

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE LA INSTALACIÓN DE CABLES ENTERRADOS A
150 KV EN UNA RED DE SUBTRANSMISIÓN EXISTENTE.
REGIMEN PERMANENTE**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Freddy Da Silva C
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2008

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE LA INSTALACIÓN DE CABLES ENTERRADOS A
150 KV EN UNA RED DE SUBTRANSMISIÓN EXISTENTE.
REGIMEN PERMANENTE**

Prof. Guía: Ing. Vanessa Carlson
Tutor Industrial: Dott.Ing. Stefano Lauria
Dott.Ing. Luigi Colla

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Freddy Da Silva C
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2008

Da Silva C., Freddy

**EVALUACIÓN DE LA INSTALACIÓN DE CABLES ENTERRADOS A
150 KV EN UNA RED DE SUBTRANSMISIÓN EXISTENTE.
REGIMEN PERMANENTE**

Tutor Académico o Prof. Guía: Vanessa Carlson. Tutor Industrial: Dott. Ing. Stefano Lauria, Dott. Ing. Luigi Colla. Tesis. Roma. Università di Roma La Sapienza. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. 2008. 106 h. + anexos

Palabras claves: Power Flow, cables, subtransmisión, potencia activa y reactiva.

Resumen: Se plantea el estudio de algunos aspectos técnicos de la introducción de nuevos electroductos en cable enterrado o “mixtos” en una red de subtransmisión a alta tensión (AT) existente con particular atención a las repercusiones en régimen permanente. El estudio es estado previsto para el refuerzo de las redes AT en la Sardegnia Nor-Oriental, que incluye la construcción de dos líneas mixtas a 150 kV, entre las estaciones de “S.Teresa” y “Buddusò” para una distancia complesiva de 99,4 Km (de los cuales 30,4 Km son en cable).Se limita el estudio a las repercusiones en régimen permanente, sin embargo se pueden evidenciar con referencia a las redes de subtransmisión a AT, distintos fenómenos producidos al introducir considerables tramos de cables, como un balance reactivo (especialmente a carga reducida) y eventual impacto sobre la compensación derivada, exceso de reactivo sobre la regulación de tensión, repartición de los flujos de potencia activa en la misma red de subtransmisión asi como posible circulación de potencia activa a la red de AAT, con sobrecarga de transformadores y líneas en la situación de máximo tránsito de flujo a nivel AAT.



SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA

Facoltà di Ingegneria

Corso di laurea Specialistica in Ingegneria Elettrica

Cattedra di Pianificazione dei Sistemi Elettrici

Tesi di laurea

**VALUTAZIONE DELL'INSTALLAZIONE DI CAVI
INTERRATI A 150KV IN UNA RETE DI
SUBTRASMISSIONE ESISTENTE-REGIME PERMANENTE**

Relatore:

Dott. Ing. Stefano Lauria

Correlatore:

Dott. Ing. Luigi Colla

Laureando
Freddy Da Silva Corte

Roma, Maggio 2008

A

mi madre, a mi

Hermano y a mi Padre.

Ringraziamenti.

Molte persone hanno collaborato, direttamente ed indirettamente, alla realizzazione di questo lavoro di tesi e desidero ringraziarle tutte per il loro contributo. Ringrazio innanzitutto ai miei amici Manuel, Irene, Ambar, Jhony, Hector, Totto, Raymond, Joao, William, Luis, Andrea.

Un sentito ringraziamento anche alle università UCV e La Sapienza per avere fatto possibile la realizzazione della convenzione di doppio titolo.

Desidero inoltre ringraziare il prof. Stefano Lauria per l'aiuto dimostrato nella realizzazione di questa tesi di laurea, anche il personale del dipartimento di Ingegneria Elettrica.

INDICE

Capitolo I

Scopo dello studio.....	1
-------------------------	---

Capitolo II

2.1 La Sardegna.....	6
----------------------	---

2.2 Geografia fisica.....	6
---------------------------	---

2.3 Fabbisogno energetico della Sardegna.....	8
---	---

2.4 Sistema elettrico della Sardegna.....	
---	--

2.4.1 La struttura del sistema energetico.....	9
--	---

2.4.2 Centrali elettriche.....	10
--------------------------------	----

2.5 Area in studio.....	12
-------------------------	----

2.6 Dettagli del collegamento.....	16
------------------------------------	----

Capitolo III

Power Flow.....	18
-----------------	----

3.1 Introduzione.....	18
-----------------------	----

3.2 Metodo di calcolo.....	18
----------------------------	----

3.3 Simulazione dei componenti.....	20
-------------------------------------	----

3.3.1 Elettrodotto a 380 kV, 220 kV e 150 kV	20
--	----

3.3.2 Linee in cavo.....	21
--------------------------	----

3.3.3 Trasformatori ed autotrasformatori elevatori.....	21
---	----

3.3.4 Trasformatori di distribuzione.....	21
---	----

3.3.5 Generatori.....	21
-----------------------	----

3.3.6 Carichi rotanti.....	21
----------------------------	----

3.3.7. carichi statici.....	22
-----------------------------	----

3.4 Controllo dei sistemi elettrici di potenza.....	22
---	----

3.5 Regolazione della tensione delle reti di trasmissione.....	22
--	----

3.6 Provvedimenti e protezioni per contenere le variazioni di tensione nell'esercizio dei sistemi elettrici.....	24
--	----

Capitolo IV

Power System Analysis Toolbox PSAT.....	28
---	----

4.1 Introduzione.....	28
-----------------------	----

4.2 Impostazioni.....	33
-----------------------	----

4.3 Network design.....	34
-------------------------	----

4.4 Tools.....	35
4.5 Interfaces.....	36
4.6 Componenti simulate nello studio.....	37
4.6.1 Nodi.....	37
4.6.2 Linee aeree.....	37
4.6.3 Linee in cavo.....	40
4.6.4 Autotrasformatori e trasformatori.....	40
4.6.5 Generatori PV.....	42
4.6.6 Carichi statici.....	42
4.7 Osservazioni per il modellato della rete.....	43
4.8 Calcoli di load flow.....	44
4.8.1 Metodi di calcolo.....	44
4.8.2 Presentazione dei risultati.....	45
Capitolo V	
Simulazioni.....	47
5.1 Caso base senza linee miste (cb_sc).....	49
5.1.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.....	49
5.1.2 Tensioni tra i nodi valutati.....	50
5.1.3 Flussi di potenza negli autotrasformatori.....	50
5.1.4 Flussi di potenza nelle diverse linee.....	50
5.1.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.....	51
5.2 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc1).....	
5.2.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.	52
5.2.2 Tensioni tra i nodi valutati.	53
5.2.3 Flussi di potenza negli autotrasformatori.	53
5.2.4 Flussi di potenza nelle diverse linee.	53
5.2.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.	54
5.3 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc2).....	55
5.3.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.	55
5.3.2 Tensioni tra i nodi valutati.	56
5.3.3 Flussi di potenza negli autotrasformatori.	56
5.3.4 Flussi di potenza nelle diverse linee.	56
5.3.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.	57
5.4 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc3).....	58
5.4.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.	58

5.4.2 Tensioni tra i nodi valutati.	59
5.4.3 Flussi di potenza negli autotrasformatori.	59
5.4.4 Flussi di potenza nelle diverse linee.	59
5.4.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.	60
5.5 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc4).....	61
5.5.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.	61
5.5.2 Tensioni tra i nodi valutati.	62
5.5.3 Flussi di potenza negli autotrasformatori.	62
5.5.4 Flussi di potenza nelle diverse linee.	62
5.5.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.	63
5.6 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc5).....	64
5.6.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.	64
5.6.2 Tensioni tra i nodi valutati.	65
5.6.3 Flussi di potenza negli autotrasformatori.	65
5.6.4 Flussi di potenza nelle diverse linee.	65
5.6.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.	66
5.7 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc6).....	67
5.7.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.	67
5.7.2 Tensioni tra i nodi valutati.	68
5.7.3 Flussi di potenza negli autotrasformatori.	68
5.7.4 Flussi di potenza nelle diverse linee.	68
5.7.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.	69
5.8 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc7).....	70
5.8.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.	70
5.8.2 Tensioni tra i nodi valutati.	71
5.8.3 Flussi di potenza negli autotrasformatori.	71
5.8.4 Flussi di potenza nelle diverse linee.	71
5.8.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.	72
5.9 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc8).....	73
5.9.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.	73
5.9.2 Tensioni tra i nodi valutati.	74
5.9.3 Flussi di potenza negli autotrasformatori.	74
5.9.4 Flussi di potenza nelle diverse linee.	74
5.9.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.	75
5.10 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc9).....	76

5.10.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.	76
5.10.2 Tensioni tra i nodi valutati.	77
5.10.3 Flussi di potenza negli autotrasformatori.	77
5.10.4 Flussi di potenza nelle diverse linee.	77
5.10.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.	78
5.11 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc10).....	79
5.11.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.	79
5.11.2 Tensioni tra i nodi valutati.	80
5.11.3 Flussi di potenza negli autotrasformatori.	80
5.11.4 Flussi di potenza nelle diverse linee.	80
5.11.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.	81
5.12 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc11).....	82
5.12.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.	82
5.12.2 Tensioni tra i nodi valutati.	83
5.12.3 Flussi di potenza negli autotrasformatori.	83
5.12.4 Flussi di potenza nelle diverse linee.	83
5.12.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.	84
5.13 Bilanci complessivi di potenza attiva e reattiva della intera rete.....	85
5.14 Transiti di potenza negli autotrasformatori.....	87
5.15 Profili di tensioni nei alcuni nodi della “isola” di subtrasmissione.....	89
5.16 Rete intera a massimo carico.....	90
5.16.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.....	91
5.16.2 Tensioni tra i nodi valutati.....	92
5.16.3 Flussi negli autotrasformatori.....	93
5.16.4 Flussi nelle diverse linee.....	94
5.17 Valutazione della rete in sicurezza n-1.....	96
5.17.1 Sicurezza n-1. Caso senza inserimento della linea mista.....	97
5.17.2 Sicurezza n-1. Caso con inserimento della linea mista.....	98
Conclusioni.....	100
Appendice A.....	102
Appendice B.....	104
Appendice C.....	109
Appendice D.....	127
Bibliografia.....	143

SCOPO DELLO STUDIO

Questa tesi di laurea verte su alcuni aspetti tecnici dell'introduzione di nuovi elettrodotti in cavo interrato, oppure "misti" in linea aerea e cavi, in una rete di subtrasmissione, ad alta tensione (AT) con particolare attenzione alle ripercussioni sui regimi permanenti simmetrici (di normale funzionamento).

Lo spunto è stato fornito dal previsto rinforzo delle reti AT nella Sardegna nord-orientale, [1], che include la costruzione di due linee a 150 KV "miste" aereo-cavo, tra le stazioni "S. Teresa", "Tempio" e "Budussò" per una lunghezza complessiva di 99,4 km (di cui 30,4 km sono in cavo); in figura 1.1 [1] sono riportati gli schemi unifilare della rete 220/380 kV in Sardegna e delle nuove linee.

L'esecuzione in cavo interrato di parte delle nuove linee è stata dettata da considerazioni di spazio, specialmente in prossimità della stazione "Tempio". Mentre la realizzazione in cavo di brevi tratte delle nuove linee non dovrebbe alterare in pratica i flussi di potenza nella rete di subtrasmissione in oggetto (rispetto ad una più tradizionale configurazione "tutto aereo"), in prospettiva riveste notevole interesse la simulazione della presenza di importanti aliquote crescenti di cavo interrato nella rete di subtrasmissione.

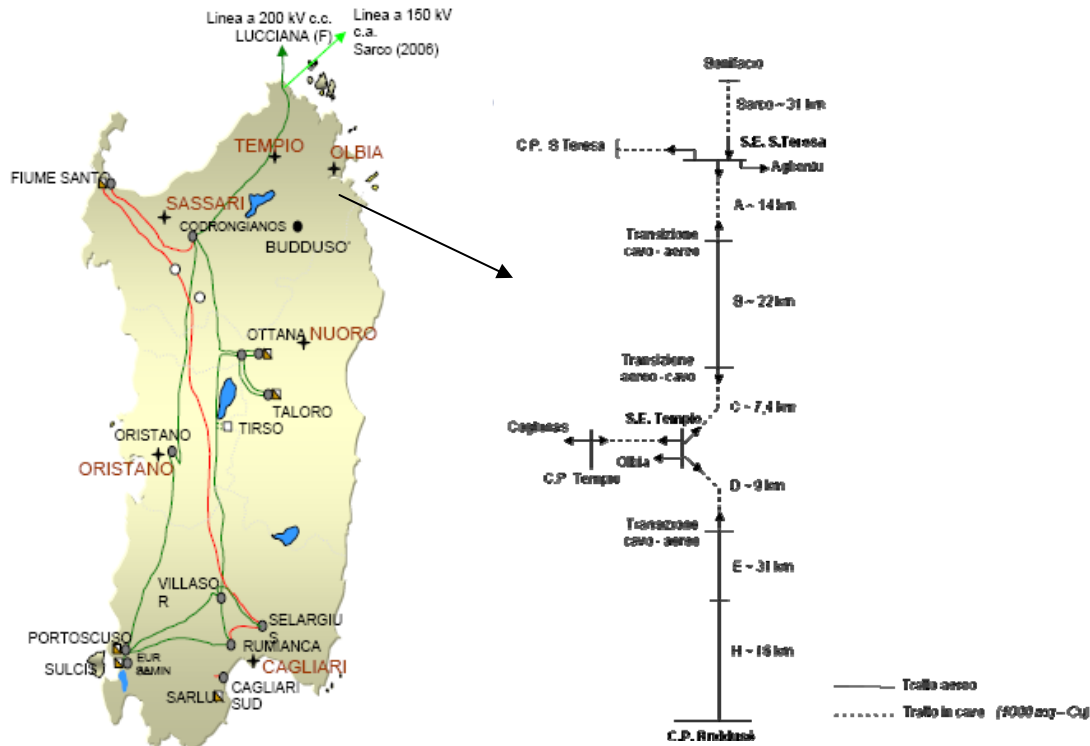


Fig.1.1 Collegamento tra SantaTeresa e Buddusò.

Per ovvie ragioni l'introduzione su vasta scala di cavi ad isolamento estruso è avvenuta proprio nelle reti di subtrasmissione e distribuzione primaria in ambito urbano e suburbano.

Negli ultimi anni è fortemente aumentato l'interesse per gli elettrodotti di alta (AT) e altissima tensione (AAT) realizzati totalmente o parzialmente in cavo, anche in zone extraurbane, sotto la spinta di due fattori: la forte opposizione dell'opinione pubblica alla costruzione di nuove linee aeree ed i vincoli di natura ambientale imposti dalle amministrazioni statali, regionali e comunali.

Rimandando al capitolo 2 per una descrizione più dettagliata della rete Sarda, si vuole ora svolgere un breve richiamo agli aspetti tecnici dell'inserimento massiccio di cavi nelle reti AT/AAT. Le problematiche tecniche correlate sono molteplici, a seconda della scala di tempo (e dei regimi di funzionamento) presa in considerazione. Anche limitando la nostra attenzione ai regimi permanenti di normale funzionamento, si possono individuare, con riferimento alle reti di sub trasmissione ad AT, svariati fenomeni meritevoli di considerazione riassunti nella sottostante tabella 1.I:

Tab.1.I Regimi permanenti simmetrici.

EFFETTO	CAUSA
1) Bilancio reattivo (specie ai bassi carichi) ed eventuale impatto sulla compensazione derivata (attualmente capacitiva, ove presente nelle reti 132-150 kV) e sulla rete AAT.	Capacità derivata dei cavi significativamente accresciuta rispetto alle linee aeree (orientativamente 200 nF/km cavo, 10 nF/km linee aeree)
2) Effetto del surplus reattivo sulla regolazione della tensione della rete AT (controllo dei variatori di rapporto degli ATR di interconnessione).	v. sopra
3) Nella stessa rete (“isola”) ad AT, mutata ripartizione dei flussi di potenza attiva.	Minore reattanza longitudinale dei cavi rispetto alle linee aeree AT, specie per cavi tripolari o unipolari posati a trifoglio (a 50 Hz orientativamente 0,1 – 0,15 Ω/km per i cavi rispetto a 0,4 Ω/km per le linee aeree)
4) Possibile circolazione nelle isole AT di flussi di potenza attiva alla rete AAT, con sovraccarico di linee e autotrasformatori nella situazione di massimo transito a livello AAT.	La significativa diminuzione delle reattanze serie delle linee AT riduce la reattanza della rete di sub trasmissione, “vista” tra i nodi di alimentazione a livello AAT

L'eccesso di potenza reattiva citato al punto 1 di tabella 1.I è suscettibile di aggravare significativamente l'esercizio ai bassi carichi della soprastante rete di trasmissione ad AAT, già problematico in diverse zone della rete Italiana; a questo proposito va osservato che TERNA ha già dovuto installare diverse reattanze induttive di compensazione trasversale (reattanze shunt) nelle stazioni elettriche intorno a Roma, al livello 220 kV. L'installazione di reattanze shunt potrebbe diventare necessaria anche al livello 150 kV nelle reti di sub trasmissione, almeno in teoria.

Riguardo al punto 3 di tabella 1.I, non è possibile individuare contromisure di carattere generale; l'eventuale insorgenza del problema (presumibilmente nel medio - lungo termine) va simulata caso per caso.

D'altro canto, vista la reattanza degli autotrasformatori AT/AAT in uso corrente e la struttura delle reti di sub trasmissione, è improbabile che i flussi paralleli raggiungano in permanenza entità pericolose.

Prendendo in considerazione i regimi (pseudo) permanenti di funzionamento dissimmetrico, attinenti essenzialmente ai guasti a terra si possono anche evidenziare le problematiche elencate in tabella 1.II.

Tabl.II Regimi permanenti dissimmetrici e anomali.

EFFETTO	CAUSA
5) Incremento della corrente di guasto monofase – riduzione del fattore di guasto a terra .	Alla sequenza omopolare l'impedenza longitudinale di cavi con guaine connesse in “cross- bonding” o “solid bonding” è in generale inferiore alla impedenza di sequenza diretta (per le linee AT aeree) Italiane il rapporto X_0/X_1 si colloca intorno a 3. ⁽¹⁾
6) Riduzione delle frequenze risonanti viste dai nodi della rete AT, possibile insorgenza di risonanze su armoniche caratteristiche di basso ordine (2^a - 5^a) di corrente magnetizzante e/o originate da raddrizzatori.	Elevata capacità trasversale dei cavi AT. Capacità derivata dei cavi significativamente accresciuta rispetto alle linee aeree (orientativamente 200 nF/km cavo, 10 nF/km linee aeree)
7) Modifica di tarature/tipologia delle protezioni di linea (solo per linee in cavo o “miste” aeree - cavo).	V. punti 5 e 7

L'incremento della corrente di guasto monofase indicato al punto 5 rappresenta potenzialmente un problema molto serio, sia per il dimensionamento delle reti di terra delle cabine primarie che per le tensioni trasferite, in seguito al guasto terra lato AT nelle cabine primarie, sulle terre delle cabine di trasformazione MT/BT tramite le guaine metalliche dei cavi MT.

¹ .[N.B. il valore effettivo dell'impedenza omopolare di linee corte, in cavo o aeree dipende anche molto dalle resistenze di messa a terra di guaine e sostegni, e soprattutto di stazioni elettriche e cabine primarie]

Anche le risonanze armoniche di cui al punto 6. possono costituire un serio problema in termini di sovratensioni temporanee, specie per gli scaricatori di sovratensione ad ossidi metallici.

Il campo di studio, anche trascurando i fenomeni transitori (dinamiche elettromeccaniche, sovratensioni a fronte lento e fronte ripido) è dunque particolarmente vasto. Nell'ambito della presente tesi di laurea l'attenzione sarà ristretta ai soli regimi permanenti simmetrici.

L'analisi dei regimi permanenti simmetrici della tabella 1.I può essere effettuata con l'ausilio di ordinari programmi per il calcolo dei flussi di potenza (Load Flow), basati su equivalenti monofase di sequenza diretta. I regimi dissimmetrici esposti nella tabella 1.II richiedono invece l'impiego di programmi di calcolo appositi, sia per lo studio dei regimi permanenti di guasto dissimmetrico che, soprattutto del comportamento armonico. La complessità dello strumento cresce ulteriormente passando all'analisi dei regimi transitori.

LA RETE SARDA

2.1 La Sardegna.

La Regione Sardegna [1] costituisce per estensione la seconda isola italiana e dell'intero Mediterraneo (23.821 km²), nonché la terza regione italiana avendo una superficie è di 24.090 km²: 270 km di lunghezza e 145 km di larghezza.

2.2 Geografia fisica.

Più [1] dell'80% del territorio è montuoso o collinare; per il 67,9% è formato da colline e da altipiani rocciosi, alcuni dei quali, molto caratteristici, sono chiamati giare o gollei - se granitici o basaltici - tacchi o tonneri – se in arenaria o calcarei. Le montagne sono il 13,6% e sono formate da rocce antichissime, livellate da un lento e continuo processo di erosione. Culminano nella parte centrale dell' isola con Punta La Marmora, a 1.834 m s.l.m., nel Massiccio del Gennargentu. Da Nord, si distinguono i Monti di Limbara (1.362 m), i Monti di Alà (1.090 m), il Monte Rasu (1.258 m), il Monte Albo (1.127 m) e il Supramonte con le Dolomiti di Oliena (1.463 m). A Sud il Monte Linas (1.236 m) e i Monti dell'Iglesiente che digradano verso il mare con minori altitudini.

Le zone pianeggianti sono il 18,5% del territorio; la pianura più estesa è il Campidano, che separa i rilievi centro settentrionali dai monti dell'Iglesiente, mentre la piana della Nurra si trova nella parte nord-occidentale verso la città di Sassari. I fiumi hanno carattere torrentizio e i più importanti sono sbarrati da imponenti dighe che formano ampi laghi artificiali utilizzati principalmente per irrigare i campi; tra questi il bacino del lago Omodeo, il più vasto d'Italia. Seguono poi il bacino del Flumendosa, del Coghinas, del Posada. I fiumi più importanti sono il Tirso, il Flumendosa, il Coghinas, il Cedrino, il Temo. L'unico lago naturale è il lago di Baratz, a nord di Alghero. Le coste si articolano nei golfi dell'Asinara a settentrione, di Orosei a oriente, di Cagliari a meridione e di Oristano a occidente. Per complessivi 2.400 km, sono alte, rocciose e con piccole insenature che a nord-est diventano profonde e s'incuneano nelle valli. Litorali bassi, sabbiosi e talvolta paludosi si trovano nelle zone meridionali e occidentali: sono gli stagni costieri, zone umide molto importanti dal punto di vista ecologico. l'isola è circondata da molte isole ed isolette, tra le quali l'isola dell'Asinara, San Pietro, Sant'Antioco, l'isola di Tavolara, l'arcipelago della Maddalena con Caprera. Le grotte sono un altro elemento pittoresco dell'ambiente naturale dell'isola. Tra quelle sommerse la più famosa è la Grotta del Nereo, ubicata sotto il promontorio di Capo Caccia. Vi si possono ammirare intere pareti di roccia ricoperte di corallo rosso ed è considerata la più vasta grotta sommersa marina di tutto il Mediterraneo. Fra le grotte litoranee le più famose sono quella del Bue Marino, a Cala Gonone, e quelle di Nettuno ad Alghero. Fra le grotte terrestri sono particolarmente suggestive quelle di Is Zuddas a Santadi, Su Mannau a Fluminimaggiore, San Giovanni a Domusnovas, Su Marmuri a Ulassai e la voragine di Ispinigoli presso Dorgali. Le formazioni calcaree costituiscono il 10% della superficie dell'isola e sono frequenti i fenomeni carsici nei settori centrorientale e sudoccidentale dell'isola, con la formazione di grotte, voragini, laghetti sotterranei, sorgenti carsiche, come quelle di Su Gologone di Oliena.

2.3 Fabbisogno energetico della Sardegna [2].

Nella figura 2.1 si osservano gli scambi energetici nei distinti settori. Nella tabella 2.I si osserva il fabbisogno elettrico della rete sarda di 13 TWh pari a circa il 4% del fabbisogno nazionale.

Bilancio elettrico provvisorio 2006 - Sardegna

1 TWh = 1 miliardo di kWh

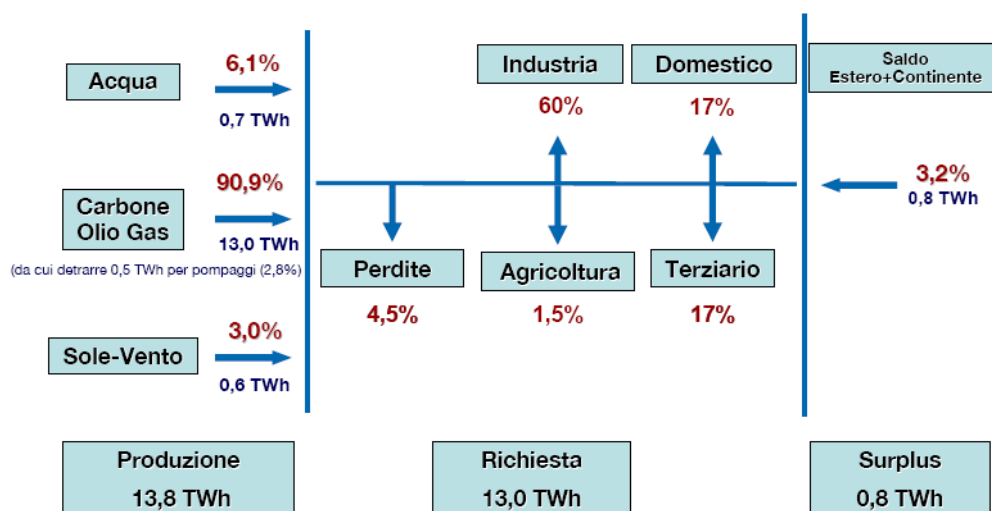


Fig.2.1 Fabbisogno energetico della rete sarda

Tab.2.I Richiesta energetica della rete sarda

Richiesta di energia elettrica (Twh)	2007	2011	2016
Sardegna	13.4	14.7	16.0
Italia	344.6	377.3	420.0
% Sardegna/italia	3.9%	3.9%	3.8%
Tasso medio annuo di incremento Sardegna	Var% 2011/2007	Var% 2016/2011	Var% 2016/2017
Italia	2.3%	1.7%	2.0%
Tasso medio annuo di incremento Sardegna	2.3%	2.2%	2.2%

2.4 Sistema elettrico della Sardegna.

2.4.1 La struttura del sistema energetico [2].

Il sistema energetico regionale è costituito dal comparto di alimentazione delle fonti primarie di energia, dal comparto di generazione e trasformazione delle fonti primarie in energia termica ed elettrica per alimentare le utenze, dal comparto delle strutture di trasmissione e distribuzione delle forme finali di energia richieste dalle utenze, dal comparto delle utenze che determinano la domanda di energia.

La rete sarda comprende sistemi di trasmissione e subtrasmissione ad 380 kV, 220 kV e 150 kV, per una lunghezza totale di 3.346 km di linee. La ripartizione delle lunghezze secondo il livello di tensione è riportata nella tabella 2.II

Tab.2.II Lunghezze complessive delle linee di trasmissione e sub trasmissione della rete sarda

Linee di trasmissione (al 30 giugno 2006)	
.Km di linee a 380kV	301
.Km di linee a 220kV	1.335
.Km di linee a 150kV	1.710
Totale	3.346

La lista completa delle linee, con estremi associati, lunghezze e parametri elettrici è riportata nell'appendice B.

2.4.2 Centrali elettriche.

In Sardegna sono presenti impianti di generazione di tre tipi: termico, eolico e idraulico. Nella figura 2.2 si rappresentano le percentuali di ogni tipo, rispetto alla potenza installata.

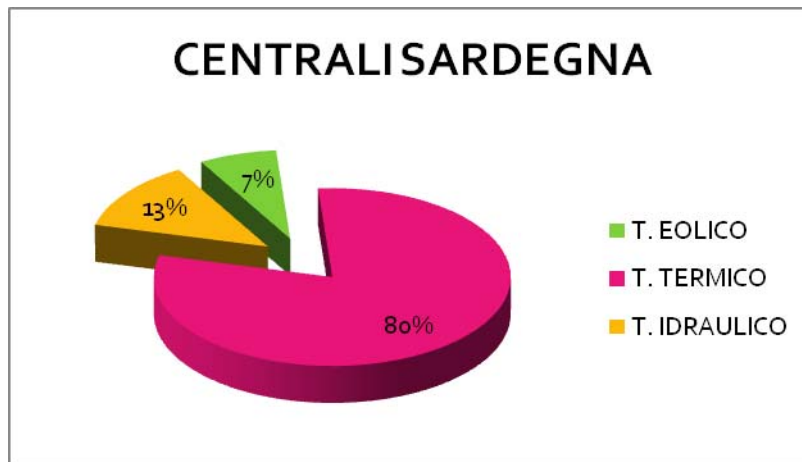


Fig.2.2 Percentuale dei tipi di generazione della rete sarda.

La potenza termica installata vale 3294 MW, la potenza idraulica 522 MVA e l'eolica 290 MVA (7% del totale). Oltre alla potenza prodotta localmente è resa disponibile una ulteriore aliquota di 200 MW grazie all'elettrodotto SACOI di interconnessione (via Corsica), con la rete elettrica della penisola.

Attualmente presso Latina sono infatti iniziati gli sbancamenti necessari per la costruzione della stazione di conversione e della sottostazione da 400 kV del collegamento elettrico sottomarino ad altissima tensione in corrente continua denominato SAPEI (Sardegna/Penisola Italiana) [3]. Lungo 420 km, con una capacità di 1000 MW in ambo le direzioni, SAPEI è composto da due cavi da 500 kV c.c. e secondo il Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Terna potrà essere ultimato ed entrare in servizio a cavallo tra il 2008 e il 2009.

L'attuale collegamento in corrente continua da 300 MW a 200 kV (SACOI) realizzato nel 1965 passando dalla Corsica sarà smantellato in futuro. Infatti il SACOI è ormai obsoleto non solo per la limitata capacità di trasporto, ma anche a causa di una ridotta flessibilità di esercizio, anche in funzione degli obblighi contrattuali legati alle forniture in Corsica. Presenta, inoltre, elevate perdite di trasmissione, rischi di disservizi dovuti ad incidenti nei tratti aerei (incendi, fulmini) e altre problematiche di esercizio, quali limitazioni al numero di possibili inversioni rapide del flusso di energia.

Proprio per garantire maggiore continuità di alimentazione e sicurezza di interconnessione tra le due isole (scambio di potenza, mutuo soccorso tra le reti eccetera), lo scorso febbraio è entrato in esercizio un nuovo collegamento sottomarino tra Sardegna e Corsica (SARCO), da 50 MW in corrente alternata a 150 kV che collega Bonifacio, in Corsica, con Santa Teresa, in provincia di Sassari.

Per valutare appieno l'importanza del nuovo collegamento SAPEI, occorre ricordare alcune peculiarità energetiche della Regione Sardegna, che può essere considerata un sistema semi-chiuso, nel quale non è presente il gas naturale. Così, non essendo disponibili centrali turbogas di veloce entrata in servizio, per far fronte in modo qualitativamente adeguato alla domanda, occorre rendere disponibile una riserva pari all'80% circa della potenza di punta. Anche per questo motivo il costo medio dell'elettricità prodotta in Sardegna è notevolmente superiore (fino al 30%) a quello già elevato della media nazionale.

La necessità di mettere fine alla condizione di relativo isolamento elettrico della Sardegna, con una nuova e più idonea connessione elettrica strutturalmente interconnessa con la rete europea, deriva dunque da varie e diverse considerazioni:

- Garantire maggiore flessibilità e sicurezza di esercizio della rete
- Ridurre le esigenze di riserva di potenza, con rilevanti ripercussioni sull'efficienza economica del sistema regionale
- Favorire il potenziale sviluppo di nuova produzione rinnovabile (eolico) garantendo la possibilità di esportare l'energia prodotta

- Consentire agli operatori elettrici della Sardegna di partecipare con minori vincoli di scambio alle contrattazioni del mercato elettrico

Nel 2005, secondo i dati Terna, la domanda elettrica sarda è stata pari a 12.611 GWh (12,6 miliardi di kWh) destinata per il 62% al comparto industriale, per il 18% al residenziale, per un ulteriore 18% al terziario e per una quota minima (2%) al settore agricolo. Gli impianti di generazione attivi sull'isola (idroelettrici, termoelettrici, eolici e fotovoltaici) hanno prodotto 13.031 GWh, con un eccesso di circa 419 GWh, destinato prevalentemente all'esportazione in Corsica

2.5 Area in studio.

In figura 2.3 [1] si osserva la vasta area (circa 2850 km²) di studio, situata nella parte nord-orientale della Sardegna, che interessa territori di 30 Comuni nelle Province di Sassari e di Olbia - Tempio. Le nuove linee partono dalla S.E. di Santa Teresa di Gallura, passando con un collegamento "entra - esci" per la C.P. di Tempio Pausania, fino alla C.P. di Buddusò.

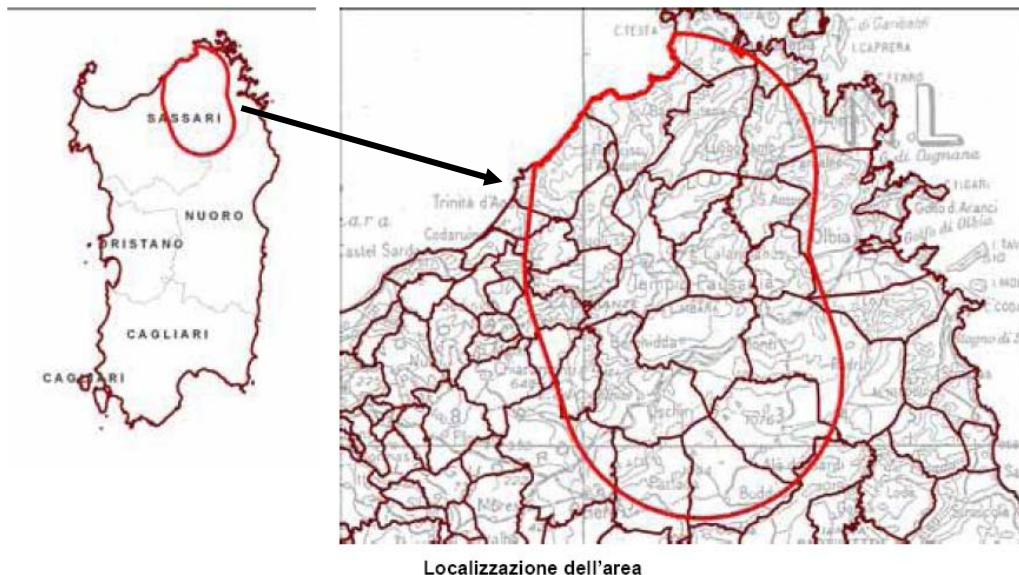


Fig.2.3 Localizzazione geografica del collegamento

Tra i principali impianti ed elementi di rete presenti nella zona di interesse si annoverano:

Le 5 stazioni elettriche di

- Santa Teresa di Gallura (CP),
- Arzachena (AL),
- Buddusò (CP),
- Coghinas (ID) e
- Tempio (CP);

5 elettrodotti 150 kV di ENEL Distribuzione;

6 elettrodotti 150 kV di Terna;

L'area di studio in figura 2.4 ospita anche una centrale idroelettrica (26 MVA) in caverna (di proprietà ENEL) accanto alla diga del Coghinas, che utilizza, con un salto di 80 m, le acque del bacino. Nell'isola di subtrasmissione sono presenti due impianti eolici, uno dei quali, in esercizio dal gennaio 2004 con una potenza nominale di 23,8 MW, ricade nel Comune di Tula.

Nella tabella 2.III sono elencate le linee presenti nell'area con i rispettivi nodi terminali e lunghezze di ogni una.

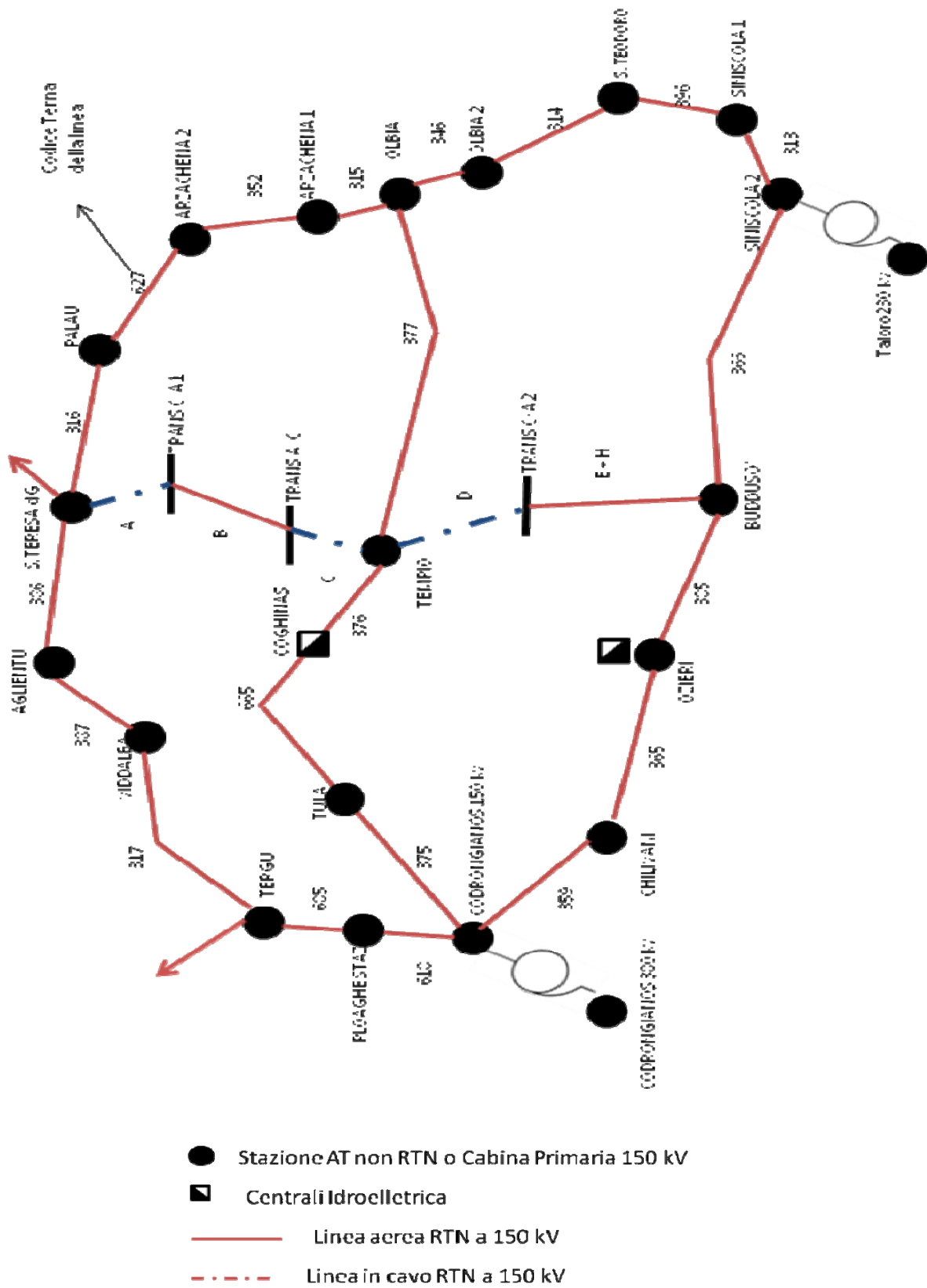


Fig.2.4 "Isola" di sub trasmissione in studio.

Tab.2.III Linee elettriche associate nel collegamento.

Codice	Tensione (kV)	Estremo 1	Estremo 2	Lunghezza (km)
313	150	Siniscola 2	Siniscola 1	7,151
314	150	Olbia 2	S. Teodoro	22,738
315	150	Olbia	Arzachena 1	15,191
316	150	S. Teresa di G.	Palau	17,76
317	150	Tergu	Viddalba	16,747
346	150	Olbia	Olbia 2	8,163
352	150	Arzachena 1	Arzachena 2	8,792
359	150	Codrongianos	Chilivani	17,193
365	150	Chilivani	Ozieri	12,882
366	150	Buddusò	Siniscola 2	35,784
375	150	Codrongianos	Tula	25,809
376	150	Coghinas	Tempio	16,213
377	150	Tempio	Olbia	30,896
385	150	Ozieri	Buddusò	25,697
386	150	Aglientu	S. Teresa di G.	19,266
387	150	Viddalba	Aglientu	27,067
618	150	Ploaghe Staz	Codrongianos	6,359
627	150	Palau	Arzachena 2	13,412
665	150	Tula	Coghinas	5,835
685	150	Tergu	Ploaghe Staz.	17,35
A	150	S. Teresa di G.	Trans C/A 1	14
B	150	Trans C/A 1	Trans A/C	22
C	150	Trans A/C	Tempio	7,4
D	150	Tempio	Trans C/A 2	9
E+H	150	Trans C/A 2	Buddusò	47

2.6 Dettagli del collegamento.

Il nuovo collegamento tra S. Teresa e Buddusò [1] consentirà di potenziare la rete del nord della Sardegna, in particolare della costa Smeralda, e mantenere un adeguato livello di sicurezza della rete e della qualità della fornitura, facendo fronte al carico elevato del periodo estivo. L'intervento permetterà, inoltre, di utilizzare alla piena potenza, senza limitazioni di esercizio, il futuro collegamento con la Corsica denominato SARCO e favorire la connessione di impianti eolici previsti nell'area.

Il collegamento a 150 kV tra Santa Teresa e Tempio comprende due tratte in cavo con sezione di 1000 mm^2 di rame con una lunghezza totale di 21,4 km e una tratta aerea con un conduttore singolo di 585 mm^2 (corda alluminio – acciaio) con una lunghezza totale di 22 km. Il collegamento tra Tempio e Buddusò comprende una tratta in cavo di 1000 mm^2 con una lunghezza di 8 km e una tratta aerea di 47 km, sempre con conduttore singolo 585 mm^2 , per una lunghezza totale dei due collegamenti di 99,4 km.

Il tratto aereo a 150 kV è una costruzione standard italiana [4], con sostegni a traliccio in acciaio, disposizione triangolare delle fasi, ciascuna dotata di un unico conduttore in corda alluminio – acciaio (ACSR), con diametro 31,5 mm e sezione 585 mm^2 , e una fune di guarda con conduttore di 11,5 mm in acciaio. La testa del sostegno è mostrata in Figura 2.5. La catena di isolatori di sospensione è lunga 1,6 m (11 isolatori da 146 mm a cappa e perno).

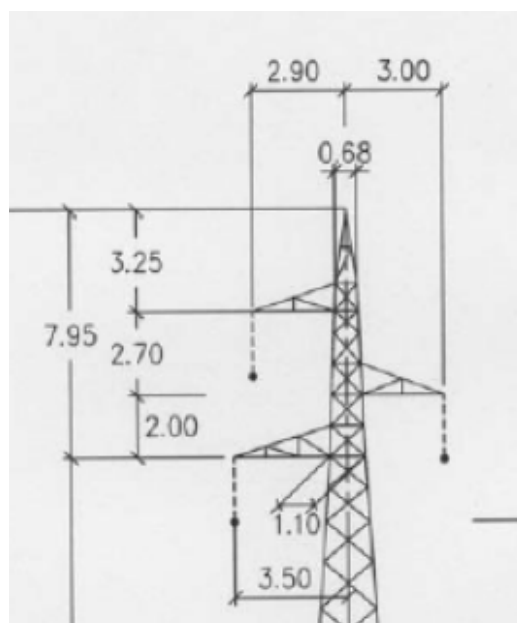


Fig.2.5 Testa di un sostegno standard TERNA per linee a 150kV.

La figura 2.6 mostra schematicamente una sezione trasversale del cavo interrato unipolare a 150 kV, con conduttore da 1000 mm^2 in rame ed isolamento principale in polietilene reticolato (XLPE); i principali dati elettrici e geometrici sono riportati in tabella 2.4. Nel calcolo delle costanti di linea si è considerata la posa in disposizione orizzontale alla profondità di 1,2 m con distanza interrate di 155 mm; vista la lunghezza delle tratte in cavo, è presumibile la trasposizione delle fasi, con le guaine connesse in “cross – bonding”.

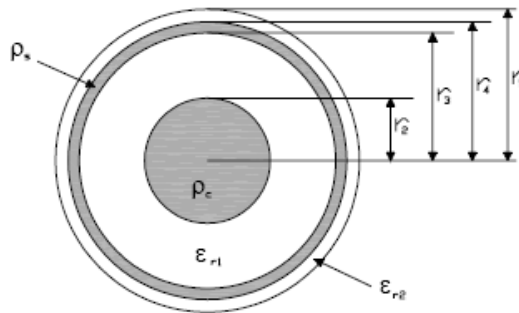


Fig.2.6 Sezione trasversale del cavo usato nel collegamento.

Tab. 2.IV Dati geometrici elettrici del cavo di 1000 mm^2 .

r_2	[mm]	19,20
r_3	[mm]	39,2
r_4	[mm]	46,8
r_5	[mm]	50,8
ϵ_{r1}		2,4
ϵ_{r2}		2,0
ρ_c	[Ωm]	$2,84 \times 10^{-8}$
ρ_s	[Ωm]	$2,84 \times 10^{-8}$

POWER FLOW

3.1 Introduzione.

Lo studio dei regimi permanenti della rete elettrica Sarda è realizzato mediante calcoli di load-flow. Poiché tale analisi viene effettuata nelle normali condizioni di funzionamento, si può considerare la rete trifase simmetrica e i carichi trifasi equilibrati, mentre per i carichi monofasi si può ipotizzare che siano sempre uniformemente distribuiti sulle tre fasi data l'importanza modesta che questi rivestono in un impianto di produzione dell'energia elettrica.

I nodi della rete studiata sono costituiti fisicamente dalle sbarre a 380 kV, 220 kV e 150 kV delle sottostazioni.

3.2 Metodo di calcolo.

Le equazioni che regolano il funzionamento della rete possono essere ricavate applicando il 1° principio di Kirchoff agli n nodi delle sbarre. In questo modo si giunge ad un sistema lineare di n equazioni nel campo complesso in n incognite che possono essere scritte in modo compatto come segue:

$$\bar{I}_i = \sum_{j=i}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \quad (i = 1, \dots, n) \quad (1)$$

o in forma matriciale:

$$[\bar{I}] = [\bar{Y}]X[\bar{V}] \quad (2)$$

La $[\bar{Y}]$ è la matrice delle ammettenze nodali della rete; questa può essere facilmente aggiornata se la configurazione della rete cambia in quanto ciascuna variazione può essere ricondotta ad una combinazione delle seguenti variazioni elementari:

- 1- Aggiunta di un nodo collegato ad un nodo esistente mediante un'ammettenza.
- 2- Aggiunta di un'ammettenza tra un nodo generico e il neutro.
- 3- Aggiunta di un'ammettenza tra due nodi esistenti: viene inserito, per esempio, un secondo trasformatore di distribuzione in parallelo ad uno già in servizio.

$[\bar{V}]$ è il vettore colonna delle tensioni ai nodi, mentre $[\bar{I}]$ è il vettore colonna delle correnti dei generatori e dei carichi.

Sostituendo (1) nell'espressione della potenza complessa innestata nel nodo k (3), si ottiene:

$$\bar{N}_k = \bar{V}_k \cdot \bar{I}_k^* \quad (3)$$

$$P_k + jQ_k = \sum \bar{V}_j \bar{Y}_{ij}^* \bar{V}_j^* \quad (k = 1, \dots, n) \quad (4)$$

$$\text{con } \bar{V}_j = V_j e^{j\theta_j} \quad \text{e} \quad \bar{Y}_{ij} = Y_{ij} e^{j\theta_{ij}}$$

Le grandezze note sono: per i nodi di generazione P_g e V_g , per i nodi di carico P_c e Q_c , per il nodo di saldo V_n e θ_n .

Le grandezze incognite sono: per i nodi di generazione Q_g e θ_g , per i nodi di carico V_c e θ_c , per il nodo di saldo P_n e Q_n .

Per la soluzione del sistema di equazioni non lineari (4) viene utilizzato il metodo di Newton-Raphson; con tale metodo si procede in modo iterativo alla risoluzione di una successione linearizzati del tipo (5), a partire da una stima iniziale della soluzione $[V^{(0)}], [\theta^{(0)}]$:

$$\begin{vmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \frac{\partial P}{\partial E} & \frac{\partial P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial Q}{\partial E} & \frac{\partial Q}{\partial \theta} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \Delta V \\ \Delta \theta \end{vmatrix} \quad (5)$$

La sostituzione in (4) della stima iniziale consente di calcolare gli scarti $[P]$ e $[Q]$ da utilizzare in (5)

La soluzione di (5) fornisce i vettori delle correzioni $[\Delta V], [\Delta \theta]$ che vengono sommati a rispettivi valori iniziali ottenendo la nuova stima della soluzione. Con questa si ricalcolano gli scarti ΔP e ΔQ , ripetendo la procedura.

finchè $\Delta P_k^{(r)} = P_k^{(r)} - P_k^{(r-1)} \leq \varepsilon \quad \Delta Q_k^{(r)} = Q_k^{(r)} - Q_k^{(r-1)} \leq \varepsilon$

dove ε è una tolleranza definita dall'operatore;

3.3 Simulazione dei componenti.

Ciascun componente della rete elettrica della centrale è stato rappresentato con un circuito elettrico equivalente monofase di sequenza diretta; i valori dei relativi parametri sono stati ricavati dai dati disponibili.

3.3.1 Elettrodotti in linea aerea a 380 kV, 220 kV e 150 kV.

Le linee aeree a singola e doppia terna sono stata rappresentata mediante l'usuale equivalente a Π . I dati disponibili e utilizzati sono il tipo e la sezione dei conduttori e della fune di guardia, la configurazione geometrica del sostegno di sospensione e la lunghezza della linea. Quindi si sono ricavati la resistenza, l'induttanza di servizio e la capacità di servizio per unità di lunghezza della linea alla sequenza diretta.

3.3.2 Linee in cavo.

Le linee in cavo sono state rappresentate mediante l'equivalente a Π . I dati disponibili e utilizzati sono resistenza, induttanze e capacità per unità di lunghezza alla sequenza diretta.

3.3.3 Trasformatori ed autotrasformatori elevatori.

I trasformatori ed autotrasformatori sono stati rappresentati mediante le impedenze di cortocircuito primario-secondario, e i relativi rapporti di trasformazione; è stata trascurata la corrente di magnetizzazione.

3.3.4 Trasformatori di distribuzione.

I trasformatori di distribuzione AT/MT delle cabine primarie sono stati rappresentati mediante le impedenze di cortocircuito e i relativi rapporti di trasformazione; è stata trascurata la corrente di magnetizzazione.

3.3.5 Generatori.

Negli studi di power flow i generatori sono stati simulati come vincoli esterni PV con la potenza attiva e la tensione assegnate. I limiti di potenza reattiva in sovraeccitazione e in sottoeccitazione e il limite di turbina sono stati ricavati dalle curve caratteristiche degli alternatori in centrale.

3.3.6 Carichi rotanti.

Nel studio non si sono considerati carichi rotanti, per mancanza d'informazione e per la natura "statica" delle simulazione svolte.

3.3.7 Carichi statici.

I carichi statici sono stati rappresentati mediante la potenza attiva assorbita e il fattore di potenza.

La potenza attiva assorbita da ciascuna utenza statica è nota dai dati di progetto. Per il fattore di potenza è stato assunto il valore unitario quando l'utenza è di tipo resistivo, altrimenti si è posto 0,95 in considerazione dell'ingente rifasamento delle reti pubbliche di MT.

I carichi statici derivati da un'unica sbarra sono stati rappresentati con degli equivalenti.

3.4 Controllo dei sistemi elettrici di potenza.

Lo scopo generale del controllo in un sistema elettrico di potenza è di mantenere l'equilibrio tra l'energia elettrica prodotta dai generatori e la potenza consumata dal carico, incluso le perdite. Se questo equilibrio non è tenuto, si hanno deviazioni di frequenza suscettibili di causare gravi ripercussioni sul funzionamento del sistema. Una significativa complicazione del controllo è rappresentata dal fatto che il consumo di energia elettrica varia sia nel breve che nel lungo periodo.

Oltre a mantenere l'equilibrio, l'energia elettrica deve essere conforme a determinati criteri di qualità. Ciò significa che forma d'onda e frequenza della tensione, devono essere tenute all'interno di ristretti intervalli.

3.5 Regolazione della tensione delle reti di trasmissione [5].

La tensione della rete di trasmissione ad AAT ed AT deve essere regolata entro limiti abbastanza ristretti, innanzitutto perché così si facilita la regolazione della tensione delle reti di subtrasmissione e di distribuzione da essa alimentate. Ci sono anche altre esigenze relative al funzionamento della stessa rete di trasmissione e dei suoi componenti, che richiedono di contenere entro il 10 – 15% il campo complessivo di variazione della tensione, tra i diversi nodi della rete e nelle varie condizioni normali di esercizio.

L'aumento della tensione causa l'aumento delle perdite corona e dei disturbi a radiofrequenza ed acustici. L'aumento può essere intollerabili, in specie con cattivo tempo, se i conduttori hanno alla tensione nominale un gradiente superficiale che sia prossimo al valore critico, cioè se i conduttori sono dimensionati, come si dice, al limite minimo imposto da esigenze corona.

L'esercizio della rete di trasporto a tensione inferiore ai valori ammessi causa una riduzione della stabilità di trasmissione (la potenza trasmissibile è $\equiv V^2$) ed un aumento delle perdite per effetto Joule ($P_{\text{joule}} \equiv I^2 \equiv 1/V^2$, a pari potenza trasmessa). Si verifica inoltre un aumento dell'assorbimento di potenza reattiva induttiva da parte delle reattanze – serie delle linee e dei trasformatori ($Q_L \equiv I^2 \equiv 1/V^2$, a pari potenza trasmessa), mentre ha luogo una riduzione della generazione di potenza reattiva capacitiva da parte della capacità delle linee e dei banchi di condensatori di rifasamento ($Q_c \equiv V^2$). Conseguentemente può diventare difficile risolvere il problema della regolazione della potenza reattiva, specialmente nei periodi di punta di carico, quando c'è penuria di potenza reattiva capacitiva.

Per i motivi ricordati, la maggiore economicità di esercizio delle reti si realizza quando la tensione è mantenuta in tutti i nodi prossima al valore massimo V_M . Questa condizione ideale non è tuttavia attuabile che in rari casi; i maggiori scostamenti si riscontrano nei sistemi di trasmissione a grande distanza, dove la massima tensione conviene sia mantenuta alle sbarre delle centrali lontane dai carichi. Nei nodi di carico si deve in pratica curare che la tensione si mantenga al valore nominale, e che comunque non sia inferiore in servizio normale a $0,95 V_n$ (cioè non inferiore a circa $0,85 V_M$).

Per concludere è opportuno notare che in principio gli obiettivi della regolazione di tensione delle reti di distribuzione differiscono sostanzialmente da quelli reti di trasmissione. Infatti per le prime l'obiettivo è di mantenere la tensione costante e prossima al valore nominale ai morsetti di tutti gli utenti. Per le reti di trasmissione e subtrasmissione, si ritiene invece che il compito della regolazione è compiutamente assolto se la tensione viene mantenuta entro un certo campo, la cui ampiezza varia da caso a caso, sovente è del 15%.

3.6 Provvedimenti e protezioni per contenere le variazioni di tensione nell'esercizio dei sistemi elettrici [6].

- a) Nelle trasmissioni ad AAT a grande distanza, si installano reattanze shunt nelle stazioni terminali delle linee più lunghe: a) per rendere possibile la messa in tensione delle linee stesse senza intercorrere nell'autoeccitazione dei generatori sincroni e non causare sovratensioni; b) per consentire l'esercizio della rete nelle ore di basso carico senza superare la tensione di esercizio massima ammessa dalla normativa e senza dover eccessivamente sottoeccitare i generatori sincroni.

Sovente le reattanze shunt sono connesse ad un terminale di linea tramite un interruttore, e vengono precollegate alla linea e messe in tensione in blocco con la linea stessa.

Quando le linee trasportano elevata potenza, le reattanze shunt vengono poste fuori servizio, in generale manualmente dagli operatori. Si usano a tal fine, interruttori a SF₆ dotati di relé di sincronizzazione degli istanti di apertura dei contatti, separatamente fase per fase, all'inizio di un semiperiodo di corrente in modo da eliminare la possibilità di fenomeni di riadesamento d'arco durante l'interruzione ed il rischio di esplosione delle camere d'interruzione.

Se ha luogo improvvisamente una forte perdita di carico all'estremità ricevente di lunghe linee, queste si trovano a trasportare potenza ridotta e possono verificarsi sovratensioni anche ingenti a frequenza di rete, cui seguirebbe il distacco di linee, trasformatori, generatori, ecc. per intervento dei relé di massima tensione, con rischio di blackout regionale o anche generale. Si pone rimedio utilizzando il 1° stadio di intervento dei relé di massima tensione nelle sottostazioni, per l'inserzione automatica delle reattanze shunt con breve temporizzazione (1.5-2 secondi). A tal fine l'interruttore delle reattanze viene esercito aperto sotto tensione, cioè con il sezionatore lato linea o sbarre chiuso.

- b) Se la tensione aumenta (diminuisce) al di sopra (di sotto) di prefissati valori sulle sbarre a MT delle stazioni di trasformazione AT/MT che alimentano le reti di distribuzione, i locali banchi di condensatori di rifasamento vengono automaticamente disinseriti (inseriti) tramite relé di massima (minima) tensione con breve temporizzazione.
- c) I generatori sincroni hanno la più importante funzione nella regolazione della tensione del sistema di trasmissione (regolazione di tensione automatica primaria e secondaria). Per

espletare efficacemente questa funzione e per far fronte alle prevedibili condizioni di esercizio e perturbazioni, è necessario esercire le macchine sincrone:

- Sovraeccitate nei periodi di elevato carico e forte richiesta di potenza reattiva, tuttavia con un margine di non meno del 10-15% rispetto al limite termico degli avvolgimenti, da utilizzare in caso di improvvisi abbassamenti di tensione;
 - Sottoeccitate nei periodi di basso carico, per assorbire parte della potenza reattiva capacitiva generata dalle linee di AAT ed AT, tuttavia con un buon margine rispetto al limite di stabilità, per evitare che vengono distaccati dalle protezioni contro la perdita del campo di rotore e del sincronismo, e/o dalla protezione di massima tensione; in caso di aumento improvviso della tensione di rete e della conseguente riduzione della corrente di eccitazione che ha luogo per aumentare l'assorbimento di potenza reattiva capacitiva.
- d) Nelle ore di minimo carico, alcune linee di AAT poco caricate della rete magliata possono essere poste fuori servizio, in modo di caricare maggiormente altre linee parallele e ridurre la produzione di potenza reattiva capacitiva da parte delle linee di AAT. L'operazione è consentita se compatibile con la conservazione della sicurezza (N-1).
- e) Alcuni generatori idroelettrici possono essere eserciti come compensatori sincroni, con potenza attiva nulla, per il servizio di regolazione della tensione e della potenza reattiva. Le turbine Pelton richiedono a tal fine la semplice chiusura dell'alimentazione idrica. Le turbine Francis possono effettuare questo tipo di servizio se sono dotate di compressori d'aria per rimuovere l'acqua dalla cassa delle turbine, talché la girante ruota in aria evitando i fenomeni distruttivi (turbolenza, cavitazione, riscaldamento, ecc.) che sarebbero prodotti con la rotazione in acqua con il distributore chiuso.

Va notato che in questo tipo di servizio le turbine idroelettriche possono passare dal funzionamento come compensatore sincro, al turbinaggio, con erogazione della piena potenza, in un tempo dell'ordine del minuto e quindi costituiscono una riserva pronta assimilabile alla riserva rotante.

- f) Un contributo importante alla regolazione della tensione nelle reti di subtrasmissione (60-170kV) e di distribuzione a MT è dato dai variatori di rapporto manovrabili sottocarico degli autotrasformatori e trasformatori.

I variatori di rapporto degli autotrasformatori AAT/AT sono in generale comandati dagli operatori, per lo più tramite telecomando, in modo di mantenere prossima al valore nominale la tensione delle reti di subtrasmissione regionali (a 132-150kV in Italia) al variare della tensione dei nodi della rete di AAT e del carico, quindi anche della caduta di tensione negli autotrasformatori stessi.

I variatori di rapporto dei trasformatori abbassatori AT/MT (in Italia 132/20kV e 150/20kV) sono in generale manovrati automaticamente da un regolatore di tensione nella rete AT a monte, le cadute di tensione attraverso i trasformatori stessi ed anche, in parte, le cadute di tensione nelle linee a MT a valle. A tal fine, la tensione può essere regolata al valore nominale (ad esempio 20kV) nelle ore di basso carico ed essere aumentata del 5-7% (ad esempio a 21-21.4kV) nelle ore di punta del carico.

- g) I compensatori statici a tiristori sono sovente installati nelle acciaierie con forni elettrici ad arco, soprattutto per ridurre l'effetto flicker. Ove installati controllano con rapidità la tensione variando la potenza reattiva (capacitiva o induttiva) immessa in rete.
- h) I gruppi generatori devono poter continuare a funzionare regolarmente, oltre che in presenza delle variazioni di frequenza come precisato nel capitolo 4, anche in presenza di variazioni temporanee di tensione. In particolare, è buona norma che i servizi ausiliari dei gruppi termoelettrici sopportino abbassamenti della tensione di alimentazione fino a 0.8 p.u. per alcuni secondi senza che si verifichi l'andata fuori servizio.
- i) Il rischio del collasso della tensione in particolari zone esposte al fenomeno, si valuta calcolando opportuni indici premonitori, chiamati in inglese "Voltage Collapse Proximity Indicator" (VCPI). L'analisi si può eseguire con un programma di "Load Flow" in corrente alternata. L'indice più significativo relativamente ad un generico nodo i -esimo della rete è il seguente:

$$I_i = \frac{\sum \Delta Q_{generatori}}{\sum \Delta Q_{carico_i-esimo}} \quad (6)$$

ove:

I_i : indicatore di prossimità del collasso di tensione nel nodo i-esimo;

$\sum \Delta Q_{carico_i-esimo}$: è un piccolo incremento di potenza reattiva induttiva (ad esempio 1MVAR) assorbita dal nodo i-esimo;

$\sum \Delta Q_{generatori}$: è l'aumento della potenza reattiva erogata da tutti i generatori della rete conseguente al maggior prelievo, $\sum \Delta Q_{carico_i-esimo}$, al nodo i-esimo.

In generale nei sistemi di trasmissione radiali a grande distanza l'indice I_i non deve superare 5 per assicurare una ragionevole stabilità della tensione. Sono stati proposti anche altri indici per valutare la stabilità di tensione. In particolare nella (6) si può porre al denominatore un incremento di carico attivo $\Delta P_{carico_i-esimo}$, anziché l'incremento di carico reattivo; in questo caso il valore dell'indice al limite di stabilità risulta diverso.

- j) Se la tensione nella rete di trasmissione/ subtrasmissione si abbassa al di sotto di un livello di guardia calcolato insieme all'indice (6), si rende necessario attuare il blocco automatico della manovra dei variatori di rapporto sottocarico dei trasformatori AT/MT.
- k) L'ultima linea di difesa per evitare un imminente collasso della tensione è il parziale distacco del carico, rapido automatico con relé di minima tensione oppure lento manuale.

POWER SYSTEM ANALYSIS TOOLBOX (PSAT)

4.1 Introduzione.

Il software impiegato per lo sviluppo dei calcoli è PSAT (Power System Analysis Toolbox) realizzato da Federico Milano attualmente con l'università di Castilla - La Mancha . PSAT è [7] un toolbox di Matlab per la simulazione statica e dinamica dei sistemi elettrici per l'energia. PSAT consente di realizzare gli studi di power flow, continuation power flow, optimal power flow, stabilità ai piccoli segnali e stabilità transitoria.

Il nucleo principale di PSAT è la routine di power flow, che si occupa anche di inizializzare le variabili di stato. Una volta che il power flow è stato risolto, possono essere effettuate ulteriori analisi statiche e/o dinamiche. Quelle attualmente disponibili sono:

1. Continuation power flow (CPF).
2. Optimal power flow (OPF).
3. Small signal stability analysis (studio ai piccoli segnali, autovalori).
4. stabilità transitoria.
5. Collocamento ottimo di Phasor measurement unit (PMU).

Tutte le operazioni possono essere effettuate tramite l'interfaccia grafica dell'utente. Una libreria di Simulink fornisce all'utente uno strumento per la progettazione delle reti; gli strumenti grafici vengono messi a disposizione dell'utente per rappresentare lo schema unifilare della rete e definire i parametri dei suoi componenti. Aggiunte, eliminazioni, modifiche possono essere effettuate con rapidità; inoltre si possono visualizzare sullo schermo i parametri di ciascun componente per controllare i valori.

Durante lo studio si ha la possibilità di visualizzare continuamente una larga gamma di informazioni che, insieme alla possibilità di intervenire contemporaneamente su più parti della rete, consente di operare con cura e rapidità.

I risultati vengono messi a disposizione dell'utente in vari modi:

- mediante tabelle che riportano le grandezze di interesse di cui in partenza si è fatta richiesta a livello di input al programma;
- mediante grafici, i cui assi vengono scelti dall'utente secondo le proprie esigenze, i quali descrivono gli andamenti delle grandezze di interesse;
- mediante schema unifilare visualizzando i risultati direttamente su questo; si dà così la possibilità all'operatore di fruire in modo diretto di quanto elaborato dal calcolatore.

Al fine di effettuare precise analisi del sistema di potenza, PSAT supporta una varietà di modelli di componente fig.4.1., come segue:

- Load Flow: nodi, linee di trasmissione e di trasformatori, saldo (singolo o distribuito), generatori PV, carichi PQ o a Z costante, compensazioni derivate.
- CPF e OPF: costi di generazione, limiti di riserva rotante, rampe di generazione.
- Switching Operations: guasti in linea e manovre di interruttori.
- Misure: frequenza nel nodo e "phasor measurement units" (PMU).
- Carichi: dipendenza da tensione/frequenza; modello ZIP (impedenze, corrente, potenza costante); carichi termostatici e a ripristino esponenziale.
- Macchine rotanti: macchina sincrona (ordine dinamico da 2 a 8) e motori asincroni (ordine dinamico da 1 a 5).

- Controlli: regolatori di turbina (Governor), regolatori automatici di tensione (AVR), “power system stabilizers” (PSS). Limitatori di sovra- sottoeccitazione, regolazione secondaria di tensione.
- Trasformatori “di regolazione”: variatori di rapporto sotto carico (regolazione di tensione o potenza reattiva); “phase shifting transformers” (PSTS).
- FACTS: compensatori Statici, Condensatori Serie Controllati a Tiristori (TCSC), Compensatori sincroni statici serie (SSSC), Unified Power Flow Controller (UPFC), e sistemi di trasmissione in corrente continua ad alta tensione (HVDC).
- Turbine eoliche: modelli eolici, generatori eolici a velocità costante con asincroni a gabbia, velocità variabile con asincroni a doppio indotto (DFIG), a velocità variabile con generatori sincroni (Direct Drive) .
- Altri modelli: modelli dinamici per risonanza subsincrona (albero, circuito RLC serie); celle a combustibile equivalenti “d’area” per reti di subtrasmissione.

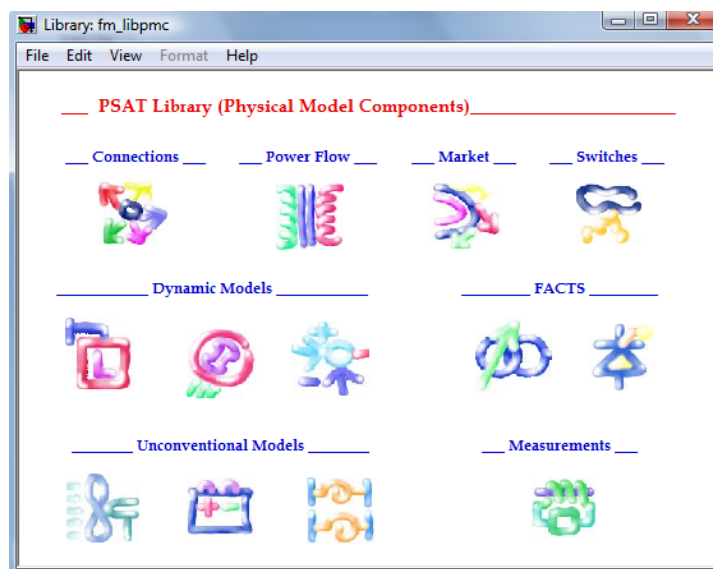


Fig.4.1 Modelli dei componenti di PSAT

Oltre alle routine e ai modelli matematici, PSAT include una varietà di programmi di utilità, come segue:

1. Un editore di schema di rete (Simulink biblioteca);
2. GUI per le impostazioni di sistema e parametri di routine;
3. Costruzione e di installazione di modelli definiti dall’utente.

- 4. GUI per plottaggio dei risultati;
- 5. Filtri per la conversione dei dati da e verso altri formati di uso corrente;

La fig.4.2 descrive la struttura di PSAT.

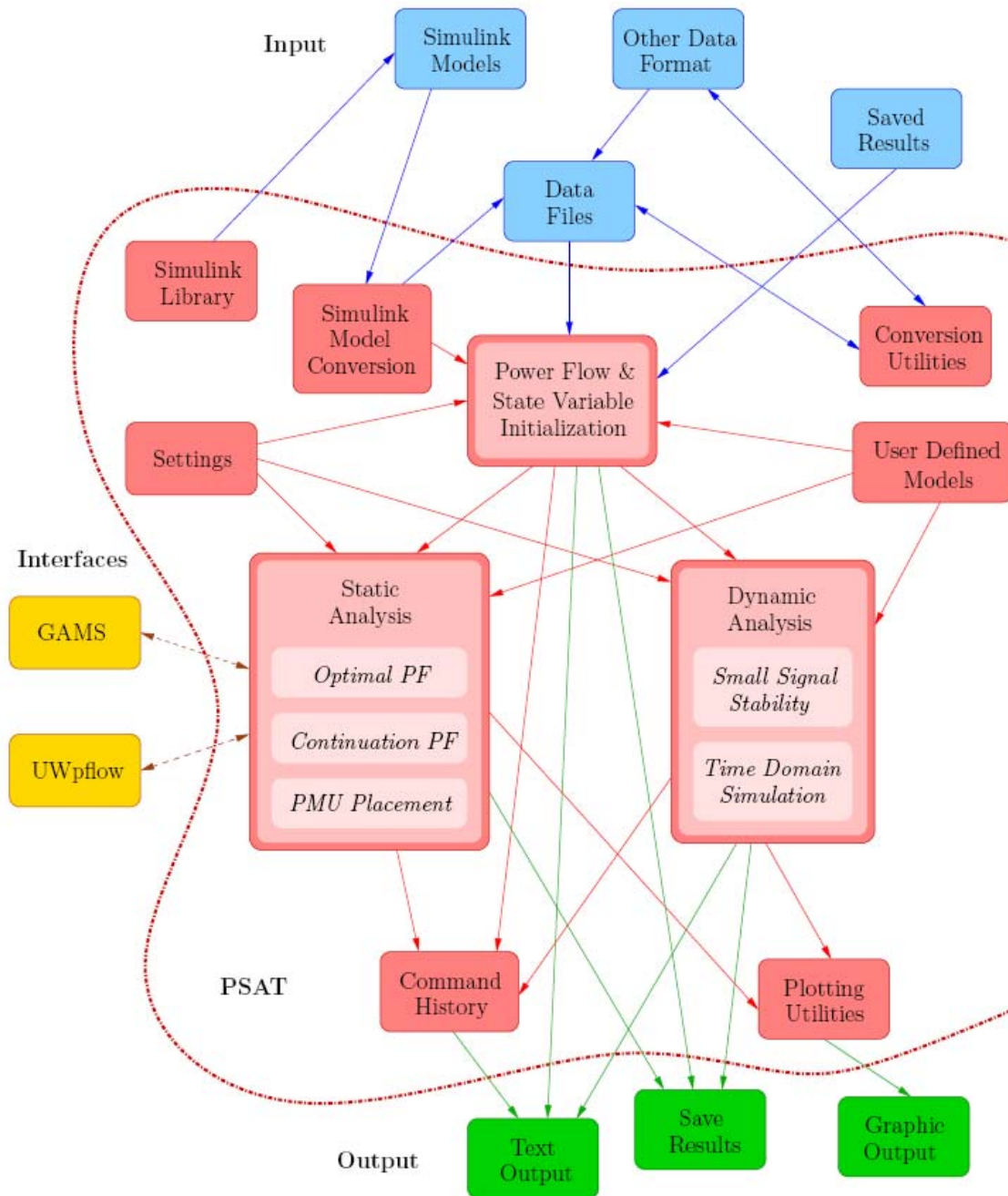


Fig.4.2 Struttura di PSAT

La tabella 4.I fa un confronto approssimativo dei software attualmente disponibili per l'analisi dei sistemi di potenza basati su MATLAB. Questi pacchetti sono:

Tab 4.I MATLAB-Based per analisi di sistemi di potenza

Package	PF	CPF	OPF	SSSA	TDS	EMT	GUI	CAD
EST	✓			✓	✓			✓
MatEMTP					✓	✓	✓	✓
Matpower	✓		✓					
PAT	✓			✓	✓			✓
PSAT	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓
PST	✓	✓		✓	✓			
SPS	✓			✓	✓	✓	✓	✓
VST	✓	✓		✓	✓		✓	

1. Educational Simulation Tool (EST).
2. MatEMTP.
3. Matpower.
4. Power System Toolbox (PST).
5. Power Analysis Toolbox (PAT).
6. SimPowerSystems (SPS).
7. Voltage Stability Toolbox (VST).

Le caratteristiche illustrate nella tabella sono power flow standard (PF), continuation power flow e/o analisi di stabilità di tensione (CPF-VS), optimal power flow (OPF), analisi di stabilità a piccoli segnali (SSSA) e simulazione dinamica nel dominio del tempo (TDS), con alcune funzioni aggiuntive come interfaccia grafica utente (GUI) e costruzione grafica di rete (CAD).

Tutte le operazioni principali possono essere svolte nella GUI di PSAT, all'interno di una sezione MATLAB, figura 4.3.

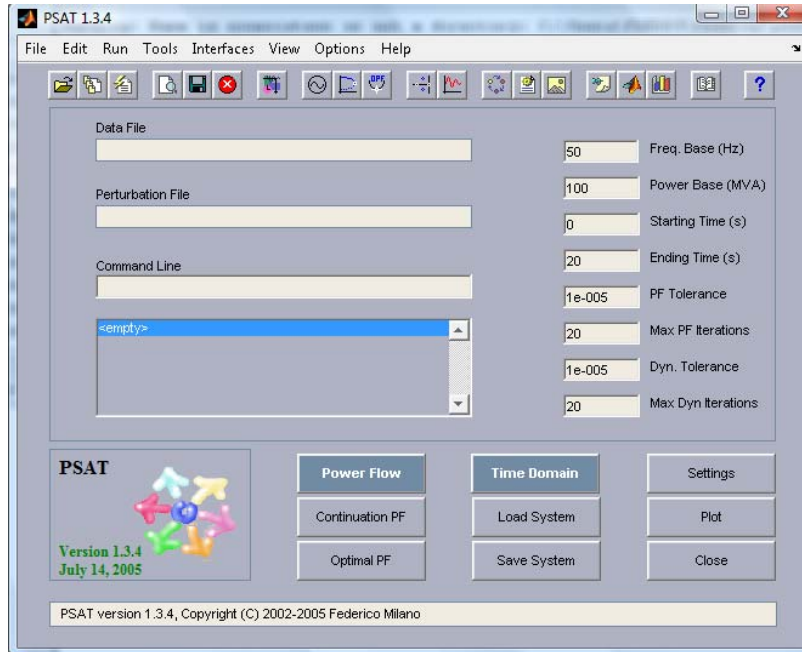


Fig.4.3 Finestra di interfaccia (GUI) principale di PSAT

4.2 Impostazioni.

Le principali impostazioni del sistema sono inserite direttamente nella finestra principale al fine di consentire modifiche in qualsiasi momento. Queste impostazioni sono:

- Power Base: è la potenza base alla quale sono riferite tutte le impedenze.
- Freq base: è la frequenza della rete.
- Starting Time: è il tempo d’inizio delle simulazioni.
- Ending time: è il tempo massimo di calcolo.
- PF tolerance: è l’errore massimo consentito per le potenze calcolate rispetto a quelle assegnate. Il valore predefinito per il programma è 10^{-05} pero si può scegliere, ad esempio, l’1% del valore più piccolo di potenza assorbita dai carichi presenti nella rete.
- Max PF iterations: è il numero massimo di iterazioni del load flow stabilito per limitare il tempo di calcolo nel caso in cui il metodo non converga o oscilli intorno alla soluzione.
- Dyn tolerance: è l’errore massimo consentito per le potenze calcolate rispetto a quelle assegnate nello studio dinamico.
- Max dyn iterations: è il numero massimo di iterazioni stabilito per limitare il tempo di calcolo nel caso in cui il metodo non converga o oscilli intorno alla soluzione dinamica.

Altre impostazioni generali, come ad esempio il passo d'integrazione delle simulazioni nel dominio del tempo o la conversione dei carichi PQ in impedenze costanti dopo i calcoli di flusso di potenza, possono essere modificate in una finestra distinta (figura.4.4) Tutte queste impostazioni e i dati vengono memorizzati in una apposita struttura impostazioni. I valori di default per alcuni campi della struttura impostazioni possono essere recuperate tramite il menu Modifica/Set Default. Impostazioni personalizzate possono essere salvati e utilizzati come valori di default per le prossime sessioni mediante il menu File/Salva/Impostazioni.

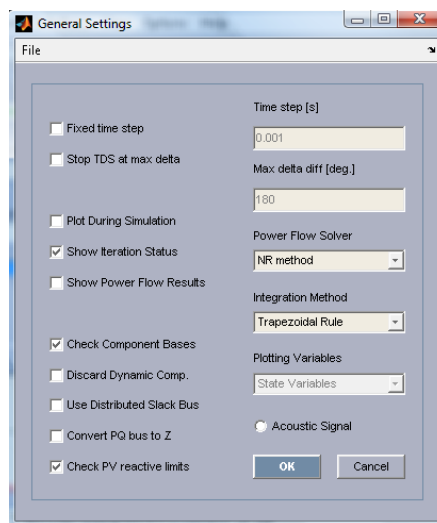


Fig.4.4 Finestra d'impostazioni di PSAT

Calcoli che richiedono ulteriori impostazioni hanno le proprie strutture e GUI per modificare la struttura campi . Per esempio, la analisi di “continuation power flow” si riferisce alla struttura CPF e optimal power flow si riferisce alla struttura OPF.

4.3 Network design.

Le caratteristiche grafiche dell'ambiente Simulink PSAT costituiscono un vero CAD, strumento in grado di progettare modelli di simulazione di reti di potenza Fig.4.5. e modificarne i parametri, senza la necessità di trattare direttamente i dati in forma “grezza”. Tuttavia Simulink è stato pensato i diagrammi di controllo, con ingressi e uscite variabili, e questo non è il modo migliore per approcciare una rete elettrica. Così le routine time-domain di Simulink e la sua capacità di creare diagrammi a blocchi di sistemi di controllo non sono utilizzati: PSAT semplicemente legge i dati dal modello Simulink e scrive un file di dati. La libreria può essere lanciata dalla finestra principale

tramite il tasto Simulink con l'icona nella barra dei menu(menu Edit/ Network / Edit Net - work / Simulink Library o il collegamento <Ctr-s>).

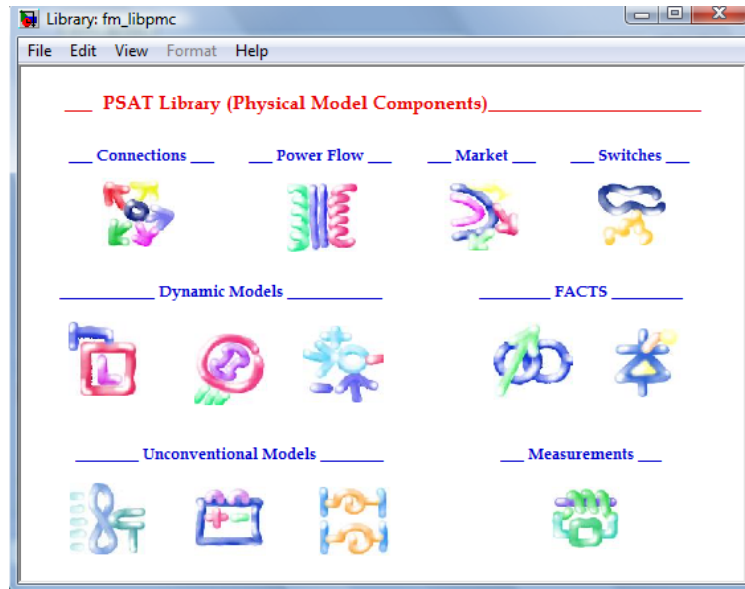


Fig.4.5 Finestra per creare sistemi di potenza in Simulink

4.4 Tools.

Tra gli strumenti forniti con PSAT, si annoverano le funzioni di conversione del formato dei dati e la creazione di modelli definiti dall'utente. Le routine di conversione del formato dei dati consentono l'importazione di dati da altri file di software di analisi dei sistemi elettrici di potenza. Tuttavia in alcuni casi la conversione non può essere completa; i dati richiesti dal software commerciale possono far riferimento a funzioni diverse rispetto a quelle implementate in PSAT. File di dati statici PSAT possono comunque essere sempre convertiti nel comune IEEE Data Format.

La costruzione di un modello definito dall'utente fornisce un modo semplice per estendere le capacità di PSAT. La procedura consta di:

1. Definizione di parametri e equazioni differenziali e/o algebriche per mezzo di una GUI;
2. Creazione della funzione Matlab del modello;
3. Salvataggio del modello in file.m (formato di script MATLAB);
4. Installazione del modello nel programma (per mezzo di una procedura automatica).

Se il componente non è più necessario, può anche essere “disinstallato” in modo analogo. Pertanto, modelli definiti dall'utente possono essere condivisi facilmente, semplicemente fornendo la funzione e la struttura del componente memorizzati in un file di script MATLAB.

4.5 Interfaces.

PSAT offre interfacce per GAMS e UWPFLOW, che ne estendono significativamente la capacità di effettuare analisi OPF e CPF, rispettivamente. Il GAMS è un sistema di alto livello per la modellazione matematica di problemi di programmazione. Si compone di un compilatore e una varietà di solutori ad alte prestazioni. GAMS è specificamente progettato per i complessi problemi di grandi dimensioni, in una vasta gamma di applicazioni e discipline. UWPFLOW è un sofisticato programma open source per il continuation power flow. Esso si compone di una serie di funzioni e librerie C progettate essenzialmente per la analisi della stabilità della tensione, comprendendo la simulazione di carichi dipendenti dalla tensione, HVDC, FACTS e regolazione secondaria della tensione.

4.6 Componenti simulati nello studio.

La rete in esame è stata simulata con i seguenti componenti: nodi che rappresentano le sbarre delle sottostazione e delle centrali, linee aeree e in cavo, autotrasformatori e trasformatori, trasformatori a tre avvolgimenti, carichi a potenza costante, banchi di condensatori; infine, circuiti elettrici equivalenti della rete. Per tali componenti si esaminerà quali parametri richiede PSAT per la loro rappresentazione. I dati del sistema elettrico della Sardegna sono stati ricavati dallo “SCHEMA ELETTRICO RETE AAT ED AT” aggiornato al 31/12/2006 proporzionato dalla TERNA Rete Elettrica Nazionale, nel settore Dispacciamento e Conduzione, Territorio Dispacciamento, Centro ripartizione Cagliari, contenente:

- Localizzazione delle sbarre e sottostazioni.
- Le linee aeree ed in cavo per ogni livello di tensione preso in considerazione.
- Localizzazione e capacità di ogni centrale.
- Localizzazione e rango dei autotrasformatori e trasformatori.
- Localizzazione e potenza del carico.

I parametri elettrici delle linee (v.oltre) sono stati forniti dall’atlante della rete TERNA. Dopo la conversione dei valori per unità i dati sono stati introdotti in PSAT, per le analisi di power flow.

4.6.1 Nodi.

I nodi definiscono le sbarre della rete. Permettono di collegare le linee, le centrali, i trasformatori e il carico. Al fare doppio click sul elemento si apre la finestra per introdurre le impostazioni (figura.4.6). Si deve definire il numero di entrate e di uscite, il livello di tensione di esercizio e dell’intervallo iniziale.

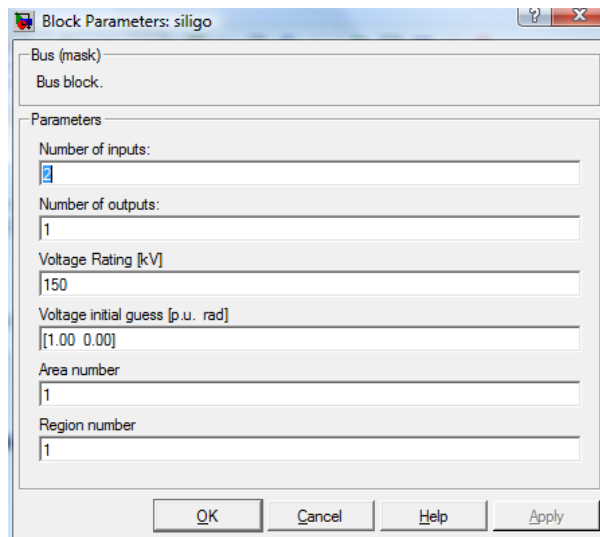


Fig.4.6 Finestra per specificare i dati della sbarra

I limiti ammissibili di tensione ai nodi sono ricavati dai Livelli Ammissibili di Qualità del Servizio di Trasmissione TERNA [8].

4.6.2 Linee aeree.

La figura.4.7 mostra la finestra di dialogo per introdurre i dati della linea aerea. La linea viene rappresentata mediante il circuito “ Π ” di cui bisogna fornire i valori dei parametri elettrici in valore relativo (p.u.); viene richiesto inoltre il limite di sovraccaricabilità in condizione di normale esercizio, oltre ai valori “base” di potenza, tensione e frequenza per il calcolo delle costanti di linea.

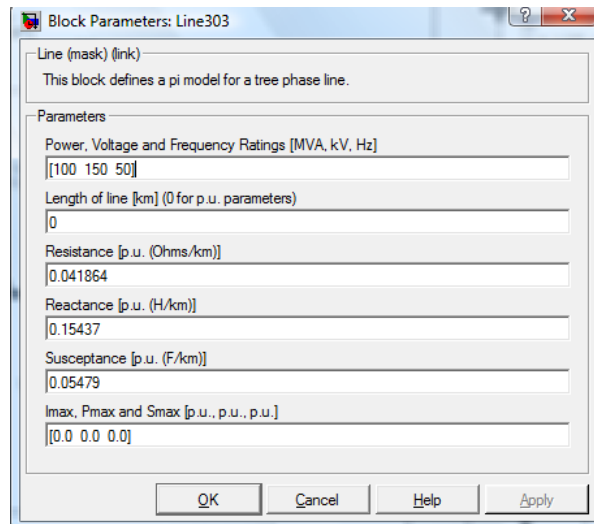


Fig.4.7 Finestra per specificare i dati della linea aeree

4.6.2.1 Linee 380 kV 585mmq.

- **Zd:** $0,0196+j0,269[\Omega/\text{Km}]$
- **C:** $13,52[\text{nF}/\text{Km}]$

4.6.2.2 Linee 380 kV 585mmq.

- **Zd:** $0,0196+j0,269[\Omega/\text{Km}]$
- **C:** $13,52[\text{nF}/\text{Km}]$

4.6.2.3 Linee 220 kV 431mmq.

- **Zd:** $0,0765+j0,4123[\Omega/\text{Km}]$
- **C:** $8,5674[\text{nF}/\text{Km}]$

4.6.2.4 Linee 220 kV 431mmq binata.

- **Zd:** $0,0383+j0,295[\Omega/\text{Km}]$
- **C:** $12,2757[\text{nF}/\text{Km}]$

4.6.2.5 Linee 220 kV 585mmq.

- **Zd:** $0,0573+j0,4026[\Omega/\text{Km}]$
- **C:** $9,0448[\text{nF}/\text{Km}]$

4.6.2.6 Linee 220 kV 585mmq binata.

- **Zd:** $0,0287+j0,2901[\Omega/\text{Km}]$
- **C:** $12,4891[\text{nF}/\text{Km}]$

4.6.2.7 Linee 220 kV 707mmq.

- **Zd:** $0,0471+j0,4025[\Omega/\text{Km}]$
- **C:** $9,0446[\text{nF}/\text{Km}]$

4.6.2.8 Linee 150 kV 222mmq.

- **Zd:** $0,1513+j0,4113[\Omega/\text{Km}]$
- **C:** $10,4407[\text{nF}/\text{Km}]$

4.6.2.9 Linee 150 kV 289mmq.

- **Zd:** $0,11+j0,405[\Omega/\text{Km}]$
- **C:** $9,02[\text{nF}/\text{Km}]$

4.6.2.10 Linee 150 kV 308mmq.

- **Zd:** $0,116+j0,401[\Omega/\text{Km}]$
- **C:** $9,03[\text{nF}/\text{Km}]$

4.6.2.11 Linee 150 kV 308mmq binata.

- **Zd:** 0,05479+j0,28317[Ω/Km]
- **C:** 12,724[nF/Km]

4.6.2.12 Linee 150 kV 585mmq.

- **Zd:** 0,0572+j0,381[Ω/Km]
- **C:** 9,54[nF/Km]

4.6.3 Linee in cavo.

Per l'immissione dei dati delle linee in cavo valgono considerazioni analoghe a quelle viste per le linee aeree.

4.6.3.1 Cavo 150 kV 1000mm² Cu.

- **Zd:** 0,024+j0,138[Ω/Km]
- **C:** 292[nF/Km]

4.6.4 Autotrasformatori e trasformatori.

Per gli autotrasformatori e trasformatori, vengono richieste la potenza nominale, tensione e la frequenza; viene richiesto il rapporto di trasformazione, la resistenza e la reattanza, queste ultime si in “per unita”. Si può anche fornire un limite di sovraccaricabilità in condizione di normale esercizio. La finestra di inserimento dati è riportata in figura.4.8.

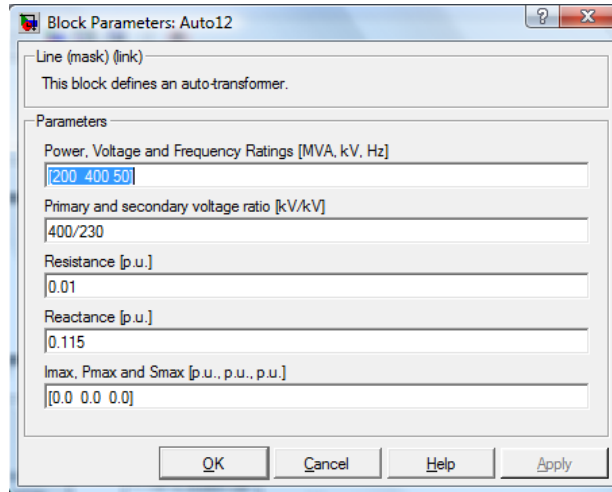


Fig.4.8 Finestra di inserimento dati dei trasformatori ed autotrasformatori

I valori sotto riportati per i trasformatori provengono dalle prescrizioni tecniche ex-GRTN (oggi TERNA) [9].

4.6.4.1 Autotrasformatori trifase 400/230 kV a rapporto fisso.

- **Potenza Nominale:** 400 MVA
- **Frequenza Nominale:** 50Hz
- **Vcc:** 11,5%
- **Tensione Nominale:** Avvolgimento AT1: 400 kV
Avvolgimento AT2:230 kV

4.6.4.2 Autotrasformatori trifase 400/155 kV.

- **Potenza Nominale:** 250 MVA
- **Frequenza Nominale:** 50 Hz
- **Vcc:** 11,6%
- **Tensione Nominale:** Avvolgimento AT1: 400 kV
Avvolgimento AT2:155± 5x2% kV

4.6.4.3 Autotrasformatori trifase 230/155 kV.

- **Potenza Nominale:** 250/160 MVA
- **Frequenza Nominale:** 50Hz
- **Vcc:** 9,2/11,6%
- **Tensione Nominale:** Avvolgimento AT1: 230 kV
Avvolgimento AT2:155± 5x2% kV

4.6.5 Generatori PV.

Rappresentano le centrali, per la descrizione sono necessarie le definizioni della potenza, tensione e frequenza nominali; vengono richiesti inoltre il fattore di potenza, (la tensione di esercizio), i limiti di potenza reattiva erogabile e assorbibile, l'intervallo all'interno del quale la tensione può variare; la finestra di inserimento dati è riportata in fig.4.9.

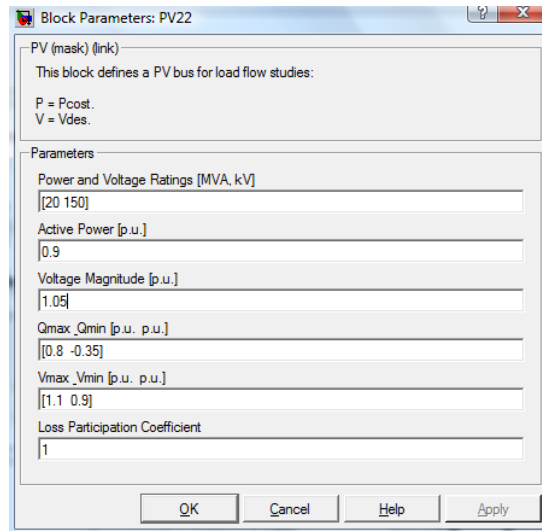


Fig.4.9 Finestra di inserimento dati dei generatori PV

Le prestazioni dei nodi PV si sono fissate secondo il Codice di Rete [10], con un fattore di potenza nominale ai terminali del generatore di 0,9 in sovraeccitazione, di 0,95 in sottoeccitazione.

4.6.6 Carichi statici.

Un carico statico viene rappresentato mediante i valori di potenza attiva e reattiva assorbita dal nodo cui è connesso.

Le equazioni impiegate per descrivere come la potenza attiva e reattiva variano con la tensione sono:

$$P = P_0 * \left(\frac{V}{V_{base}}\right)^{\alpha_p} \qquad Q = Q_0 * \left(\frac{V}{V_{base}}\right)^{\alpha_Q}$$

dove P_0 e Q_0 sono rispettivamente la potenza attiva e reattiva assorbite dal carico quando la tensione al nodo ha il valore nominale, mentre per gli esponenti si ha:

- $\alpha_P=\alpha_Q=0$ per un carico a potenza costante
- $\alpha_P=\alpha_Q=1$ per un carico a corrente costante
- $\alpha_P=\alpha_Q=2$ per un carico a impedenza costante

In generale i carichi statici sono ben approssimati con $\alpha_P=\alpha_Q=2$, quando si abilita la opzione di conversione a impedenza per tenere conto dei limiti di tensione; i valori predefiniti sono 1,2 e 0,8 per unità rispettivamente. Nel load flow si è assunto $\alpha_P=\alpha_Q=0$.

Nella finestra della figura.4.10 vengono richieste la potenza e tensione del carico, il valore di potenza attiva e reattiva in p.u. e i limiti di tensione oltre i quali si ha l'eventuale conversione a $Z=\text{costante}$.

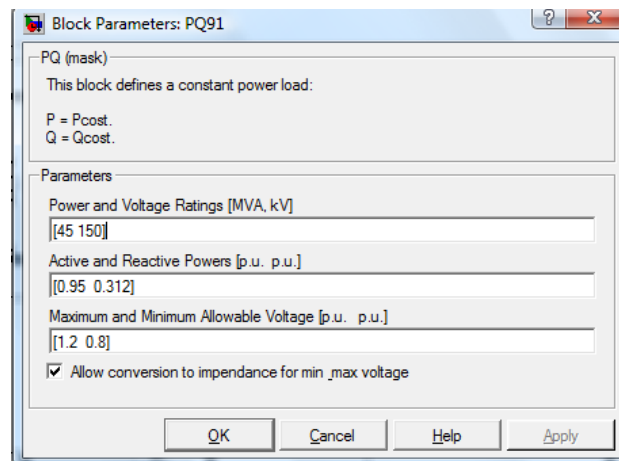


Fig.4.10 Finestra per inserire dati del carico

Per il carico si è considerato un fattore di potenza di 0,95 con i limiti minimi e massimi sopra ricordati di tensione pari a 80% e 120% rispettivamente.

4.7 Osservazioni per il modellato della rete.

PSAT impone alcuni limiti sulla struttura del modello del sistema. Alcuni collegamenti sono proibiti, come quelli mostrati nella figura. 4.11. Nel primo caso (due generatori PV collegati alla stessa sbarra), si deve sostituire un singolo generatore PV, con potenza pari alla somma delle potenze, lo stesso vale per il carico e le sbarre di saldo.

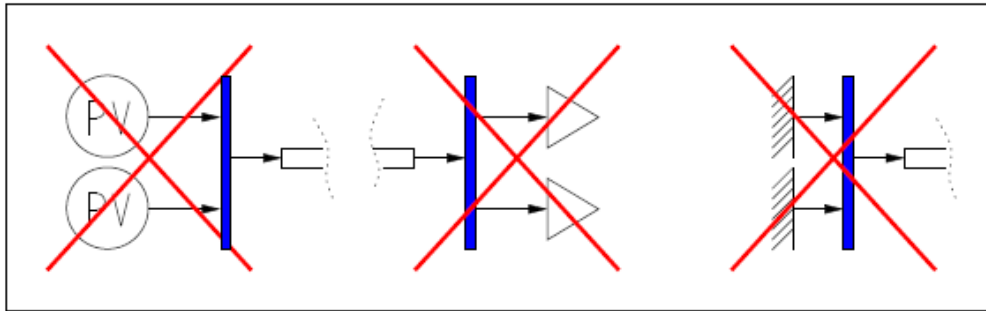


Fig.4.11.a) Connessione erronea dei generatori PV .b) Connessione erronea del carico. C) Connessione erronea delle sbarre di saldo.

Nella fig.4.12b) si osserva che non si possono collegare due sbarre direttamente

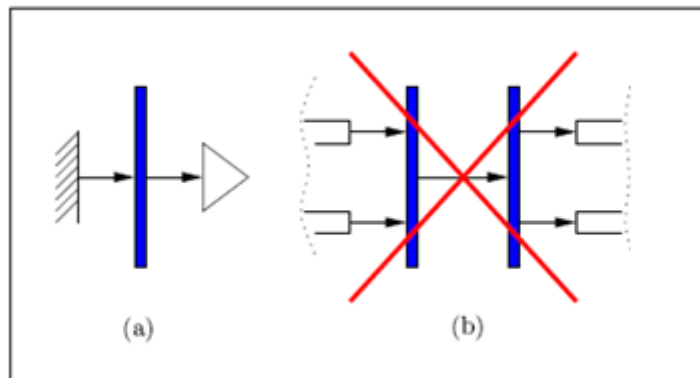


Fig4.12. a) Connessione corretta del carico. b) Collegamento erroneo delle sbarre.

4.8 Calcoli di Load Flow.

4.8.1 Metodi di calcolo.

PSAT mette a disposizione due metodi per effettuare i calcoli di load flow: il metodo di Newton-Raphson e il metodo “Fast Decoupled”. Lo studio di load flow può anche essere eseguito con saldo “distribuito”.

Con il metodo di Newton-Raphson le equazioni linearizzate da risolvere sono $(2n-1-n_g)$ dove n è il numero totale dei nodi della rete ed n_g il numero totale dei nodi di generazione per i quali è fissata la tensione. Con il Fast Decoupled Load Flow (FDLF) si opera il disaccoppiamento tra sottosistemi “attivo” e “reattivo”, ed inoltre, non si ricalcola lo jacobiano dopo la prima iterazione; le iterazioni sono molto più numerose, ma generalmente più veloci.

4.8.2 Presentazione dei risultati.

I risultati possono essere presentati in vari modi:

- mediante grafici dove un numero elevato di grandezze elettriche e meccaniche può essere visualizzato in funzione del tempo (figura.4.13).
- Mediante tabelle che riportano le tensioni in tutti nodi, i flussi lungo le linee (figura.4.14).
- Direttamente sul schema unifilare in simulink, in forma grafiche (figura 4.15).

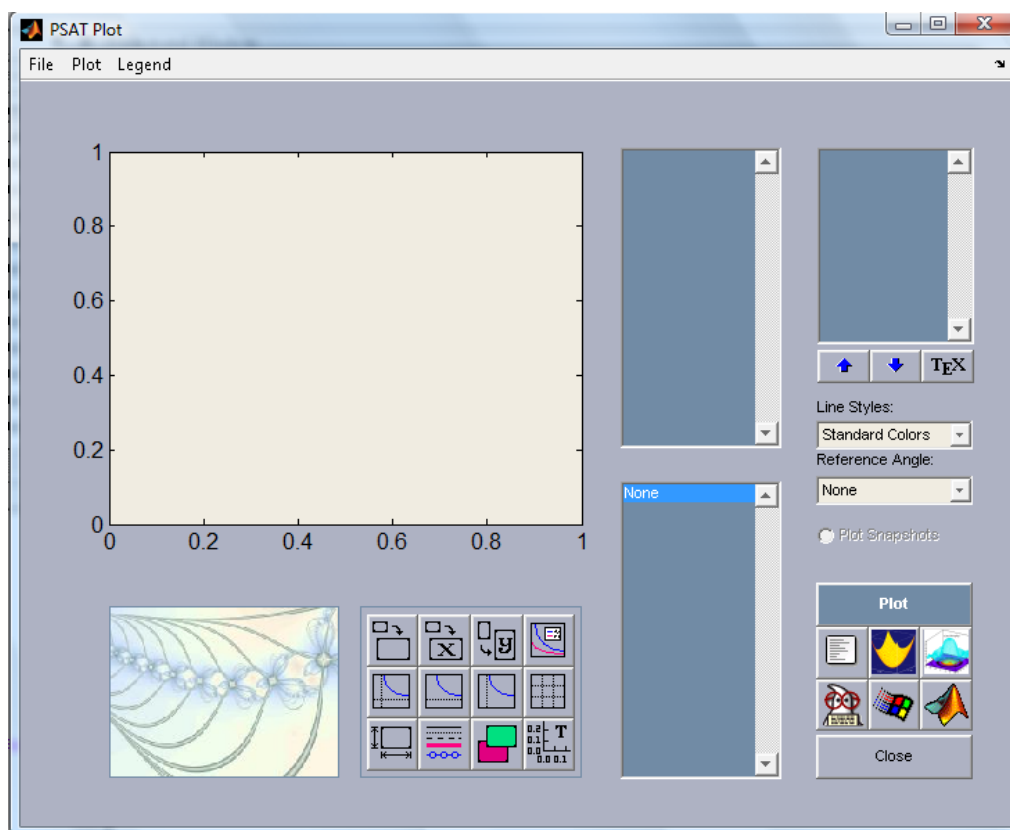
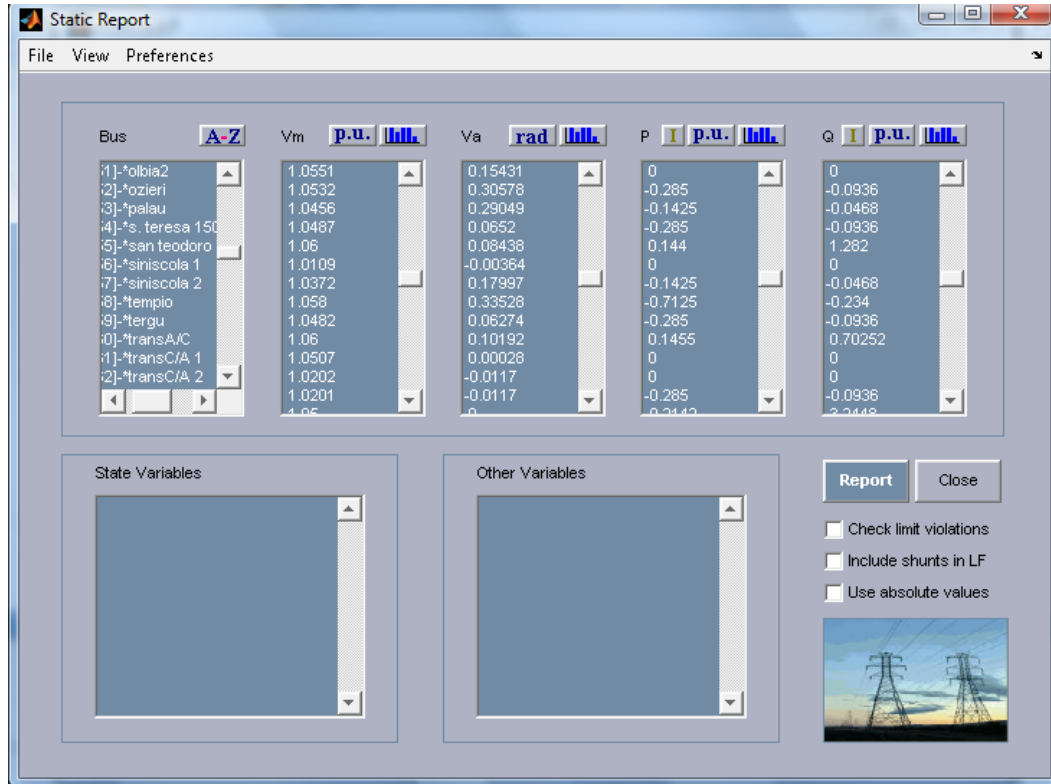
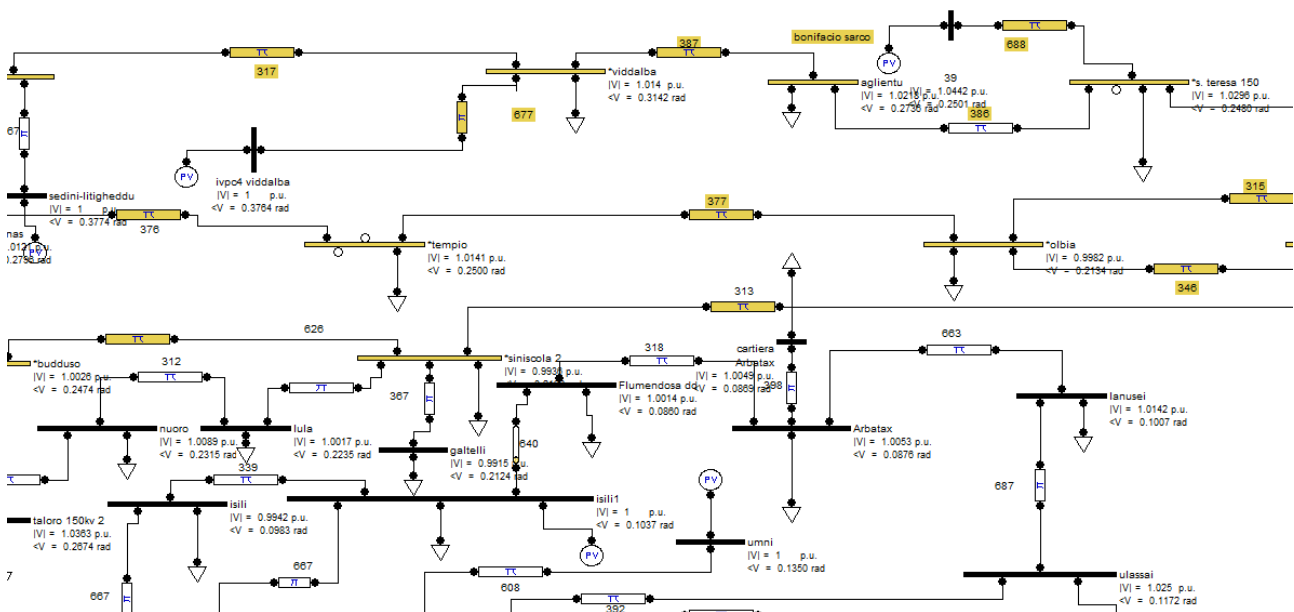


Fig.4.13 Visualizzazione dei risultati di forma grafica.



4.14 Visualizzazione dei risultati in forma di tabella.



4.15 Visualizzazione dei risultati nel diagramma unifilare di Simulink.

SIMULAZIONI

In questo capitolo sono presentati i risultati delle simulazioni svolte con il programma PSAT. Si tratta essenzialmente del calcolo dei flussi di potenza nell'intera rete sarda (380–220-150 kV), per una serie di 12 casi caratterizzati dalla ricostruzione in cavo interrato di un numero crescente di linee aeree a 150 kV nella rete di subtrasmissione della Sardegna nord-orientale, sede delle nuove linee miste. Il modello di rete nella fase iniziale consta di 162 nodi, 170 linee e 34 trasformatori. Si è partiti da un caso “base” con un carico complessivo pari al 50% della punta massima sarda uniformemente ripartito tra le cabine primarie in assenza di dati più dettagliati; in ragione del consistente rifasamento delle reti AT e MT si è assunto per tutti i carichi (P,Q) un fattore di potenza di 0,95 (in ritardo). Per il dispacciamento si è ricorsi ad una “ragionevole stima”, con i maggiori gruppi termoelettrici (Fiumesanto, Sarlux, Sulcis, le varie unità Enichem) a pieno carico; il ruolo di saldo nel load flow è stato assunto da uno dei gruppi Sarlux. Per il SA.CO.I si è assunta una importazione (dalla terraferma verso la Sardegna) di 150 MW.

Il caso base (**cb_sc**) non comprende le nuove linee “miste” S. Teresa-Tempio e Tempio-Buddusò. Successivamente sono state aggiunte le due linee miste ottenendo il caso denominato **cb_cc1**; a partire da quest'ultima configurazione è stato poi svolto lo studio sul progressivo interrimento della rete di subtrasmissione a 150 kV alimentata dai nodi di Codrongianos e Taloro.

La serie dei casi di studio è definita dalla successione di modifiche sottoportata:

Tab. 5.1 Elenco dei casi valutati.

cb_sc	Intera rete senza linee miste.
cb_cc1	Intera rete con le linee miste, S.Teresa-Tempio e Tempio Buddusò.
cb_cc2	Intera rete con le linee miste, S. Teresa-Tempio e Tempio Buddusò, sostituzione della linea B in cavo, 21 km.
cb_cc3	Intera rete con le linee miste, S. Teresa-Tempio e Tempio Buddusò, sostituzione della linea E+H in cavo, 47 km.
cb_cc4	Intera rete con le linee miste, S. Teresa-Tempio e Tempio Buddusò, sostituzione della linea 377 in cavo, 30,99 km.
cb_cc5	Intera rete con le linee miste, S. Teresa-Tempio e Tempio Buddusò, sostituzione della linea 376 in cavo, 16,21 km.
cb_cc6	Intera rete con le linee miste, S. Teresa-Tempio e Tempio Buddusò, sostituzione della linea 375 in cavo, 25,81 km.
cb_cc7	Intera rete con le linee miste, S. Teresa-Tempio e Tempio Buddusò, sostituzione della linea 665 in cavo, 5,84 km.
cb_cc8	Intera rete con le linee miste, S. Teresa-Tempio e Tempio Buddusò, sostituzione della linea 386 in cavo, 19,27 km.
cb_cc9	Intera rete con le linee miste, S. Teresa-Tempio e Tempio Buddusò, sostituzione della linea 316 in cavo, 17,76 km.
cb_cc10	Intera rete con le linee miste, S. Teresa-Tempio e Tempio Buddusò, sostituzione della linea 346 in cavo, 8,16 km.
cb_cc11	Intera rete con le linee miste, S. Teresa-Tempio e Tempio Buddusò, sostituzione della linea 315 in cavo, 15,19 km.

Come detto per ciascun caso è stato svolto il calcolo di load-flow dell'intera rete sarda, assicurando il rispetto dei vincoli assunti sulle tensioni (tra 1 e 1.1 p.u.) e soprattutto sui limiti di prestazione reattiva dei generatori sincroni. A questo scopo si è “interventato” sulla rete, quando necessario, variando le tensioni alle sbarre AT di centrale. Tuttavia in taluni nodi a 150 kV è risultato indispensabile simulare il supporto reattivo di banchi di condensatori, nelle simulazioni iniziali; di converso, gli ultimi casi hanno richiesto l'inserzione simulata di reattanze shunt di taglia adeguata, sempre sul livello 150 kV.

5.1 Caso base senza linee miste (cb_sc).

Per questo caso come per i successivi si riportano:

- Il bilancio delle potenze attive e reattive dell'intera rete.
- La tensioni di alcuni nodi selezionati della rete a 150 kV in esame.
- I flussi di potenza e le perdite negli ATR che alimentano detta rete.
- I flussi di potenza e le perdite in alcune delle linee a 150 kV della rete in esame.
- Uno schema unifilare della rete di sub trasmissione con evidenziati transiti in alcuni elementi rilevanti, le compensazione derivate e le tratte di linea in cavo interratto.

5.1.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]	2415,55
REACTIVE POWER [MVar]	555,73

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]	2383,74
REACTIVE POWER [MVar]	876,47

TOTAL SHUNT

REAL POWER [MW]	0,00
REACTIVE POWER (IND) [MVar]	0,00
REACTIVE POWER (CAP) [MVar]	40,85

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]	31,81
REACTIVE POWER [MVar]	-382,22

LIMIT VIOLATION STATISTICS

ALL VOLTAGES WITHIN LIMITS.

ALL REACTIVE POWER WITHIN LIMITS.

ALL CURRENT FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL REAL POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL APPARENT POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

Per raggiungere questi valori è stato necessario aggiungere un banco di condensatori di 20 Mvar nella sottostazione di Siniscola 1 ($P_{cc_{massima}}=994$ MVA [13]) e un banco di condensatori di 20 Mvar nella sottostazione di S.Giusta ($P_{cc_{massima}}=1515$ MVA), tutte due al livello 150 kV.

5.1.2 Tensioni tra i nodi valutati.

Tab.5.II Tensioni dei nodi della isola di subtrasmissione.

Stazione	V [kV]
Arzachena	151,06
Arzachena2	151,60
Buddusò	151,57
Chilvani	153,75
Codrongianos 150 kV	154,72
Coghinas	154,05
Olbia	150,79
Olbia2	150,33
Ozieri	153,21
Palau	153,01
S. Teresa di G.	155,68
San Teodoro	150,06
Siniscola 1	150,85
Siniscola 2	150,84
Taloro 150 kV	156,15
Tempio	152,54
Tergu	155,05
Viddalba	155,06

5.1.3 Flussi di potenza negli autotrasformatori.

Tab.5.III Flussi negli autotrasformatori.

ATR		P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Codrongianos 380 kV	Codrongianos 150 kV	108,11	6,78	0,44	5,06
Taloro 230 kV	Taloro 150 kV	77,54	9,60	0,35	3,18

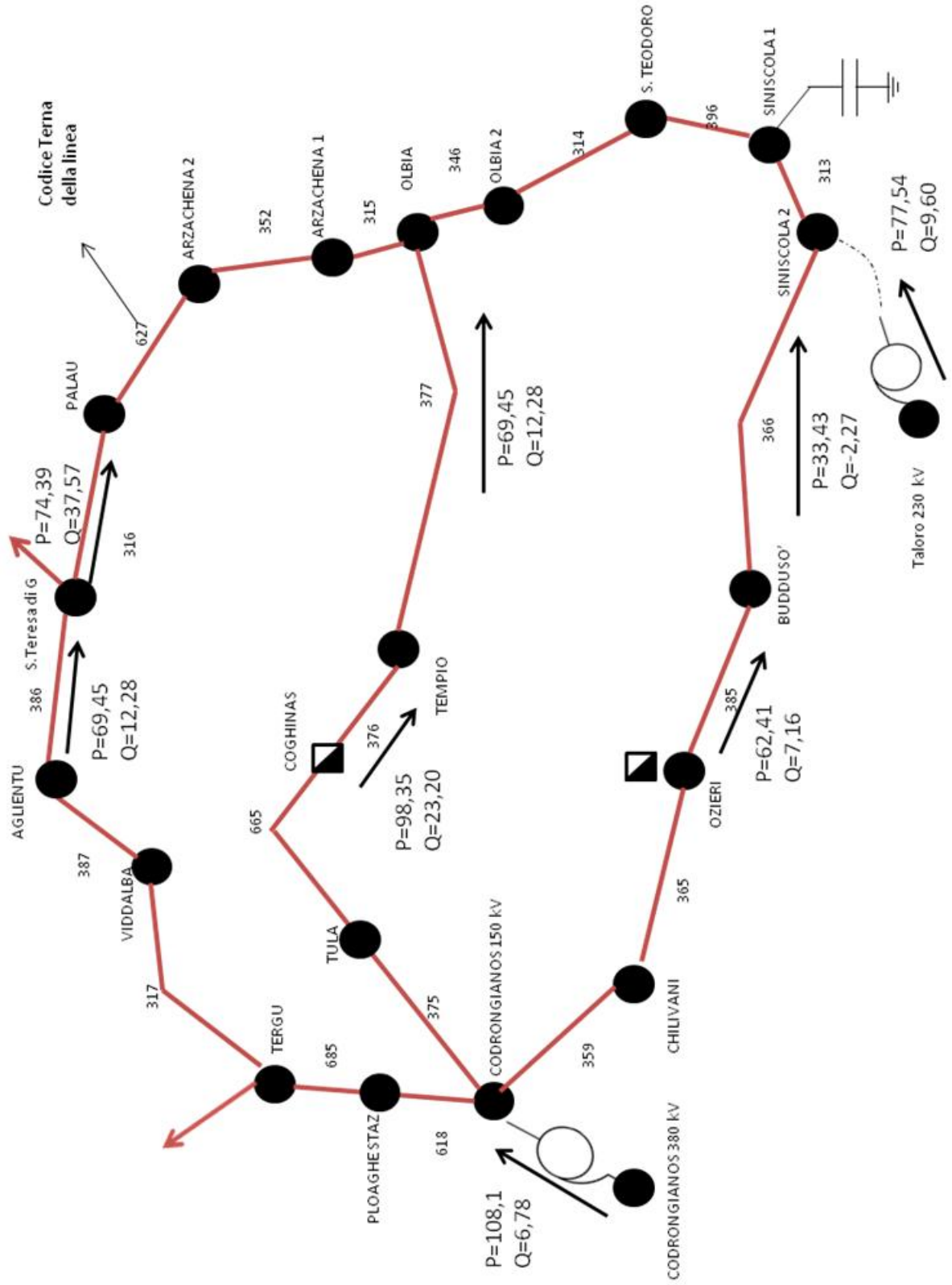
5.1.4 Flussi di potenza nelle diverse linee.

Tab.5.IV Flussi di potenza nelle diverse linee.

Estremo 1	Estremo 2	P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Tempio	Olbia	69,45	12,28	0,38	0,43
Coghinas	Tempio	98,35	23,20	0,40	1,55
Aglientu	S. Teresa di G	67,70	-27,02	0,46	0,39
S. Teresa di G	Palau	74,39	37,57	0,56	0,88
Ozieri	Buddusò	62,41	7,16	0,48	0,06
Buddusò	Siniscola 2	33,43	-2,27	0,19	-1,61
Fiumesanto 380 kV	Codrongianos 380 kV	150,12	21,27	0,14	-28,17
Taloro 220 kV	Ottana 220 kV	12,51	-2,75	0,00	-3,31

5.1.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.

Caso: Rete originale (cb_sc) senza inserimento della linea mista "aerea-cavo"



5.2 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc1).

5.2.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.

TOTAL GENERATION	
REAL POWER [MW]	2415,28
REACTIVE POWER [MVar]	501,89
TOTAL LOAD	
REAL POWER [MW]	2383,74
REACTIVE POWER [MVar]	876,47
TOTAL SHUNT	
REAL POWER [MW]	0,00
REACTIVE POWER (IND) [MVar]	0,00
REACTIVE POWER (CAP) [MVar]	20,67
TOTAL LOSSES	
REAL POWER [MW]	31,54
REACTIVE POWER [MVar]	-415,92
LIMIT VIOLATION STATISTICS	
ALL VOLTAGES WITHIN LIMITS.	
ALL REACTIVE POWER WITHIN LIMITS.	
ALL CURRENT FLOWS WITHIN LIMITS.	
ALL REAL POWER FLOWS WITHIN LIMITS.	
ALL APPARENT POWER FLOWS WITHIN LIMITS.	

Per raggiungere questi valori è stato necessario togliere il banco di condensatori di 20 Mvar a 150 kV nella sottostazione di Siniscola 1; è stata anche aumentata la tensione alla sbarra di C.W.F. Italia, riducendo la tensione ai morsetti della centrale da 1,035 a 1,02 p.u. (16 MVA)

5.2.2 Tensioni tra i nodi valutati.

Tab.5.V Tensioni dei nodi della isola di subtrasmissione.

Stazione	V [kV]
Arzachena	152,33
Arzachena2	152,72
Buddusò	153,07
Chilvani	154,59
Codrongianos 150 kV	155,29
Coghinas	155,95
Olbia	152,32
Olbia2	151,67
Ozieri	154,27
Palau	153,91
S. Teresa di G.	156,27
San Teodoro	150,83
Siniscola 1	150,97
Siniscola 2	151,17
Taloro 150 kV	156,20
Tempio	155,26
Tergu	155,37
Viddalba	155,39

5.2.3 Flussi di potenza negli autotrasformatori.

Tab.5.VI Flussi negli autotrasformatori.

ATR		P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Codrongianos 380 kV	Codrongianos 150 kV	108,76	1,88	0,44	5,08
Taloro 230 kV	Taloro 150 kV	77,35	8,97	0,34	3,16

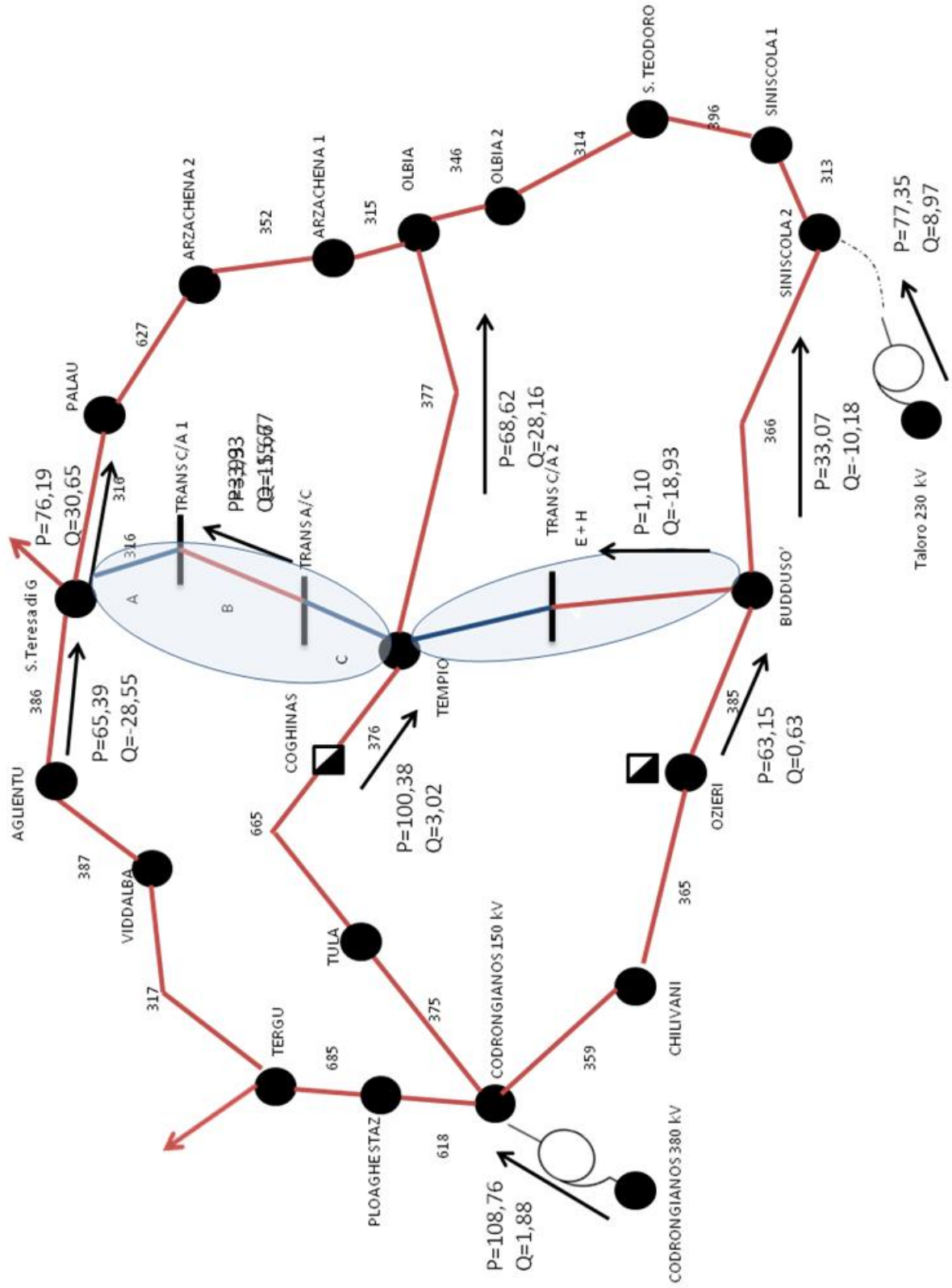
5.2.4 Flussi di potenza nelle diverse linee.

Tab.5.VII Flussi di potenza nelle diverse linee.

Estremo 1	Estremo 2	P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Tempio	Olbia	68,62	28,16	0,41	0,56
Coghinas	Tempio	100,38	3,02	0,38	1,41
Aglientu	S. Teresa di G	65,39	-28,55	0,44	0,30
S. Teresa di G	Palau	76,19	30,65	0,54	0,79
Ozieri	Buddusò	63,15	0,63	0,47	0,02
Buddusò	Siniscola 2	33,07	10,18	0,20	-1,59
TransA/C	TransC/A 1	3,93	-15,67	0,01	-1,43
Buddusò	TransC/A 2	1,10	-18,93	0,03	-2,93
Fiumesanto 380 kV	Codrongianos 380 kV	150,12	21,27	0,14	-28,17
Taloro 220 kV	Ottana 220 kV	12,70	-2,84	0,00	-3,31

5.2.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.

Caso: Rete originale (cb_cc1) con inserimento della linea mista "aerea-cavo"



5.3 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc2).

5.3.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]	2415,25
REACTIVE POWER [MVar]	452,58

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]	2383,74
REACTIVE POWER [MVar]	876,47

TOTAL SHUNT

REAL POWER [MW]	0,00
REACTIVE POWER (IND) [MVar]	0,00
REACTIVE POWER (CAP) [MVar]	20,67

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]	31,51
REACTIVE POWER [MVar]	-465,24

LIMIT VIOLATION STATISTICS

ALL VOLTAGES WITHIN LIMITS.

ALL REACTIVE POWER WITHIN LIMITS.

ALL CURRENT FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL REAL POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL APPARENT POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

5.3.2 Tensioni tra i nodi valutati.

Tab.5.VIII Tensioni dei nodi della isola di subtrasmissione.

Stazione	V [kV]
Arzachena	153,11
Arzachena2	153,46
Buddusò	153,63
Chilvani	154,82
Codrongianos 150 kV	155,37
Coghinas	156,00
Olbia	153,15
Olbia2	152,46
Ozieri	154,60
Palau	154,59
S. Teresa di G.	156,87
San Teodoro	151,52
Siniscola 1	151,53
Siniscola 2	151,69
Taloro 150 kV	156,28
Tempio	156,32
Tergu	155,48
Viddalba	155,58

5.3.3 Flussi di potenza negli autotrasformatori.

Tab.5.IX Flussi negli autotrasformatori.

ATR		P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Codrongianos 380 kV	Codrongianos 150 kV	108,87	1,20	0,44	5,09
Taloro 230 kV	Taloro 150 kV	77,34	8,03	0,34	3,15

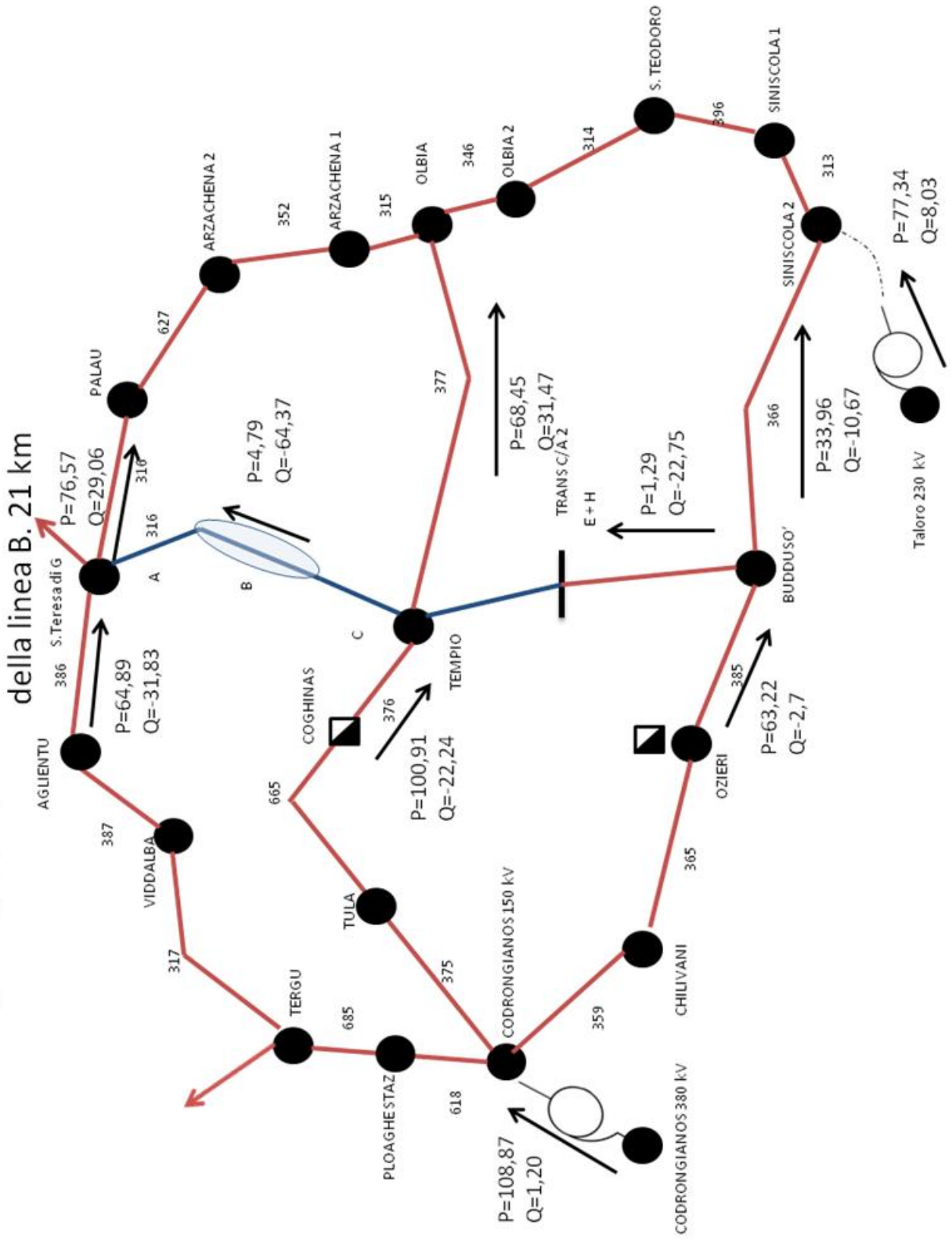
5.3.4 Flussi di potenza nelle diverse linee.

Tab.5.X Flussi di potenza nelle diverse linee.

Estremo 1	Estremo 2	P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Tempio	Olbia	68,45	31,47	0,41	0,58
Coghinas	Tempio	100,91	-22,24	0,40	1,55
Aglientu	S. Teresa di G	64,89	-31,83	0,45	0,32
S. Teresa di G	Palau	76,59	29,06	0,54	0,75
Ozieri	Buddusò	63,22	-2,70	0,47	0,01
Buddusò	Siniscola 2	32,96	10,67	0,20	-1,61
Tempio	S. Teresa di G	4,79	-64,37	0,01	-97,76
Buddusò	TransC/A 2	1,29	-22,75	0,05	-2,85
Fiumesanto 380 kV	Codrongianos 380 kV	151,20	13,18	0,13	-28,28
Taloro 220 kV	Ottana 220 kV	12,71	-2,85	0,00	-3,31

5.3.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.

Caso: Rete originale (cb_cc2) con inserimento della linea mista "aerea-cavo". Sostituzione della linea B. 21 km



5.4 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc3).

5.4.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]	2415,36
REACTIVE POWER [MVar]	400,61

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]	2383,74
REACTIVE POWER [MVar]	876,47

TOTAL SHUNT

REAL POWER [MW]	0,00
REACTIVE POWER (IND) [MVar]	-54,81
REACTIVE POWER (CAP) [MVar]	20,71

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]	31,62
REACTIVE POWER [MVar]	-352,84

LIMIT VIOLATION STATISTICS

ALL VOLTAGES WITHIN LIMITS.

ALL REACTIVE POWER WITHIN LIMITS.

ALL CURRENT FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL REAL POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL APPARENT POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

Per raggiungere questi valori e stato necessario aggiungere un banco di reattanza di 50 Mvar a 150 kV nella sottostazione di Tempio; è stata anche aumentata la tensione alla sbarra di Nurra, da 1,02 a 1,05 p.u. (12 MVA) e ridotta la tensione ai morsetti della sbarra di Sedini Litigheddu da 1,03 a 1,0 p.u (54 MVA).

5.4.2 Tensioni tra i nodi valutati.

Tab.5.XI Tensioni dei nodi della isola di subtrasmissione.

Stazione	V [kV]
Arzachena	154,13
Arzachena2	154,43
Buddusò	157,23
Chilvani	156,18
Codrongianos 150 kV	155,80
Coghinas	156,16
Olbia	154,26
Olbia2	153,71
Ozieri	156,71
Palau	155,47
S. Teresa di G.	157,64
San Teodoro	153,14
Siniscola 1	153,57
Siniscola 2	153,84
Taloro 150 kV	156,60
Tempio	157,10
Tergu	155,81
Viddalba	155,95

5.4.3 Flussi di potenza negli autotrasformatori.

Tab.5.XII Flussi negli autotrasformatori.

ATR		P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Codrongianos 380 kV	Codrongianos 150 kV	109,30	-2,46	0,44	5,12
Taloro 230 kV	Taloro 150 kV	77,34	4,15	0,34	3,13

5.4.4 Flussi di potenza nelle diverse linee.

Tab.5.XIII Flussi di potenza nelle diverse linee.

Estremo 1	Estremo 2	P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Tempio	Olbia	68,04	82,16	0,39	55,23
Coghinas	Tempio	100,95	-37,61	0,44	56,61
Aglientu	S. Teresa di G	64,77	-35,19	0,46	0,36
S. Teresa di G	Palau	76,15	26,83	0,52	0,66
Ozieri	Buddusò	63,76	-25,05	0,53	0,18
Buddusò	Siniscola 2	34,22	26,43	0,31	-1,32
Tempio	S. Teresa di G	4,48	-9,77	0,01	-43,88
Buddusò	Tempio	0,50	-61,01	0,00	-72,45
Fiumesanto 380 kV	Codrongianos 380 kV	151,80	7,95	0,13	-28,34
Taloro 220 kV	Ottana 220 kV	12,71	-2,90	0,00	-3,31

5.5 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc4).

5.5.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]	2415,44
REACTIVE POWER [MVar]	331,70

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]	2383,74
REACTIVE POWER [MVar]	876,47

TOTAL SHUNT

REAL POWER [MW]	0,00
REACTIVE POWER (IND) [MVar]	-70,04
REACTIVE POWER (CAP) [MVar]	20,79

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]	31,70
REACTIVE POWER [MVar]	-376,21

LIMIT VIOLATION STATISTICS

ALL VOLTAGES WITHIN LIMITS.

ALL REACTIVE POWER WITHIN LIMITS.

ALL CURRENT FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL REAL POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL APPARENT POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

Per raggiungere questi valori e stato necessario aumentare la capacità del banco di reattanza di 50 Mvar a 70 Mvar nella sottostazione di Tempio; è stata aumentata la tensione alla sbarra di IpoV Viddalba, da 1,04 a 1,045 p.u. (68 MVA), la tensione ai morsetti della sbarra di Sedini Litigheddu da 1,0 a 1,04 p.u. (54 MVA) e ridotta la tensione alla sbarra di Ozieri da 1,05 a 1,03 p.u. (13 MVA)

5.5.2 Tensioni tra i nodi valutati.

Tab.5.XIV Tensioni dei nodi della isola di subtrasmissione.

Stazione	V [kV]
Arzachena	159,20
Arzachena2	159,19
Buddusò	160,01
Chilvani	157,46
Codrongianos 150 kV	156,80
Coghinas	158,96
Olbia	159,85
Olbia2	158,99
Ozieri	158,20
Palau	159,73
S. Teresa di G.	161,19
San Teodoro	157,54
Siniscola 1	156,90
Siniscola 2	156,88
Taloro 150 kV	157,03
Tempio	160,64
Tergu	156,95
Viddalba	157,54

5.5.3 Flussi negli autotrasformatori.

Tab.5.XV Flussi negli autotrasformatori.

ATR		P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Codrongianos 380 kV	Codrongianos 150 kV	111,04	-11,39	0,46	5,31
Taloro 230 kV	Taloro 150 kV	76,52	-1,11	0,33	3,05

5.5.4 Flussi nelle diverse linee.

Tab.5.XVI Flussi di potenza nelle diverse linee.

Estremo 1	Estremo 2	P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Tempio	Olbia	94,68	47,60	0,26	-1,50
Coghinas	Tempio	105,86	-57,38	0,53	72,41
Aglientu	S. Teresa di G	63,50	-51,74	0,55	0,63
S. Teresa di G	Palau	60,10	16,18	0,29	-0,22
Ozieri	Buddusò	63,32	-44,54	0,67	0,61
Buddusò	Siniscola 2	26,50	26,23	0,22	-1,72
Tempio	S. Teresa di G	-10,21	5,06	0,01	-33,14
Buddusò	Tempio	7,65	-80,75	0,01	-62,30
Fiumesanto 380 kV	Codrongianos 380 kV	153,33	-4,87	0,13	-28,48
Taloro 220 kV	Ottana 220 kV	13,53	-2,62	0,00	-3,31

5.6 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc5).

5.6.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]	2414,85
REACTIVE POWER [MVar]	337,21

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]	2383,74
REACTIVE POWER [MVar]	876,47

TOTAL SHUNT

REAL POWER [MW]	0,00
REACTIVE POWER (IND) [MVar]	-106,74
REACTIVE POWER (CAP) [MVar]	14,77

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]	31,11
REACTIVE POWER [MVar]	-248,57

LIMIT VIOLATION STATISTICS

ALL VOLTAGES WITHIN LIMITS.

ALL REACTIVE POWER WITHIN LIMITS.

ALL CURRENT FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL REAL POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL APPARENT POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

Per raggiungere questi valori è stato necessario aumentare la capacità del banco di reattanza di 70 Mvar a 100 Mvar nella sottostazione di Tempio e ridurre la capacità del banco di condensatori da 20 Mvar a 15 Mvar nella sottostazione di S. Giusta ; è stata anche aumentata la tensione alla sbarra di Fiumesanto, da 1,0 a 1,01 p.u. (370 MVA) e la tensione ai morsetti della sbarra di C.W.F. Italia da 1,02 a 1,04 p.u. (16 MVA).

5.6.2 Tensioni tra i nodi valutati.

Tab.5.XVII Tensioni dei nodi della isola di subtrasmissione.

Stazione	V [kV]
Arzachena	156,19
Arzachena2	156,06
Buddusò	157,86
Chilvani	156,34
Codrongianos 150 kV	156,14
Coghinas	157,69
Olbia	157,05
Olbia2	156,30
Ozieri	156,74
Palau	156,44
S. Teresa di G.	157,70
San Teodoro	155,16
Siniscola 1	154,91
Siniscola 2	155,00
Taloro 150 kV	156,76
Tempio	157,86
Tergu	156,25
Viddalba	156,37

5.6.3 Flussi negli autotrasformatori.

Tab.5.XVIII Flussi negli autotrasformatori.

ATR		P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Codrongianos 380 kV	Codrongianos 150 kV	111,44	-5,70	0,46	5,33
Taloro 230 kV	Taloro 150 kV	75,60	2,24	0,32	2,98

5.6.4 Flussi nelle diverse linee.

Tab.5.XIX Flussi di potenza nelle diverse linee.

Estremo 1	Estremo 2	P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Tempio	Olbia	97,23	82,66	0,29	34,90
Coghinas	Tempio	119,14	-51,94	0,24	68,14
Aglientu	S. Teresa di G	58,53	-30,36	0,37	0,01
S. Teresa di G	Palau	59,03	11,46	0,29	-0,19
Ozieri	Buddusò	56,65	-32,28	0,48	-0,03
Buddusò	Siniscola 2	27,30	22,67	0,21	-1,72
Tempio	S. Teresa di G	-6,47	59,73	0,00	4,55
Buddusò	Tempio	0,37	-64,28	0,00	-24,60
Fiumesanto 380 kV	Codrongianos 380 kV	153,20	4,16	0,13	-28,37
Taloro 220 kV	Ottana 220 kV	14,45	-3,17	0,00	-3,31

5.7 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc6).

5.7.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW] 2413,46

REACTIVE POWER [MVar] 309,28

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW] 2383,74

REACTIVE POWER [MVar] 876,47

TOTAL SHUNT

REAL POWER [MW] 0,00

REACTIVE POWER (IND) [MVar] -131,81

REACTIVE POWER (CAP) [MVar] 14,79

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW] 29,72

REACTIVE POWER [MVar] -201,34

LIMIT VIOLATION STATISTICS

ALL VOLTAGES WITHIN LIMITS.

ALL REACTIVE POWER WITHIN LIMITS.

ALL CURRENT FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL REAL POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL APPARENT POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

Per raggiungere questi valori e stato necessario inserire una reattanza shunt di 25 Mvar a 150 kV nella sbarra si S. Teresa.

5.7.2 Tensioni tra i nodi valutati.

Tab.5.XX Tensioni dei nodi della isola di subtrasmissione.

Stazione	V [kV]
Arzachena	158,06
Arzachena2	157,98
Buddusò	159,57
Chilvani	157,99
Codrongianos 150 kV	157,78
Coghinas	159,36
Olbia	158,85
Olbia2	158,05
Ozieri	158,42
Palau	158,41
S. Teresa di G.	159,73
San Teodoro	156,78
Siniscola 1	156,37
Siniscola 2	156,40
Taloro 150 kV	156,96
Tempio	159,63
Tergu	157,27
Viddalba	157,45

5.7.3 Flussi negli autotrasformatori.

Tab.5.XXI Flussi negli autotrasformatori.

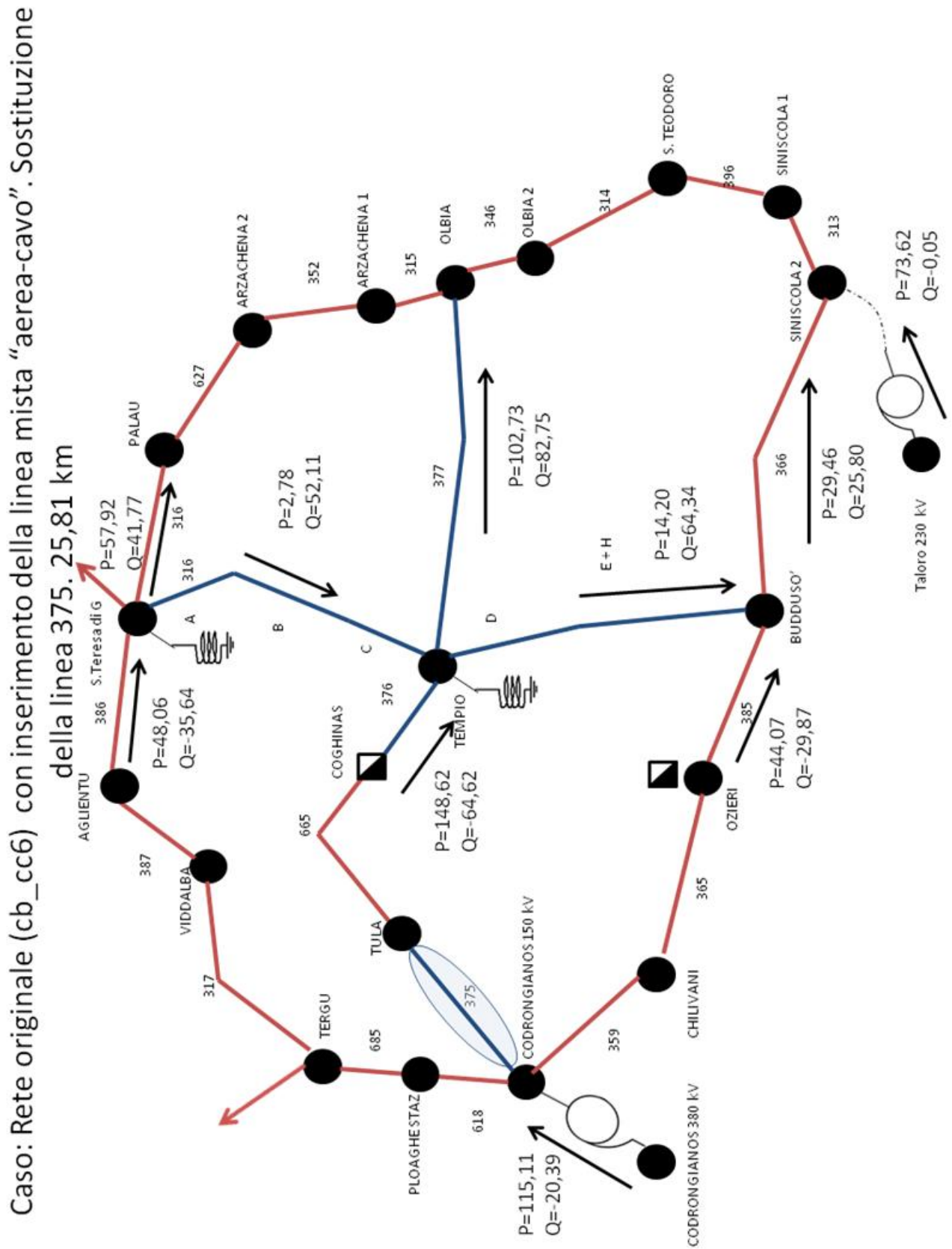
ATR		P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Codrongianos 380 kV	Codrongianos 150 kV	115,11	-20,39	0,50	5,80
Taloro 230 kV	Taloro 150 kV	73,62	-0,05	0,31	2,83

5.7.4 Flussi nelle diverse linee.

Tab.5.XXII Flussi di potenza nelle diverse linee.

Estremo 1	Estremo 2	P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Tempio	Olbia	102,73	82,75	0,31	35,77
Coghinas	Tempio	148,60	-64,62	0,37	70,40
Aglientu	S. Teresa di G	48,06	-35,64	0,30	28,06
S. Teresa di G	Palau	57,92	41,77	0,27	28,08
Ozieri	Buddusò	44,07	-29,87	0,31	-0,69
Buddusò	Siniscola 2	29,46	25,80	0,25	-1,62
Tempio	S. Teresa di G	2,78	52,11	0,00	32,82
Buddusò	Tempio	-14,20	-64,34	0,01	-25,04
Fiumesanto 380 kV	Codrongianos 380 kV	156,77	-16,79	0,14	-28,53
Taloro 220 kV	Ottana 220 kV	16,44	-3,11	0,01	-3,30

5.7.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.



5.8 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc7).

5.8.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]	2413,22
REACTIVE POWER [MVar]	315,69

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]	2383,74
REACTIVE POWER [MVar]	876,47

TOTAL SHUNT

REAL POWER [MW]	0,00
REACTIVE POWER (IND) [MVar]	-144,25
REACTIVE POWER (CAP) [MVar]	14,73

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]	29,48
REACTIVE POWER [MVar]	-157,50

LIMIT VIOLATION STATISTICS

ALL VOLTAGES WITHIN LIMITS.

ALL REACTIVE POWER WITHIN LIMITS.

ALL CURRENT FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL REAL POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL APPARENT POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

Per raggiungere questi valori e stato necessario aumentare la capacità del banco di reattanza di 25 Mvar a 40 Mvar nella sottostazione di S. Teresa; è stata anche aumentata la tensione alla sbarra di Ozieri, da 1,03 a 1,05 p.u. (13 MVA) e ridotta la tensione alla sbarra di Busachi da 1,04 a 1,03 p.u. (20,7 MVA).

5.8.2 Tensioni tra i nodi valutati.

Tab.5XXIII Tensioni dei nodi della isola di subtrasmissione.

Stazione	V [kV]
Arzachena	155,25
Arzachena2	155,19
Buddusò	157,28
Chilvani	156,40
Codrongianos 150 kV	156,15
Coghinas	156,22
Olbia	156,00
Olbia2	155,30
Ozieri	156,89
Palau	155,68
S. Teresa di G.	157,09
San Teodoro	154,33
Siniscola 1	154,29
Siniscola 2	154,42
Taloro 150 kV	156,68
Tempio	156,65
Tergu	156,18
Viddalba	156,23

5.8.3 Flussi negli autotrasformatori.

Tab.5.XXIV Flussi negli autotrasformatori.

ATR		P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Codrongianos 380 kV	Codrongianos 150 kV	114,39	-6,03	0,48	5,61
Taloro 230 kV	Taloro 150 kV	73,15	3,46	0,30	2,80

5.8.4 Flussi nelle diverse linee.

Tab.5.XXV Flussi di potenza nelle diverse linee.

Estremo 1	Estremo 2	P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Tempio	Olbia	103,76	89,19	0,33	49,16
Coghinas	Tempio	156,96	-76,54	0,45	82,95
Aglientu	S. Teresa di G	44,89	-22,60	0,22	26,87
S. Teresa di G	Palau	57,60	42,35	0,28	27,23
Ozieri	Buddusò	39,76	-17,13	0,21	-1,02
Buddusò	Siniscola 2	29,70	21,79	0,22	-1,64
Tempio	S. Teresa di G	5,56	55,21	0,01	46,16
Buddusò	Tempio	-18,66	-47,26	0,03	-9,93
Fiumesanto 380 kV	Codrongianos 380 kV	155,34	4,11	0,14	-28,31
Taloro 220 kV	Ottana 220 kV	16,92	-3,51	0,01	-3,29

5.9 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc8).

5.9.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]	2413,09
REACTIVE POWER [MVar]	312,05

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]	2383,74
REACTIVE POWER [MVar]	876,47

TOTAL SHUNT

REAL POWER [MW]	0,00
REACTIVE POWER (IND) [MVar]	-144,27
REACTIVE POWER (CAP) [MVar]	14,73

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]	29,35
REACTIVE POWER [MVar]	-161,07

LIMIT VIOLATION STATISTICS

ALL VOLTAGES WITHIN LIMITS.

ALL REACTIVE POWER WITHIN LIMITS.

ALL CURRENT FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL REAL POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL APPARENT POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

5.9.2 Tensioni tra i nodi valutati.

Tab.5.XXVI Tensioni dei nodi della isola di subtrasmissione.

Stazione	V [kV]
Arzachena	155,26
Arzachena2	155,21
Buddusò	157,29
Chilvani	156,41
Codrongianos 150 kV	156,16
Coghinas	156,22
Olbia	156,00
Olbia2	155,31
Ozieri	156,90
Palau	155,70
S. Teresa di G.	157,11
San Teodoro	154,35
Siniscola 1	154,30
Siniscola 2	154,44
Taloro 150 kV	156,68
Tempio	156,67
Tergu	156,23
Viddalba	156,33

5.9.3 Flussi negli autotrasformatori.

Tab.5.XXVII Flussi negli autotrasformatori.

ATR		P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Codrongianos 380 kV	Codrongianos 150 kV	114,13	-6,08	0,48	5,59
Taloro 230 kV	Taloro 150 kV	72,96	3,46	0,30	2,78

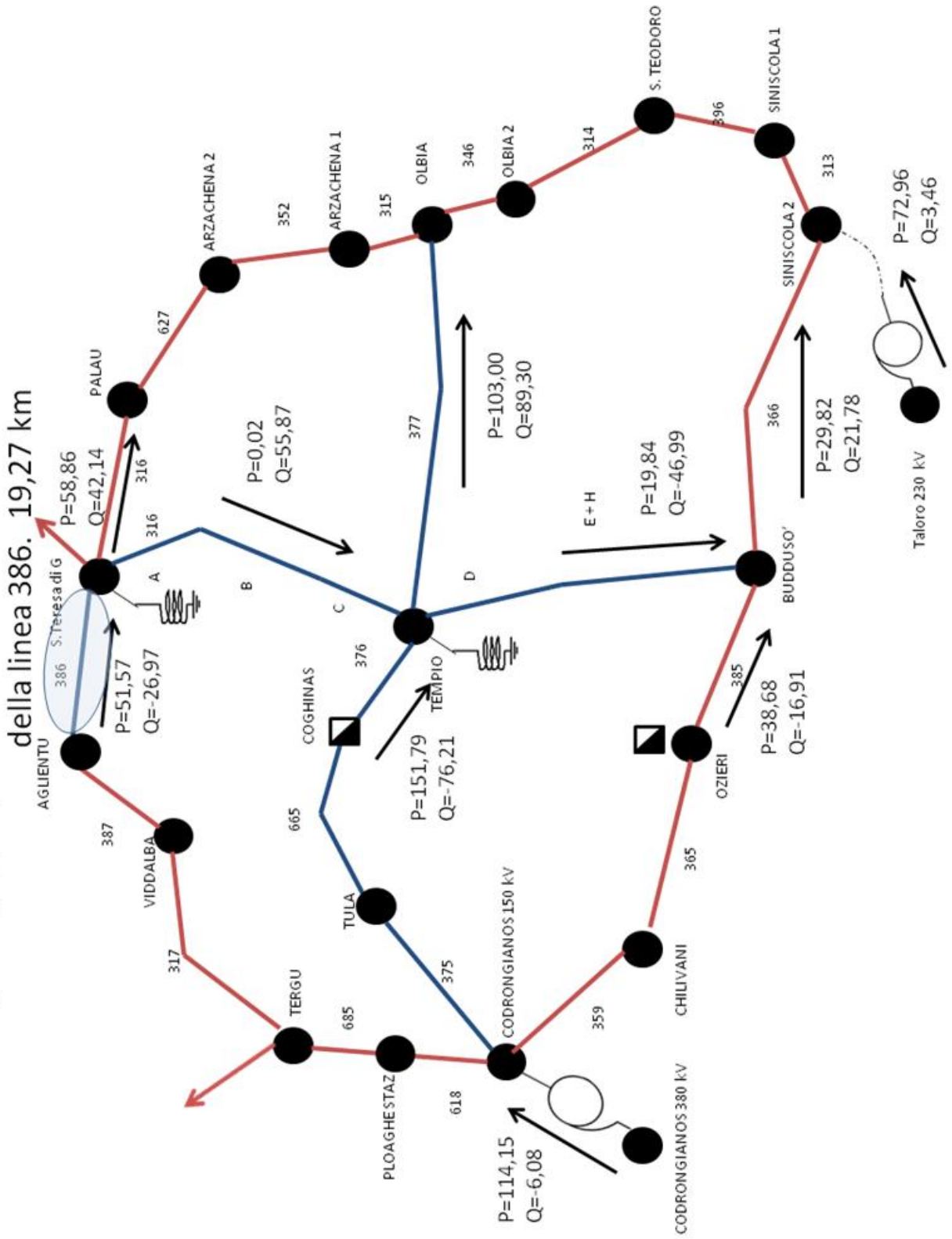
5.9.4 Flussi nelle diverse linee.

Tab.5.XXVIII Flussi di potenza nelle diverse linee.

Estremo 1	Estremo 2	P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Tempio	Olbia	103,00	89,30	0,32	49,13
Coghinas	Tempio	151,79	-76,21	0,42	82,82
Aglientu	S. Teresa di G	51,57	-26,97	0,06	23,41
S. Teresa di G	Palau	58,86	42,14	0,29	27,27
Ozieri	Buddusò	38,68	-16,91	0,20	-1,06
Buddusò	Siniscola 2	29,82	21,78	0,23	-1,63
Tempio	S. Teresa di G	-0,02	55,87	0,01	46,15
Buddusò	Tempio	-19,84	-46,99	0,04	-9,92
Fiumesanto 380 kV	Codrongianos 380 kV	154,60	4,06	0,14	-28,33
Taloro 220 kV	Ottana 220 kV	17,11	-3,53	0,01	-3,29

5.9.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.

Caso: Rete originale (cb_cc8) con inserimento della linea mista "aerea-cavo". Sostituzione della linea 386. 19,27 km



5.10 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc9).

5.10.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION	
REAL POWER [MW]	2413,45
REACTIVE POWER [MVar]	271,73
TOTAL LOAD	
REAL POWER [MW]	2383,74
REACTIVE POWER [MVar]	876,47
TOTAL SHUNT	
REAL POWER [MW]	0,00
REACTIVE POWER (IND) [MVar]	-158,58
REACTIVE POWER (CAP) [MVar]	14,78
TOTAL LOSSES	
REAL POWER [MW]	29,71
REACTIVE POWER [MVar]	-158,55

LIMIT VIOLATION STATISTICS

ALL VOLTAGES WITHIN LIMITS.
 ALL REACTIVE POWER WITHIN LIMITS.
 ALL CURRENT FLOWS WITHIN LIMITS.
 ALL REAL POWER FLOWS WITHIN LIMITS.
 ALL APPARENT POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

Per raggiungere questi valori è stata aumentata la capacità della reattanza shunt da 40 Mvar a 50 Mvar nella sbarra di S. Teresa a 150 kV.

5.10.2 Tensioni tra i nodi valutati.

Tab.5.XXIX Tensioni dei nodi della isola di subtrasmissione.

Stazione	V [kV]
Arzachena	158,66
Arzachena2	158,88
Buddusò	159,46
Chilvani	157,62
Codrongianos 150 kV	156,97
Coghinas	158,92
Olbia	158,91
Olbia2	158,10
Ozieri	158,43
Palau	159,78
S. Teresa di G.	160,03
San Teodoro	156,80
Siniscola 1	156,35
Siniscola 2	156,37
Taloro 150 kV	156,97
Tempio	159,36
Tergu	157,00
Viddalba	157,56

5.10.3 Flussi negli autotrasformatori.

Tab.5.XXX Flussi negli autotrasformatori.

ATR		P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Codrongianos 380 kV	Codrongianos 150 kV	115,02	-13,15	0,49	5,71
Taloro 230 kV	Taloro 150 kV	72,68	-0,06	0,30	2,76

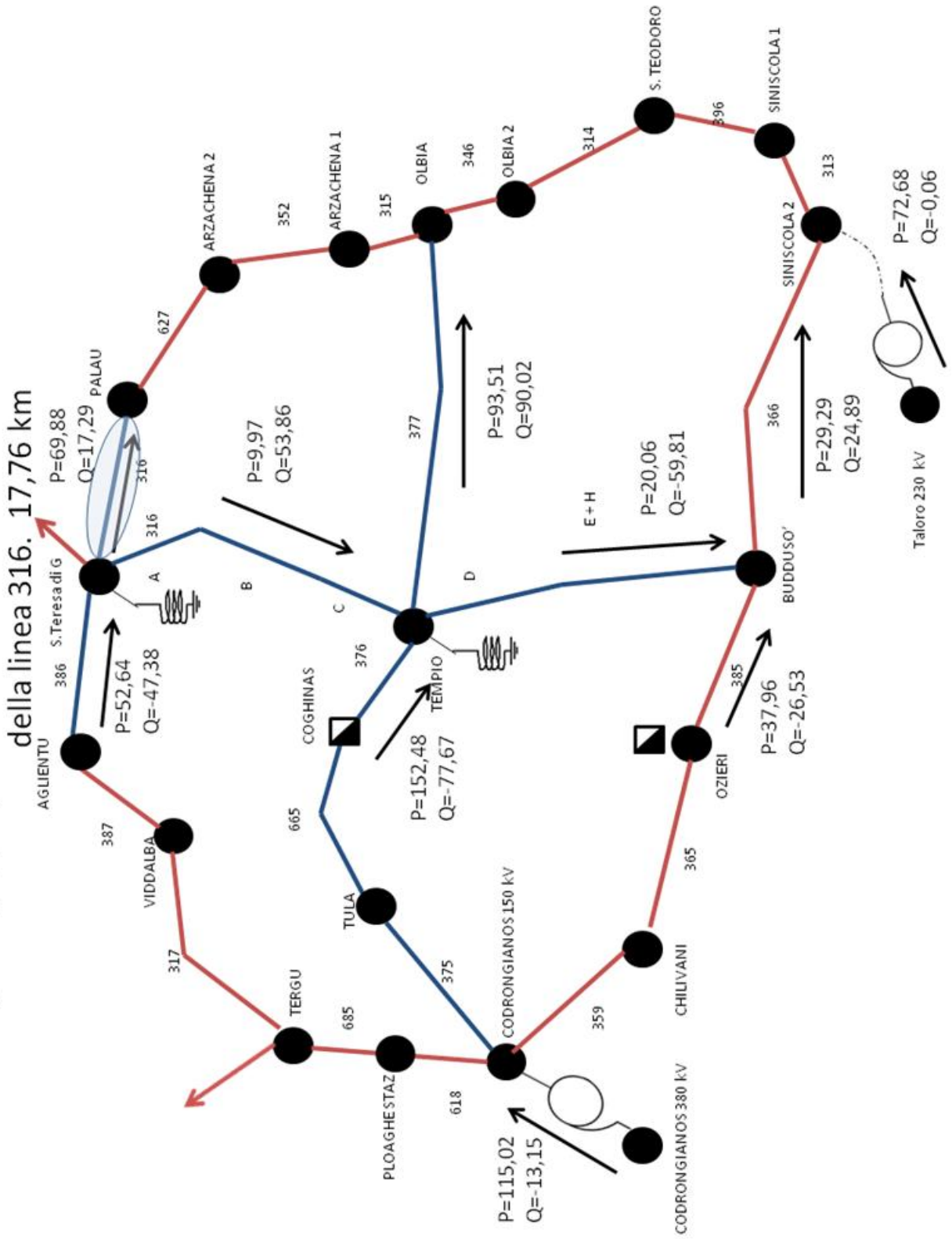
5.10.4 Flussi nelle diverse linee.

Tab.5.XXXI Flussi di potenza nelle diverse linee.

Estremo 1	Estremo 2	P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Tempio	Olbia	93,51	90,02	0,26	53,87
Coghinas	Tempio	152,48	-77,67	0,41	89,12
Aglientu	S. Teresa di G	52,64	-47,38	0,09	30,12
S. Teresa di G	Palau	69,88	17,29	0,08	-7,07
Ozieri	Buddusò	37,96	-26,53	0,24	-0,97
Buddusò	Siniscola 2	29,29	24,89	0,24	-1,65
Tempio	S. Teresa di G	9,97	53,86	0,02	57,02
Buddusò	Tempio	-20,06	-59,81	0,02	-6,35
Fiumesanto 380 kV	Codrongianos 380 kV	155,53	-6,10	0,14	-28,45
Taloro 220 kV	Ottana 220 kV	17,39	-3,66	0,01	-3,29

5.10.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.

Caso: Rete originale (cb_cc9) con inserimento della linea mista "aerea-cavo". Sostituzione della linea 316. 17,76 km



5.11 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc10).

5.11.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW] 2413,26

REACTIVE POWER [MVar] 281,79

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW] 2383,74

REACTIVE POWER [MVar] 876,47

TOTAL SHUNT

REAL POWER [MW] 0,00

REACTIVE POWER (IND) [MVar] -186,25

REACTIVE POWER (CAP) [MVar] 14,77

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW] 29,52

REACTIVE POWER [MVar] -93,44

LIMIT VIOLATION STATISTICS

ALL VOLTAGES WITHIN LIMITS.

ALL REACTIVE POWER WITHIN LIMITS.

ALL CURRENT FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL REAL POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL APPARENT POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

Per raggiungere questi valori è stata aggiunta una reattanza shunt da 30 Mvar nella sbarra di Buddusò a 150 kV.

5.11.2 Tensioni tra i nodi valutati.

Tab.5.XXXII Tensioni dei nodi della isola di subtrasmissione.

Stazione	V [kV]
Arzachena	158,69
Arzachena2	158,88
Buddusò	158,57
Chilvani	157,31
Codrongianos 150 kV	156,90
Coghinas	158,78
Olbia	159,01
Olbia2	158,79
Ozieri	157,93
Palau	159,72
S. Teresa di G.	159,93
San Teodoro	157,13
Siniscola 1	156,25
Siniscola 2	156,16
Taloro 150 kV	156,94
Tempio	159,19
Tergu	156,95
Viddalba	157,51

5.11.3 Flussi negli autotrasformatori.

Tab.5.XXXIII Flussi negli autotrasformatori.

ATR		P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Codrongianos 380 kV	Codrongianos 150 kV	115,11	-12,57	0,49	5,71
Taloro 230 kV	Taloro 150 kV	72,46	0,35	0,30	2,74

5.11.4 Flussi nelle diverse linee.

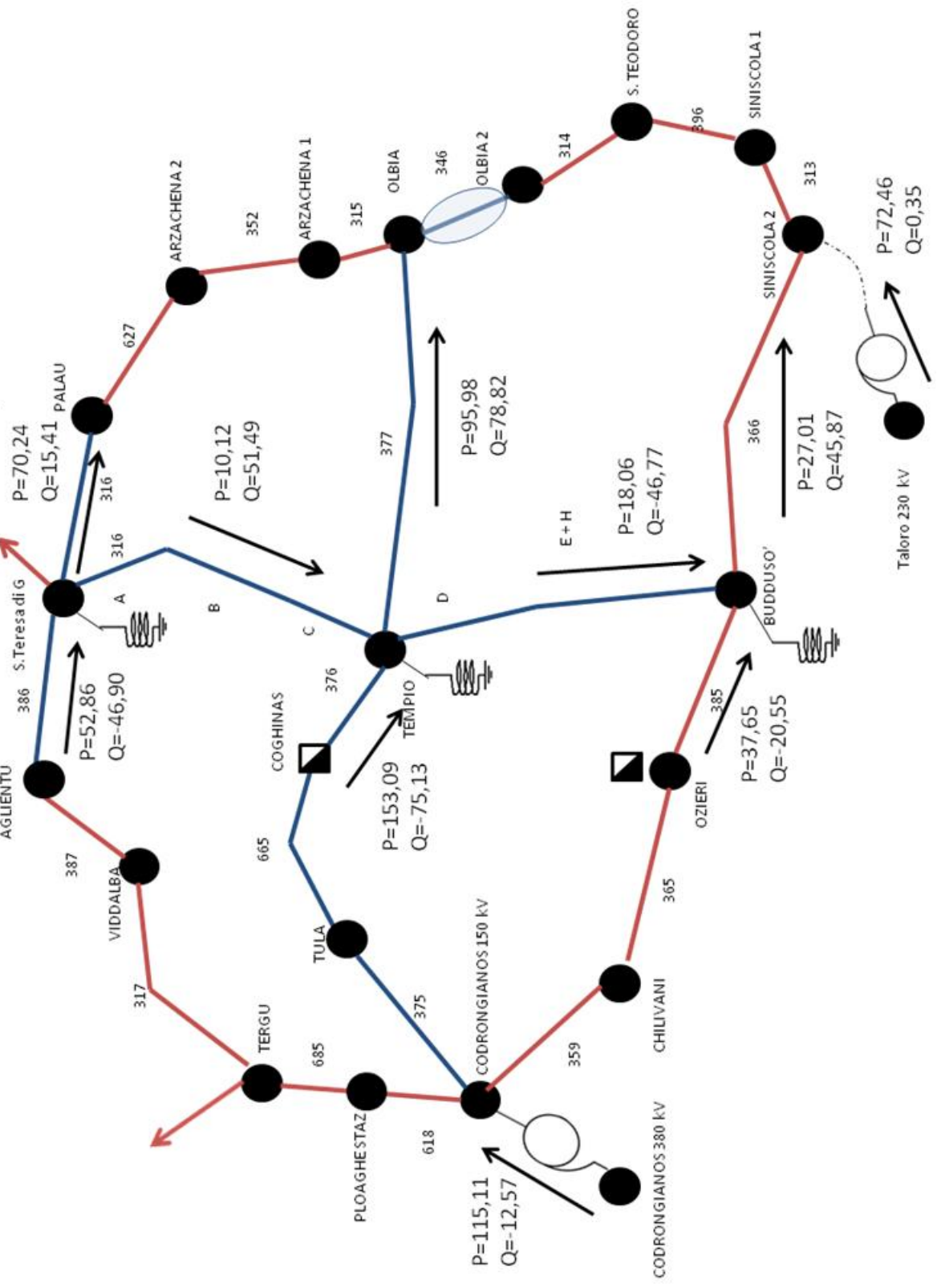
Tab.5.XXXIV Flussi di potenza nelle diverse linee.

Estremo 1	Estremo 2	P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Tempio	Olbia	95,98	78,82	0,27	53,72
Coghinas	Tempio	153,09	-75,13	0,41	88,91
Aglientu	S. Teresa di G	52,86	-46,90	0,09	30,09
S. Teresa di G	Palau	70,24	15,41	0,08	-7,07
Ozieri	Buddusò	37,65	-20,55	0,20	26,87
Buddusò	Siniscola 2	27,01	45,87	0,17	26,06
Tempio	S. Teresa di G	10,12	51,49	0,02	56,90
Buddusò	Tempio	-18,06	-46,77	0,02	22,19
Fiumesanto 380 kV	Codrongianos 380 kV	155,45	-5,23	0,14	-28,44
Taloro 220 kV	Ottana 220 kV	17,61	-3,68	0,01	-3,29

5.11.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.

Caso: Rete originale (cb_cc10) con inserimento della linea mista "aerea-cavo".

Sostituzione della linea 346. 8,2 km



5.12 Caso base con inserimento delle linee miste (cb_cc11).

5.12.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]	2413,40
REACTIVE POWER [MVar]	273,79

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]	2383,74
REACTIVE POWER [MVar]	876,47

TOTAL SHUNT

REAL POWER [MW]	0
REACTIVE POWER (IND) [MVar]	-214,82
REACTIVE POWER (CAP) [MVar]	14,78

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]	29,66
REACTIVE POWER [MVar]	-43,37

LIMIT VIOLATION STATISTICS

ALL VOLTAGES WITHIN LIMITS.

ALL REACTIVE POWER WITHIN LIMITS.

ALL CURRENT FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL REAL POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL APPARENT POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

Per raggiungere questi valori e stato necessario aumentare la capacità del banco di reattanza di 30 Mvar a 60 Mvar nella sottostazione di Buddusò; è stata anche aumentata la tensione alla sbarra di Sedinu Litigheddu da 1,04 a 1,05 p.u. (54 MVA).

5.12.2 Tensioni tra i nodi valutati.

Tab.5.XXXV Tensioni dei nodi della isola di subtrasmissione.

Stazione	V [kV]
Arzachena	159,98
Arzachena2	159,97
Buddusò	158,12
Chilvani	157,23
Codrungianos 150 kV	156,98
Coghinas	159,08
Olbia	159,96
Olbia2	159,70
Ozieri	157,72
Palau	160,50
S. Teresa di G.	160,58
San Teodoro	157,69
Siniscola 1	156,42
Siniscola 2	156,22
Taloro 150 kV	156,95
Tempio	159,61
Tergu	157,33
Viddalba	157,90

5.12.3 Flussi negli autotrasformatori.

Tab.5.XXXVI Flussi negli autotrasformatori.

ATR		P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Codrungianos 380 kV	Codrungianos 150 kV	115,17	-13,27	0,49	5,72
Taloro 230 kV	Taloro 150 kV	72,48	0,23	0,30	2,74

5.12.4 Flussi nelle diverse linee.

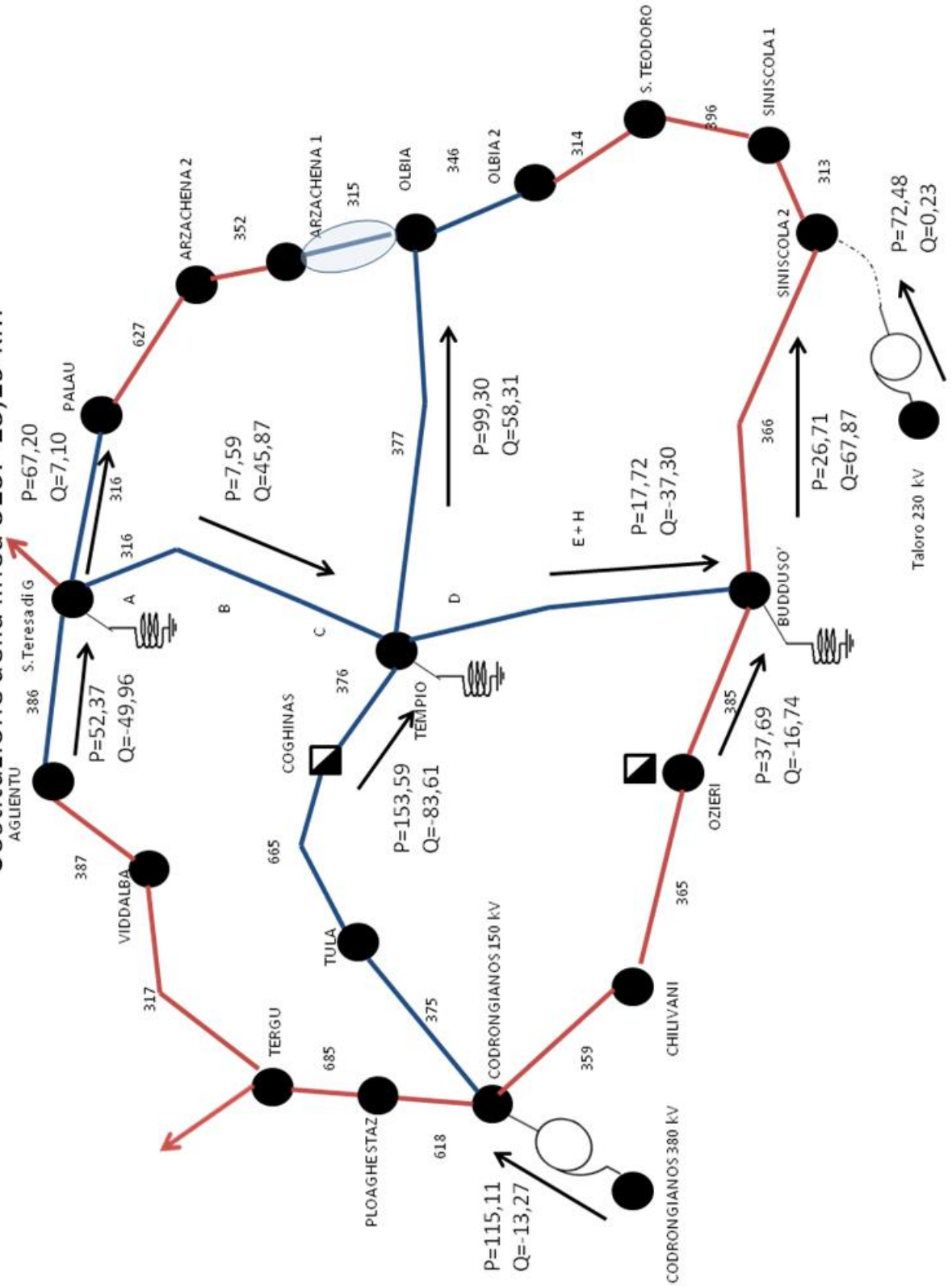
Tab.5.XXXVII Flussi di potenza nelle diverse linee.

Estremo 1	Estremo 2	P flow [MW]	Q flow [Mvar]	P perdite [MW]	Q perdite [Mvar]
Tempio	Olbia	99,30	58,31	0,31	53,99
Coghinas	Tempio	153,59	-83,61	0,43	89,49
Aglientu	S. Teresa di G	52,37	-49,96	0,09	30,35
S. Teresa di G	Palau	67,20	7,10	0,08	-7,20
Ozieri	Buddusò	37,69	-16,74	0,19	54,44
Buddusò	Siniscola 2	26,71	67,87	0,14	53,57
Tempio	S. Teresa di G	7,59	45,87	0,03	57,21
Buddusò	Tempio	-17,72	-37,30	0,06	50,70
Fiumesanto 380 kV	Codrungianos 380 kV	155,53	-6,24	0,14	-28,45
Taloro 220 kV	Ottana 220 kV	17,60	-3,69	0,01	-3,29

5.12.5 Schema unifilare della rete di subtrasmissione valutata.

Caso: Rete originale (cb_cc11) con inserimento della linea mista "aerea-cavo".

Sostituzione della linea 315. 15,19 km



5.13 Bilanci complessivi di potenza attiva e reattiva della intera rete.

Di seguito si includono i grafici dei bilanci complessivi di potenza attiva e reattiva della intera rete, per i casi valutati.

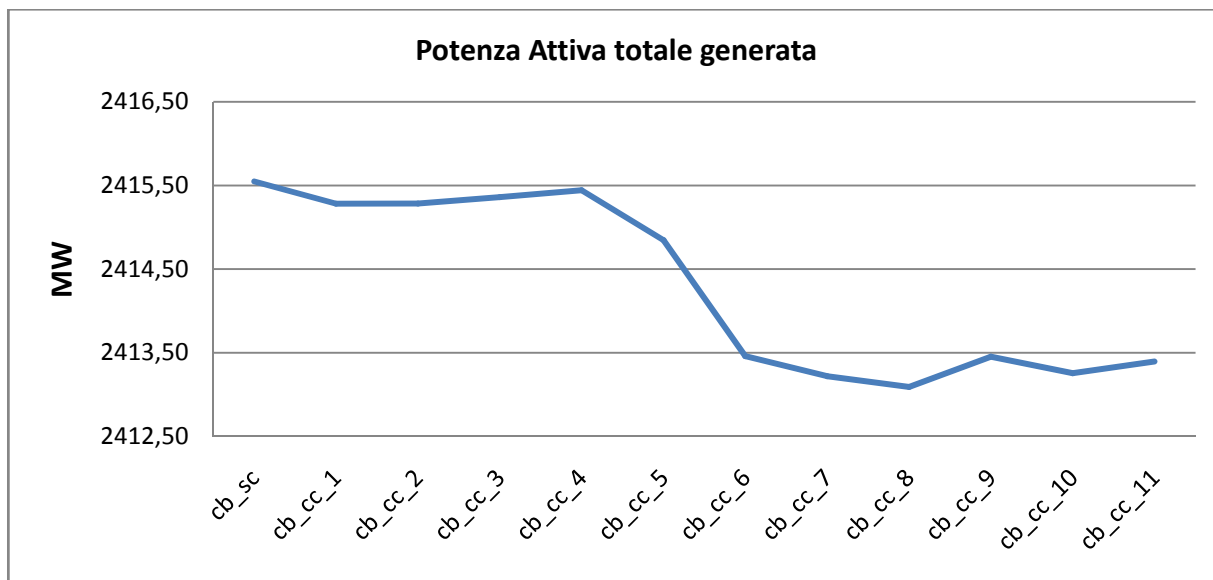


Fig. 5.1 Andamento generale della potenza attiva generata della intera rete.

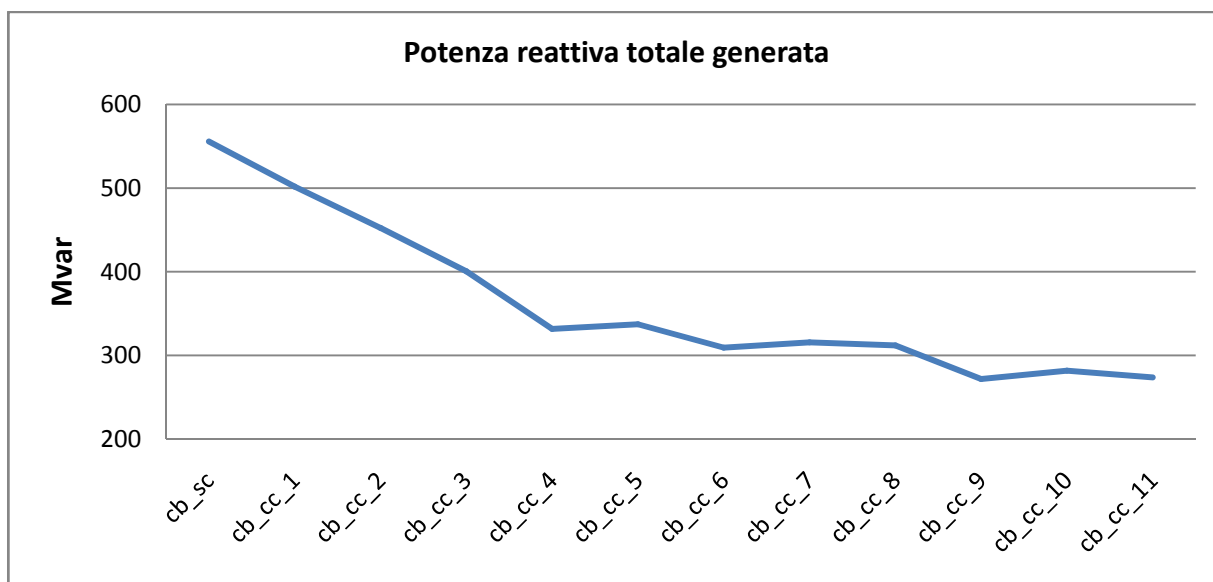


Fig. 5.2 Andamento generale della potenza reattiva generata della intera rete.

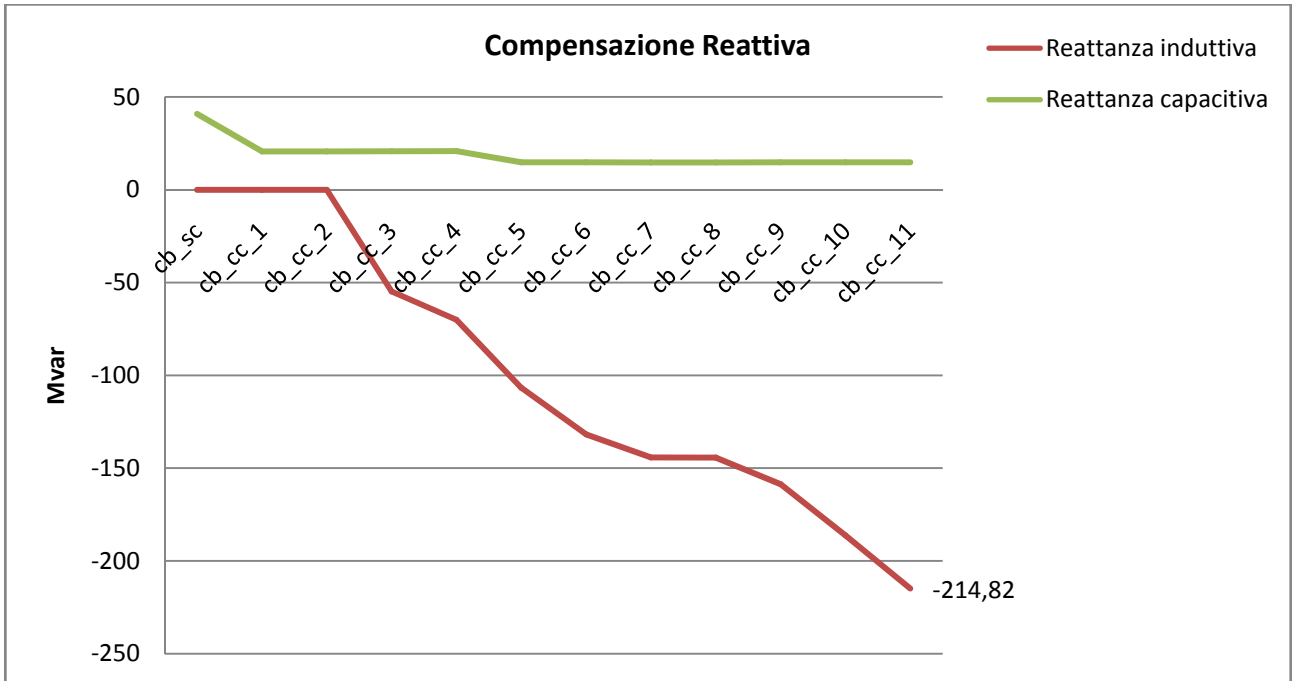


Fig.5.3 Andamento della compensazione reattiva nella intera rete.

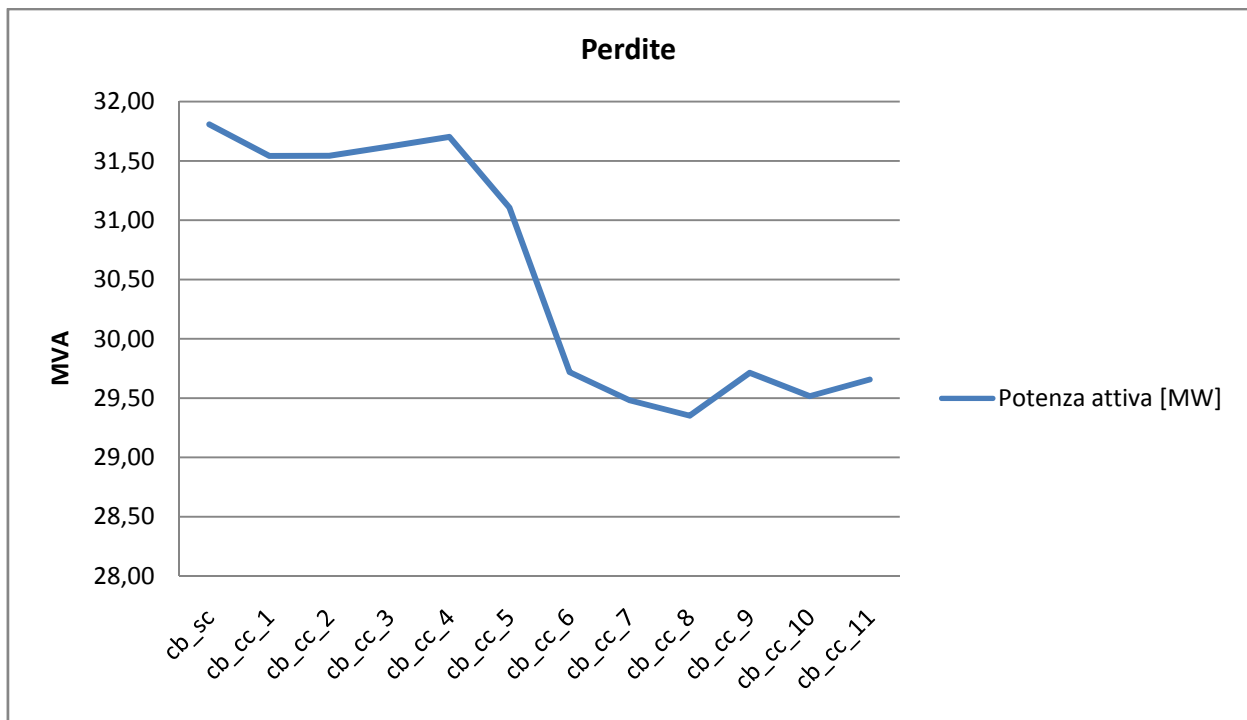


Fig. 5.4 Andamento generale delle perdite della intera rete.

5.14 Transiti di potenza negli autotrasformatori.

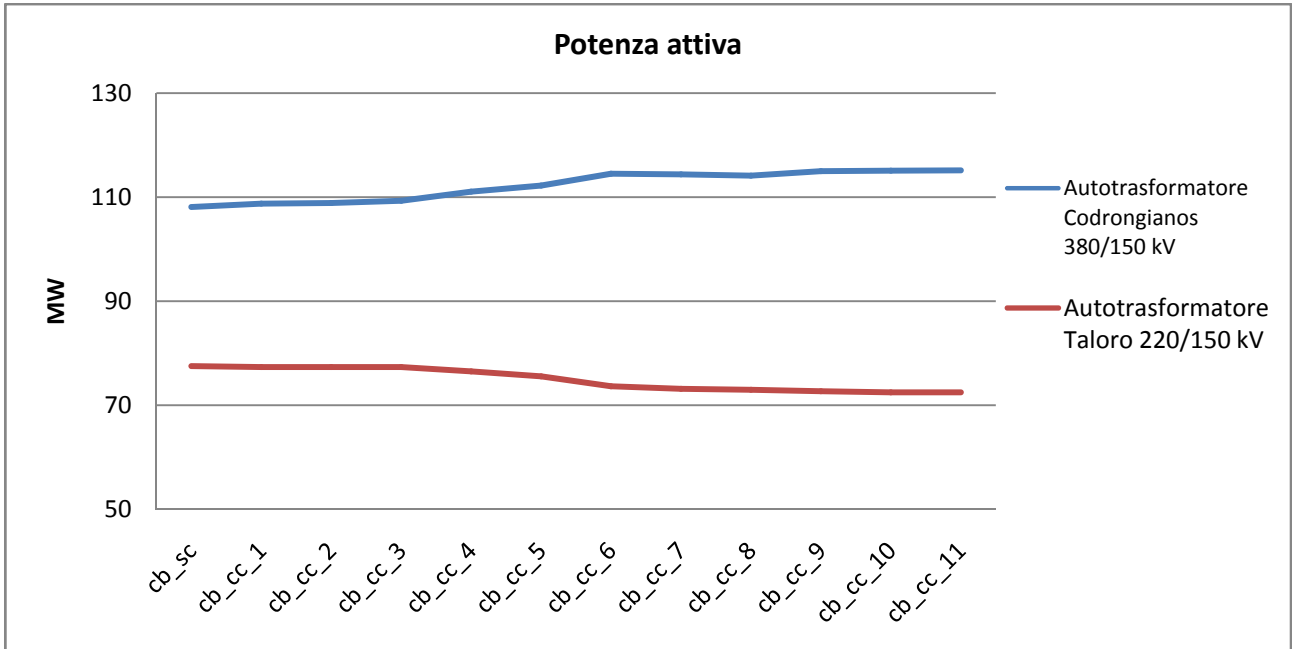


Fig. 5.5 Andamento della potenza attiva negli autotrasformatori.

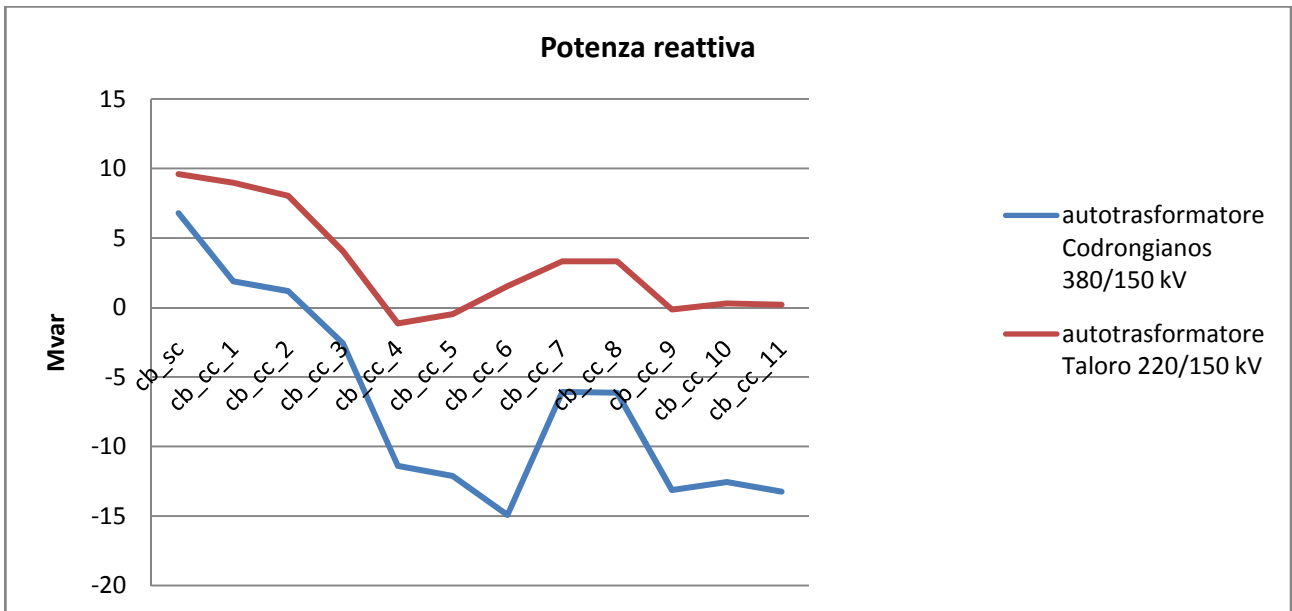
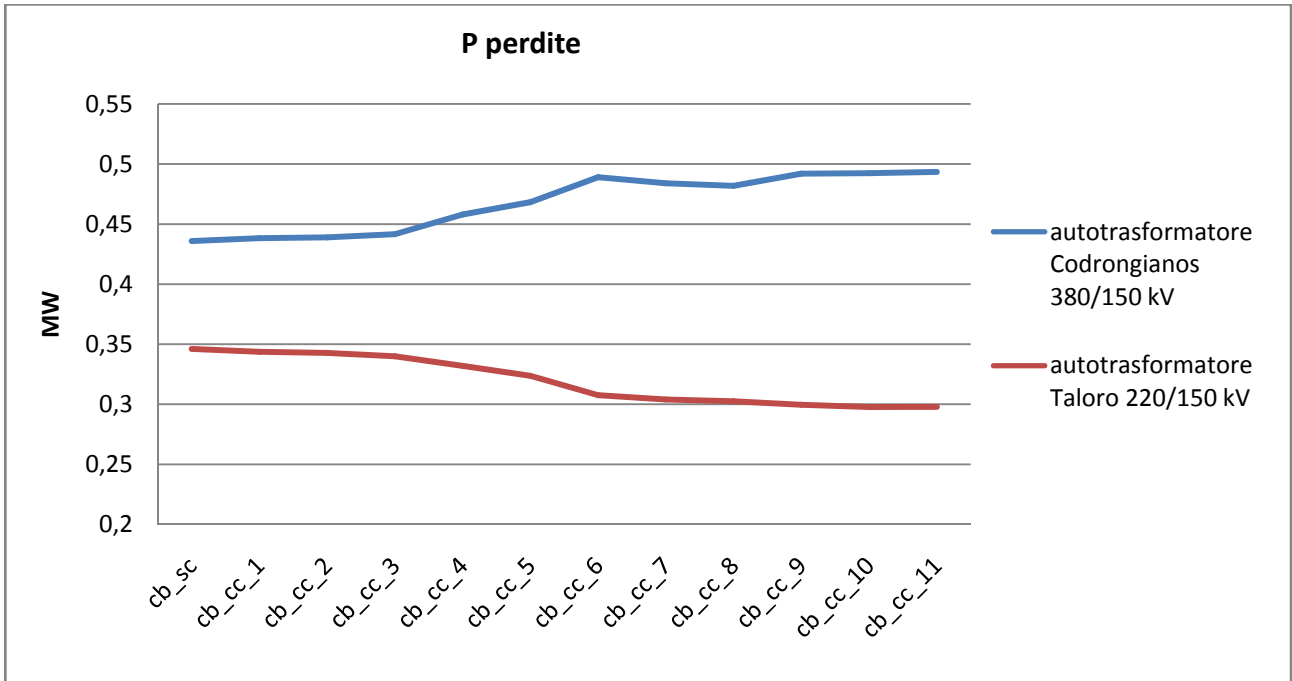
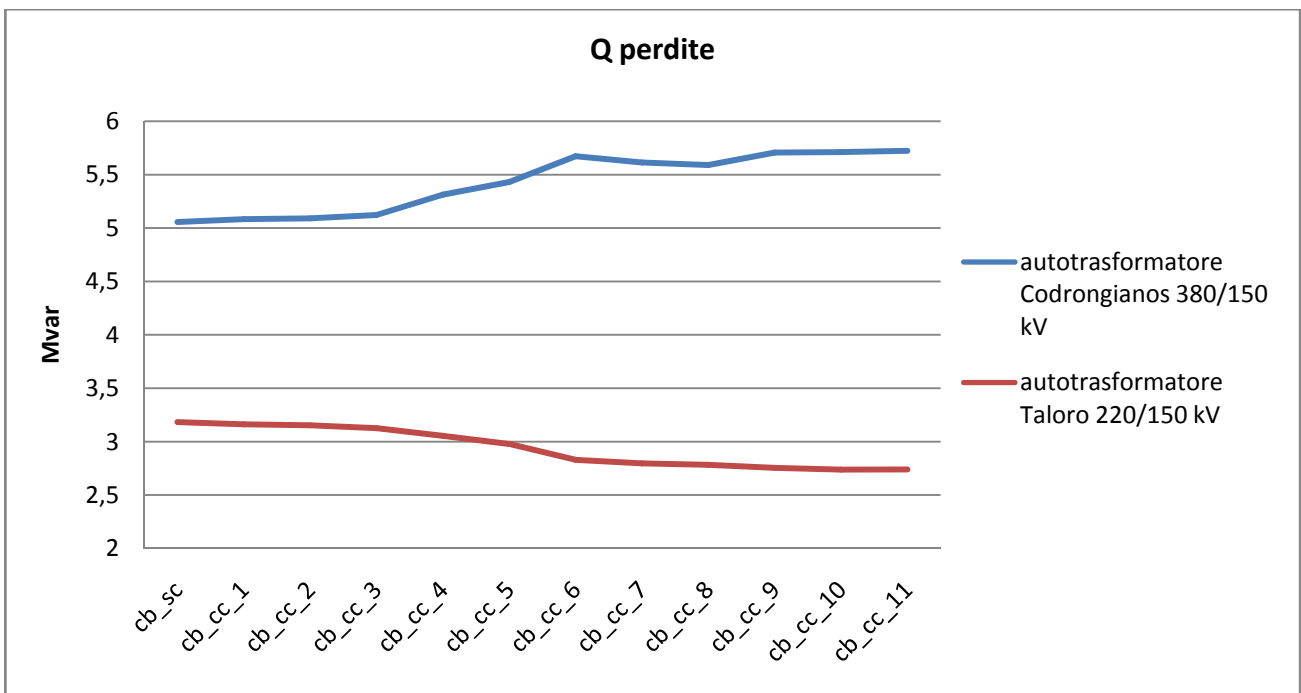


Fig. 5.6 Andamento della potenza reattiva negli autotrasformatori.

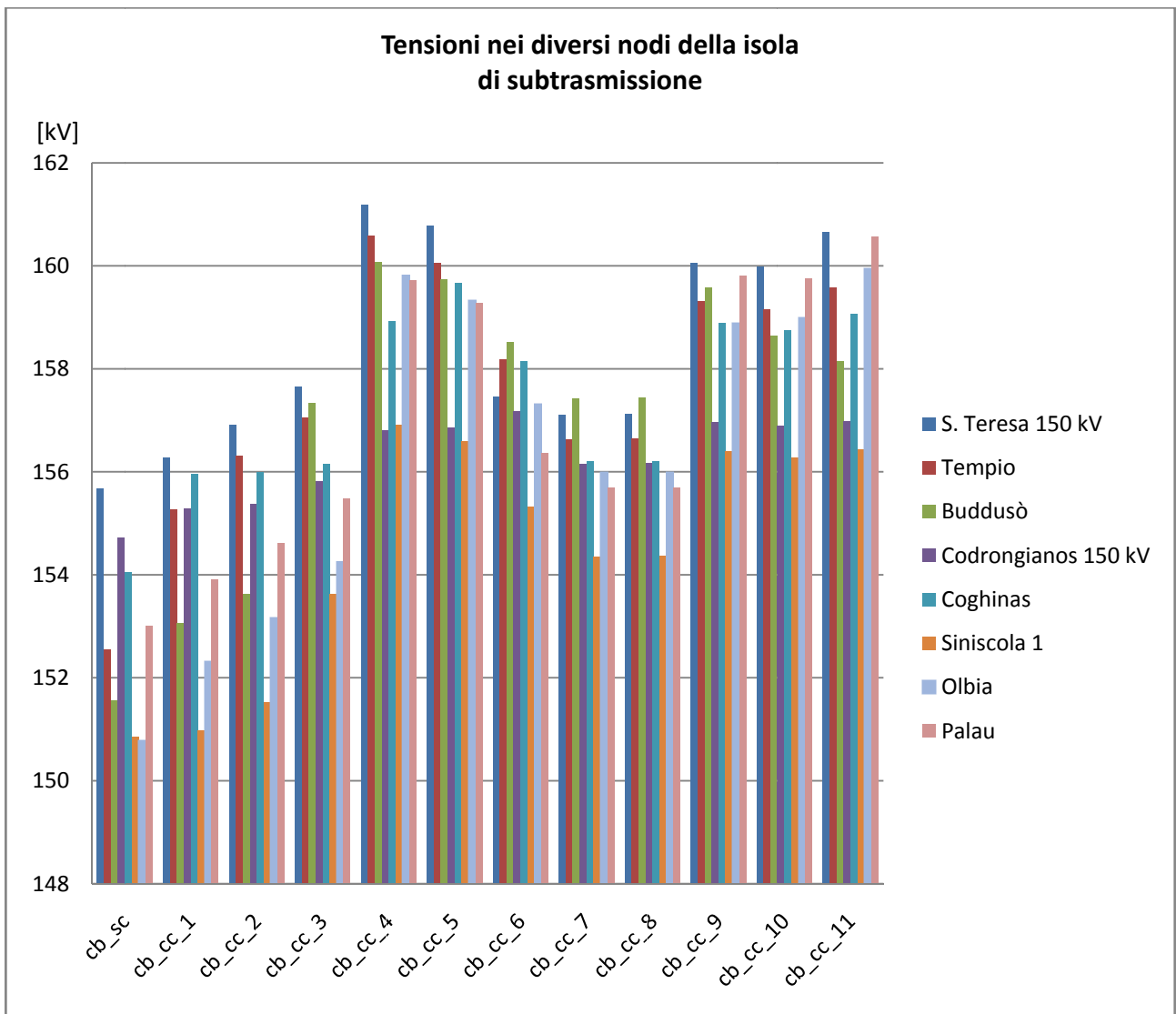


5.7 Perdite di potenza attiva negli autotrasformatori.



5.8 Perdite di potenza reattiva negli autotrasformatori.

5.15 Profili di tensioni nei alcuni nodi della “isola” di subtrasmissione.



5.9 Profili di tensioni dei nodi selezionati della isola di subtrasmissione.

5.16 Rete intera a massimo carico.

Qui di seguito si riportano, le tabelle riassuntive della ripartizione delle simulazione precedenti, con la rete al massimo carico (4000 MVA). Come detto per ciascun caso è stato svolto il calcolo di load-flow dell'intera rete sarda, assicurando il rispetto dei vincoli assunti sulle tensioni (tra 1 e 1.1 p.u.) e soprattutto sui limiti di prestazione reattiva dei generatori sincroni. A questo scopo si è “interventato” sulla rete, quando necessario, variando le tensioni alle sbarre AT di centrale. Tuttavia taluni nodi a 150 kV è risultato indispensabile simulare il supporto reattivo di banchi di condensatori, nelle simulazioni iniziali; di converso, gli ultimi casi hanno richiesto l'inserzione simulata di reattanze shunt di taglia adeguata, sempre sul livello 150 kV.

5.16.1 Bilancio complessivo delle potenze attive e reattive.

TOTAL GENERATION	cb_sc	cb_cc1	cb_cc2	cb_cc3	cb_cc4	cb_cc5	cb_cc6	cb_cc7	cb_cc8	cb_cc9	cb_cc10	cb_cc11
REAL POWER [MW]	4023,77	4023,50	4023,14	4023,11	4021,96	4020,98	4017,98	4017,10	4017,23	4017,46	4016,88	4017,06
REACTIVE POWER [MVar]	598,54	575,42	571,53	494,35	616,81	644,87	600,98	579,57	550,25	548,64	576,40	532,82

TOTAL LOAD												
REAL POWER [MW]	3938,70	3938,70	3938,70	3938,70	3938,70	3938,70	3938,70	3938,70	3938,70	3938,70	3938,70	3938,70
REACTIVE POWER [Mvar]	1293,55	1293,55	1293,55	1293,55	1293,55	1293,55	1293,55	1293,55	1293,55	1293,55	1293,55	1293,55

TOTAL SHUNT												
REAL POWER [MW]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
REACTIVE POWER (IND) [Mvar]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	356,07	355,40	356,37
REACTIVE POWER (CAP) [Mvar]	789,27	735,23	690,09	651,88	464,49	406,62	375,52	376,06	355,71	-42,06	-81,03	-82,91

TOTAL LOSSES												
REAL POWER [MW]	85,07	84,80	84,44	84,41	83,26	82,28	79,28	78,40	78,53	78,76	78,18	78,36
REACTIVE POWER [Mvar]	-1963,38	-1934,29	-1893,06	-1930,59	-1564,50	-1367,99	-1380,31	-1402,36	-1411,60	-1371,50	-1258,93	-1300,61

5.16.2 Tensioni tra i nodi valutati.

Tab.5.XXXVIII Tensioni dei nodi della isola di subtrasmissione.

V [kV]												
Stazione	cb_sc	cb_cc1	cb_cc2	cb_cc3	cb_cc4	cb_cc5	cb_cc6	cb_cc7	cb_cc8	cb_cc9	cb_cc10	cb_cc11
Arzachena	154,83	154,78	156,58	153,23	154,22	153,06	154,01	154,49	155,76	157,49	155,98	158,22
Arzachena2	156,02	156,15	157,50	154,10	154,08	152,89	153,86	154,34	155,73	158,01	156,61	158,66
Buddusò	152,27	152,87	158,31	153,06	157,02	155,32	156,41	156,90	157,40	157,39	156,62	157,94
Chilvani	153,87	153,61	156,22	153,75	156,45	153,90	155,25	155,67	155,75	156,05	155,47	156,35
Codrongianos 150 kV	155,06	154,44	155,86	154,55	155,66	153,84	155,30	155,70	156,08	156,39	155,91	156,59
Coghinas	157,50	154,06	157,66	154,56	156,60	156,24	157,05	157,52	158,30	158,82	157,91	159,15
Olbia	153,86	153,53	156,08	152,82	155,57	154,47	155,38	155,86	156,91	157,67	155,98	158,07
Olbia2	153,23	152,96	155,32	152,33	154,28	153,19	154,08	154,55	155,55	155,90	155,52	157,57
Ozieri	153,38	153,39	156,94	153,55	157,50	154,42	155,72	156,17	156,00	156,30	155,66	156,68
Palau	155,07	155,46	157,61	154,21	154,85	153,63	154,62	155,10	156,66	159,77	158,56	160,29
S. Teresa di G.	155,21	155,96	159,12	155,77	157,22	155,96	156,96	157,43	159,21	160,51	159,38	160,97
San Teodoro	153,11	153,06	154,86	152,64	152,32	151,28	152,10	152,56	153,39	152,61	152,33	154,08
Siniscola 1	154,87	155,06	156,20	154,89	151,96	150,98	151,72	152,15	152,78	150,71	150,55	151,93
Siniscola 2	153,58	153,83	155,57	153,72	152,07	151,11	151,82	152,24	152,81	151,20	150,95	152,24
Taloro 150 kV	156,53	156,67	156,84	156,66	156,19	156,79	156,15	156,23	156,33	156,09	156,05	156,25
Tempio	155,51	154,38	159,01	155,07	157,61	156,53	157,42	157,89	158,86	159,49	158,36	159,88
Tergu	154,94	154,77	155,79	154,80	155,47	153,69	154,51	154,75	155,36	155,82	155,44	155,97
Viddalba	154,68	154,76	156,07	154,75	155,48	153,61	154,37	154,64	155,79	156,66	156,13	156,88

5.16.3 Flussi negli autotrasformatori.

Tab.5XXXIX Flussi negli autotrasformatori.

Potenza Attiva [MW]	cb_sc	cb_cc1	cb_cc2	cb_cc3	cb_cc4	cb_cc5	cb_cc6	cb_cc7	cb_cc8	cb_cc9	cb_cc10	cb_cc11
autotrasformatore Codrongianos 380/150 kV	235,74	234,89	235,05	237,10	238,47	238,07	244,09	245,91	246,03	246,66	246,19	247,07
autotrasformatore Taloro 220/150 kV	141,40	142,07	142,02	141,47	139,60	139,24	134,81	133,54	133,20	132,55	132,39	132,34

Potenza Reattiva [Mvar]	cb_sc	cb_cc1	cb_cc2	cb_cc3	cb_cc4	cb_cc5	cb_cc6	cb_cc7	cb_cc8	cb_cc9	cb_cc10	cb_cc11
autotrasformatore Codrongianos 380/150 kV	-4,18	3,53	2,45	-10,35	-8,94	8,27	-6,71	-10,50	-13,97	-17,04	-12,37	-18,94
autotrasformatore Taloro 220/150 kV	1,65	-0,06	0,12	-2,07	5,89	-1,36	6,50	5,64	4,41	7,27	7,76	5,35

Perdite P [MW]	cb_sc	cb_cc1	cb_cc2	cb_cc3	cb_cc4	cb_cc5	cb_cc6	cb_cc7	cb_cc8	cb_cc9	cb_cc10	cb_cc11
autotrasformatore Codrongianos 380/150 kV	2,07	2,06	2,06	2,09	2,12	2,13	2,22	2,25	2,25	2,27	2,26	2,27
autotrasformatore Taloro 220/150 kV	1,13	1,14	1,14	1,13	1,11	1,10	1,03	1,01	1,01	1,00	1,00	0,99

Perdite Q [Mvar]	cb_sc	cb_cc1	cb_cc2	cb_cc3	cb_cc4	cb_cc5	cb_cc6	cb_cc7	cb_cc8	cb_cc9	cb_cc10	cb_cc11
autotrasformatore Codrongianos 380/150 kV	24,06	23,91	23,93	24,25	24,55	24,68	25,78	26,15	26,16	26,29	26,20	26,39
autotrasformatore Taloro 220/150 kV	10,43	10,53	10,52	10,44	10,18	10,11	9,50	9,32	9,26	9,19	9,17	9,15

5.16.4 Flussi nelle diverse linee.
Tab.5.XL Flussi di potenza attiva e reattiva nelle diverse linee.

Flussi di potenza attiva [MW]

Estremo 1	Estremo 2	cb_sc	cb_cc1	cb_cc2	cb_cc3	cb_cc4	cb_cc5	cb_cc6	cb_cc7	cb_cc8	cb_cc9	cb_cc10	cb_cc11
Tempio	Olbia	120,15	113,10	113,07	111,38	154,30	158,97	170,24	173,98	172,58	157,66	159,77	166,17
Coghinas	Tempio	168,75	167,55	169,31	168,76	173,62	197,75	253,65	272,36	266,58	265,53	265,59	267,28
Aglientu	S. Teresa di G	104,43	98,26	96,61	95,03	93,47	84,28	64,69	58,06	66,35	69,32	69,95	68,36
S. Teresa di G	Palau	109,57	119,09	120,86	120,65	95,68	94,06	91,21	90,19	92,73	109,92	110,83	104,23
Ozieri	Buddusò	101,74	107,36	107,67	110,74	112,05	98,91	74,79	66,54	64,73	64,32	63,82	64,00
Buddusò	Siniscola 2	52,99	48,58	48,60	48,39	36,65	36,21	40,43	41,59	41,45	40,62	37,87	38,26
Tempio	S. Teresa di G		15,64	20,66	18,79	-3,08	4,39	20,84	26,39	20,28	34,55	34,83	29,81
Buddusò	Tempio		9,86	13,18	10,13	26,42	13,88	-13,89	-23,15	-24,87	-24,40	-22,13	-22,37
Fiumesanto 380 kV	Codrongianos 380 kV	363,40	362,69	363,00	365,63	365,87	364,70	370,39	372,03	371,50	371,70	370,82	372,15
Ottana 220 kV	Taloro 220 kV	13,20	13,88	13,83	13,28	11,40	11,04	6,59	5,31	4,97	4,32	4,16	4,11

Flussi di potenza reattiva [Mvar]

Estremo 1	Estremo 2	cb_sc	cb_cc1	cb_cc2	cb_cc3	cb_cc4	cb_cc5	cb_cc6	cb_cc7	cb_cc8	cb_cc9	cb_cc10	cb_cc11
Tempio	Olbia	6,21	-3,59	24,22	14,67	16,24	16,50	13,89	13,11	10,06	7,37	28,52	6,06
Coghinas	Tempio	-27,13	-29,17	-55,86	-34,31	-47,38	-72,55	-87,50	-90,65	-103,85	-111,63	-95,47	-117,04
Aglientu	S. Teresa di G	-39,10	-42,89	-40,97	-57,68	-46,06	-48,42	-44,77	-44,66	-69,42	-75,84	-68,59	-78,61
S. Teresa di G	Palau	-25,43	-19,93	2,09	2,51	26,21	25,48	26,70	26,88	31,57	10,09	15,46	7,34
Ozieri	Buddusò	-9,69	-19,45	-20,08	-48,49	-21,19	-38,59	-30,08	-28,75	-38,30	-33,61	-31,47	-36,05
Buddusò	Siniscola 2	-28,20	-23,59	-20,50	16,09	42,66	34,29	37,59	38,18	37,63	55,14	49,86	50,61
Tempio	S. Teresa di G		-23,90	-40,26	-51,08	-25,25	-22,01	-27,05	-27,98	-45,55	-62,83	-62,27	-63,85
Buddusò	Tempio		-15,00	-84,50	-18,76	-83,09	-91,63	-84,26	-82,96	-92,13	-104,78	-97,30	-102,71
Fiumesanto 380 kV	Codrongianos 380 kV	-46,10	-42,56	-43,68	-57,16	-56,25	-38,66	-55,74	-59,49	-62,37	-65,65	-60,81	-67,56
Ottana 220 kV	Taloro 220 kV	-4,58	-4,67	-4,65	-4,49	-4,30	-4,45	-3,75	-3,54	-3,44	-3,33	-3,35	-3,28

Tab.5.LXI Flussi di perdite di potenza nelle diverse linee.

Perdite di potenza attiva [MW]

Estremo 1	Estremo 2	cb_sc	cb_cc1	cb_cc2	cb_cc3	cb_cc4	cb_cc5	cb_cc6	cb_cc7	cb_cc8	cb_cc9	cb_cc10	cb_cc11
Tempio	Olbia	1,05	0,95	0,93	0,93	0,79	0,84	0,94	0,97	0,94	0,78	0,88	0,85
Coghinas	Tempio	1,09	1,12	1,18	1,15	1,22	0,67	1,09	1,24	1,22	1,22	1,19	1,24
Aglientu	S. Teresa di G	1,10	1,01	0,97	1,05	0,94	0,83	0,54	0,46	0,12	0,14	0,13	0,14
S. Teresa di G	Palau	1,02	1,17	1,13	1,17	0,78	0,77	0,72	0,70	0,74	0,22	0,23	0,19
Ozieri	Buddusò	1,25	1,43	1,43	1,67	1,48	1,33	0,75	0,60	0,65	0,60	0,58	0,61
Buddusò	Siniscola 2	0,60	0,48	0,46	0,41	0,52	0,42	0,51	0,52	0,51	0,77	0,65	0,66
Tempio	S. Teresa di G		0,04	0,01	0,02	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,05	0,05	0,05
Buddusò	Tempio		0,03	0,05	0,05	0,07	0,08	0,05	0,06	0,10	0,15	0,11	0,13
Fiumesanto 380 kV	Codrongianos 380 kV	0,76	0,76	0,76	0,77	0,78	0,77	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,81
Ottana 220 kV	Taloro 220 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Perdite di potenza reattiva [Mvar]

Estremo 1	Estremo 2	cb_sc	cb_cc1	cb_cc2	cb_cc3	cb_cc4	cb_cc5	cb_cc6	cb_cc7	cb_cc8	cb_cc9	cb_cc10	cb_cc11
Tempio	Olbia	4,91	4,20	4,02	4,07	-65,35	-64,08	-64,35	-64,60	-65,69	-67,19	-20,33	-20,87
Coghinas	Tempio	-48,94	6,44	6,75	6,58	7,03	-32,64	-30,69	-30,05	-30,62	-30,87	-30,54	-30,90
Aglientu	S. Teresa di G	2,73	2,39	2,24	2,50	2,12	1,75	0,64	0,36	-43,97	-44,59	-44,04	-44,83
S. Teresa di G	Palau	2,56	3,08	2,89	3,11	1,65	1,61	1,43	1,35	1,48	-40,22	-39,54	-40,60
Ozieri	Buddusò	2,91	3,54	3,57	4,33	3,64	3,14	0,99	0,44	0,60	0,43	0,38	0,46
Buddusò	Siniscola 2	-0,16	-0,61	-0,69	-0,97	-0,50	-0,84	-0,55	-0,49	-0,55	0,41	-0,01	-0,03
Tempio	S. Teresa di G		-1,22	-51,32	-48,90	-50,36	-49,63	-50,17	-50,44	-51,27	-51,65	-50,91	-51,96
Buddusò	Tempio		-2,93	-108,79	-2,85	-106,83	-104,81	-106,34	-106,94	-107,70	-107,74	-106,69	-108,51
Fiumesanto 380 kV	Codrongianos 380 kV	-19,29	-19,31	-19,30	-19,26	-19,20	-19,08	-18,83	-18,76	-18,84	-18,85	-18,87	-18,84
Ottana 220 kV	Taloro 220 kV	-3,31	-3,31	-3,31	-3,31	-3,32	-3,32	-3,33	-3,34	-3,34	-3,34	-3,34	-3,34

5.17 Valutazione della rete in sicurezza (n-1).

Si presentano i risultati ottenuti delle simulazioni svolte con il programma PSAT per la valutazione della sicurezza (n-1). Si tratta essenzialmente del calcolo dei flussi di potenza nell'intera rete sarda (380-220-150 kV), riferiti a una serie di scenari caratterizzati dalla perdita di un elemento del sistema (linea, autotrasformatori o trasformatori,...) nella rete di subtrasmissione della Sardegna nord-orientale, sede delle nuove linee miste. Sono stati presi in considerazione due casi base; **cb_sc** (stato attuale della rete senza le linee miste S.Teresa-Tempio e Tempio-Buddusò); e **cb_cc1** (caso base con le nuove linee miste). Sono state simulate le seguenti contingenze:

5.XLIII Elenco dei casi valutati.

cb_x_1	Perdita della linea 376 Tempio-Coghinas.
cb_x_2	Perdita della linea 377 Tempio-Olbia.
cb_x_3	Perdita della linea 386 Aglientu-S.Teresa.
cb_x_4	Perdita della linea 316 S.Teresa-Palau.
cb_x_5	Perdita della linea 385 Ozieri-Buddusò.
cb_x_6	Perdita della linea 366 Buddusò-Siniscola 2.
cb_x_7	Perdita della linea 375 Codrongianos-Tula.
cb_x_8	Perdita della linea 359 Codrongianos-Chilivani.
cb_x_9	Perdita di un autotrasformatore nella sottostazione di Codrongianos.
cb_x_10	Perdita della linea 626 Lula-Siniscola 2
cb_x_11	Perdita di un autotrasformatore nella sottostazione di Taloro.

Il carico complessivo per tutti i casi si è assunto pari al 50% della punta massima ripartito uniformemente tra le cabine primarie con un fattore di potenza di 0,95 (in ritardo).

5.17.1 Sicurezza n-1. Caso senza inserimento della linea mista.

5.XLIV Tensioni nei nodi dei casi valutati.

Stazione	cbsc1	cbsc2	cbsc3	cbsc4	cbsc5	cbsc6	cbsc7	cbsc8	cbsc9	cbsc10	cbsc11
Arzachena	144,17	146,47	150,78	141,54	151,11	151,51	149,82	149,96	150,88	150,42	150,94
Arzachena2	145,19	147,34	151,41	140,79	151,64	151,97	150,53	150,69	151,45	151,06	151,50
Buddusò	149,38	150,18	151,04	149,04	146,58	156,41	150,89	144,65	151,27	150,13	151,30
Chilvani	153,18	153,51	153,33	152,26	156,61	156,67	153,62	143,66	153,37	153,15	153,63
Codrungianos 150kv	154,79	154,92	154,33	153,65	156,03	156,04	154,78	155,01	154,32	154,42	154,66
Coghinas	156,00	156,00	153,37	150,29	156,00	156,00	152,40	153,50	153,73	153,46	153,93
Olbia	143,06	145,64	150,40	143,49	150,86	151,37	149,27	149,39	150,57	149,98	150,64
Olbia2	143,14	145,54	149,91	143,55	150,05	150,71	148,86	148,58	150,11	149,37	150,15
Ozieri	152,07	152,56	152,74	151,36	157,50	157,50	152,87	144,22	152,86	152,30	153,03
Palau	147,36	149,27	152,99	140,23	153,05	153,28	152,24	152,39	152,91	152,64	152,94
S. Teresa di G.	151,10	152,68	155,83	159,40	155,72	155,80	155,35	155,46	155,64	155,54	155,65
San Teodoro	144,31	146,24	149,56	144,64	148,78	149,87	148,71	147,36	149,82	148,69	149,80
Siniscola 1	146,84	148,20	150,32	147,00	148,43	150,01	149,74	147,06	150,60	149,00	150,50
Siniscola 2	147,34	148,53	150,31	147,44	148,11	149,82	149,83	146,75	150,59	148,85	150,47
Taloro 150kv	155,62	155,80	156,06	155,64	155,25	155,25	155,99	155,51	156,11	156,50	155,27
Tempio	142,11	155,47	151,87	147,49	153,82	154,01	150,99	151,65	152,26	151,85	152,41
Tergu	154,48	154,74	154,67	154,98	155,63	155,65	154,99	155,13	154,89	154,90	155,02
Viddalba	153,62	154,15	154,59	155,90	155,39	155,43	154,85	155,02	154,95	154,92	155,03

5.17.2 Sicurezza n-1. Caso con inserimento della linea mista.*5.XLV Tensioni nei nodi dei casi valutati.*

Stazione	cbsc1	cbsc2	cbsc3	cbsc4	cbsc5	cbsc6	cbsc7	cbsc8	cbsc9	cbsc10	cbsc11
Arzachena	151,24	148,76	152,41	146,24	151,92	152,07	152,02	152,60	152,29	151,90	152,26
Arzachena2	151,76	149,82	152,86	145,47	152,37	152,53	152,43	152,94	152,69	152,34	152,66
Buddusò	151,76	152,65	152,76	151,78	151,45	156,13	152,48	155,03	152,97	152,31	152,94
Chilvani	154,21	154,47	154,37	154,01	156,59	156,69	154,30	156,94	154,42	154,32	154,56
Codrongianos 150 kV	155,22	155,28	155,06	154,99	155,99	156,00	155,07	155,88	155,09	155,17	155,29
Coghinas	156,00	156,00	155,79	154,98	156,00	156,00	155,92	156,00	155,94	155,69	155,94
Olbia	151,02	147,60	152,31	148,26	151,82	151,95	151,97	152,68	152,27	151,79	152,23
Olbia2	150,37	147,33	151,63	147,88	151,07	151,01	151,29	152,07	151,61	151,03	151,55
Ozieri	153,52	154,04	153,99	153,44	157,50	157,50	153,84	157,50	154,12	153,80	154,20
Palau	153,14	152,06	154,12	144,88	153,64	153,81	153,65	154,05	153,88	153,62	153,86
S. Teresa di G.	155,77	155,91	156,55	156,97	156,13	156,32	156,07	156,33	156,25	156,11	156,25
San Teodoro	149,56	147,57	150,70	147,82	149,98	149,39	150,38	151,37	150,76	149,89	150,65
Siniscola 1	149,77	148,98	150,76	148,87	149,83	148,63	150,48	151,65	150,88	149,69	150,72
Siniscola 2	150,00	149,54	150,94	149,32	149,94	148,58	150,67	151,88	151,07	149,79	150,90
Taloro 150kv	156,02	155,96	156,17	155,93	155,25	155,25	156,12	155,25	156,19	156,52	155,39
Tempio	153,74	155,98	155,16	153,84	154,90	155,60	155,08	155,58	155,24	154,88	155,21
Tergu	155,23	155,32	155,03	155,33	155,65	155,69	155,21	155,62	155,31	155,30	155,37
Viddalba	155,08	155,27	154,87	155,55	155,49	155,58	155,16	155,50	155,34	155,29	155,38

Il risultato delle simulazioni del load-flow per ogni caso valutato, mostra che in nessun elemento del sistema vengono superati i limiti di sovraccaricabilità; per quanto riguarda le tensioni nei nodi di interesse, con la aggiunta della nuova linea mista tra S.Teresa-Tempio e Tempio-Budduso, si mantengono entro i limiti stabiliti da TERNA [8] in condizioni n-1. Il caso peggiore corrisponde al fuori servizio della linea S.Teresa-Palau (**caso cb2_4**), per il quale la tensione alla sbarra di Palau scende a un valore di 144,88 kV, comunque ben superiore al minimo tollerato da TERNA in esercizio (n-1) pari a 142,5 kV. Va notato che senza l'aggiunta della linea mista, questi valori vengono violati in diversi casi.

CONCLUSIONI

I risultati delle simulazioni mostrano che per la rete di subtrasmissione in esame, una massiccia ricostruzione in cavo non darebbe luogo ai potenziali problemi evidenziati nel capitolo I, per quanto attiene ai regimi permanenti simmetrici. Per valutare meglio questa affermazione va però osservato che il buon funzionamento della rete nei vari stadi dell'introduzione di cavi al posto di linee aeree, non può prescindere da contestuali modifiche della compensazione derivata installata al livello 150 kV, in particolare, è risultato indispensabile rimuovere banchi di condensatori (non solo "nell'isola" di subtrasmissione in esame) per giungere, nelle fasi finali dello studio, ad installare reattanze shunt di diverse taglie da (20 a 50 Mvar) nei nodi di S. Teresa 150 kV, Tempio e Buddusò come mostrato ad esempio nella figura 5.12.5.

Più in dettaglio, se può concludere che:

- I profili di tensione nell'isola di subtrasmissione e nella rete sarda sono soddisfacenti in tutti i casi considerati.
- Nel punto di lavoro studiato, il bilancio reattivo globale della rete sarda tende decisamente ad un saldo nullo al crescere della presenza di cavi AT; questo comportamento, tollerabile e persino favorevole agli alti carichi, va investigato nel funzionamento a rete "scarica" (v.oltre), per il quale è possibile prevedere fin d'ora la necessità di ulteriori compensazioni derivate induttive.
- L'impatto sui transiti di potenza attiva lungo la dorsale AAT sarda, sul tratto Fiumesanto – Codrongianos a 380 kV è sostanzialmente trascurabile; analogamente la temuta insorgenza di flussi paralleli nella rete di subtrasmissione non si verifica in misura rilevante come testimoniato dalla ridotta redistribuzione delle potenze tra i due ATR che alimentano la rete, a Codrongianos e Taloro.
- L'effetto di redistribuzione dei flussi di potenza all'interno dell'isola di subtrasmissione è più significativo, ma anche in questo caso non si sono trovati sovraccarichi nel funzionamento a rete integra.

I risultati ottenuti con la rete caricata al 100% (condizione per la quale la distribuzione uniforme del carico è senz'altro meno realistica) non mostrano preoccupanti sovraccarichi nella rete in esame (con l'eccezione della linea Coghinas-Tula) sia negli scenari in cui si tratti di linea aerea che in quello finale (cb_cc11) che ne vede la conversione in cavo, a riprova della necessita di una più accurata ripartizione dei carichi. Per quanto attiene ai livelli di tensione, tutti i nodi rimangono entro i limiti, seppure con l'ausilio (negli scenari iniziali) di una ingente compensazione capacitiva al livello 150 kV.

Per quanto riguarda la verifica della sicurezza della rete in condizione (n-1) con carico complessivo del 50%, con la aggiunta della linea "mista" tra S. Teresa e Buddusò, vengono migliorati i profili di tensioni nei diversi nodi valutati grazie al rinforzamento della rete, al essere più magliata; in quanto ai sovraccarichi nei elementi del sistema, non si hanno violazioni dei limiti, risultano sufficienti la modifica dei profili di tensioni in centrale per eseguire un ridispacciamento correttivo ai fini di non superare i limiti reattivi dei generatori.

APPENDICE A.

Descrizione delle centrali

Centrali		
Nome	tipo	potenza(MVA)
campo E. Plo_osi_Nul	EO	57
campo Eol Florinas	EO	20
Cartiera Arbatax	TE	72
CENTRALE TIRSO	ID	20,7
COGHINAS	ID	26
ENICHEM ASSEMINI	TE	12
ENICHEM OTTANA	TE	187
ENICHEM P.T.	TE	271
ENICHEM S.C.H.	TE	70
FIUMESANTO CARBONE	TE	740
FIUMESANTO OLIO	TE	380
FLUMENDOSA 2	ID	63
IVPC4 VIDDALBA	EO	40
NURRI MONTE GUZZINI	EO	22
OZIERI	ID	12
PORTOSCUSO	TE	400
S.GILIA CENTRALE	TE	91
S.MIALI	ID	32
SA. TURRINA MANNA	EO	25
SARAS PETR	TE	70
SARLUX	TE	711
SEDINI-LITTIGHEDDU	EO	54
SULCIS CENTRALE	TE	290
TALORO	ID	337
TALORO 2	ID	26,4
TALORO 3	ID	5
ULASSAI EOLICO	EO	72
TOTAL		4106,1
T. EOLICO	290	7,062662867
T. TERMICO	3294	80,22210857
T. IDRAULICO	522,1	12,71522856

APPENDICE B

Valori en per unità delle linee in studio

ELETTRODOTI 380 KV

CODICE	ESTREMO 1	ESTREMO 2	LUNGHEZZA(KM)	R	X	Y
1	CODRONGIANOS	FIUMESANTO CARBONE	45,304	0,000614	0,00844	0,277917698
3	FIUMESANTO CARBONE	SELARGIUS	196,716	0,002631	0,03638	1,210984911
4	RUMIANCA	SELARGIUS	21,65	0,000294	0,00403	0,132792044
5	RUMIANCA	SARLUX	20,143	0,000273	0,00375	0,123547996
6	RUMIANCA	CAGLIARI SUD	18,569	0,000252	0,00346	0,113893135

ELETTRODOTTI 220 KV

CODICE	ESTREMO 1	ESTREMO 2	LUNGHEZZA(KM)	R	X	Y
101	VILLASOR	SULCIS	72,677	0,005739579	0,044253328	0,135724128
103	BUSACHI	VILLASOR	70,759	0,011163311	0,060222844	0,092220639
104	ORISTANO	SULCIS	84,473	0,008198061	0,07015452	0,116251624
108	BUSACHI	OTTANA	38,83	0,006133964	0,033068799	0,050590998
109	CODRONGIANOS	ORISTANO	91,75	0,008899931	0,076179663	0,12628167
110	OTTANA	TALORO	22,034	0,002608088	0,01832662	0,030304608
111	OTTANA	TALORO	22,223	0,002630451	0,01848379	0,030564574
112	CODRONGIANOS	OTTANA	59,382	0,009373552	0,050553272	0,077382324
116	OTTANA	ENICHEM OTTANA	1,02	0,000120756	0,000848454	0,001402799
117	OTTANA	ENICHEM OTTANA	1,005	0,00011898	0,000835977	0,00138217
121	SELARGIUS	VILLASOR	27,119	0,003209675	0,022554978	0,037299185
125	SULCIS	VILLASOR	50,16	0,005932667	0,041704392	0,069001246
198	PORTOSCUSO	SULCIS	0,973	5,76965E-05	0,000583197	0,001847737
201	CODRONGIANOS	S.TERESA	85,914	0,008337128	0,07134797	0,118237495
202	CODRONGIANOS	S.TERESA	85,914	0,008337128	0,07134797	0,118237495

ELETTRODOTTI 150KV

CODICE	ESTREMO 1	ESTREMO 2	LUNGHEZZA(KM)	R	X	Y
301	NURRI	VILLASOR	45,555	0,011531409	0,077919306	0,030661393
302	SEZIONAM.SAMATZAI	VILLASOR	12,621	0,008486313	0,023070474	0,009314608
303	TALORO	VILLASOR	85,872	0,041863512	0,154367739	0,054789576
304	TUILI	VILLASOR	37,254	0,018203398	0,067040713	0,023755846
305	VILLACIDRO	VILLASOR	18,459	0,008974354	0,033044227	0,011705823
306	VILLASOR	VILLASOR 2	3,07	0,001500883	0,005525991	0,001957391
307	S.MIALI	VILLASOR	18,505	0,009045704	0,033306979	0,01179892
308	CODRONGIANOS	FLORINAS STAZIONE	4,616	0,001169377	0,007898457	0,003106247
309	MONTE ORO	PORTOTORRES1	16,904	0,008263274	0,03042566	0,010778052
311	NUORO 2	TALORO	23,753	0,011610071	0,042751126	0,015145403
312	LULA	NUORO	17,587	0,008597072	0,031654865	0,011213561
313	SINISCOLA1	SINISCOLA2	7,151	0,003495976	0,012871683	0,004559401
314	OLBIA 2	S.TEODORO	22,738	0,011114157	0,040924651	0,014498153

315	OLBIA	ARZACHENA 2 CM	15,191	0,007426	0,027343	0,009686
316	PALAU	S.TERESA 150	17,76	0,007426055	0,027342682	0,009685786
317	VIDDALBA	TERGU	16,747	0,008681619	0,031966214	0,011323873
318	ARBATAX	FLUMENDOSA. STD	13,147	0,008186544	0,030143102	0,010677943
320	SELARGIUS	SESTU	13,37	0,006535997	0,024065238	0,008524674
321	MONTELARGIUS	QUARTUCCIU	9,833	0,004807067	0,017699097	0,006269443
324	RUMIANCA	SARROCH	12,522	0,006121499	0,022538974	0,007983974
325	SARROCH	ENICHEM SARROCH	3,763	0,001839679	0,006773383	0,00239924
326	SARROCH	ENICHEM SARROCH	3,805	0,001860212	0,006848982	0,002426019
327	CAGLIARI SUD	S.MARGHERITA	20,083	0,009816841	0,036146817	0,012805138
3281	VILLAPERUCCIO	TEULADA	17,061	0,008340005	0,030708216	0,010878161
3283	S.MARGHERITA	TEULADA	18,266	0,008928905	0,032876857	0,011646522
329	S.ANTIOCO	SAN GIOVANNI SUERGIU	10,182	0,004977669	0,018327263	0,006491967
330	SERBARIU	SULCIS 2	13,685	0,006689965	0,024632183	0,008725524
331	SULCIS	ILA	1,502	0,00073431	0,002703599	0,000957655
332	CAGLIARI 4	S.GILLIA	10,098	0,00255806	0,017278469	0,006795305
333	S.GIUSTA	URAS	19,825	0,009690765	0,035682515	0,012640622
334	GUSPINI	VILLACIDRO	14,927	0,007297022	0,026867539	0,009517452
335	RUMIANCA	METALPHA	3,755	0,001835768	0,006758983	0,00239414
339	FLUMENDOSA 2	ISILI	44,903	0,0301674	0,08205051	0,033146436
341	CODRONGIANOS	PORTOTORRES1	37,536	0,009503978	0,064211282	0,025262484
342	FIUMESANTO CARBONE	PORTOTORRES1	18,303	0,004636164	0,031316497	0,012317018
343	FIUMESANTO CARBONE	PORTOTORRES1	18,134	0,004593367	0,031027374	0,012203282
344	FIUMESANTO CARBONE	PORTOTORRES1	17,914	0,004537654	0,030650998	0,012055224
345	S.ANTIOCO	SERBARIU	15,585	0,007585879	0,027931208	0,009894291
346	OLBIA	OLBIA 2	8,163	0,003990698	0,014693227	0,00520465
347	GUSPINI	PABILONIS	14,246	0,00696417	0,025641878	0,00908323
348	ORISTANO	S.GIUSTA	12,393	0,006058444	0,022306793	0,007901722
351	ORISTANO	OLLASTRA	14,164	0,006924091	0,025494294	0,009030945
3521	ARZACHENA	ARZACHENA 2 CM	8,792	0,004298184	0,015825383	0,0056057
3522	ARZACHENA 2 CM	ARZACHENA 2 CM	0,05	2,44444E-05	9E-05	3,18793E-05
3523	PALAU	ARZACHENA 2 CM	13,412	0,006556527	0,024140831	0,008551454
353	IGLESIAS 1	CAMPO PISANO	2,485	0,001214886	0,004472995	0,001584403
354	IGLESIAS 1	MONTEPONI	0,332	0,000162311	0,0005976	0,000211679
355	IGLESIAS 1	MONTEPONI	0,35	0,000171111	0,00063	0,000223155
356	QUARTUCCIU	SELARGIUS	6,501	0,003178215	0,011701712	0,004144965
358	IGLESIAS 1	SULCIS	16,761	0,004245662	0,028678421	0,011279269
359	CHILIVANI	CODRONGIANOS	17,193	0,004355066	0,029417501	0,011569999
360	ALGHERO 2	PORTOTORRES1	27,821	0,013597351	0,050070933	0,0177396
361	NARBOLIA	ORISTANO	17,72	0,008662071	0,031894226	0,011298367
362	NARBOLIA	SUNI	32,394	0,008203175	0,055418816	0,021801062
363	QUARTUCCIU	VILLASIMIUS	32,626	0,015943994	0,058715726	0,020804006
364	PADRIA	SUNI	10,765	0,002727012	0,01841971	0,007244163
365	CHILIVANI	OZIERI	12,882	0,006297467	0,023186918	0,008213516
366	BUDDUSO	SINISCOLA2	35,784	0,017485831	0,064396589	0,02281818
367	SINISCOLA2	GALTELLI	24,958	0,012198781	0,044919442	0,015913825

368	MONTE ORO	SERRASECA	11,599	0,002938262	0,019846677	0,007805406
369	CHEREMULE	MACOMER	28,21	0,007144351	0,048263234	0,018984781
372	SESTU	FAS	8,465	0,004138331	0,015236807	0,005397204
373	VILLASOR	VILLASOR FS	1,353	0,000661466	0,002435399	0,000862654
374	VILLASOR	VILLASOR FS	1,318	0,000644355	0,002372399	0,000840339
375	CODRONGIANOS	TULA	25,809	0,006536608	0,044156545	0,017368738
376	COGHINAS	TEMPIO	16,213	0,004106879	0,027740876	0,010910475
377	OLBIA	TEMPIO	30,896	0,007824119	0,052857017	0,020792723
379	SULCIS	NURAXI FIGUS	3,575	0,001747769	0,006434985	0,002279374
38	SERBARIU	NURAXI FIGUS	11,346	0,005546666	0,020422334	0,007234142
382	CHEREMULE	SILIGO	15,27	0,007464667	0,027484865	0,009736159
383	S. GIUSTA	C.W.F. ITALIA	2,459	0,001202175	0,004426195	0,001567825
384	CAGLIARI 4	SELARGIUS	6,517	0,001650946	0,011151222	0,004385497
385	BUDDUSO	OZIERI	25,697	0,012559804	0,046249189	0,016385088
386	AGLIENTU	S. TERESA 150	19,266	0,009417596	0,03467652	0,012284172
387	AGLIENTU	VIDDALBA	27,067	0,013229047	0,048714277	0,017258756
388	PORTOCANALE	CAGLIARI CENTRO	5,5	0,0008	0,0028	0,098
389	MONTELARGIUS	CAGLIARI CENTRO	4,1	0,0006	0,0021	0,073
390	MOLENTARGIUS	SELARGIUS	16,247	0,007942176	0,029243232	0,010359125
392	GONI	ULASSAI ST	29,409	0,007447807	0,050313898	0,019791816
3931	IGLESIAS 1	IGLESIAS 2 CM	7,858	0,001990646	0,013445755	0,005287909
3933	SILIUQUA	IGLESIAS 2 CM	15,727	0,003983795	0,026909395	0,010583408
394	SILIUQUA	VILLACIDRO	24,198	0,006128782	0,041400916	0,016284454
396	S.TEODORO	SINISCOLA1	26,702	0,012742997	0,046923949	0,016624229
397	MACOMER	ULA TIRSO	27,199	0,013293526	0,048951784	0,017342935
398	ARBATAX	CARTIERA ARBATAX	2,694	0,001811559	0,004924625	0,001988204
401	FLORINAS STAZIONE	CAMPO EOL. FLORINAS	0,1	2,53333E-05	0,000171111	6,72929E-05
605	GONI	S.MIALI	29,498	0,007470331	0,050466112	0,019851721
607	VILLASIMUS	MURAVERA	24,912	0,006309537	0,042622235	0,016765009
609	PABILLONIS	URAS	15,023	0,007358607	0,027094312	0,009597793
612	PORTOTORRES1	SENNORI	20,056	0,005080069	0,034315453	0,013496788
613	SESTU	VILLASOR 2	15,623	0,007637198	0,028120184	0,009961242
614	IGLESIAS 1	FLUMINIMAGG	18,764	0,004752904	0,032105167	0,012627269
616	FIUMESANTO OLIO	FIUMESANTO CARBONE	1,012	0,000256373	0,001731644	0,000681004
617	FIUMESANTO OLIO	FIUMESANTO CARBONE	1,013	0,000256627	0,001733355	0,000681677
618	CODRONGIANOS	PLOAGHE STAZ	6,359	0,003108796	0,011446118	0,004054427
619	TERGU	SENNORI	17,396	0,004406475	0,029764798	0,011706615
620	ALGHERO	ALGHERO 2	24,834	0,006289791	0,042488814	0,016712511
621	SELARGIUS	QUARTU S.ELENA	12,434	0,006078485	0,022380587	0,007927864
622	SELARGIUS	MURAVERA	42,189	0,01068058	0,072165951	0,028395058
623	ALGHERO	PADRIA	33,224	0,008413181	0,056838177	0,022359766
625	CODRONGIANOS	SILIGO	6,523	0,003188481	0,011739512	0,004158354
626	LULA	SINISCOLA 2	23,973	0,011717557	0,043147007	0,015285695
628	TALORO	TALORO	0,092	4,49778E-05	0,0001656	5,86579E-05
630	SULCIS	SULCIS 2	0,183	4,73E-05	1,36E-04	3,98E-03
633	FIUMESANTO CARBONE	NURRA	1,373	0,000661466	0,002435399	0,000862654

635	TALORO	TALORO 2	8,894	0,004348046	0,016008976	0,005670735
636	TALORO 2	TALORO 3	4,886	0,002378912	0,008758763	0,003102502
637	RUMIANCA	PORTOCANALE	9,478	0,002401011	0,016217638	0,006378077
644	SAN GIOVANNI SUERGIU	VILLAPERUCCIO	15,36	0,007508656	0,027646844	0,009793545
645	RUMIANCA	ENICHEM ASSEMINI	0,245	5,07E-05	1,46E-04	4,07E-03
646	RUMIANCA	ENICHEM ASSEMINI	0,263	3,53E-05	1,02E-04	2,83E-03
647	GONI	EAF ARMUNGIA	16,782	0,007358607	0,027094312	0,009597793
649	OLLASTRA	ULA TIRSO	16,54	0,008085376	0,029770557	0,010545952
650	NUORO 2	NUORO	4,64	0,002268426	0,008351968	0,002958406
653	CAGLIARI SUD	SARROCH	5,586	0,002730901	0,010054744	0,003561567
654	CAGLIARI SUD	AIR LIQUIDE CA	4,031	0,001970699	0,007255779	0,002570114
655	CAGLIARI SUD	SARLUX UTENZA	1,4	0,0004	0,0008	0,0186
656	CAGLIARI SUD	SARLUX UTENZA	1,4	0,0004	0,0008	0,0186
657	CAGLIARI SUD	SARAS PETROLI	0,5	6,98E-05	0,0003	0,0089
658	CAGLIARI SUD	SARAS PETROLI	0,5	6,98E-05	0,0003	0,0089
663	ARBATAX	LANUSEI	15,558	0,003940994	0,026620257	0,010469675
665	COGHINAS	TULA	5,835	0,001478181	0,00998427	0,003926554
666	S. GILLIA	S. GILLIA CENTRALE	0,05	2,44444E-05	9E-05	3,18793E-05
667	FLUMENDOSA 2	NURRI	42,356	0,010722799	0,072451419	0,028507495
685	PLOAGHE STAZ	TERGU	17,35	0,008481245	0,031228335	0,01106244
686	FLORINAS STAZIONE	SERRASECA	17,494	0,004431293	0,029932458	0,011772568
687	LANUSEI	ULUSSAI ST	17,044	0,004317332	0,029162588	0,011469724

APPENDICE C

Modello file.m MATLAB

Bus.con = [...

1 150 1 0 1 1;

2 220 1 0 1 1;

3 220 1 0 1 1;

4 220 1 0 1 1;

5 220 1 0 1 1;

6 150 1 0 1 1;

7 150 1 0 1 1;

8 150 1 0 1 1;

9 150 1 0 1 1;

10 150 1 0 1 1;

11 150 1 0 1 1;

12 150 1 0 1 1;

13 150 1 0 1 1;

14 150 1 0 1 1;

15 150 1 0 1 1;

16 150 1 0 1 1;

17 150 1 0 1 1;

18 150 1 0 1 1;

19 150 1 0 1 1;

20 150 1 0 1 1;

21 150 1 0 1 1;

22 150 1 0 1 1;

23 150 1 0 1 1;

24 150 1 0 1 1;

25 150 1 0 1 1;

26 150 1 0 1 1;

27 220 1 0 1 1;

28 220 1 0 1 1;

29 220 1 0 1 1;

30 400 1 0 1 1;

31 150 1 0 1 1;

32 150 1 0 1 1;

33 150 1 0 1 1;

34 150 1 0 1 1;
35 150 1 0 1 1;
36 150 1 0 1 1;
37 150 1 0 1 1;
38 150 1 0 1 1;
39 150 1 0 1 1;
40 150 1 0 1 1;
41 150 1 0 1 1;
42 150 1 0 1 1;
43 150 1 0 1 1;
44 150 1 0 1 1;
45 150 1 0 1 1;
46 150 1 0 1 1;
47 150 1 0 1 1;
48 400 1 0 1 1;
49 150 1 0 1 1;
50 150 1 0 1 1;
51 150 1 0 1 1;
52 150 1 0 1 1;
53 150 1 0 1 1;
54 150 1 0 1 1;
55 150 1 0 1 1;
56 150 1 0 1 1;
57 150 1 0 1 1;
58 150 1 0 1 1;
59 220 1 0 1 1;
60 150 1 0 1 1;
61 220 1 0 1 1;
62 150 1 0 1 1;
63 150 1 0 1 1;
64 150 1 0 1 1;
65 150 1 0 1 1;
66 150 1 0 1 1;
67 150 1 0 1 1;

68 150 1 0 1 1;
69 150 1 0 1 1;
70 150 1 0 1 1;
71 150 1 0 1 1;
72 150 1 0 1 1;
73 220 1 0 1 1;
74 150 1 0 1 1;
75 150 1 0 1 1;
76 220 1 0 1 1;
77 400 1 0 1 1;
78 150 1 0 1 1;
79 150 1 0 1 1;
80 150 1 0 1 1;
81 150 1 0 1 1;
82 220 1 0 1 1;
83 150 1 0 1 1;
84 150 1 0 1 1;
85 400 1 0 1 1;
86 150 1 0 1 1;
87 150 1 0 1 1;
88 220 1 0 1 1;
89 400 1 0 1 1;
90 150 1 0 1 1;
91 150 1 0 1 1;
92 150 1 0 1 1;
93 150 1 0 1 1;
94 150 1 0 1 1;
95 150 1 0 1 1;
96 150 1 0 1 1;
97 150 1 0 1 1;
98 150 1 0 1 1;
99 150 1 0 1 1;
100 150 1 0 1 1;
101 150 1 0 1 1;

102 150 1 0 1 1;
103 150 1 0 1 1;
104 150 1 0 1 1;
105 150 1 0 1 1;
106 150 1 0 1 1;
107 150 1 0 1 1;
108 150 1 0 1 1;
109 150 1 0 1 1;
110 150 1 0 1 1;
111 150 1 0 1 1;
112 150 1 0 1 1;
113 150 1 0 1 1;
114 220 1 0 1 1;
115 150 1 0 1 1;
116 220 1 0 1 1;
117 220 1 0 1 1;
118 150 1 0 1 1;
119 150 1 0 1 1;
120 150 1 0 1 1;
121 150 1 0 1 1;
122 150 1 0 1 1;
123 150 1 0 1 1;
124 150 1 0 1 1;
125 150 1 0 1 1;
126 400 1 0 1 1;
127 150 1 0 1 1;
128 220 1 0 1 1;
129 150 1 0 1 1;
130 150 1 0 1 1;
131 150 1 0 1 1;
132 150 1 0 1 1;
133 150 1 0 1 1;
134 150 1 0 1 1;
135 400 1 0 1 1;

136 150 1 0 1 1;
137 150 1 0 1 1;
138 150 1 0 1 1;
139 220 1 0 1 1;
140 150 1 0 1 1;
141 150 1 0 1 1;
142 150 1 0 1 1;
143 150 1 0 1 1;
144 150 1 0 1 1;
145 150 1 0 1 1;
146 150 1 0 1 1;
147 150 1 0 1 1;
148 150 1 0 1 1;
149 150 1 0 1 1;
150 150 1 0 1 1;
151 150 1 0 1 1;
152 150 1 0 1 1;
153 150 1 0 1 1;
154 150 1 0 1 1;
155 150 1 0 1 1;
156 150 1 0 1 1;
157 150 1 0 1 1;
158 150 1 0 1 1;
159 220 1 0 1 1;
160 150 1 0 1 1;
161 150 1 0 1 1];

Line.con = [...

89 70 250 400 50 0.2580645 0.01 0.116 0 0 0 0 0 0;
89 70 250 400 50 0.2580645 0.01 0.116 0 0 0 0 0 0;
126 127 400 400 50 0.2580645 0.01 0.116 0 0 0 0 0 0;
126 127 400 400 50 0.2580645 0.01 0.116 0 0 0 0 0 0;
48 59 200 400 50 0 1.73913 0.01 0.115 0 0 0 0 0 0;
139 77 400 230 50 0 0.575 0.01 0.115 0 0 0 0 0 0;

138 139 100 155 50 0.0673913 0.01 0.092 0 0 0 0 0 0;
138 139 100 155 50 0.0673913 0.01 0.092 0 0 0 0 0 0;
138 77 250 155 50 0 0.3875 0.01 0.116 0 0 0 0 0 0;
48 88 400 400 50 0 1.73913 0.01 0.115 0 0 0 0 0 0;
48 88 400 400 50 0 1.73913 0.01 0.115 0 0 0 0 0 0;
61 60 160 230 50 0 1.483871 0.01 0.092 0 0 0 0 0 0;
114 115 100 230 50 0 1.483871 0.01 0.092 0 0 0 0 0 0;
48 49 250 400 50 0 2.580645 0.01 0.116 0 0 0 0 0 0;
48 49 250 400 50 0 2.580645 0.01 0.116 0 0 0 0 0 0;
61 60 160 230 50 0 1.483871 0.01 0.092 0 0 0 0 0 0;
114 115 160 230 50 0 1.483871 0.01 0.092 0 0 0 0 0 0;
76 74 160 230 50 0 1.483871 0.01 0.092 0 0 0 0 0 0;
76 74 160 230 50 0 1.483871 0.01 0.092 0 0 0 0 0 0;
85 86 250 400 50 0 2.580645 0.01 0.116 0 0 0 0 0 0;
85 86 250 400 50 0 2.580645 0.01 0.092 0 0 0 0 0 0;
160 159 320 155 50 0 0.673913 0.01 0.092 0 0 0 0 0 0;
128 126 400 230 50 0 0.575 0.01 0.115 0 0 0 0 0 0;
89 48 100 400 50 0 0 0.000614 0.00844 0.277918 0 0 0 0 0;
89 77 100 400 50 0 0 0.002631 0.03638 1.210985 0 0 0 0 0;
126 77 100 400 50 0 0 0.000294 0.00403 0.132792 0 0 0 0 0;
135 126 100 400 50 0 0 0.000273 0.00375 0.123548 0 0 0 0 0;
85 126 100 400 50 0 0 0.000252 0.00346 0.113893 0 0 0 0 0;
135 85 100 400 50 0 0 0.00018 0.00195 0.01608 0 0 0 0 0;
73 76 100 220 50 0 0 0.0001 1e-005 1e-006 0 0 0 0 0;
73 128 100 220 50 0 0 0.00574 0.04425 0.135724 0 0 0 0 0;
159 128 100 220 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
82 159 100 220 50 0 0 0.011163 0.06022 0.092221 0 0 0 0 0;
116 82 100 220 50 0 0 0.006134 0.03307 0.050591 0 0 0 0 0;
3 73 100 220 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
88 114 100 220 50 0 0 0.0089 0.07618 0.126282 0 0 0 0 0;
116 61 100 220 50 0 0 0.002608 0.01833 0.030305 0 0 0 0 0;
116 61 100 220 50 0 0 0.00263 0.01848 0.030565 0 0 0 0 0;
88 116 100 220 50 0 0 0.009374 0.05055 0.077382 0 0 0 0 0;
116 117 100 220 50 0 0 0.000121 0.00085 0.001403 0 0 0 0 0;

159 139 100 220 50 0 0 0.00321 0.02255 0.037299 0 0 0 0 0;
160 112 100 150 50 0 0 0.011531 0.077919 0.030661 0 0 0 0 0;
73 159 100 220 50 0 0 0.005933 0.0417 0.069001 0 0 0 0 0;
4 73 100 220 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
5 73 100 220 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
151 50 100 150 50 0 0 0.001478 0.009984 0.003927 0 0 0 0 0;
47 53 100 150 50 0 0 0.006297 0.023187 0.008214 0 0 0 0 0;
53 46 100 150 50 0 0 0.01256 0.046249 0.016385 0 0 0 0 0;
97 68 100 150 50 0 0 0.003984 0.026909 0.010583 0 0 0 0 0;
76 27 100 220 50 0 0 0.00014 0.00026 0.01935 0 0 0 0 0;
76 28 100 220 50 0 0 5.8e-005 0.00058 0.001848 0 0 0 0 0;
29 76 100 220 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
116 117 100 220 50 0 0 0.000119 0.00084 0.001382 0 0 0 0 0;
114 73 100 220 50 0 0 0.008198 0.07015 0.116252 0 0 0 0 0;
160 25 100 150 50 0 0 0.008486 0.02307 0.009315 0 0 0 0 0;
60 160 100 150 50 0 0 0.041864 0.15437 0.05479 0 0 0 0 0;
150 160 100 150 50 0 0 0.018203 0.06704 0.023756 0 0 0 0 0;
156 160 100 150 50 0 0 0.008974 0.033044 0.011706 0 0 0 0 0;
160 161 100 150 50 0 0 0.001501 0.005526 0.001957 0 0 0 0 0;
160 72 100 150 50 0 0 0.009046 0.033307 0.011799 0 0 0 0 0;
91 49 100 150 50 0 0 0.001169 0.007898 0.003106 0 0 0 0 0;
123 106 100 150 50 0 0 0.008263 0.030426 0.010778 0 0 0 0 0;
73 2 100 220 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
150 60 100 150 50 0 0 0.026217 0.09658 0.034238 0 0 0 0 0;
60 110 100 150 50 0 0 0.01161 0.042751 0.015145 0 0 0 0 0;
109 102 100 150 50 0 0 0.008597 0.031655 0.011214 0 0 0 0 0;
58 57 100 150 50 0 0 0.003496 0.012872 0.004559 0 0 0 0 0;
52 56 100 150 50 0 0 0.011114 0.040925 0.014498 0 0 0 0 0;
51 44 100 150 50 0 0 0.007426 0.027343 0.009686 0 0 0 0 0;
55 54 100 150 50 0 0 0.008682 0.031966 0.011324 0 0 0 0 0;
63 64 100 150 50 0 0 0.008187 0.030143 0.010678 0 0 0 0 0;
71 66 100 150 50 0 0 0.00884 0.02403 0.009703 0 0 0 0 0;
138 142 100 150 50 0 0 0.006536 0.024065 0.008525 0 0 0 0 0;
125 105 100 150 50 0 0 0.004807 0.017699 0.006269 0 0 0 0 0;

124 105 100 150 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
127 131 100 150 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
127 136 100 150 50 0 0 0.006121 0.022539 0.007984 0 0 0 0 0;
136 36 100 150 50 0 0 0.00184 0.006773 0.002399 0 0 0 0 0;
136 69 100 150 50 0 0 0.00186 0.006849 0.002426 0 0 0 0 0;
157 149 100 150 50 0 0 0.00834 0.030708 0.010878 0 0 0 0 0;
129 134 100 150 50 0 0 0.004978 0.018327 0.006492 0 0 0 0 0;
75 78 100 150 50 0 0 0.00669 0.024632 0.008726 0 0 0 0 0;
74 35 100 150 50 0 0 0.000734 0.002704 0.000958 0 0 0 0 0;
131 83 100 150 50 0 0 0.002558 0.017278 0.006795 0 0 0 0 0;
130 155 100 150 50 0 0 0.009691 0.035683 0.012641 0 0 0 0 0;
95 156 100 150 50 0 0 0.007297 0.026868 0.009517 0 0 0 0 0;
127 18 100 150 50 0 0 0.001836 0.006759 0.002394 0 0 0 0 0;
98 99 100 150 50 0 0 0.030167 0.08205 0.033146 0 0 0 0 0;
25 26 100 150 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
123 49 100 150 50 0 0 0.009504 0.064211 0.025262 0 0 0 0 0;
70 123 100 150 50 0 0 0.004636 0.031316 0.012317 0 0 0 0 0;
70 123 100 150 50 0 0 0.004593 0.031027 0.012203 0 0 0 0 0;
70 123 100 150 50 0 0 0.004538 0.030651 0.012055 0 0 0 0 0;
78 129 100 150 50 0 0 0.007586 0.027931 0.009894 0 0 0 0 0;
51 52 100 150 50 0 0 0.003991 0.014693 0.005205 0 0 0 0 0;
118 95 100 150 50 0 0 0.006964 0.025642 0.009083 0 0 0 0 0;
115 130 100 150 50 0 0 0.006058 0.022307 0.007902 0 0 0 0 0;
115 113 100 150 50 0 0 0.006924 0.025494 0.009031 0 0 0 0 0;
44 45 100 150 50 0 0 0.004298 0.015825 0.005606 0 0 0 0 0;
34 96 100 150 50 0 0 0.001215 0.004473 0.001584 0 0 0 0 0;
33 96 100 150 50 0 0 0.000162 0.000598 0.00021 0 0 0 0 0;
32 96 100 150 50 0 0 0.000171 0.00063 0.000223 0 0 0 0 0;
138 125 100 150 50 0 0 0.003178 0.011702 0.004145 0 0 0 0 0;
74 96 100 150 50 0 0 0.004246 0.028678 0.011279 0 0 0 0 0;
49 47 100 150 50 0 0 0.004355 0.029418 0.01157 0 0 0 0 0;
123 81 100 150 50 0 0 0.013597 0.050071 0.01774 0 0 0 0 0;
108 115 100 150 50 0 0 0.008662 0.031894 0.011298 0 0 0 0 0;
145 108 100 150 50 0 0 0.008203 0.055419 0.021801 0 0 0 0 0;

125 158 100 150 50 0 0 0.015944 0.058716 0.020804 0 0 0 0 0;
145 119 100 150 50 0 0 0.002727012 0.01841971 0.007244163 0 0 0 0 0;
46 58 100 150 50 0 0 0.017486 0.064397 0.022818 0 0 0 0 0;
58 93 100 150 50 0 0 0.012199 0.044919 0.015914 0 0 0 0 0;
106 141 100 150 50 0 0 0.002938 0.019847 0.007805 0 0 0 0 0;
103 87 100 150 50 0 0 0.007144 0.048263 0.018985 0 0 0 0 0;
142 38 100 150 50 0 0 0.004138 0.015237 0.005397 0 0 0 0 0;
160 6 100 150 50 0 0 0.000661 0.002435 0.000863 0 0 0 0 0;
160 7 100 150 50 0 0 0.000644 0.002372 0.00084 0 0 0 0 0;
49 151 100 150 50 0 0 0.006537 0.044157 0.017369 0 0 0 0 0;
50 62 100 150 50 0 0 0.004107 0.027741 0.01091 0 0 0 0 0;
62 51 100 150 50 0 0 0.007824 0.052857 0.020793 0 0 0 0 0;
74 40 100 150 50 0 0 0.001748 0.006435 0.002279 0 0 0 0 0;
39 78 100 150 50 0 0 0.005547 0.020422 0.007234 0 0 0 0 0;
87 143 100 150 50 0 0 0.007465 0.027485 0.009736 0 0 0 0 0;
130 67 100 150 50 0 0 0.001202 0.004426 0.001568 0 0 0 0 0;
79 55 100 150 50 0 0 0.009418 0.034677 0.012284 0 0 0 0 0;
64 79 100 150 50 0 0 0.013229 0.048714 0.017259 0 0 0 0 0;
121 84 100 150 50 0 0 0.0008 0.0028 0.098 0 0 0 0 0;
104 84 100 150 50 0 0 0.0006 0.0021 0.073 0 0 0 0 0;
138 105 100 150 50 0 0 0.007942 0.029243 0.010359 0 0 0 0 0;
94 153 100 150 50 0 0 0.007448 0.050314 0.019792 0 0 0 0 0;
96 68 100 150 50 0 0 0.001991 0.013446 0.005288 0 0 0 0 0;
68 144 100 150 50 0 0 0.003984 0.026909 0.010583 0 0 0 0 0;
156 144 100 150 50 0 0 0.006129 0.041401 0.016284 0 0 0 0 0;
57 56 100 150 50 0 0 0.012743 0.046924 0.016624 0 0 0 0 0;
152 103 100 150 50 0 0 0.013294 0.048952 0.017343 0 0 0 0 0;
37 66 100 150 50 0 0 0.001812 0.00492 0.001988 0 0 0 0 0;
30 89 100 400 50 0 0 0.000252045 0.003459 0.003302982 0 0 0 0 0;
9 106 100 150 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
106 15 100 150 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
72 94 100 150 50 0 0 0.00747 0.050466 0.019852 0 0 0 0 0;
107 158 100 150 50 0 0 0.00631 0.042622 0.016765 0 0 0 0 0;
94 154 100 150 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;

155 118 100 150 50 0 0 0.007359 0.027094 0.009598 0 0 0 0 0;
123 140 100 150 50 0 0 0.00508 0.034315 0.013497 0 0 0 0 0;
161 142 100 150 50 0 0 0.007637 0.02812 0.009961 0 0 0 0 0;
92 96 100 150 50 0 0 0.004753 0.032105 0.012627 0 0 0 0 0;
70 90 100 150 50 0 0 0.000256 0.001732 0.000681 0 0 0 0 0;
70 22 100 150 50 0 0 0.000257 0.001733 0.000682 0 0 0 0 0;
120 49 100 150 50 0 0 0.003109 0.011446 0.004054 0 0 0 0 0;
140 63 100 150 50 0 0 0.004406 0.029765 0.011707 0 0 0 0 0;
86 133 100 150 50 0 0 0.009817 0.036147 0.012805 0 0 0 0 0;
80 81 100 150 50 0 0 0.00629 0.042489 0.016713 0 0 0 0 0;
138 124 100 150 50 0 0 0.006078 0.022381 0.007928 0 0 0 0 0;
138 107 100 150 50 0 0 0.010681 0.072166 0.028395 0 0 0 0 0;
119 80 100 150 50 0 0 0.008413 0.056838 0.02236 0 0 0 0 0;
149 133 100 150 50 0 0 0.008929 0.032877 0.011647 0 0 0 0 0;
49 143 100 150 50 0 0 0.003188 0.01174 0.004158 0 0 0 0 0;
102 58 100 150 50 0 0 0.011718 0.043147 0.015286 0 0 0 0 0;
54 45 100 150 50 0 0 0.006557 0.024141 0.008551 0 0 0 0 0;
60 146 100 150 50 0 0 4.5e-005 0.000166 5.87e-005 0 0 0 0 0;
74 75 100 150 50 0 0 4.7258e-005 0.00013611 0.003793 0 0 0 0 0;
111 70 100 150 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
147 60 100 150 50 0 0 0.002166 0.01119 0.0079994 0 0 0 0 0;
148 147 100 150 50 0 0 0.00119 0.00615 0.004394521 0 0 0 0 0;
127 121 100 150 50 0 0 0.002401 0.016218 0.006378 0 0 0 0 0;
71 99 100 150 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
134 157 100 150 50 0 0 0.007509 0.027647 0.009794 0 0 0 0 0;
127 11 100 150 50 0 0 5.073e-005 0.00014611 0.004071 0 0 0 0 0;
127 12 100 150 50 0 0 3.5299e-005 0.00010167 0.002833 0 0 0 0 0;
94 13 100 150 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
113 152 100 150 50 0 0 0.008085 0.029771 0.010546 0 0 0 0 0;
110 109 100 150 50 0 0 0.002268 0.008352 0.002958 0 0 0 0 0;
1 123 100 150 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
65 123 100 150 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
86 136 100 150 50 0 0 0.002731 0.010055 0.003562 0 0 0 0 0;
10 86 100 150 50 0 0 0.001971 0.007256 0.00257 0 0 0 0 0;

```

86 43 100 150 50 0 0 0.0004 0.0008 0.0186 0 0 0 0 0;
86 42 100 150 50 0 0 0.00014 0.0008 0.0186 0 0 0 0 0;
86 8 100 150 50 0 0 6.9778e-005 0.0003 0.0089 0 0 0 0 0;
86 41 100 150 50 0 0 6.9778e-005 0.0003 0.0089 0 0 0 0 0;
66 101 100 150 50 0 0 0.003941 0.02662 0.01047 0 0 0 0 0;
132 131 100 150 50 0 0 2.44e-005 9e-005 3.19e-005 0 0 0 0 0;
99 112 100 150 50 0 0 0.010723 0.072451 0.028507 0 0 0 0 0;
98 112 100 150 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
138 104 100 150 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
63 137 100 150 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
64 100 100 150 50 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0;
120 63 100 150 50 0 0 0.008481 0.031228 0.011062 0 0 0 0 0;
141 91 100 150 50 0 0 0.004431 0.029932 0.011773 0 0 0 0 0;
101 153 100 150 50 0 0 0.004317 0.029163 0.01147 0 0 0 0 0;
21 55 100 150 50 0 0 0.0093 0.01779 0.413 0 0 0 0 0;
138 83 100 150 50 0 0 0.001651 0.011151 0.004385 0 0 0 0 0;
116 17 40 220 50 0 1.466667 0.01 0.092 0 0 0 0 0;
116 16 40 220 50 0 1.466667 0.010001 0.092 0 0 0 0 0;
49 20 50 150 50 0 1 0.01 0.092 0 0 0 0 0;
146 14 25 150 50 0 1 0.01 0.2 0 0 0 0 0;
27 122 200 220 50 0 1.466667 0.01 0.092 0 0 0 0 0;
28 122 200 220 50 0 1.466667 0.01 0.092 0 0 0 0 0;
90 31 20 150 50 0 1 0.01 0.092 0 0 0 0 0;
76 19 40 220 50 0 1.466667 0.01 0.092 0 0 0 0 0;
29 122 200 220 50 0 1.466667 0.01 0.092 0 0 0 0 0];

```

Shunt.con = [...

```

83 200 150 50 0 0.5;
130 250 150 50 0 0.5;
80 200 150 50 0 0.5;
129 200 150 50 0 0.5;
57 200 150 50 0 0.5];

```

SW.con = [...

76 500 220 1.05 0 1 -1 1.1 0.9 0.8 1];

PV.con = [...

90 190 150 0.9 1.05 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
111 12 150 0.9 1.02 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
21 60 150 0.9 1.05 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
135 572 400 0.9 1.025 0.8 -0.2 1.05 0.9 1;
127 218 150 0.9 1.05 0.8 -0.25 1.1 0.9 1;
132 92 150 0.9 1.05 0.85 -0.25 1.1 0.9 1;
72 32 150 0.9 1.03 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
82 20.7 220 0.9 1.04 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
22 120 150 0.9 1.05 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
117 186 220 0.9 1.05 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
91 20 150 0.9 1.04 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
120 60 150 0.9 1.05 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
151 20 150 0.9 1.04 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
61 285 220 0.9 1.05 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
60 52 150 0.9 1.035 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
89 540 400 0.9 1.025 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
112 22 150 0.9 1.03 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
99 38.1 150 0.9 1.05 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
154 17 150 0.9 1.03 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
153 72 150 0.9 1.04 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
50 26 150 0.9 1.04 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
137 54 150 0.9 1.03 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
100 68 150 0.9 1.04 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
24 100 150 0.9 1.04 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
53 13 150 0.9 1.05 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
147 26.4 150 0.9 1.03 0.9 -0.2 1.1 0.9 1;
148 5 150 0.9 1 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
23 100 150 0.9 1.04 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
67 16 150 0.9 1.035 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
122 300 150 0.9 1.05 0.8 -0.2 1.1 0.9 1;
49 100 150 0 1 0.8 -0.2 1.1 0.9 1];

PQ.con = [...

69 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
39 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
35 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
40 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
36 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
37 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
108 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
106 45 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
99 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
71 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
110 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
109 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
102 9.6 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
66 30 15 0.95 0.312 1.2 1 1;
101 9.6 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
58 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
93 9.6 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
57 16 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
50 21.2 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
145 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
63 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
62 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
64 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
79 9.6 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
53 9.6 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
46 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
119 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
51 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
52 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
56 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
55 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
44 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;

80 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
45 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
54 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
147 6 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
14 9.6 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
38 9.6 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
13 9.6 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
9 9.6 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
15 9.6 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
65 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
70 75 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
31 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
33 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
34 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
32 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
2 15 220 0.95 0.312 1.2 1 1;
3 15 220 0.95 0.312 1.2 1 1;
4 15 220 0.95 0.312 1.2 1 1;
5 15 220 0.95 0.312 1.2 1 1;
42 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
81 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
43 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
41 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
8 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
6 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
7 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
16 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
17 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
20 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
111 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
10 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
18 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
11 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
12 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;

19 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
26 9.6 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
59 150 220 -0.95 0.312 1.2 1 1;
140 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
123 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
115 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
130 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
155 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
118 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
113 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
122 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
96 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
75 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
78 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
129 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
152 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
157 12 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
134 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
149 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
133 12 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
136 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
92 6 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
97 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
144 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
156 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
95 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
127 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
121 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
103 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
131 48 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
84 48 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
83 48 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
104 48 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
107 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;

1 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
158 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
105 60 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
124 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
125 45 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
142 9.6 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
161 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
72 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
150 19.2 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
87 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
141 45 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
143 15 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
146 9.6 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
47 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
98 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1;
94 30 150 0.95 0.312 1.2 1 1];

Twt.con = [...

30 23 24 100 50 400 150 150 0.01 0.01 0.01 0.1 0.1 0.1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0
];

Vaname.bus = {...

' 1'; ' 12'; ' 13'; ' 14'; ' 15';
' 16'; ' 17'; ' 18'; ' 2'; ' 22';
' 25'; ' 26'; ' 28'; ' 29'; ' 3';
' 30'; ' 31'; ' 32'; ' 33'; ' 38';
' 39'; ' 4'; ' 41'; ' 42'; ' 44';
' 45'; ' 46'; ' 47'; ' 48'; ' 49';
' 5'; ' 6'; ' 7'; ' 8'; ' 9';
' Sch Europa'; ' cartiera Arbatax'; ' fas'; ' figus'; ' nuraxi';
' saras'; ' sarlux'; ' utenza'; '*arzachena'; '*arzachena2';
'*budduso'; '*chilvani'; '*codrongianos 380kv'; '*codrongianos 150kv'; '*coghinas';
'*olbia'; '*olbia2'; '*ozierj'; '*palau'; '*s. teresa 150';
'*san teodoro'; '*siniscola 1'; '*siniscola 2'; '*suvereto (SACOI)'; '*taloro 150kv 1';

'*taloro 230'; '*tempio'; '*tergu'; '*viddalba'; '1000';
'Arbatax'; 'C.W.F.Italia'; 'C.W.F.Italia1'; 'Enichem Polimeri'; 'FIUMESANTO 150KV';
'Flumendosa dd'; 'S. miali'; 'SULCIS'; 'SULCIS 150Kv'; 'SULCIS 2';
'SULCIS1'; 'Selargius 380kv'; 'Serbariu'; 'aglientu'; 'alghero';
'alghero 2'; 'busachi'; 'cagliari 4'; 'cagliari centro'; 'cagliari sud';
'cagliari sud 150kv'; 'cheremule'; 'codroingianos'; 'fiumesanto'; 'fiumesanto centrale';
'florinas staz'; 'flumini maggiore'; 'galtelli'; 'goni'; 'guspini';
'iglesias'; 'iglesias 2 C.M.'; 'isili'; 'isili1'; 'ivpc4 viddalba';
'lanusei'; 'lula'; 'macomer'; 'molentargius 1'; 'molentargius 2';
'monteoro'; 'muravera'; 'narbolia'; 'nuoro'; 'nuoro 2';
'nurra'; 'nurri'; 'ollastra'; 'oristano'; 'oristano150kv';
'ottana'; 'ottana 220kv'; 'pabillonis'; 'padria'; 'ploaghe staz';
'porto canale'; 'portoscuso'; 'portotorres'; 'quartu s.elena'; 'quartucciu';
'rumianca'; 'rumianca 150kv'; 'rumianca 220kv'; 's antioco'; 's giusta';
's.gillia'; 's.gillia centrale'; 's.margherita'; 'san giovani suergiu'; 'sarlux';
'sarroch'; 'sedini-litigheddu'; 'selargius 150kv'; 'selargius 220kv'; 'sennori';
'serrasecca'; 'sestu'; 'siligo'; 'siliqua'; 'suni';
'taloro 150kv 2'; 'taloro 2'; 'taloro 3'; 'teluda'; 'tuili';
'tula'; 'ula tirso'; 'ulassai'; 'umni'; 'uras';
'villacidro'; 'villaperuccio'; 'villasimius'; 'villasor'; 'villasor 150kv';
'villasor2');

APENDICCE D

Relazione PSAT

POWER FLOW REPORT

P S A T 1.3.4

Author: Federico Milano, (c) 2002-2005
e-mail: fmilano@thunderbox.uwaterloo.ca
website: <http://thunderbox.uwaterloo.ca/~fmilano>

File: C:\MATLAB7\work\casobase60.mdl (cb_sc)
Date: 02-May-2008 17:41:34

NETWORK STATISTICS

Buses:	162
Lines:	170
Transformers:	34
Generators:	31
Loads:	116

SOLUTION STATISTICS

Number of Iterations:	21
Maximum P mismatch [MW]	2,86E-05
Maximum Q mismatch [MVar]	23,41368

POWER FLOW RESULTS

Bus	V [kV]	phase [deg]	P gen [MW]	Q gen [MVar]	P load [MW]	Q load [MVar]
1	154,5145146	15,40261	1,24E-08	1,92E-09	14,25	4,68
12	229,8480677	-0,7028	1,11E-14	6,27E-12	14,25	4,68
13	229,8480677	-0,7028	1,11E-14	6,27E-12	14,25	4,68
14	229,8480677	-0,7028	1,11E-14	6,27E-12	14,25	4,68
15	229,8480677	-0,7028	1,11E-14	6,27E-12	14,25	4,68
16	153,6616987	6,026934	1,39E-09	2,03E-10	14,25	4,68
17	153,6624773	6,027382	1,39E-09	2,08E-10	14,25	4,68
18	155,0002003	9,862773	1,48E-09	3,56E-10	14,25	4,68
2	152,9044866	14,35256	3,07E-08	3,9E-09	9,12	2,9952
22	154,9147441	9,814205	1,49E-09	3,31E-10	14,25	4,68
25	157,2926071	10,66424	1,45E-09	3,28E-10	14,25	4,68
26	157,2931951	10,66453	1,47E-09	-2,9E-12	14,25	4,68
28	154,0856527	4,776181	1,26E-09	1,38E-13	9,12	2,9952
29	151,5816664	9,129858	4,56E-09	1,15E-09	9,12	2,9952
3	152,9044866	14,35256	3,07E-08	3,9E-09	9,12	2,9952
30	155,3226743	14,42941	1,8E-09	1,41E-11	14,25	4,68
31	155,3227262	14,4294	1,8E-09	1,4E-11	14,25	4,68
32	157,213079	10,61935	1,48E-09	3,19E-10	14,25	4,68
33	155,358622	-1,66535	8,33E-15	1,8E-14	14,25	4,68
38	152,2696064	13,48	1,93E-07	1,05E-08	14,25	4,68
39	157,5	11,4354	54	26,53383	0	0

4	157,5	18,21324	171	92,87677	0	0
41	156	27,07839	90	2,511953	0	0
42	156	27,07839	90	2,511953	0	0
44	153,4939589	5,94067	1,19E-09	1,99E-10	0	0
45	152,9212277	5,455941	1,34E-09	2,22E-10	9,12	2,9952
46	231,0325752	0,021543	-6,5E-12	-1,4E-11	0	0
47	230,9928796	0,045125	-5,9E-13	9,7E-12	0	0
48	230,8763432	2,486405	6,98E-14	3,03E-15	0	0
49	412,6201035	19,86955	-5E-08	4,81E-09	0	0
49(twt)	155,3047345	24,68991	-1,8E-08	1,38E-09	0	0
5	153,0121515	14,81668	2,27E-09	-2,1E-14	14,25	4,68
6	151,0957024	-0,93326	6,29E-10	1,23E-10	14,25	4,68
7	151,0961154	-0,93303	6,14E-10	1,16E-10	14,25	4,68
8	151,0472484	-0,96149	6,27E-10	1,34E-10	14,25	4,68
9	153,1841249	-0,81775	3,46E-10	7,67E-11	14,25	4,68
Sch Europa	155,2901945	9,873709	1,49E-09	3,31E-10	14,25	4,68
cartiera Arbatax	154,6598466	3,471888	1,26E-09	-8,7E-12	14,25	4,68
fas	154,042872	6,851327	1,27E-09	2,09E-10	9,12	2,9952
figus	151,9982642	-0,70257	4,56E-10	9,9E-11	14,25	4,68
nuraxi	153,1381135	-0,84446	3,45E-10	7,41E-11	14,25	4,68
saras	155,0002003	9,862773	1,48E-09	3,56E-10	14,25	4,68
sarlux	154,9962963	9,859069	1,51E-09	3,63E-10	14,25	4,68
utenza	154,9909176	9,859583	1,42E-09	2,93E-10	14,25	4,68
*arzachena	150,8323391	8,993543	2E-06	-2,6E-07	28,5	9,36
*arzachena2	151,3813472	9,199844	1,09E-06	-1,4E-07	28,5	9,36
*budduso	151,2754738	10,71229	3,59E-07	-4,8E-09	28,5	9,36
*chilvani	153,169644	13,3455	3,86E-07	9,19E-08	28,5	9,36
*codrongianos						
380kv	411,5735868	18,00302	-7,2E-07	5,67E-08	0	0
*codrongianos						
150kv	154,0084847	14,87007	8,41E-06	-20	0	0
*coghinas	153,5254672	12,4866	23,40001	20,8	20,14	6,6144
*olbia	150,5514541	9,041323	4E-06	2,33E-07	28,5	9,36
*olbia2	150,1437268	8,734939	1,49E-06	-1,5E-07	28,5	9,36
*ozieri	152,7148793	12,47543	11,7	10,4	9,12	2,9952
*palau	152,8183132	9,862314	7,23E-07	-1E-07	28,5	9,36
*s. teresa 150	155,5312901	11,17112	9,54E-07	9,42E-08	28,5	9,36
*san teodoro	150,0037072	8,492787	7,09E-07	2,22E-08	28,5	9,36
*siniscola 1	150,9429427	8,921424	-2,6E-08	1,04E-07	15,2	4,992
*siniscola 2	150,8721086	9,191428	9,47E-08	1,02E-07	28,5	9,36
*suvereto (SACOI)	221,2863017	22,67387	-2,9E-07	5,27E-08	-142,5	46,8
*taloro 150kv 1	156,046675	13,04551	46,8	-10,4	0	0
*taloro 230	231	16,28736	256,5	11,65334	0	0
*tempio	152,1166267	11,03941	1,5E-05	-1E-06	28,5	9,36
*tergu	154,7431421	15,08896	1,14E-06	2,78E-08	28,5	9,36
*viddalba	154,8555952	14,41276	4,18E-07	1,49E-07	28,5	9,36
1000	154,5145146	15,40261	1,24E-08	1,92E-09	14,25	4,68
Arbatax	154,7301787	3,505191	1,26E-09	1,39E-11	28,5	9,36

C.W.F.Italia	151,9255904	4,566942	14,4	12,8	0	0
C.W.F.Italia1	150,8063619	-0,43114	-5E-09	1,34E-08	0	0
Enichem Polimeri	155,289293	9,873177	1,49E-09	3,29E-10	14,25	4,68
FIUMESANTO						
150KV	157,207671	18,07138	3,39E-07	7,24E-08	71,25	23,4
Flumendosa dd	154,8519987	3,326365	1,26E-09	-2,2E-12	28,5	9,36
S. miali	154,5	5,840719	28,8	16,31561	14,25	4,68
SULCIS	231,1403632	0,016895	-2,1E-07	3,56E-07	0	0
SULCIS 150Kv	153,2178858	-0,79846	-9,9E-09	3,06E-08	0	0
SULCIS 2	153,2089901	-0,79885	-2,2E-10	1,87E-09	28,5	9,36
SULCIS1	231	0	-961,894	404,767	0	0
Selargius 380kv	415,2523781	11,8177	-1,1E-07	7,9E-08	0	0
Serbariu	152,2460362	-0,55376	-4,3E-10	4,23E-09	28,5	9,36
aglientu	155,0754166	12,42083	1,54E-07	1,73E-07	9,12	2,9952
alghero	151,9774212	9,896028	2,48E-08	5,38E-09	28,5	9,36
alghero 2	152,3545986	12,45102	1,84E-08	4,81E-09	28,5	9,36
busachi	229,3816145	13,04262	18,63	-4,14	0	0
cagliari 4	156,0006572	7,94941	2,47E-09	1,86E-11	45,6	14,976
cagliari centro	155,9545933	9,285717	2,42E-09	2,63E-10	45,6	14,976
cagliari sud	414,6664538	11,99355	7,61E-10	5,29E-10	0	0
cagliari sud 150kv	155,003475	9,864909	-1,4E-09	2,73E-09	0	0
cheremule	151,2201371	11,94732	5,81E-07	-1,1E-07	28,5	9,36
codroingianos	226,945954	16,19566	7,74E-08	1,52E-08	0	0
fiumesanto	412,6851987	19,53619	666	-148	0	0
fiumesanto						
centrale	157,5	18,19995	171	100,7911	0	0
florinas staz	154,0514448	14,86266	18	16	0	0
flumini maggiore	151,0041695	-1,02873	5,81E-10	1,44E-10	5,7	1,872
galtelli	150,5575066	8,974116	1,44E-07	-5,8E-09	9,12	2,9952
goni	154,6538581	5,253643	1,27E-09	7,84E-13	28,5	9,36
guspini	150,2167242	3,038555	-1,7E-08	1,33E-08	28,5	9,36
iglesias	151,1037115	-0,92864	-5,2E-09	1,42E-08	28,5	9,36
iglesias 2 C.M.	150,5537509	-0,63948	7,83E-10	1,8E-10	14,25	4,68
isili	155,8671612	3,966691	1,3E-09	4,59E-11	28,5	9,36
isili1	157,5	4,162523	34,29	53,89368	28,5	9,36
ivpc4 viddalba	156	17,66153	61,2	3,485957	0	0
lanusei	155,2546894	4,262901	1,26E-09	-9,8E-14	9,12	2,9952
lula	151,6312157	9,933858	-3,3E-07	1,52E-07	9,12	2,9952
macomer	150,4216933	9,100994	1,31E-07	8,63E-09	28,5	9,36
molentargius 1	155,8470195	9,210198	3,62E-09	-2E-10	45,6	14,976
molentargius 2	153,9889868	7,235882	1,84E-09	1,86E-10	57	18,72
monteoro	153,4772833	14,83739	-2,7E-08	3,81E-08	42,75	14,04
muravera	153,3896639	6,637271	1,5E-09	2,28E-10	28,5	9,36
narbolia	150,7457702	5,654675	2,5E-08	1,58E-09	28,5	9,36
nuoro	152,4019934	10,62626	-1,2E-07	7,82E-08	28,5	9,36
nuoro 2	152,8122127	10,92846	-2,4E-07	1,2E-07	28,5	9,36
nurra	156,1450612	17,92709	10,8	-2,4	14,25	4,68
nurri	155,7295076	5,047475	19,8	-4,4	0	0

ollastra	150,6856559	6,025637	-3,7E-08	3,67E-08	14,25	4,68
oristano	224,9201891	6,563292	-2,5E-07	2,04E-07	0	0
oristano150kv	151,4998228	5,466808	-2,7E-08	7,84E-08	28,5	9,36
ottana	230,9481231	16,09551	6,89E-08	9,56E-09	0	0
ottana 220kv	231	16,13119	167,4	34,72917	0	0
pabillonis	150,2154745	3,184949	-1,4E-08	1,24E-08	14,25	4,68
padria	150,6285276	7,438384	1,47E-08	5,1E-09	14,25	4,68
ploaghe staz	154,9763967	15,11307	54	48	0	0
porto canale	156,174651	9,451349	1,97E-09	9,56E-10	28,5	9,36
portoscuso	157,5	3,630904	360	-21,958	14,25	4,68
portotorres	155,4087518	16,14281	1,21E-07	2,45E-08	28,5	9,36
quartu s.elena	154,3102018	7,458506	1,46E-09	1,95E-10	28,5	9,36
quartucciu	154,1960674	7,345936	1,64E-09	1,94E-10	42,75	14,04
rumianca	415,229816	11,75389	-3E-08	3,3E-08	0	0
rumianca 150kv	157,2945726	10,66521	196,2	174,4	28,5	9,36
rumianca 220kv	228,8368347	7,068965	-4,7E-08	9,05E-08	0	0
s antioco	152,1646282	0,338467	-2,1E-10	3,71E-09	28,5	9,36
s giusta	151,8155438	4,539973	9,29E-09	7,99E-09	28,5	9,36
s.gillia	157,4881302	8,578489	5,42E-09	1,43E-11	45,6	14,976
s.gillia centrale	157,5	8,581476	82,8	69,87279	0	0
s.margherita	153,285674	7,148005	-8,4E-10	4,91E-09	11,4	3,744
san giovani suergiu	151,8865975	1,264445	-2,6E-10	3,64E-09	14,25	4,68
sarlux	414,4677121	12,33222	604,8	-134,4	0	0
sarroch	155,3729022	9,920803	2,26E-09	5,65E-10	28,5	9,36
sedini-litigheddu	154,5	17,73958	48,6	-5,44577	0	0
selargius 150kv	154,9520073	7,819113	4,92E-09	1,93E-09	0	0
selargius 220kv	227,8563378	8,763975	-7,4E-09	6,11E-09	0	0
sennori	154,7609053	15,3457	-1,2E-07	8,25E-08	28,5	9,36
serrasecca	153,3658417	14,58106	3,5E-07	-9,8E-09	42,75	14,04
sestu	154,1584335	6,920676	1,41E-09	8,64E-10	9,12	2,9952
siligo	153,0377967	13,94693	3,09E-07	-5,6E-08	14,25	4,68
siliqua	150,4562027	0,780365	-9,1E-09	2,22E-08	28,5	9,36
sunì	150,3923501	6,778191	2,77E-08	6,94E-09	28,5	9,36
taloro 150kv 2	156,0438833	13,04406	3,59E-09	5,47E-10	9,12	2,9952
taloro 2	156,4674544	13,15387	23,76	23,76	5,7	1,872
taloro 3	156,4684202	13,16892	4,5	-1	0	0
teluda	152,2750498	4,827748	-7,3E-10	4,79E-09	14,25	4,68
tuili	153,9175233	8,56343	-2E-08	3E-08	18,24	5,9904
tula	153,8300362	12,99591	17,99997	16,00009	0	0
ula tirso	150,0972914	6,909123	6,47E-08	1,78E-08	28,5	9,36
ulassai	156	5,223646	64,8	25,50553	0	0
umni	154,5	6,092496	15,3	-2,52572	0	0
uras	150,5266173	3,543734	-5E-09	1,18E-08	28,5	9,36
villacidro	150,8706029	3,286424	-1,2E-08	2,28E-08	28,5	9,36
villaperuccio	151,8725706	2,868184	-6,1E-10	4,53E-09	11,4	3,744
villasimius	153,1877695	6,573497	1,49E-09	2,03E-10	28,5	9,36
villasor	227,5714612	6,816811	-1,7E-08	1,62E-07	0	0

villasor 150kv	153,6920228	6,044203	-2,9E-08	6,56E-08	0	0
villasor2	153,6546384	6,122677	1,69E-09	5,84E-10	28,5	9,36

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [MW]	Q Flow [MVar]	P Loss [MW]	Q Loss [MVar]
fiumesanto	FIUMESANTO 150KV	1	56,08816	-40,4018	0,179558	2,082877
fiumesanto	FIUMESANTO 150KV	2	56,08816	-40,4018	0,179558	2,082877
rumianca	rumianca 150kv	3	67,61775	-42,9372	0,148844	1,726591
rumianca	rumianca 150kv	4	67,61775	-42,9372	0,148844	1,726591
*codrongianos 380kv	*suvereto (SACOI)	5	-141,388	59,58553	1,111786	12,78554
selargius 220kv	Selargius 380kv	6	-198,029	13,81123	0,918389	10,56147
selargius 150kv	selargius 220kv	7	-19,2615	-0,7768	0,034824	0,320378
selargius 150kv	selargius 220kv	8	-19,2615	-0,7768	0,034824	0,320378
selargius 150kv *codrongianos 380kv	Selargius 380kv	9	-160,47	8,066272	0,967677	11,22505
*codrongianos 380kv	codroingianos	10	114,909	-17,5985	0,319111	3,669779
*codrongianos 380kv	codroingianos	11	114,909	-17,5985	0,319111	3,669779
*taloro 230	*taloro 150kv 1	12	108,4023	8,949836	0,670701	6,170449
oristano	oristano150kv	13	22,7254	11,47692	0,062012	0,570507
*codrongianos 380kv	*codrongianos 150kv	14	124,2263	-2,40391	0,583277	6,76601
*codrongianos 380kv	*codrongianos 150kv	15	124,2263	-2,40391	0,583277	6,76601
*taloro 230	*taloro 150kv 1	16	108,4023	8,949836	0,670701	6,170449
oristano	oristano150kv	17	36,36064	18,36307	0,099219	0,912811
SULCIS1	SULCIS 150Kv	18	31,30896	48,90806	0,191171	1,758769
SULCIS1	SULCIS 150Kv	19	31,30896	48,90806	0,191171	1,758769
cagliari sud	cagliari sud 150kv	20	85,88985	1,583199	0,274671	3,186188
cagliari sud	cagliari sud 150kv	21	108,0786	-0,41562	0,434779	3,999965
villasor 150kv	villasor	22	-52,8461	-28,8547	0,107913	0,992799
rumianca 220kv	rumianca *codrongianos 380kv	23	-302,715	46,44331	2,167236	24,92322
fiumesanto	Selargius 380kv	24	337,5407	-0,87298	0,658325	-20,4536
fiumesanto	Selargius 380kv	25	393,959	-84,4689	3,84614	-76,5232
rumianca	Selargius 380kv	26	-29,726	-6,42257	0,002412	-14,2774
sarlux	rumianca	27	284,282	-78,5115	0,218632	-10,2859
cagliari sud	rumianca	28	126,3722	-57,2497	0,043578	-11,6581
sarlux	cagliari sud	29	320,518	-55,8885	0,177309	0,193595
SULCIS	SULCIS1	30	695,9408	-255,706	0,498006	0,04969
SULCIS	rumianca 220kv	31	-292,635	74,01282	4,798489	22,15863
villasor	rumianca 220kv	32	-5,27637	-5,46509	0,005339	-0,05421
busachi	villasor	33	192,2201	-15,836	3,806111	10,58588

ottana	busachi		34	175,3022	-8,00327	1,712061	3,692702
	13 SULCIS		35	-14,25	-4,68	0,020563	0,095866
codroingianos	oristano		36	232,2147	-1,86174	4,511906	25,30111
ottana	*taloro 230		37	-19,9192	-0,15245	0,009445	-3,274
ottana	*taloro 230		38	-19,7573	-0,17841	0,00937	-3,30319
codroingianos	ottana		39	-3,03498	-40,6749	0,11854	-7,7418
ottana	ottana 220kv		40	-83,1987	-17,3308	0,007927	-0,09896
villasor	selargius 220kv		41	-158,669	17,39448	0,766547	1,388884
villasor 150kv	nurri		42	20,68242	-22,3252	0,094119	-2,62585
SULCIS	villasor		43	-294,205	97,25591	5,201279	29,0572
	14 SULCIS		44	-14,25	-4,68	0,020563	0,095866
	15 SULCIS		45	-14,25	-4,68	0,020563	0,095866
tula	*coghinas		46	94,52792	7,071639	0,126317	0,441088
*chilvani	*ozieri		47	66,9147	-4,73205	0,271523	0,145869
*ozieri	*budduso		48	69,22318	2,526884	0,582029	0,460756
iglesias 2 C.M.	C.W.F.Italia1		49	-14,25	-4,68	0,008711	-1,00908
SULCIS1		46	50	-148,567	19,16379	0,028548	-2,08062
SULCIS1		47	51	-147,636	20,57997	0,011692	-0,08682
	48 SULCIS1		52	47,37443	-4,34497	0,205457	1,94438
ottana	ottana 220kv		53	-84,1854	-17,5933	0,007984	-0,09597
oristano	SULCIS		54	168,6168	-57,0029	2,433388	8,330732
villasor 150kv		44	55	9,136093	2,022307	0,007257	-0,95693
*taloro 150kv 1	villasor 150kv		56	82,37283	-9,57617	2,641623	3,899932
tuili	villasor 150kv		57	65,16506	-15,1279	0,767433	0,328742
villacidro	villasor 150kv		58	-153,315	-12,5962	2,097887	6,518246
villasor 150kv	villasor2		59	-23,0529	10,79797	0,009297	-0,17117
villasor 150kv	S. miali		60	6,293766	-18,8791	0,032143	-1,12688
	*codrongianos						
florinas staz	150kv		61	-1,14986	3,730687	0,000183	-0,32628
portotorres	monteoro		62	85,24114	21,02286	0,595249	1,049185
SULCIS		12	63	14,27056	4,775866	0,020563	0,095866
tuili	*taloro 150kv 1		64	-83,4051	9,137453	1,761905	2,835443
*taloro 150kv 1	nuoro 2		65	98,98739	26,46231	1,130998	2,559182
nuoro	lula		66	40,74656	5,08481	0,140942	-0,6328
*siniscola 2	*siniscola 1		67	33,59753	-12,9583	0,044606	-25,6125
*olbia2	*san teodoro		68	10,21015	-1,19412	0,011588	-1,40855
*olbia	*arzachena		69	1,128414	-7,66666	0,003893	-0,96322
*s. teresa 150	*palau		70	85,35309	35,73832	0,694994	1,362474
*tergu	*viddalba		71	38,24597	-13,2757	0,124949	-0,67718
Flumendosa dd	Arbatax		72	-11,0451	7,056742	0,014877	-0,99283
selargius 150kv	sestu		73	70,3034	3,703204	0,303787	0,213449
quartucciu	molentargius 2		74	12,69705	4,249566	0,008288	-0,63106
quartu s.elena	molentargius 2		75	4,281735	1,72985	0,002033	-0,08528
rumianca 150kv	s.gillia		76	39,63026	-4,64104	0,144739	1,337294
rumianca 150kv	sarroch		77	73,48762	39,61446	0,389913	0,568472
sarroch	Sch Europa		78	14,25384	4,436884	0,003842	-0,24312
sarroch	Enichem Polimeri		79	14,25388	4,434149	0,003883	-0,24585

villaperuccio	teluda		80	-108,333	21,9752	0,996106	2,549588
s antioco	san giovani suergiu		81	-81,5732	7,08781	0,375043	-25,0128
SULCIS 2	Serbariu		82	-10,0231	28,92555	0,061798	-0,6771
SULCIS 150Kv		9	83	14,25158	4,585888	0,00158	-0,09411
s.gillia	cagliari 4		84	76,68292	48,91239	0,192824	-26,4798
s giusta	uras		85	52,3624	-24,2107	0,269986	-34,435
guspini	villacidro		86	-19,2049	-11,4743	0,035635	-0,82741
rumianca 150kv		32	87	14,25374	4,430653	0,00374	-0,24935
isili	isili1		88	-8,46633	-12,4549	0,051807	-3,47575
		44	89	9,128836	2,979239	0,008836	-0,01596
	*codrongianos	45					
portotorres	150kv		90	38,24886	8,453996	0,138052	-1,75464
FIUMESANTO							
150KV	portotorres		91	120,2857	23,61682	0,635578	2,955786
FIUMESANTO							
150KV	portotorres		92	121,406	23,85022	0,641469	3,008164
FIUMESANTO							
150KV	portotorres		93	122,8955	24,15647	0,649429	3,077366
Serbariu	s antioco		94	-52,8468	16,26258	0,226371	-25,912
*olbia	*olbia2		95	38,77233	7,871881	0,062179	-0,294
pabillonis	guspini		96	9,301603	-3,00141	0,006458	-0,88714
oristano150kv	s giusta		97	66,77507	-27,4678	0,3083	-33,8177
oristano150kv	ollastra		98	-30,6629	29,5598	0,124989	-0,45611
*arzachena	*arzachena2		99	-27,3755	-16,0634	0,04244	-0,41264
	8 iglesias		100	-14,25	-4,68	0,002687	-0,15079
	7 iglesias		101	-14,25	-4,68	0,000359	-0,01998
	6 iglesias		102	-14,25	-4,68	0,000379	-0,02123
selargius 150kv	quartucciu		103	81,1244	22,54462	0,21143	0,338358
SULCIS 150Kv	iglesias		104	15,25249	47,36436	0,103045	-0,46471
*codrongianos							
150kv	*chilvani		105	95,79561	5,987992	0,380915	1,360039
portotorres	alghero 2		106	137,7886	8,122616	2,415353	7,027361
narbolia	oristano150kv		107	5,716094	-17,9458	0,028695	-1,04113
sunì	narbolia		108	34,3188	-10,0886	0,102709	-1,50278
quartucciu	villasimius		109	25,46592	3,9167	0,101644	-1,80977
sunì	padria		110	-62,8188	0,728625	0,107085	-0,00605
*budduso	*siniscola 2		111	40,14115	-7,29387	0,283491	-1,27056
*siniscola 2	galtelli		112	9,130654	1,427825	0,010654	-1,56737
monteoro	serrasecca		113	23,63821	-0,02489	0,015685	-0,71056
macomer	cheremule		114	-103,015	5,818065	0,757142	3,195704
sestu	fas		115	9,123552	2,438667	0,003552	-0,55653
villasor 150kv		16	116	14,25141	4,594627	0,001414	-0,08537
villasor 150kv		17	117	14,25138	4,596907	0,001378	-0,08309
*codrongianos							
150kv	tula		118	76,89798	-8,25774	0,370035	0,670711
*coghinas	*tempio		119	97,66161	20,81615	0,391867	1,514444
*tempio	*olbia		120	68,76976	9,941705	0,369017	0,37648
SULCIS 150Kv	nuraxi		121	14,25375	4,456162	0,003754	-0,22384

figus	Serbariu		122	-14,25	-4,68	0,011973	-0,69994
cheremule	siligo		123	-132,272	-6,73764	1,287942	3,74054
s giusta	C.W.F.Italia		124	-14,3956	-47,0898	0,004374	-34,2898
aglientu	*s. teresa 150		125	60,68279	-25,4629	0,378702	0,077577
*viddalba	aglientu		126	70,47358	-21,8396	0,670787	0,628024
porto canale	cagliari centro		127	117,7785	15,75031	0,105646	-10,2387
molentargius 1	cagliari centro		128	-72,0428	-18,7934	0,030074	-7,78038
selargius 150kv	molentargius 2		129	40,16222	11,40688	0,130693	-0,61736
goni	ulassai		130	-1,57202	-19,2089	0,023272	-1,9651
iglesias	C.W.F.Italia1		131	-61,8056	24,01881	0,086521	0,048755
C.W.F.Italia1	siliqua		132	-76,1508	20,29914	0,245674	0,592122
villacidro	siliqua		133	105,5744	-7,41066	0,677903	2,93635
*siniscola 1	*san teodoro		134	18,35292	-17,6531	0,051488	-26,7986
ula tirso	macomer		135	-73,754	16,24022	0,761071	1,062155
cartiera Arbatax	Arbatax		136	-14,25	-4,68	0,003818	-0,20107
	49 fumesanto		137	177,7516	-17,4603	0,075546	0,685249
	2 monteoro		138	-9,12	-2,9952	0,008838	-0,01592
monteoro		3	139	9,128838	2,979281	0,008838	-0,01592
S. miali	goni		140	20,81162	-6,11661	0,032302	-1,88997
muravera	villasimius		141	3,13678	1,889835	0,001056	-1,74369
goni	umni		142	-15,2774	2,645943	0,022642	0,12022
uras	pabillonis		143	23,59241	0,864276	0,040807	-0,81431
portotorres	sennori		144	44,33983	6,05309	0,095217	-0,79958
villasor2	sestu		145	-51,5622	1,609142	0,193829	-0,33497
flumini maggiore	iglesias		146	-5,7	-1,872	0,001595	-1,26973
FIUMESANTO	fumesanto						
150KV	centrale		147	-156,564	-94,6639	0,077998	0,452765
FIUMESANTO							
150KV		4	148	-170,912	-92,3565	0,088287	0,520285
	*codrongianos						
plogaghe staz	150kv		149	51,36074	44,16208	0,134192	0,063985
sennori	*tergu		150	15,74461	-2,50733	0,010407	-1,17574
cagliari sud 150kv	s.margherita		151	138,0757	-2,16065	1,752922	5,102121
alghero	alghero 2		152	-106,173	-14,3919	0,699743	-22,6566
selargius 150kv	quartu s.elena		153	32,84999	10,49868	0,068258	-0,59117
selargius 150kv	muravera		154	31,74875	9,006692	0,111972	-2,24314
padria	alghero		155	-77,1759	-3,94533	0,497578	-24,5769
teluda	s.margherita		156	-123,579	14,74561	1,343582	3,738843
*codrongianos							
150kv	siligo		157	148,4861	17,21191	0,67597	2,053732
lula	*siniscola 2		158	31,48561	2,72241	0,115087	-1,13046
*palau	*arzachena2		159	56,1581	25,01584	0,240182	0,005053
*taloro 150kv 1	taloro 150kv 2		160	18,27625	6,70649	0,000158	-0,00577
SULCIS 150KV	SULCIS 2		161	18,47775	37,89216	0,000812	-0,39339
	FIUMESANTO						
nurra	150KV		162	-3,45	-7,08	0,005654	-0,05256
taloro 2	*taloro 150kv 1		163	22,55977	21,36499	0,019592	-0,76686
taloro 3	taloro 2		164	4,5	-1	0,000228	-0,47699

rumianca 150kv	porto canale		165	146,766	27,70695	0,487514	2,596638
Flumendosa dd	isili1		166	-17,4549	-16,4167	0,053712	0,428712
san giovani suergiu	villaperuccio		167	-96,1982	27,42065	0,734836	1,701456
rumianca 150kv		25	168	14,2501	4,232644	0,000103	-0,44736
rumianca 150kv		26	169	14,25007	4,368685	7,18E-05	-0,31131
goni		28	170	9,128703	2,976315	0,008703	-0,01888
ollastra	ula tirso		171	-45,0379	25,3359	0,216118	-0,26432
nuoro 2	nuoro		172	69,3564	14,54313	0,109839	0,098315
	1 portotorres		173	-14,25	-4,68	0,021155	0,10482
	1000 portotorres		174	-14,25	-4,68	0,021155	0,10482
cagliari sud 150kv	sarroch		175	-16,0722	-21,1306	0,017821	-0,31565
	22 cagliari sud 150kv		176	-14,25	-4,68	0,004134	-0,25906
cagliari sud 150kv	utenza		177	14,25081	2,695629	0,000812	-1,98437
cagliari sud 150kv	sarlux		178	14,25028	2,69556	0,000284	-1,98444
cagliari sud 150kv		18	179	14,25014	3,730275	0,000144	-0,94972
cagliari sud 150kv	saras		180	14,25014	3,730275	0,000144	-0,94972
Arbatax	lanusei		181	-53,8138	-5,78935	0,108271	-0,38652
s.gillia centrale	s.gillia		182	82,8	69,87279	0,002598	0,006066
isili1	nurri		183	-20,2367	18,70909	0,079834	-2,56836
isili	nurri		184	-20,0337	3,09489	0,038088	0,273004
selargius 150kv	molentargius 1		185	-26,3766	-3,26311	0,066162	0,554292
*tergu	sedini-litigheddu		186	-48,3746	7,593301	0,225379	2,147529
*viddalba	ivpc4 viddalba		187	-60,8526	-0,11887	0,347446	3,367087
ploaghe staz	*tergu		188	2,63926	3,837922	0,002111	-1,17127
serrasecca	florinas staz		189	-19,1275	-13,3543	0,022386	-1,08502
lanusei	ulassai		190	-63,0421	-8,39803	0,162595	-0,13629
	39 *s. teresa 150		191	54	26,53383	0,451	-44,1049
selargius 150kv	cagliari 4		192	-30,8194	-60,4096	0,07072	-27,0337
ottana		31	193	14,30245	5,162564	0,052453	0,482564
ottana		30	194	14,30246	5,162565	0,052458	0,482565
*codrongianos							
150kv		38	195	14,29366	5,081688	0,043662	0,401688
taloro 150kv 2		29	196	9,156093	3,717061	0,036093	0,721861
	46 portoscuso		197	-148,595	21,24441	1,021568	9,398421
	47 portoscuso		198	-147,648	20,66679	1,008088	9,274413
fiumesanto							
centrale		5	199	14,3581	5,674497	0,108097	0,994497
SULCIS1		33	200	14,30243	5,162341	0,052428	0,482341
	48 portoscuso		201	-47,3744	4,344973	0,10275	0,945301
	49 49(twt)		202	-177,752	17,46031	1,498948	14,98948
49(twt)		41	203	-89,6253	1,235417	0,374737	3,74737
49(twt)		42	204	-89,6253	1,235417	0,374737	3,74737

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [MW]	Q Flow [MVar]	P Loss [MW]	Q Loss [MVar]
FIUMESANTO 150KV	fiumesanto	1	-55,9086	42,48471	0,179558	2,082877

FIUMESANTO

150KV	fiumesanto		2	-55,9086	42,48471	0,179558	2,082877
rumianca 150kv	rumianca		3	-67,4689	44,66383	0,148844	1,726591
rumianca 150kv	rumianca		4	-67,4689	44,66383	0,148844	1,726591
	*codrongianos						
*suvereto (SACOI)	380kv		5	142,5	-46,8	1,111786	12,78554
Selargius 380kv	selargius 220kv		6	198,947	-3,24976	0,918389	10,56147
selargius 220kv	selargius 150kv		7	19,29634	1,097183	0,034824	0,320378
selargius 220kv	selargius 150kv		8	19,29634	1,097183	0,034824	0,320378
Selargius 380kv	selargius 150kv		9	161,4374	3,158782	0,967677	11,22505
	*codrongianos						
codroingianos	380kv		10	-114,59	21,26832	0,319111	3,669779
	*codrongianos						
codroingianos	380kv		11	-114,59	21,26832	0,319111	3,669779
*taloro 150kv 1	*taloro 230		12	-107,732	-2,77939	0,670701	6,170449
oristano150kv	oristano		13	-22,6634	-10,9064	0,062012	0,570507
	*codrongianos						
150kv	380kv		14	-123,643	9,169921	0,583277	6,76601
	*codrongianos						
150kv	380kv		15	-123,643	9,169921	0,583277	6,76601
*taloro 150kv 1	*taloro 230		16	-107,732	-2,77939	0,670701	6,170449
oristano150kv	oristano		17	-36,2614	-17,4503	0,099219	0,912811
SULCIS 150Kv	SULCIS1		18	-31,1178	-47,1493	0,191171	1,758769
SULCIS 150Kv	SULCIS1		19	-31,1178	-47,1493	0,191171	1,758769
cagliari sud 150kv	cagliari sud		20	-85,6152	1,60299	0,274671	3,186188
cagliari sud 150kv	cagliari sud		21	-107,644	4,415582	0,434779	3,999965
villasor	villasor 150kv		22	52,95397	29,84747	0,107913	0,992799
rumianca	rumianca 220kv		23	304,8825	-21,5201	2,167236	24,92322
	*codrongianos						
380kv	fiumesanto		24	-336,882	-19,5806	0,658325	-20,4536
Selargius 380kv	fiumesanto		25	-390,113	7,945766	3,84614	-76,5232
Selargius 380kv	rumianca		26	29,72841	-7,85479	0,002412	-14,2774
rumianca	sarlux		27	-284,063	68,22558	0,218632	-10,2859
rumianca	cagliari sud		28	-126,329	45,59155	0,043578	-11,6581
cagliari sud	sarlux		29	-320,341	56,08209	0,177309	0,193595
SULCIS1	SULCIS		30	-695,443	255,7555	0,498006	0,04969
rumianca 220kv	SULCIS		31	297,4335	-51,8542	4,798489	22,15863
rumianca 220kv	villasor		32	5,281708	5,41088	0,005339	-0,05421
villasor	busachi		33	-188,414	26,42185	3,806111	10,58588
busachi	ottana		34	-173,59	11,69597	1,712061	3,692702
SULCIS		13	35	14,27056	4,775866	0,020563	0,095866
oristano	codroingianos		36	-227,703	27,16285	4,511906	25,30111
*taloro 230	ottana		37	19,92862	-3,12155	0,009445	-3,274
*taloro 230	ottana		38	19,76671	-3,12478	0,00937	-3,30319
ottana	codroingianos		39	3,153523	32,9331	0,11854	-7,7418
ottana 220kv	ottana		40	83,2066	17,23182	0,007927	-0,09896
selargius 220kv	villasor		41	159,436	-16,0056	0,766547	1,388884
nurri	villasor 150kv		42	-20,5883	19,69933	0,094119	-2,62585
villasor	SULCIS		43	299,4058	-68,1987	5,201279	29,0572

SULCIS		14	44	14,27056	4,775866	0,020563	0,095866
SULCIS		15	45	14,27056	4,775866	0,020563	0,095866
*coghinas	tula		46	-94,4016	-6,63055	0,126317	0,441088
*ozieri	*chilvani		47	-66,6432	4,877916	0,271523	0,145869
*budduso	*ozieri		48	-68,6411	-2,06613	0,582029	0,460756
C.W.F.Italia1	iglesias 2 C.M.		49	14,25871	3,670916	0,008711	-1,00908
	46 SULCIS1		50	148,5954	-21,2444	0,028548	-2,08062
	47 SULCIS1		51	147,6478	-20,6668	0,011692	-0,08682
SULCIS1		48	52	-47,169	6,289353	0,205457	1,94438
ottana 220kv	ottana		53	84,1934	17,49735	0,007984	-0,09597
SULCIS	oristano		54	-166,183	65,33358	2,433388	8,330732
	44 villasor 150kv		55	-9,12884	-2,97924	0,007257	-0,95693
villasor 150kv	*taloro 150kv 1		56	-79,7312	13,4761	2,641623	3,899932
villasor 150kv	tuili		57	-64,3976	15,4566	0,767433	0,328742
villasor 150kv	villacidro		58	155,4128	19,11444	2,097887	6,518246
villasor2	villasor 150kv		59	23,06223	-10,9691	0,009297	-0,17117
S. miali	villasor 150kv		60	-6,26162	17,75222	0,032143	-1,12688
*codrongianos							
150kv	florinas staz		61	1,150043	-4,05697	0,000183	-0,32628
monteoro	portotorres		62	-84,6459	-19,9737	0,595249	1,049185
	12 SULCIS		63	-14,25	-4,68	0,020563	0,095866
*taloro 150kv 1	tuili		64	85,16697	-6,30201	1,761905	2,835443
nuoro 2	*taloro 150kv 1		65	-97,8564	-23,9031	1,130998	2,559182
lula	nuoro		66	-40,6056	-5,71761	0,140942	-0,6328
*siniscola 1	*siniscola 2		67	-33,5529	-12,6542	0,044606	-25,6125
*san teodoro	*olbia2		68	-10,1986	-0,21444	0,011588	-1,40855
*arzachena	*olbia		69	-1,12452	6,703432	0,003893	-0,96322
*palau	*s. teresa 150		70	-84,6581	-34,3758	0,694994	1,362474
*viddalba	*tergu		71	-38,121	12,59852	0,124949	-0,67718
Arbatax	Flumendosa dd		72	11,06002	-8,04958	0,014877	-0,99283
sestu	selargius 150kv		73	-69,9996	-3,48976	0,303787	0,213449
molentargius 2	quartucciu		74	-12,6888	-4,88063	0,008288	-0,63106
molentargius 2	quartu s.elena		75	-4,2797	-1,81513	0,002033	-0,08528
s.gillia	rumianca 150kv		76	-39,4855	5,978336	0,144739	1,337294
sarroch	rumianca 150kv		77	-73,0977	-39,046	0,389913	0,568472
Sch Europa	sarroch		78	-14,25	-4,68	0,003842	-0,24312
Enichem Polimeri	sarroch		79	-14,25	-4,68	0,003883	-0,24585
teluda	villaperuccio		80	109,3292	-19,4256	0,996106	2,549588
san giovani suergiu	s antioco		81	81,94825	-32,1007	0,375043	-25,0128
Serbariu	SULCIS 2		82	10,08486	-29,6026	0,061798	-0,6771
	9 SULCIS 150Kv		83	-14,25	-4,68	0,00158	-0,09411
cagliari 4	s.gillia		84	-76,4901	-75,3922	0,192824	-26,4798
uras	s giusta		85	-52,0924	-10,2243	0,269986	-34,435
villacidro	guspini		86	19,24049	10,64686	0,035635	-0,82741
	32 rumianca 150kv		87	-14,25	-4,68	0,00374	-0,24935
isili1	isili		88	8,518134	8,979139	0,051807	-3,47575
	45	44	89	-9,12	-2,9952	0,008836	-0,01596

*codrongianos							
150kv	portotorres	90	-38,1108	-10,2086	0,138052	-1,75464	
	FIUMESANTO						
portotorres	150KV	91	-119,65	-20,661	0,635578	2,955786	
	FIUMESANTO						
portotorres	150KV	92	-120,765	-20,8421	0,641469	3,008164	
	FIUMESANTO						
portotorres	150KV	93	-122,246	-21,0791	0,649429	3,077366	
s antioco	Serbariu	94	53,0732	-42,1746	0,226371	-25,912	
*olbia2	*olbia	95	-38,7101	-8,16588	0,062179	-0,294	
guspini	pabillonis	96	-9,29514	2,11427	0,006458	-0,88714	
s giusta	oristano150kv	97	-66,4668	-6,34982	0,3083	-33,8177	
ollastra	oristano150kv	98	30,78785	-30,0159	0,124989	-0,45611	
*arzachena2	*arzachena	99	27,41792	15,65079	0,04244	-0,41264	
iglesias		8	100	14,25269	4,529211	0,002687	-0,15079
iglesias		7	101	14,25036	4,660016	0,000359	-0,01998
iglesias		6	102	14,25038	4,658768	0,000379	-0,02123
quartucciu	selargius 150kv	103	-80,913	-22,2063	0,21143	0,338358	
iglesias	SULCIS 150Kv	104	-15,1494	-47,8291	0,103045	-0,46471	
	*codrongianos						
*chilvani	150kv	105	-95,4147	-4,62795	0,380915	1,360039	
alghero 2	portotorres	106	-135,373	-1,09526	2,415353	7,027361	
oristano150kv	narbolia	107	-5,6874	16,90472	0,028695	-1,04113	
narbolia	suni	108	-34,2161	8,585846	0,102709	-1,50278	
villasimius	quartucciu	109	-25,3643	-5,72647	0,101644	-1,80977	
padria	suni	110	62,92589	-0,73467	0,107085	-0,00605	
*siniscola 2	*budduso	111	-39,8577	6,023314	0,283491	-1,27056	
galtelli	*siniscola 2	112	-9,12	-2,9952	0,010654	-1,56737	
serrasecca	monteoro	113	-23,6225	-0,68567	0,015685	-0,71056	
cheremule	macomer	114	103,7722	-2,62236	0,757142	3,195704	
fas	sestu	115	-9,12	-2,9952	0,003552	-0,55653	
	16 villasor 150kv	116	-14,25	-4,68	0,001414	-0,08537	
	17 villasor 150kv	117	-14,25	-4,68	0,001378	-0,08309	
	*codrongianos						
tula	150kv	118	-76,5279	8,928453	0,370035	0,670711	
*tempio	*coghinas	119	-97,2697	-19,3017	0,391867	1,514444	
*olbia	*tempio	120	-68,4007	-9,56523	0,369017	0,37648	
nuraxi	SULCIS 150Kv	121	-14,25	-4,68	0,003754	-0,22384	
Serbariu	figus	122	14,26197	3,980064	0,011973	-0,69994	
siligo	cheremule	123	133,5601	10,47818	1,287942	3,74054	
C.W.F.Italia	s giusta	124	14,4	12,8	0,004374	-34,2898	
*s. teresa 150	aglientu	125	-60,3041	25,54045	0,378702	0,077577	
aglientu	*vidalba	126	-69,8028	22,46767	0,670787	0,628024	
cagliari centro	porto canale	127	-117,673	-25,989	0,105646	-10,2387	
cagliari centro	molentargius 1	128	72,07285	11,01302	0,030074	-7,78038	
molentargius 2	selargius 150kv	129	-40,0315	-12,0242	0,130693	-0,61736	
ulassai	goni	130	1,595295	17,2438	0,023272	-1,9651	
C.W.F.Italia1	iglesias	131	61,8921	-23,9701	0,086521	0,048755	

siliqua	C.W.F.Italia1		132	76,39648	-19,707	0,245674	0,592122
siliqua	villacidro		133	-104,896	10,34701	0,677903	2,93635
*san teodoro	*siniscola 1		134	-18,3014	-9,14556	0,051488	-26,7986
macomer	ula tirso		135	74,51504	-15,1781	0,761071	1,062155
Arbatax	cartiera Arbatax		136	14,25382	4,478926	0,003818	-0,20107
fiumesanto		49	137	-177,676	18,14556	0,075546	0,685249
monteoro		2	138	9,128838	2,979281	0,008838	-0,01592
	3 monteoro		139	-9,12	-2,9952	0,008838	-0,01592
goni	S. miali		140	-20,7793	4,226638	0,032302	-1,88997
villasimius	muravera		141	-3,13572	-3,63353	0,001056	-1,74369
umni	goni		142	15,3	-2,52572	0,022642	0,12022
pabillonis	uras		143	-23,5516	-1,67859	0,040807	-0,81431
sennori	portotorres		144	-44,2446	-6,85267	0,095217	-0,79958
sestu	villasor2		145	51,75606	-1,94411	0,193829	-0,33497
iglesias	flumini maggiore		146	5,701595	0,602267	0,001595	-1,26973
fiumesanto	FIUMESANTO						
centrale	150KV		147	156,6419	95,11664	0,077998	0,452765
	4 150KV		148	171	92,87677	0,088287	0,520285
*codrongianos							
150kv	ploaghe staz		149	-51,2265	-44,0981	0,134192	0,063985
*tergu	sennori		150	-15,7342	1,331586	0,010407	-1,17574
s.margherita	cagliari sud 150kv		151	-136,323	7,262768	1,752922	5,102121
alghero 2	alghero		152	106,8732	-8,26474	0,699743	-22,6566
quartu s.elena	selargius 150kv		153	-32,7817	-11,0899	0,068258	-0,59117
muravera	selargius 150kv		154	-31,6368	-11,2498	0,111972	-2,24314
alghero	padria		155	77,67347	-20,6316	0,497578	-24,5769
s.margherita	teluda		156	124,9228	-11,0068	1,343582	3,738843
	*codrongianos						
siligo	150kv		157	-147,81	-15,1582	0,67597	2,053732
*siniscola 2	lula		158	-31,3705	-3,85287	0,115087	-1,13046
*arzachena2	*palau		159	-55,9179	-25,0108	0,240182	0,005053
taloro 150kv 2	*taloro 150kv 1		160	-18,2761	-6,71226	0,000158	-0,00577
SULCIS 2	SULCIS 150Kv		161	-18,4769	-38,2856	0,000812	-0,39339
FIUMESANTO							
150KV	nurra		162	3,455654	7,027436	0,005654	-0,05256
*taloro 150kv 1	taloro 2		163	-22,5402	-22,1318	0,019592	-0,76686
taloro 2	taloro 3		164	-4,49977	0,52301	0,000228	-0,47699
porto canale	rumianca 150kv		165	-146,278	-25,1103	0,487514	2,596638
isili1	Flumendosa dd		166	17,50857	16,84545	0,053712	0,428712
villaperuccio	san giovani suergiu		167	96,93308	-25,7192	0,734836	1,701456
	25 rumianca 150kv		168	-14,25	-4,68	0,000103	-0,44736
	26 rumianca 150kv		169	-14,25	-4,68	7,18E-05	-0,31131
	28 goni		170	-9,12	-2,9952	0,008703	-0,01888
ula tirso	ollastra		171	45,25397	-25,6002	0,216118	-0,26432
nuoro	nuoro 2		172	-69,2466	-14,4448	0,109839	0,098315
portotorres		1	173	14,27115	4,78482	0,021155	0,10482
portotorres		1000	174	14,27115	4,78482	0,021155	0,10482

sarroch	cagliari sud 150kv		175	16,08999	20,81496	0,017821	-0,31565
cagliari sud 150kv		22	176	14,25413	4,420944	0,004134	-0,25906
utenza	cagliari sud 150kv		177	-14,25	-4,68	0,000812	-1,98437
sarlux	cagliari sud 150kv		178	-14,25	-4,68	0,000284	-1,98444
	18 cagliari sud 150kv		179	-14,25	-4,68	0,000144	-0,94972
saras	cagliari sud 150kv		180	-14,25	-4,68	0,000144	-0,94972
lanusei	Arbatax		181	53,92211	5,402826	0,108271	-0,38652
s.gillia	s.gillia centrale		182	-82,7974	-69,8667	0,002598	0,006066
nurri	isili1		183	20,31654	-21,2774	0,079834	-2,56836
nurri	isili		184	20,07176	-2,82189	0,038088	0,273004
molentargius 1	selargius 150kv		185	26,44277	3,817399	0,066162	0,554292
sedini-litigheddu	*tergu		186	48,6	-5,44577	0,225379	2,147529
ivpc4 viddalba	*viddalba		187	61,2	3,485957	0,347446	3,367087
*tergu	ploaghe staz		188	-2,63715	-5,00919	0,002111	-1,17127
florinas staz	serrasecca		189	19,14986	12,26931	0,022386	-1,08502
ulassai	lanusei		190	63,2047	8,261736	0,162595	-0,13629
*s. teresa 150		39	191	-53,549	-70,6388	0,451	-44,1049
cagliari 4	selargius 150kv		192	30,8901	33,37596	0,07072	-27,0337
	31 ottana		193	-14,25	-4,68	0,052453	0,482564
	30 ottana		194	-14,25	-4,68	0,052458	0,482565
	*codrongianos						
	38 150kv		195	-14,25	-4,68	0,043662	0,401688
	29 taloro 150kv 2		196	-9,12	-2,9952	0,036093	0,721861
portoscuso		46	197	149,617	-11,846	1,021568	9,398421
portoscuso		47	198	148,6559	-11,3924	1,008088	9,274413
	fiumesanto						
	5 centrale		199	-14,25	-4,68	0,108097	0,994497
	33 SULCIS1		200	-14,25	-4,68	0,052428	0,482341
portoscuso		48	201	47,47718	-3,39967	0,10275	0,945301
49(twt)		49	202	179,2505	-2,47083	1,498948	14,98948
	41 49(twt)		203	90	2,511953	0,374737	3,74737
	42 49(twt)		204	90	2,511953	0,374737	3,74737

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]	2464,586
REACTIVE POWER [MVar]	812,9393

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]	2383,74
REACTIVE POWER [MVar]	876,4704

TOTAL SHUNT

REAL POWER [MW]	137,8909
REACTIVE POWER (IND) [MVar]	0
REACTIVE POWER (CAP) [MVar]	0

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]	80,84569
REACTIVE POWER [MVar]	-235,567

LIMIT VIOLATION STATISTICS

ALL VOLTAGES WITHIN LIMITS.

ALL REACTIVE POWER WITHIN LIMITS.

ALL CURRENT FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL REAL POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

ALL APPARENT POWER FLOWS WITHIN LIMITS.

- [1]“Valutazione ambientale del piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2008 volume regione Sardegna” . TERNA -Rete Elettrica Nazionale ,pp. 4-27.
- [2]“Piano energetico ambientale regionale”regione autonoma della Sardegna, Agosto 2006 disponibile online dal sito: http://www.regione.sardegna.it/documenti/1_73_20060829124936.pdf.
- [3]“Il nuovo collegamento elettrico Italia-Sardegna” disponibile online sul sito: http://www.enel.it/attivita/ambiente/energiaelettrica/archivio/articolo.asp?page=/attivita/ambiente/energy/energia22_hp/energia22/index.asp#
- [4]S. Lauria, F. M. Gatta, A. Geri “Direct Lightning Strokes to Mixed Overhead-Cable 132-150 kV Subtransmission Lines” 29th International Conference on Lightning Protection, prossimamente a essere pubblicato in giugno del 2008.
- [5]Francesco Iliceto “Impianti Elettrici” volume I, pp: 164 – 166, giugno 1984.
- [6]Francesco Iliceto “Appunti del corso:Esercizio dei sistemi elettrici” Università la sapienza, pp.35-38, giugno 2007.
- [7]Federico Milano “Power System Analysis Toolbox Documentation for PSAT version 1.3.4”,pp. luglio 2005.
- [8]Qualità del Servizio di Trasmissione “LIVELLI MINIMO E MASSIMO DEL VALORE EFFICACE DELLA TENSIONE 380-220-150-132 kV DELLA RETE RILEVANTE” TERNA-Rete Elettrica Nazionale pp.2-3 ,Febbraio 2006.
- [9]Prescrizioni tecniche “Caratteristiche tecniche Autotrasformatori trifasi con e senza commutatori sotto carico”GRTN, N° INEPI01012 Rev. 03,pp.17-25, gennaio 2003.
- [10]“Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete” TERNA-Rete Elettrica Nazionale ,Versione aggiornata al 6 aprile 2007,pp.85-87.
- [11]“Ambientalizzazione del Parco Molentargius-Saline e sviluppo della rete elettrica in Sardegna” TERNA-Rete Elettrica Nazionale,pp.11-12, Cagliari, 27 febbraio 2007.
- [12]ATLARETE “ATLANTE DELLA RETE ELETTRICA ITALIANA 380-220-150-132 kV” TERNA Rete Elettrica nazionale, pp:307 – 310, 2006.
- [13]Qualità del Servizio di Trasmissione “Valori Minimi e Massimi Convenzionali di Potenza di Cortocircuito della rete rilevante con Tensione 380-220-150-132 kV” TERNA-Rete Elettrica Nazionale, pp:112-116, maggio 2006