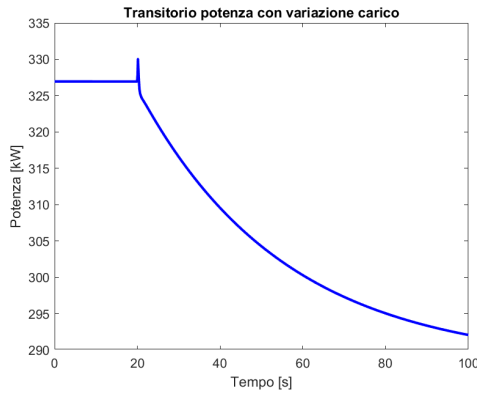


Figura 6.16: Variazione riferimento di potenza del generatore sincrono

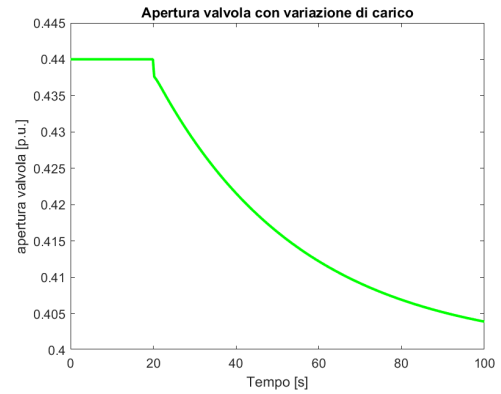


Figura 6.17: Variazione g a seguito di una variazione di potenza richiesta

Dagli andamenti riportati si evince come il controllo reagisca in maniera ottimale alla variazione di potenza, modificando l'apertura della paratoia e di conseguenza la potenza generata dal gruppo. Da un punto di vista di stabilità del sistema in Fig 6.18 è mostrato il comportamento della frequenza misurata al nodo del generatore successivamente alla variazione condotta.

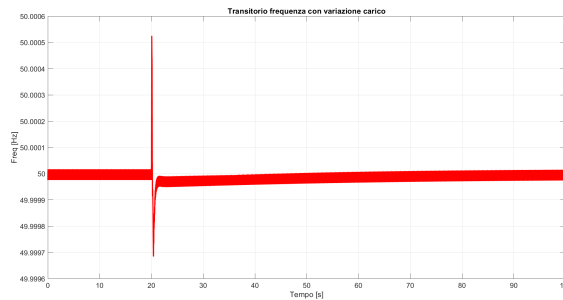


Figura 6.18: Frequenza con variazione di potenza

La frequenza subisce variazioni di lievi entità riportandosi rapidamente al valore nominale di 50 Hz . Infine, il bilancio di potenze tra generazione idroelettrica, carico e potenza prelevata da rete è sempre garantito in ogni istante, come si può notare dal grafico in Fig 6.19.

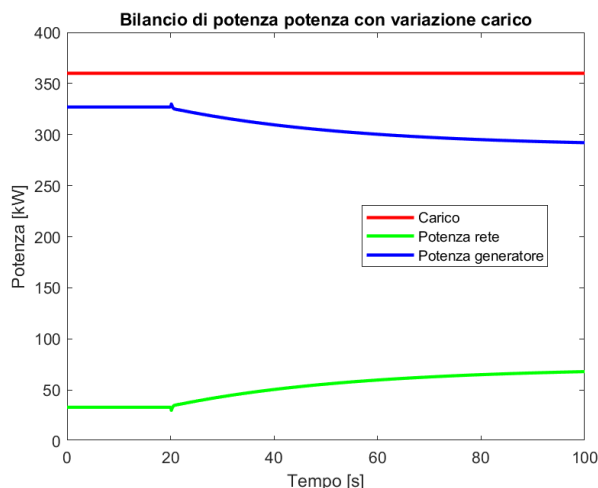


Figura 6.19: Bilancio di potenza

6.3.2 Funzionamento in isola

Come precedentemente discusso, il modello del mini idroelettrico è stato costruito per garantire, oltre che il funzionamento in supporto alla rete principale, soprattutto il funzionamento in isola intenzionale. La scelta del regolatore PID è stata fatta in questa direzione in modo da contenere i transitori di frequenza e garantire la continuità di alimentazione del carico. Per validare il comportamento del modello del mini idroelettrico nel funzionamento in isola, anche in questo caso, si è scelto una configurazione che prevede l'unità isolata con connessione di un carico trifase costante di potenza attiva 330 kW al nodo $N2$. La prima prova eseguita è la formazione dell'isola intenzionale, ottenuta mediante l'apertura programmata dell'interruttore del generatore ideale di tensione, che rappresenta la rete MT. In questo modo, viene isolata la porzione di rete a valle del trasformatore e il generatore idroelettrico rappresenta l'unica unità che fornisce potenza al carico. In Tab 6.7 sono riportate le condizioni esistenti in precedenza all'evento di formazione dell'isola. La tensione ai capi del carico a seguito dell'apertura dell'interruttore subisce alcune oscillazioni, ma si riporta rapidamente al valore assunto prima della formazione dell'isola grazie all'azione combinata del regolatore e dell'eccitatrice (Fig 6.20). L'evento della formazione dell'isola intenzionale è visibile dal grafico

V_{N2} [V]	f [Hz]	P_{carico} [kW]	Q_{carico} [kVar]
229.7	50	330	107.6
P_{gen} [kW]	Q_{gen} [kVar]	P_{rete} [kW]	Q_{rete} [kVar]
327.1	47.98	-3.1	-59.63

Tabella 6.7: Condizioni iniziali formazione isola

di Fig 4.8 in cui si può notare come il trasformatore smetta di erogare corrente al carico. Il trasformatore in questo frangente assorbe una corrente efficace di circa 2.8 A dovuta alle perdite interne, proveniente anch'essa dal generatore sincrono.

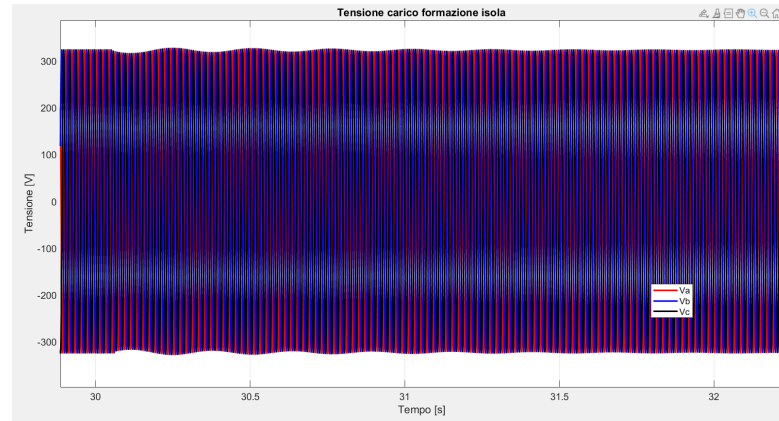


Figura 6.20: Transitorio di tensione evento formazione isola

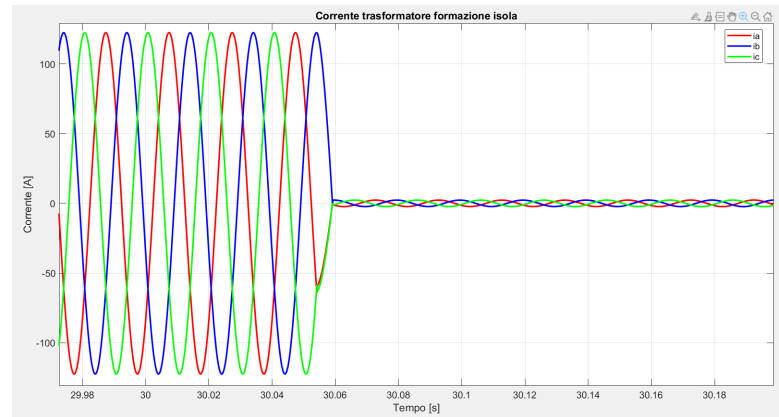


Figura 6.21: Corrente trasformatore evento formazione isola

In Fig 6.23 è riportato il grafico del transitorio di potenza del generatore e del carico. Il generatore sincrono reagisce istantaneamente alla variazione a gradino di potenza richiesta a seguito del distacco della rete. Si può notare come dopo un transitorio poco smorzato, del quale risente anche il carico, la potenza generata si assesta al valore corrispondente alla somma del carico e delle perdite. Inoltre, si osserva nel tratto iniziale un comportamento contrario della frequenza in risposta all'aumento del carico, caratteristica del controllo della turbina idraulica. La frequenza del sistema subisce una significativa perturbazione per far fronte alla regolazione primaria, raggiungendo un nadir di 47.5 Hz. Tuttavia, il valore raggiunto soddisfa i requisiti normativi della CEI-0-21, che afferma che l'impianto di produzione deve essere in grado di restare connesso per un tempo indefinito, per un range di frequenze che vanno da 47.5 Hz a 51.5 Hz [5]. L'escursione profonda di frequenza è dovuta principalmente alla poca inerzia posseduta dal generatore sincrono, rispetto agli alternatori delle grosse centrali tradizionali termoelettriche e idroelettriche. Trascorso il transitorio della regolazione primaria, che garantisce di colmare la variazione di potenza richiesta, la frequenza si riporta al valore nominale di 50 Hz grazie all'opera congiunta della regolazione secondaria e dell'integratore locale di frequenza.

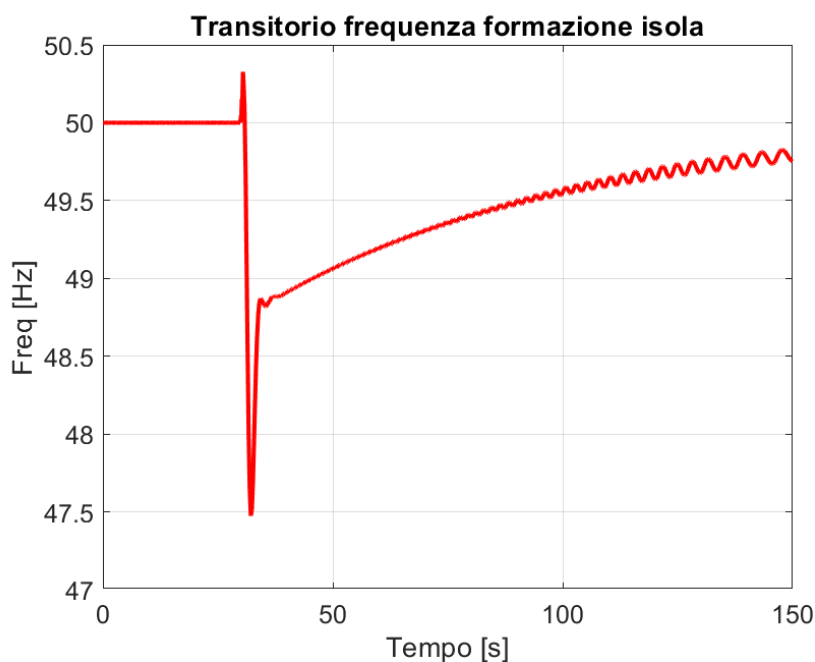


Figura 6.22: Transitorio di frequenza evento formazione isola

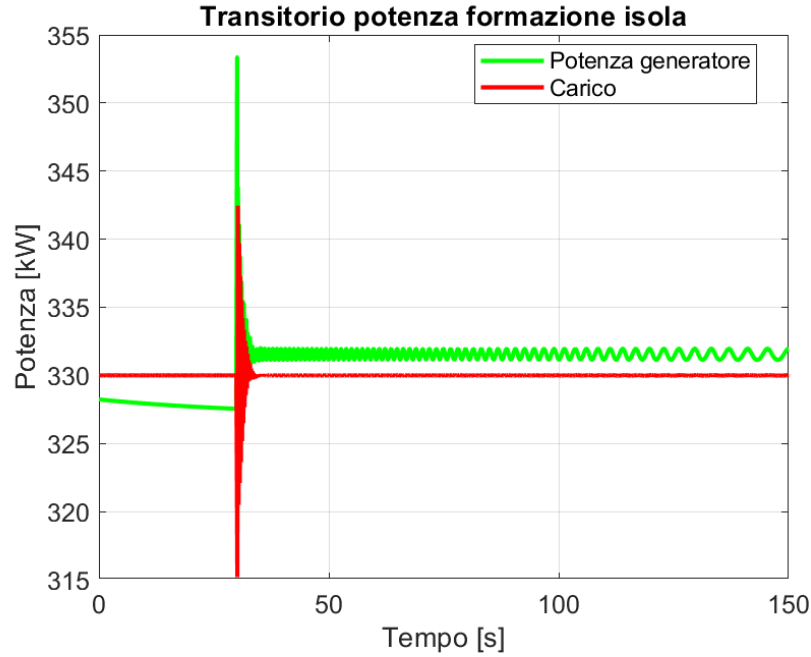


Figura 6.23: Transitorio di potenza evento formazione isola

Concluse le simulazioni riguardanti l'evento di formazione dell'isola, è stata condotta una seconda prova per testare il funzionamento del sistema in isola permanente. In particolare, le simulazioni sono state svolte ipotizzando una variazione a gradino del 10 % del carico elettrico. Le condizioni iniziali della prova sono indicate in Tab. 6.8. A $t = 8 \text{ s}$ è richiesta una variazione a gradino della potenza assorbita dal carico, fino ad un valore di 330 kW (Fig 6.24). Il generatore attraverso l'azione del regolatore adatta istantaneamente la potenza generata al carico richiesto con una risposta ben smorzata. La frequenza del sistema, e quindi la velocità della macchina sincrona, subiscono un importante transitorio di sottofrequenza, per poi riportarsi ai rispettivi valori nominali attraverso un breve fenomeno oscillatorio (Fig 6.25 e Fig 6.26). La frequenza raggiunge un valore minimo di 47.96 Hz , anche in questo caso in linea con le prescrizioni normative.

$V_{N2} [\text{V}]$	$f [\text{Hz}]$	$P_{carico} [\text{kW}]$
229.7	50	300
$Q_{carico} [\text{kVar}]$	$P_{gen} [\text{kW}]$	$Q_{gen} [\text{kVar}]$
97.8	301.3	98.1

Tabella 6.8: Funzionamento in isola permanente

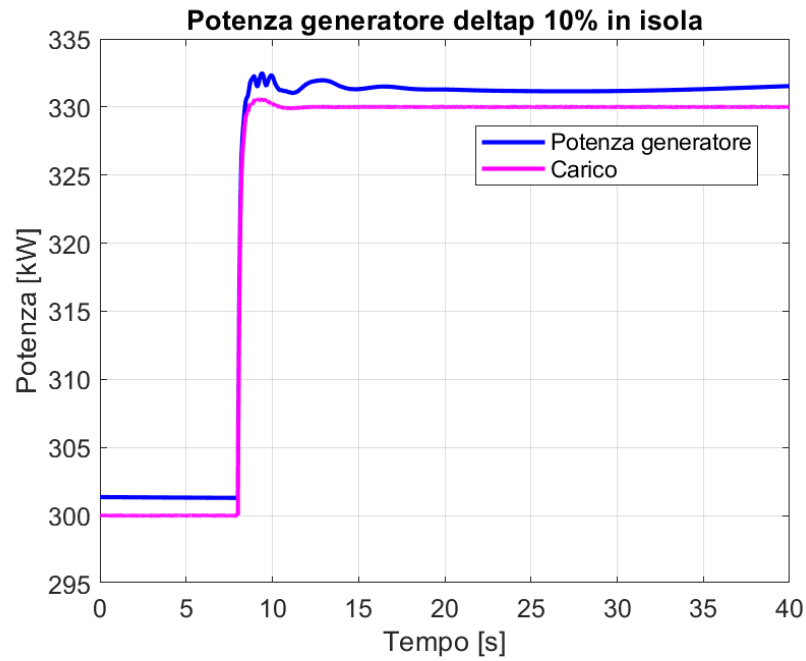


Figura 6.24: Transitorio di potenza in isola con variazione del 10 % del carico

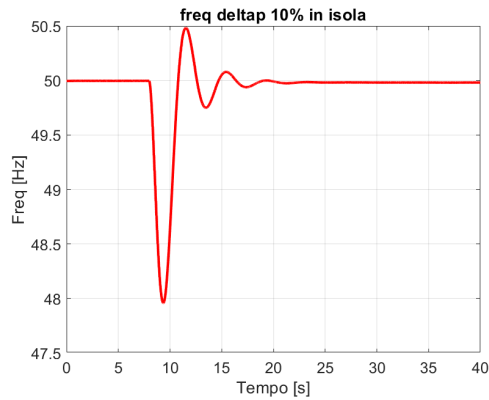


Figura 6.25: Transitorio di frequenza in isola con variazione del 10 % del carico

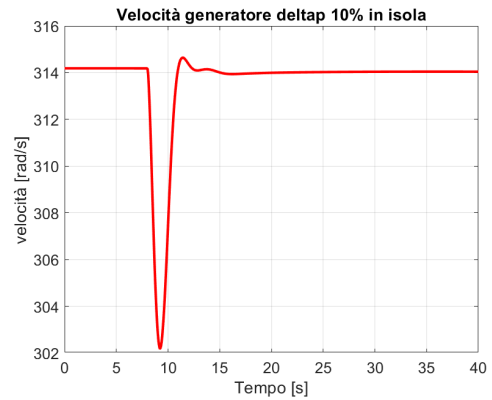


Figura 6.26: Velocità generatore sincrono in isola con variazione del 10 % del carico

L'ultimo test effettuato con l'unità idroelettrica isolata e il carico è stata una doppia variazione di carico ravvicinata. In particolare, viene richiesto al generatore in isola di seguire il carico dapprima da una potenza di 300 kW a 330 kW ed in seguito con un ulteriore aumento del 10% fino 360 kW . In Fig 6.27 è raffigurata la risposta del generatore sincrono e l'andamento del carico. Anche in questo caso la richiesta di carico è soddisfatta grazie all'azione del regolatore PID. Il sistema mantiene le condizioni di stabilità, nonostante i repentini cambiamenti di potenza, con la frequenza che sfiora il valore minimo di 48 Hz (Fig 6.28).

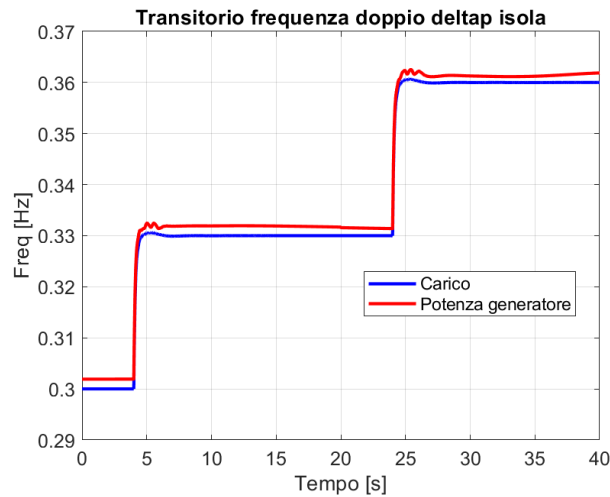


Figura 6.27: Transitorio di potenza in isola con doppia variazione di carico

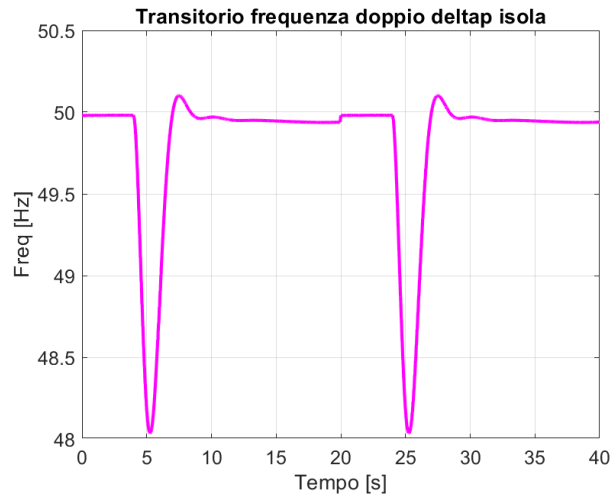


Figura 6.28: Transitorio di frequenza in isola con doppia variazione di carico

Capitolo 7

MICRORETE CON IMPIANTO MINI IDROELETTRICO

In questo capitolo si vuole rappresentare la struttura completa della microrete con l'implementazione del modello di mini idroelettrico presentato nel capitolo 6. Il contesto che si vuole rappresentare è un sistema di distribuzione BT cittadino con un impianto idroelettrico ricavato da un corso d'acqua perfettamente integrato nell'ambiente circostante. L'obiettivo è ottenere una porzione di rete energeticamente autosufficiente e verificare la stabilità in frequenza del sistema nel funzionamento in parallelo alla rete e in isola intenzionale. La criticità risiede nel basso valore d'inerzia del generatore sincrono dell'impianto, che potrebbe non garantire i limiti di stabilità durante i transitori. Attraverso l'utilizzo del simulatore RTDS verranno condotte delle prove al fine di dimostrare la robustezza del modello e del sistema di controllo.

7.1 Implementazione modello mini idroelettrico

L'unità idroelettrica dovrà essere in grado di soddisfare la richiesta di carico presente in rete, seguendo il profilo giornaliero assegnato a ciascuno di esso, come discusso nella sez. 3.2.5. Il generatore sincrono è stato collegato alla microrete subito a valle del trasformatore MT/BT, aggiungendo un nodo di tipo *PV* denominato *BUSGEN*. Quest'ultimo si collega al resto della rete mediante un collegamento trifase *RL*. Inoltre, per sfruttare a pieno la potenza dell'impianto, si è ipotizzato che il generatore sincrono potesse alimentare altri feeder, rappresentati nel modello mediante un carico trifase dinamico con potenza attiva variabile con uno slider

in modalità *runtime* e $\cos\phi$ 0.95. Anche il carico fittizio è collegato al bus del generatore.

7.2 Simulazioni real time

La potenza del carico esterno P_{ext} è impostata inizialmente ad un valore costante di 300 kW. All'interno del modello in *RSCAD* è stato inserito il blocco di controllo 'Misure Carichi' in grado di monitorare in ogni istante di simulazione la potenza di ciascun carico e calcolarne il valore complessivo assorbito nella microrete (Fig 7.1 e Fig 7.2).



Figura 7.1: blocco *Misure Carichi* in *RSCAD*

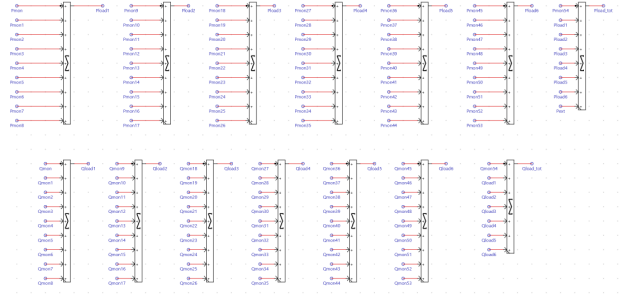


Figura 7.2: Schema di controllo misura carichi microrete

La prima prova effettuata è stata la simulazione di una richiesta di variazione di apertura della paratoia, proporzionale alla domanda di potenza della macchina sincrona. In particolare, partendo da un valore $g = 0.42 \text{ p.u.}$ si è constatato il tempo impiegato a raggiungere il valore di 0.4 p.u. , che significa una variazione di potenza richiesta del 5 %. I grafici della potenza del generatore e del carico totale durante la prova sono presentati in Fig 7.3, mentre l'azione del controllo è in Fig 7.4. Come si evince dai grafici, il regolatore reagisce al cambiamento voluto adattando il flusso d'acqua prelevato, mediante l'azione della paratoia, al nuovo valore di potenza. Il carico non risente della perturbazione e continua a seguire il suo profilo giornaliero, alimentato in parte dal generatore e in parte dalla rete. Il tempo impiegato per ottenere le nuove condizioni operative è di circa 60 s. È possibile ottenere una risposta più rapida aumentando il guadagno proporzionale del regolatore PID. La scelta dei guadagni è stata effettuata con l'obiettivo di preservare i limiti di stabilità del sistema, anche in condizioni di transitori più critici, come ad esempio il distacco dalla rete principale.

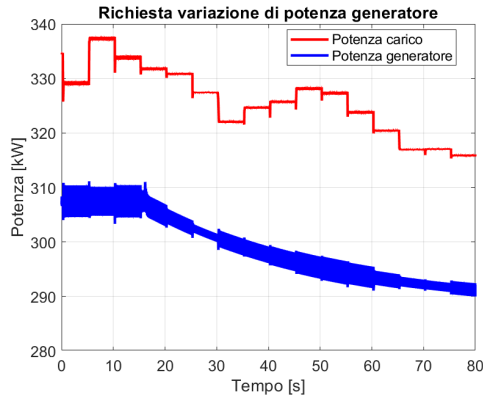


Figura 7.3: Potenza del generatore e del carico al variare di g

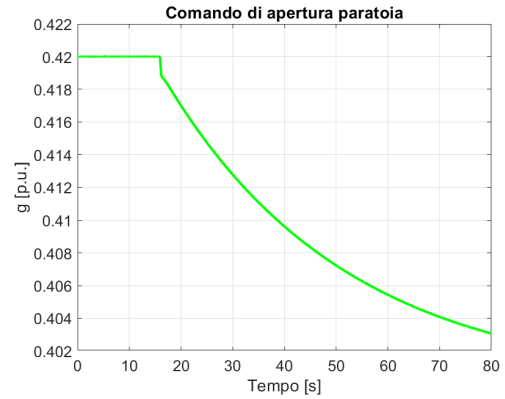


Figura 7.4: Variazione comando g

Dopo aver verificato il corretto funzionamento del impianto mini idroelettrico implementato nel modello della microrete e supportato dalla rete MT, si è proceduto con l'analisi della formazione dell'isola intenzionale composta da microrete, carichi e unità idroelettrica isolata. Per evitare, al momento dell'apertura dell'interruttore del generatore ideale di tensione, un'ampia richiesta a salire di potenza, con conseguenti forti oscillazioni di frequenza, la potenza del generatore è mantenuta vicina al 97 % della potenza misurata del carico. La manovra di apertura del dell'interruttore è eseguita mediante l'utilizzo di una logica di controllo e con il componente '*Braker Control*' (Fig 7.5) presente nella libreria *Controls*.

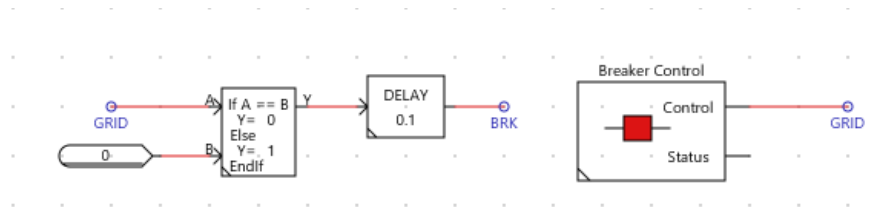


Figura 7.5: Schema di controllo per apertura interruttore

Il componente '*Braker Control*' è in grado di garantire il controllo e lo stato degli interruttori. Attraverso i pulsanti interni *Trip* e *Close* creati in *runtime* è possibile modificare il segnale di stato dell'interruttore in rispettivamente 'Aperto' e 'Chiuso'. Nel modello lo stato dell'interruttore è denominato *GRID* ed è un segnale binario con valore 1 per stato chiuso e zero per aperto. Il segnale *GRID* è portato in ingresso ad un comparatore insieme ad un valore costante nullo. Quando

GRID assume il valore 0 viene generato il comando fisico *BRK* di apertura dell'interruttore con un ritardo di 0.1 s.

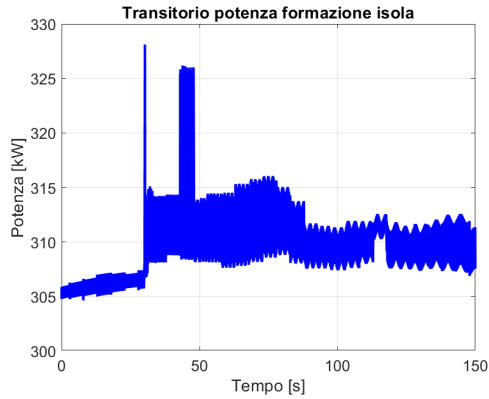


Figura 7.6: Potenza del generatore formazione isola

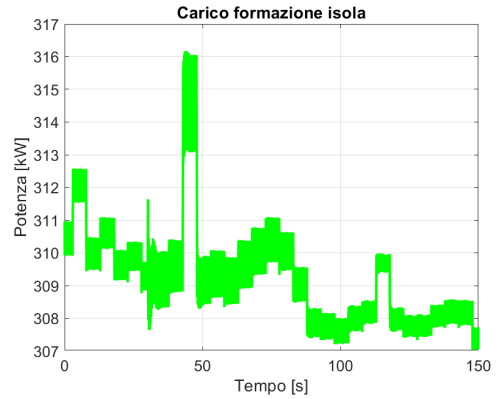


Figura 7.7: Potenza del carico formazione isola

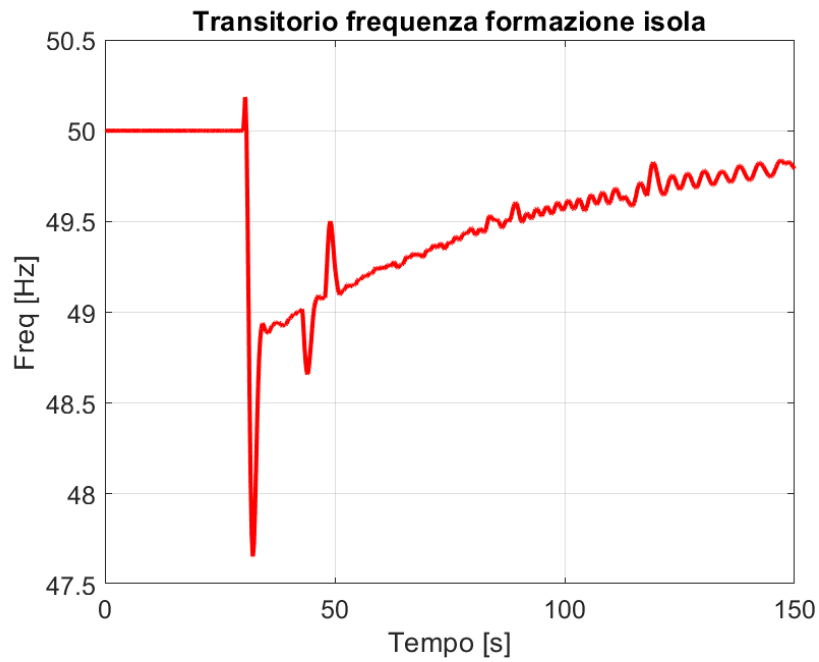


Figura 7.8: Transitorio di frequenza formazione isola

Nel momento del distacco dalla rete principale, il regolatore PID reagisce istantaneamente per colmare il gap di potenza tra generazione e carico (Fig 7.6), come già dimostrato per il funzionamento isolato del mini idroelettrico. La frequenza (Fig 7.8), nonostante subisca una forte perturbazione, raggiungendo un nadir di 47.65 Hz , non comporta una minaccia per la stabilità del sistema, in quanto resta costantemente al di sopra del vincolo di 47.5 Hz e garantisce che non intervenga la protezione di minima frequenza del generatore sincrono. Inoltre, il sistema di regolazione, esaurita la parte iniziale del transitorio, deve far fronte alla continua variazione del carico che segue il suo profilo giornaliero (Fig 7.7). Ciò è evidente nel grafico della frequenza, in cui è possibile notare un comportamento oscillatorio, fino a riportarsi al valore nominale di 50 Hz estinto il fenomeno di regolazione. La seconda prova effettuata nel funzionamento in isola della microrete riguarda la richiesta di una variazione a gradino del carico. In particolare, attraverso uno slider è stata aumentata del 10 % la potenza del carico esterno, mentre i carichi residenziali continuano a seguire il proprio diagramma di carico, come riportato in Fig 7.10. Anche in questa dinamica si denota l'azione congiunta della regolazione primaria e secondaria del generatore sincrono, che garantiscono di colmare la variazione istantanea di potenza e di ripristinare il valore nominale di frequenza, esaurito il fenomeno transitorio (Fig 7.9 e 7.11).

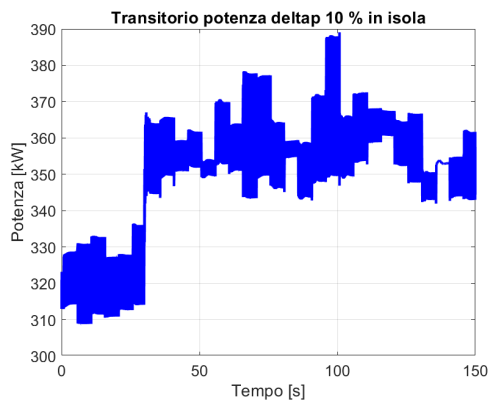


Figura 7.9: Potenza del generatore variazione carico 10 % in isola

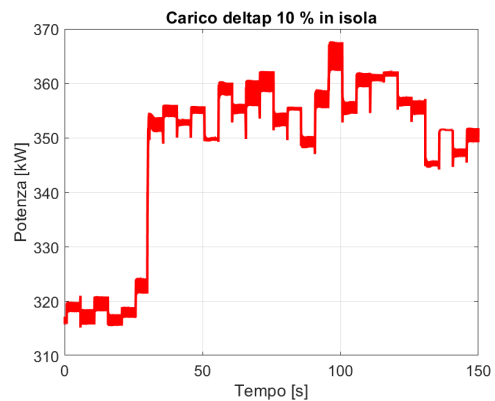


Figura 7.10: Variazione del 10 % del carico in isola

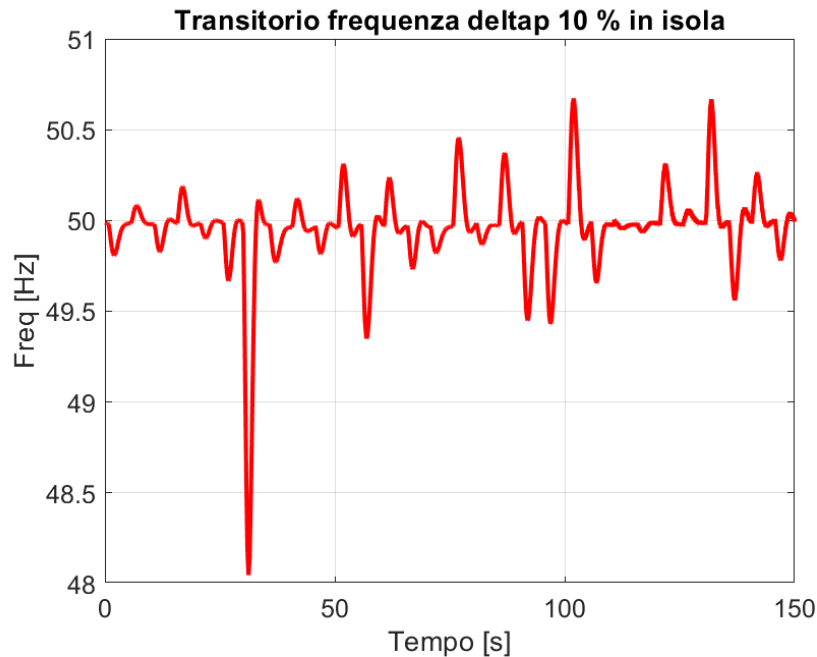


Figura 7.11: Transitorio di frequenza variazione carico 10 % in isola

7.3 Parallelo e sincronizzazione con la rete

L'operazione di richiusura dell'interruttore principale per ripristinare la condizione di parallelo con la rete richiede particolare attenzione allo scopo di evitare transitori violenti. Questa operazione comporta che le tensioni tra i due estremi dell'interruttore siano pressoché uguali in ampiezza, fase e frequenza. Il componente '*Synchro-check*' (Fig 7.12) integrato nel modulo '*Breaker-Control*' consente di supervisionare l'operazione di chiusura dell'interruttore, verificando la tensione ai due capi. Un relè calcola i valori di frequenza, ampiezza e fase delle tensioni di rete e del generatore sincrono. Quando si lancia il comando di richiusura dell'interruttore interviene la logica di sincronizzazione [20] :

- La differenza di frequenza viene confrontata con il limite impostato per la frequenza di scivolamento tra le due tensioni.
- Viene eseguito un confronto tra la differenza di ampiezza delle tensioni e il massimo scostamento consentito. Inoltre, viene verificato che entrambe le tensioni non scendano al di sotto del valore minimo di funzionamento del sistema.
- Viene verificata che la differenza di fase non superi il parametro impostato (Fig 7.13).

- Controllate le condizioni di sincronizzazione, viene generato il segnale di chiusura dell'interruttore.

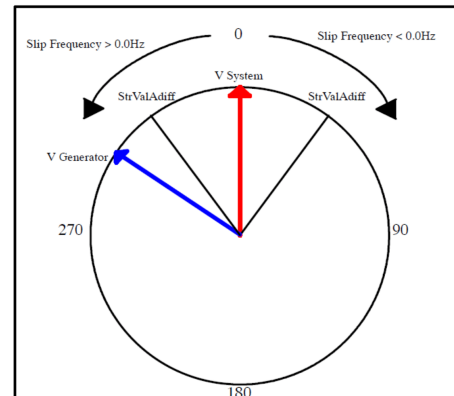
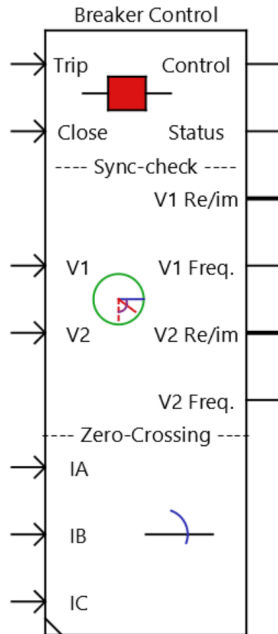


Figura 7.13: Differenza di fase delle tensioni durante la sincronizzazione [20]

Figura 7.12: Breaker Control con funzione *Synchro Check* [20]

I principali parametri di configurazione del blocco 'Synchro-Check' in RSCAD sono rappresentati in Tab 7.1. Le Fig 7.14 e 7.15 mostrano i comportamenti dello stato

Grandezza	Valore	Unità di misura
Max differenza di fase	<i>StrValAdiff</i>	10.0 deg
Max differenza di frequenza	<i>StrValFdiff</i>	0.25 Hz
Max differenza di ampiezza	<i>StrValVdiff</i>	5 %

Tabella 7.1: Configurazione parametri Synchro-Check

dell'interruttore e della frequenza del generatore durante il transitorio di connessione in parallelo alla rete, ricavati dalle simulazioni eseguite sul modello della microrete. Dai grafici emerge come la chiusura in parallelo non sia istantanea all'input generato,

ma occorre attendere che vengano rispettati i vincoli di sincronizzazione con la rete, in particolare che la frequenza del sistema superi il valore di 49.75 Hz .

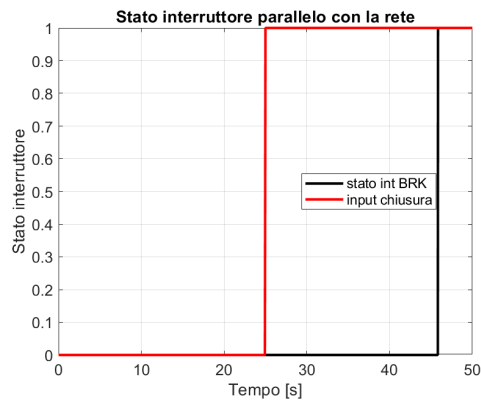


Figura 7.14: Grafico input di chiusura e stato dell'interruttore

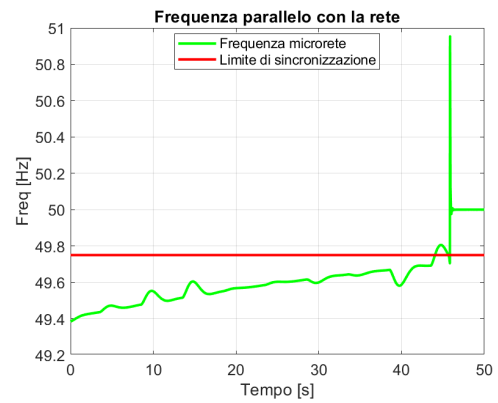


Figura 7.15: Frequenza della microrete connessione in parallelo alla rete

Capitolo 8

Conclusioni e Sviluppi futuri

Lo studio di questa tesi si è concentrato nella realizzazione del Digital Twin di una microrete reale in bassa tensione, sfruttando il simulatore RTDS dell'Energy Center Lab per eseguire simulazioni real time e analizzarne il comportamento durante i transitori elettromagnetici. In primo luogo, si è proceduto con la creazione del modello dettagliato di ciascun componente del sistema (Rete MT, Trasformatore, Linee e Carichi) mediante l'utilizzo del software RSCAD.

Il secondo step ha riguardato l'analisi in condizione di regime stazionario del funzionamento della struttura di rete creata. Confrontando le tensioni e le correnti del modello simulato con le misurazioni reali, emerge un comportamento analogo. L'unica differenza è causata dal vincolo di minima potenza attiva e reattiva del carico, imposto dal software.

Proseguendo con l'analisi a steady state, le simulazioni di guasto trifase, fase-fase e fase neutro hanno riportato gli stessi risultati di corrente di cortocircuito ricavati mediante il metodo analitico proposto dalla norma CEI EN 60909-0. Inoltre, le simulazioni real time hanno permesso di indagare i fenomeni transitori delle correnti che si instaurano a seguito dell'evento guasto. Il vantaggio risiede nel prevedere picchi di corrente, potenzialmente pericolosi per il sistema, che attraverso il metodo analitico non è possibile ricavare.

Nell'ultima parte della tesi è stato sviluppato il modello dinamico di un impianto mini idroelettrico, rappresentato da un generatore sincrono brushless, eccitatrice e Governor con al suo interno modello della turbina idraulica e regolatore PID. Il modello è stato validato mediante simulazioni per studiarne la risposta in frequenza/potenza dell'unità idroelettrica con un carico costante. L'analisi è stata condotta con un funzionamento in parallelo alla rete principale e, successivamente, in isola intenzionale. L'implementazione dell'impianto mini idroelettrico all'interno della microrete ha permesso di studiare i fenomeni transitori del modello completo. Dai risultati delle simulazioni è emerso che il generatore idroelettrico è in grado di

soddisfare i requisiti della regolazione primaria e secondaria attraverso il contributo del regolatore PID integrato. In particolare, la domanda di carico è sempre soddisfatta e la frequenza del sistema è contenuta tra 47.5 Hz e 51.5 Hz , come richiesto dai requisiti normativi della CEI 0-21. La richiesta è soddisfatta anche durante i transitori di formazione dell'isola intenzionale e variazioni di carico in funzionamento isolato.

Il modello di microrete sviluppato potrebbe essere utilizzato in progetti futuri di co-simulazioni real time, coinvolgendo un impiego maggiore di risorse hardware e software, per la rappresentazione di porzioni di rete più ampie. La motivazione risiede nella prospettiva di un'analisi approfondita sull'auto-sostentamento di modelli di comunità energetiche. Inoltre, il modello può essere esteso mediante la progettazione di un sistema di controllo dei dispositivi di protezione ed effettuare simulazioni power-hardware-in-the-loop per il testing di componenti fisici.

Appendice A

Script parametrizzazione linee

```
1  string infilename , outfilename ;
2  int i , rowsOfData , j ;
3  float R123 , L123 , Ln123 , Rn123 , Vn1 , Vn794 , power , Itrafo ;
4  string dummy , L , R , Ln , Rn , L_temp , R_temp , Ln_temp , Rn_temp ;
5
6  infilename = "parametri_linee_mod.csv" ;
7  rowsOfData = 0 ;
8  fopen(infilename , "r") ;
9  while (!isEOF(infilename)) {
10     fgets(dummy , 1e999 , infilename) ;
11     rowsOfData++ ;
12 }
13
14 fprintf(stderr , "%s%d%s%s" , "There are " , rowsOfData , " rows in " ,
15     infilename) ;
16 rowsOfData = rowsOfData - 2 ;
17 fprintf(stderr , "%s%d%s%s" , "Taking away 2 rows for the header and null
18     rows leaves " , rowsOfData , " rows of data in " , infilename) ;
19 fclose(infilename) ;
20
21 // Skip the header line of the input file :
22
23 fscanf(infilename , "%s %s %s" , dummy , dummy , dummy) ;
24
25 // Assegna nomi alle draft variables
26 L = "L" ;
27 R = "R" ;
28 Ln = "Ln" ;
```

```
27 Rn = "Rn";
28 SetDraftVariable V = 20;
29 for (i = 0; i < rowsOfData; i++){
30
31 // Read parameter from file :
32
33 fscanf(infile, "%f%s%f", R123, dummy, L123);
34 Ln123 = 2*L123;
35 Rn123 = 2*R123;
36 if (i==0)
37 {
38 SetDraftVariable L = L123;
39 SetDraftVariable R = R123;
40 SetDraftVariable Ln = Ln123;
41 SetDraftVariable Rn = Rn123;
42 }
43 else
44 {
45 sprintf(L_temp, "%s%d", L, i);
46 SetDraftVariable L_temp = L123;
47 sprintf(R_temp, "%s%d", R, i);
48 SetDraftVariable R_temp = R123;
49 sprintf(Ln_temp, "%s%d", Ln, i);
50 SetDraftVariable Ln_temp = Ln123;
51 sprintf(Rn_temp, "%s%d", Rn, i);
52 SetDraftVariable Rn_temp = Rn123;
53 }
54 }
```


Appendice B

Script acquisizione valori di tensione da meter

In questa sezione è riportato lo script per l'acquisizione e salvataggio in un file CSV dei valori di tensione di due bus differenti. In particolare, con lo script in questione è possibile lanciare la simulazione e arrestarla al termine dell'acquisizione dati.

```
1  string infilename ,outfilename;
2  int i ,rowsOfData ,j;
3  float R123,L123,Ln123,Rn123,Vn1,Vn794,power,Itrafo;
4  string dummy,L,R,Ln,Rn,L_temp,R_temp,Ln_temp,Rn_temp;
5
6  infilename = "parametri_linee_mod.csv";
7  rowsOfData = 0;
8  fopen(infilename , "r");
9  while(!isEOF(infilename)){
10     fgets(dummy,1e999,infilename);
11     rowsOfData++;
12 }
13
14 fprintf(stderr,"%s%d%s%s","There are ",rowsOfData," rows in ",
15     infilename);
16 rowsOfData = rowsOfData - 2;
17 fprintf(stderr,"%s%d%s%s","Taking away 2 rows for the header and null
18     rows leaves ",rowsOfData," rows of data in ", infilename);
19 fclose(infilename);
20
21 // Skip the header line of the input file:
22
23 fscanf(infilename,"%s %s %s",dummy,dummy,dummy);
24
25 // Assegna nomi alle draft variables
```

```
24 L = "L";
25 R = "R";
26 Ln = "Ln";
27 Rn = "Rn";
28 SetDraftVariable V = 20;
29 for (i = 0; i < rowsOfData; i++){
30
31 // Read parameter from file :
32
33 fscanf(infile, "%f%s%f", R123, dummy, L123);
34 Ln123 = 2*L123;
35 Rn123 = 2*R123;
36 if (i==0)
37 {
38 SetDraftVariable L = L123;
39 SetDraftVariable R = R123;
40 SetDraftVariable Ln = Ln123;
41 SetDraftVariable Rn = Rn123;
42 }
43 else
44 {
45 sprintf(L_temp, "%s%d", L, i);
46 SetDraftVariable L_temp = L123;
47 sprintf(R_temp, "%s%d", R, i);
48 SetDraftVariable R_temp = R123;
49 sprintf(Ln_temp, "%s%d", Ln, i);
50 SetDraftVariable Ln_temp = Ln123;
51 sprintf(Rn_temp, "%s%d", Rn, i);
52 SetDraftVariable Rn_temp = Rn123;
53 }
54 Start;
55 Vn1 = MeterCapture (Bus1_rms);
56 Vn794 = MeterCapture (Bus794_rms);
57 fprintf(outfile, "%f%s%f\n", Vn1, ", ", Vn794);
58 for (j = 0; j < 289; j++)
59 {
60 Wait 5.0;
61 UpdatePlots();
62 Vn1 = MeterCapture (Bus1_rms);
63 Vn794 = MeterCapture (Bus794_rms);
64 fprintf(outfile, "%f%s%f\n", Vn1, ", ", Vn794);
65 }
66 Stop;
```

Appendice C

Script creazione ed analisi dei guasti

```
1 string infilename , outfilename ;
2 int i , rowsOfData , j ;
3 float R123 , L123 , Ln123 , Rn123 , Vn1 , Vn794 , power , Itrafo ;
4 string dummy , L , R , Ln , Rn , L_temp , R_temp , Ln_temp , Rn_temp ;
5
6 // *****
7 // Initialization :
8 // *****
9
10 infilename = "parametri_linee_mod.csv" ;
11 outfilename = "correnti.csv" ;
12 rowsOfData = 0 ;
13
14 fopen ( infilename , "r" ) ;
15 while ( !isEOF ( infilename ) ) {
16     fgets ( dummy , 1e999 , infilename ) ;
17     rowsOfData ++ ;
18 }
19 // Skip the header line of the input file :
20
21 fscanf ( infilename , "%s %s %s" , dummy , dummy , dummy ) ;
22
23 // Assegna nomi alle draft variables
24 L = "L" ;
25 R = "R" ;
26 Ln = "Ln" ;
27 Rn = "Rn" ;
28 SetDraftVariable V = 20 ;
```

```

29 for (i = 0; i < rowsOfData; i++){
30
31 // Read parameter from file :
32
33 fscanf(infile, "%f%s%f", R123, dummy, L123);
34 Ln123 = 2*L123;
35 Rn123 = 2*R123;
36 if (i==0)
37 {
38   SetDraftVariable L = L123;
39   SetDraftVariable R = R123;
40   SetDraftVariable Ln = Ln123;
41   SetDraftVariable Rn = Rn123;
42 }
43 else
44 {
45   sprintf(L_temp, "%s%d", L, i);
46   SetDraftVariable L_temp = L123;
47   sprintf(R_temp, "%s%d", R, i);
48   SetDraftVariable R_temp = R123;
49   sprintf(Ln_temp, "%s%d", Ln, i);
50   SetDraftVariable Ln_temp = Ln123;
51   sprintf(Rn_temp, "%s%d", Rn, i);
52   SetDraftVariable Rn_temp = Rn123;
53 }
54 }
55 SetSwitch AB = 1; % per ottenere la configurazione desiderata
   configurare solamanente switch fasi guast0
56 SetSwitch AC = 4;
57 SetSwitch BC = 2;
58 Start;
59 Wait 5.0;
60 UpdatePlots();
61 PushButton Fault;
62 ReleaseButton Fault;
63 Icc = MeterCapture (Itr1_rms); %guasto trifase a valle del
   trasforamtore
64 fprintf(outfile, "%f%s\n", Icc, ",");
65 Stop;

```

Bibliografia

- [1] Snam Terna spa. *Descrizione degli scenari 2022*. Rapp. tecn. 2022 (cit. alle pp. 1–3).
- [2] *Fonte immagini, Google*. <https://www.key4biz.it/green-deal-la-proposta-della-commissione-ue-dal-2035-in-vendita-solo-auto-a-zero-emissioni> (cit. a p. 2).
- [3] Koirala Elta Koliou Jonas Friege Rudi A. Hakvoort Paulien M. Herder Binod Prasad. «Energetic communities for community energy: A review of key issues and trends shaping integrated community energy systems». In: 56 (apr. 2016), pp. 722–744 (cit. a p. 3).
- [4] Politecnico di Milano. *ELECTRICITY MARKET REPORT 2022*. Rapp. tecn. Nov. 2022 (cit. alle pp. 3, 4).
- [5] Gianfranco Chicco. *Appunti del corso Distribuzione e utilizzazione dell’energia elettrica*. Rapp. tecn. Politecnico di Torino, 2021-2022 (cit. alle pp. 6–9, 21, 82).
- [6] Saeid Ghassemzadeha Sajjad Tohidia Mehdi Ahmadi Jirdehib Vahid Sohrabi Tabara. «Different aspects of microgrid management: A comprehensive review». In: *Journal of Energy Storage* (2020) (cit. alle pp. 6–8).
- [7] Andrea Michele Aleo. *Implementation of an urban distribution system digital twin in real-time*. Tesi di laurea magistrale. 2020/2021 (cit. alle pp. 6, 14).
- [8] Gianfranco Chicco Marialaura Di Somma Giorgio Graditi. *CHAPTER 1 Overview of distributed energy resources in the context of local integrated energy systems*. Elsevier, 2021 (cit. a p. 9).
- [9] Juan Martinez-Velasco. *Transient Analysis of Power Systems: A Practical Approach*. Wiley, 2020 (cit. a p. 11).
- [10] Enrico Pons. *Appunti del corso Impianti elettrici e sicurezza*. Rapp. tecn. Politecnico di Torino, 2022-2023 (cit. a p. 11).
- [11] RTDS Technologies Inc. *Webinar De-risking Microgrids: RTDS & HIL Testing*. Rapp. tecn. (cit. a p. 12).

- [12] T. STRASSER. «Real-Time Simulation Technologies for Power Systems Design, Testing, and Analysis». In: *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal* (2015) (cit. alle pp. 12, 13).
- [13] RTDS Technologies Inc. *User Manual, RTDS Hardware*. Rapp. tecn. (cit. alle pp. 14–17).
- [14] RTDS Technologies Inc. *Distribution Mode User Manual*. Rapp. tecn. (cit. a p. 18).
- [15] Alejandro Navarro Espinosa Luis(Nando) Ochoa. *Dissemination Document “Low Voltage Networks Models and Low Carbon Technology Profiles”*. Rapp. tecn. The University of Manchester, 2015 (agg. 2020) (cit. alle pp. 19, 20, 37, 38, 42, 44).
- [16] RTDS Technologies Inc. *User Manual, Power Systems Library*. Rapp. tecn. (cit. alle pp. 24, 26–28, 32, 66, 69).
- [17] Schneider electric. *Catalog Medium Voltage Distribution Transformer, set series Trihal*. Rapp. tecn. 2021 (cit. a p. 25).
- [18] RTDS Technologies Inc. *Script Language Reference Manual*. Rapp. tecn. (cit. alle pp. 35, 36).
- [19] Enrico Carpaneto. *Appunti del corso Sistemi Elettrici di Potenza*. Rapp. tecn. Politecnico di Torino, 2021-2022 (cit. alle pp. 45, 46, 48).
- [20] RTDS Technologies Inc. *User Manual, Controls Library*. Rapp. tecn. (cit. alle pp. 49, 70, 78, 91, 92).
- [21] ABB S.p.a. *Cabine MT/BT: teoria ed esempi di calcolo di cortocircuito*. Rapp. tecn. (cit. a p. 55).
- [22] CEI-EN. *Norma 60909-0, Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata*. Rapp. tecn. 2016-12 (cit. a p. 55).
- [23] Fulvio Boano Carlo Camporeale Paolo Cavagnero Stefano Fenoglio Roberto Revelli Luca Ridolf. *Mini Hydro e Impatti Ambientali*. Rapp. tecn. Politecnico di Torino, Regione Piemonte, nov. 2011 (cit. a p. 60).
- [24] SHasmaini Mohamada Hazlie Mokhlis Ab Halim Abu Bakar Hew Woi Pinga. «A review on islanding operation and control for distribution network connected with small hydro power plant». In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (ott. 2011), pp. 3952–3962 (cit. a p. 60).
- [25] Mattia Gangi. *Dynamic Modelling of Virtual and Real Inertia Systems in Green Microgrids*. Tesi di laurea magistrale. 2020/2021 (cit. alle pp. 61, 62, 65, 71).
- [26] URL: <https://www.everenergy.it/servizi/impianti-produzione-energia-elettrica/impianti-idroelettrici/> (cit. a p. 61).

- [27] Nanaware R. A Sawant S. R Jadhav B. T. «Modeling of Hydraulic Turbine and Governor for Dynamic Studies of HPP». In: *International Journal of Computer Applications* (2012), pp. 6–11 (cit. a p. 61).
- [28] Prabha Kundur. *Power system stability and control*. McGraw Hill, 1994 (cit. alle pp. 62–64, 78).
- [29] Working Group Prime Mover e Energy Supply. «HYDRAULIC TURBINE AND TURBINE CONTROL MODELS FOR SYSTEM DYNAMIC STUDIES». In: *Transactions on Power Systems* (1992), pp. 167–179 (cit. alle pp. 62, 63).
- [30] IEEE. *IEEE Std 1207™, IEEE Guide for the Application of Turbine Governing Systems for Hydroelectric Generating Units*. Rapp. tecn. 2004 (cit. alle pp. 65, 72–75).
- [31] Zollet Ingegneria Ing. Lucio Zollet. *Progetto Definitivo Impianto Idroelettrico sul Torrente Alberone*. Rapp. tecn. 2017 (cit. a p. 67).
- [32] Zollet Ingegneria Ing. Lucio Zollet. *Relazione delle opere elettromeccaniche Impianto Idroelettrico sul Torrente Alberone*. Rapp. tecn. 2017 (cit. alle pp. 67, 69).
- [33] Siemens. *Catalog Low Voltage brushless 3-phase synchronous alternator*. Rapp. tecn. (cit. a p. 69).
- [34] R. A. Naghizadeh S. Jazebi B. Vahidi. «Modeling Hydro Power Plants and Tuning Hydro Governors as an Educational Guideline». In: *International Review on Modelling and Simulations (I.RE.MO.S.)* (2012), pp. 1780–1790 (cit. a p. 71).
- [35] S. Hagihara H. Yokota K. Goda K. Isobe. «STABILITY OF A HYDRAULIC TURBINE GENERATING UNIT CONTROLLED BY P.I.D. GOVERNOR». In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* (1979), pp. 2294–2298 (cit. a p. 72).
- [36] TERNA Spa. *Partecipazione alla regolazione frequenza potenza*. Rapp. tecn. 2008 (cit. a p. 77).