

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria dei Processi Industriali

Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria Elettrica

Dipartimento di Elettrotecnica



**COLD-IRONING
ALIMENTAZIONE ELETTRICA DELLE NAVI IN PORTO
CON MODALITA' ECO-COMPATIBILI**

Relatore: Prof. Ing. Morris Brenna

Tesi di Laurea Specialistica di:
Daniele Del Carlo
Matr. 721720

Anno Accademico 2009-2010

Grazie alla mia famiglia,
alla mia ragazza,
a tutti coloro che mi hanno aiutato
e a chi mi ha dato la forza di credere nei miei sogni

Indice generale

1	Introduzione	7
2	Cold-Ironing: Una visione d'insieme	8
2.1	Filosofia alla base del cold ironing.....	8
2.1.1	Riduzione consumo carburante e maggiore economicità.....	8
2.1.2	Riduzione inquinamento atmosferico.....	9
2.1.3	Riduzione usura macchinari di bordo.....	11
2.2	Porti che applicano il cold ironing.....	12
2.2.1	Gothenburg (Svezia).....	12
2.2.2	Juneau (Alaska).....	13
2.2.3	Seattle, Washington.....	15
2.2.4	L'esempio californiano.....	16
2.2.4.1	Los Angeles.....	16
2.2.4.2	Long Beach.....	18
2.3	Porto di Venezia.....	19
2.3.1	Peculiarità porto di Venezia.....	19
2.3.2	Tipologie di traffico navale.....	21
2.3.3	Trend futuri.....	22
	Interventi sui collegamenti infrastrutturali	22
2.3.4	Andamento dei traffici commerciali.....	22
2.4	Rete di bordo.....	24
2.4.1	Identificazione del carico	24
2.4.2	Filosofia di esercizio.....	25
2.5	Normativa applicabile.....	27
2.5.1	Impianti di bordo della nave.....	27
2.5.2	Interconnessione.....	29
2.5.3	Analisi armonica.....	30
3	Creazione del modello di rete	31
3.1	Teoria dei convertitori di frequenza.....	31
3.2	Rappresentazione dettagliata della rete di distribuzione lato porto (60Hz).....	35
3.3	Rappresentazione dettagliata della rete di distribuzione AT.....	36
3.4	Analisi della topologia di rete.....	37
3.4.1	Gestione del neutro.....	37
4	Simulazione delle condizioni di funzionamento a regime (load-flow)	38
4.1	Rete Terna al 90% della tensione nominale.....	39
4.2	Rete Terna al 110% della tensione nominale.....	40
5	Simulazione del sistema in corto-circuito	41
5.1	Cortocircuito Trifase Massimo (Lato 50 Hz).....	42
5.2	Cortocircuito Monofase Massimo (Lato 50 Hz).....	43
5.3	Cortocircuito Bifase Massimo (Lato 50 Hz).....	44

6	Verifica della risposta e della selettività del sistema di protezione	45
6.1	Linea in cavo a 132 kV	45
6.1.1	Protezione differenziale di cavo.....	45
6.1.2	Protezione distanziometrica.....	45
6.2	Sbarre a 130 kV.....	45
6.3	Trasformatore 130/20 kV.....	45
6.4	Trasformatori 20/3 kV	48
6.5	Sbarre e quadri a 20 kV.....	48
6.6	Sbarre e quadri a 3 kV.....	48
6.7	Cavi di connessione a 20 kV.....	48
6.8	Cavi di connessione a 3 kV.....	50
6.9	Arrivo da convertitore.....	50
6.10	Congiuntore.....	50
6.11	Protezione contro i guasti a terra.....	50
6.12	Trasformatore 3/11 kV.....	51
7	Tarature del sistema di protezione	54
7.1	Convertitore 1.....	54
7.2	Convertitore 1.....	55
7.3	Convertitore 2.....	56
7.4	Convertitore 3.....	57
7.5	Convertitore 4.....	58
7.6	Trasformatore A.....	59
7.7	Trasformatore B.....	60
7.8	Trasformatore Convertitore.....	61
7.9	Trasformatore AUX.....	62
7.10	Tr_Aux Barra A --Bt.....	63
7.11	TR Porto --TRA.....	64
7.12	EL27 Porto TRA.....	65
7.13	EL28 Porto --TRB.....	66
7.14	TR_C Barra A -- C1.....	67
7.15	EL41 Barra A -- C1.....	68
7.16	EL29 Barra A -- TRA.....	69
7.17	EL36 Barra A – Barra B.....	70
7.18	EL30 Barra A -- TRB.....	71
7.19	EL32 Barra A – C2.....	72
7.20	EL33 Barra A -- C3.....	73
7.21	EL34 Barra B – C4.....	74
7.22	EL37 Barra A – AUX_1.....	75
7.23	EL38 Barra B -- AUX_2	76
8	Simulazione Livelli di disturbo armonico	77
8.1	Teoria generale.....	77
8.2	Calcolo del filtro.....	78
8.3	Analisi armonica.....	79
8.3.1	Con filtro inserito.....	80
8.3.2	Senza filtro inserito.....	81

9	Varie	82
9.1	Standardizzazione della connessione.....	82
9.2	Convenienza del retrofitting per navi non predisposte.....	86
10	Conclusioni	88
11	Bibliografia	89
12	Appendice	91
12.1	Load-Flow dettagliati	91
12.1.1	con rete al 110% della tensione nominale.....	91
12.1.2	con rete al 90% della tensione nominale.....	98
12.2	Calcolo di Corto-circuito dettagliato.....	105
12.2.1	Cortocircuito Bifase Massimo (lato 50 Hz).....	106
12.2.2	Cortocircuito Monofase Massimo (50 Hz).....	110
12.2.3	Cortocircuito Trifase Massimo (50 Hz).....	113
12.2.4	Cortocircuito Monofase Massimo (Lato 60 Hz).....	116
12.2.5	Cortocircuito Trifase massimo (lato 60 Hz).....	118
12.2.6	Cortocircuito Bifase Massimo (Lato 60 Hz).....	120
12.3	Simulazione armonica.....	122
12.3.1	Con filtro inserito.....	123
12.3.2	Senza filtro inserito.....	126
12.4	Definizione delle specifiche del sistema di alimentazione.....	129
12.4.1	Parte 50 Hz.....	130
12.4.2	Parte 60 Hz.....	145

Contenuto

Capitolo 2: Si è cercato di analizzare il cold-ironing attraverso uno sguardo d'insieme sulla filosofia realizzativa e sulle varie installazioni attualmente esistenti a livello mondiale. Dopo aver valutato nel dettaglio la situazione attuale del porto di Venezia, si è passato ad analizzare la situazione normativa su cui si è basato l'intero lavoro.

Capitolo 3: Si è analizzato lo schema di rete e dei suoi componenti costitutivi allo scopo di poterne realizzare un modello, necessario per l'implementazione e quindi lo studio del sistema attraverso i software di simulazione

Capitolo 4: Si è eseguita una simulazione di load-flow, in condizioni di funzionamento a regime. Il load-flow è stato eseguito a partire da due condizioni iniziali diverse della rete di alimentazione.

Capitolo 5: Si è eseguita la simulazione di un corto-circuito, sia sulla parte a 50 Hz, che sulla parte a 60 Hz. Di questa simulazione si è riportato un breve riassunto dei dati.

Capitolo 6: Si sono analizzate le protezioni installate sui vari elementi costituenti l'impianto, allo scopo di poterne garantire un funzionamento in sicurezza.

Capitolo 7: Si sono riportate le tarature delle protezioni installate sull'impianto, con i relativi grafici.

Capitolo 8: Essendo presente all'interno dell'impianto un componente non lineare di grossa potenza, si è proceduto ad eseguire l'analisi armonica del funzionamento dell'impianto, confrontando un funzionamento con filtro e senza filtro.

Capitolo 9: In questo capitolo si è parlato di due argomenti fondamentali, la necessità di una standardizzazione della connessione e la convenienza del retrofitting per le navi non predisposte in fase di costruzione.

Appendice: Si sono riportati i dati estesi dei calcoli di corto-circuito, analisi armonica, load-flow e delle specifiche del sistema

1 Introduzione

Lo studio della rete elettrica per l'impianto di Cold-Ironing ubicato presso la stazione portuale di Venezia è stato realizzato utilizzando il programma di calcolo Neplan della B. & C. Erlangen.

Il programma, dotato di un'interfaccia di tipo CAD, permette sia la progettazione dell'impianto sia la successiva verifica, attraverso simulazioni di corto-circuito, load-flow, simulazioni di livello di disturbo armonico e controllo della selettività della taratura degli impianti di protezione.

Per lo sviluppo e la progettazione di questo impianto, essendo tutti i requisiti decisamente aleatori, si è iniziato identificando il carico. L'identificazione del carico è stata fatta attraverso il modello di una nave da crociera, la Costa Pacifica, assunta a ruolo di nave tipo, gentilmente fornita da Selectivity di Gambirasio.

Si è in seguito realizzato, utilizzando sempre il programma Neplan, una simulazione delle condizioni di funzionamento a regime.

In seguito si è proceduto a fare una simulazione delle condizioni di corto-circuito, monofase, bifase e trifase.

Si è inoltre proceduto alla localizzazione e alla taratura delle protezioni all'interno dell'impianto, in maniera da poterne garantire un funzionamento in condizioni di sicurezza.

Essendo presente all'interno dell'impianto una sorgente di armoniche di notevole potenza, si è anche proceduto ad eseguire una simulazione dei livelli di disturbo armonico, per stabilire se fosse necessaria l'installazione o meno di un filtro.

In ultimo, si sono prese in considerazione alcune problematiche, per lo più di tipo economico-normativo. Per esempio si è preso in considerazione il problema della standardizzazione della connessione e la convenienza economica del retrofitting di navi non predisposte dalla nascita di adeguate soluzioni tecniche per consentire il cold-ironing.

Il lavoro ha comportato un notevole utilizzo della normativa di riferimento, quando esistente, o l'utilizzo di soluzioni il più possibile condivise tra le varie installazioni attualmente esistenti sul pianeta. Questo per rendere ogni soluzione adottata la meno proprietaria possibile.

2 Cold-Ironing: Una visione d'insieme

2.1 Filosofia alla base del cold ironing

Durante la permanenza delle navi nelle banchine dei porti, pur non essendo più presenti le esigenze legate alla propulsione, è necessario comunque che alcuni servizi, dipendenti dalla tipologia di nave rimangano alimentati.

Per questo è necessario mantenere in funzione dei generatori ausiliari che possano permettere una continuità della fornitura elettrica anche per permanenze che possono essere di lungo periodo.

Soprattutto nei porti di gran traffico e di dimensioni considerevoli si è reso necessario l'alimentazione dell'impianto elettrico di bordo da parte della rete terrestre, pratica denominata cold-ironing, in modo da poter sospendere il prima possibile l'utilizzo dei generatori ausiliari.

Il cold-ironing trova quindi la sua ragion d'essere in ragioni di tipo economico, ambientale e di risparmio sulle strutture della nave

2.1.1 Riduzione consumo carburante e maggiore economicità

Una seria analisi riguardo all'adozione del cold-ironing nei porti non può prescindere da una valutazione di economicità di tutto il sistema.

Questo tipo di valutazione mira a trovare un gruppo di navi, individuato per mezzo di alcuni parametri come la tipologia della nave, il consumo della stessa, il tempo di permanenza in banchina, che possano essere adatte a questa trasformazione.

Ovviamente la maggiore o minore economicità di questo sistema non è indifferente rispetto al momento in cui il sistema di cold-ironing è installato sulla nave.

In caso di montaggio “after-market” ovviamente si devono sostenere dei costi maggiori e quindi il gruppo di navi adatte a questa trasformazione viene ridotto in maniera sensibile.

Per l'analisi bisogna necessariamente tenere in considerazione il prezzo del carburante, con le relative oscillazioni, e le differenti prezzistiche dei vari tipi, considerando che generalmente i carburanti a minore tenore di zolfo, considerati più ecocompatibili, hanno anche un costo maggiore.

Sarebbe consigliato includere nella casistica economica anche eventuali costi sostenuti dalla comunità ospitante il porto, siano essi costi di tipo sanitario o di tipo politico.

2.1.2 Riduzione inquinamento atmosferico

La riduzione dell'inquinamento atmosferico prodotto dai porti diventa un'esigenza imprescindibile quando si parla di porti di grandi dimensioni oppure di porti addossati ad insediamenti urbani di grosse dimensioni.

Sono esempi classici di questa situazione i porti di Los Angeles e di Long Beach in California, dove l'alta incidenza delle strutture portuali sull'inquinamento della zona è stata verificata attraverso analisi governative che hanno avuto un'ampia eco presso l'opinione pubblica.

“ Il solo Porto di Los Angeles produce giornalmente 31,4 tonnellate di NOx, contro le 0,5 tonnellate prodotte in un giorno da 500.000 autovetture ”

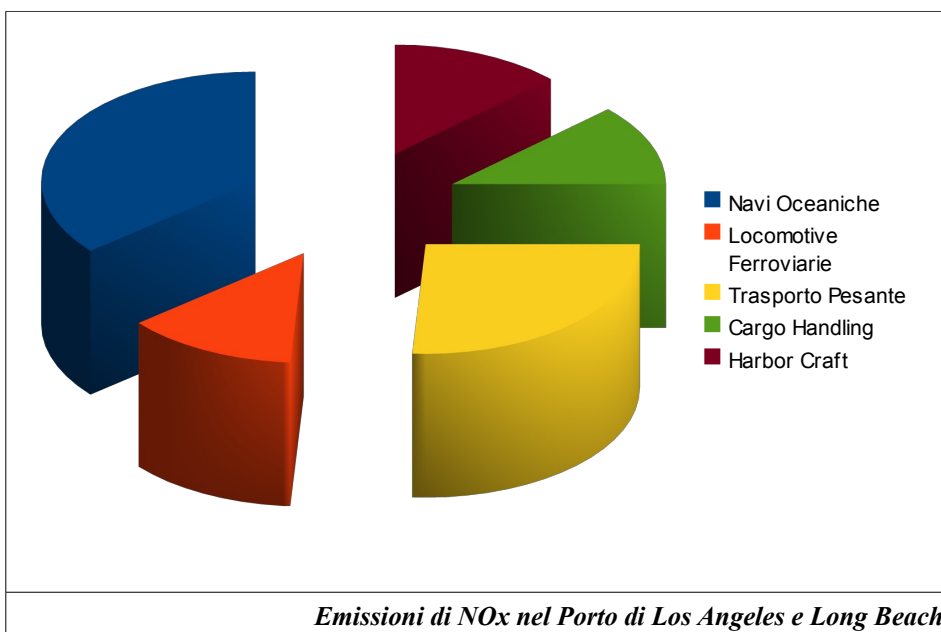
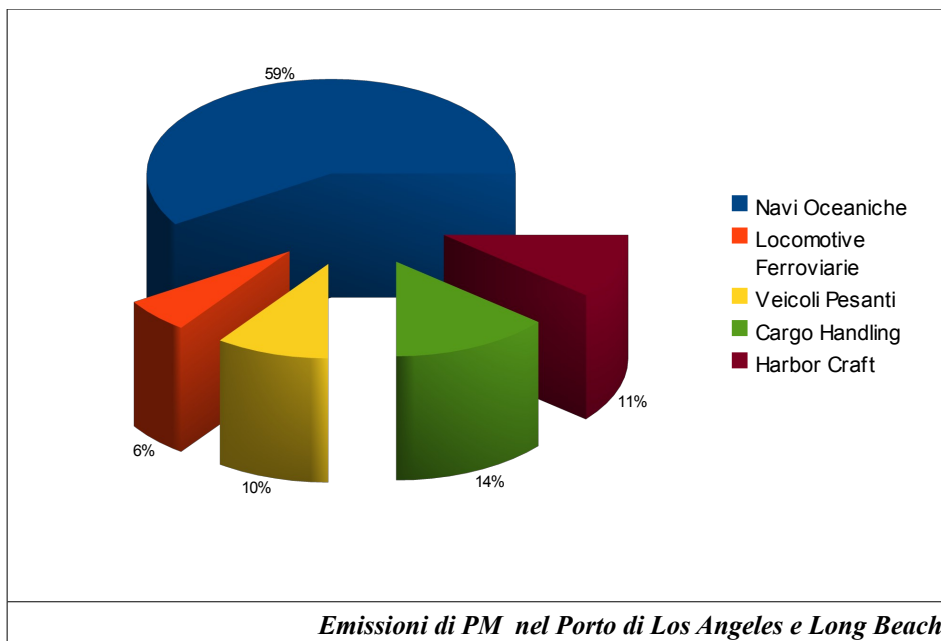
Natural Defense Council, Coalition for Clean Air studies and LA Times

“Gli enti preposti al controllo della qualità dell’aria affermano che un quarto dell’inquinamento di Los Angeles è prodotto dai porti di Los Angeles e Long Beach ”

LA Times August 31st ,2004

“ Le navi che arrivano al Porto di Los Angeles e Long Beach producono più inquinamento di ogni altra attività presente nell’area di LA ”

USA Today ,Sept 3rd, 2004



I sindaci e assessori di Long Beach e Los Angeles, insieme ai dirigenti della US South Coast Air Quality Management District, hanno insistito e deciso affinché il sistema di alimentazione elettrica a terra delle navi (denominata “Alternative Maritime Power-AMP”, oppure “Cold Ironing”) diventasse una delle priorità per ridurre l’impatto delle attività portuali sulla salute pubblica.

La legislazione californiana attualmente in vigore impone che una nave nell'ambito del porto possa tenere in funzione i generatori ausiliari per massimo 3 ore. Nel rimanente periodo deve essere utilizzata l'energia elettrica da terra (legge 2299.3)

Categoria	NOx (TPD)	PM (TPD)	HC (TPD)	SOx (TPD)
Container	10.8	0.18	0.34	0.19
Bulk	1.4	0.02	0.04	0.04
Passeggeri	1.7	0.04	0.05	0.03
Refrigeranti	1.4	0.1	0.04	0.21
Product Tanker	0.7	0.02	0.02	0.05
Vehicle Carrier	0.5	0.01	0.01	0.01
Crude-Oil Tanker	0.6	0.01	0.01	0.01
Total	17.1	0.38	0.51	0.54

Riduzione delle emissioni dovuta al cold-ironing per categoria di nave.

2.1.3 Riduzione usura macchinari di bordo

In regime di cold-ironing dopo un primo momento in cui si effettua il parallelo tra la rete di bordo e la rete terrestre, i generatori ausiliari possono essere arrestati, in quanto il loro scopo è cessato di esistere.

Questo implica che per tutto il tempo che una nave permane all'interno del porto, escludendo quelle poche ore necessarie per le operazioni immediatamente a ridosso dell'arrivo o della partenza, l'usura di tutti i componenti legati alla generazione ausiliaria è nulla.

Quindi la vita dei generatori ausiliari aumenta, diminuisce la necessità di manutenzione anche alle parti collegate.

Oltretutto le componenti che si occupano di fare e gestire il parallelo tra nave e terra sono componenti di tipo elettronico, dove l'usura non entra in maniera preponderante in gioco.

Ciò non vuol dire che non abbiano bisogno di manutenzione, in quanto i componenti elettronici sono passibili di guasti che potrebbero, in caso di mala progettazione, comportare la sospensione immediata della fornitura di potenza.

2.2 Porti che applicano il cold ironing

2.2.1 Gothenburg (Svezia)

Il porto di Gothenburg ha due terminal dedicati a navi passeggeri e a navi Ro-Ro (Roll-on/Roll-off) che sono stati equipaggiati con le connessioni elettriche necessarie per il cold-ironing. Le caratteristiche di questi terminal sono fondamentalmente riassumibili con:

1. le navi che arrivano nel porto hanno una postazione preassegnata presso la banchina
2. le navi che arrivano in questo terminal viaggiano seguendo degli orari prestabiliti

Queste due caratteristiche rendono il dimensionamento del progetto molto più semplice in quanto consentono di effettuarlo in maniera precisa, sottraendo il progettista alla necessità di una analisi di tipo statistico della tipologia di navi che utilizzeranno il cold-ironing.

Tutte le linee afferenti a questo terminal attualmente sono di proprietà di DFDS Tor Line AB, che effettua otto viaggi la settimana verso Immingham (Inghilterra) e sei verso Ghent, in Belgio.

Il progetto è stato iniziato in cooperazione con Stora Enso, un produttore di carta svedese, che era interessato a ridurre le sue emissioni dovute al trasporto per poter ottenere la certificazione ambientale ISO 14001 (Environmental Management System)

Il sistema è in funzione sin dall'anno 2000 senza alcun problema degno di nota.

Utilizza un cavo a 10 kV; la fornitura viene trasformata a bordo a 400 V in corrente continua. L'alimentazione di questa utenza viene effettuata attraverso il surplus locale di energia generata da generatori eolici. La connessione e la disconnessione viene effettuata dagli operatori del terminal e di solito non sono necessari più di 10 minuti per completare tutto il processo.



La richiesta di potenza da parte della nave in banchina, per questa particolare tipologia, normalmente va da 1 a 1.5 MW.

Secondo alcune ricerche del porto di Gothenburg, il cold-ironing delle sei navi che si alternano durante la settimana ha permesso una riduzione di 80 tonnellate metriche di Nox, 60 tonnellate metriche di Sox e due tonnellate metriche di PM all'anno.

Oltretutto, ai livelli attuali di costo della fornitura di energia elettrica, la fornitura di energia in banchina si è dimostrata essere meno onerosa che la generazione elettrica a bordo.

Il porto di Gothenburg crede che molte più navi adotterebbero il cold-ironing, anche in seguito alla costruzione della nave se più porti offrissero una connessione elettrica di tipo standardizzato sulla banchina.

Deve essere notato che le navi traghetto hanno una bassa richiesta di energia durante la loro

permanenza in banchina, in quanto questa è utilizzata soltanto per scopi di illuminazione e ventilazione. Oltretutto le navi traghetto non hanno macchinari in movimento tipici delle navi cargo e hanno solo una piccola attività lato banchina. Queste condizioni rendono molto semplice per il porto di Gothenburg procedere all'elettrificazione delle banchine. Elettrificare banchine destinate a navi oceaniche o a navi da crociera risulta essere molto più complicato in quanto pone sfide che risultano essere completamente non necessarie per il mondo del trasporto passeggeri su traghetto.

2.2.2 Juneau (Alaska)

Princess Cruises ha iniziato ad applicare il cold-ironing alle sue navi ormeggiate al molo South Franklin Street a Juneau nel 2001. Il sistema di alimentazione fu installato in seguito alle preoccupazioni dei cittadini riguardo alle emissioni di inquinanti gassosi da parte delle navi in visita durante l'estate. Durante la stagione estiva, l'aria è stagnante sopra Juneau e le emissioni dai motori ausiliari delle navi contribuiscono significativamente a ridurre la visibilità.

Secondo quanto comunicato dalla Princess Cruise vi sono attualmente sei navi che sono equipaggiate con il cold ironing nel porto di Juneau. Se due di queste navi si trovano in porto contemporaneamente, soltanto una nave è alimentata da terra perchè il molo South Franklin Street ha solo un posto disponibile.

Secondo il rapporto 2005 dell'autorità portuale di Juneau sul traffico passeggeri, 38 navi hanno visitato Juneau durante l'estate, incluse tutte e sei le navi della Princess Cruise che erano state adattate per l'alimentazione da terra. Una di queste navi non ha mai attraccato al molo di South Franklin Street, ma in ogni caso le 5 navi rimanenti hanno costituito complessivamente 93 dei 586 attracchi nel porto nel 2005, rappresentandone quindi il 16%.

In questo luogo, un trasformatore a doppio voltaggio che può abbassare la tensione a 6,6 kV o a 11 kV, fornisce energia proveniente dalla locale compagnia elettrica. Dei cavi sotterranei portano l'energia fino all'interruttore di banchina, dove partono 4 cavi flessibili da 3 pollici e mezzo che terminano alla nave.

Il cavo è sospeso ad una guida mobile di acciaio ed assume una forma a festone. La guida mobile è localizzata vicino alla nave. Questo sistema permette ai cavi di adattarsi alla varie tipologie di navi, sia in altezza che lunghezza, che attraccano al porto di Juneau e soprattutto permette all'intera struttura di resistere a venti anche di 180 km/h che caratterizzano il porto durante la stagione invernale.



Quando il personale di servizio collega la nave con il sistema elettrico terrestre, utilizza questa particolare sistemazione del cavo a festone per abbassare il cavo fino al livello della apertura laterale, attraverso cui sono fatti passare i cavi e i connettori da 70 libbre appositamente costruiti si vanno a innestare sulla connessione della cabina elettrica di bordo. La connessione del cavo è realizzata attraverso un connettore maschio/femmina simile a quello utilizzato nelle società estrattive americane.

Un sistema software a bordo della nave permette la sincronizzazione automatica, il parallelo e il trasferimento di carico. La sincronizzazione dell'impianto della nave è obbligatoria per le navi passeggeri in quanto ogni tipo di sospensione del servizio di fornitura della corrente elettrica è considerato inaccettabile.



2.2.3 Seattle, Washington

Princess Cruise ha iniziato a utilizzare il cold ironing su due delle sue navi, predisposte per il servizio, la Diamond Princess e la Sapphire Princess, nel porto di Seattle nell'estate del 2005. Questo progetto è stato realizzato per mezzo della collaborazione tra Princess Cruise, il porto di Seattle, Seattle City Light (il fornitore di energia) e l'agenzia di protezione dell'ambiente degli Stati Uniti con lo scopo di ridurre le emissioni del nuovo terminal 30 del porto, condiviso dalla Princess Cruise con la Holland America Line. Il porto ha due terminali passeggeri utilizzati da 5 linee passeggeri. Secondo la programmazione portuale del 2006, si sono registrate 193 visite da 13 navi. 40 di queste visite sono state effettuate dalle due navi da crociera della Princess Cruise adattate al cold-ironing.

A Seattle l'energia è portata ad un trasformatore appositamente costruito che può abbassare la tensione a 11 o 6.6 kV, in maniera simile a cosa succede nel porto di Juneau.

Questo particolare trasformatore è stato realizzato per adattarsi in maniera flessibile alle varie navi della flotta Princess Cruise, dalle più piccole precedentemente adattate al porto di Juneau fino alle più grandi Diamond Cruise e Sapphire Cruise. Come a Juneau, 4 cavi portano l'energia elettrica alla cabina elettrica di bordo attraverso un'apertura laterale sulla fiancata. I cavi sono abbassati al livello della nave da una carrucola collegata ad una struttura metallica localizzata sul bordo del molo. La struttura può essere allontanata della nave quando non più necessaria.



Cavi elettrici presso il terminal Princess Cruises nel porto di Seattle.

2.2.4 L'esempio californiano

2.2.4.1 Los Angeles

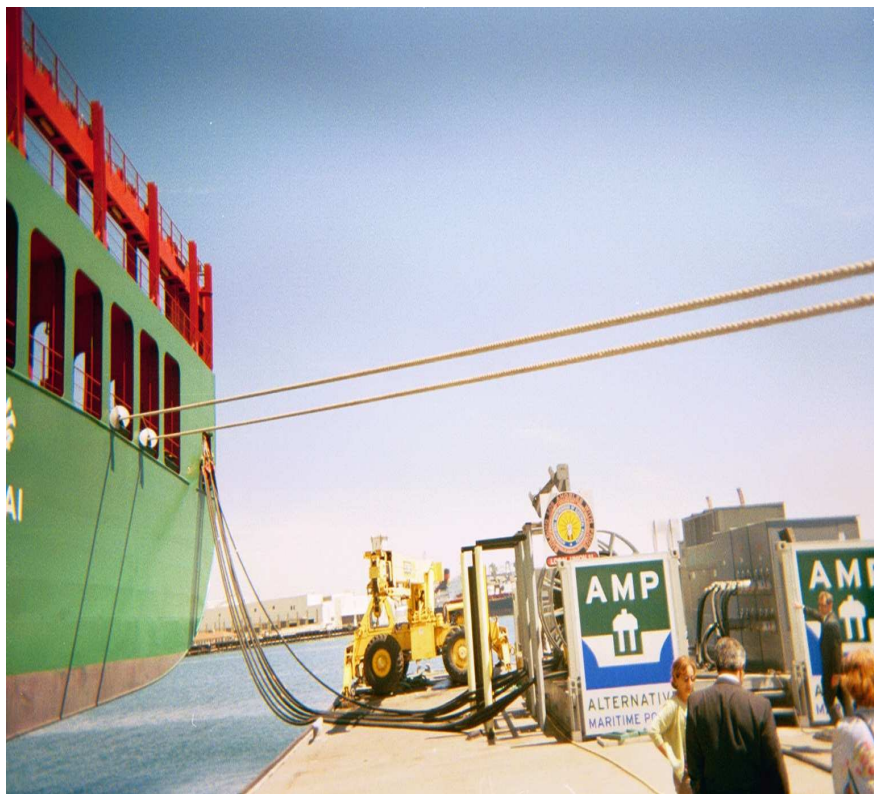
Nel 2001, il sindaco di Los Angeles James Hahn inaugurò la politica del “No Net Increase” per quanto riguardava il porto di Los Angeles. Lo scopo di questa politica era quello di mantenere il livello di emissioni ai livelli di quelli del 2001. Fu stabilita una task force per sviluppare un piano per poter soddisfare gli obiettivi imposti. La task-force nel giugno del 2005 ha consegnato un rapporto che identificava 68 misure di controllo per quanto riguardava diverse aree del porto che potevano ridurre e controllare le emissioni fino al 2025.

Nel novembre 2005, l'Autorità Portuale rilasciò una bozza di un protocollo chiamato “NNI Control Measures Evaluation Overview,” ma attualmente questa bozza di protocollo non è ancora stata adottata.

Una delle misure che erano state raccomandate è l'espansione di un programma già iniziato nel porto, conosciuto come programma Alternative Maritime Power (AMP). Si trattava di un progetto volontario sviluppato per ridurre le emissioni delle navi all'interno della struttura fornendo energia elettrica a navi container e passeggeri.

In questo programma, una compagnia di navigazione stabiliva di utilizzare il cold-ironing per almeno 5 anni, come parte del contratto di affitto. Come incentivo per chi partecipava al programma, l'Autorità Portuale forniva un finanziamento a fondo perduto di 810.000 \$ come parziale scomputo dei costi di installazione del cold-ironing a bordo della nave. La bozza di protocollo andava oltre questo programma volontario rendendo di fatto obbligatorio ad ogni nave che attraccasse nel porto di Los Angeles per più di 5 volte l'anno di essere fornita di sistemi che le permettessero l'utilizzo del cold-ironing.

Il terminal China Shipping



Il porto di Los Angeles ha adattato il terminal della China Shipping per utilizzare una infrastruttura di cold-ironing come parte di un accordo politico avvenuto con la città di Los Angeles. Questo accordo richiede che un minimo del 70% delle navi che attraccano a questo molo utilizzino il cold-ironing. Due navi hanno iniziato a utilizzare questo sistema del 2004, ma il Programma, secondo dei recenti rapporti, nel 2005 ha coinvolto altre 13 navi della compagnia China Shipping, arrivando a rappresentare il 72% nell'uso del cold-ironing. Sebbene questi numeri possano sembrare

impressionanti rappresentano ancora una piccola percentuale delle visite delle navi porta-container

del porto di Los Angeles, che nel 2004 ammontavano a 2940 visite.

Nel porto di Los Angeles, una sottostazione localizzata ai margini della proprietà fornisce energia elettrica a 14,5 kV, che sono poi abbassati a 6,6 kV da alcuni trasformatori in prossimità delle navi.

Dei cavi sotterranei trasportano per centinaia di metri l'energia elettrica fino alla fine del molo. Un ulteriore trasformatore localizzato in una zona nella vicinanze della nave riduce la tensione fino a 440 V. Questa zona contiene inoltre tutti gli altri apparecchi utilizzati per il collegamento con la nave, che avviene attraverso nove cavi.

Quando una nave è pronta per essere connessa alla rete terrestre, un carrello elevatore solleva i cavi fino al livello della nave, dove il personale li collega in un pannello all'interno della nave. Il porto ha indicato che in future realizzazioni del cold-ironing non verrà più utilizzata la configurazione di una zona completamente riservata allo scopo, a causa delle dimensioni e soprattutto del costo.



2.2.4.2 Long Beach

Nell'aprile del 2003 il porto di Long Beach ha commissionato a ENVIRON International uno studio di fattibilità di una connessione elettrica con le navi, piuttosto che utilizzare i motori ausiliari durante la loro permanenza nel porto. Lo studio, chiamato “Cold Ironing Cost Effectiveness Study,” , fu terminato nel 2004 e considerò 12 navi, che avrebbero rappresentato uno spaccato di tutti i tipi di navi, di ogni età e frequenza di attracco nel porto di Long Beach. Le emissioni durante la permanenza delle navi in porto furono calcolate in base al numero di ore che la nave era ormeggiata, la richiesta di energia della nave una volta attraccata, il numero di attracchi annuali e il fattore di emissione dei motori ausiliari. Lo studio includeva dei costi stimati per rendere adatte al cold-ironing le 12 categorie di navi. Il risparmio del costo del carburante fu basato sull'analisi di due navi che usavano benzina distillata e le altre 10 che utilizzavano petrolio di scarsa qualità.

Utilizzando una soglia di costo di 15.000 \$ per una tonnellata di emissioni totali (NO_x, SO_x, CO, VOC, e PM, tutti ugualmente ripartiti) e una vita di progetto di 10 anni, l'analisi indicò che 5 delle 12 navi sarebbero state adatte al cold-ironing. Questi vascelli erano: una nave porta-container, due navi refrigerate, una nave passeggeri e una petroliera. Queste categorie di navi, per requisiti di potenza, numero degli attracchi annuali, e durata della permanenza in banchina, che risultavano più alti della media, risultavano beneficiare particolarmente del cold-ironing. Lo studio che il costo effettivo del cold-ironing poteva anche essere determinato dalla potenza annua assorbita da una nave ad una banchina specifica. In un ipotetico scenario di adattamento “after-market”, dove il cold-ironing è installato in un momento successivo alla costruzione della nave, la soglia di economicità risulta essere di almeno 1.8 milioni di kilowattora di consumo annuo alla banchina. In caso il cold-ironing venga installato in durante la costruzione la soglia di economicità risulta essere a 1.5 milioni di kilowattora.

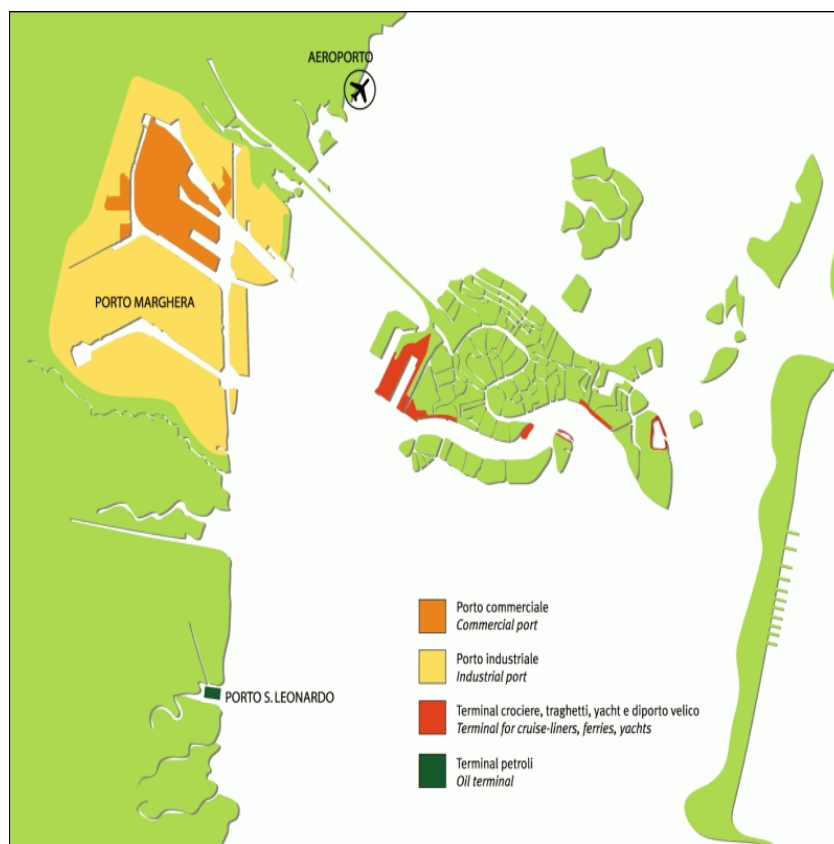
ENVIRON concluse un secondo studio nel novembre del 2004 per determinare quale delle navi che attraccavano più frequentemente nel porto di Long Beach (più di 6 visite annue) fosse candidata per il cold-ironing. Di 151 navi, 26 vennero identificate come potenziali candidate. Di queste 22 erano navi porta-container, 2 navi erano navi refrigerate e due erano navi passeggeri.

Nel gennaio 2005 fu approvata una policy del porto per guidare il porto in modo ecocompatibile. Il porto ha commissionato di fornire il cold-ironing nelle nuove banchine e nei terminali container. Il porto di Long Beach richiederà ad alcune particolari categorie di navi di utilizzare il cold-ironing, mentre le restanti dovranno utilizzare nafta a basso contenuto di zolfo per i generatori ausiliari.

2.3 Porto di Venezia

2.3.1 Peculiarità porto di Venezia

Il porto di Venezia si estende su una superficie complessiva di circa 20 milioni di mq. E' suddiviso in due zone: Marittima e Marghera. La Marittima costituisce il vecchio nucleo portuale sorto agli inizi del secolo scorso ed è attualmente destinata esclusivamente al traffico passeggeri. Il traffico merci è invece concentrato nell'area di Marghera. Lo scalo lagunare è caratterizzato da traffici quanto mai differenziati e si colloca ad un livello di eccellenza all'interno del bacino adriatico per il trasporto di rinfuse secche, prodotti liquidi e petroliferi, traffico passeggeri ferry e crocieristico. Venezia è inoltre al primo posto, fra i porti del sistema alto adriatico, per la movimentazione di containers. Nel complesso il porto di



Il porto di Venezia

Venezia rimane un terminale in cui prevalgono gli sbarchi sugli imbarchi e le merci a basso valore aggiunto, quali le materie prime da destinare ai processi di trasformazione attuati dalle imprese del suo hinterland. Nel corso degli anni '90, tuttavia, si è registrato un sostanziale incremento delle merci ad elevato valore aggiunto fra quelle imbarcate, indice questo che lo scalo sta divenendo progressivamente uno dei punti di partenza privilegiati delle produzioni regionali dirette verso i mercati internazionali. Nel corso del 2003 il traffico generale ha superato per la prima volta i 30 milioni di tonnellate, con un incremento del 1,6% rispetto al 2002. Stabili il settore commerciale e petroli, il tasso di crescita più elevato è stato registrato nel settore dei traffici industriali (+4,5%). Il traffico container ha conosciuto un nuovo record assoluto, con più di 283.000 Teu movimentate nel corso dell'anno e un saldo positivo dell'8,1% rispetto al 2002.

Nuovo record anche per il settore passeggeri, con più di 1,1 milioni di persone che sono transitate attraverso le strutture della stazione Marittima. Lo scalo lagunare costituisce ad oggi il primo polo occupazionale della provincia di Venezia, con circa 18.500 addetti.

Il porto di Venezia dispone di un efficiente sistema di infrastrutture di collegamento con il proprio retroterra, fattore questo essenziale per servire ed ampliare i propri mercati. La rete autostradale consente di raggiungere da Venezia tutte le più importanti città italiane ed europee. Buoni sono anche i collegamenti ferroviari, che possono contare su una rete quasi tutta a doppio binario ed elettrificata. Il porto dispone di due stazioni ferroviarie, quella di Venezia Santa Lucia e quella di Venezia Mestre. Venezia è inoltre l'unico fra i principali porti su scala nazionale ad essere inserito

nel sistema idroviario padano-veneto, che mediante il ricorso a chiatte fluviali consente di raggiungere importanti centri dell'interno quali Ferrara, Mantova e Cremona. Per i suoi traffici lo scalo veneziano può infine contare sull'Aeroporto Marco Polo di Tessera, che si colloca al terzo posto in Italia per traffici ed importanza, alle spalle di Roma e Milano.

Fra i porti dell'Alto Adriatico, Venezia è l'unico, insieme a Trieste, ad offrire collegamenti diretti intercontinentali. A livello intercontinentale, le principali destinazioni sono New York per gli Stati Uniti e Singapore per l'Estremo Oriente. Da Venezia sono disponibili servizi di collegamento diretto proprio per Singapore. Vi sono anche collegamenti con il Mar Rosso, in particolare con il porto saudita di Gedda. Lo scalo veneziano è inoltre l'unico, fra quelli dell'Adriatico, ad offrire partenze settimanali per il Nord Africa, segnatamente per Algeri, Tripoli, Alessandria e Damietta (Egitto). I collegamenti con il Nord Europa riguardano invece strutture localizzate esclusivamente nel Benelux e in Gran Bretagna. Per quanto riguarda i servizi marittimi a corto raggio, sono particolarmente sviluppati i collegamenti inframediterranei. Riportiamo qui di seguito le relazioni a breve e media distanza servite dallo scalo di Venezia, specificando la frequenza dei collegamenti e la tipologia di servizi forniti:

- Corfù-Patrasso: traghetto stagionale;
- Ancona: 1 volta alla settimana con servizio di carico/scarico;
- Corfù: 10 partenze settimanali con servizio di carico/scarico;
- Durazzo: 1 volta alla settimana con servizio di carico/scarico;
- Gioia Tauro: tre partenze settimanali con servizio container;
- Igoumenitsa: 7 partenze settimanali con servizio di carico/scarico;
- Patrasso: 7 partenze settimanali con servizio di carico/scarico;
- Pireo: dalle 3 alle 4 partenze settimanali con servizio container;
- Salonicco: dalle 2 alle 3 partenze settimanali con servizio container;
- Spalato: traghetto stagionale.

Altri porti di trasbordo collegati a Venezia sono quelli di Taranto e Malta.

Per quanto riguarda i servizi di cabotaggio e trasporto combinato strada-mare il porto di Venezia ha sviluppato una prima direttrice, la Venezia-Bari-Catania, che viene servita settimanalmente dalla compagnia Adriatica con un transit time di 48 ore.

Il porto di Venezia dispone complessivamente di 34 km di banchine e di 88 accosti. La zona operativa portuale ha una superficie che assomma a quasi 1 milione di mq, dei quali 200.000 sono coperti.

Nel porto di Venezia esiste un terminale specializzato per i containers con 500 metri di banchina e 18 ettari di superficie. Nel corso del 2002 era previsto di aumentare la superficie a disposizione, portandola a 27 ettari, e di aggiungere ulteriori 350 metri di banchina ed un accosto Ro-Ro. Una nuova gru, della capacità massima di 60 tonnellate, è stata posizionata all'interno del terminale container ed ha contribuito ad aumentarne significativamente la produttività.

Il traffico Ro-Ro interessa entrambe le sezioni dello scalo lagunare: a Marittima è disponibile un'area di 40.000 mq, a Marghera di 30.000 mq. Le due aree sono servite complessivamente da 14 accosti e da una stazione dedicata al settore passeggeri.

2.3.2 Tipologie di traffico navale

Le navi oceaniche sono progettate in maniera diversa in relazione al diverso tipo di merce o materiale che dovranno trasportare. Per esempio le navi che trasportano automobili sono progettate in maniera differente rispetto alle navi che trasportano merci deperibili. Questi diversi tipi di merce che entrano ed escono dal porto determinano anche il tipo di navi che frequenteranno il porto. In generale si riportano sei categorie di navi, le quali verranno sommariamente descritte di seguito.

- **Navi Portacontainer**

Le navi porta-container sono progettate per trasporti di tipo cargo, quindi per merci come mobilio, elettronica e vestiti, attraverso l'uso di contenitori standardizzati. Questi container hanno la loro capacità misurata in TEU (Twenty-foot equivalent units). La dimensione di un TEU è di 20 piedi in lunghezza, 8,5 piedi in altezza e 8 in larghezza. Un tipico container è lungo 40 piedi, quindi due TEU

- **Navi Passeggeri**

Le navi passeggeri trasportano passeggeri in viaggi di piacere come possono per esempio essere le crociere. Queste navi si fermano tipicamente in porto per partecipare ad attività coordinate sulla banchina. Spesso queste navi includono anche piscine, ristoranti e centri fitness per un migliore rilassamento a bordo

- **Navi Frigorifero**

Le navi refrigerate sono usate per trasportare prodotti deperibili, come per esempio frutta e carne. Questi prodotti sono di solito impacchettati in pallet che vengono poi conservate in stive refrigerate

- **Navi cisterna**

Sono progettate per portare prodotti liquidi e gassosi, come per esempio prodotti chimici, il petrolio e i prodotti raffinati derivati dal petrolio. Questi prodotti sono pompati nelle e dalle stive durante la permanenza della nave alla banchina.

- **Navi Portarinfuse**

Questa tipologia di nave e le navi cargo portano materiale che non è facilmente immagazzinabile in container, come pezzi di legno e limatura di ferro. Queste navi cargo generalmente trasportano queste merci in quantità così grandi che non è necessario impacchettarle in un qualche modo.

- **Trasporto Veicoli**

Questa tipologia di nave è utilizzata per trasportare veicoli dotati di ruote, come possono essere le automobili, camion o vagoni ferroviari. Queste navi sono di solito identificate come navi "RO-RO" (da roll on, roll off), in quanto le merci possono essere caricate e scaricate con le proprie ruote, senza il bisogno di gru.

2.3.3 Trend futuri

Interventi sui collegamenti infrastrutturali

Lo scalo lagunare soffre, ormai da tempo, di infrastrutture stradali e ferroviarie del tutto inadeguate a sostenere l'incremento della domanda di trasporto proveniente dagli operatori del sistema economico e produttivo.

Tra gli interventi utili a rendere maggiormente fluido il traffico, rammentiamo la nuova direttrice stradale d'ingresso ed uscita dall'area portuale di Marghera ed il potenziamento dell'intera rete ferroviaria di Porto Marghera.

L'incremento dei traffici, unitamente alle mutate caratteristiche delle flotte oggi in circolazione, rende quanto mai necessario l'avvio delle operazioni di escavo dei canali per raggiungere profondità pari a 12 metri. A questi interventi vanno aggiunti anche i lavori di dragaggio delle vie navigabili di accesso al porto e dei bacini di evoluzione. E' prevista la realizzazione di un ponte strallato della lunghezza di 425 metri sul canale industriale ovest. L'opera risponde all'esigenza di separare il traffico urbano da quello portuale e di eliminare l'interferenza, oggi esistente, tra la rete stradale e quella ferroviaria.

Nell'ambito del progetto delle cosiddette "autostrade del mare", ovvero di un potenziamento del cabotaggio marittimo a corto e medio raggio per decongestionare la rete viaria nazionale, Venezia aspira a ricoprire un ruolo di primo piano, soprattutto in relazione ai collegamenti adriatici. L'Autorità Portuale sta considerando la possibilità di creare un nuovo terminal per i traghetti e le navi Ro-Ro nella zona di Fusina, alle spalle di Porto Marghera. L'area in questione si presta ad accogliere tali tipologie di traffico grazie anche alla limitata infrastrutturazione necessaria al sistema delle autostrade del mare. Secondo i progetti dell'Autorità Portuale la zona di Fusina dovrebbe diventare anche la futura stazione di tutte le navi che operano servizio ferry anche a lunga distanza, soprattutto in direzione di Grecia e Turchia.

2.3.4 Andamento dei traffici commerciali

Dall'analisi statistica dei dati riguardanti i traffici del porto di Venezia, comparando il periodo di tempo gennaio-ottobre 2008 con il corrispondente periodo del 2009 si può facilmente notare che, pur in una generalizzata compressione del volume dei traffici scambiati dovuta alla congiuntura economica particolarmente pesante, il traffico passeggeri dovuto alle navi da crociera si è rivelato in crescita sia in termini assoluti che in termini relativi sul totale dei traffici marittimi che hanno interessato il porto nel periodo in questione.

Questo giustifica particolarmente la necessità di dimensionare i convertitori e tutto l'impianto relativo in relazione alle problematiche e alle richieste di una nave da crociera.

	Gennaio-Ottobre 2008			Gennaio-Ottobre 2009			Differenza	
	In	Out	Totale	In	Out	Totale	Totale	%
Tonnellaggio totale	21.142.258	4.277.617	25.419.875	17.302.721	4.034.865	21.337.586	-4.082.289	-16,06%
Liquid Bulk	9.347.937	834.777	10.182.714	8.974.697	881.108	9.855.805	-326.909	-3,21%
Del quale								
Petrolio grezzo	4.632.456	26.078	4.658.534	5.006.312	0	5.006.312	347.778	7,47%
Prodotti raffinati	3.733.493	505.066	4.238.559	3.148.964	637.509	3.786.473	-452.086	-10,67%
Gas Liquefatti	0	0	0	0	0	0		
Altro	981.988	303.633	1.285.621	819.421	243.599	1.063.020	-222.601	-17,31
Dry Bulk	7.042.632	11.076	7.053.708	5.375.900	78.668	5.454.567	-1.599.141	-22,67%
Del quale								
Cereali	303.464	2.207	305.671	201.182	11.102	212.284	-93.387	-30,55%
Portarinfuse	1.355.892	7.972	1.363.864	1.245.855	14.267	1.260.122	-103.742	-7,61%
Carbone	2.497.034	897	2.497.931	2.064.472	6.121	2.070.593	-427.338	-17,11%
Ores	648.774	0	648.774	347.258	1.780	349.038	-299.736	-46,20%
Fertilizzanti	31.062	0	31.062	18.924	1.401	20.325	-10.737	-34,57%
Altro	2.206.406	0	2.206.406	1.498.209	43.996	1.542.205	-664.201	-30,10%
Navi Cargo	4.751.689	3.431.764	8.183.453	2.952.124	3.075.089	6.027.213	-2.156.240	-26,35%
Del quale								
Container	1.391.155	1.776.532	3.167.687	1.192.470	1.826.611	3.019.081	-148.606	-4,69%
Ro/Ro	961.305	1.312.187	2.273.492	710.480	907.086	1.617.566	-655.926	-28,85%
Altro	2.399.229	343.045	2.742.274	1.049.174	341.392	1.390.566	-1.351.708	-49,29%
INFORMAZIONI								
Numero di navi			4.297			3.775	-522	-12,15%
passaggeri	0	0	1.620.097	0	0	1.767.965	147.868	9,13%
Di cui navi da croc.	0	0	1.127.864	0	0	1.322.995	195.131	17,30%
Num container	110.134	94.407	204.541	105.591	91.650	197.241	-7.300	-3,57%
vuoti	37.253	9.706	46.959	46.855	5.380	52.235	5.276	11,24%
pieni	72.881	84.701	157.582	58.736	86.270	145.006	-12.576	-7,98%
Container/TEU	170.394	146.495	316.889	165.039	142.999	308.038	-8.851	-2,79%
pieni	65.281	13.550	78.831	79.283	7.861	87.144	8.313	10,55%
vuoti	105.113	132.945	238.058	85.756	135.138	220.894	-17.164	-7,21%

2.4 Rete di bordo

2.4.1 Identificazione del carico

Identificare il carico in questi casi rappresenta sempre un compito non facile in quanto la tipologia di nave che andrà ad usufruire del cold-ironing rappresenta sempre una variabile non perfettamente determinabile.

Oltretutto molto spesso pur conoscendo la tipologia di navi che andranno ad attraccare ad un molo, soprattutto nel caso di moli dedicati ad alcune navi particolari (per esempio moli carboni, moli per navi portacontainer) non si hanno a disposizione schemi elettrici accurati in modo da poter determinare con cura l'assorbimento di potenza da parte della rete elettrica di bordo. Oltretutto questo assorbimento è una variabile nel tempo in relazione ai diversi tipi di carichi in funzione.

Un esempio di tutto ciò può essere rappresentato dalle navi da crociera, dove l'assorbimento di energia da parte degli impianti di condizionamento può variare sensibilmente in relazione alle condizioni atmosferiche esterne.

Si è cercato di ovviare a questa estrema variabilità del carico dimensionando i convertitori (che rappresentano “il collo di bottiglia” di tutta la catena di alimentazione della nave) su delle navi da crociera, che tipicamente rappresentano il maggiore assorbimento di potenza tra tutte le tipologie di nave. Oltretutto le navi da crociera presentano altre sfide costruttive al progettista di impianti di cold-ironing, in quanto non si può permettere di staccare l'alimentazione agli impianti di bordo da parte dei generatori per fornirla in maniera successiva con i convertitori statici terrestri, in quanto i carichi di bordo di una nave da crociera sono visti come dei carichi pregiati e per questo non interrompibili. Questo implica la necessità di effettuare un corretto parallelo prima di poter staccare i generatori di bordo.

Come modello di carico si è quindi utilizzato il modello di una nave da crociera, la nave della Costa Crociere denominata Costa Pacifica (Hull 6148) di cui è stato gentilmente fornito il dettaglio degli schemi elettrici.

Costa Pacifica (Hull 6148), Costa Crociere, 2007	
Lunghezza (metri):	290
Potenza motori (MVA):	20 * 2 assi
Numero Passeggeri:	3780
Velocità(nodi):	21,5 / max 23
Stazza(tonnellate)	114500

Grazie a questi schemi è stato possibile realizzare il modello del carico da inserire nel programma Neplan, in modo da poter realizzare sia il load-flow sia che il calcolo corto circuito.

La nave in questione è caratterizzata da due sbarre a 11 kV, collegate da un congiuntore con relative protezioni. Su ognuna di queste due sbarre sono posti 3 generatori da 14 MVA che rappresentano i generatori di bordo.

Su questa sbarra ad 11 kV si va ad innestare il connettore proveniente dall'impianto di cold-ironing che fornirà potenza in maniera alternativa ai motori sopra menzionati.

Su queste sbarre sono collegati tutti i carichi, in maniera diretta o attraverso trasformatori a 2 o 3

avvolgimenti.

In questo modo si riescono ad alimentare, fornendo semplicemente una tensione di 11 kV, una moltitudine di carichi funzionanti ai più svariati voltaggi, dai 470 V fino agli 11 kV, passando per i 235 V e i 1500 V.

In ogni caso il sistema è predisposto per poter accogliere anche navi che necessitano di alimentazioni di 6,6 kV, attraverso un trasformatore già incluso nella cabina di trasformazione, che può venir messo in servizio mediante la manovra di alcuni sezionatori dotati di interblocco, ovviamente preceduti dalla manovra di un interruttore.

Altre tensioni più “esotiche” vengono tralasciate in quanto ormai in via di estinzione e soprattutto molto poco diffuse nelle navi che circolano nei nostri mari, lasciando il compito ad eventuali navi funzionanti a queste tensioni di dotarsi di trasformatori di adattamento per l'interconnessione con il sistema.

Sulle sbarre di distribuzione sono collegati i filtri di armoniche, presenti in coppia, e i vari motori, destinati alla manovra, alla compressione dell'aria. Questi motori sono una caratteristica fondamentale nel calcolo di load-flow, in quanto durante lo spunto, possono assorbire correnti sensibilmente più alte, che se non opportunamente prese in considerazione, possono mettere in ginocchio l'intero sistema di alimentazione.

2.4.2 Filosofia di esercizio

Nella progettazione di questo impianto si è cercato di tenere conto di alcune idee che hanno portato ad ottenere alcune particolari soluzioni tecnologiche.

- **Economicità**

Attualmente la difficile congiuntura economica rende necessario, ove possibile, il risparmio di risorse economiche, soprattutto quando questo risparmio sia raggiungibile attraverso soluzioni che non vanno ad inficiare il livello di sicurezza.

Una di queste soluzioni è stata l'adozione di particolari taglie per quanto riguarda i trasformatori AT/MT. Infatti si è scelta la taglia da 63 MVA, in quanto essi rappresentano lo standard dei trasformatori di distribuzione presenti nelle Cabine Primarie di Enel. Questo garantisce un'ampia disponibilità di pezzi di ricambio, ma soprattutto ad un prezzo veramente ridotto, assicurato dall'economia di scala che l'ampia richiesta di questi trasformatori assicura.

Per lo stesso motivo si è scelto di utilizzare come quadri di distribuzione dei quadri con corrente di corto-circuito di 16 kA, che rappresentano anche essi lo standard attualmente utilizzato nelle cabine Enel.

- **Manutenibilità**

L'ampia disponibilità di tutti i pezzi di ricambio, possano essi essere i trasformatori di distribuzione, i quadri di distribuzione o i trasformatori voltmetrici o amperometrici porta a ridurre al minimo ogni eventuale tempistica di fermo impianto dovuta a guasti sui suddetti componenti.

Oltretutto la presenza di connessioni il più possibile standardizzate, ove possibile, porta anche a minori tempi di montaggio nella sostituzione degli elementi, rendendo ancor più semplice la gestione dell'impianto.

- **Scalabilità**

La scalabilità di questo progetto è assicurata dalla futura messa in servizio di un secondo trasformatore 132/20 kV, che permetterà di poter seguire le crescite dei traffici che utilizzeranno il sistema di cold-ironing.

In questo modo si avrà la possibilità di non sovraccaricare i trasformatori di alimentazione del sistema, aumentandone la vita presunta e riducendo al minimo ogni possibile fonte di surriscaldamenti.

Altro fattore a favore della scalabilità sarà l'installazione di un secondo cavo sulla sbarra a 132 kV, che porterà alla sottostazione di Fusina, permettendo in questo modo sia di aumentare la disponibilità della rete a fronte di disconnessioni dovute a guasti, sia di seguire le richieste di Terna.

- **Sicurezza**

Osservando gli schemi costruttivi è facile notare che nella configurazione definitiva questo progetto è dotato di alcuni accorgimenti tecnici che se da una parte si sono resi necessari per un corretto funzionamento del sistema, dall'altra vanno a migliorare la sicurezza del sistema.

Un esempio di tutto ciò è il collegamento su una sbarra unica a 3 kV dell'output di tutti i convertitori di frequenza. Questa soluzione si è resa necessaria per la realizzazione della selettività delle protezioni, ma ha portato anche ad avere un funzionamento ridondato di tutti i convertitori di frequenza, parte fondamentale del sistema elettrico in questione.

2.5 Normativa applicabile

2.5.1 Impianti di bordo della nave

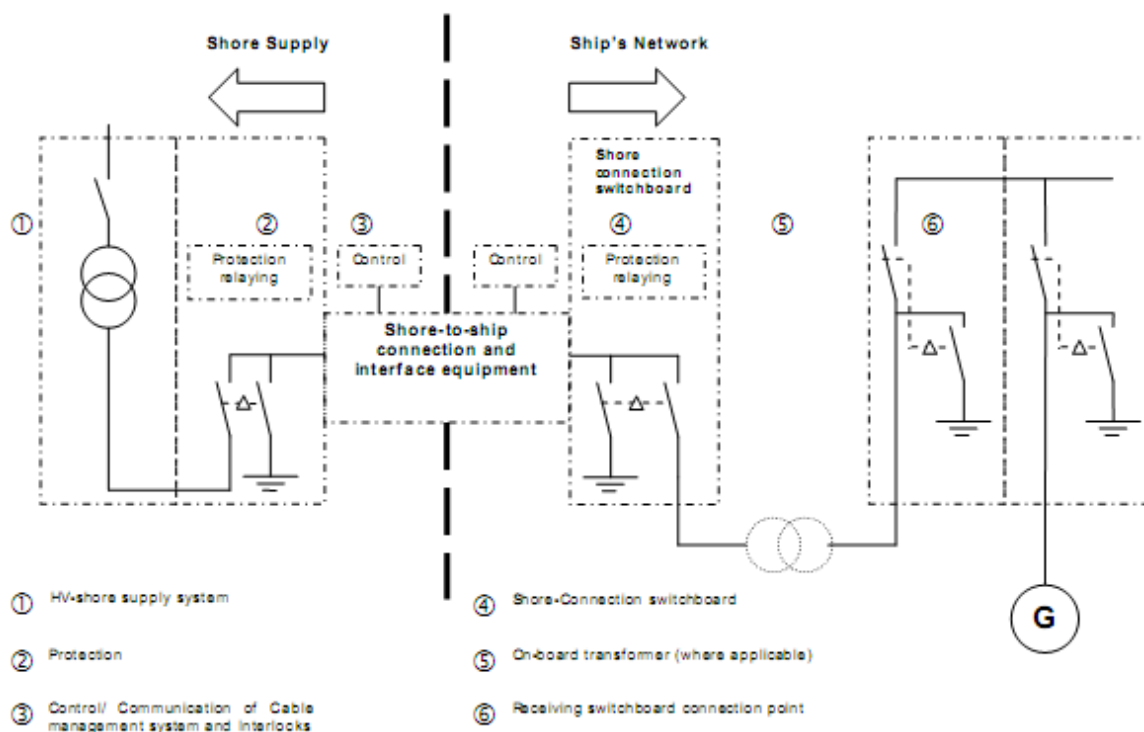
Per quanto riguarda la normativa applicabile agli impianti di fornitura di energia elettrica alle navi in banchina, alle procedure di parallelo e a tutti i problemi discendenti da questa configurazione, è stata sviluppata la normativa IEC/PAS 60092, sezione 510.

IEC 60092 forma una serie di Standard Internazionali per installazioni elettriche su navi, incorporando best-practice e cercando di coordinare, ove possibile, le norme esistenti.

La sezione 510 descrive le connessioni HVSC (high-voltage shore connection) a bordo delle navi e sulla banchina, per fornire energia durante il periodo di permanenza in porto.

La sezione 510 è applicabile alla progettazione, installazioni e messa in servizio di sistemi HVSC e contempla:

- i sistemi HVSC
- la connessione nave-banchina
- trasformatori o reattori
- convertitori a semiconduttori o convertitori rotanti
- sistema di distribuzione sulla nave
- controllo, monitoraggio e interblocco e sistema di power-management



Durante lo svolgimento di questo progetto si è tenuto conto che i sistemi tipici di distribuzione sulle navi sono descritti nella norma IEC 61936-1.

La norma 60092-510 richiede al paragrafo 6.2 la presenza di un collegamento equipotenziale tra nave e banchina, collegamento che dovrà essere parte del circuito di sicurezza, la quale interruzione comporterà il blocco del sistema HVSC, e la nave dovrà iniziare la modalità di black-out recovery.

La norma inoltre prescrive la necessaria compatibilità tra la banchina e la nave, condizione necessaria per effettuare il collegamento.

Per permettere la standardizzazione del collegamento ad alto voltaggio verso la nave e del voltaggio di alimentazione, ogni equipaggiamento di conversione deve essere installato a bordo.

Per poter garantire la compatibilità con le diverse filosofie di messa a terra in accordo con la norma 60092-503, dove un trasformatore a bordo non è un'alternativa fattibile, il punto di neutro in banchina deve avere la possibilità di adeguarsi alle varie filosofie.

La normativa, inoltre contempla la necessità di un sistema di arresto immediato in condizioni di emergenza, necessario anche per poter garantire la sicurezza del personale impiegato sulla nave.

L'interruzione di emergenza, quando attivata, causerà l'apertura immediata di ogni interruttore sul collegamento nave-banchina.

Oltretutto la connessione dovrà sia essere messa a terra in maniera che sia sicuro poter maneggiare i cavi di collegamento sia essere costituita in modo da poter prevenire che il personale di manovra possa toccare cavi in tensione, e mantenere adeguate distanze durante le normali operazioni.

Come stabilito della 60092-503, il massimo voltaggio fornibile attraverso un collegamento HVSC è stato limitato a 15kV.

La normativa impone inoltre ben determinati limiti sulle variazioni di frequenza e di tensione.

E' necessario inoltre adottare un sistema di protezione che possa intervenire in caso di:

- ogni tipo di sovracorrente fino al livello della corrente di corto circuito
- sopra-voltaggio e sotto-voltaggio
- direzione della potenza da nave verso banchina

Per soddisfare questi requisiti, devono essere forniti almeno questi elementi di protezione:

- (27) minima tensione
- (32) ritorno d'energia
- (49) sovraccarico
- (50) massima corrente (tempo indipendente)
- (51) massima corrente (tempo dipendente)
- (51G) guasto a terra
- (59) massima tensione
- (67) massima corrente direzionale

Ogni allarme dovrà essere comunicato alla nave (Cap 7.5.3)

Il sistema di protezione dovrà essere provvisto di batteria di back-up dimensionate per almeno 30 minuti di funzionamento.

2.5.2 Interconnessione

Tutto il sistema di interconnessione (meccanico ed elettrico) è regolato dalla sottosezione 7 della norma 60092-510.

La connessione nave-banchina deve essere costruita in modo da provvedere un'adeguata compensazione dei movimenti della nave, ancoraggio e guida della nave, posizionamento del cavo durante le normali operazioni pianificate di connessione.

La connessione lato banchina deve essere costituita da una presa, la cui conformazione deve essere progettata in modo da proteggere ogni contatto. I cavi lato banchina possono essere collegati permanentemente in caso vi siano adeguate terminazioni

Per il lato nave il cavo di connessione deve essere dotato di un connettore, se a bordo verrà utilizzato una presa in grado di riceverlo. Altrimenti, il cavo di connessione può essere permanentemente collegato se la nave è dotata di adeguate terminazioni.

Non è permessa l'estensione del cavo.

Il sistema di gestione del cavo deve :

- essere in grado di gestire il movimento del cavo flessibile, permettendo al cavo di effettuare un collegamento tra un punto in banchina e un punto sulla nave.
- Essere capace di mantenere un'ottima lunghezza del cavo, per evitare sia un'eccessiva tensione del cavo sia per evitare che il cavo possa essere lasco.
- Essere equipaggiato con sistemi di protezioni indipendenti dal sistema di controllo per monitorare la massima estensione del cavo.
- Prevenire rischi di sommersione del cavo attraverso la prevenzione o attraverso la progettazione.
- Essere posizionato in modo da prevenire interferenze con le manovre di attacco della nave o con le manovre di altre navi nelle immediate vicinanze.
- Assicurare che il cavo abbia un raggio di curvatura rispondente alle specifiche tecniche.
- Essere capace di supportare il cavo per tutta la durata della permanenza in porto e per la completa estensione possibile.

La norma inoltre richiede al capitolo 7.1.1.4 la protezione, in caso di cavi in parallelo, contro lo squilibrio di carico tra le varie terre, per impedire sovraccarico di un conduttore e che un altro conduttore possa rimanere scarico.

Per questo la norma prescrive le seguenti protezioni:

- [46] di squilibrio di corrente (tra diversi cavi)
- [67N] massima corrente direzionale di terra (per scoprire flussi dovuti a guasti a terra)

Queste protezioni possono essere installate a bordo o in banchina, fermo restando il fatto che la connessione sia isolata in caso di squilibrio di corrente.

2.5.3 Analisi armonica

L'analisi armonica viene resa necessaria soprattutto in quegli impianti che hanno al loro interno generatori di armoniche come per esempio possono essere i convertitori di frequenza.

Infatti queste armoniche possono risalire i vari livelli di tensione e creare dei danni sia alla rete di distribuzione che anche ad altri utilizzatori nelle vicinanze.

Per questo Terna ha stabilito dei limiti che sono codificati attualmente all'interno della normativa.

Massimo livello di distorsione armonica totale

In condizioni normali, il fattore di distorsione armonica totale (THD) sulla RTN, è generalmente contenuto entro i seguenti valori :

(a) 3% per la rete 150-132 kV;

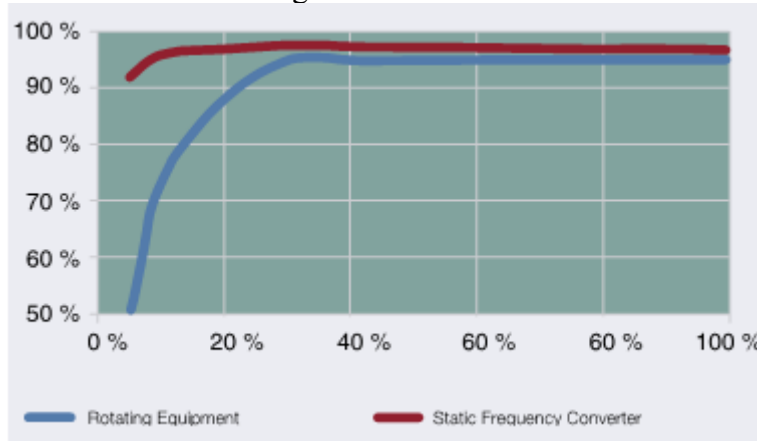
(b) 1,5% per la rete 380-220 kV.

3 Creazione del modello di rete

3.1 Teoria dei convertitori di frequenza

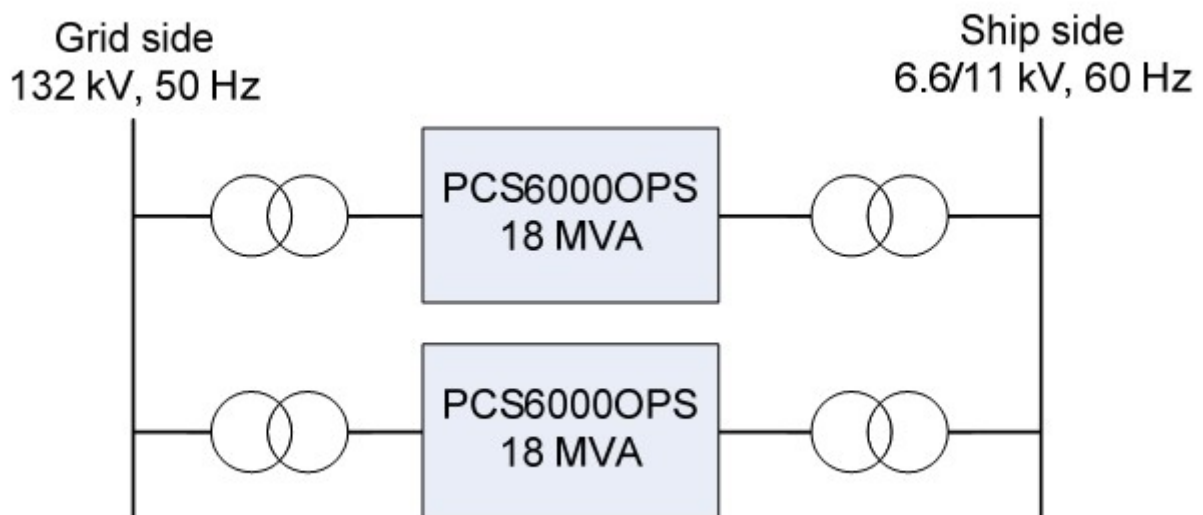
Si è scelto di utilizzare convertitori di frequenza a semiconduttori, in quanto essi permettono di raggiungere una elevata efficienza e affidabilità.

Basandosi su dati ottenuti durante l'esercizio, nel 2003, si è potuto fare un paragone tra una conversione di frequenza a convertitori rotanti e una conversione di frequenza a convertitori statici (PCS6000) utilizzata come accoppiamento tra un sistema trifase e un sistema monofase ferroviario. Questo paragone è stato effettuato riguardo all'efficienza e ai costi.



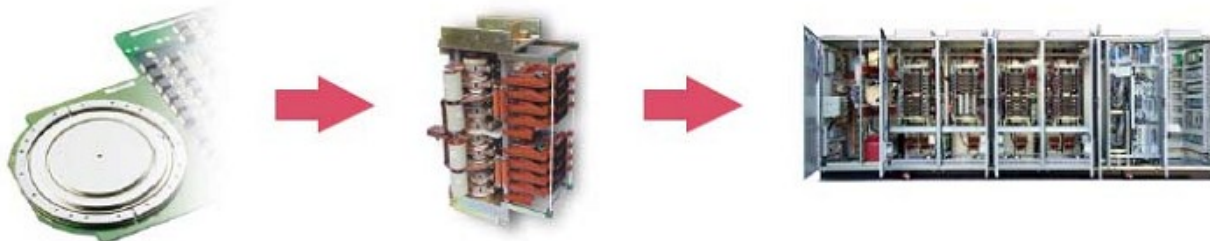
Questo grafico mostra l'efficienza di entrambe le soluzioni in funzione del carico. Il grande vantaggio dei convertitori statici è facilmente desumibile nella parte di funzionamento a carico parziale. In ogni caso anche a funzionamento a pieno carico è evidente il vantaggio dei convertitori statici.

Per la prima fase della realizzazione dell'impianto sono stati previsti due sistemi di conversione in parallelo della potenza di 18MV l'uno.



In una seconda fase è stato previsto il raddoppio della potenza disponibile attraverso l'installazione di due sistemi aggiuntivi, ciascuno di potenza di 18MVA.

La tecnologia di questi convertitori è basata su IGCT, Integrated gate-commutated thyristor. Un IGCT è un tipo speciale di tiristore, simile al GTO. Possono essere mandati in commutazione o in interdizione attraverso un comando di gate, sono caratterizzati da basse perdite rispetto ai GTO, è sono in grado di sopportare gradienti di tensione più alti, così che la maggior parte delle volte non è necessario includere un circuito di snubber.



Struttura basata su convertitori modulari a medio voltaggio

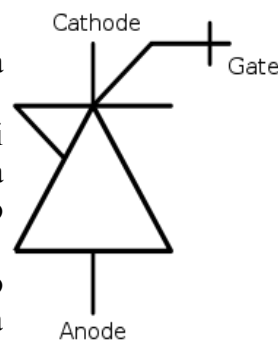
La struttura di questo tiristore, sviluppato da Abb Semiconductor Ltd, è basata su una corrente di spegnimento di gate superiore alla corrente anodica. Questo comporta una completa eliminazione dei portatori di minoranza dalla giunzione PN e un tempo di spegnimento molto più breve.

La principale differenza è in una ridotta occupazione di spazio da parte della cella unita ad una connessione del gate più robusta con induttanza più bassa. La corrente di gate, molto intensa e dotata di un grande gradiente di tensione, comporta l'impossibilità di utilizzare i cavi normali per la connessione del circuito di pilotaggio del gate all' IGCT. Per questo normalmente il circuito di pilotaggio è incluso nel package dell' IGCT.

Questo circuito di pilotaggio circonda completamente la valvola, è utilizzato un grande conduttore circolare attaccato al bordo del die dell'IGCT. La grande superficie di contatto e la breve distanza riduce sia l'induttanza che la resistenza del collegamento.

La maggiore velocità di spegnimento dell' IGCT, permette di arrivare a frequenze operative fino a svariate decine di kHz, per un tempo molto breve.

Il design modulare basato su moduli IGCT rende il sistema compatto e facilita la manutenzione. Nel caso in cui venga identificato un guasto su un modulo di potenza, quest'ultimo può essere facilmente sostituito da operatori qualificati, garantendo un ridotto tempo di ripristino.

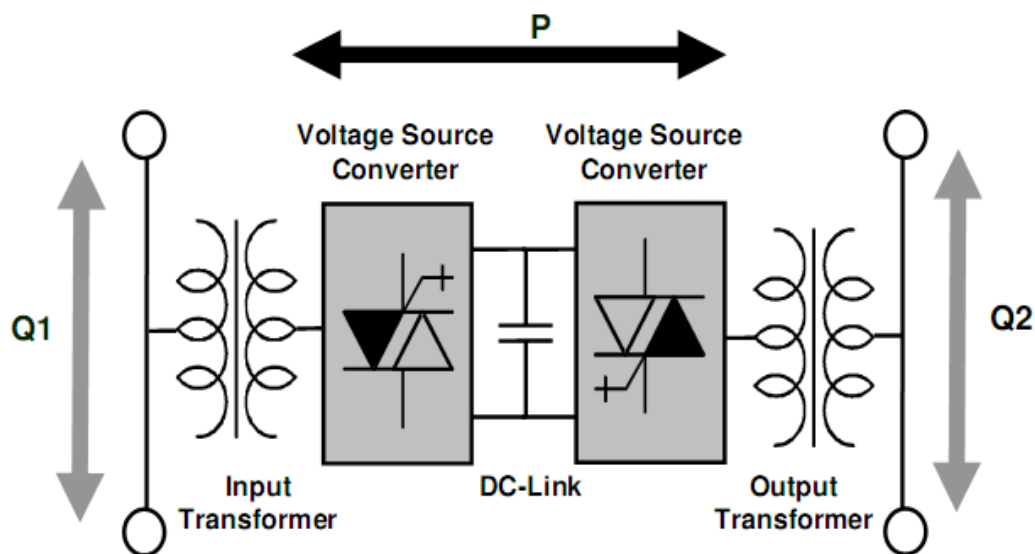


Paragone delle caratteristiche tra i vari tipi di semiconduttore

	IGCT	Tiristore GTO	HV-IGBT
Performance in commutazione	<ul style="list-style-type: none"> • Alta frequenza di commutazione • Basse perdite di commutazione e conduzione • Snubber non richiesto • Disponibile per ogni range di potenza • Circuito di pilotaggio integrato 	<ul style="list-style-type: none"> • Bassa frequenza di commutazione • Disponibile per ogni range di potenza • Basse perdite di conduzione 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta frequenza di switching • Basse perdite in commutazione • Nessuno snubber richiesto • Circuito di pilotaggio incluso
Design del convertitore	<ul style="list-style-type: none"> • Impossibilità di fuori-servizio catastrofici 	<ul style="list-style-type: none"> • Impossibilità di fuori-servizio 	<ul style="list-style-type: none"> • Solo pochi elementi per bassi voltaggi

	<ul style="list-style-type: none"> • Adatto a connessioni serie e parallelo ad alto voltaggio 	catastrofici.	<ul style="list-style-type: none"> • Adatto a connessioni serie e parallelo per alte potenze
Proprietà dell'elemento	<ul style="list-style-type: none"> • Design compatto e modulare • Basso numero di elementi per una data potenza 	<ul style="list-style-type: none"> • Compatto • Alta affidabilità 	<ul style="list-style-type: none"> • Design Modulare

Quando una nave è collegata al sistema di alimentazione OPS (Onshore Power Supply), in aggiunta alla conversione di frequenza da 50 a 60 Hz, i convertitori ABB compensano dinamicamente la potenza reattiva (funzionalità STATCOM). Questa funzione minimizza il consumo di Potenza reattiva e diminuisce sensibilmente l'iniezione di armoniche e disturbi sulla rete.



convertitore con trasformatori in ingresso ed in uscita

Alcune caratteristiche del convertitore in questione (PCS 6000)

- Tempo di risposta immediato ($\sim 0.01s$) a variazioni di carico improvvise
- Il container IP54 per l'installazione outdoor consente un precollaudo in fabbrica
- Grazie alla tecnologia IGCT, il design del convertitore è compatto e consente di raggiungere alti livelli di efficienza.
- Supporta navi alimentate con frequenza pari a 50 e 60 Hz
- Compensazione della Potenza reattiva e stabilizzazione della tensione di rete



PCS 6000 OPS 18 MVA con container IP54

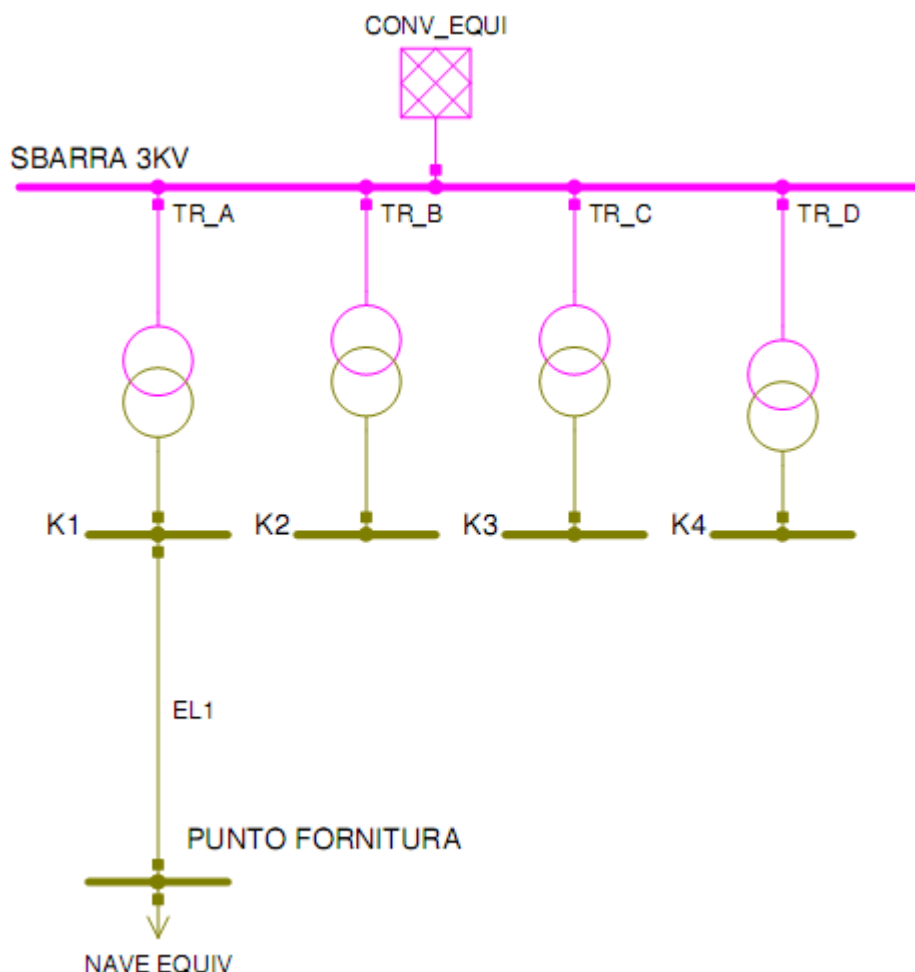
Il convertitore PCS 6000 OPS è installato all'interno di un container, che può essere installato direttamente in banchina, grazie alla sua realizzazione IP54.

3.2 Rappresentazione dettagliata della rete di distribuzione lato porto (60Hz)

La parte di schema di rete a 60 Hz, ha uno sviluppo decisamente semplice e lineare. Infatti, a valle del convertitore equivalente (necessario per poter utilizzare il programma di calcolo su due frequenze diverse), sono installati quattro trasformatori che vanno ad alimentare ciascuno un punto di fornitura diverso, rappresentante una diversa unità navale.

La necessità di installare un trasformatore per ogni utenza dell'impianto, oltre che richiesto specificatamente dalle norme, si è presentata a seguito dell'obiettivo di ridurre la corrente di guasto sia polifase che monofase.

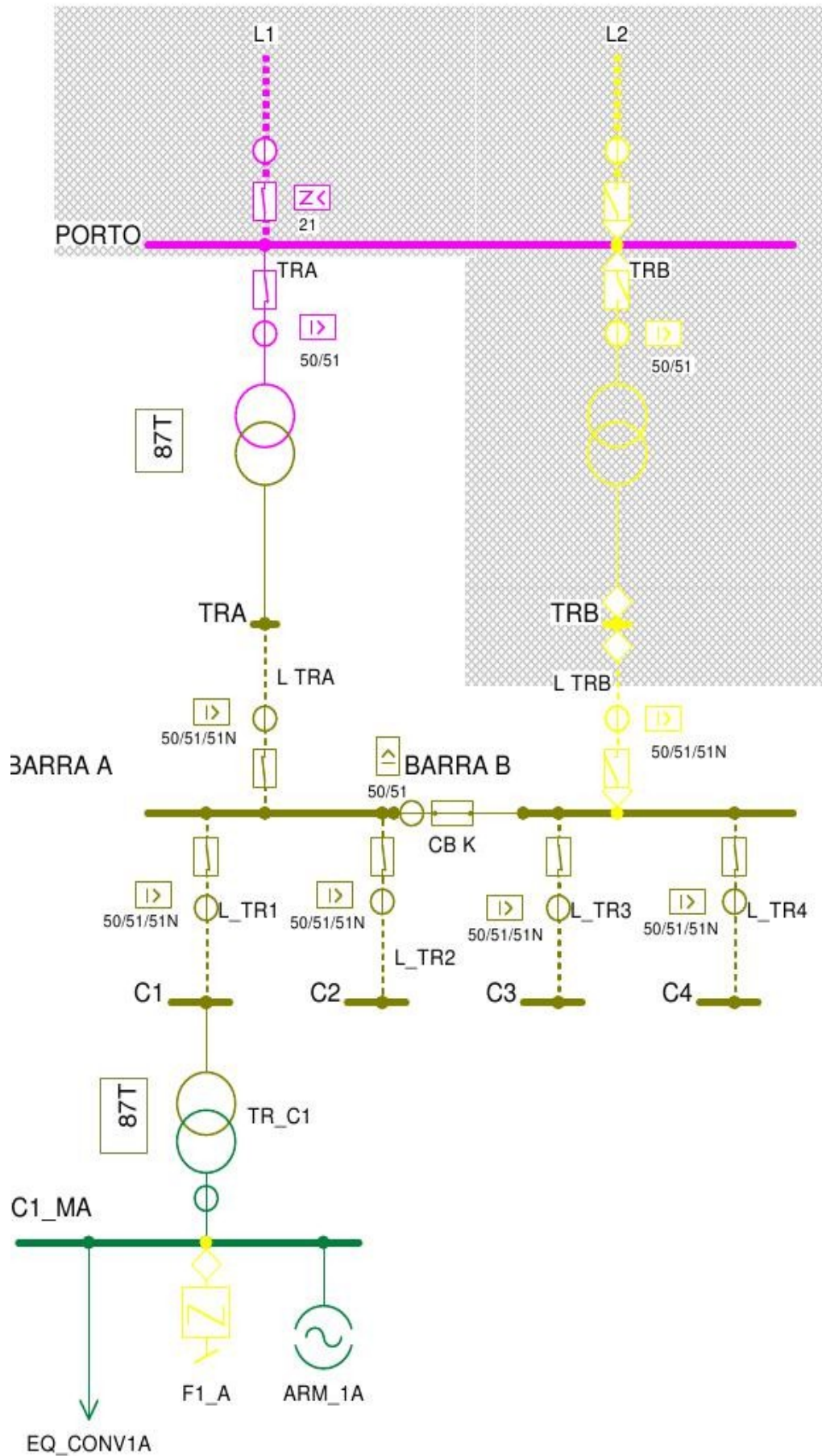
Ricordiamo che il convertitore ha una corrente di corto-circuito massima ben definita, stabilita in via costruttiva (grazie alla particolare architettura a semiconduttori)



3.3 Rappresentazione dettagliata della rete di distribuzione AT

La topologia della rete è pesantemente influenzata dalle predisposizioni della rete per i futuri ampliamenti.

Sulle sbarre di alimentazione ad alta tensione oltre al cavo proveniente dalla sottostazione di



proprietà di Terna abbiamo, secondo le richieste di Terna, la predisposizione per il collegamento con la sottostazione di San Giobbe. Questo è stato richiesto da Terna per poter meglio equilibrare il carico tra le due sottostazioni, creando nel contempo una possibilità di contro-alimentazione, in caso di disservizio di uno dei due cavi.

Nello stesso modo è presente la predisposizione per il raddoppio del trasformatore di alimentazione, al momento non installato, di cui viene prevista l'implementazione il prima possibile, quando la congiuntura economica e l'utilizzo dell'impianto renderanno economicamente fattibile l'installazione.

3.4 Analisi della topologia di rete

L'uso abbastanza diffuso durante la progettazione dell'impianto di elementi standard ha permesso di poter raggiungere alcuni interessanti obiettivi:

- **Economicità:** la larga diffusione di questi elementi permette di poter sfruttare interessanti economie di scala, in modo da ridurre sensibilmente il costo unitario.
- **Facilità di reperimento:** essendo elementi di comune utilizzo, risulta sensibilmente più facile poter reperire i pezzi di ricambio, anche in evenienze straordinarie
- **Affidabilità:** l'utilizzo di elementi ampiamente collaudati presso altre installazioni permette di avere a disposizione materiale con un grado di affidabilità molto alto, di cui si conoscono precisamente i limiti operativi e di cui è disponibile un'ampia letteratura.

All'interno della sottostazione Alta Tensione sono stati utilizzati moduli standard di Terna. Per esempio la taglia dei trasformatori è stata scelta per uniformarsi ai trasformatori standard di Cabina Primari, così come i quadri a 20 kV.

Per la rete a 3 kV si sono utilizzati dei quadri con tensione nominale di 6 kV, in modo da poter utilizzare i quadri dei servizi ausiliari di centrale, caratterizzati da una corrente nominale massima di 4000 A.

3.4.1 Gestione del neutro

- **Lato Alta Tensione:** Messa a terra lato sorgente (secondo quanto richiesto da Terna).
Il trasformatore AT è configurato in modo da avere il centro stella accessibile ma non connesso a terra. Il trasformatore MT è messo a terra attraverso una resistenza in modo da limitare la corrente di guasto monofase.
La cabina primaria usualmente ha una messa a terra con bobina di Petersen in parallelo con una resistenza, in modo da poter compensare il contributo capacitivo dovuto al collegamento in cavo ed ottenere soltanto una corrente di tipo resistivo.
Non si è utilizzata questa conformazione a causa della ridottissima lunghezza dei cavi.
- **Lato Nave:** Si è scelto di mettere a terra il sistema in modo da avere una corrente di guasto omopolare massima di circa 10 A.
Si è seguita questa linea guida per consuetudine ampiamente diffusa in ambito marittimo.

4 Simulazione delle condizioni di funzionamento a regime (load-flow)

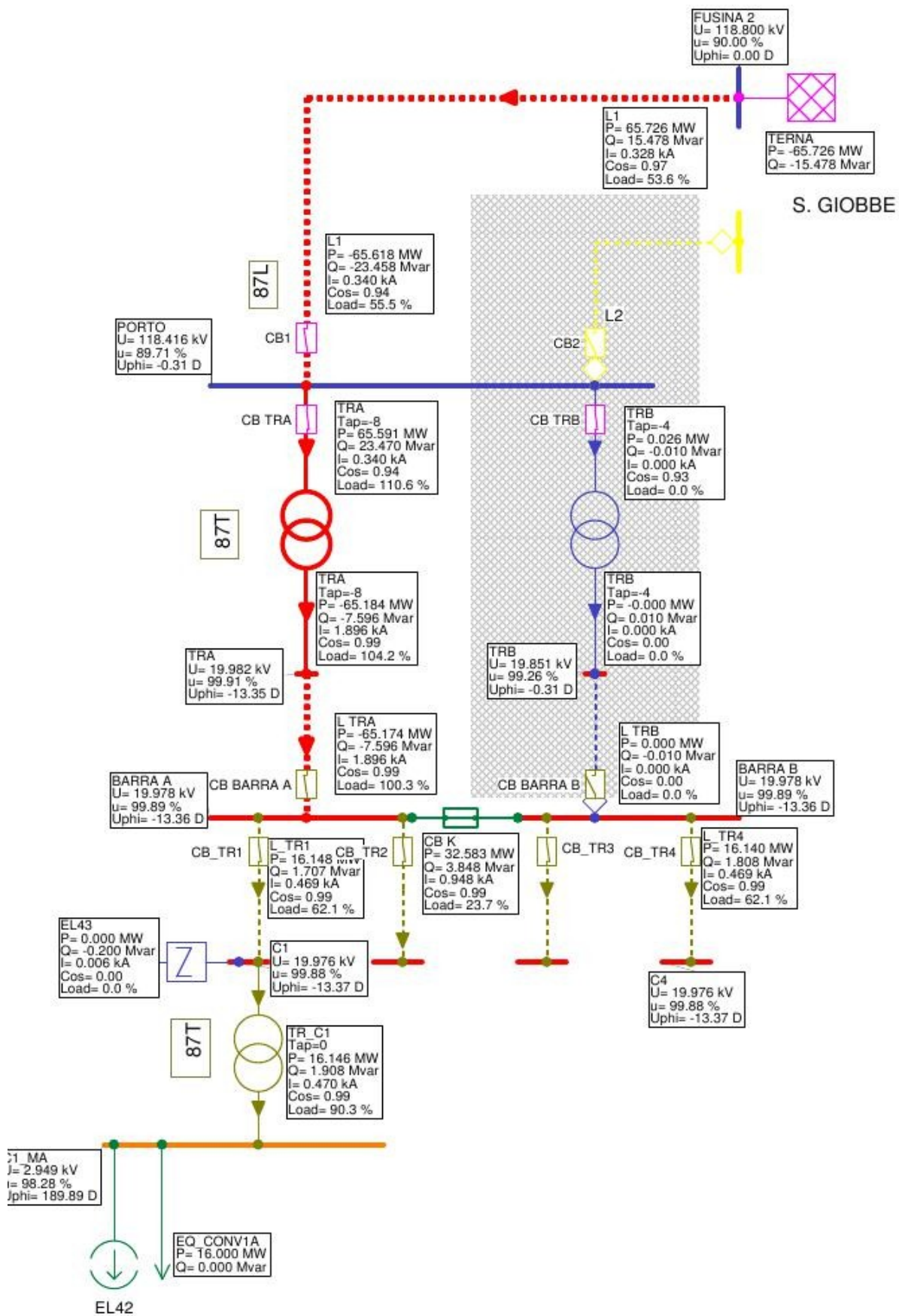
La simulazione del funzionamento dell'impianto nelle varie condizioni operative ha lo scopo di verificare le condizioni di carico degli elementi della rete (cavi, trasformatori, quadri MT), di calcolare le cadute di tensione ai nodi e di confermare la scelta dei variatori di tensione sui trasformatori di rete.

Sono state realizzate numerose simulazioni allo scopo di verificare in particolare il numero delle prese e dell'incremento percentuale di tensione dei singoli regolatori.

Sono stati riportate solo le rappresentazioni grafiche dei calcoli di load-flow, per i dati numerici dettagliati si rimanda all'Appendice, dove sono inseriti calcoli realizzati con alcune condizioni iniziali considerate significative.

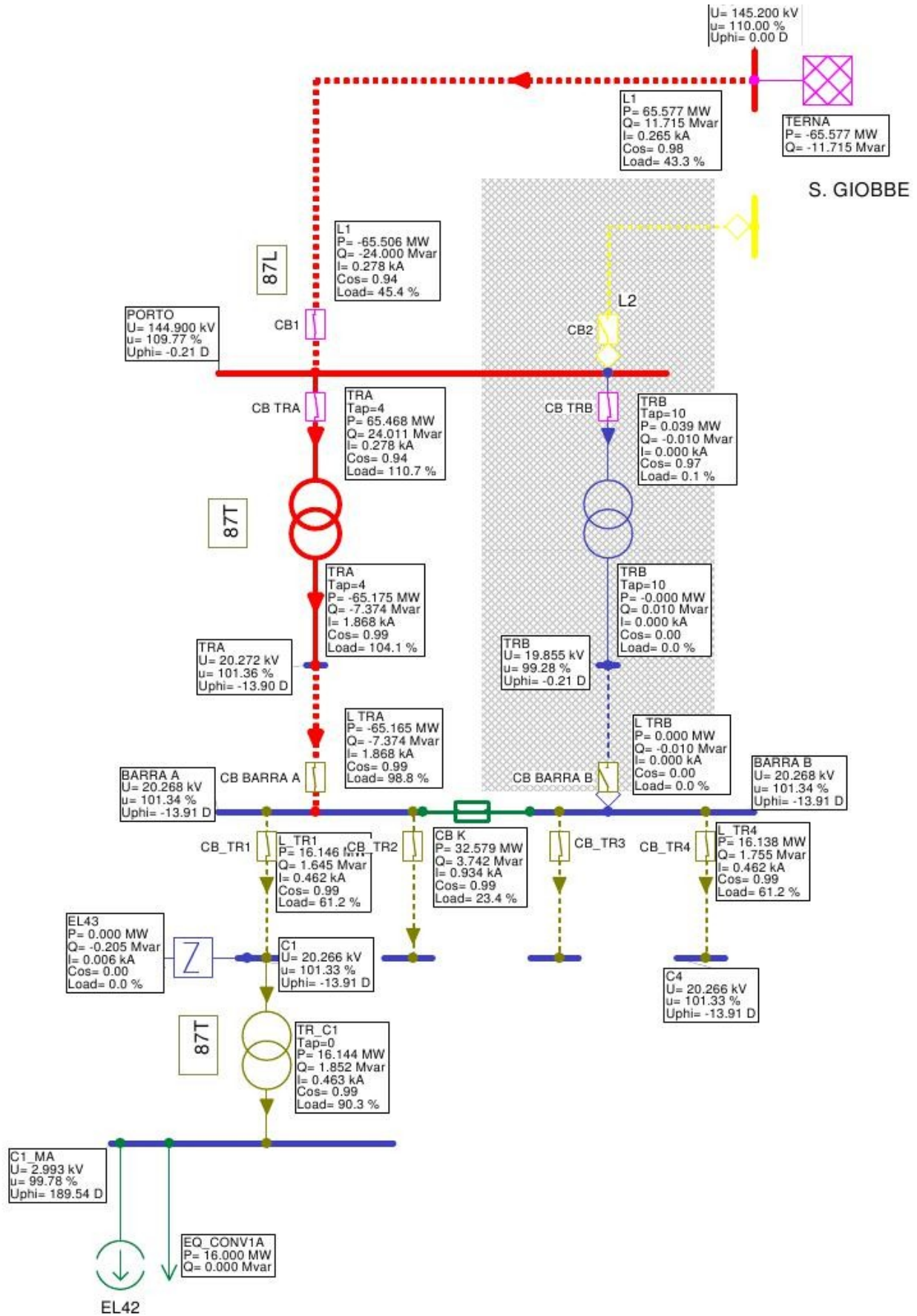
4.1

Rete Terna al 90% della tensione nominale



4.2

Rete Terna al 110% della tensione nominale



5 Simulazione del sistema in corto-circuito

Lo studio di corto-circuito della rete si basa sullo schema unifilare della rete stessa. Lo scopo della simulazione è di analizzare in condizioni di guasto la rete appena progettata, in modo da poter migliorare la disponibilità dell'energia e poter individuare gli elementi guasti in caso di corto-circuito polifase o di un guasto a terra e permettere la ripresa del servizio nel modo più rapido e sicuro possibile.

Si sono riportati i dati di massima ottenuti dal calcolo di corto-circuito alle sbarre evidenziate, per una trattazione più precisa, si rimanda ai risultati numerici presenti in Appendice.

5.1 Cortocircuito Trifase Massimo (lato 50 Hz)

Daniele	Program: NEPLAN - SHORT CIRCUIT	
Del Carlo	Project: PORTO DI VENEZIA - COLD IRONING	
	Variant: 50 Hz Corto Trifase Max	
	File : PORTO_50Hz.mcb	
Calculation parameters:		
System frequency in Hz		50.0
Number of elements		23
Number of nodes		19
Number of partial networks		2
Calculation method	IEC/VDE	
Kind of fault	3 phase SC	
Ik"max calculation	Yes	
Min. time delay of a circ. breaker in sec. for Ib	0.020	
Short circuit duration for Ith in sec.	1.000	
Short circuit duration for iDC in sec.	0.020	
Fault distance	0	
Node voltages from loadflow (superposition method)	No	
Network topology type	Symmetrical	
Index :		

From nod: Name of starting node	To node : Name of ending node	
Fault no: Fault location	Type : Type of element	
Un : System nominal voltage	Distan. : Distance fr. faulted nod	
El.name : Name of element	Net : Type of network	
UL-E,L-L: Fault voltages (phase)	Ucomp : Fault volt. (sym. comp.)	
Ip : Peak SC current	Ib : SC breaking current	
Ik : Steady state SC current	Zf : Netimpedance in f. node	
Ith : thermic SC current	(pos.-,neg.-,zerosystem)	
Sk" : Initial SC power	IDC : DC comp. of SC current	
Ik"phas : Initial short circuit current in the phases (Amount/Angle)		
Ik"comp : Initial short circuit current in the symm. comp. (Amount/An)		
iDC : DC-component SC-current	Iasy : Asym. breaking current	
Fault currents in the faulted nodes		

Faulted node	Ik" /kA	Ip /kA
	Ib /kA	Ik /kA
	Ith /kA	Sk"/MVA
PORTO	13.136	31.222
BARRA A	7.539	20.388
C1_MA	18.508	48.079

5.2 Cortocircuito Monofase Massimo (Lato 50 Hz)

Daniele	Program: NEPLAN - SHORT CIRCUIT	
Del Carlo	Project: PORTO DI VENEZIA - COLD IRONING	
	Variant: 50 Hz Corto Monofase Max	
	File : PORTO_50Hz.mcb	
Calculation parameters:		
System frequency in Hz		50.0
Number of elements		22
Number of nodes		19
Number of partial networks		2
Calculation method	IEC/VDE	
Kind of fault	1 phase GND	
Ik"max calculation	Yes	
Min. time delay of a circ. breaker in sec. for Ib	0.020	
Short circuit duration for Ith in sec.	1.000	
Short circuit duration for iDC in sec.	0.020	
Fault distance	0	
Node voltages from loadflow (superposition method)	No	
Network topology type	Symmetrical	
Index :		

From nod: Name of starting node	To node : Name of ending node	
Fault no: Fault location	Type : Type of element	
Un : System nominal voltage	Distan. : Distance fr. faulted nod	
El.name : Name of element	Net : Type of network	
UL-E,L-L: Fault voltages (phase)	Ucomp : Fault volt. (sym. comp.)	
Ip : Peak SC current	Ib : SC breaking current	
Ik : Steady state SC current	Zf : Netimpedance in f. node	
Ith : thermic SC current	(pos.-,neg.-,zerosystem)	
Sk" : Initial SC power	IDC : DC comp. of SC current	
Ik"phas : Initial short circuit current in the phases (Amount/Angle)		
Ik"comp : Initial short circuit current in the symm. comp. (Amount/An)		
iDC : DC-component SC-current	Iasy : Asym. breaking current	
Fault currents in the faulted nodes		

Faulted node	Ik" /kA	Ip /kA
	Ib /kA	Ik /kA
	Ith /kA	Sk"/MVA
PORTO	12.011	28.548
	0.000	0.000
	0.000	0.000
BARRA A	0.050	0.135
	0.000	0.000
	0.000	0.000
C1_MA	0.000	0.000
	0.000	0.000
	0.000	0.000

5.3 Cortocircuito Bifase Massimo (Lato 50 Hz)

Daniele	Program: NEPLAN - SHORT CIRCUIT					
Del Carlo	Project: PORTO DI VENEZIA - COLD IRONING					
	Variant: 50 Hz Corto Bifase Max					
	File : PORTO_50Hz.mcb					

Calculation parameters:						

System frequency in Hz						50.0
Number of elements						23
Number of nodes						19
Number of partial networks						2
Calculation method	IEC/VDE					
Kind of fault	2 phase SC					
Ik"max calculation	Yes					
Min. time delay of a circ. breaker in sec. for Ib	0.020					
Short circuit duration for Ith in sec.	1.000					
Short circuit duration for iDC in sec.	0.020					
Fault distance	0					
Node voltages from loadflow (superposition method)	No					
Network topology type	Symmetrical					

Index :						

From nod:	Name of starting node		To node :	Name of ending node		
Fault no:	Fault location		Type :	Type of element		
Un :	System nominal voltage		Distan. :	Distance fr. faulted nod		
El.name :	Name of element		Net :	Type of network		
UL-E,L-L:	Fault voltages (phase)		Ucomp :	Fault volt. (sym. comp.)		
Ip :	Peak SC current		Ib :	SC breaking current		
Ik :	Steady state SC current		Zf :	Netimpedance in f. node		
Ith :	thermic SC current		(pos.-,neg.-,zerosystem)			
Sk" :	Initial SC power		IDC :	DC comp. of SC current		
Ik"phas :	Initial short circuit current in the phases (Amount/Angle)					
Ik"comp :	Initial short circuit current in the symm. comp. (Amount/An)					
iDC :	DC-component SC-current		Iasy :	Asym. breaking current		

Fault currents in the faulted nodes						

Faulted node	Ik" /kA	Ip /kA	Ib /kA	Ik /kA	Ith /kA	Sk"/MVA

PORTO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	11.376	27.039	11.376	11.376	11.376	866.973
	11.376	27.039	11.376	11.376	11.376	866.973
BARRA A	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	6.529	17.657	6.529	6.529	6.529	75.388
	6.529	17.657	6.529	6.529	6.529	75.388
C1_MA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	16.028	41.638	16.028	16.028	16.028	27.762
	16.028	41.638	16.028	16.028	16.028	27.762

6 Verifica della risposta e della selettività del sistema di protezione

6.1 Linea in cavo a 132 kV

La protezione della linea in cavo che collega Porto Venezia con Cabina Fusina è stata concordata con TERNA che ha definito le funzioni di protezione e relative tarature relative alle linee AT,

Grazie all'impiego di relè differenziali longitudinali di cavo a tecnologia digitale e che sfruttano le fibre ottiche come vettore e di protezione distanziometrica come rincalzo, il tempo di eliminazione guasto è tipicamente 50 ms

La logica di stacco parallelo (demandata a relè di frequenza) e i valori di taratura da impostare sono stati definiti da TERNA sul regolamento di esercizio.

6.1.1 Protezione differenziale di cavo

La protezione della linea è realizzata con protezione differenziale longitudinale

La taratura di tale protezione è di competenza TERNA.

6.1.2 Protezione distanziometrica

La protezione della linea e di rincalzo della rete è realizzata con protezione distanziometrica.

La taratura di tale protezione è di competenza TERNA.

6.2 Sbarre a 130 kV

La protezione del sistema di sbarra a 132 kV è realizzata con il secondo gradino della protezione distanziometrica installata a Fusina.

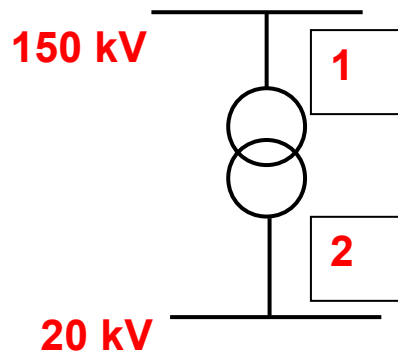
6.3 Trasformatore 130/20 kV

I trasformatori devono essere protetti contro ogni forma di cortocircuito sia interno sia esterno; in particolare andrà tenuto presente che una macchina di trasformazione può resistere al cortocircuito passante per un tempo massimo stimabile in 2 – 3 s.

I trasformatori sono protetti da:

- Protezione differenziale
- Protezioni di massima corrente
- Protezioni proprie del trasformatore (Buchholtz, immagine termica etc)

Il criterio da adottare per i relè di massima corrente è il seguente:



guasto all'interno del trasformatore → intervento della protezione 1

guasto a valle della protezione 2 → intervento protezione 2

La protezione 1 viene tarata con un margine K opportuno rispetto alla corrente di corto circuito passante del trasformatore, calcolata utilizzando la seguente formula:

$$I_{\text{TARATURA}} = \frac{K}{X_{t_{cc}}} \text{ [p.u.]}$$

dove $X_{t_{cc}}$ è la reattanza di cortocircuito del trasformatore in [p.u.].

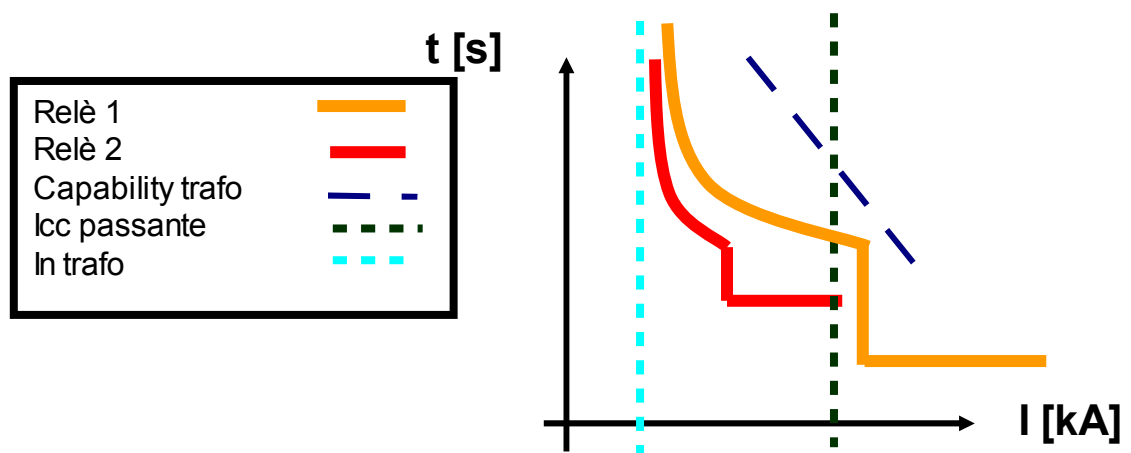
Il posizionamento della curva di intervento terrà conto della curva di massima sopportabilità del trasformatore, calcolabile in modo approssimativo come segue:

$$\varepsilon = I_{cc}^2 \times t$$

con:

1. I_{cc} = corrente di cortocircuito passante [kA]
2. t = tempo di permanenza cortocircuito [s] normalmente 2 secondi
3. ε = energia passante

In termini grafici, si procederà come indicato nella figura



La protezione 2 sarà opportunamente tarata e coordinata con le protezioni a valle.

La curva consigliata è di tipo a tempo molto inverso ($I \times t = \text{costante}$).

Con tale caratteristica si possono ottenere buone selettività senza allungare troppo i tempi di intervento. La caratteristica permette di ottenere un sistema di protezione capace di reagire in tempi rapidi per guasti con elevate correnti e in tempi lunghi in caso di guasti lontani.

6.4 Trasformatori 20/3 kV

I trasformatori sono protetti da:

- Protezione differenziale
- Protezioni di massima corrente
- Protezioni proprie del trasformatore (Buchholtz, immagine termica etc)

Il criterio da adottare per il coordinamento delle protezioni è lo stesso descritto sopra per i trasformatori 150/20 kV

6.5 Sbarre e quadri a 20 kV

Anche per le sbarre MT si definisce una tenuta convenzionale alla corrente di cortocircuito trifase, di durata 1 s. Ed un valore di picco definito dalla tenuta agli sforzi elettrodinamici

La tenuta al cortocircuito può essere considerata quella delle apparecchiature primarie come interruttori, trasformatori di corrente, sezionatori eccetera.

La protezione delle sbarre è affidata ai relè di massima corrente opportunamente coordinati.

6.6 Sbarre e quadri a 3 kV

Vale quanto detto per i quadri a 6 kV

6.7 Cavi di connessione a 20 kV

I cavi di connessione sono protetti da

Relè di massima corrente

Relè di terra inseriti su trasformatori di corrente di tipo toroidale.

La corrente sopportabile da un cavo durante un cortocircuito è legata alla durata del guasto e alla

massima corrente ammissibile per il conduttore.

Essa può essere calcolata con la seguente formula:

$$I_c = \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}} \text{ [A]}$$

dove:

1. k è un coefficiente che dipende dal tipo di materiale del conduttore e dalla differenza tra temperature iniziale e finale di esso
2. S è la sezione del conduttore in mmq
3. t è la durata del cortocircuito espressa in secondi

Il valore di k dipende dalla temperatura del cavo ad inizio guasto e dal tipo di materiale conduttore con cui il cavo è realizzato.

Possiamo dare qui di seguito alcuni valori di k

Temperatura iniziale °C	50	70	90
Rame	165	154	143
Alluminio	107	100	92

Per lo schermo del cavo, si può ugualmente definire una massima corrente ammissibile, ponendo nella relazione testé riportata $k = 180$.

Al variare della sezione del conduttore varia la massima corrente sopportabile

Riportiamo di seguito per comodità dell'utente una tabella, in cui per sezioni tipiche indichiamo la massima corrente (in kA) sopportabile da un cavo in condizioni di cortocircuito per un secondo.

Sezione	Rame [kA]	Alluminio [kA]
35	5	3.2
50	7.1	4.6
70	10	6.4
95	14	8.7
120	17	11
150	21	14
185	26	17
240	34	22
300	43	28
400	57	37
500	72	46
630	90	58

6.8 Cavi di connessione a 3 kV

Vale quanto detto per i quadri a 20 kV

6.9 Arrivo da convertitore

E' installato sull'arrivo del convertitore un relè di massima corrente direzionale

6.10 Congiuntore

Sul congiuntore è installato un relè di massima corrente, un relè di minima tensione Sbarra A e un relè di minima tensione Sbarra B

6.11 Protezione contro i guasti a terra

La protezione contro i guasti a terra del sistema a 20 kV è realizzata con funzioni di massima corrente omopolare opportunamente ritardati.

Ricordiamo che la resistenza di messa a terra lato 20 kV del trasformatore principale limita la corrente di guasto a circa 50 A. Tale resistenza è dimensionata per poter sopportare in modo permanente una corrente di 5 A continuativi

Le partenze a 20 kV verso i convertitori sono protette da una soglia di massima corrente omopolare istantanea che misura la corrente di guasto ($3 \times i_0$) grazie a TA di tipo toroidale con rapporto 50/1 inseriti sui cavi

La protezione è tarata a 2,5 A primari, pari al 5% della corrente di terra massima e con ritardo 0,05 s.

Poiché non è possibile inserire una protezione di terra sul congiunture, utilizzeremo una funzione di massima corrente omopolare che misuri la corrente di guasto a terra grazie ad un TA di tipo toroidale con rapporto 50/1 inserito sul collegamento del centro stella del trasformatore a terra, subito a valle della resistenza.

Tale funzione di protezione avrà tre soglie di intervento tutte tarate a 2,5 A primari.

La prima a 0,25 s aprirà il congiunture, la seconda a 0,5 s aprirà l'arrivo al quadro a 20 kV, la terza soglia a 0,75s comanderà il blocco del trasformatore per guasto interno con manovra dell'interruttore lato AT e blocco comando di chiusura.

6.12 Trasformatore 3/11 kV

Il valore della corrente di guasto fornita dal convertitore di frequenza è vicino a 1 p.u. .

La corrente di guasto è fornita dai quattro convertitori che lavorano in parallelo.

Il contributo al corto dei motori sulla nave non può essere trascurato.

Per questo occorre usare funzioni di protezione come il direzionale di corrente ed il minima impedenza in grado di selettivare correttamente il guasto sia a valle sia a monte.

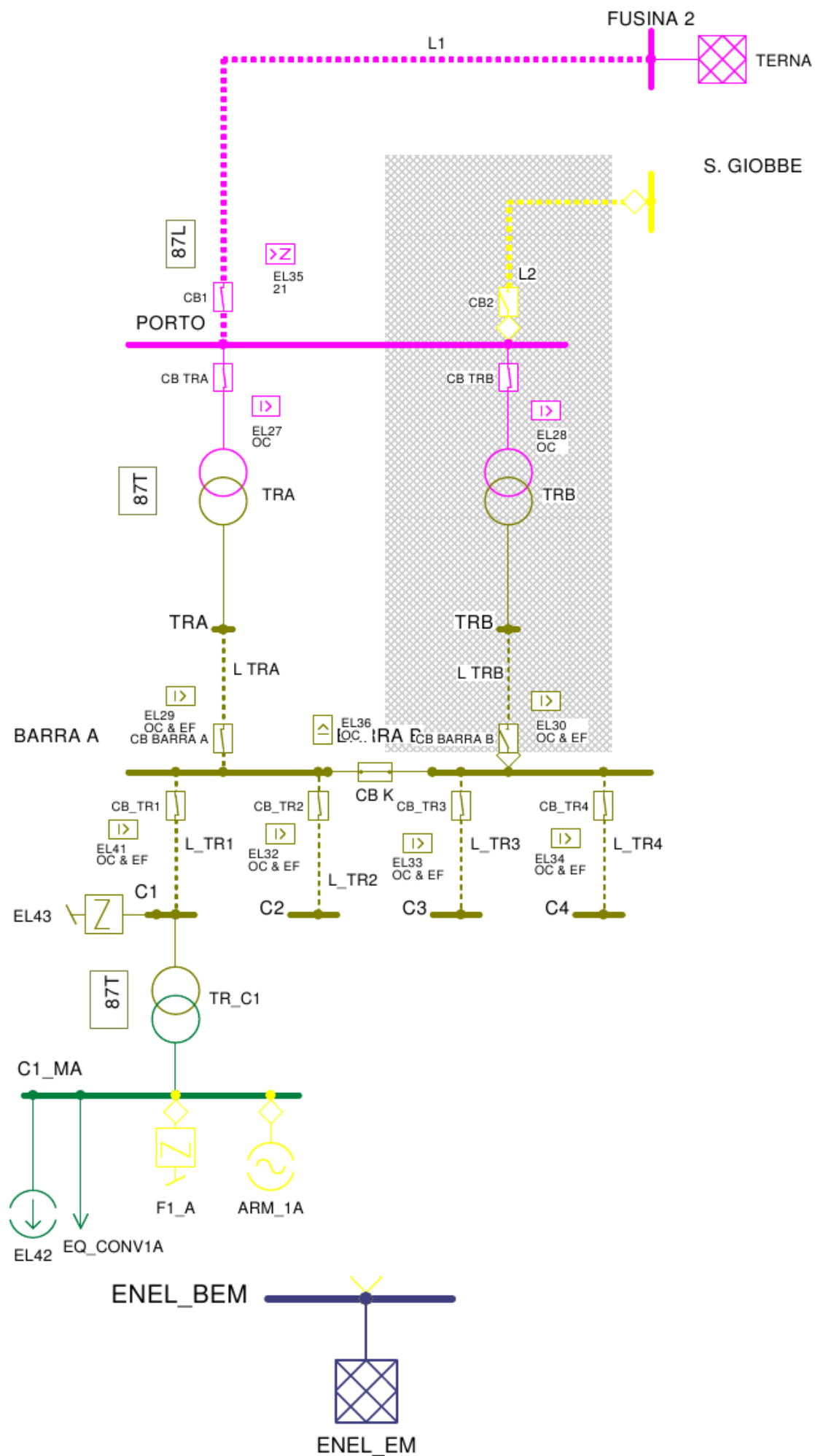
I trasformatori sono protetti sul lato 3 kV da:

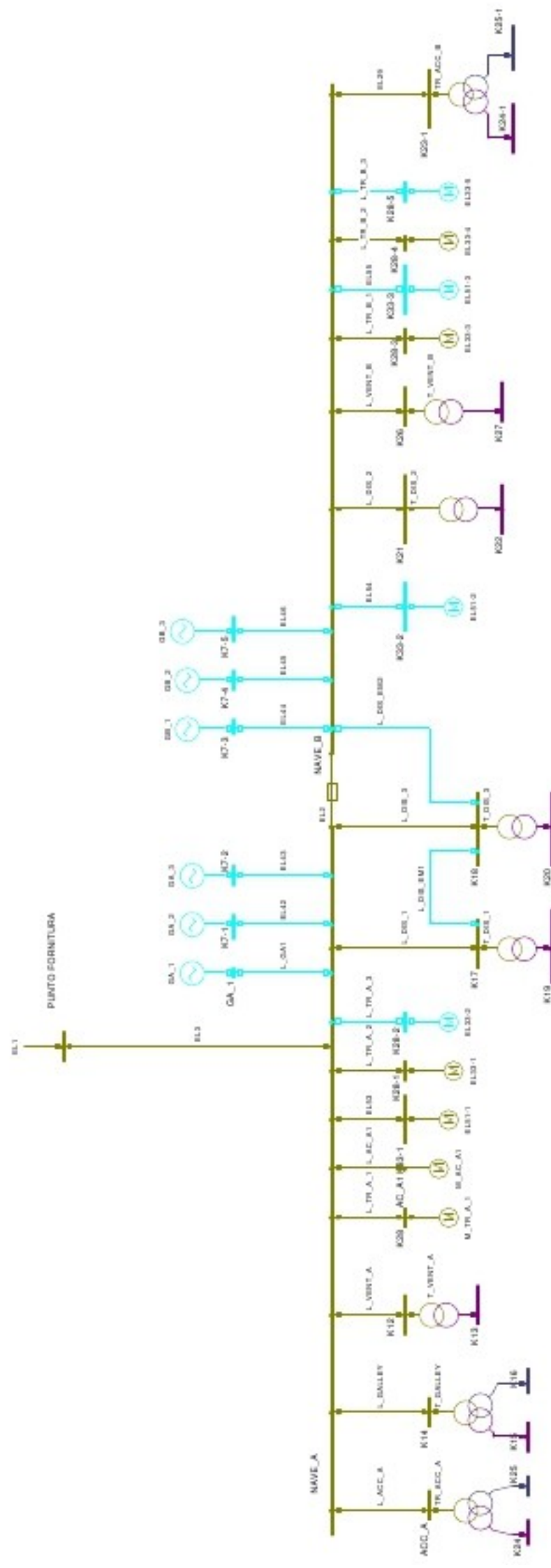
- Protezione differenziale
- Protezioni di massima corrente direzionale a due livelli
- Protezione di minima impedenza a più livelli
- Protezioni proprie del trasformatore (Buchholtz, immagine termica etc)

I trasformatori sono protetti sul lato 11 kV da:

- Protezioni di massima corrente direzionale a due livelli
- Protezione di minima impedenza a più livelli
- Protezione di terra omopolare a due livelli inserita tramite TA toroidale sulla messa a terra lato 11 kV
- Protezione di minima e massima tensione
- Protezione di minima e massima frequenza

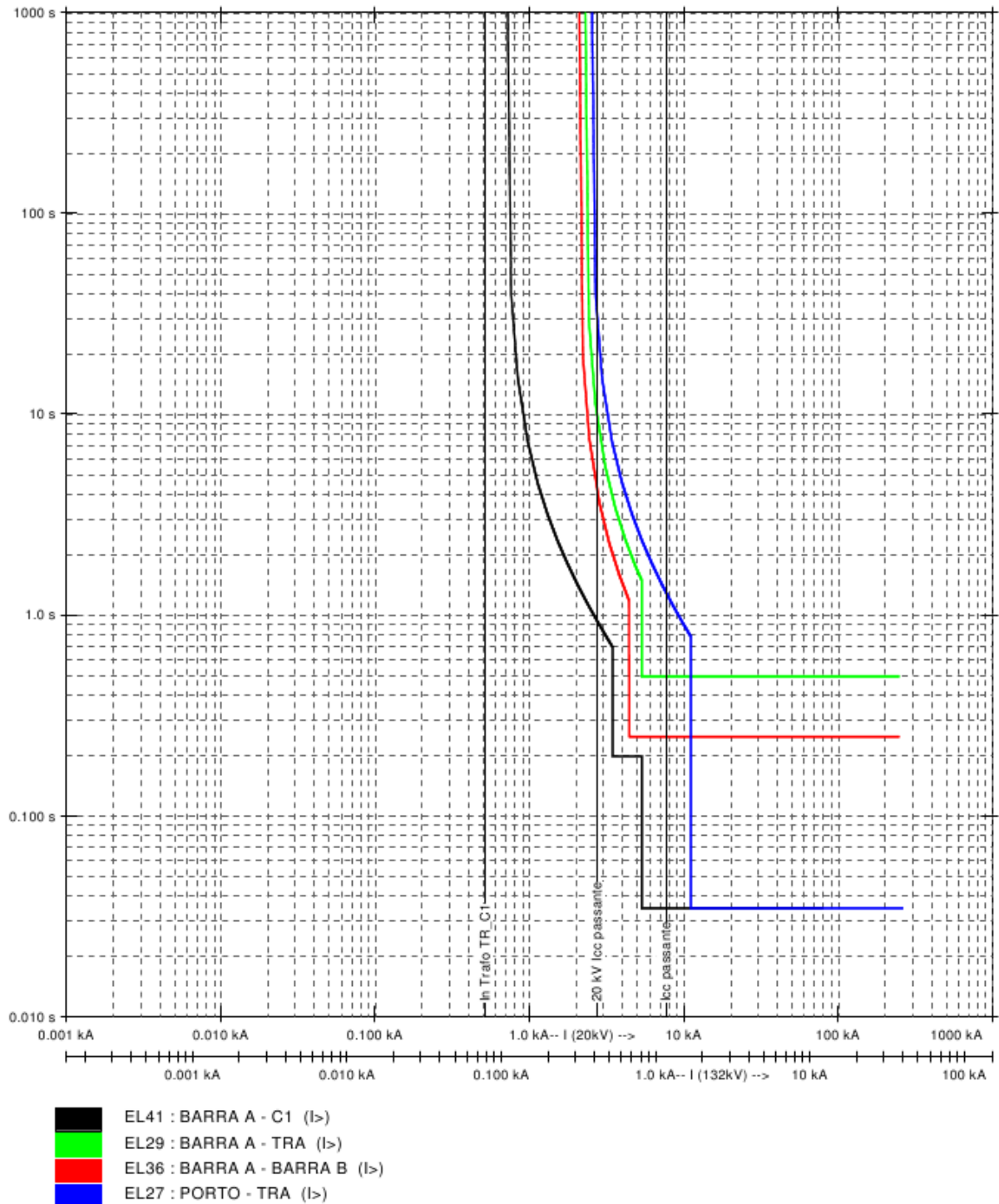
Tutte queste protezioni saranno opportunamente ritardate per mantenere selettività con le protezioni installate sui quadri a bordo nave.





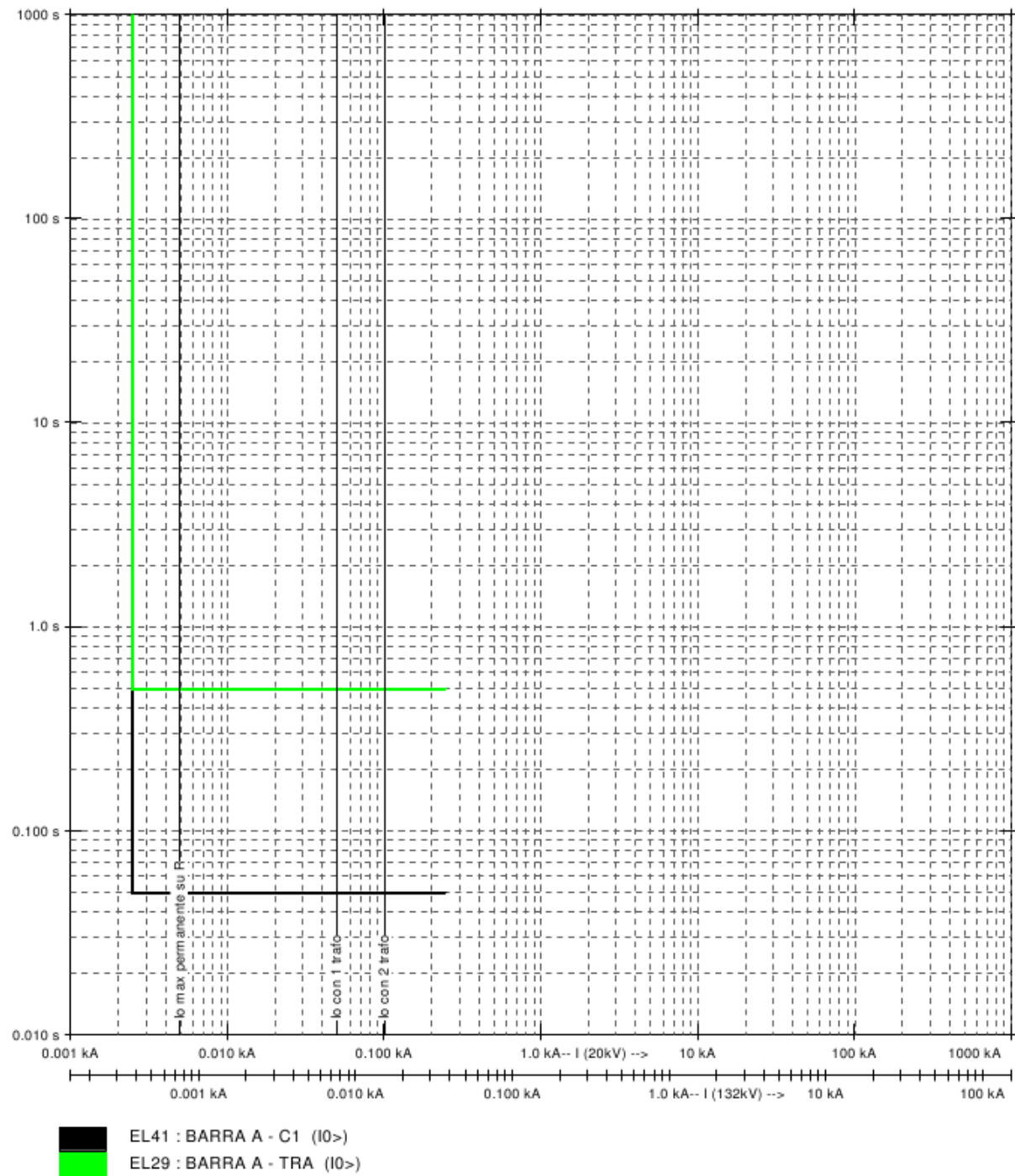
7 Tarature del sistema di protezione

7.1 Convertitore 1

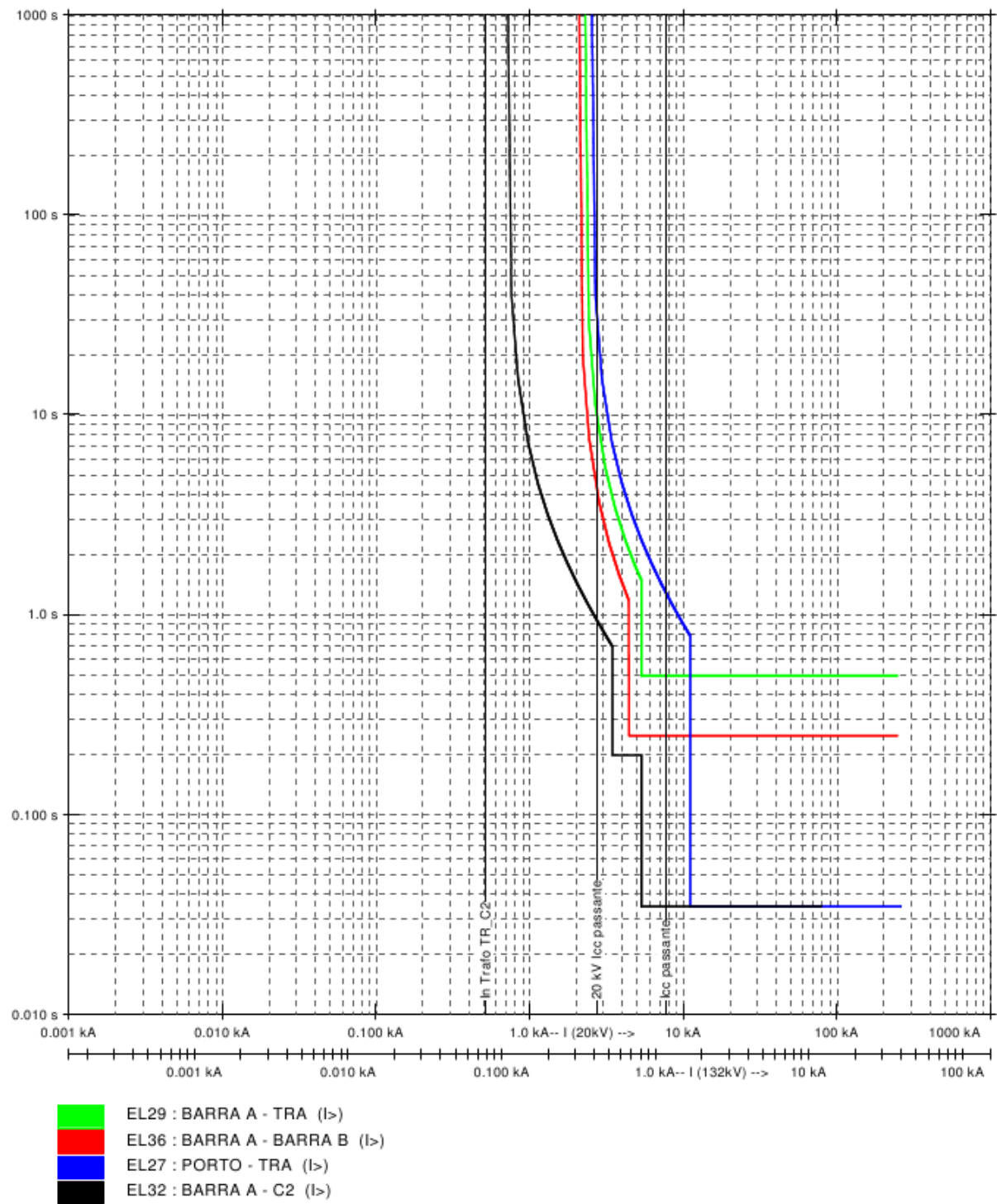


7.2

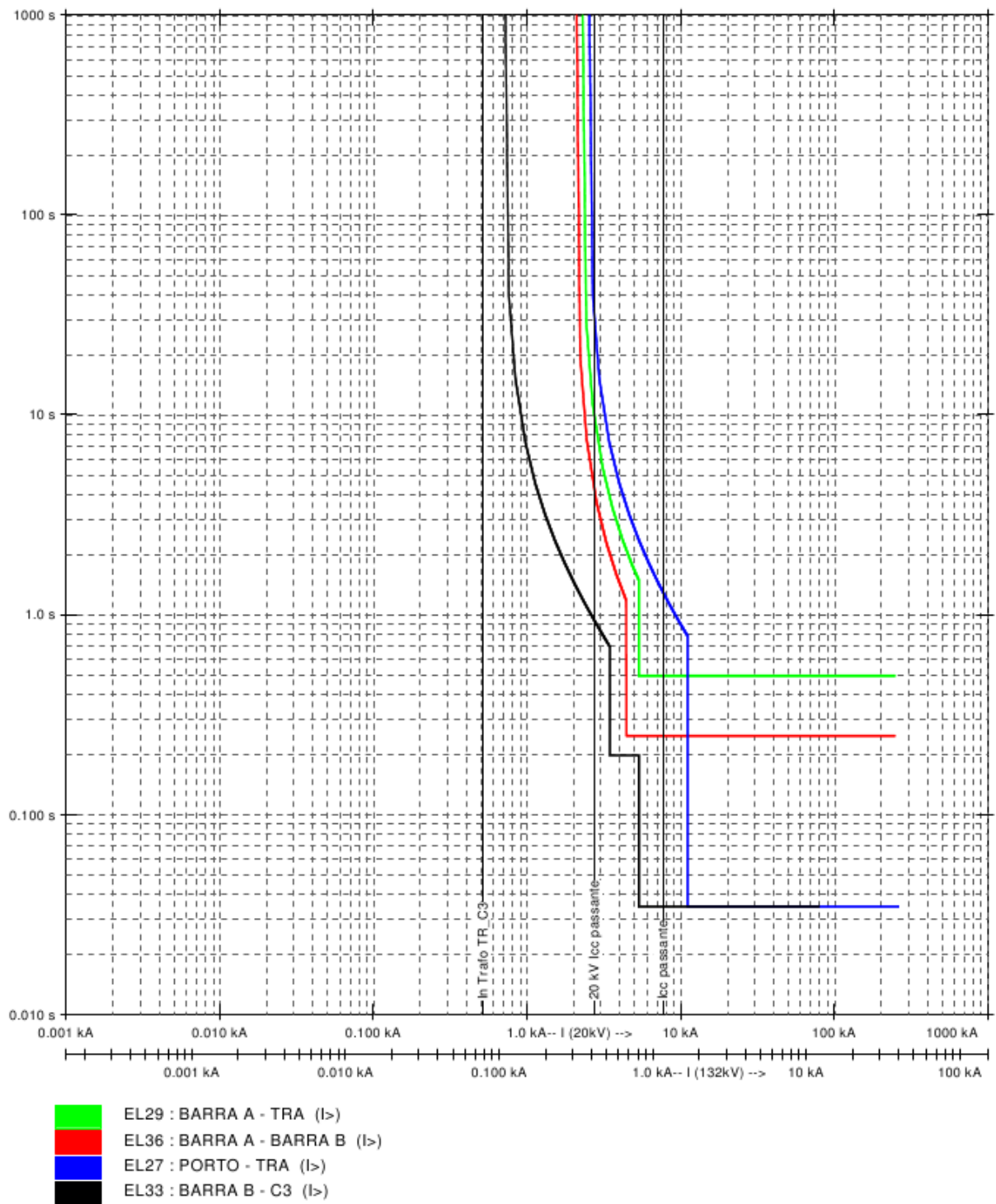
Convertitore 1



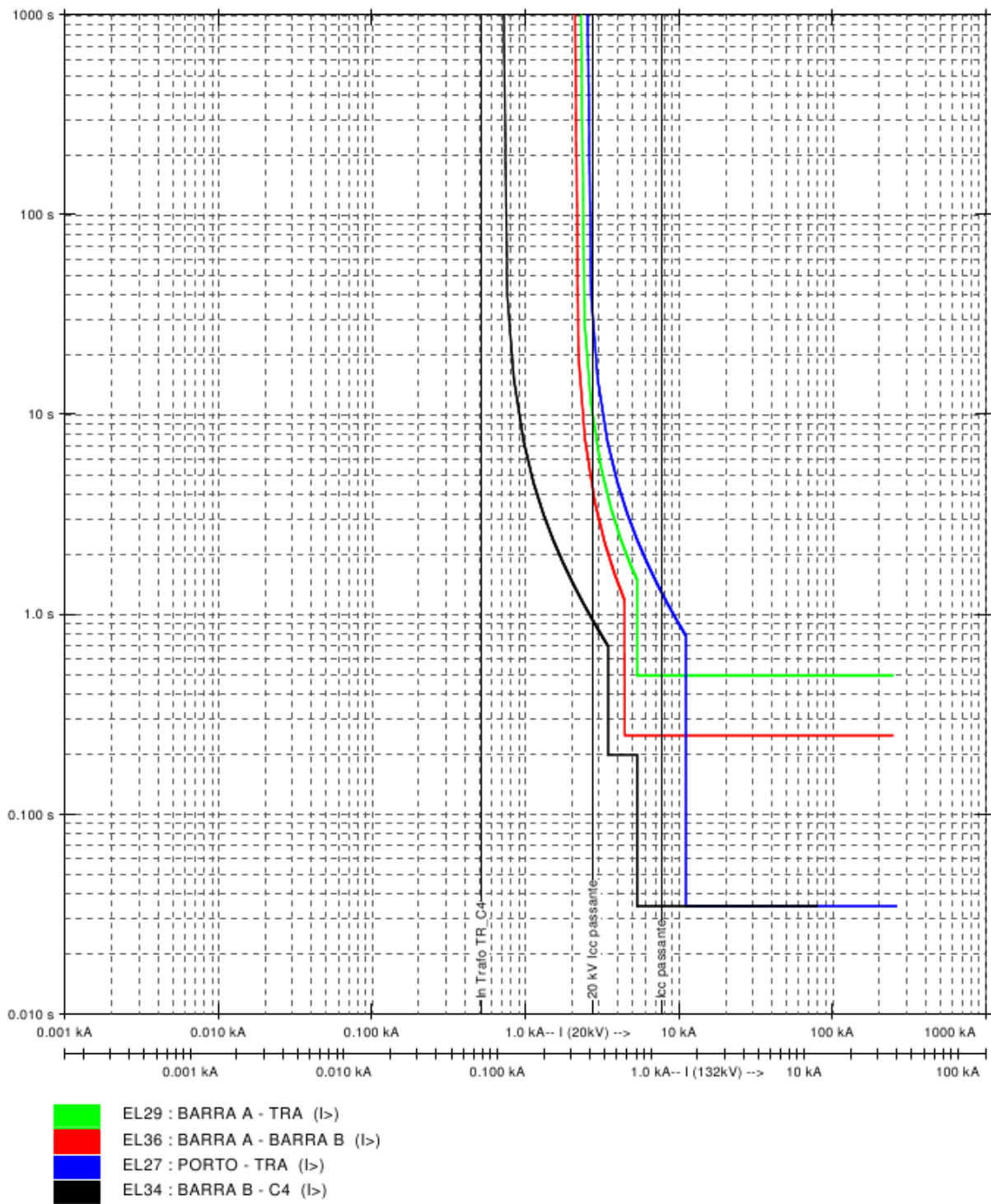
7.3 Convertitore 2



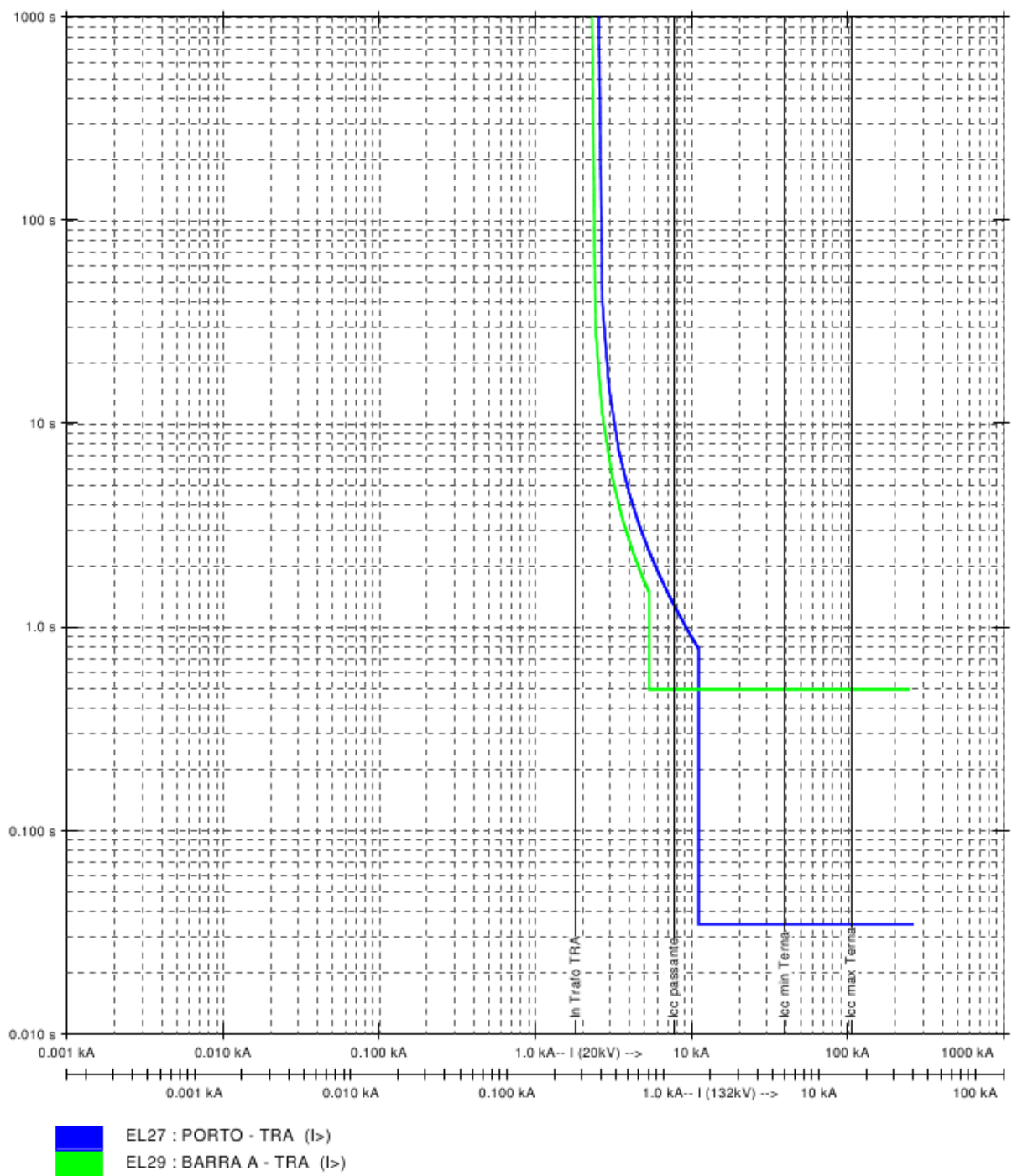
7.4 Convertitore 3



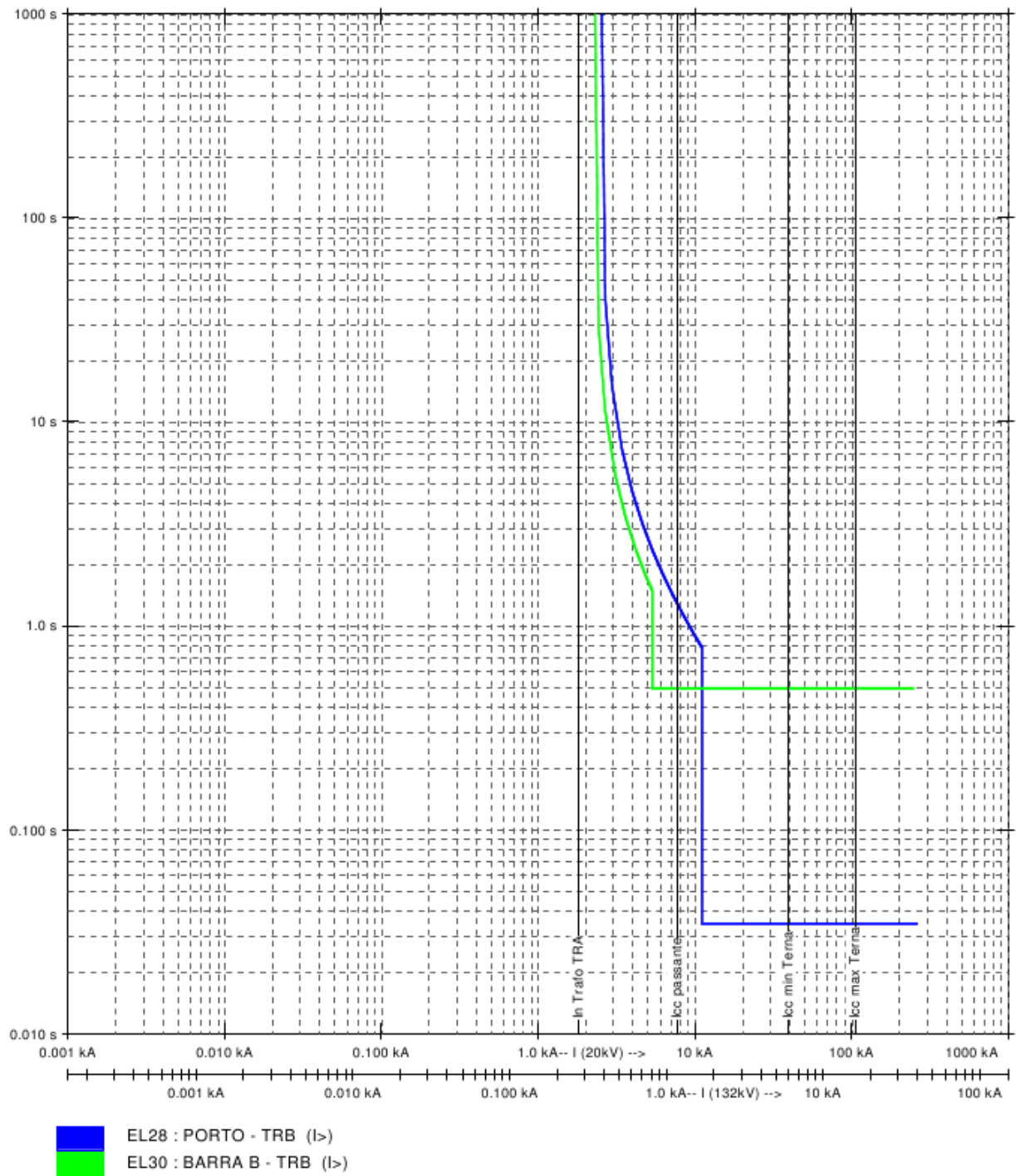
7.5 Convertitore 4



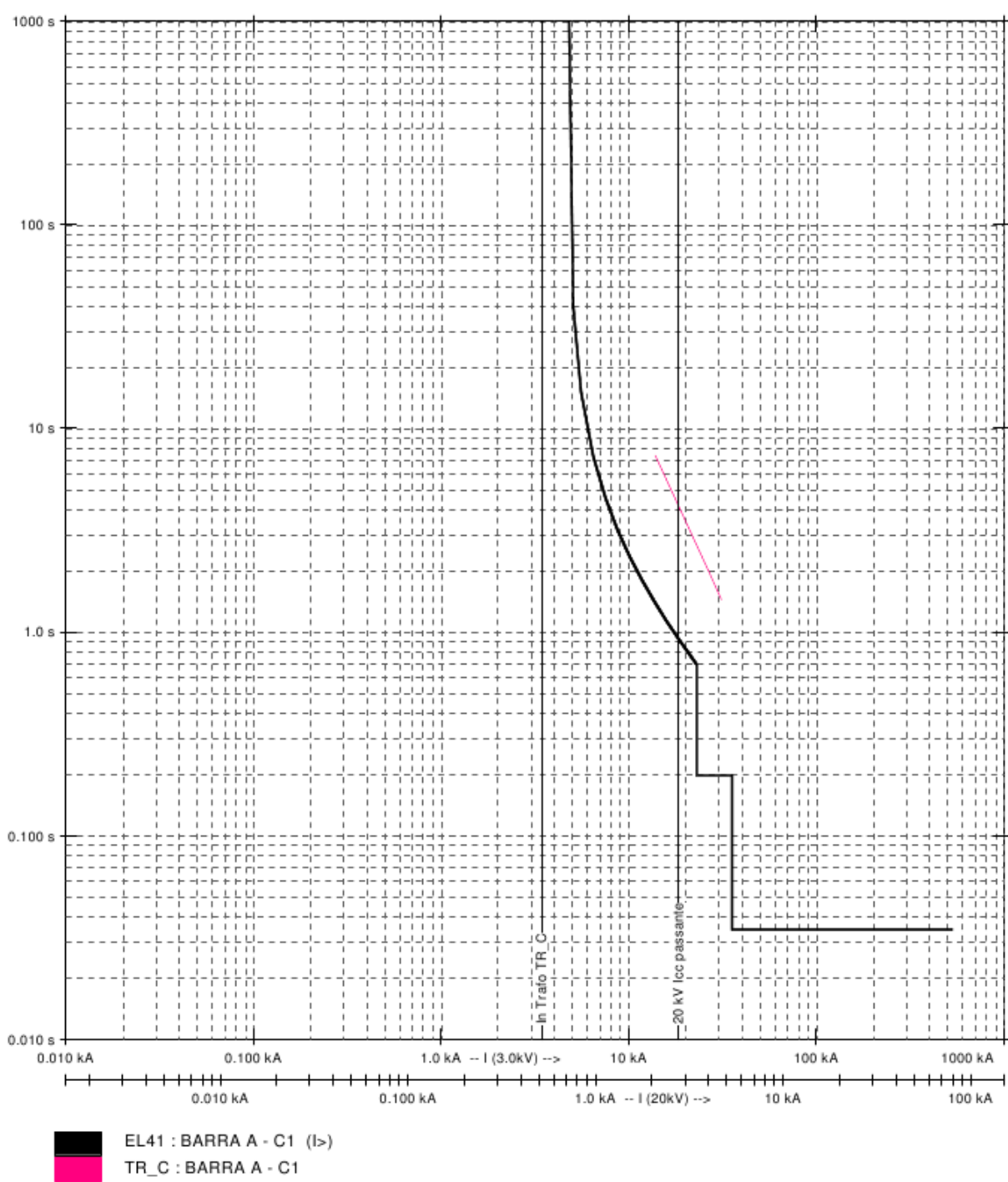
7.6 Trasformatore A



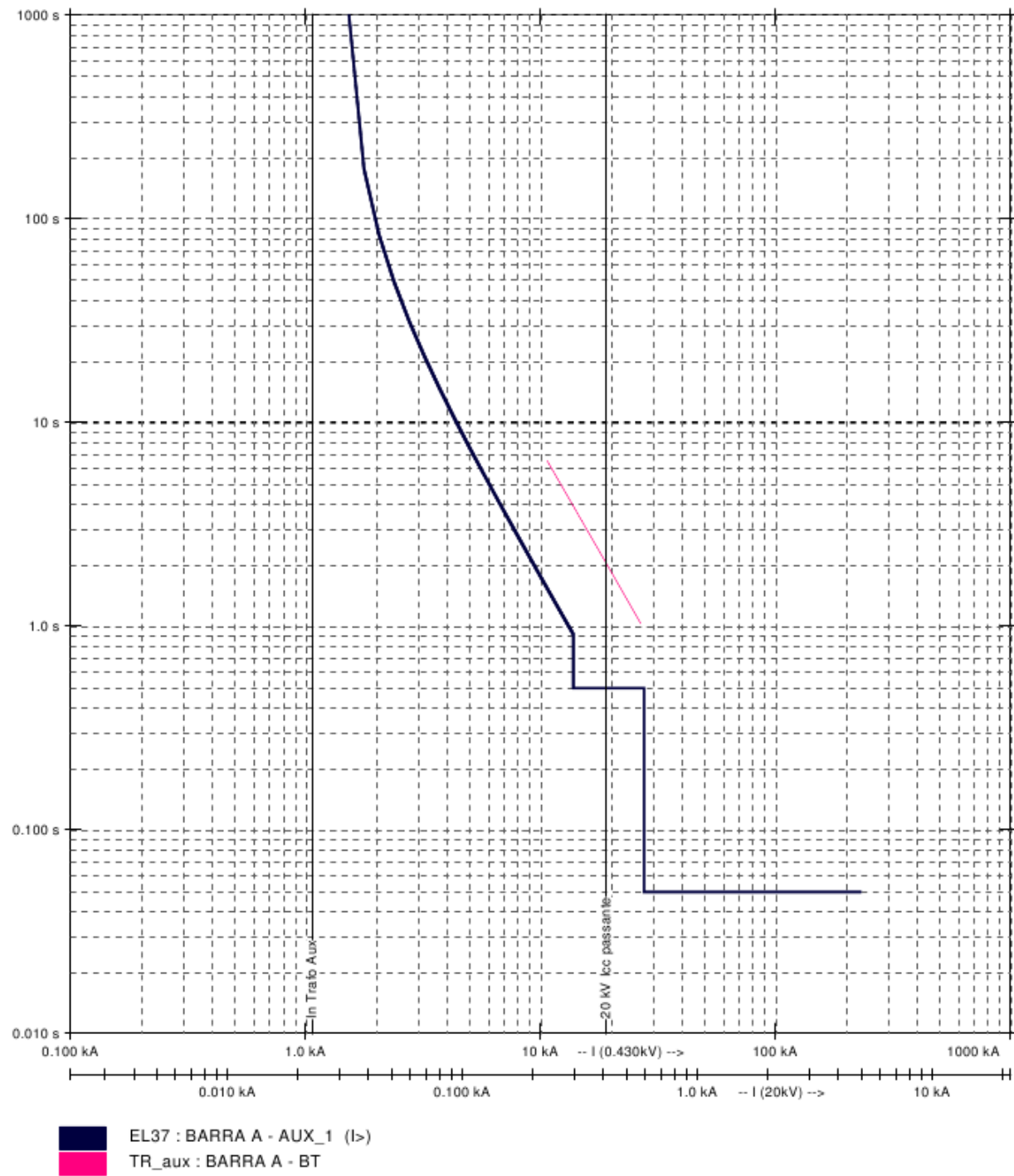
7.7 Trasformatore B



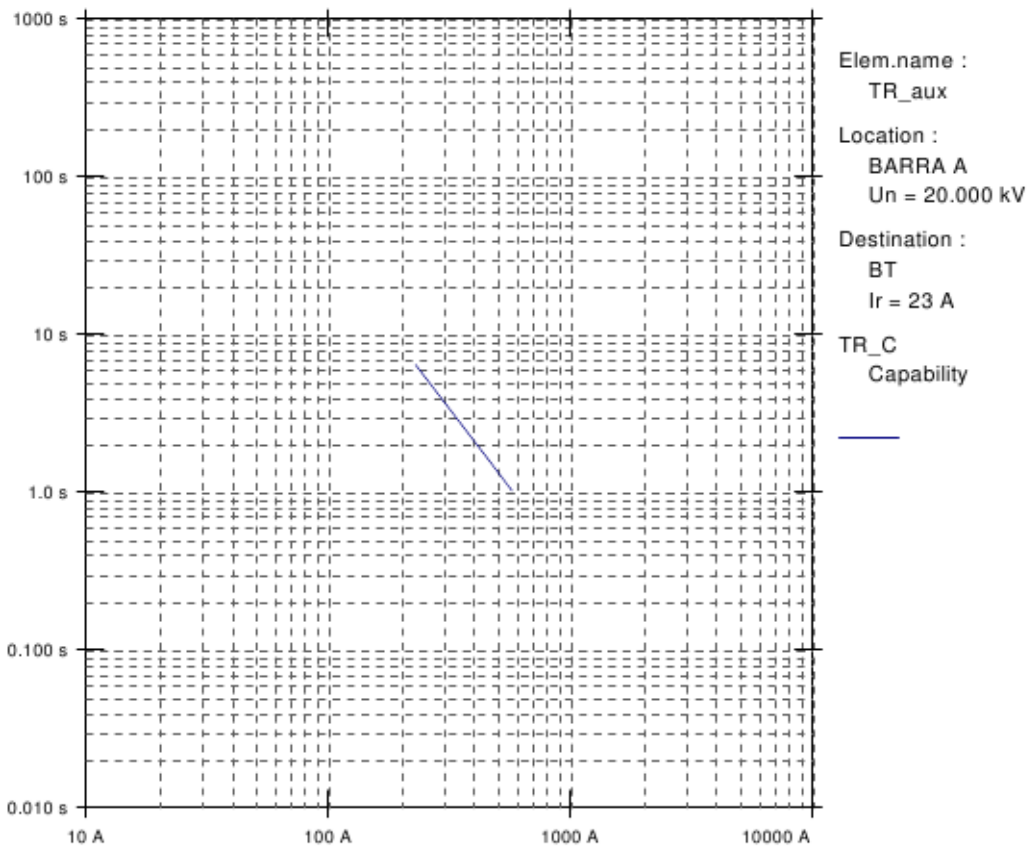
7.8 Trasformatore Convertitore



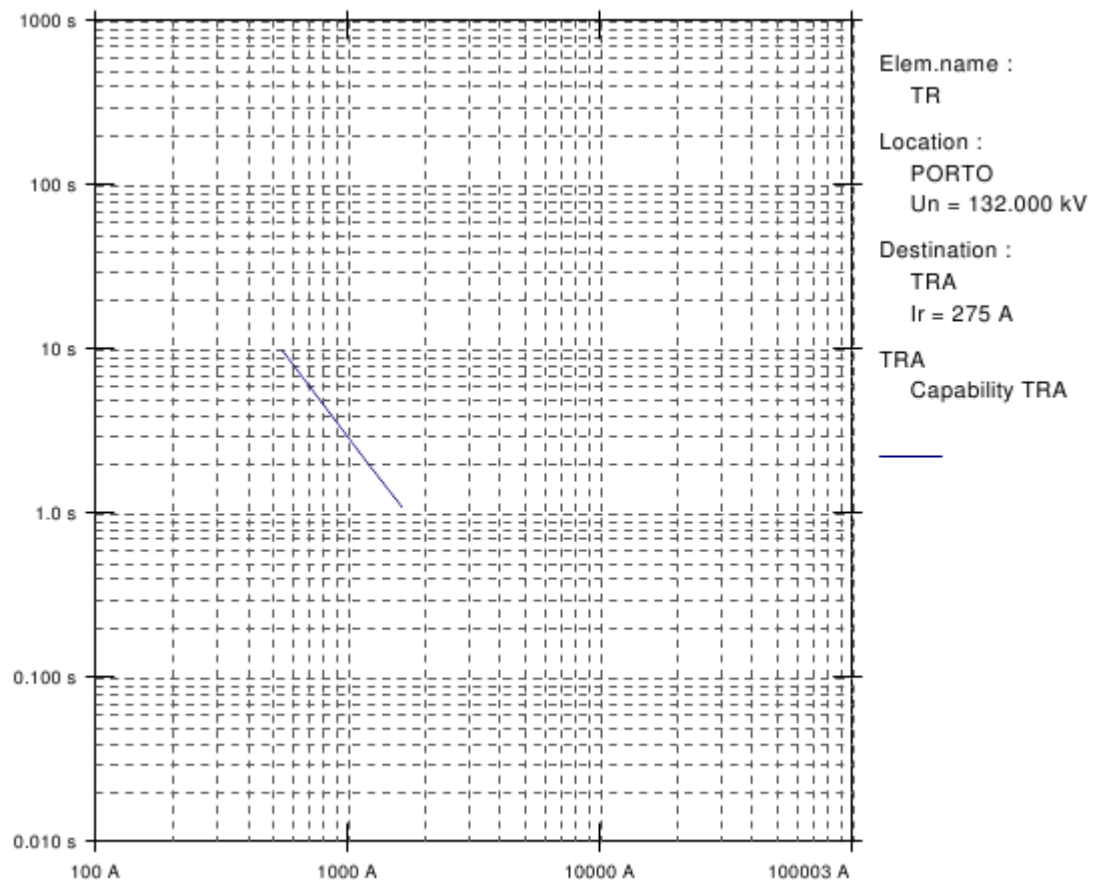
7.9 Trasformatore AUX



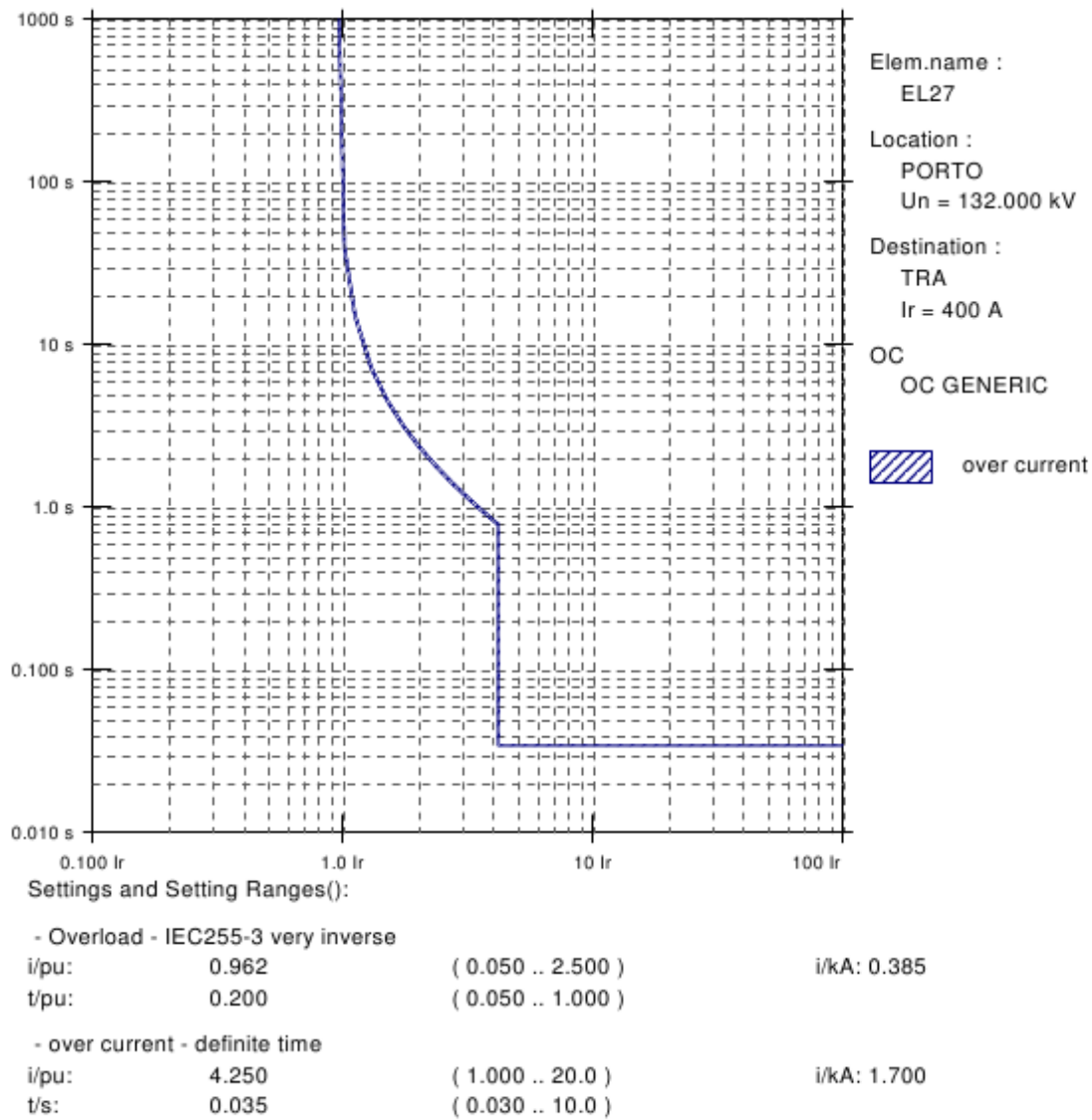
7.10 Tr_Aux Barra A --Bt



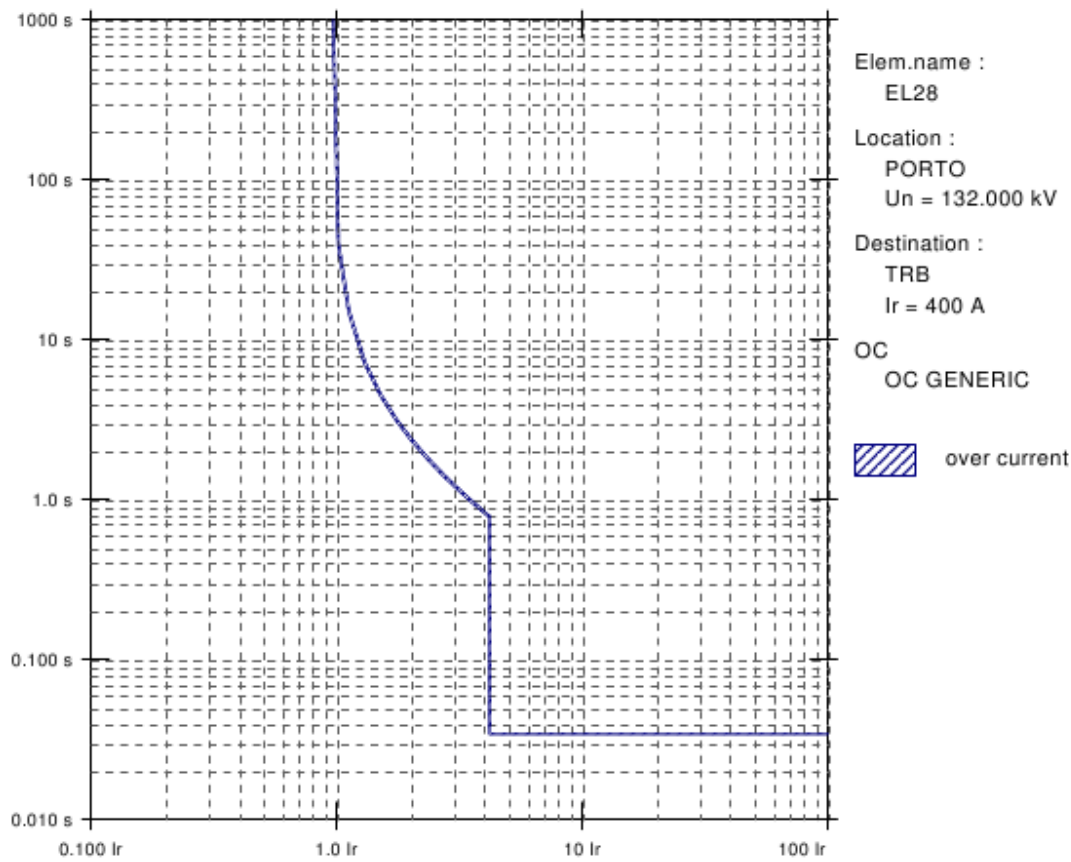
7.11 TR Porto --TRA



7.12 EL27 Porto TRA



7.13 EL28 Porto --TRB



Settings and Setting Ranges():

- Overload - IEC255-3 very inverse

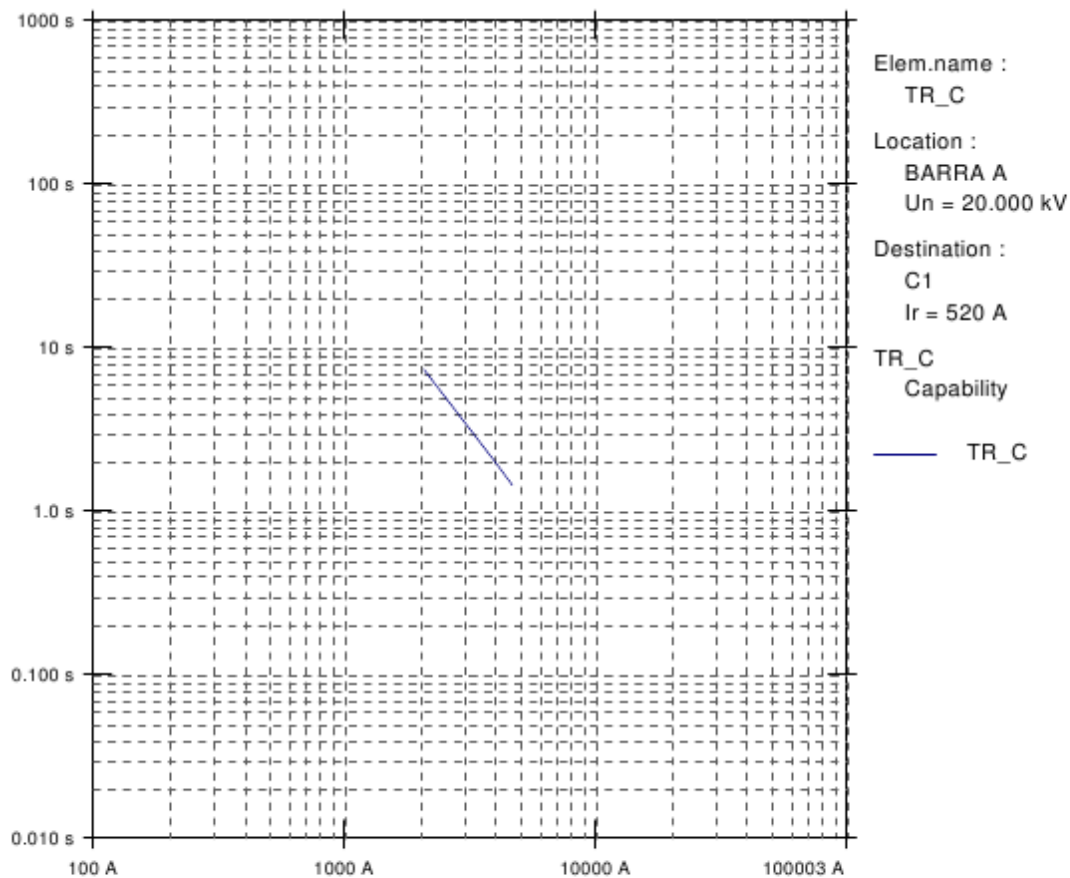
i/pu:	0.962	(0.050 .. 2.500)	i/kA: 0.385
t/pu:	0.200	(0.050 .. 1.000)	

- over current - definite time

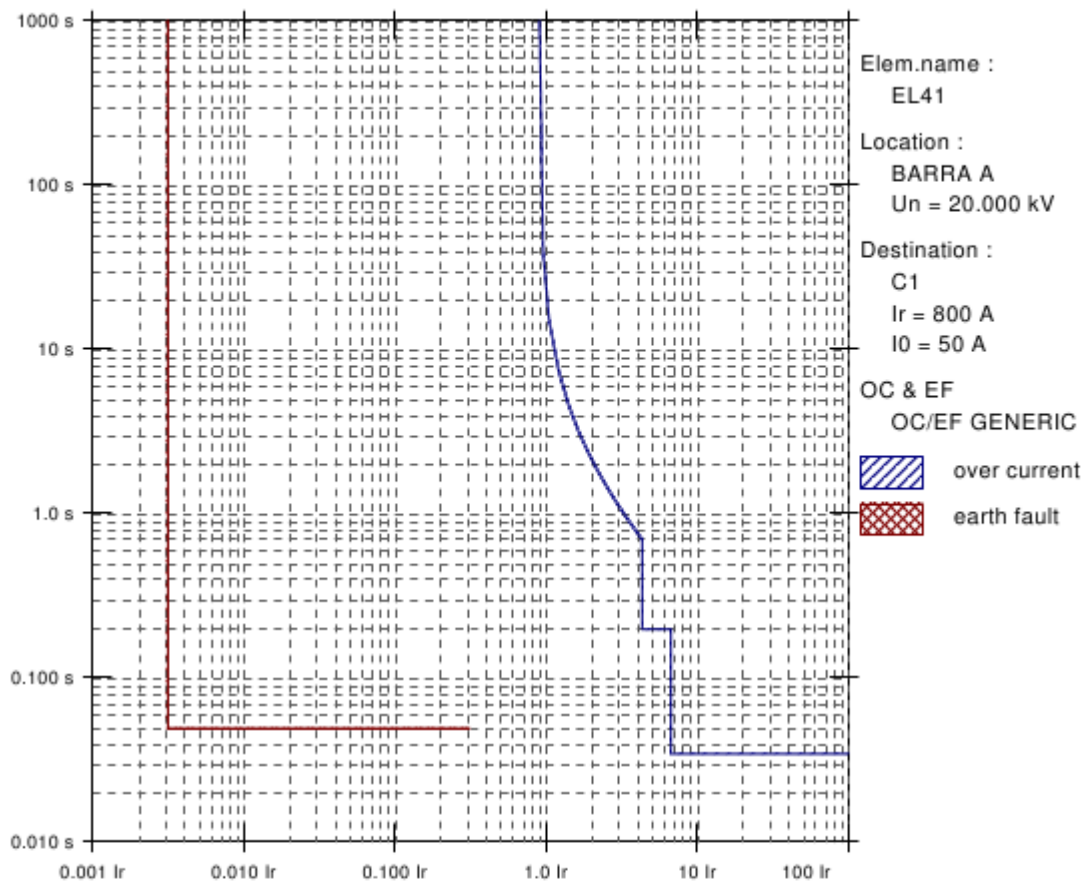
i/pu:	4.250	(1.000 .. 20.0)	i/kA: 1.700
t/s:	0.035	(0.030 .. 10.0)	

7.14

TR_C Barra A -- C1



7.15 EL41 Barra A -- C1



Settings and Setting Ranges():

- Overload - IEC255-3 very inverse

i/pu:	0.900	(0.050 .. 2.500)	i/kA: 0.720
t/pu:	0.200	(0.050 .. 10.0)	

I>>> - over current - definite time

i/pu:	6.750	(1.000 .. 20.0)	i/kA: 5.400
t/s:	0.035	(0.030 .. 10.0)	

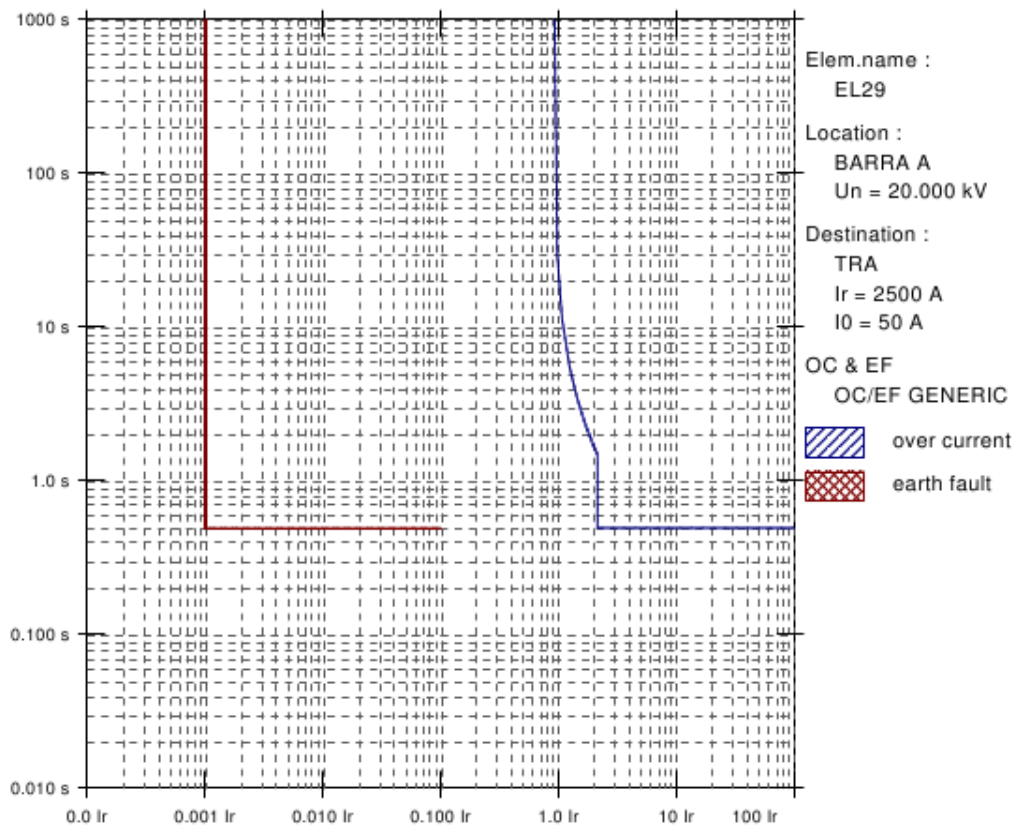
I>>> - over current - definite time

i/pu:	4.375	(1.000 .. 20.0)	i/kA: 3.500
t/s:	0.200	(0.030 .. 10.0)	

Io> - earth fault - definite time

i/pu:	0.050	(0.010 .. 0.500)	i/kA: 0.002500
t/s:	0.050	(0.050 .. 180.0)	

7.16 EL29 Barra A -- TRA



Settings and Setting Ranges():

- Overload - IEC255-3 very inverse

i/pu: 0.920 (0.050 .. 2.500) i/kA: 2.300

t/pu: 0.150 (0.050 .. 10.0)

- over current - definite time

i/pu: 2.160 (1.000 .. 20.0) i/kA: 5.400

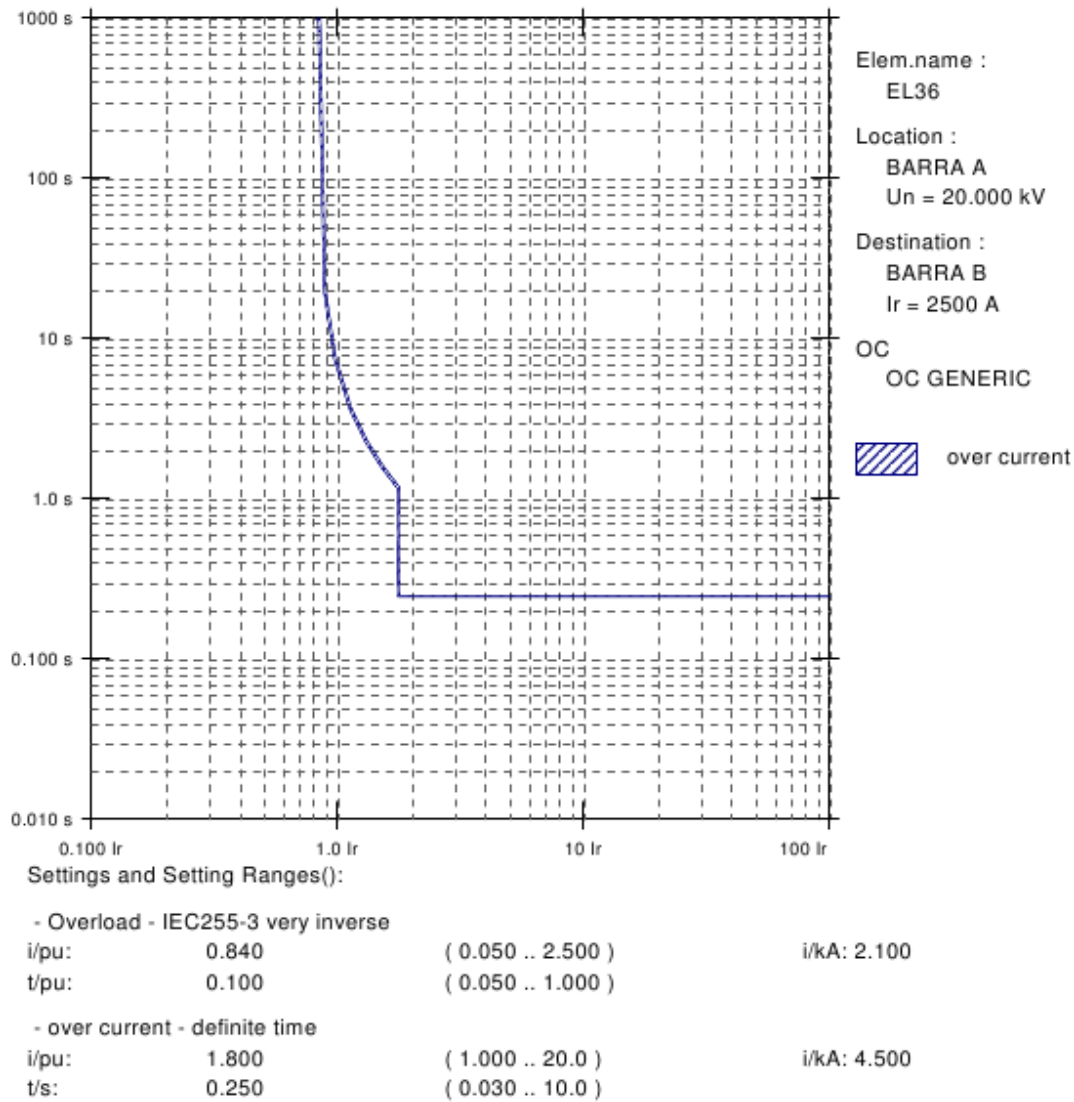
t/s: 0.500 (0.030 .. 10.0)

lo> - earth fault - definite time

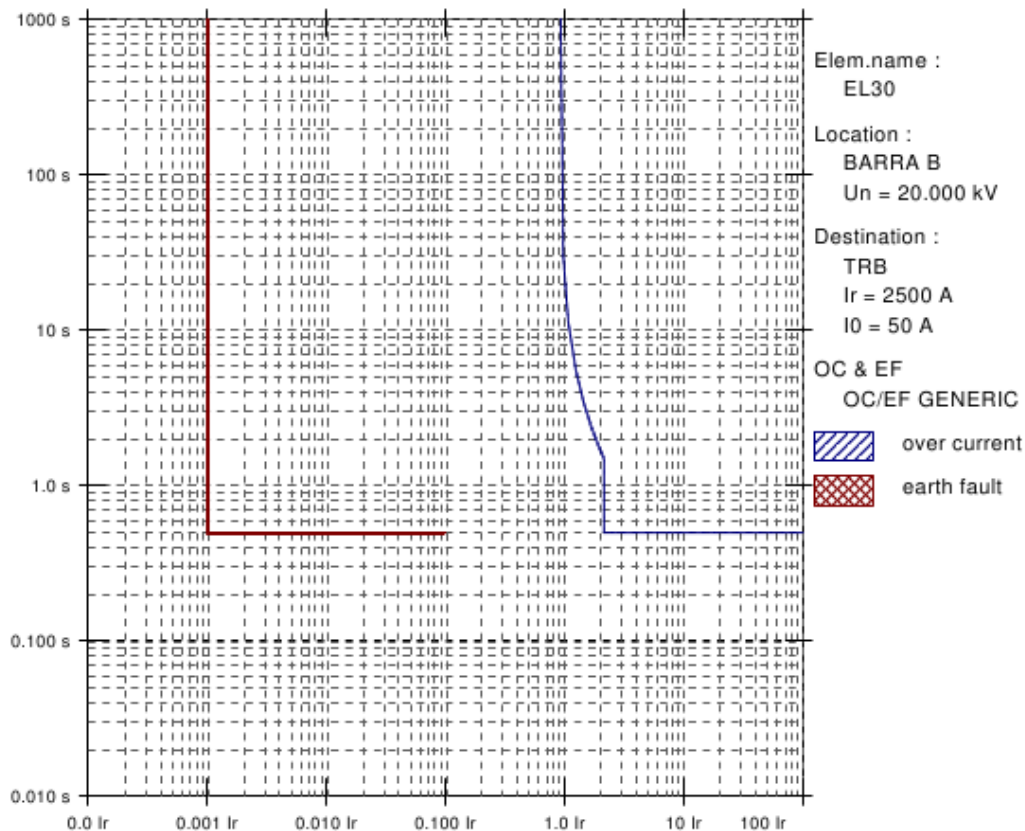
i/pu: 0.050 (0.010 .. 0.500) i/kA: 0.002500

t/s: 0.500 (0.060 .. 180.0)

7.17 EL36 Barra A – Barra B



7.18 EL30 Barra A -- TRB



Settings and Setting Ranges():

- Overload - IEC255-3 very inverse

i/pu:	0.920	(0.050 .. 2.500)	i/kA: 2.300
t/pu:	0.150	(0.050 .. 10.0)	

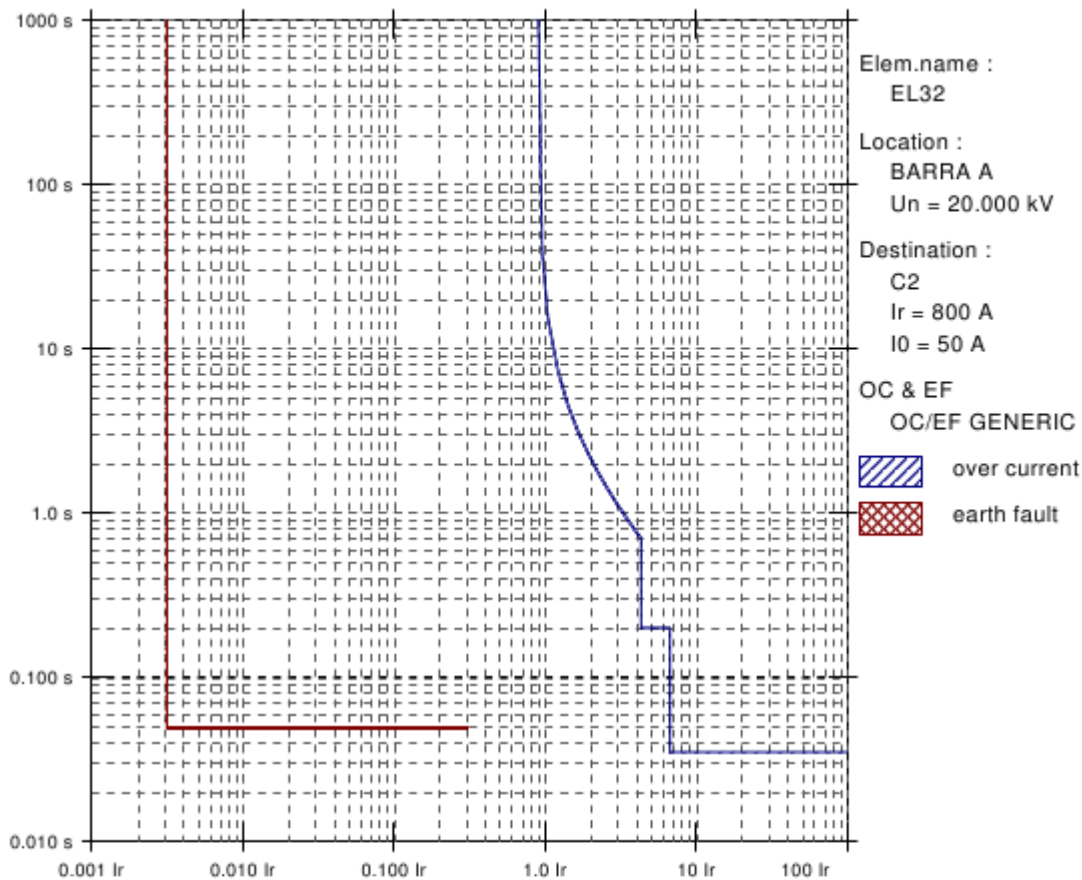
- over current - definite time

i/pu:	2.160	(1.000 .. 20.0)	i/kA: 5.400
t/s:	0.500	(0.030 .. 10.0)	

Io> - earth fault - definite time

i/pu:	0.050	(0.010 .. 0.500)	i/kA: 0.002500
t/s:	0.500	(0.060 .. 180.0)	

7.19 EL32 Barra A – C2



Settings and Setting Ranges():

- Overload - IEC255-3 very inverse

i/pu:	0.900	(0.050 .. 2.500)	i/kA: 0.720
t/pu:	0.200	(0.050 .. 10.0)	

- over current - definite time

i/pu:	4.375	(1.000 .. 20.0)	i/kA: 3.500
t/s:	0.200	(0.030 .. 10.0)	

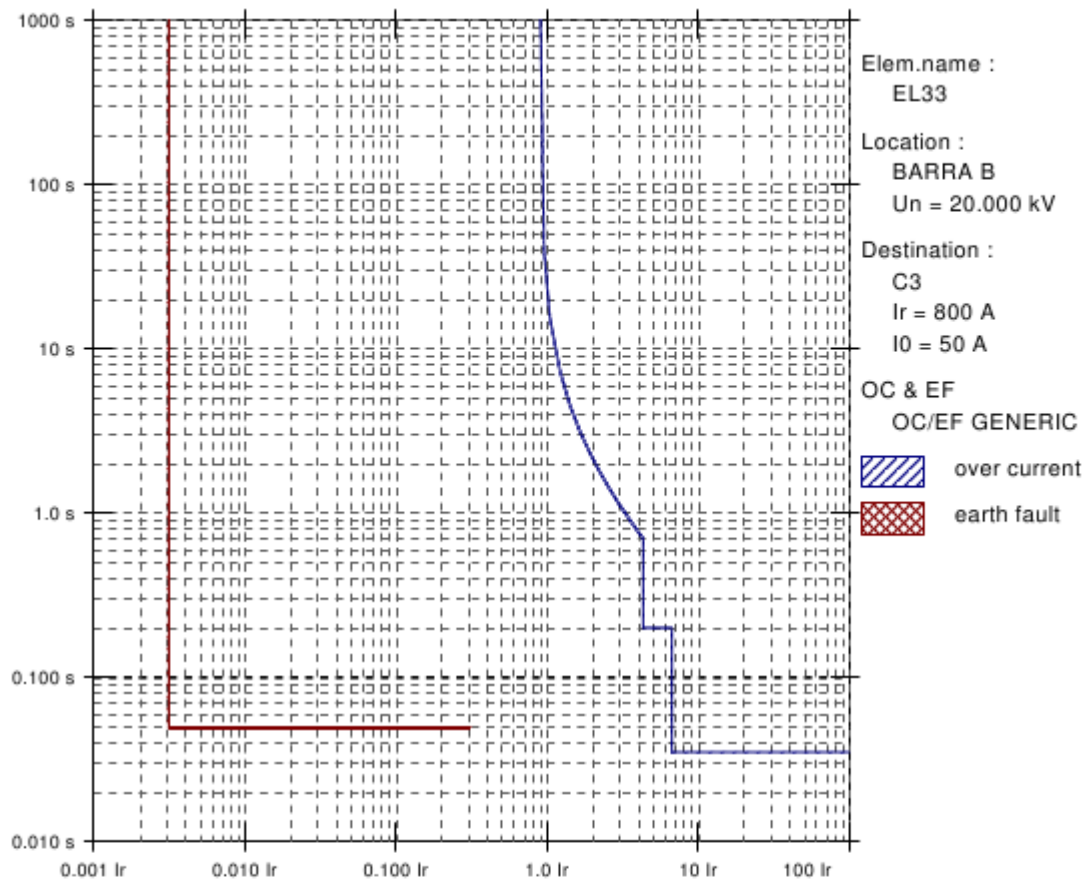
- over current - definite time

i/pu:	6.750	(1.000 .. 20.0)	i/kA: 5.400
t/s:	0.035	(0.030 .. 10.0)	

Io> - earth fault - definite time

i/pu:	0.050	(0.010 .. 0.500)	i/kA: 0.002500
t/s:	0.050	(0.050 .. 180.0)	

7.20 EL33 Barra A -- C3



Settings and Setting Ranges():

- Overload - IEC255-3 very inverse

i/pu:	0.900	(0.050 .. 2.500)	i/kA: 0.720
t/pu:	0.200	(0.050 .. 10.0)	

- over current - definite time

i/pu:	4.375	(1.000 .. 20.0)	i/kA: 3.500
t/s:	0.200	(0.030 .. 10.0)	

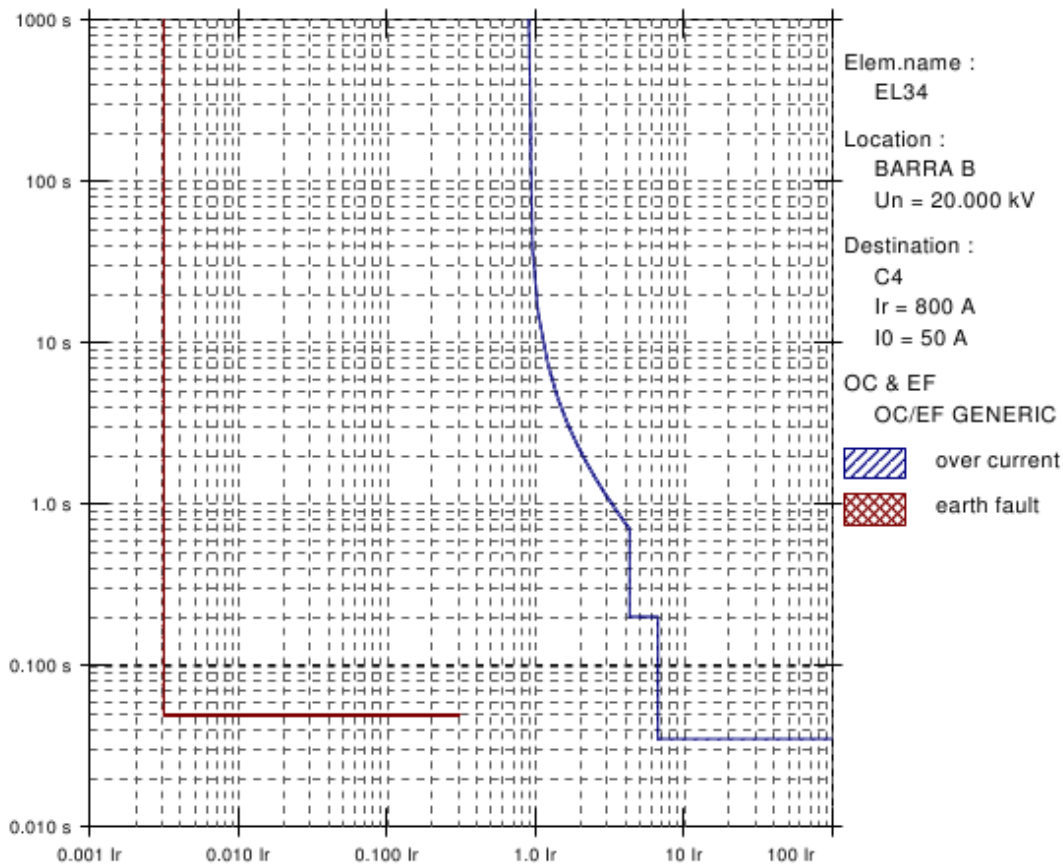
- over current - definite time

i/pu:	6.750	(1.000 .. 20.0)	i/kA: 5.400
t/s:	0.035	(0.030 .. 10.0)	

Io> - earth fault - definite time

i/pu:	0.050	(0.010 .. 0.500)	i/kA: 0.002500
t/s:	0.050	(0.050 .. 180.0)	

7.21 EL34 Barra B – C4



Settings and Setting Ranges():

- Overload - IEC255-3 very inverse

i/pu:	0.900	(0.050 .. 2.500)	i/kA: 0.720
t/pu:	0.200	(0.050 .. 10.0)	

- over current - definite time

i/pu:	4.375	(1.000 .. 20.0)	i/kA: 3.500
t/s:	0.200	(0.030 .. 10.0)	

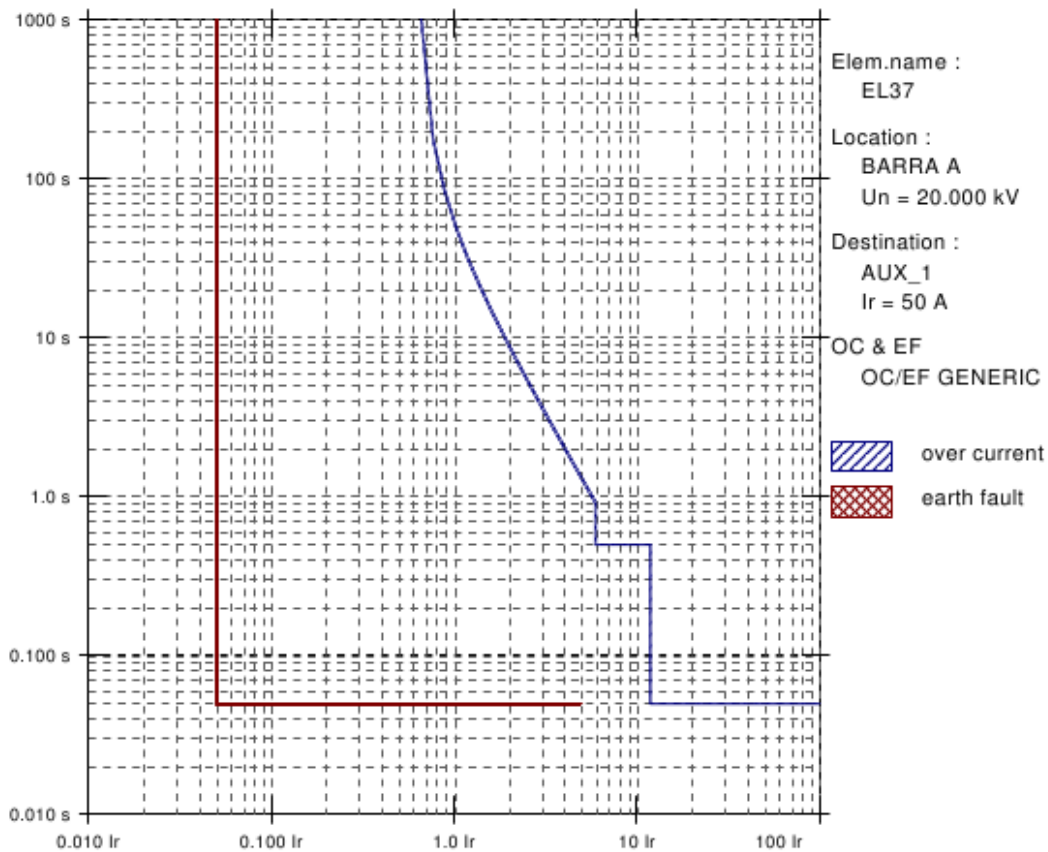
- over current - definite time

i/pu:	6.750	(1.000 .. 20.0)	i/kA: 5.400
t/s:	0.035	(0.030 .. 10.0)	

lo> - earth fault - definite time

i/pu:	0.050	(0.010 .. 0.500)	i/kA: 0.002500
t/s:	0.050	(0.050 .. 180.0)	

7.22 EL37 Barra A – AUX_1



Settings and Setting Ranges():

- Overload - IEC255-3 extremely inverse

i/pu:	0.640	(0.050 .. 2.500)	i/kA: 0.032
t/pu:	1.000	(0.050 .. 10.0)	

- over current - definite time

i/pu:	6.000	(1.000 .. 20.0)	i/kA: 0.300
t/s:	0.500	(0.030 .. 10.0)	

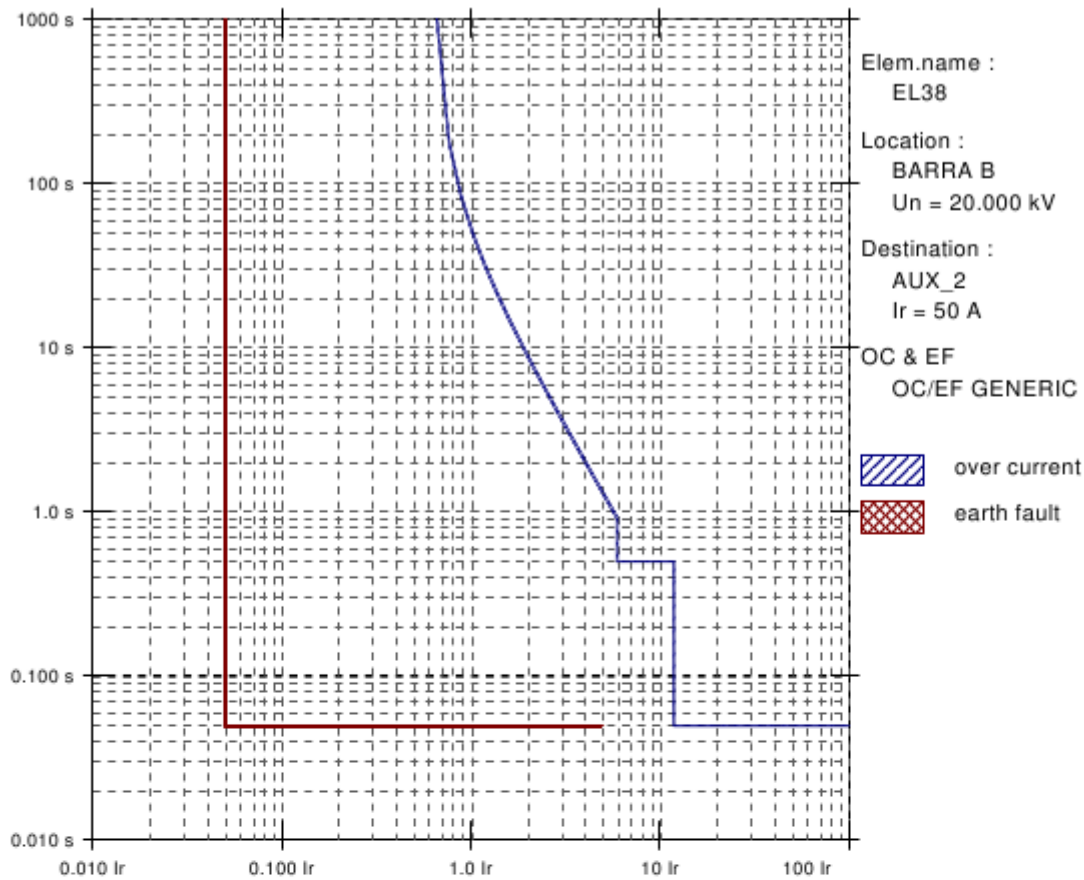
- over current - definite time

i/pu:	12.0	(1.000 .. 20.0)	i/kA: 0.600
t/s:	0.050	(0.030 .. 10.0)	

lo> - earth fault - definite time

i/pu:	0.050	(0.010 .. 0.500)	i/kA: 0.002500
t/s:	0.050	(0.050 .. 180.0)	

7.23 EL38 Barra B -- AUX_2



Settings and Setting Ranges():

- Overload - IEC255-3 extremely inverse

i/pu: 0.640 (0.050 .. 2.500) i/kA: 0.032

t/pu: 1.000 (0.050 .. 10.0)

- over current - definite time

i/pu: 6.000 (1.000 .. 20.0) i/kA: 0.300

t/s: 0.500 (0.030 .. 10.0)

- over current - definite time

i/pu: 12.0 (1.000 .. 20.0) i/kA: 0.600

t/s: 0.050 (0.030 .. 10.0)

lo> - earth fault - definite time

i/pu: 0.050 (0.010 .. 0.500) i/kA: 0.002500

t/s: 0.050 (0.050 .. 180.0)

8 Simulazione Livelli di disturbo armonico

8.1 Teoria generale

Per poter esaminare le armoniche e il livello dei segnali di controllo delle oscillazioni ad AF nelle reti di potenza è necessario simulare il funzionamento delle reti a frequenze superiori alla fondamentale (50 o 60 Hz).

Sono richiesti i seguenti modelli:

- Elementi di rete (linee, filtri, carichi, macchine sincrone...)
- Sorgenti di armoniche (convertitori, trasmettitori di segnali di controllo ad AF...)

Gli elementi di rete sono rappresentati dai loro equivalenti circuitali: resistenze (R), induttanze (L) e capacità (C). Si ipotizza un sistema trifase simmetrico ed equilibrato, in modo da poter esaminare una rappresentazione monofase della rete alla sequenza diretta.

In generale le resistenze e induttanze degli elementi di rete dipendono dalla frequenza, per esempio a causa dell'aumento della disuniformità della distribuzione di corrente sulla sezione di un conduttore all'aumentare della frequenza (effetto pelle). Normalmente le resistenze aumentano alle alte frequenze mentre le induttanze diminuiscono. Le capacità sono praticamente indipendenti dalla frequenza. La dipendenza dalla frequenza degli elementi può essere specificata in tre modi diversi. Le resistenze e le induttanze del circuito equivalente devono essere ricalcolate per tutte le frequenze.

Vi è una differenza tra generatori di tensione e generatori di corrente. I generatori di corrente iniettano corrente nella rete mentre i generatori di tensione impongono tensioni ai nodi. I generatori di corrente devono simulare:

- La caratteristica non lineare corrente-tensione delle apparecchiature
- Trasmittitori di controllo di oscillazioni ad AF.

Apparecchiature con caratteristiche corrente/tensione non lineari sono ad esempio convertitori e forni ad arco. Tali apparecchiature assorbono (e quindi iniettano) correnti a frequenza multipla della fondamentale e normalmente vengono rappresentate da generatori di corrente armoniche. Le armoniche di corrente dipendono (come frequenza, ampiezza e fase) dalla costruzione e dal funzionamento di queste apparecchiature. Nel caso di un forno ad arco, questi sono valori costanti dipendenti dalle particolari caratteristiche del forno.

Trasmittitori di controllo di oscillazioni ad AF iniettano nella rete una corrente o una tensione ad una frequenza ben nota.

Per il calcolo in regime armonico, vengono attuati i seguenti passi per ciascuna frequenza di interesse:

- Determinazione degli elementi del circuito equivalente $R(f)$, $L(f)$ (dipendenti dalla frequenza) e C.
- Creazione della matrice alle ammettenze per la rete
- Soluzione del sistema lineare di equazioni

$$I(f) = Y(f) \cdot U(f)$$

I generatori di armoniche o i trasmettitori di controllo di oscillazioni ad AF sono rappresentati dai loro circuiti equivalenti (generatori di corrente o di tensione)

Caratteristiche

Le seguenti caratteristiche sono importanti per l'analisi armonica.

- Tensione armonica percentuale uk della k-esima armonica

$$U = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + U_3^2 + \dots}$$

- Valore efficace della corrente alla frequenza di rete (somma geometrica):

$$I = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots}$$

- Valore efficace componente armonica di tensione (somma geometrica):

$$U = \sqrt{U_2^2 + U_3^2 + U_4^2 + \dots}$$

- Valore efficace componente armonica di corrente (somma geometrica):

$$I = \sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots}$$

- Fattore di Distorsione in %:

$$DF = \frac{\sqrt{U_1^2 + U_2^2 + U_3^2 + \dots}}{U_1} * 100$$

8.2 Calcolo del filtro

Si è eseguito il calcolo del filtro da installare nel sistema attraverso le formule:

$$Q = \frac{V^2 * \omega * C}{-(1 - n^2)} \quad L = \frac{1}{\omega^2 * n^2 C}$$

dove:

n è l'ordine di armonicità dei disturbi immessi in rete

V è la tensione nominale

f è la frequenza nominale

w è il valore di ω

La risoluzione di queste equazioni permette di trovare il valore della capacità e dell'induttanza del filtro da inserire per poter riportare il valore del THD entro i limiti previsti da Terna.

Il filtro è costituito da un semplice elemento del secondo ordine, che ha come frequenza di taglio la più bassa delle armoniche di disturbo emesse in rete.

Quindi, come da risultati ottenuti dalle formule, si è visto che il filtro è caratterizzato da :

$$L = 1,829 \text{ mH}$$

$$C = 1.591 \text{ microFarad}$$

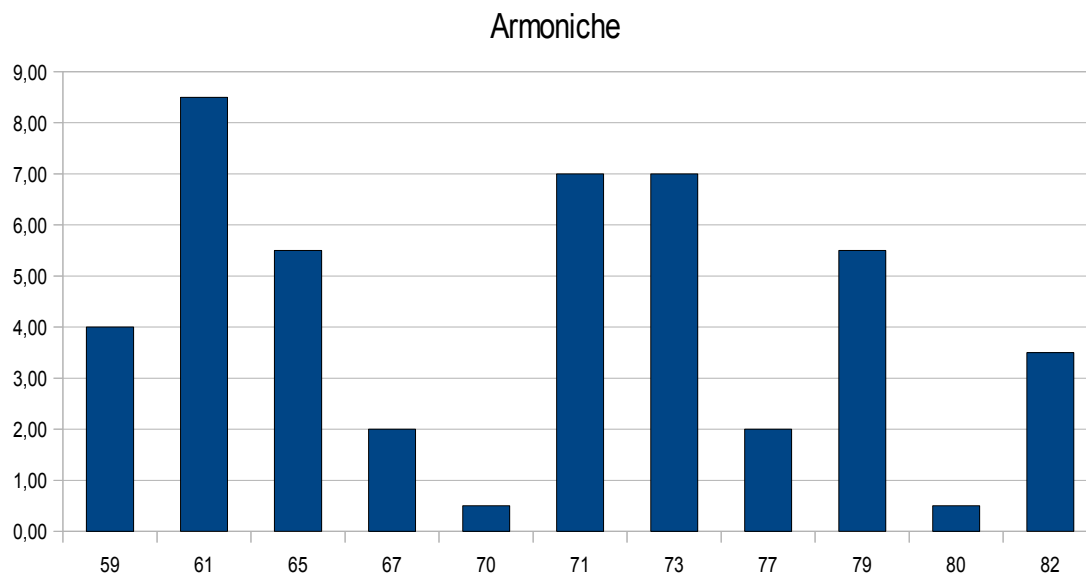
8.3 Analisi armonica

L'analisi armonica che è stata eseguita sull'Impianto ha dimostrato dei valori particolarmente bassi di THD, soprattutto a monte del trasformatore AT/MT.

Questo è dovuto soprattutto al fatto che, come è possibile vedere dal grafico riportato, le emissioni di armoniche del convertitore sono localizzate a frequenze molto alte. Questo significa che la componente induttiva del trasformatore diventa molto importante nell'abbattimento delle armoniche.

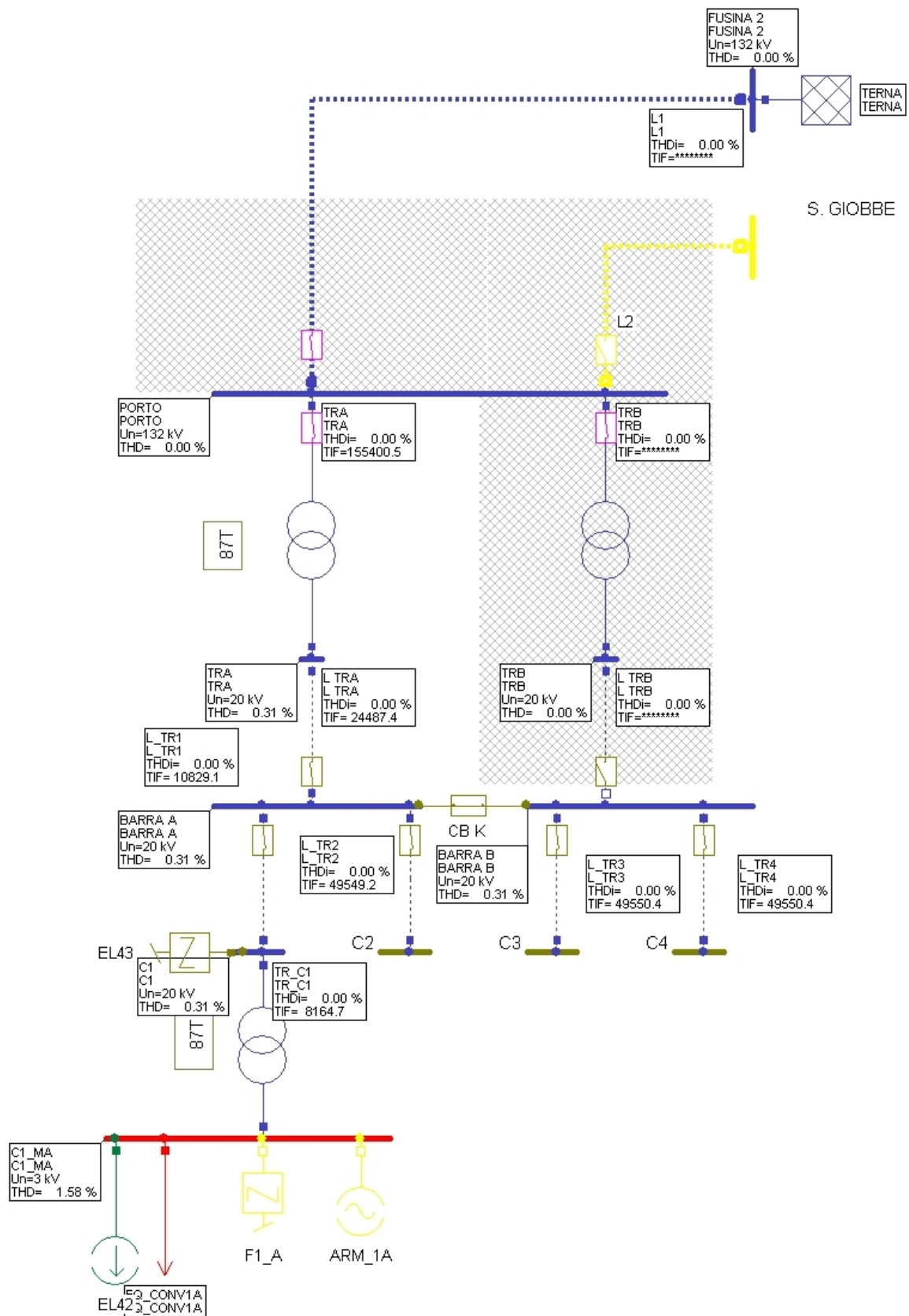
Osservando il risultato dei calcoli, qui riportati solo in forma grafica (per una trattazione analitica si rimanda alla tabella dei risultati numerici in Appendice), si denota la non necessità dell'installazione del filtro.

Tutto ciò, discende anche dalla capacità del convertitore di auto-compensare la potenza reattiva immessa in rete.



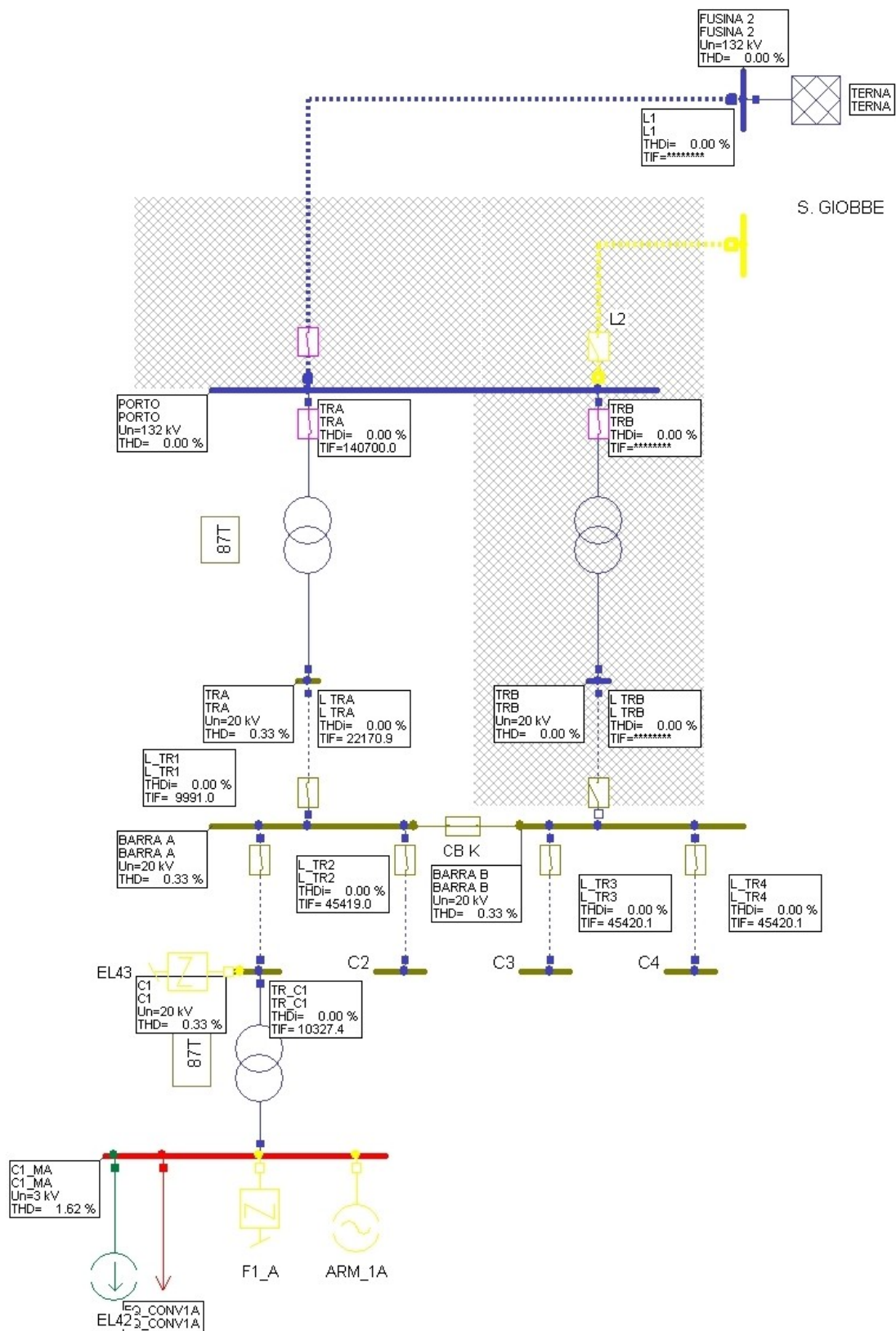
Emissione di armoniche in % sul valore della fondamentale

Con filtro inserito



8.3.2

Senza filtro inserito



9 Varie

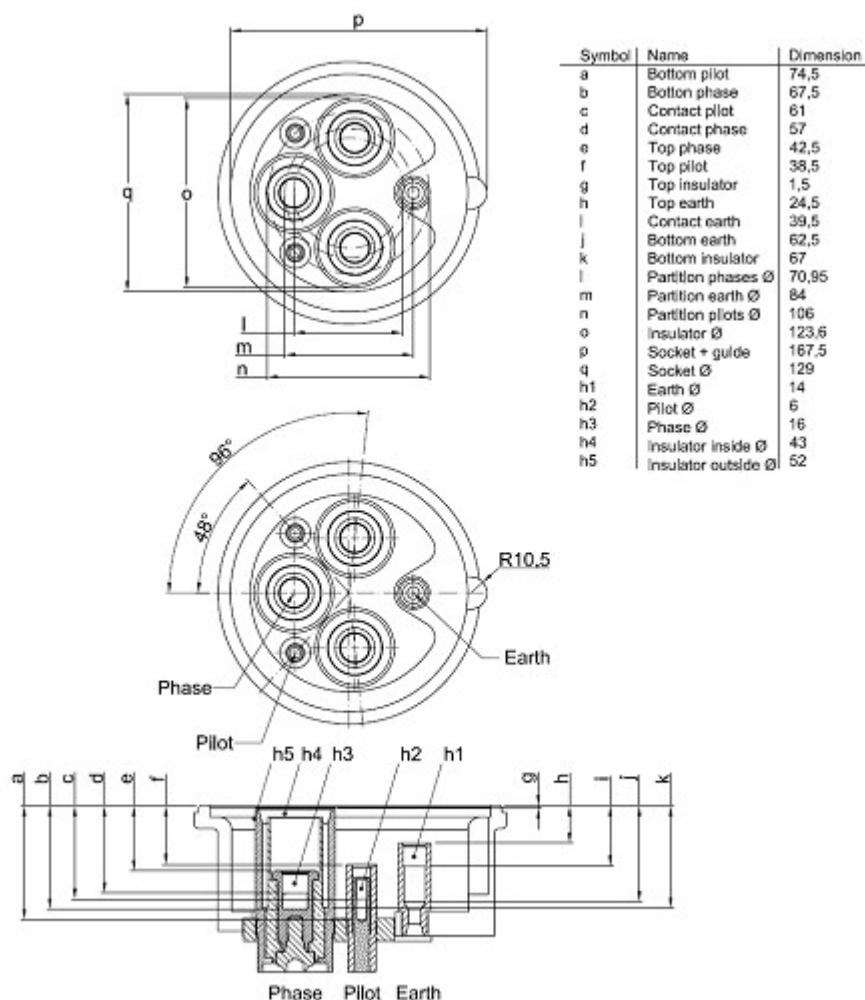
9.1 Standardizzazione della connessione

Prima dell'entrata in vigore della norma IEC/PAS 6092-510, per ogni installazione di cold-ironing venivano utilizzate delle connessioni proprietarie, diverse per ogni tipo di porto.

Questo creava degli indubbi svantaggi in quanto la nave aveva la possibilità di connettersi soltanto nei porti in cui era predisposto tutto ciò.

Durante la redazione della norma IEC/PAS 60092-510 sono stati ascoltati i rappresentanti di tutte le maggiori compagnie di navigazione e di tutti i porti già attrezzati per il cold-ironing, in modo da poter giungere ad una standardizzazione della connessione che potesse uniformare tutte quelle attualmente esistenti.

Nella norma, alla sezione ANNEX A, vengono specificate tutte le caratteristiche che devono essere proprie della connessione.



La presa dovrà avere determinate specifiche di resistenza a sforzi meccanici e, in relazione alla tensione nominale, dovrà avere anche determinate specifiche elettriche, come prescritto nella norma.

Per verificare il rispetto degli standard elettrici sono prescritte alcuni test elettrici, in accordo con le norme IEC 60502-4 , IEC 62271-200 e IEC 60309-1 comma 22.

Le fibre ottiche, per scopi di comunicazione, dovranno essere integrate nel cavo di potenza. La connessione ottica dovrà quindi essere integrata nella presa lato nave. L'accoppiamento dei connettori dovrà essere progettato in modo che la connessione dei due capi della fibra ottica avvenga prima della connessione del cavo in rame.

Nell'ANNEX B vengono definite le caratteristiche del cavo di collegamento, che deve essere costituito da conduttori di potenza in rame, l'isolamento, lo schermo dell'isolamento. Il conduttore in fibra ottica dovrà giacere in mezzo alla terna di conduttori di potenza.

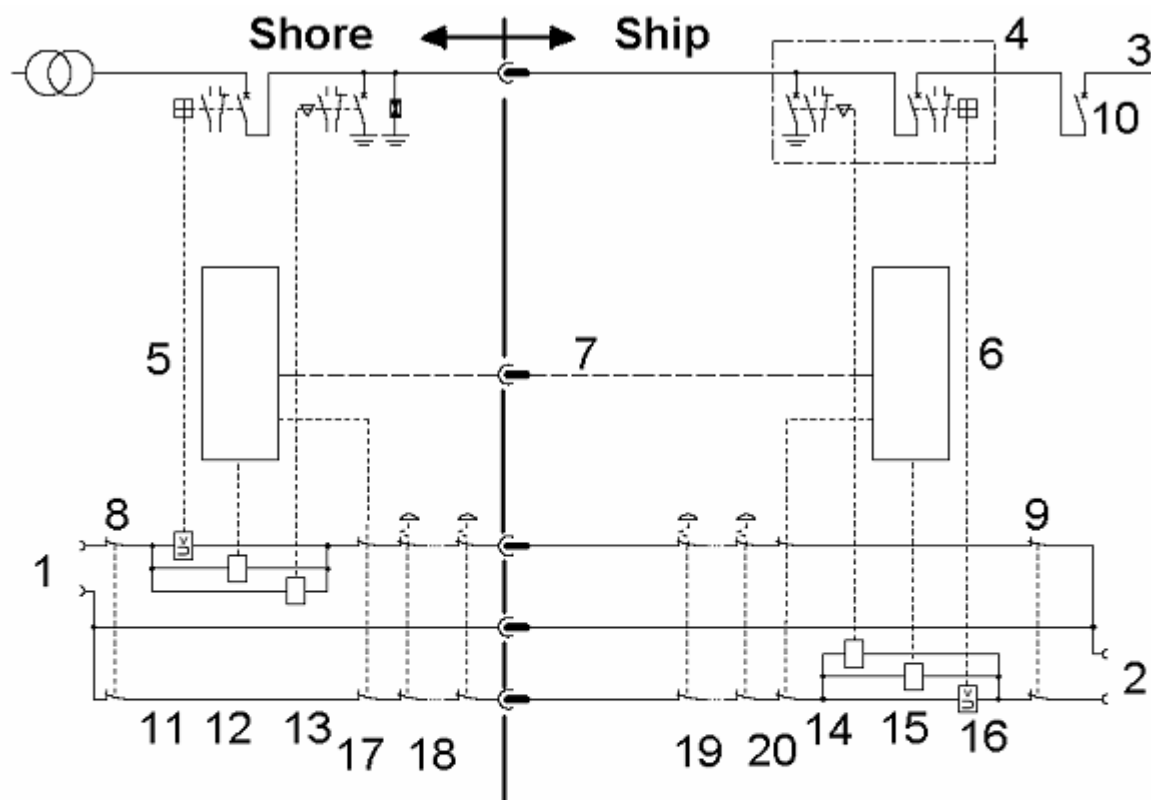
Il conduttore di terra dovrà essere costituito di rame flessibile, con una sezione pari almeno alla metà di quelli di potenza.

Tutte le indicazioni da apporre sui cavi sono di tipo:

“nome o produttore” 3x185/95 + Pilot + FO 6/10 kV IEC 60092-201.

I cavi dovranno quindi, come di norma, essere sottoposti a test di invecchiamento, infiammabilità, comportamento alle basse e alle alte temperature, test di abrasione e test di irraggiamento solare.

Vengono anche designati alcuni standard, come per esempio la tensione di alimentazione delle navi ro-ro, che è stabilita a 11kV.



Key:

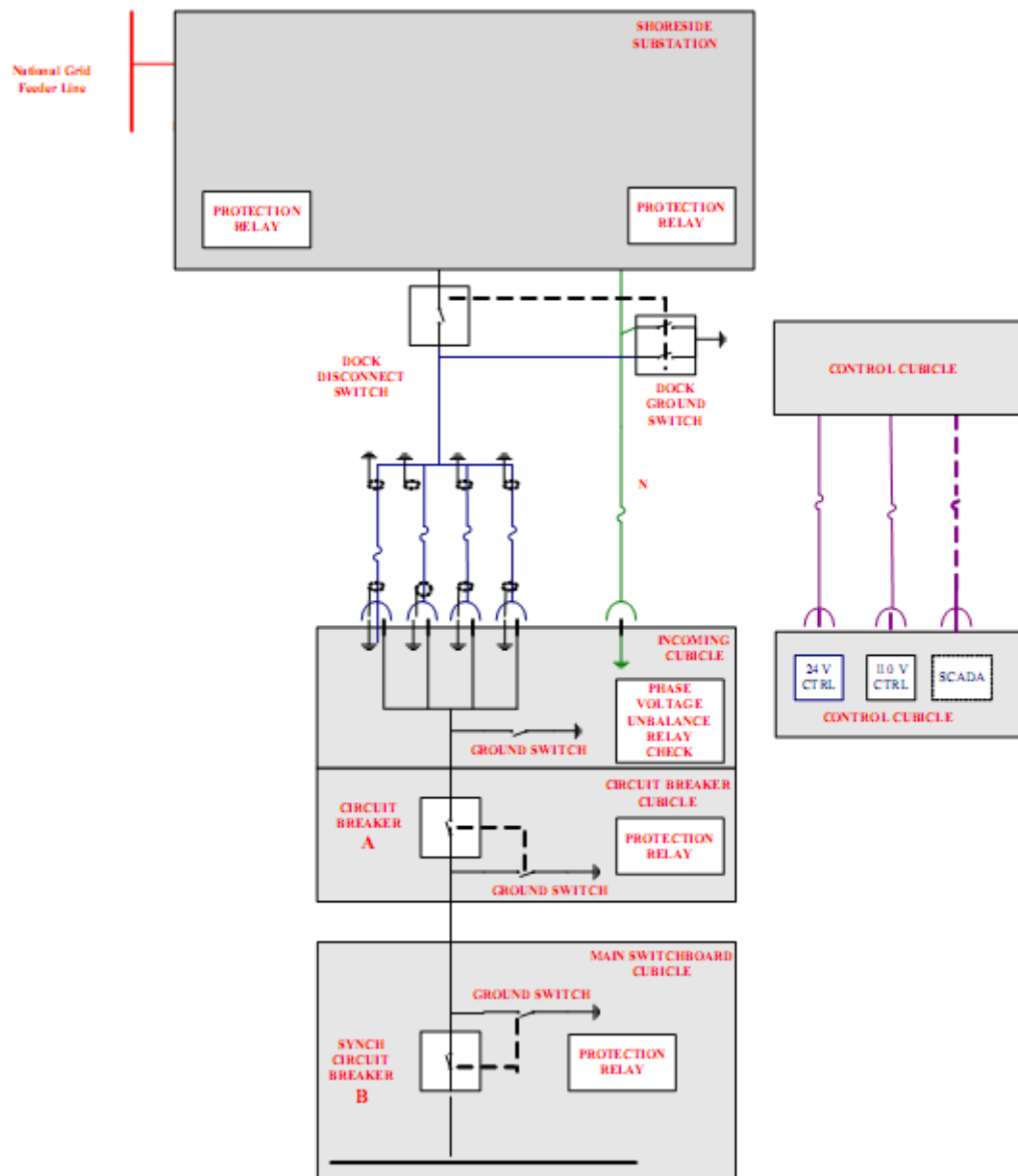
- | | |
|--|--|
| 1 Control power shore side | 11 Circuit breaker trip shore |
| 2 Control power ship side | 12 Safety circuit on shore |
| 3 Ship mains | 13 Earthing switch permission shore side |
| 4 Connection switchboard | 14 Earthing switch permission ship side |
| 5 Control and monitoring system shore side | 15 Safety circuit on ship |
| 6 Control and monitoring system ship side | 16 Circuit breaker trip ship |
| 7 Fiberoptic | 17 Control ES shore |
| 8 Protection shore | 18 Manual ES shore |
| 9 Protection ship | 19 Manual ES ship |
| 10 Synchronizing switch | 20 Control ES ship |

Gli interruttori a bordo della nave devono essere in grado di sopportare una corrente di corto circuito stabilita in almeno 16kA/1s.

I trasformatori a bordo della nave devono essere con due avvolgimenti separati per il primario e per il secondario, che deve avere una configurazione a Y.

Il punto di neutro del trasformatore deve essere connesso al quadro principale secondo la filosofia di messa a terra utilizzata per la distribuzione in bassa tensione.

In caso non dovesse essere installato un trasformatore sulla banchina, gli aggiustamenti per mantenere il corretto livello di tensione dovranno essere effettuati automaticamente.



9.2 Convenienza del retrofitting per navi non predisposte

L'analisi valuta l'impatto economico associato con la conversione dell'impianto elettrico delle navi per permettere un arresto completo dell'impianto di generazione elettrica durante l'uso dell'alimentazione da banchina. La maggior parte delle navi attualmente in servizio sono progettate con una capacità di usare l'alimentazione elettrica da banchina solo per un lungo periodo di stazionamento.

Durante questo periodo, sono richiesti solo i carichi tipici e i servizi di supporto per garantire la sicurezza del personale e dell'equipaggio, e quindi considerati in funzione.

Questa capacità abbastanza limitata non può tornare utile per l'impianto di propulsione, i servizi ausiliari e quelli collegati con le operazioni di manovra della merce (in caso di navi cargo).

Lo studio, analizza diversi tipi di taglie e di navi, considera la configurazione della piattaforma e il tipo di operazioni che si svolgono sulla coperta della nave.

Vascelli tipici per ogni tipo sono stati selezionati sulla base della potenza richiesta, come comunicata dai proprietari delle navi. In caso la potenza non sia determinabile con la collaborazione dell'armatore, i carichi di corrente possono essere stimati sulla base di paragoni con vascelli simili. A questo punto, dopo aver progettato in maniera concettuale un design per implementare il cold-ironing, è possibile determinare il costo per fornire e installare le necessarie apparecchiature.

Ovviamente questi costi sono meramente dei costi di budget, e non hanno alcuna presunzione di precisione se non quella di rappresentare una stima grossolana.

Questo significa che una stima più precisa può essere ottenuta solo attraverso una ricognizione a bordo della nave per verificare le supposizioni e stabilire la miglior strategia implementativa per arrivare al risultato desiderato.

Questa valutazione deve includere la conferma dei:

- requisiti di potenza elettrica necessaria
- localizzazione delle cabine di alimentazione sulla banchina
- progettazione del sistema di gestione del cavo tra la cabina di alimentazione e il quadro interruttori principale
- valutazione della progettazione del quadro principale e studio di fattibilità della modifica del quadro, in modo da poter ricevere una grande quantità di potenza dalla banchina.
- Identificazione delle modifiche alle specifiche strutturali associate con l'installazione dei connettori di banchina, modificazione di cavi e quadri elettrici.
- Requisiti del “ Classification Society” per la nave.

Per il calcolo delle seguenti 12 navi, si sono utilizzati gli standard della United States Coast Guard (US Coast Guard) e del American Bureau of Shipping (ABS).

Vascello	KW	Volt	Ampere	Costo (in \$)
Victoria Bridge	700	450	1120	296000
Hanjin Paris	4800	450	7700	1106000
Lihue	1700	450	2800	452000
OOCL California	5200	450	8300	977000
Chiquita Joy	3500	450	5600	751000
Ecstasy	7000	6600	765	574000
Alaskan Frontier	7800	6600	850	457000
Chevron Washington	2300	4160	400	380000
Groton	300	450	480	202000
Ansac Harmony	600	450	960	296000
Pyxis	1500	450	2420	414000
Thorseggen	600	450	960	236000

10 Conclusioni

Lo svolgimento di questo lavoro di Laurea mi ha permesso di focalizzare la mia attenzione su alcuni aspetti di esecuzione non comune.

Innanzitutto, la progettazione di un impianto in cui non si hanno dati certi sulla tipologia del carico, che è stata quindi desunta in maniera conservativa, attraverso l'analisi di un'unità navale tipo.

Si è cercato, per massimizzare la disponibilità e minimizzare i costi, di utilizzare elementi il più possibile di uso comune, come possono essere per esempio trasformatori di taglia tipica di cabine primarie di trasformazione.

L'interazione di due reti a diversa frequenza ha quindi rappresentato un'interessante sfida , sia per quanto riguarda la modellizzazione sia per quanto riguarda la simulazione.

La presenza di un elemento non lineare di grande potenza ha inoltre richiesto l'analisi armonica della rete, per poter valutare il livello di THD all'interno del sistema elettrico.

Come ultimo aspetto, ma non meno importante, si è dovuto tenere in conto dell'aspetto normativo, in stadio quanto mai embrionale e quindi soggetto a repentini cambiamenti.

Una normativa giovane, oltretutto, significa la presenza di svariate soluzioni proprietarie, con le quali bisogna confrontarsi, cercando di sviluppare soluzioni il più interoperabili possibile.

La realizzazione di questo lavoro di Laurea ha rappresentato un importante momento formativo per poter mettere in pratica le conoscenze acquisite in questo percorso universitario, e poterne sviluppare di nuove.

11 Bibliografia

“Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete” TERNA.

Norma IEC/PAS 60092-510, IEC.

“Cold-Ironing, cost effectiveness Study, volume 1, report” Environ, Port of Long Beach

12 Appendice

12.1 Load-Flow dettagliati

12.1.1 con rete al 110% della tensione nominale

Daniele	Program: NEPLAN - LOAD FLOW		
Del Carlo	Project: PORTO DI VENEZIA - COLD IRONING		
	Variant: Carico Max con Urete = 110%		
	File : PORTO_50Hz.mcb		

Calculation parameters:			

System frequency in Hz			50.0
Number of elements			19
Number of nodes			18
Number of slack nodes			1
Number of PV-nodes			0
Number of partial networks			2
Calculation method		CURRENT ITERATION	
Asymmetrical Load flow		No	
Maximum number of iterations		40	
Convergence criteria		0.001000	
Factor for generated power		1.00	
Factor for load power		1.00	
Power for a domestic unit in kW		8.0	
Automatic regulation of tapchanger		Yes	
Phaseshifting of transformers		Yes	
Calculation with distributed slack		No	
Area control calculation		No	
Acceleration factor for PV-nodes		0.250	
Minimal allowable node voltage in %		95.0	
Maximum allowable node voltage in %		105.0	
Maximum allowable load of elements in %		100.0	
Iteration data :			

Computed number of iterations:	11		
Computed voltage mismatch :	0.00091		
Total load flow :			

		/MW	/Mvar
Slack power	:	-65.577	-11.715
Total losses	:	0.973	11.469
Total losses (Lines)	:	0.088	-12.309
Total losses (Transformers)	:	0.885	23.778
Total shunt load	:	0.000	-0.205
Total generator power (input)	:	0.000	0.000
Total generator power (computed)	:	0.000	0.000
Total load power (input)	:	64.600	0.450
Total load power (computed)	:	64.604	0.452
Total system mismatch	:	0.000	0.001

FromNod/El.name	To node	Tpmin Tpact Tpmax Tpcal	/% Ratio /D

PORTO	TRA	-10	0	10	4	101.9	0.0
TRA							
PORTO	TRB	-10	0	10	10	110.6	0.0
TRB							
C1	C1_MA	-2	0	2	0	100.0	0.0
TR_C1							

Losses according to voltage levels			
=====	/MW	/Mvar	
Lines:			
20.000 kV	0.017	-0.025	
132.000 kV	0.071	-12.284	
Transformers:			
20.000 kV	0.554	7.141	
132.000 kV	0.331	16.637	

Losses according to network groups			
=====			
Lines:			
	0.088	-12.309	
Other lines	0.000	0.000	
Transformers:			
	0.885	23.778	
Other transformers	0.000	0.000	

From node	: FUSINA 2	Un= 132.000 kV	Type: SL
=====		Sinp= - MW	- Mvar

/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA Current	/D	NgLFac
145.200	0.000	110.0	-65.577	-11.715	0.265	169.87	1.00	
TERNA			-65.577	-11.715				

To node/Elementname	Type	/MW Power	/Mvar	/kA Current	/D	Load/%
PORTO	LINE	65.577	11.715	0.265	-10.13	43.3
L1		0.071	-12.284			

From node	: PORTO	Un= 132.000 kV	Type: PQ
=====		Sinp= 0.000 MW	0.000 Mvar

/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA Current	/D	NgLFac
144.900	-0.207	109.8	0.000	0.000	0.000	-90.00	1.00	

To node/Elementname	Type	/MW Power	/Mvar	/kA Current	/D	Load/%
FUSINA 2	LINE	-65.506	-24.000	0.278	159.67	45.4
L1		0.071	-12.284			
TRA	2-TR	65.468	24.011	0.278	-20.35	110.7
TRA		0.292	16.637			
TRB	2-TR	0.039	-0.010	0.000	14.25	0.1
TRB		0.039	0.000			

From node	: AUX_1	Un= 20.000 kV	Type: PQ
=====		Sinp= 0.000 MW	0.000 Mvar

/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
20.268	-13.908		101.3	0.000	0.000	0.000	-90.00		1.00

To node/Elementname	Type		/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%	
BARRA A	LINE		-0.302	-0.235	0.011	128.24		2.9	
L_AUX A			0.000	-0.002					

Load flow results Date: 13.04.2010 Time: 11:13:18 Page: 3

To node/Elementname	Type		/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%	
B1	2-TR		0.302	0.235	0.011	-51.76		47.8	
TR_AUX1			0.002	0.010					

From node : AUX_2			Un= 20.000 kV			Type: PQ			
=====			Sinp= 0.000 MW			0.000 Mvar			

/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
20.268	-13.908		101.3	0.000	0.000	0.000	-90.00		1.00

To node/Elementname		Type		/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
BARRA B		LINE		-0.302	-0.235	0.011	128.24		2.9
L_AUXB				0.000	-0.002				
B2		2-TR		0.302	0.235	0.011	-51.76		47.8
TR_AUX2				0.002	0.010				

From node : BARRA A			Un= 20.000 kV			Type: PQ			
=====			Sinp= 0.000 MW			0.000 Mvar			

/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
20.268	-13.908		101.3	0.000	0.000	0.000	-90.00		1.00

To node/Elementname			Type	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
TRA			LINE	-65.165	-7.374	1.868	159.64		98.8
L TRA				0.010	-0.000				
C1			LINE	16.146	1.645	0.462	-19.72		61.2
L_TR1				0.002	-0.003				
C2			LINE	16.138	1.755	0.462	-20.11		61.2
L_TR2				0.002	-0.003				
AUX_1			LINE	0.302	0.233	0.011	-51.51		2.9
L_AUX A				0.000	-0.002				
BARRA B			CIBR	32.579	3.742	0.934	-20.46		23.4
CB K				0.000	0.000				

+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
From node : BARRA B		Un= 20.000 kV		Type: PQ					
=====		Sinp= 0.000 MW		0.000 Mvar					
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
20.268	-13.908	101.3		0.000	0.000	0.000	-90.00	1.00	
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
To node/Elementname		Type		/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
TRB		LINE							
L TRB									
C3		LINE		16.138	1.755	0.462	-20.11	61.2	
L_TR3				0.002	-0.003				
C4		LINE		16.138	1.755	0.462	-20.11	61.2	
L_TR4				0.002	-0.003				
AUX_2		LINE		0.302	0.233	0.011	-51.51	2.9	
L_AUXB				0.000	-0.002				
BARRA A		CIBR		-32.579	-3.742	0.934	159.54	23.4	
CB K				0.000	0.000				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									

+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
From node : C1			Un= 20.000 kV			Type: PQ			
=====			Sinp= 0.000 MW			0.000 Mvar			
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
20.266	-13.913	101.3		0.000	0.000	0.000	-90.00	1.00	
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
To node/Elementname			Type	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
BARRA A			LINE	-16.144	-1.647	0.462	160.26	61.2	
L_TR1				0.002	-0.003				
C1_MA			2-TR	16.144	1.852	0.463	-20.46	90.3	
TR_C1				0.143	1.852				
			FILT	0.000	-0.205	0.006	76.09	0.0	
EL43				0.000	-0.205				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									

+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
From node : C2			Un= 20.000 kV			Type: PQ			
=====			Sinp= 0.000 MW			0.000 Mvar			
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
20.266	-13.913	101.3		0.000	0.000	0.000	-90.00	1.00	
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
To node/Elementname			Type	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
BARRA A			LINE	-16.137	-1.757	0.462	159.87	61.2	
L_TR2				0.002	-0.003				
C2_MA			2-TR	16.137	1.757	0.462	-20.13	90.2	
TR_C2				0.136	1.757				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									

```

+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
|From node   : C3                               Un= 20.000 kV      Type: PQ |
|=====|                               Sinp= 0.000 MW      0.000 Mvar |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
| /kV      Voltage /D | U /%| /MW Power  /Mvar | /kA  Current  /D |NgLFac| | |
|  20.266   -13.913 |101.3| 0.000      0.000| 0.000   -90.00| 1.00 |
|              |      |          |          |          |          |      |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
|To node/Elementname |Type | /MW Power  /Mvar | /kA  Current  /D |Load/%|
|BARRA B             |LINE | -16.137    -1.757| 0.462   159.87| 61.2 |
| L_TR3              |      | 0.002     -0.003|          |      |
|C3_MA               |2-TR | 16.137     1.757| 0.462   -20.13| 90.2 |
| TR_C3              |      | 0.136     1.757|          |      |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+

+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
|From node   : C4                               Un= 20.000 kV      Type: PQ |
|=====|                               Sinp= 0.000 MW      0.000 Mvar |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
| /kV      Voltage /D | U /%| /MW Power  /Mvar | /kA  Current  /D |NgLFac| | |
|  20.266   -13.913 |101.3| 0.000      0.000| 0.000   -90.00| 1.00 |
|              |      |          |          |          |          |      |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
|To node/Elementname |Type | /MW Power  /Mvar | /kA  Current  /D |Load/%|
|BARRA B             |LINE | -16.137    -1.757| 0.462   159.87| 61.2 |
| L_TR4              |      | 0.002     -0.003|          |      |
|C4_MA               |2-TR | 16.137     1.757| 0.462   -20.13| 90.2 |
| TR_C4              |      | 0.136     1.757|          |      |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+

+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
|From node   : TRA                               Un= 20.000 kV      Type: PQ |
|=====|                               Sinp= 0.000 MW      0.000 Mvar |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
| /kV      Voltage /D | U /%| /MW Power  /Mvar | /kA  Current  /D |NgLFac| | |
|  20.272   -13.901 |101.4| 0.000      0.000| 0.000   -90.00| 1.00 |
|              |      |          |          |          |          |      |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
|To node/Elementname |Type | /MW Power  /Mvar | /kA  Current  /D |Load/%|
|BARRA A             |LINE | 65.175     7.373| 1.868   -20.36| 98.8 |
| L_TRA              |      | 0.010     -0.000|          |      |
|PORTO               |2-TR | -65.175    -7.374| 1.868   159.64| 104.1|
| TRA                |      | 0.292     16.637|          |      |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+

+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
|From node   : TRB                               Un= 20.000 kV      Type: PQ |
|=====|                               Sinp= 0.000 MW      0.000 Mvar |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
| /kV      Voltage /D | U /%| /MW Power  /Mvar | /kA  Current  /D |NgLFac| | |
|  19.855    -0.212 | 99.3| 0.000      0.000| 0.000   -90.00| 1.00 |
|              |      |          |          |          |          |      |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
|To node/Elementname |Type | /MW Power  /Mvar | /kA  Current  /D |Load/%|
|BARRA B             |LINE | 0.000     -0.010| 0.000    89.79| 0.0 |
| L_TRB              |      | 0.000     -0.010|          |      |
|PORTO               |2-TR | -0.000     0.010| 0.000   269.78| 0.0 |
| TRB                |      | 0.039     0.000|          |      |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+

```

```

+-----+
|From node   : C1_MA                      Un=   3.000 kV          Type: PC |
|=====|                               Sinp=  16.000 MW           0.000 Mvar |
+-----+
| /kV   Voltage /D | U /%| /MW Power /Mvar | /kA   Current /D |NgLFac|
|   2.993   189.543 | 99.8|  16.001   0.001|   3.086   189.54|  1.00|
|EQ_CONV1A          |     |   16.000   0.000|          |     |
+-----+
|To node/Elementname |Type | /MW Power /Mvar | /kA   Current /D |Load/%|
|C1                  |2-TR | -16.001  -0.001|   3.086     9.54|  88.9|
| TR_C1              |     |    0.143   1.852|          |     |
+-----+

+-----+
|From node   : C2_MA                      Un=   3.000 kV          Type: PC |
|=====|                               Sinp=  16.000 MW           0.000 Mvar |
+-----+
| /kV   Voltage /D | U /%| /MW Power /Mvar | /kA   Current /D |NgLFac|
|   3.073   189.875 |102.4|  16.001   0.001|   3.006   189.87|  1.00|
|EQ_CONV2A          |     |   16.000   0.000|          |     |
+-----+
|To node/Elementname |Type | /MW Power /Mvar | /kA   Current /D |Load/%|
|C2                  |2-TR | -16.001  -0.001|   3.006     9.87|  88.9|
| TR_C2              |     |    0.136   1.757|          |     |
+-----+

+-----+
|From node   : C3_MA                      Un=   3.000 kV          Type: PC |
|=====|                               Sinp=  16.000 MW           0.000 Mvar |
+-----+
| /kV   Voltage /D | U /%| /MW Power /Mvar | /kA   Current /D |NgLFac|
|   3.073   189.874 |102.4|  16.001   0.001|   3.006   189.87|  1.00|
|EQ_CONV3A          |     |   16.000   0.000|          |     |
+-----+
|To node/Elementname |Type | /MW Power /Mvar | /kA   Current /D |Load/%|
|C3                  |2-TR | -16.001  -0.001|   3.006     9.87|  88.9|
| TR_C3              |     |    0.136   1.757|          |     |
+-----+

+-----+
|From node   : C4_MA                      Un=   3.000 kV          Type: PC |
|=====|                               Sinp=  16.000 MW           0.000 Mvar |
+-----+
| /kV   Voltage /D | U /%| /MW Power /Mvar | /kA   Current /D |NgLFac|
|   3.073   189.874 |102.4|  16.001   0.001|   3.006   189.87|  1.00|
|EQ_CONV4A          |     |   16.000   0.000|          |     |
+-----+
|To node/Elementname |Type | /MW Power /Mvar | /kA   Current /D |Load/%|
|C4                  |2-TR | -16.001  -0.001|   3.006     9.87|  88.9|
| TR_C4              |     |    0.136   1.757|          |     |
+-----+

```



```

+-----+
|From node   : B1                               Un=   0.400 kV           Type: PQ |
|=====                               Sinp=   0.300 MW           0.225 Mvar |
+-----+
| /kV      Voltage  /D | U /% | /MW Power  /Mvar | /kA  Current  /D |NgLFac| |
|   0.397    15.114 | 99.3 |   0.300    0.225 |   0.545   -21.76|   1.00|
|           |      |           |           |           |           |
|C1           |      |   0.300    0.225 |           |           |
|EQU_1        |      |   0.000    0.000 |           |           |
+-----+
|To node/Elementname |Type | /MW Power  /Mvar | /kA  Current  /D |Load/%|
|AUX_1              |2-TR |  -0.300   -0.225 |   0.545   158.24|   46.9|
|TR_AUX1            |      |   0.002    0.010 |           |           |
+-----+

+-----+
|From node   : B2                               Un=   0.400 kV           Type: PQ |
|=====                               Sinp=   0.300 MW           0.225 Mvar |
+-----+
| /kV      Voltage  /D | U /% | /MW Power  /Mvar | /kA  Current  /D |NgLFac| |
|   0.397    15.113 | 99.3 |   0.300    0.225 |   0.545   -21.76|   1.00|
|           |      |           |           |           |           |
|C2           |      |   0.300    0.225 |           |           |
|EQU_2        |      |   0.000    0.000 |           |           |
+-----+
|To node/Elementname |Type | /MW Power  /Mvar | /kA  Current  /D |Load/%|
|AUX_2              |2-TR |  -0.300   -0.225 |   0.545   158.24|   46.9|
|TR_AUX2            |      |   0.002    0.010 |           |           |
+-----+

```

12.1.2 con rete al 90% della tensione nominale

Daniele	Program: NEPLAN - LOAD FLOW								
Del Carlo	Project: PORTO DI VENEZIA - COLD IRONING								
	Variant: Carico Max con Urete = 90%								
	File : PORTO_50Hz.mcb								
Calculation parameters:									
System frequency in Hz								50.0	
Number of elements								19	
Number of nodes								18	
Number of slack nodes								1	
Number of PV-nodes								0	
Number of partial networks								2	
Calculation method						CURRENT ITERATION			
Asymmetrical Load flow						No			
Maximum number of iterations						40			
Convergence criteria						0.001000			
Factor for generated power						1.00			
Factor for load power						1.00			
Power for a domestic unit in kW						8.0			
Automatic regulation of tapchanger						Yes			
Phaseshifting of transformers						Yes			
Calculation with distributed slack						No			
Area control calculation						No			
Acceleration factor for PV-nodes						0.250			
Minimal allowable node voltage in %						95.0			
Maximum allowable node voltage in %						105.0			
Maximum allowable load of elements in %						100.0			
Iteration data :									
Computed number of iterations:						12			
Computed voltage mismatch						: 0.00075			
Total load flow :									
						/MW		/Mvar	
Slack power	:					-65.726		-15.478	
Total losses	:					1.129		15.227	
Total losses (Lines)	:					0.125		-8.004	
Total losses (Transformers)	:					1.003		23.231	
Total shunt load	:					0.000		-0.200	
Total generator power (input)	:					0.000		0.000	
Total generator power (computed)	:					-0.004		-0.000	
Total load power (input)	:					64.600		0.450	
Total load power (computed)	:					64.600		0.452	
Total system mismatch	:					-0.001		0.001	
FromNod/El.name	To node	Tpmin	Tpact	Tpmax	Tpcal	/% Ratio /D			
PORTO	TRA	-10	0	10	-8	84.6		0.0	
TRA									
PORTO	TRB	-10	0	10	-4	90.4		0.0	
TRB									
C1	C1_MA	-2	0	2	0	100.0		0.0	
TR_C1									

Losses according to voltage levels										
=====										
						/MW				
Lines:										
20.000 kV						0.017	-0.024			
132.000 kV						0.108	-7.980			
Transformers:										
20.000 kV						0.571	7.357			
132.000 kV						0.433	15.873			
Losses according to network groups										
=====										
Lines:										
						0.125	-8.004			
Other lines						0.000	0.000			
Transformers:										
						1.003	23.231			
Other transformers						0.000	-0.000			

From node : FUSINA 2 Un= 132.000 kV Type: SL										
===== Sinp= - MW - Mvar										

/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac	
118.800	0.000		90.0	-65.726	-15.478	0.328	166.75		1.00	
TERNA				-65.726	-15.478					

To node/Elementname			Type		/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
PORTO			LINE		65.726	15.478	0.328	-13.25		53.6
L1					0.108	-7.980				

From node : PORTO Un= 132.000 kV Type: PQ										
===== Sinp= 0.000 MW 0.000 Mvar										

/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac	
118.416	-0.309		89.7	0.000	0.000	0.000	-90.00		1.00	

To node/Elementname			Type		/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
FUSINA 2			LINE		-65.618	-23.458	0.340	160.02		55.5
L1					0.108	-7.980				
TRA			2-TR		65.591	23.470	0.340	-20.00		110.6
TRA					0.407	15.873				
TRB			2-TR		0.026	-0.010	0.000	20.74		0.0
TRB					0.026	0.000				

```

+-----+
|From node   : AUX_1                Un= 20.000 kV          Type: PQ |
|=====|                               Sinp= 0.000 MW          0.000 Mvar |
+-----+
| /kV   Voltage /D | U /%| /MW Power /Mvar | /kA   Current /D |NgLFac| |
| 19.978 -13.362 | 99.9| 0.000    0.000| 0.000   -90.00| 1.00|
|              |    |          |          |          |          |
+-----+
|To node/Elementname |Type | /MW Power /Mvar | /kA   Current /D |Load/%|
|BARRA A              |LINE | -0.302    -0.235| 0.011   128.76| 2.9|
| L_AUX A             |     | 0.000     -0.002|          |    |
+-----+

Load flow results                      Date: 13.04.2010   Time: 11:16:25   Page:    3

|To node/Elementname |Type | /MW Power /Mvar | /kA   Current /D |Load/%|
|B1                   |2-TR | 0.302     0.235| 0.011   -51.24| 47.9|
| TR_AUX1             |     | 0.002     0.010|          |    |
+-----+

+-----+
|From node   : AUX_2                Un= 20.000 kV          Type: PQ |
|=====|                               Sinp= 0.000 MW          0.000 Mvar |
+-----+
| /kV   Voltage /D | U /%| /MW Power /Mvar | /kA   Current /D |NgLFac| |
| 19.978 -13.362 | 99.9| 0.000    0.000| 0.000   -90.00| 1.00|
|              |    |          |          |          |          |
+-----+
|To node/Elementname |Type | /MW Power /Mvar | /kA   Current /D |Load/%|
|BARRA B              |LINE | -0.302    -0.235| 0.011   128.76| 2.9|
| L_AUXB             |     | 0.000     -0.002|          |    |
|B2                   |2-TR | 0.302     0.235| 0.011   -51.24| 47.9|
| TR_AUX2            |     | 0.002     0.010|          |    |
+-----+

+-----+
|From node   : BARRA A              Un= 20.000 kV          Type: PQ |
|=====|                               Sinp= 0.000 MW          0.000 Mvar |
+-----+
| /kV   Voltage /D | U /%| /MW Power /Mvar | /kA   Current /D |NgLFac| |
| 19.978 -13.362 | 99.9| 0.000    0.000| 0.000   -90.00| 1.00|
|              |    |          |          |          |          |
+-----+
|To node/Elementname |Type | /MW Power /Mvar | /kA   Current /D |Load/%|
|TRA                  |LINE | -65.174   -7.596| 1.896   159.99| 100.3|
| L TRA              |     | 0.011     0.000|          |    |
|C1                   |LINE | 16.148    1.707| 0.469   -19.39| 62.1|
| L_TR1              |     | 0.002     -0.002|          |    |
|C2                   |LINE | 16.140    1.808| 0.469   -19.75| 62.1|
| L_TR2              |     | 0.002     -0.002|          |    |
|AUX_1               |LINE | 0.302     0.233| 0.011   -51.00| 2.9|
| L_AUX A            |     | 0.000     -0.002|          |    |
|BARRA B              |CIBR | 32.583    3.848| 0.948   -20.10| 23.7|
| CB K                |     | 0.000     0.000|          |    |
+-----+

```

+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
From node : BARRA B			Un= 20.000 kV			Type: PQ			
=====			Sinp= 0.000 MW			0.000 Mvar			
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
19.978	-13.362		99.9	0.000	0.000	0.000	-90.00		1.00
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
To node/Elementname			Type	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
TRB			LINE						
L TRB									
C3			LINE	16.140	1.808	0.469	-19.75		62.1
L_TR3				0.002	-0.002				
C4			LINE	16.140	1.808	0.469	-19.75		62.1
L_TR4				0.002	-0.002				
AUX_2			LINE	0.302	0.233	0.011	-51.00		2.9
L_AUXB				0.000	-0.002				
BARRA A			CIBR	-32.583	-3.848	0.948	159.90		23.7
CB K				0.000	0.000				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
From node : C1			Un= 20.000 kV			Type: PQ			
=====			Sinp= 0.000 MW			0.000 Mvar			
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
19.976	-13.367		99.9	0.000	0.000	0.000	-90.00		1.00
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
To node/Elementname			Type	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
BARRA A			LINE	-16.146	-1.709	0.469	160.59		62.1
L_TR1				0.002	-0.002				
C1_MA			2-TR	16.146	1.908	0.470	-20.11		90.3
TR_C1				0.147	1.908				
			FILT	0.000	-0.200	0.006	76.63		0.0
EL43				0.000	-0.200				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
From node : C2			Un= 20.000 kV			Type: PQ			
=====			Sinp= 0.000 MW			0.000 Mvar			
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
19.976	-13.367		99.9	0.000	0.000	0.000	-90.00		1.00
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
To node/Elementname			Type	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
BARRA A			LINE	-16.139	-1.810	0.469	160.23		62.1
L_TR2				0.002	-0.002				
C2_MA			2-TR	16.139	1.810	0.469	-19.77		90.2
TR_C2				0.140	1.810				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									

+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
From node : C3			Un= 20.000 kV		Type: PQ				
=====			Sinp= 0.000 MW		0.000 Mvar				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
19.976	-13.367		99.9	0.000	0.000	0.000	-90.00		1.00
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
To node/Elementname			Type	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
BARRA B			LINE	-16.139	-1.810	0.469	160.23		62.1
L_TR3				0.002	-0.002				
C3_MA			2-TR	16.139	1.810	0.469	-19.77		90.2
TR_C3				0.140	1.810				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
From node : C4			Un= 20.000 kV		Type: PQ				
=====			Sinp= 0.000 MW		0.000 Mvar				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
19.976	-13.367		99.9	0.000	0.000	0.000	-90.00		1.00
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
To node/Elementname			Type	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
BARRA B			LINE	-16.139	-1.810	0.469	160.23		62.1
L_TR4				0.002	-0.002				
C4_MA			2-TR	16.139	1.810	0.469	-19.77		90.2
TR_C4				0.140	1.810				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
From node : TRA			Un= 20.000 kV		Type: PQ				
=====			Sinp= 0.000 MW		0.000 Mvar				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
19.982	-13.355		99.9	0.000	0.000	0.000	-90.00		1.00
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
To node/Elementname			Type	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
BARRA A			LINE	65.184	7.596	1.896	-20.00		100.3
L TRA				0.011	0.000				
PORTO			2-TR	-65.184	-7.596	1.896	160.00		104.2
TRA				0.407	15.873				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
From node : TRB			Un= 20.000 kV		Type: PQ				
=====			Sinp= 0.000 MW		0.000 Mvar				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
19.851	-0.312		99.3	0.000	0.000	0.000	-90.00		1.00
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
To node/Elementname			Type	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
BARRA B			LINE	0.000	-0.010	0.000	89.69		0.0
L TRB				0.000	-0.010				
PORTO			2-TR	-0.000	0.010	0.000	269.65		0.0
TRB				0.026	0.000				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									

+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
From node : C1_MA		Un= 3.000 kV		Type: PC					
=====		Sinp= 16.000 MW		0.000 Mvar					
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
2.949	189.893		98.3	15.999	0.000	3.133	189.89	1.00	
EQ_CONV1A				16.000	0.000				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
To node/Elementname		Type		/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
C1		2-TR		-15.999	-0.000	3.133	9.89	88.9	
TR_C1				0.147	1.908				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
From node : C2_MA		Un= 3.000 kV		Type: PC					
=====		Sinp= 16.000 MW		0.000 Mvar					
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
3.028	190.235		100.9	15.999	0.000	3.051	190.23	1.00	
EQ_CONV2A				16.000	0.000				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
To node/Elementname		Type		/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
C2		2-TR		-15.999	-0.000	3.051	10.23	88.9	
TR_C2				0.140	1.810				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
From node : C3_MA		Un= 3.000 kV		Type: PC					
=====		Sinp= 16.000 MW		0.000 Mvar					
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
3.028	190.235		100.9	15.999	0.000	3.051	190.23	1.00	
EQ_CONV3A				16.000	0.000				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
To node/Elementname		Type		/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
C3		2-TR		-15.999	-0.000	3.051	10.23	88.9	
TR_C3				0.140	1.810				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
From node : C4_MA		Un= 3.000 kV		Type: PC					
=====		Sinp= 16.000 MW		0.000 Mvar					
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
/kV	Voltage	/D	U /%	/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	NgLFac
3.028	190.235		100.9	15.999	0.000	3.051	190.23	1.00	
EQ_CONV4A				16.000	0.000				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
To node/Elementname		Type		/MW Power	/Mvar	/kA	Current	/D	Load/%
C4		2-TR		-15.999	-0.000	3.051	10.23	88.9	
TR_C4				0.140	1.810				
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									

```

+-----+
|From node   : B1                               Un=   0.400 kV           Type: PQ |
|=====                               Sinp=   0.300 MW           0.225 Mvar |
+-----+
| /kV      Voltage  /D | U /% | /MW Power  /Mvar | /kA  Current  /D |NgLFac| | |
|   0.391    15.630 | 97.8 |   0.300    0.225 |   0.553   -21.24|   1.00|
|            |      |            |      |            |            |      |
|C1            |      |   0.300    0.225 |            |            |      |
|EQU_1         |      |   0.000    0.000 |            |            |      |
+-----+
|To node/Elementname |Type | /MW Power  /Mvar | /kA  Current  /D |Load/%| |
|AUX_1              |2-TR |   -0.300   -0.225 |   0.553   158.76|   46.9|
|TR_AUX1            |      |    0.002    0.010 |            |            |      |
+-----+

+-----+
|From node   : B2                               Un=   0.400 kV           Type: PQ |
|=====                               Sinp=   0.300 MW           0.225 Mvar |
+-----+
| /kV      Voltage  /D | U /% | /MW Power  /Mvar | /kA  Current  /D |NgLFac| | |
|   0.391    15.630 | 97.8 |   0.300    0.225 |   0.553   -21.24|   1.00|
|            |      |            |      |            |            |      |
|C2            |      |   0.300    0.225 |            |            |      |
|EQU_2         |      |   0.000    0.000 |            |            |      |
+-----+
|To node/Elementname |Type | /MW Power  /Mvar | /kA  Current  /D |Load/%| |
|AUX_2              |2-TR |   -0.300   -0.225 |   0.553   158.76|   46.9|
|TR_AUX2            |      |    0.002    0.010 |            |            |      |
+-----+

```


12.2 Calcolo di Corto-circuito dettagliato

12.2.1 Cortocircuito Bifase Massimo (lato 50 Hz)

```

+-----+
|Network Planning| Program: NEPLAN - SHORT CIRCUIT |
|and            | Project: PORTO DI VENEZIA          |
|Consulting     | Variant: CORTO BIFASE MAX          |
|              | File   : PORTO_50Hz.mcb           |
+-----+
|
| Calculation parameters:
| -----
| System frequency in Hz                50.0 |
| Number of elements                    24   |
| Number of nodes                       20   |
| Number of partial networks            2   |
| Calculation method                    IEC/VDE |
| Kind of fault                         2 phase SC |
| Ik"max calculation                     Yes |
| Min. time delay of a circ. breaker in sec. for Ib      0.100 |
| Short circuit duration for Ith in sec.                 1.000 |
| Short circuit duration for iDC in sec.                 0.020 |
| Fault distance                                         0 |
| Node voltages from loadflow (superposition method)      No |
| Network topology type                                Symmetrical |
+-----+
| Index :
| -----
| From nod: Name of starting node      To node : Name of ending node |
| Fault no: Fault location              Type   : Type of element      |
| Un      : System nominal voltage      Distan. : Distance fr. faulted nod |
| El.name : Name of element             Net     : Type of network      |
| UL-E,L-L: Fault voltages (phase)      Ucomp   : Fault volt. (sym. comp.) |
| Ip       : Peak SC current             Ib      : SC breaking current  |
| Ik       : Steady state SC current      Zf      : Netimpedance in f. node |
| Ith      : thermic SC current           (pos.-,neg.-,zerosystem) |
| Sk"      : Initial SC power            IDC     : DC comp. of SC current |
| Ik"phas  : Initial short circuit current in the phases (Amount/Angle) |
| Ik"comp  : Initial short circuit current in the symm. comp. (Amount/An) |
| iDC      : DC-component SC-current     Iasy    : Asym. breaking current |
+-----+

```

```

+-----+
| Faulted node: PORTO                               Un= 132.000 kV Net : MESHED |
|=====      UL-E = 0.000 kV Ucomp= 41.916 kV Zf= 6.38 O |
|              -90.0 D      180.0 D      82.5 D |
|              72.600 kV      41.916 kV      6.38 O |
|              90.0 D      -0.0 D      82.5 D |
|              72.600 kV      0.000 kV      9.07 O |
|              -90.0 D      -90.0 D      49.1 D |
|-----+
| Fault values          | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA | |
|*****                | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
|                      | 11.376| 97.5| 27.039| 11.376| 11.376|
|                      | 11.376| -82.5| 27.039| 11.376| 11.376|
|-----+
| To node/Elementname | Type | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA | |
| FUSINA 2            | LINE | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| L1                  |      | 11.364| -82.5| 27.010| 11.364| 11.364|
|                     |      | 11.364| 97.5| 27.010| 11.364| 11.364|
| TRA                 | 2-TR | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| TRA                 |      | 0.013| -68.4| 0.030| 0.013| 0.013|
|                     |      | 0.013| 111.6| 0.030| 0.013| 0.013|
| To node/Elementname | Type | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA |
| TRB                 | 2-TR | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| TRB                 |      | 0.000| 0.0| 0.000| 0.000| 0.000|
|                     |      | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
|-----+
+-----+
| Faulted node: BARRA A                               Un= 20.000 kV Net : MULT.FED |
|=====      UL-E = 0.000 kV Ucomp= 6.351 kV Zf= 1.68 O |
|              -90.0 D      180.0 D      88.1 D |
|              11.000 kV      6.351 kV      1.68 O |
|              90.0 D      0.0 D      88.1 D |
|              11.000 kV      0.000 kV      699.79 O |
|              -90.0 D      -90.0 D      -23.7 D |
|-----+
| Fault values          | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA | |
|*****                | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
|                      | 6.529| 91.9| 17.657| 6.529| 6.529|
|                      | 6.529| -88.1| 17.657| 6.529| 6.529|
|-----+
| To node/Elementname | Type | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA | |
| TRA                 | LINE | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| L TRA               |      | 6.456| -88.3| 17.460| 6.456| 6.456|
|                     |      | 6.456| 91.7| 17.460| 6.456| 6.456|
| C1                  | LINE | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| L_TR1              |      | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
|                     |      | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| C2                  | LINE | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| L_TR2              |      | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
|                     |      | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| AUX_1              | LINE | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| L_AUX A            |      | 0.039| -68.2| 0.105| 0.039| 0.039|
|                     |      | 0.039| 111.8| 0.105| 0.039| 0.039|
| BARRA B            | CIBR | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| CB K               |      | 0.039| -68.2| 0.105| 0.039| 0.039|
|                     |      | 0.039| 111.8| 0.105| 0.039| 0.039|
|-----+

```

```

+-----+
| Faulted node: C1                               Un= 20.000 kV Net : MESHED |
|===== UL-E = 0.000 kV Ucomp= 6.351 kV Zf= 1.69 O |
|          -90.0 D          180.0 D          88.0 D |
|          11.000 kV          6.351 kV          1.69 O |
|          90.0 D          0.0 D          88.0 D |
|          11.000 kV          0.000 kV          699.82 O |
|          -90.0 D          -90.0 D          -23.7 D |
|-----+
| Fault values          | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA | |
|*****                | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
|                | 6.519| 92.0| 17.596| 6.519| 6.519|
|                | 6.519| -88.0| 17.596| 6.519| 6.519|
|-----+
| To node/Elementname | Type | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA | |
| BARRA A              | LINE | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| L_TR1                |      | 6.519| -88.0| 17.596| 6.519| 6.519|
|                      |      | 6.519| 92.0| 17.596| 6.519| 6.519|
| C1_MA                | 2-TR | 0.000| -90.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| TR_C1                |      | 0.000| -59.7| 0.000| 0.000| 0.000|
|                      |      | 0.000| 113.6| 0.000| 0.000| 0.000|
|                      | FILT | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| EL43                 |      | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
|                      |      | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
|-----+
+-----+
| Faulted node: C3                               Un= 20.000 kV Net : MESHED |
|===== UL-E = 0.000 kV Ucomp= 6.351 kV Zf= 1.69 O |
|          -90.0 D          180.0 D          88.0 D |
|          11.000 kV          6.351 kV          1.69 O |
|          90.0 D          0.0 D          88.0 D |
|          11.000 kV          0.000 kV          699.80 O |
|          -90.0 D          -90.0 D          -23.7 D |
|-----+
| Fault values          | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA | |
|*****                | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
|                | 6.519| 92.0| 17.595| 6.519| 6.519|
|                | 6.519| -88.0| 17.595| 6.519| 6.519|
|-----+
| To node/Elementname | Type | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA | |
| BARRA B              | LINE | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| L_TR3                |      | 6.519| -88.0| 17.595| 6.519| 6.519|
|                      |      | 6.519| 92.0| 17.595| 6.519| 6.519|
| C3_MA                | 2-TR | 0.000| 90.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| TR_C3                |      | 0.000| -90.0| 0.000| 0.000| 0.000|
|                      |      | 0.000| -90.0| 0.000| 0.000| 0.000|
|-----+

```

```

+-----+
| Faulted node: C1_MA                               Un= 3.000 kV Net : MESHED |
|===== UL-E = 0.000 kV Ucomp= 0.953 kV Zf= 0.103 O |
|          90.0 D 180.0 D 86.5 D |
|          1.650 kV 0.953 kV 0.103 O |
|          90.0 D 0.0 D 86.5 D |
|          1.650 kV 0.000 kV 0000.00 O |
|          -90.0 D -90.0 D -90.0 D |
|-----+
| Fault values | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA |
|*****|
|          | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
|          | 16.028| 93.5| 41.638| 16.028| 16.028|
|          | 16.028| -86.5| 41.638| 16.028| 16.028|
|-----+
| To node/Elementname | Type | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA | |
| C1 | 2-TR | 0.000| -178.2| 0.000| 0.000| 0.000|
| TR_C1 | | 16.028| -86.5| 41.638| 16.028| 16.028|
| | | 16.028| 93.5| 41.638| 16.028| 16.028|
+-----+
| Faulted node: B1                               Un= 0.400 kV Net : MESHED |
|===== UL-E = 0.000 kV Ucomp= 0.115 kV Zf= 0.011 O |
|          14.0 D 180.0 D 77.0 D |
|          0.200 kV 0.115 kV 0.011 O |
|          90.0 D 0.0 D 77.0 D |
|          0.200 kV 0.000 kV 0.011 O |
|          270.0 D -90.0 D 77.5 D |
|-----+
| Fault values | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA |
|*****|
|          | 0.000| -180.0| 0.000| 0.000| 0.000|
|          | 18.685| 103.0| 40.117| 18.685| 18.685|
|          | 18.685| -77.0| 40.117| 18.685| 18.685|
|-----+
| To node/Elementname | Type | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA | |
| AUX_1 | 2-TR | 0.000| -148.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| TR_AUX1 | | 16.766| -78.1| 35.997| 16.766| 16.766|
| | | 16.766| 101.9| 35.997| 16.766| 16.766|
| | ASYN | 0.000| -153.4| 0.000| 0.000| 0.000|
| EQU_1 | | 1.950| -67.2| 4.188| 1.950| 1.950|
| | | 1.950| 112.8| 4.188| 1.950| 1.950|
+-----+

```

12.2.2 Cortocircuito Monofase Massimo (50 Hz)

```

+-----+
|Network Planning| Program: NEPLAN - SHORT CIRCUIT      |
|and             | Project: PORTO DI VENEZIA                  |
|Consulting      | Variant: 50 Hz GUASTO MONOFASE MAX         |
|               | File   : PORTO_50Hz.mcb                   |
+-----+
|
| Calculation parameters:
| -----
| System frequency in Hz                      50.0 |
| Number of elements                         23    |
| Number of nodes                           20    |
| Number of partial networks                 2     |
| Calculation method                        IEC/VDE |
| Kind of fault                             1 phase GND |
| Ik"max calculation                        Yes      |
| Min. time delay of a circ. breaker in sec. for Ib      0.020 |
| Short circuit duration for Ith in sec.                1.000 |
| Short circuit duration for iDC in sec.                0.020 |
| Fault distance                                     0     |
| Node voltages from loadflow (superposition method)      No  |
| Network topology type                          Symmetrical |
+-----+
| Index :
| -----
| From nod: Name of starting node      To node : Name of ending node |
| Fault no: Fault location              Type   : Type of element      |
| Un      : System nominal voltage      Distan. : Distance fr. faulted nod |
| El.name : Name of element             Net     : Type of network      |
| UL-E,L-L: Fault voltages (phase)      Ucomp   : Fault volt. (sym. comp.) |
| Ip       : Peak SC current             Ib      : SC breaking current   |
| Ik       : Steady state SC current      Zf      : Netimpedance in f. node |
| Ith      : thermic SC current           (pos.-,neg.-,zerosystem) |
| Sk"      : Initial SC power            IDC     : DC comp. of SC current |
| Ik"phas  : Initial short circuit current in the phases (Amount/Angle) |
| Ik"comp  : Initial short circuit current in the symm. comp. (Amount/An) |
| iDC      : DC-component SC-current     Iasy    : Asym. breaking current |
+-----+

```

```

+-----+
| Faulted node: PORTO                               Un= 132.000 kV Net : MESHED |
|=====      UL-E = 83.831 kV Ucomp= 25.551 kV Zf= 6.38 O |
|              180.0 D              193.8 D              82.5 D |
|              20.545 kV              25.551 kV              6.38 O |
|              117.2 D              193.8 D              82.5 D |
|              20.545 kV              36.308 kV              9.07 O |
|              117.2 D              160.4 D              49.1 D |
|-----+
| Fault values          | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D |Sk" /MVA| | |
|*****                | 12.011| -68.7| 4.004| -68.7| 915.358|
|                      | 0.000| -90.0| 4.004| -68.7| 0.000|
|                      | 0.000| -90.0| 4.004| -68.7| 0.000|
|-----+
| To node/Elementname |Type | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D |Sk" /MVA| | |
| FUSINA 2            |LINE | 12.002| 111.3| 3.999| 111.3| 914.703|
| L1                   |      | 0.004| 125.2| 3.999| 111.3| 0.335|
|                      |      | 0.004| 125.2| 4.004| 111.3| 0.335|
| TRA                  |2-TR | 0.009| 125.4| 0.004| 125.4| 0.674|
| TRA                  |      | 0.004| -54.7| 0.004| 125.4| 0.336|
|                      |      | 0.004| -54.7| 0.000| 160.4| 0.336|
| To node/Elementname |Type | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D |Sk" /MVA|
| TRB                  |2-TR | 0.000| 160.4| 0.000| 104.0| 0.001|
| TRB                  |      | 0.000| 160.4| 0.000| 104.0| 0.001|
|                      |      | 0.000| 160.4| 0.000| 160.4| 0.001|
+-----+
| Faulted node: BARRA A                               Un= 20.000 kV Net : MULT.FED |
|=====      UL-E = 12.702 kV Ucomp= 0.028 kV Zf= 1.68 O |
|              180.0 D              -88.9 D              88.1 D |
|              12.704 kV              0.028 kV              1.68 O |
|              179.6 D              -88.9 D              88.1 D |
|              12.704 kV              12.703 kV              763.04 O |
|              179.6 D              179.7 D              -3.3 D |
|-----+
| Fault values          | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D |Sk" /MVA| | |
|*****                | 0.050| 3.0| 0.017| 3.0| 0.577|
|                      | 0.000| -90.0| 0.017| 3.0| 0.000|
|                      | 0.000| -90.0| 0.017| 3.0| 0.000|
|-----+
| To node/Elementname |Type | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D |Sk" /MVA| | |
| TRA                  |LINE | 0.050| 182.0| 0.016| 182.8| 0.572|
| L TRA                |      | 0.001| 104.5| 0.016| 182.8| 0.007|
|                      |      | 0.001| 104.5| 0.017| 180.6| 0.007|
| C1                   |LINE | 0.000| 267.8| 0.000| 0.0| 0.001|
| L_TR1                |      | 0.000| 267.8| 0.000| 0.0| 0.001|
|                      |      | 0.000| 267.8| 0.000| 267.8| 0.001|
| C2                   |LINE | 0.000| 267.8| 0.000| 0.0| 0.001|
| L_TR2                |      | 0.000| 267.8| 0.000| 0.0| 0.001|
|                      |      | 0.000| 267.8| 0.000| 267.8| 0.001|
| AUX_1                |LINE | 0.000| 217.7| 0.000| 202.9| 0.003|
| L_AUX A              |      | 0.000| -15.7| 0.000| 202.9| 0.001|
|                      |      | 0.000| -15.7| 0.000| 269.7| 0.001|
| BARRA B              |CIBR | 0.000| 247.3| 0.000| 202.9| 0.006|
| CB K                 |      | 0.000| -76.8| 0.000| 202.9| 0.004|
|                      |      | 0.000| -76.8| 0.000| 268.5| 0.004|
+-----+

```

```

+-----+
| Faulted node: C1                               Un= 20.000 kV Net : MESHED |
|===== UL-E = 12.702 kV Ucomp= 0.028 kV Zf= 1.69 O |
|          180.0 D          -89.0 D          88.0 D |
|          12.704 kV          0.028 kV          1.69 O |
|          179.6 D          -89.0 D          88.0 D |
|          12.704 kV          12.703 kV          763.06 O |
|          179.6 D          179.7 D          -3.3 D |
|-----+
| Fault values          | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D |Sk" /MVA| | |
|*****                | 0.050| 3.0| 0.017| 3.0| 0.577|
|                | 0.000| -90.0| 0.017| 3.0| 0.000|
|                | 0.000| -90.0| 0.017| 3.0| 0.000|
|-----+
| To node/Elementname |Type | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D |Sk" /MVA| | |
| BARRA A             |LINE | 0.050| 183.0| 0.017| 183.0| 0.577|
| L_TR1               |      | 0.000| -0.3| 0.017| 183.0| 0.000|
|                     |      | 0.000| -0.3| 0.017| 183.0| 0.000|
| C1_MA               |2-TR | 0.000| 179.7| 0.000| 187.1| 0.000|
| TR_C1               |      | 0.000| 179.7| 0.000| 197.4| 0.000|
|                     |      | 0.000| 179.7| 0.000| 179.7| 0.000|
+-----+

```


12.2.3 Cortocircuito Trifase Massimo (50 Hz)

```

+-----+
|Network Planning| Program: NEPLAN - SHORT CIRCUIT |
|and             | Project: PORTO DI VENEZIA          |
|Consulting      | Variant: CORTO TRIFASE MAX         |
|                | File   : PORTO_50Hz.mcb           |
+-----+
|
| Calculation parameters:
| -----
| System frequency in Hz                50.0 |
| Number of elements                    24   |
| Number of nodes                       20   |
| Number of partial networks            2    |
| Calculation method                    IEC/VDE |
| Kind of fault                        3 phase SC |
| Ik"max calculation                    Yes   |
| Min. time delay of a circ. breaker in sec. for Ib 0.100 |
| Short circuit duration for Ith in sec.            1.000 |
| Short circuit duration for iDC in sec.            0.020 |
| Fault distance                          0    |
| Node voltages from loadflow (superposition method) No |
| Network topology type                Symmetrical |
+-----+
| Index :
| -----
| From nod: Name of starting node      To node : Name of ending node |
| Fault no: Fault location              Type   : Type of element       |
| Un      : System nominal voltage      Distan. : Distance fr. faulted nod |
| El.name : Name of element             Net     : Type of network       |
| UL-E,L-L: Fault voltages (phase)      Ucomp   : Fault volt. (sym. comp.) |
| Ip       : Peak SC current             Ib      : SC breaking current    |
| Ik       : Steady state SC current      Zf      : Netimpedance in f. node |
| Ith      : thermic SC current           (pos.-,neg.-,zerosystem) |
| Sk"      : Initial SC power            IDC     : DC comp. of SC current |
| Ik"phas  : Initial short circuit current in the phases (Amount/Angle) |
| Ik"comp  : Initial short circuit current in the symm. comp. (Amount/An) |
| iDC      : DC-component SC-current     Iasy    : Asym. breaking current |
+-----+
|
+-----+
|Faulted node: PORTO                      Un= 132.000 kV Net : MESHED |
|=====                               UL-E = 83.831 kV Ucomp= 83.831 kV Zf=  6.38 O |
|                                   180.0 D                180.0 D                82.5 D |
+-----+
|Fault values                          | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA |Ik  /kA |
|*****                              | 13.136| -82.5| 31.222| 13.126| 13.122|
+-----+
|To node/Elementname |Type | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA |Ik  /kA | |
|FUSINA 2            |LINE | 13.122| 97.5| 31.188|      | 13.122|
| L1                  |     |      |    |      |      |      |
| TRA                  |2-TR | 0.014| 111.6| 0.034|      | 0.000|
| TRA                  |     |      |    |      |      |      |
| TRB                  |2-TR | 0.000| 180.0| 0.000|      | 0.000|
| TRB                  |     |      |    |      |      |      |
+-----+

```

```

+-----+
| Faulted node: BARRA A                               Un= 20.000 kV Net : MULT.FED |
|=====          UL-E = 12.702 kV Ucomp= 12.702 kV Zf= 1.68 O |
|                  180.0 D                      180.0 D          88.1 D |
+-----+
| Fault values          | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA |
|*****                | 7.539| -88.1| 20.388| 7.455| 7.455|
+-----+
| To node/Elementname | Type | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA | |
| TRA                 | LINE | 7.455| 91.7| 20.161| 7.455| 7.455|
| L TRA              |      |      |      |      |      |      |
| C1                  | LINE | 0.000| -90.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| L_TR1              |      |      |      |      |      |      |
| C2                  | LINE | 0.000| -90.0| 0.000| 0.000| 0.000|
| L_TR2              |      |      |      |      |      |      |
| AUX_1               | LINE | 0.045| 111.8| 0.121| 0.000| 0.000|
| L_AUX A             |      |      |      |      |      |      |
| BARRA B             | CIBR | 0.045| 111.8| 0.121| 0.000| 0.000|
| CB K                |      |      |      |      |      |      |
+-----+
| Faulted node: C1                               Un= 20.000 kV Net : MESHED |
|=====          UL-E = 12.702 kV Ucomp= 12.702 kV Zf= 1.69 O |
|                  180.0 D                      180.0 D          88.0 D |
+-----+
| Fault values          | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA |
|*****                | 7.528| -88.0| 20.318| 7.473| 7.444|
+-----+
| To node/Elementname | Type | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA | |
| BARRA A             | LINE | 7.528| 92.0| 20.318|      | 7.444|
| L_TR1              |      |      |      |      |      |      |
| C1_MA               | 2-TR | 0.000| 180.0| 0.000|      | 0.000|
| TR_C1              |      |      |      |      |      |      |
|                     | FILT | 0.000| -90.0| 0.000|      | 0.000|
| EL43                |      |      |      |      |      |      |
+-----+
| Faulted node: C3                               Un= 20.000 kV Net : MESHED |
|=====          UL-E = 12.702 kV Ucomp= 12.702 kV Zf= 1.69 O |
|                  180.0 D                      180.0 D          88.0 D |
+-----+
| Fault values          | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA |
|*****                | 7.528| -88.0| 20.317| 7.473| 7.444|
+-----+
| To node/Elementname | Type | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA | |
| BARRA B             | LINE | 7.528| 92.0| 20.317|      | 7.444|
| L_TR3              |      |      |      |      |      |      |
| C3_MA               | 2-TR | 0.000| 180.0| 0.000|      | 0.000|
| TR_C3              |      |      |      |      |      |      |
+-----+
| Faulted node: C1_MA                               Un= 3.000 kV Net : MESHED |
|=====          UL-E = 1.905 kV Ucomp= 1.905 kV Zf= 0.103 O |
|                  180.0 D                      180.0 D          86.5 D |
+-----+
| Fault values          | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA |
|*****                | 18.508| -86.5| 48.079| 18.459| 18.432|
+-----+
| To node/Elementname | Type | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA | |
| C1                  | 2-TR | 18.508| 93.5| 48.079|      | 18.432|
| TR_C1              |      |      |      |      |      |      |
+-----+

```

```

+-----+
| Faulted node: B1                               Un= 0.400 kV Net : MESHED |
|===== UL-E = 0.231 kV Ucomp= 0.231 kV Zf= 0.011 O |
|                                     180.0 D          180.0 D          77.0 D |
|-----+
| Fault values          | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA |
| *****              | 21.576| -77.0| 46.324| 19.853| 19.354|
|-----+
| To node/Elementname | Type | /kA Ik"phas /D | ip /kA | Ib /kA | Ik /kA | |
| AUX_1               | 2-TR | 19.360| 101.9| 41.566|      | 19.354|
| TR_AUX1             |      |      |      |      |      |      |
|                     | ASYN | 2.252| 112.8| 4.835| 0.000| 0.000|
| EQU_1               |      |      |      |      |      |      |
+-----+

```

12.2.4 Cortocircuito Monofase Massimo (Lato 60 Hz)

Daniele	Program: NEPLAN - SHORT CIRCUIT	
Del Carlo	Project: PORTO DI VENEZIA - COLD IRONING	
	Variant: Corto monofase massimo	
	File : PORTO_60Hz_2rv.mcb	
Calculation parameters:		
System frequency in Hz		60.0
Number of elements		39
Number of nodes		36
Number of partial networks		1
Calculation method	IEC/VDE	
Kind of fault	1 phase GND	
Ik"max calculation	Yes	
Min. time delay of a circ. breaker in sec. for Ib		0.250
Short circuit duration for Ith in sec.		1.000
Short circuit duration for iDC in sec.		0.020
Fault distance		0
Node voltages from loadflow (superposition method)	No	
Network topology type	Symmetrical	
Index :		
From nod: Name of starting node	To node : Name of ending node	
Fault no: Fault location	Type : Type of element	
Un : System nominal voltage	Distan. : Distance fr. faulted nod	
El.name : Name of element	Net : Type of network	
UL-E,L-L: Fault voltages (phase)	Ucomp : Fault volt. (sym. comp.)	
Ip : Peak SC current	Ib : SC breaking current	
Ik : Steady state SC current	Zf : Netimpedance in f. node	
Ith : thermic SC current	(pos.-,neg.-,zerosystem)	
Sk" : Initial SC power	IDC : DC comp. of SC current	
Ik"phas : Initial short circuit current in the phases (Amount/Angle)		
Ik"comp : Initial short circuit current in the symm. comp. (Amount/An)		
iDC : DC-component SC-current	Iasy : Asym. breaking current	
Faulted node: K1 Un= 11.000 kV Net : MESHED		
=====	UL-E = 6.986 kV Ucomp= 0.006 kV Zf= 1.39 O	
	180.0 D -63.6 D 83.2 D	
	6.994 kV 0.006 kV 1.39 O	
	179.9 D -63.6 D 83.2 D	
	6.994 kV 6.991 kV 1592.63 O	
	179.9 D 179.9 D -33.3 D	
Fault values		
*****	/kA Ik"phas /D /kA Ik"comp /D Sk" /MVA	
	0.013 33.2 0.004 33.2 0.084	
	0.000 90.0 0.004 33.2 0.000	
	0.000 180.0 0.004 33.2 0.000	
To node/Elementname Type /kA Ik"phas /D /kA Ik"comp /D Sk" /MVA		
PUNTO FORNITURA	LINE 0.006 233.5 0.002 215.5 0.040	
EL1	0.002 -29.7 0.002 215.5 0.014	
	0.002 -29.7 0.002 269.9 0.014	
SBARRA 3KV	2-TR 0.008 196.3 0.002 210.7 0.048	
TR_A	0.002 150.3 0.002 210.7 0.014	
	0.002 150.3 0.004 179.9 0.014	

```

+-----+
| Faulted node: PUNTO FORNITURA          Un= 11.000 kV Net : MESHED |
|===== UL-E = 6.986 kV Ucomp= 0.006 kV Zf= 1.38 O |
|          180.0 D          -63.6 D          83.2 D |
|          6.994 kV          0.006 kV          1.38 O |
|          179.9 D          -63.6 D          83.2 D |
|          6.994 kV          6.991 kV          1592.93 O |
|          179.9 D          179.9 D          -33.3 D |
|-----+
| Fault values          | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D |Sk" /MVA | | |
|*****                | 0.013| 33.2| 0.004| 33.2| 0.084|
|                | 0.000| -90.0| 0.004| 33.2| 0.000|
|                | 0.000| 256.0| 0.004| 33.2| 0.000|
|-----+
| To node/Elementname |Type | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D |Sk" /MVA | | |
| K1                   |LINE | 0.008| 202.4| 0.002| 211.1| 0.049|
| EL1                  |      | 0.002| 173.1| 0.002| 211.1| 0.012|
|                      |      | 0.002| 173.1| 0.004| 192.8| 0.012|
| NAVE_A               |LINE | 0.006| 228.0| 0.002| 215.0| 0.036|
| EL3                  |      | 0.002| -6.9| 0.002| 215.0| 0.012|
|                      |      | 0.002| -6.9| 0.002| 269.9| 0.012|
|-----+
+-----+
| Faulted node: SBARRA 3KV          Un= 3.000 kV Net : MESHED |
|===== UL-E = 1.905 kV Ucomp= 0.000 kV Zf= 0.092 O |
|          180.0 D          179.6 D          83.9 D |
|          1.905 kV          0.000 kV          0.092 O |
|          180.0 D          179.6 D          83.9 D |
|          1.905 kV          1.905 kV          ***** O |
|          180.0 D          180.0 D          84.3 D |
|-----+
| Fault values          | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D |Sk" /MVA | | |
|*****                | 0.000| -84.3| 0.000| -84.3| 0.000|
|                | 0.000| 0.0| 0.000| -84.3| 0.000|
|                | 0.000| -90.0| 0.000| -84.3| 0.000|
|-----+
| To node/Elementname |Type | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D |Sk" /MVA | | |
| K1                   |2-TR | 0.000| 96.5| 0.000| 96.5| 0.000|
| TR_A                 |      | 0.000| -83.5| 0.000| 96.5| 0.000|
|                      |      | 0.000| -83.5| 0.000| -90.0| 0.000|
| K4                   |2-TR | 0.000| 180.0| 0.000| 180.0| 0.000|
| TR_D                 |      | 0.000| -8.9| 0.000| 180.0| 0.000|
|                      |      | 0.000| 8.9| 0.000| -90.0| 0.000|
| K2                   |2-TR | 0.000| 180.0| 0.000| 180.0| 0.000|
| TR_B                 |      | 0.000| -8.9| 0.000| 180.0| 0.000|
|                      |      | 0.000| 8.9| 0.000| -90.0| 0.000|
| K3                   |2-TR | 0.000| 180.0| 0.000| 180.0| 0.000|
| TR_C                 |      | 0.000| -8.9| 0.000| 180.0| 0.000|
|                      |      | 0.000| 8.9| 0.000| -90.0| 0.000|
|                      |NETW | 0.000| 95.5| 0.000| 95.3| 0.000|
| CONV_EQUI            |      | 0.000| 96.5| 0.000| 95.3| 0.000|
|                      |      | 0.000| 96.5| 0.000| 95.7| 0.000|
|-----+

```

12.2.5 Cortocircuito Trifase massimo (lato 60 Hz)

```

+-----+
| Daniele          | Program: NEPLAN - SHORT CIRCUIT |
| Del Carlo       | Project: PORTO DI VENEZIA - COLD IRONING |
|                 | Variant: Corto trifase massimo |
|                 | File   : PORTO_60Hz_2rv.mcb |
+-----+
| Calculation parameters: |
| ----- |
| System frequency in Hz | 60.0 |
| Number of elements     | 39 |
| Number of nodes        | 36 |
| Number of partial networks | 1 |
| Calculation method      | IEC/VDE |
| Kind of fault          | 3 phase SC |
| Ik"max calculation     | Yes |
| Min. time delay of a circ. breaker in sec. for Ib | 0.250 |
| Short circuit duration for Ith in sec. | 1.000 |
| Short circuit duration for iDC in sec. | 0.020 |
| Fault distance         | 0 |
| Node voltages from loadflow (superposition method) | No |
| Network topology type | Symmetrical |
+-----+
| Index : |
| ----- |
| From nod: Name of starting node | To node : Name of ending node |
| Fault no: Fault location | Type : Type of element |
| Un : System nominal voltage | Distan. : Distance fr. faulted nod |
| El.name : Name of element | Net : Type of network |
| UL-E,L-L: Fault voltages (phase) | Ucomp : Fault volt. (sym. comp.) |
| Ip : Peak SC current | Ib : SC breaking current |
| Ik : Steady state SC current | Zf : Netimpedance in f. node |
| Ith : thermic SC current | (pos.-,neg.-,zerosystem) |
| Sk" : Initial SC power | IDC : DC comp. of SC current |
| Ik"phas : Initial short circuit current in the phases (Amount/Angle) |
| Ik"comp : Initial short circuit current in the symm. comp. (Amount/An) |
| iDC : DC-component SC-current | Iasy : Asym. breaking current |
+-----+
| Faulted node: K1 | Un= 11.000 kV Net : MESHED | | |
| ===== | UL-E = 6.986 kV Ucomp= 6.986 kV Zf= 1.39 O |
| | 180.0 D | 180.0 D | 83.2 D |
+-----+
| Fault values | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D | Sk" /MVA |
| ***** | 5.036 | -83.2 | 5.036 | -83.2 | 95.955 |
+-----+
| To node/Elementname | Type | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D | Sk" /MVA | | |
| PUNTO FORNITURA | LINE | 2.650 | 99.1 | 2.650 | 99.1 | 50.497 |
| EL1 | | | | | | |
| SBARRA 3KV | 2-TR | 2.390 | 94.3 | 2.390 | 94.3 | 45.542 |
| TR_A | | | | | | |
+-----+
| Faulted node: PUNTO FORNITURA | Un= 11.000 kV Net : MESHED | | |
| ===== | UL-E = 6.986 kV Ucomp= 6.986 kV Zf= 1.38 O |
| | 180.0 D | 180.0 D | 83.2 D |
+-----+
| Fault values | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D | Sk" /MVA |
| ***** | 5.045 | -83.2 | 5.045 | -83.2 | 96.115 |
+-----+

```

To node/Elementname	Type	/kA Ik"phas	/D	/kA Ik"comp	/D	Sk" /MVA
K1	LINE	2.370	94.7	2.370	94.7	45.150
EL1						
NAVE_A	LINE	2.678	98.6	2.678	98.6	51.020
EL3						

Faulted node: SBARRA 3KV Un= 3.000 kV Net : MESHED

UL-E = 1.905 kV Ucomp= 1.905 kV Zf= 0.092 O

180.0 D 180.0 D 83.9 D

Fault values

/kA Ik"phas	/D	/kA Ik"comp	/D	Sk" /MVA
20.769	-83.9	20.769	-83.9	107.917

To node/Elementname	Type	/kA Ik"phas	/D	/kA Ik"comp	/D	Sk" /MVA
K1	2-TR	6.913	97.0	6.913	97.0	35.922
TR_A						
K4	2-TR	0.000	-90.0	0.000	-90.0	0.000
TR_D						
K2	2-TR	0.000	-90.0	0.000	-90.0	0.000
TR_B						
K3	2-TR	0.000	-90.0	0.000	-90.0	0.000
TR_C						
	NETW	13.856	95.7	13.856	95.7	72.000
CONV_EQUI						

12.2.6 Cortocircuito Bifase Massimo (Lato 60 Hz)

Daniele	Program: NEPLAN - SHORT CIRCUIT	
Del Carlo	Project: PORTO DI VENEZIA - COLD IRONING	
	Variant: Corto bifase massimo	
	File : PORTO_60Hz_2rv.mcb	
Calculation parameters:		

System frequency in Hz		60.0
Number of elements		39
Number of nodes		36
Number of partial networks		1
Calculation method	IEC/VDE	
Kind of fault	2 phase SC	
Ik"max calculation	Yes	
Min. time delay of a circ. breaker in sec. for Ib		0.250
Short circuit duration for Ith in sec.		1.000
Short circuit duration for iDC in sec.		0.020
Fault distance		0
Node voltages from loadflow (superposition method)	No	
Network topology type	Symmetrical	
Index :		

From nod: Name of starting node	To node : Name of ending node	
Fault no: Fault location	Type : Type of element	
Un : System nominal voltage	Distan. : Distance fr. faulted nod	
El.name : Name of element	Net : Type of network	
UL-E,L-L: Fault voltages (phase)	Ucomp : Fault volt. (sym. comp.)	
Ip : Peak SC current	Ib : SC breaking current	
Ik : Steady state SC current	Zf : Netimpedance in f. node	
Ith : thermic SC current	(pos.-,neg.-,zerosystem)	
Sk" : Initial SC power	IDC : DC comp. of SC current	
Ik"phas : Initial short circuit current in the phases (Amount/Angle)		
Ik"comp : Initial short circuit current in the symm. comp. (Amount/An)		
iDC : DC-component SC-current	Iasy : Asym. breaking current	

Faulted node: K1	Un= 11.000 kV	Net : MESHED
=====	UL-E = 0.000 kV	Ucomp= 3.493 kV
	172.9 D	180.0 D
	6.050 kV	3.493 kV
	90.0 D	0.0 D
	6.050 kV	0.000 kV
	-90.0 D	-90.0 D

Fault values	/kA Ik"phas /D	/kA Ik"comp /D Sk" /MVA
*****	0.000 -180.0	2.518 -83.2 0.000
	4.362 96.8	2.518 96.8 27.700
	4.362 -83.2	0.000 -90.0 27.700

To node/Elementname	Type	/kA Ik"phas /D /kA Ik"comp /D Sk" /MVA
PUNTO FORNITURA	LINE	0.000 -135.0 1.325 99.1 0.000
EL1		2.295 -80.9 1.325 -80.9 14.577
		2.295 99.1 0.000 -90.0 14.577
SBARRA 3KV	2-TR	0.000 0.0 1.195 94.3 0.000
TR_A		2.070 -85.7 1.195 -85.7 13.147
		2.070 94.3 0.000 -90.0 13.147

```

+-----+
| Faulted node: PUNTO FORNITURA          Un= 11.000 kV Net : MESHED |
|===== UL-E = 0.000 kV Ucomp= 3.493 kV Zf= 1.38 O |
|          166.0 D          180.0 D          83.2 D |
|          6.050 kV          3.493 kV          1.38 O |
|          90.0 D          0.0 D          83.2 D |
|          6.050 kV          0.000 kV          1592.93 O |
|          -90.0 D          -90.0 D          -33.3 D |
|-----+
| Fault values          | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D |Sk" /MVA| | |
|*****                | 0.000| -180.0| 2.522| -83.2| 0.000|
|                | 4.369| 96.8| 2.522| 96.8| 27.746|
|                | 4.369| -83.2| 0.000| -90.0| 27.746|
|-----+
| To node/Elementname |Type | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D |Sk" /MVA| | |
| K1                   |LINE | 0.000| 45.0| 1.185| 94.7| 0.000|
| EL1                  |      | 2.052| -85.3| 1.185| -85.3| 13.034|
|                      |      | 2.052| 94.7| 0.000| -90.0| 13.034|
| NAVE_A               |LINE | 0.000| -90.0| 1.339| 98.6| 0.000|
| EL3                  |      | 2.319| -81.4| 1.339| -81.4| 14.728|
|                      |      | 2.319| 98.6| 0.000| -90.0| 14.728|
|-----+
| Faulted node: SBARRA 3KV          Un= 3.000 kV Net : MESHED |
|===== UL-E = 0.000 kV Ucomp= 0.953 kV Zf= 0.092 O |
|          135.0 D          180.0 D          83.9 D |
|          1.650 kV          0.953 kV          0.092 O |
|          90.0 D          0.0 D          83.9 D |
|          1.650 kV          0.000 kV          ***** O |
|          -90.0 D          -90.0 D          84.3 D |
|-----+
| Fault values          | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D |Sk" /MVA| | |
|*****                | 0.000| -180.0| 10.384| -83.9| 0.000|
|                | 17.986| 96.1| 10.384| 96.1| 31.153|
|                | 17.986| -83.9| 0.000| -90.0| 31.153|
|-----+
| To node/Elementname |Type | /kA Ik"phas /D | /kA Ik"comp /D |Sk" /MVA| | |
| K1                   |2-TR | 0.000| -175.7| 3.457| 97.0| 0.000|
| TR_A                 |      | 5.987| -83.0| 3.457| -83.0| 10.370|
|                      |      | 5.987| 97.0| 0.000| -90.0| 10.370|
| K4                   |2-TR | 0.000| -90.0| 0.000| 0.0| 0.000|
| TR_D                 |      | 0.000| 36.6| 0.000| 0.0| 0.000|
|                      |      | 0.000| 143.4| 0.000| -90.0| 0.000|
| K2                   |2-TR | 0.000| -90.0| 0.000| 0.0| 0.000|
| TR_B                 |      | 0.000| 36.6| 0.000| 0.0| 0.000|
|                      |      | 0.000| 143.4| 0.000| -90.0| 0.000|
| K3                   |2-TR | 0.000| -90.0| 0.000| 0.0| 0.000|
| TR_C                 |      | 0.000| 36.6| 0.000| 0.0| 0.000|
|                      |      | 0.000| 143.4| 0.000| -90.0| 0.000|
|                      |NETW | 0.000| -24.6| 6.928| 95.7| 0.000|
| CONV_EQUI            |      | 12.000| -84.3| 6.928| -84.3| 20.785|
|                      |      | 12.000| 95.7| 0.000| -90.0| 20.785|
|-----+

```

+-----+

12.3 Simulazione armonica

12.3.1 Con filtro inserito

```

+-----+
| Del Carlo      | Program: NEPLAN - HARMONIC ANALYSIS |
| Daniele        | Project: PORTO DI VENEZIA           |
|                | Variant:                            |
|                | File   : PORTO_50Hz.mcb             |
+-----+
|
| Calculation parameters:
| -----
| System frequency in Hz                      50.0
| Number of elements                          30
| Number of nodes                            20
| Number of partial networks                  2
| Sum of harmonic values                      Arith.
+-----+
|
| Index for level calculation :
| -----
| f          : Frequency in Hz
| Un         : Nominal system voltage in kV
| U          : Amount of voltage in V
| u          : Amount of voltage in %, related to Un
| phi        : Angle of voltage in degree
| U1,U2,U3: Voltage (amount and angle) at nodes 1,2,3 in V resp. degree
| U12,U23,: Voltage drop (amount and angle) between the nodes 12, 23,
| U31        : 31 in V resp. degree
| UR         : Voltage drop (amount and angle) over the resistance R of
|              the equivalent network in V resp. degree
| UL         : Voltage drop (amount and angle) over the inductance L of
|              the equivalent network in V resp. degree
| UC         : Voltage drop (amount and angle) over the capacitance C of
|              the equivalent network in V resp. degree
| +Ii +Ui    : geometrical sum (mean value) of all harmonic currents
|              resp. voltages (L: inductance; C: capacitance)
| THD        : Total Harmonic Distortion Factor in %
| I1,I2,I3: Current flow into node 1, 2, 3 in A
| IR         : Current through resistance R of equivalent network in A
| IL         : Current through inductance L of equivalent network in A
| IC         : Current through capacitance C of equivalent network in A
| Ha.loss.: Harmonic losses without losses of fundamental harmonic in kW
+-----+

```

NODE RESULTS							
Node	Un /kV		THD /%	f /Hz	U /V	u /%	phi /D
FUSINA 2	132.00		0.00	2950.0	1.01	0.001	101.3
				3050.0	1.85	0.002	98.4
				3250.0	0.91	0.001	94.3
				3350.0	0.29	0.000	92.9
				3500.0	0.06	0.000	91.2
				3550.0	0.83	0.001	90.8
				3650.0	0.75	0.001	90.0
				3850.0	0.18	0.000	88.9
				3950.0	0.47	0.001	88.5
				4000.0	0.04	0.000	88.3
				4015.0	0.69	0.001	88.2
				4115.0	0.27	0.000	87.9
PORTO	132.00		0.00	2950.0	0.05	0.000	105.1
				3050.0	0.01	0.000	245.2
				3250.0	0.11	0.000	-87.3
				3350.0	0.05	0.000	-88.2
				3500.0	0.02	0.000	-89.5
				3550.0	0.24	0.000	-89.9
				3650.0	0.26	0.000	269.5
				3850.0	0.08	0.000	268.5
				3950.0	0.23	0.000	268.1
				4000.0	0.02	0.000	267.9
				4015.0	0.36	0.000	267.9
				4115.0	0.16	0.000	267.6
BARRA A	20.00		0.31	2950.0	12.76	0.110	-78.6
				3050.0	24.25	0.210	-81.4
				3250.0	12.65	0.110	-85.5
				3350.0	4.14	0.036	-87.0
				3500.0	0.90	0.008	-88.6
				3550.0	12.11	0.105	-89.1
				3650.0	11.08	0.096	-89.8
				3850.0	2.70	0.023	269.1
				3950.0	6.92	0.060	268.7
				4000.0	0.61	0.005	268.5
				4015.0	10.17	0.088	268.4
				4115.0	3.93	0.034	268.1
C1	20.00		0.31	2950.0	12.80	0.111	-78.6
				3050.0	24.33	0.211	-81.4
				3250.0	12.70	0.110	-85.5

NODE RESULTS							
Node	Un /kV		THD /%	f /Hz	U /V	u /%	phi /D
				3350.0	4.16	0.036	-87.0
				3500.0	0.90	0.008	-88.6
				3550.0	12.15	0.105	-89.1
				3650.0	11.12	0.096	-89.8
				3850.0	2.71	0.023	269.1
				3950.0	6.95	0.060	268.7
				4000.0	0.61	0.005	268.5
				4015.0	10.20	0.088	268.4
				4115.0	3.94	0.034	268.1
AUX_1			0.31	2950.0	12.76	0.110	-78.6
	20.00			3050.0	24.25	0.210	-81.4
				3250.0	12.65	0.110	-85.5
				3350.0	4.14	0.036	-87.0
				3500.0	0.90	0.008	-88.6
				3550.0	12.11	0.105	-89.1
				3650.0	11.08	0.096	-89.8
				3850.0	2.70	0.023	269.1
				3950.0	6.92	0.060	268.7
				4000.0	0.61	0.005	268.5
				4015.0	10.17	0.088	268.4
				4115.0	3.93	0.034	268.1
C1_MA			1.58	2950.0	7.79	0.450	7.9
	3.00			3050.0	16.07	0.928	7.8
				3250.0	9.78	0.564	7.5
				3350.0	3.43	0.198	7.3
				3500.0	0.82	0.047	7.0
				3550.0	11.39	0.657	6.9
				3650.0	11.02	0.636	6.8
				3850.0	2.97	0.172	6.4
				3950.0	7.99	0.461	6.3
				4000.0	0.72	0.041	6.2
				4015.0	12.08	0.697	6.2
				4115.0	4.86	0.281	6.0

12.3.2 Senza filtro inserito

```

+-----+
| Del Carlo      | Program: NEPLAN - HARMONIC ANALYSIS |
| Daniele        | Project: PORTO DI VENEZIA           |
|                | Variant:                            |
|                | File   : PORTO_50Hz.mcb             |
+-----+
|
| Calculation parameters:
| -----
| System frequency in Hz                      50.0
| Number of elements                          29
| Number of nodes                            20
| Number of partial networks                  2
| Sum of harmonic values                      Arith.
+-----+
|
| Index for level calculation :
| -----
| f          : Frequency in Hz
| Un         : Nominal system voltage in kV
| U          : Amount of voltage in V
| u          : Amount of voltage in %, related to Un
| phi        : Angle of voltage in degree
| U1,U2,U3   : Voltage (amount and angle) at nodes 1,2,3 in V resp. degree
| U12,U23,   : Voltage drop (amount and angle) between the nodes 12, 23,
| U31        : 31 in V resp. degree
| UR         : Voltage drop (amount and angle) over the resistance R of
|              the equivalent network in V resp. degree
| UL         : Voltage drop (amount and angle) over the inductance L of
|              the equivalent network in V resp. degree
| UC         : Voltage drop (amount and angle) over the capacitance C of
|              the equivalent network in V resp. degree
| +Ii +Ui    : geometrical sum (mean value) of all harmonic currents
|              resp. voltages (L: inductance; C: capacitance)
| THD        : Total Harmonic Distortion Factor in %
| I1,I2,I3   : Current flow into node 1, 2, 3 in A
| IR         : Current through resistance R of equivalent network in A
| IL         : Current through inductance L of equivalent network in A
| IC         : Current through capacitance C of equivalent network in A
| Ha.loss.   : Harmonic losses without losses of fundamental harmonic in kW
+-----+

```

NODE RESULTS							
Node	Un /kV		THD /%	f /Hz	U /V	u /%	phi /D
FUSINA 2	132.00		0.00	2950.0	0.82	0.001	181.7
				3050.0	1.65	0.002	181.6
				3250.0	0.96	0.001	181.3
				3350.0	0.33	0.000	181.2
				3500.0	0.08	0.000	181.0
				3550.0	1.09	0.001	181.0
				3650.0	1.06	0.001	180.8
				3850.0	0.29	0.000	180.6
				3950.0	0.80	0.001	180.5
				4000.0	0.07	0.000	180.4
				4015.0	1.22	0.002	180.4
				4115.0	0.50	0.001	180.3
PORTO	132.00		0.00	2950.0	0.04	0.000	185.5
				3050.0	0.01	0.000	-31.6
				3250.0	0.12	0.000	-0.3
				3350.0	0.06	0.000	0.1
				3500.0	0.02	0.000	0.3
				3550.0	0.31	0.000	0.3
				3650.0	0.36	0.000	0.3
				3850.0	0.13	0.000	0.2
				3950.0	0.39	0.001	0.2
				4000.0	0.04	0.000	0.1
				4015.0	0.64	0.001	0.1
				4115.0	0.29	0.000	0.0
BARRA A	20.00		0.33	2950.0	10.43	0.090	1.8
				3050.0	21.65	0.187	1.7
				3250.0	13.36	0.116	1.4
				3350.0	4.73	0.041	1.3
				3500.0	1.15	0.010	1.2
				3550.0	16.00	0.139	1.1
				3650.0	15.66	0.136	1.0
				3850.0	4.32	0.037	0.8
				3950.0	11.78	0.102	0.7
				4000.0	1.06	0.009	0.6
				4015.0	17.96	0.156	0.6
				4115.0	7.33	0.063	0.5
C1	20.00		0.33	2950.0	10.46	0.091	1.8
				3050.0	21.72	0.188	1.7
				3250.0	13.40	0.116	1.5

NODE RESULTS							
Node	Un /kV		THD /%	f /Hz	U /V	u /%	phi /D
				3350.0	4.74	0.041	1.3
				3500.0	1.15	0.010	1.2
				3550.0	16.05	0.139	1.1
				3650.0	15.71	0.136	1.0
				3850.0	4.34	0.038	0.8
				3950.0	11.81	0.102	0.7
				4000.0	1.07	0.009	0.7
				4015.0	18.01	0.156	0.6
				4115.0	7.35	0.064	0.5
AUX_1			0.33	2950.0	10.43	0.090	1.8
	20.00			3050.0	21.65	0.187	1.7
				3250.0	13.36	0.116	1.4
				3350.0	4.73	0.041	1.3
				3500.0	1.15	0.010	1.2
				3550.0	16.00	0.139	1.1
				3650.0	15.66	0.136	1.0
				3850.0	4.32	0.037	0.8
				3950.0	11.78	0.102	0.7
				4000.0	1.06	0.009	0.6
				4015.0	17.96	0.156	0.6
				4115.0	7.33	0.063	0.5
C1_MA			1.62	2950.0	8.08	0.466	6.7
	3.00			3050.0	16.61	0.959	6.5
				3250.0	10.05	0.580	6.0
				3350.0	3.52	0.203	5.9
				3500.0	0.84	0.048	5.6
				3550.0	11.62	0.671	5.5
				3650.0	11.23	0.649	5.3
				3850.0	3.02	0.174	5.0
				3950.0	8.11	0.468	4.9
				4000.0	0.73	0.042	4.8
				4015.0	12.25	0.707	4.8
				4115.0	4.92	0.284	4.6

12.4 Definizione delle specifiche del sistema di alimentazione

12.4.1 Parte 50 Hz

```

+-----+
|BCP          | Program: NEPLAN          |
|Busarello+Cott+ | Project: PORTO DI VENEZIA |
| Partner Inc.   | Variant: COLD IRONING - AMP |
|www.neplan.ch  | File   : PORTO_50Hz.mcb   |
+-----+
| Index :
| -----
| From nod: Name of starting node      To node : Name of ending node
| Tert      : Name of tertiary node
| Elementn: Name of element            Type      : Type of element
| Switch    : Switch in 1:starting-, 2:ending-, 3:tertiary node
| Unl,2,3    : System nominal voltage of 1:start.-, 2:end.-, 3:tert. node
| Url,2,3    : Rated voltage in 1:starting-, 2:ending-, 3:tertiary node
| Sr         : Rated power (12: start.-/end. node, 13: start.-/tert. node
|              23: end.-/tert. node)
| R(1,0)     : Resistance of positive and zero sequence
| X(1,0)     : Reactance of positive and zero sequence
| C(1,0)     : Capacitance of positive and zero sequence
| Y(1,0)     : Admittance of positive and zero sequence
| uRr        : Copper losses (12: start.-/end. node, 13: start.-/tert. node
|              23: end.-/tert. node)          uRr(0): zero sequence
| ukr        : Short circuit voltage (12: start.-/end. node, 13: start.-/
|              tert. node, 23: end.-/tert. node)      ukr(0): zero sequence
| RE, XE     : Earthingresistance, -reactance (1: winding 1 2: winding 2)
| Wind.con: Winding connection of transformers
| Tap        : Tap setting (min: minimal, max: maximum, act: actual value)
| P(1,0)     : Active power of 1: positive-, 0: zero sequence
| Q(1,0)     : Reactive power of 1: positive-, 0: zero sequence
| Sk"        : Initial short circuit power (min: minimal, max: maximum)
| Ik"        : Initial short circuit current (min: minimal, max: maximum)
| Ir         : Rated current              I0          : No load current
| Temp.      : Max. permitted temperature length : Length of line
| Trafo re: Transformer regulated ?      Unit Tra: Unit transformer ?
| Reg.side: Regulated side                dU          : Tap step voltage
| Beta       : Angle of Tap step voltage  R(1)/X(1):Resistance / reactance
| Z(0)/Z(1):Imp.ratio pos./zero seq.     SM Turbo: Turbo synchr. machine ?
| x(0)       : Reactance of zero seq.      x(2)         : Reactance of neg. seq.
| xd"        : Subtransient reactance      xd sat.      : Saturated synchr. react
| Ikk        : 3 phases SC current         mue          : Factor mue for Ia
| UfmX/Ufr: Excitation vol.(max./rat.) Number : Number of elements
| Pr         : Rated active power          ETA         : Efficiency
| Iar/Ir     : Ratio starting/rated cur. Polepair: Pole pairs
| Unit gen: Unit generator ?              Conv.dri: Converter drive ?
| SrT        : Rated power of transformer SrG         : Rated pow. of generat.
| Ma/Mr      : Torque ratio(start./rated) sr          : Full load slip
| Start.de: Starting device of ASM         t sw        : Switch.time for start.
| J          : Inertia                     M0,M1,M2: Load parameters
| Mk/Mr      : Torque rat.(breakd./rated) P Fe        : Iron core losses
| Freq.dep: Frequency dependance          cos st.      : Starting cos(phi)
+-----+

```

NODE - DATA							
No.	Name	Type	tdp /s	Ir /A	Reduced?	Un /kV	ipmax/kA
Network group					Usoll %	Umin %	Umax %
1	FUSINA 2	BB			No	132	80
					100	90	110
2	PORTO	BB			No	132	80
					100	90	110
3	S. GIOBBE	BB			No	132	80
					100	90	110
4	TRA	BB			No	20	
					100		
5	TRB	BB			No	20	
					100		
6	BARRA A	BB		2500	No	20	40
					100	90	110
7	BARRA B	BB		2500	No	20	40
					100	90	110
8	C1	BB			No	20	
9	C1_MA	BB			No	3	
10	C2	BB			Yes	20	
11	C3	BB			Yes	20	
12	C4	BB			Yes	20	
13	AUX_1	BB			No	20	
14	AUX_2	BB			No	20	
15	B1	BB			No	0.4	
16	B2	BB			No	0.4	
17	B_EM	BB			No	0.4	
18	ENEL_BEM	BB			No	15	

NODE - DATA							
No.	Name	Type	tdp /s	Ir /A	Reduced?	Un /kV	ipmax/kA
Network group					Usoll /%	Umin /%	Umax /%
19	C2_MA	BB			No	3	
20	C3_MA	BB			No	3	
21	C4_MA	BB			No	3	

LINE - DATA									
No.	Type				Switch 1	Switch 2	Number		
From node	Un /kV	R(1)	X(1)		C(1)	Y(1)	Ir mx	/A	
To node	Temp. /G	R(0)	X(0)		C(0)	Y(0)	Ir mn	/A	
Name	No.l.sec	O/LU	LU	Ohm/LU	uF/LU	Rf	uS/LU	Fd	Lengt/LU
1	Cavo EPR 630				On	On			1
FUSINA 2	132	0.0323	0.125		0.1900	59.69			612
PORTO	75	0.53	0.074		0.1900	59.69			0
L1	0	km			1.0				10
2	Cavo EPR 630				Off	Off			1
PORTO	132	0.0323	0.125		0.1900	59.69			612
S. GIOBBE	75	0.53	0.074		0.1900	59.69			0
L2	0	km			1.0				10
3	RG7H10R 3X 240 12/20KV				On	On			5
TRA	20	0.100	0.094		0.320	100.531			378
BARRA A	90	1	1		0.320	100.531			0
L TRA	0	km			1.0				0.05
4	RG7H10R 3X 240 12/20KV				On	Off			5
TRB	20	0.100	0.094		0.320	100.531			378
BARRA B	90	1	1		0.320	100.531			0
L TRB	0	km			1.0				0.05
5	RG7H10R 3X 240 12/20KV				On	On			2
BARRA A	20	0.100	0.094		0.320	100.531			378
C1	90	1	1		0.320	100.531			0
L_TR1	0	km			1.0				0.05
6	RG7H10R 3X 240 12/20KV				On	On			2
BARRA A	20	0.100	0.094		0.320	100.531			378
C2	90	1	1		0.320	100.531			0
L_TR2	0	km			1.0				0.05
7	RG7H10R 3X 240 12/20KV				On	On			2
BARRA B	20	0.100	0.094		0.320	100.531			378
C3	90	1	1		0.320	100.531			0
L_TR3	0	km			1.0				0.05
8	RG7H10R 3X 240 12/20KV				On	On			2
BARRA B	20	0.100	0.094		0.320	100.531			378
C4	90	1	1		0.320	100.531			0
L_TR4	0	km			1.0				0.05
9	RG7H10R 3X 240 12/20KV				On	On			1
BARRA A	20	0.100	0.094		0.320	100.531			378
AUX_1	90	1	1		0.320	100.531			0
L_AUX A	0	km			1.0				0.05
10	RG7H10R 3X 240 12/20KV				On	On			1
BARRA B	20	0.100	0.094		0.320	100.531			378
AUX_2	90	1	1		0.320	100.531			0
L_AUXB	0	km			1.0				0.05

TWO WINDINGS TRANSFORMER - DATA									
No.	Type	Switch 1			Switch 2	Unit Tra			
From node	Un1 /kV	Ur1 /kV	ukr(1)/%	RE1 /Ohm	Reg.side	Traf reg			
To node	Un2 /kV	Ur2 /kV	ukr(0)/%	XE1 /Ohm	dU /%	Tap min			
Name	I0 /%	Sr /MVA	uRr(1)/%	RE2 /Ohm	Beta /G	Tap mid			
	Vector group	P Fe /kW	Freq.dep	uRr(0)/%	XE2 /Ohm	Tap act	Tap max		
		Preg /%							
1				On	On	No			
PORTO		132	132	22.5	1000000	12	Yes		
TRA		20	20.8	22		1.5	-10		
TRA			63	0.4	255		0		
	YNyn0	32		0.4	0		10		
2				On	On	No			
PORTO		132	132	22.5	1000000	12	Yes		
TRB		20	20.8	22		1.5	-10		
TRB			63	0.4	255		0		
	YNyn0	32		0.4	0		10		
3				On	On	No			
AUX_1		20	20	5.63		12	No		
B1		0.4	0.4	5.63		2.5	-2		
TR_AUX1		0	0.8	1.22	0		0		
	Dyn11			1.22		0	2		
4				On	On	No			
AUX_2		20	20	5.63		12	No		
B2		0.4	0.4	5.63		2.5	-2		
TR_AUX2		0	0.8	1.22	0		0		
	Dyn11			1.22		0	2		
5				On	Off	No			
ENEL_BEM		15	15	5.63		12	No		
B_EM		0.4	0.4	5.63		2.5	-2		
TR_EM		0	0.8	1.22	0		0		
	Dyn11			1.22		0	2		
6				On	On	No			
C1		20	20	13	1000000	12	No		
C1_MA		3	3	13		2.5	-2		
TR_C1			18	1	1000000		0		
	Yd5			1		-1	2		
7				On	On	No			
C2		20	20	13	1000000	12	No		
C2_MA		3	3	13		2.5	-2		
TR_C2			18	1	1000000		0		
	Yd5			1		-1	2		

TWO WINDINGS TRANSFORMER - DATA									
No.	Type	Switch 1	Switch 2	Unit Tra					
From node	Un1 /kV Ur1 /kV ukr(1)/%	RE1 /Ohm	Reg.side	Traf reg					
To node	Un2 /kV Ur2 /kV ukr(0)/%	XE1 /Ohm	dU /%	Tap min					
Name	I0 /% Sr /MVA uRr(1)/%	RE2 /Ohm	Beta /G	Tap mid					
Vector group	P Fe /kW Freq.dep uRr(0)/%	XE2 /Ohm	Tap act	Tap max					
	Preg /%								
8		On	On	No					
C3	20 20	13 1000000	12	No					
C3_MA	3 3	13	2.5	-2					
TR_C3	18	1 1000000		0					
Yd5		1	-1	2					
9		On	On	No					
C4	20 20	13 1000000	12	No					
C4_MA	3 3	13	2.5	-2					
TR_C4	18	1 1000000		0					
Yd5		1	-1	2					

NETWORK FEEDER - DATA									
No.	Switch	LF-Type							
From node	Un /kV Sk"mxMVA Ik"mx/kA R1/Xlmax Z0/Zlmax C /uF								
Name	Sk"mnMVA Ik"mn/kA Uoper /% Uwop /G Freq.dep								
	R1/Xlmin Z0/Zlmin Pope /MW Qop/Mvar								
1	On	SL							
FUSINA 2	132 3751 16.406	0.1 1.2							
TERNA	1505 6.583	100							
	0.1 1.2								
2	On	SL							
ENEL_BEM	15 389.711 15	0.1 10000							
ENEL_EM	259.808 10	100.0							
	0.1 10000								

ASYNCHRONOUS MACHINE - DATA									
No.	From node	Type	Un /kV	Ur /kV	Pr /MW	ETA	Iar/Ir	Freq.dep	Number
Name		Mk/Mr	Ir /kA	Polepair	cos(phi)	cos sta.	sr /%		
	Start.device	J /kgm*m	Msta/Mr	M0/Nm st	M1/Nm st	M2/Nm st	Pope./MW		
		t sw /s	RM / Ohm	Ml(s) st	Me,I(s)		Qop/Mvar		
		tstart/s	Rsta/Ohm	Xsta/Ohm	Ml(s) op	MS-Type	Startup?		
1						On	No		1
B1		0.4	0.4	0.252	0.95		5		
EQU_1			0.450	50	0.85				
	DIR								
							PQoper.	No	
2						On	No		1
B2		0.4	0.4	0.252	0.95		5		
EQU_2			0.450	50	0.85				
	DIR								
							PQoper.	No	

CONSUMER/LOAD - DATA							
No.	Type				Switch	LF-Type	Sim.fact
From node	Un /kV	P /MW	Q /Mvar	I /kA	cos(phi)	Freq.dep	
Name						D. units	
1				On	PC		1.0
B1	0.4	0.3	0.225	0.541	0.8		
C1							
2				On	PC		1.0
B2	0.4	0.3	0.225	0.541	0.8		
C2							
3				On	PC		1.0
C1_MA	3	16	0.000	3.079	1		
EQ_CONV1A							
4				On	PC		1.0
C2_MA	3	16	0.000	3.079	1		
EQ_CONV2A							
5				On	PC		1.0
C3_MA	3	16	0.000	3.079	1		
EQ_CONV3A							
6				On	PC		1.0
C4_MA	3	16	0.000	3.079	1		
EQ_CONV4A							

FILTER - DATA						
No.	Un /kV	Ur /kV	Qr /kvar	Switch	f0 /Hz	G /pu
From node						
Name			R /Ohm	L /mH	C /uF	Freq.dep
1				Off		
C1_MA	3	20				
F1_A				0.041	70.7	
2				Off		
C2_MA	3	20				
F2_A						
3				Off		
C3_MA	3	20				
F3_A						
4				Off		
C4_MA	3	20				
F4_A						
5				On		
C1	20	20				
EL43				1.829	1.591	

Element data

Date: 10.04.2010 Time: 16:34:12 Page: 11

HARMONIC CURRENT SOURCE - DATA						
No.	Un /kV	Ur /kV		Switch	f1 /Hz	I1 /A
From node						
Name	fi /Hz	Ii /A	Wi /G	fi+1 /Hz	Ii+1 /A	Wi+1 /G
1				On		
C1_MA	3	100		2950.00	14.5	
EL42	3050.00	29.8		3250.00	18	
	3350.00	6.3		3500.00	1.5	
	3550.00	20.8		3650.00	20.1	
	3850.00	5.4		3950.00	14.5	
	4000.00	1.3		4015.00	21.9	
	4115.00	8.8				

HARMONIC VOLTAGE SOURCE - DATA						
No.	From node	Un /kV	Ur /kV	Switch	f1 /Hz	U1 /V
Name		fi /Hz	Ui /V	Wi /G	fi+1 /Hz	Ui+1 /V
1				Off		
C1_MA		3	3000	2950.00	4	
ARM_1A		3050.00	8.5	3250.00	5.5	
		3350.00	2	3500.00	0.5	
		3550.00	7	3650.00	7	
		3850.00	2	3950.00	5.5	
		4000.00	0.5	4015.00	8.5	
		4115.00	3.5			
2				Off		
C2_MA		3		2950.00	4	
ARM_2A		3050.00	8.5	3250.00	5.5	
		3350.00	2	3500.00	0.5	
		3550.00	7	3650.00	7	
		3850.00	2	3950.00	5.5	
		4000.00	0.5	4015.00	8.5	
		4115.00	3.5			
3				Off		
C3_MA		3		2950.00	4	
ARM_3A		3050.00	8.5	3250.00	5.5	
		3350.00	2	3500.00	0.5	
		3550.00	7	3650.00	7	
		3850.00	2	3950.00	5.5	
		4000.00	0.5	4015.00	8.5	
		4115.00	3.5			
4				Off		
C4_MA		3		2950.00	4	
ARM_4A		3050.00	8.5	3250.00	5.5	
		3350.00	2	3500.00	0.5	
		3550.00	7	3650.00	7	
		3850.00	2	3950.00	5.5	
		4000.00	0.5	4015.00	8.5	
		4115.00	3.5			

CIRCUIT BREAKER - DATA					
No.	Name	Ir /kA	ipmax/kA	Iamax/kA	
	Tripping protection				
Node	Element	Field			
1	CB K	2.5	63.5	25	
BARRA A	BARRA B				
2	K_EM2				
B_EM	B2				
3	K_EM1				
B1	B_EM				

DISTANCE PROTECTION RELAY - DATA			
No.	Name		Relay type
Node	Element	Field	
1	EL35		21
PORTO	L1		

OVERCURRENT-TIME RELAY - DATA				
No.	Name		Relay type	Character.
Node	Element	Field		
1	EL27		OC	
PORTO	TRA			
2	EL28		OC	
PORTO	TRB			
3	EL29		OC & EF	
BARRA A	L TRA			
4	EL30		OC & EF	
BARRA B	L TRB			
5	EL32		OC & EF	
BARRA A	L_TR2			
6	EL33		OC & EF	
BARRA B	L_TR3			
7	EL34		OC & EF	
BARRA B	L_TR4			
8	EL36		OC	
BARRA A	CB K			
9	EL37		50/51/51N	
BARRA A	L_AUX A			
10	EL38		50/51/51N	
BARRA B	L_AUXB			
11	EL40		50/51/51N	
ENEL_BEM	TR_EM			
12	EL41		OC & EF	
BARRA A	L_TR1			

CIRCUIT BREAKER - DATA					
No.	Name	Ir /kA	ipmax/kA	Iamax/kA	
Node	Tripping protection Element	Field			
1	CB1				
PORTO	L1				
2	CB2				
PORTO	L2				
3	CB TRA				
PORTO	TRA				
4	CB TRB				
PORTO	TRB				
5	CB BARRA A	2.5	63.5	25	
BARRA A	L TRA				
6	CB BARRA B	2.5	63.5	25	
BARRA B	L TRB				
7	CB_TR1	1.25	40	16	
BARRA A	L_TR1				
8	CB_TR2	1.25	40	16	
BARRA A	L_TR2				
9	CB_TR3	1.25	40	16	
BARRA B	L_TR3				
10	CB_TR4	1.25	40	16	
BARRA B	L_TR4				
11	EL20	1.25	40	16	
BARRA A	L_AUX A				
12	EL21	1.25	40	16	
BARRA B	L_AUXB				
13	EL22	1.25	40	16	
ENEL_BEM	TR_EM				

CURRENT TRANSFORMER - DATA						
No.	Name		Ir1 /A	Ir2 /A	Ithks /A	Ith /A
Node	Type	Element	Field			
1	EL4		800	1		
PORTO		L1				
2	EL5		800	1		
PORTO		L2				
3	EL6		400	1		
PORTO		TRA				
4	EL7		400	1		
PORTO		TRB				
5	EL8		2500	1		
BARRA A		L TRA				
6	EL9		2500	1		
BARRA B		L TRB				
7	EL10		800	1		
BARRA A		L_TR1				
8	EL11		800	1		
BARRA A		L_TR2				
9	EL12		800	1		
BARRA B		L_TR3				
10	EL13		800	1		
BARRA B		L_TR4				
11	EL18		50	1		
BARRA A		L_AUX A				
12	EL19		50	1		
BARRA B		L_AUXB				
13	EL23		100	1		
ENEL_BEM		TR_EM				

CURRENT TRANSFORMER - DATA						
No.	Name		Ir1 /A	Ir2 /A	Ithks /A	Ith /A
	Type					
Node	Element		Field			
14	EL24		2500	1		
BARRA A	CB K					
15	EL39		4000	1		
C1_MA	TR_C1					
16	EL39-1		4000	1		
C2_MA	TR_C2					
17	EL39-2		4000	1		
C3_MA	TR_C3					
18	EL39-1-1		4000	1		
C4_MA	TR_C4					

12.4.2 Parte 60 Hz

```

+-----+
|Daniele      | Program: NEPLAN
|Del Carlo    | Project: PORTO DI VENEZIA - COLD IRONING
|              | Variant: RETE A 60 Hz
|              | File   : PORTO_60Hz_2rv.mcb
+-----+
| Index :
| -----
| From nod: Name of starting node      To node : Name of ending node
| Tert      : Name of tertiary node
| Elementn: Name of element            Type      : Type of element
| Switch    : Switch in 1:starting-, 2:ending-, 3:tertiary node
| Un1,2,3   : System nominal voltage of 1:start.-, 2:end.-, 3:tert. node
| Ur1,2,3   : Rated voltage in 1:starting-, 2:ending-, 3:tertiary node
| Sr        : Rated power (12: start.-/end. node, 13: start.-/tert. node
|            23: end.-/tert. node)
| R(1,0)    : Resistance of positive and zero sequence
| X(1,0)    : Reactance of positive and zero sequence
| C(1,0)    : Capacitance of positive and zero sequence
| Y(1,0)    : Admittance of positive and zero sequence
| uRr       : Copper losses (12: start.-/end. node, 13: start.-/tert. node
|            23: end.-/tert. node)          uRr(0): zero sequence
| ukr       : Short circuit voltage (12: start.-/end. node, 13: start.-/
|            tert. node, 23: end.-/tert. node) ukr(0): zero sequence
| RE, XE    : Earthingresistance, -reactance (1: winding 1 2: winding 2)
| Wind.con: Winding connection of transformers
| Tap       : Tap setting (min: minimal, max: maximum, act: actual value)
| P(1,0)    : Active power of 1: positive-, 0: zero sequence
| Q(1,0)    : Reactive power of 1: positive-, 0: zero sequence
| Sk"       : Initial short circuit power (min: minimal, max: maximum)
| Ik"       : Initial short circuit current (min: minimal, max: maximum)
| Ir        : Rated current              I0      : No load current
| Temp.     : Max. permitted temperature length : Length of line
| Trafo re: Transformer regulated ?      Unit Tra: Unit transformer ?
| Reg.side: Regulated side              dU      : Tap step voltage
| Beta      : Angle of Tap step voltage R(1)/X(1):Resistance / reactance
| Z(0)/Z(1):Imp.ratio pos./zero seq.    SM Turbo: Turbo synchr. machine ?
| x(0)      : Reactance of zero seq.      x(2)     : Reactance of neg. seq.
| xd"       : Subtransient reactance      xd sat.  : Saturated synchr. react
| Ikk       : 3 phases SC current          mue     : Factor mue for Ia
| Ufmx/Ufr: Excitation vol.(max./rat.) Number : Number of elements
| Pr        : Rated active power          ETA     : Efficiency
| Iar/Ir    : Ratio starting/rated cur. Polepair: Pole pairs
| Unit gen: Unit generator ?              Conv.dri: Converter drive ?
| SrT       : Rated power of transformer SrG    : Rated pow. of generat.
| Ma/Mr     : Torque ratio(start./rated) sr     : Full load slip
| Start.de: Starting device of ASM          t sw    : Switch.time for start.
| J         : Inertia                      M0,M1,M2: Load parameters
| Mk/Mr     : Torque rat.(breakd./rated) P Fe   : Iron core losses
| Freq.dep: Frequency dependance          cos st.  : Starting cos(phi)
+-----+

```

NODE - DATA							
No.	Name	Type	tdp /s	Ir /A	Reduced?	Un /kV	ipmax/kA
Network group					Usoll /%	Umin /%	Umax /%
1	SBARRA 3KV	BB			No	3	
2	K1	BB			No	11	
					100		
3	K2	BB			No	11	
4	K3	BB			No	11	
5	K4	BB			No	11	
6	PUNTO FORNITURA	BB			No	11	
7	NAVE_A	BB			No	11	
8	NAVE_B	BB			No	11	
9	GA_1	BB			No	11	
10	K9	BB			No	1.5	
11	K10	BB			No	1.5	
12	K11	BB			No	11	
13	K8-1	BB			No	11	
14	K12	BB			No	11	
15	K13	BB			No	0.47	
16	K14	BB			No	11	
17	K15	BB			No	0.47	
18	K16	BB			No	0.235	

NODE - DATA							
No.	Name	Type	tdp /s	Ir /A	Reduced?	Un /kV	ipmax/kA
Network group					Usoll /%	Umin /%	Umax /%
19	K17	BB			No	11	
20	K18	BB			No	11	
21	K19	BB			No	0.47	
22	K20	BB			No	0.47	
23	K21	BB			No	11	
24	K22	BB			No	0.47	
25	ACC_A	BB			No	11	
26	K24	BB			No	0.47	
27	K25	BB			No	0.235	
28	K23-1	BB			No	11	
29	K24-1	BB			No	0.47	
30	K25-1	BB			No	0.235	
31	K26	BB			No	11	
32	K27	BB			No	0.47	
33	K28	BB			No	11	
34	K28-1	BB			No	11	
35	K28-2	BB			No	11	
36	K28-3	BB			No	11	

NODE - DATA							
No.	Name	Type	tdp /s	Ir /A	Reduced?	Un /kV	ipmax/kA
Network group					Usoll /%	Umin /%	Umax /%
37	K28-4	BB			No	11	
38	K28-5	BB			No	11	
39	K7-1	BB			No	11	
40	K7-2	BB			No	11	
41	K7-3	BB			No	11	
42	K7-4	BB			No	11	
43	K7-5	BB			No	11	
44	K29	BB			No	11	
45	K30	BB			No	11	
46	K31	BB			No	1.5	
47	K32	BB			No	1.5	
48	AC_A1	BB			No	11	
49	K33-1	BB			No	11	
50	K33-2	BB			No	11	
51	K33-3	BB			No	11	

LINE - DATA									
No.	Type				Switch 1	Switch 2	Number		
From node	Un /kV	R(1)	X(1)		C(1)	Y(1)	Ir mx	/A	
To node	Temp. /G	R(0)	X(0)		C(0)	Y(0)	Ir mn	/A	
Name	No.1.sec	O/LU	LU	Ohm/LU	uF/LU	Rf	uS/LU	Fd	Lengt/LU
1	RG7H10R	3X	240	12/20KV	On	On			2
K1	11	0.100	0.094		0.320	100.531			528
PUNTO FORNITURA	250	1	1		0.320	100.531			
EL1	0	km			1.0				0.5
2	RG7H10R	3X	240	12/20KV	On	On			2
PUNTO FORNITURA	11	0.100	0.094		0.320	100.531			528
NAVE_A	250	1	1		0.320	100.531			
EL3	0	km			1.0				0.3
3	RG7H10R	3X	240		On	On			2
NAVE_A	11	0.100	0.094		0.320	100.531			528
K8-1	250	1	1		0.320	100.531			
L_PROP_A	0	km			1.0				0.01
4	RG7H10R	3X	240	12/20KV	On	On			1
NAVE_A	11	0.100	0.094		0.320	100.531			528
K11	250	1	1		0.320	100.531			
L_F_A	0	km			1.0				0.03
5	RG7H10R	3X	120		On	On			1
NAVE_A	11	0.198	0.100		0.250	78.540			280
K12	250	1	1		0.250	78.540			
L_VENT_A	0	km			1.0				0.03
6	RG7H10R	3X	70		On	On			1
NAVE_A	11	0.345	0.110		0.210	65.973			254
K14	250	1	1		0.210	65.973			
L_GALLEY	0	km			1.0				0.04
7	RG7H10R	3X	70	12/20KV	On	On			1
NAVE_A	11	0.345	0.110		0.210	65.973			254
K17	250	1	1		0.210	65.973			
L_DIS_1	0	km			1.0				0.13
8	RG7H10R	3X	70	12/20KV	On	On			1
NAVE_A	11	0.345	0.110		0.210	65.973			254
K18	250	1	1		0.210	65.973			
L_DIS_3	0	km			1.0				0.13
9	RG7H10R	3X	70	12/20KV	Off	Off			1
K17	11	0.345	0.110		0.210	65.973			254
K18	250	1	1		0.210	65.973			
L_DIS_EM1	0	km			1.0				0.01
10	RG7H10R	3X	70	12/20KV	Off	Off			1
K18	11	0.345	0.110		0.210	65.973			254
NAVE_B	250	1	1		0.210	65.973			
L_DIS_EM2	0	km			1.0				0.13

LINE - DATA									
No.	Type				Switch 1	Switch 2	Number		
From node	Un /kV	R(1)	X(1)		C(1)	Y(1)	Ir mx /A		
To node	Temp. /G	R(0)	X(0)		C(0)	Y(0)	Ir mn /A		
Name	No.1.sec	O/LU	LU	Ohm/LU	uF/LU	Rf	uS/LU	Fd	Lengt/LU
11	RG7H10R	3X 70	12/20KV		On	On	1		
NAVE_B	11	0.345	0.110		0.210	65.973	254		
K21	250	1	1		0.210	65.973			
L_DIS_2	0	km			1.0		0.13		
12	RG7H10R	3X 70	12/20KV		On	On	1		
NAVE_A	11	0.345	0.110		0.210	65.973	254		
ACC_A	250	1	1		0.210	65.973			
L_ACC_A	0	km			1.0		0.13		
13	RG7H10R	3X 70	12/20KV		On	On	1		
NAVE_B	11	0.345	0.110		0.210	65.973	254		
K23-1	250	1	1		0.210	65.973			
EL29	0	km			1.0		0.13		
14	RG7H10R	3X 120			On	On	1		
NAVE_B	11	0.198	0.100		0.250	78.540	280		
K26	250	1	1		0.250	78.540			
L_VENT_B	0	km			1.0		0.03		
15	RG7H10R	3X 70			On	On	1		
K28	11	0.345	0.110		0.210	65.973	254		
NAVE_A	250	1	1		0.210	65.973			
L_TR_A_1	0	km			1.0		0.14		
16	RG7H10R	3X 70			On	On	1		
K28-1	11	0.345	0.110		0.210	65.973	254		
NAVE_A	250	1	1		0.210	65.973			
L_TR_A_2	0	km			1.0		0.14		
17	RG7H10R	3X 70			Off	Off	1		
K28-2	11	0.345	0.110		0.210	65.973	254		
NAVE_A	250	1	1		0.210	65.973			
L_TR_A_3	0	km			1.0		0.14		
18	RG7H10R	3X 70			On	On	1		
K28-3	11	0.345	0.110		0.210	65.973	254		
NAVE_B	250	1	1		0.210	65.973			
L_TR_B_1	0	km			1.0		0.14		
19	RG7H10R	3X 70			On	On	1		
K28-4	11	0.345	0.110		0.210	65.973	254		
NAVE_B	250	1	1		0.210	65.973			
L_TR_B_2	0	km			1.0		0.14		
20	RG7H10R	3X 70			Off	Off	1		
K28-5	11	0.345	0.110		0.210	65.973	254		
NAVE_B	250	1	1		0.210	65.973			
L_TR_B_3	0	km			1.0		0.14		

LINE - DATA									
No.	Type				Switch 1	Switch 2	Number		
From node	Un /kV	R(1)	X(1)	C(1)	Y(1)	Ir mx /A			
To node	Temp. /G	R(0)	X(0)	C(0)	Y(0)	Ir mn /A			
Name	No.1.sec	O/LU	LU	Ohm/LU	uF/LU	Rf	uS/LU	Fd	Lengt/LU
21	RG7H10R	3X	240		Off		Off		2
GA_1	11	0.100	0.094	0.320	100.531	528			
NAVE_A	250	1	1	0.320	100.531				
L_GA1	0	km		1.0		0.06			
22	RG7H10R	3X	240		Off		Off		2
K7-1	11	0.100	0.094	0.320	100.531	528			
NAVE_A	250	1	1	0.320	100.531				
EL42	0	km		1.0		0.06			
23	RG7H10R	3X	240		Off		Off		2
K7-2	11	0.100	0.094	0.320	100.531	528			
NAVE_A	250	1	1	0.320	100.531				
EL43	0	km		1.0		0.06			
24	RG7H10R	3X	240		Off		Off		2
K7-3	11	0.100	0.094	0.320	100.531	528			
NAVE_B	250	1	1	0.320	100.531				
EL44	0	km		1.0		0.06			
25	RG7H10R	3X	240		Off		Off		2
K7-4	11	0.100	0.094	0.320	100.531	528			
NAVE_B	250	1	1	0.320	100.531				
EL45	0	km		1.0		0.06			
26	RG7H10R	3X	240		Off		Off		2
K7-5	11	0.100	0.094	0.320	100.531	528			
NAVE_B	250	1	1	0.320	100.531				
EL46	0	km		1.0		0.06			
27	RG7H10R	3X	240		On		On		2
K30	11	0.100	0.094	0.320	100.531	528			
NAVE_B	250	1	1	0.320	100.531				
L_PROP_B	0	km		1.0		0.01			
28	RG7H10R	3X	240 12/20KV		Off		Off		1
K29	11	0.100	0.094	0.320	100.531	528			
NAVE_B	250	1	1	0.320	100.531				
L_F_B	0	km		1.0		0.03			
29	RG7H10R	3X	70 12/20KV		On		On		1
NAVE_A	11	0.345	0.110	0.210	65.973	254			
AC_A1	250	1	1	0.210	65.973				
L_AC_A1	0	km		1.0		0.14			
30	RG7H10R	3X	70 12/20KV		On		On		1
K33-1	11	0.345	0.110	0.210	65.973	254			
NAVE_A	250	1	1	0.210	65.973				
EL53	0	km		1.0		0.14			

LINE - DATA										
No.	Type					Switch 1	Switch 2	Number		
From node	Un /kV	R(1)	X(1)	C(1)	Y(1)	Ir mx /A				
To node	Temp. /G	R(0)	X(0)	C(0)	Y(0)	Ir mn /A				
Name	No.l.sec	O/LU	LU	Ohm/LU	uF/LU	Rf	uS/LU	Fd	Lengt/LU	
31	RG7H10R	3X 70	12/20KV	Off	Off				1	
K33-2	11	0.345	0.110	0.210	65.973	254				
NAVE_B	250	1	1	0.210	65.973					
EL54	0	km		1.0		0.14				
32	RG7H10R	3X 70	12/20KV	Off	Off				1	
K33-3	11	0.345	0.110	0.210	65.973	254				
NAVE_B	250	1	1	0.210	65.973					
EL55	0	km		1.0		0.14				

TWO WINDINGS TRANSFORMER - DATA										
No.	Type	Switch 1			Switch 2			Unit Tra		
From node	Un1 /kV Ur1 /kV ukr(1)/%	RE1 /Ohm Reg.side Traf reg								
To node	Un2 /kV Ur2 /kV ukr(0)/%	XE1 /Ohm dU /% Tap min								
Name	I0 /% Sr /MVA uRr(1)/%	RE2 /Ohm Beta /G Tap mid								
Vector group	P Fe /kW Freq.dep uRr(0)/%	XE2 /Ohm Tap act Tap max								
	Preg /%									
1		On			On			No		
SBARRA 3KV	3	16			12			Yes		
K1	11	16			1.5			-5		
TR_A		18			0.5			635		
Dy5		1			0			5		
2		On			On			No		
SBARRA 3KV	3	16			12			Yes		
K4	11	16			1.5			-5		
TR_D		18			0.5			635		
Dy5		1			0			5		
3		On			On			No		
K12	11	11			7.44			1000000		
K13	0.47	0.47			7			12		
T_VENT_A	0.06	2.8			0.31			0		
Dyn5		0.31								
4		On			On			No		
K17	11	11			7.0			1000000		
K19	0.47	0.47			5			12		
T_DIS_1	0.06	3.5			0.31			0		
Dyn5		0.31								
5		On			On			No		
K18	11	11			7.0			1000000		
K20	0.47	0.47			5			12		
T_DIS_3	0.06	3.5			0.31			0		
Dyn5		0.31								
6		On			On			No		
K21	11	11			7.0			1000000		
K22	0.47	0.47			5			12		
T_DIS_2	0.06	3.5			0.31			0		
Dyn5		0.31								
7		On			On			No		
K26	11	11			7.44			1000000		
K27	0.47	0.47			7			12		
T_VENT_B	0.06	2.8			0.31			0		
Dyn5		0.31								

TWO WINDINGS TRANSFORMER - DATA										
No.	Type	Switch 1	Switch 2	Unit Tra						
From node	Un1 /kV Ur1 /kV ukr(1)/%	RE1 /Ohm	Reg.side	Traf reg						
To node	Un2 /kV Ur2 /kV ukr(0)/%	XE1 /Ohm	dU /%	Tap min						
Name	I0 /% Sr /MVA uRr(1)/%	RE2 /Ohm	Beta /G	Tap mid						
Vector group	P Fe /kW Freq.dep uRr(0)/%	XE2 /Ohm	Tap act	Tap max						
	Preg /%									
8		On	On	No						
SBARRA 3KV	3 3 16		12	Yes						
K2	11 11 16		1.5	-5						
TR_B	18 0.5	635		0						
Dy5	1		0	5						
9		On	On	No						
SBARRA 3KV	3 3 16		12	Yes						
K3	11 11 16		1.5	-5						
TR_C	18 0.5	635		0						
Dy5	1		0	5						

THREE WINDINGS TRANSFORMER - DATA									
No.				Switch 1	Switch 2	Switch 3			
From node	Un1 /kV	Ur1 /kV	ukr12 /%	uRr12 /%	ukr012/%	RE2 /Ohm			
To node	Un2 /kV	Ur2 /kV	ukr23 /%	uRr23 /%	ukr023/%	XE2 /Ohm			
Tert.node	Un3 /kV	Ur3 /kV	ukr13 /%	uRr13 /%	ukr013/%	RE3 /Ohm			
Name	Sr12/MVA	Sr23/MVA	Sr13/MVA	Freq.dep	RE1 /Ohm	XE3 /Ohm			
Tap	Vector group	Tap min	Tap mid	Tap max	Tap act	XE1 /Ohm	dU /%		
1					Off	Off	Off		
K8-1		11	11	13			12	1000000	
K9		1.5	1.5	13			12		
K10		1.5	1.5	13			12	1000000	
T_PROP_A		13.4	6.7	6.7			1000000		
1	Dy5d0								
2					On	On	On		
K14		11	11	6	0.5		5	0	
K15		0.47	0.47	6	0.5		5		
K16		0.235	0.235	6	0.5		5	0	
T_GALLEY		2.6	1.7	0.9			1000000		
1	Dy5y5								
3					On	On	On		
ACC_A		11	11	6	0.5		6	0	
K24		0.47	0.47	6	0.5		6		
K25		0.235	0.235	6	0.5		6	0	
TR_ACC_A		1.5	1	0.6			1000000		
1	Dy5y5								
4					On	On	On		
K23-1		11	11	6	0.5		6	0	
K24-1		0.47	0.47	6	0.5		6		
K25-1		0.235	0.235	6	0.5		6	0	
TR_ACC_B		1.5	1	0.6			1000000		
1	Dy5y5								
5					Off	Off	Off		
K30		11	11	13			12	1000000	
K31		1.5	1.5	13			12		
K32		1.5	1.5	13			12	1000000	
T_PROP_B		13.4	6.7	6.7			1000000		
1	Dy5d0								

NETWORK FEEDER - DATA									
No.	From node	Un /kV	Sk"mxMVA	Ik"mx/kA	R1/Xlmax	Z0/Zlmax	C /uF	Switch	LF-Type
Name			Sk"mnMVA	Ik"mn/kA	Uoper /%	Uwop /G	Freq.dep		
			R1/Xlmin	Z0/Zlmin	Pope /MW	Qop/Mvar			
1	SBARRA 3KV	3	72	13.856	0.1	999999999		On	SL
	CONV_EQUI		36	6.928	100.0				
			0.1						

SYNCHRONOUS MACHINE - DATA									
No.	Type	Switch	Unit Gen	SM Turbo	From node	Un /kV	Sr /MVA	xd" /%	xdsat /%
Name	Ur /kV	Ufmx/Ufr	x(2) /%	cos(phi)	RE /Ohm	mue	Static Hz/MW	Qmi/Mvar	Qma/Mvar
			SL-po./%	RG /Ohm	XE /Ohm	Freq.dep		Pmin /MW	Pmax /MW
			LF-Type	Pope /MW	Qop/Mvar	Ureg /%			
1		Off	No	Yes					
GA_1	11	14	14.4	194	10				
GA_1	11	1.6	17.2	0.8	760				
		PQ							
2		Off	No	Yes					
K7-1	11	14	14.4	194	10				
GA_2	11	1.6	17.2	0.8	760				
		PQ							
3		Off	No	Yes					
K7-2	11	14	14.4	194	10				
GA_3	11	1.6	17.2	0.8	760				
		PQ							
4		Off	No	Yes					
K7-3	11	14	14.4	194	10				
GB_1	11	1.6	17.2	0.8	760				
		PQ							
5		Off	No	Yes					
K7-4	11	14	14.4	194	10				
GB_2	11	1.6	17.2	0.8	760				
		PQ							
6		Off	No	Yes					
K7-5	11	14	14.4	194	10				
GB_3	11	1.6	17.2	0.8	760				
		PQ							

ASYNCHRONOUS MACHINE - DATA							
No.	Type	Switch	Con.driv	Number			
From node	Un /kV	Ur /kV	Pr /MW	ETA	Iar/Ir	Freq.dep	
Name	Mk/Mr	Ir /kA	Polepair	cos(phi)	cos sta.	sr /%	
	Start.device	J /kgm*m	Msta/Mr	M0/Nm st	M1/Nm st	M2/Nm st	Pope./MW
		t sw /s	RM / Ohm	Ml(s) st	Me,I(s)		Qop/Mvar
		tstart/s	Rsta/Ohm	Xsta/Ohm	Ml(s) op	MS-Type	Startup?
1				On	Yes		1
K28	11	11	1.720	0.95	4		
M_TR_A_1		0.112	2	0.85			
DIR							
					PQoper.	No	
2				On	No		1
K28-1	11	11	1.720	0.95	4		
EL33-1		0.112	2	0.85			
DIR							
					PQoper.	No	
3				Off	No		1
K28-2	11	11	1.720	0.95	4		
EL33-2		0.112	2	0.85			
DIR							
					PQoper.	No	
4				On	No		1
K28-3	11	11	1.720	0.95	4		
EL33-3		0.112	2	0.85			
DIR							
					PQoper.	No	
5				On	No		1
K28-4	11	11	1.720	0.95	4		
EL33-4		0.112	2	0.85			
DIR							
					PQoper.	No	
6				Off	No		1
K28-5	11	11	1.720	0.95	4		
EL33-5		0.112	2	0.85			
DIR							
					PQoper.	No	
7				On	No		1
AC_A1	11	11	1.575	0.928	4		
M_AC_A1		0.099	2	0.9	0.2	0.7	
DIR	11.56						
		0					
					PQoper.	No	

ASYNCHRONOUS MACHINE - DATA									
No.	From node	Type	Un /kV	Ur /kV	Pr /MW	Switch	Con.driv	Number	
Name		Mk/Mr	Ir /kA	Polepair	cos(phi)	cos sta.	sr /%		
	Start.device	J /kgm*m	Msta/Mr	M0/Nm st	M1/Nm st	M2/Nm st	Pope./MW		
		t sw /s	RM / Ohm	Ml(s) st	Me,I(s)		Qop/Mvar		
		tstart/s	Rsta/Ohm	Xsta/Ohm	Ml(s) op	MS-Type	Startup?		
8						On	No	1	
K33-1		11	11	1.575	0.965		4		
EL51-1			0.095	2	0.9		0.2	0.7	
DIR		11.56	1.2						
			0						
							PQoper.	No	
9						Off	No	1	
K33-2		11	11	1.575	0.965		4		
EL51-2			0.095	2	0.9		0.2	0.7	
DIR		11.56	1.2						
			0						
							PQoper.	No	
10						Off	No	1	
K33-3		11	11	1.575	0.965		4		
EL51-3			0.095	2	0.9		0.2	0.7	
DIR		11.56	1.2						
			0						
							PQoper.	No	

CONSUMER/LOAD - DATA							
No.	Type				Switch	LF-Type	Sim.fact
From node	Un /kV	P /MW	Q /Mvar	I /kA	cos(phi)	Freq.dep	
Name						D. units	
1				On	SC		1.0
PUNTO FORNITURA	11	12.800	9.600	0.840	0.8		
NAVE EQUIV							
FILTER - DATA							
No.	Un /kV	Ur /kV	Qr /kvar	f0 /Hz	G /pu	Freq.dep	
From node			R /Ohm	L /mH	C /uF		
Name							
1				On			
K11	11	11					
F_A					145		
2				Off			
K29	11	11					
EL47					145		
CIRCUIT BREAKER - DATA							
No.	Name			Ir /kA	ipmax/kA	Iamax/kA	
	Tripping protection						
Node	Element			Field			
1	EL2						
NAVE_A	NAVE_B						

RINGRAZIAMENTI

Ringrazio di cuore:

Prof. Ing. Morris Brenna per la pazienza e collaborazione.

Ing. Piero Murgia, per la grande gentilezza e collaborazione.

Ing. Domenico Gambirasio

ABB S.p.A.