



**UNIVERSIDAD DE CHILE**  
**FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**COMPATIBILIDAD DE MÉTODOS DE CÁLCULO DE FLUJOS  
AC Y DC EN SISTEMAS DE POTENCIA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

**SEBASTIÁN JESÚS OLIVA HENRÍQUEZ**

PROFESOR GUÍA:  
LUIS VARGAS DÍAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
OSCAR MOYA ARAVENA  
GUILLERMO PÉREZ DEL RÍO

SANTIAGO DE CHILE  
ENERO 2008



RESUMEN DE LA MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA  
POR: SEBASTIÁN OLIVA H.  
FECHA: 10/01/2008  
PROF. GUÍA: Sr. LUIS VARGAS D.

**“COMPATIBILIDAD DE MÉTODOS DE CÁLCULO DE FLUJOS AC Y DC EN  
SISTEMAS DE POTENCIA”**

En los estudios de sistemas eléctricos existen muchas aplicaciones en las que es necesario utilizar flujos DC, debido fundamentalmente a su eficiencia en los tiempos de cómputo. Sin embargo, en algunos casos sus resultados pueden ser poco confiables lo que conduce a análisis y conclusiones erróneas.

Esta memoria busca mejorar los resultados del flujo DC sin perjudicar su velocidad de cálculo, para lo cual se evalúan distintas alternativas que intentan compatibilizar los métodos de flujo AC y DC, en cuanto a la confiabilidad de la solución entregada y la eficiencia de los tiempos de proceso.

De los estudios realizados sobre el flujo DC se encuentra que incorporar la información de la resistencia de las líneas no mejora los resultados, ni en casos de sistemas con altas razones R/X. Por otra parte, la modelación de las pérdidas en el flujo DC sí mejora bastante sus resultados, aunque el cálculo toma cada vez más tiempo al aumentar el tamaño del sistema. Sin embargo la ganancia en la precisión compensa este mayor tiempo.

Así como el flujo DC es un simple modelo lineal para la potencia activa, también se desearía tener lo mismo para la potencia reactiva, la cual está determinada fuertemente por la magnitud de los voltajes de las barras. Se verificó que utilizar ecuaciones aproximadas para estimar la magnitud del voltaje de las barras, como lo son la conocida estimación del gradiente de voltaje o las ecuaciones de inyección de reactivos de las ramas, no son una buena alternativa dada la volatilidad de las variables involucradas.

Se concluyó que la mejor alternativa de cálculo de flujos de potencia es un método desacoplado robusto modificado, ya que ofrece una excelente estimación de las potencias para tan sólo pocas iteraciones, hecho que beneficia tanto a la eficiencia como a la precisión del cálculo.

---

## ***Agradecimientos***

*Quiero agradecer a mi mamá abuela Laura el apoyo incondicional brindado durante el desarrollo de mi carrera; y dejar en claro que todo lo que he ganado en realidad lo ha ganado ella. Además quiero agradecer los consejos de mi abuelo César que en todo momento me acompañan.*

*Agradezco el apoyo brindado por el profesor Luis Vargas durante la realización de esta memoria quien siempre me mantuvo optimista ante los nuevos desafíos. También agradezco al Profesor Marcelo Cortés por su gran voluntad en la colaboración de esta memoria.*

*Además agradezco a CHILECTRA el apoyo económico y los recursos facilitados para la realización de la memoria, en especial al Gerente de Regulación de la compañía, Guillermo Pérez del Río por la constante orientación que me brindó.*

*Finalmente quiero agradecer a mi polola Rosita quién siempre me apoyo y aconsejó en los momentos difíciles.*

# ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1	ANTECEDENTES Y CONTEXTO DEL ESTUDIO.....	2
1.2	MOTIVACIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.3	OBJETIVOS.....	4
2	MÉTODOS DE FLUJO DE POTENCIA.....	5
2.1	GENERALIDADES.....	6
2.2	MÉTODOS DE FLUJOS DE POTENCIA EN COORDENADAS POLARES Y RECTANGULARES.....	7
2.2.1	Flujos de potencia en coordenadas polares.....	7
2.2.1.1	Flujo AC.....	7
2.2.1.2	Método desacoplado rápido XB.....	9
2.2.1.3	Método desacoplado rápido BX.....	10
2.2.1.4	Método desacoplado rápido para sistemas con altas razones R/X (FDLFR <sub>R/X</sub> ).....	10
2.2.1.5	Método desacoplado rápido robusto (RFDPFM).....	11
2.2.1.6	Flujo DC.....	14
2.2.2	Flujos de potencia en coordenadas rectangulares.....	16
2.2.2.1	Método de flujo de potencia de segundo orden (SOLF).....	17
2.2.2.2	Método desacoplado.....	19
2.2.2.3	Métodos para sistemas mal condicionados.....	19
3	PRESICIÓN DE UN FLUJO DC.....	20
3.1	INTRODUCCIÓN.....	21
3.2	INFLUENCIA DE $\theta_i \approx \theta_j$ .....	21
3.3	INFLUENCIA DE $R_{ij} \ll X_{ij}$ .....	23
3.4	INFLUENCIA DE $V_i \approx 1 pu$ .....	23
4	MÉTODOS DESARROLLADOS.....	25
4.1	INTRODUCCIÓN.....	26
4.2	MODELOS DE POTENCIA ACTIVA.....	26
4.2.1	Flujo DC versión BX.....	26
4.2.2	Flujo DC con modelamiento de las pérdidas.....	27
4.2.3	Cálculo de Flujo de Potencia activa utilizando los factores GGDF.....	28
4.3	MODELOS DE POTENCIA REACTIVA.....	29
4.3.1	Utilización de la fórmula del gradiente.....	29
4.3.2	Ecuaciones de inyección de reactivos de las ramas.....	33
4.4	MÉTODOS DESACOPLADOS.....	35
5	IMPLEMENTACIÓN DE LOS MÉTODOS.....	36
5.1	FORMULACIÓN AC Y DC EN MATPOWER.....	37
5.2	DATOS GENERALES.....	38
5.3	DIAGRAMA DE FLUJO DE LOS ALGORITMOS.....	39
6	RESULTADOS.....	43
6.1	INTRODUCCIÓN.....	44
6.2	EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS.....	47
6.2.1	Tiempos de proceso.....	47
6.2.2	Confiablez de los métodos.....	48
6.2.2.1	Resultados para el Caso Base.....	48
6.2.2.2	Pruebas de Robustez.....	53
6.2.3	Estimación de los módulos de los voltajes.....	61

---

6.2.1.1	Usando la Fórmula del gradiente del voltaje.....	61
6.2.1.2	Usando las ecuaciones de inyección de reactivos .....	62
7	CONCLUSIONES.....	63
8	BIBLIOGRAFÍA.....	66
9	ANEXOS.....	68
A.	MÉTODO DE NEWTON PARA LA POTENCIA REACTIVA .....	69
B.	EQUIVALENCIA ENTRE UN FLUJO DC Y EL CÁLCULO USANDO FACTORES GGDF .....	69
C.	DETALLE DE LOS RESULTADOS DE CONFIABILIDAD DE LOS MÉTODOS	73
C.1	Casobase .....	73
C.2	Aumentando la resistencia.....	76
C.3	Aumentando la demanda .....	80
D.	DETALLE DE LAS SIMULACIONES DE FLUJO AC PARA LOS CASOS BASE .....	84

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 6.1: Características topológicas de los sistemas en el caso base.....	45
Tabla 6.2: Características operacionales de los sistemas en el caso base.....	46
Tabla 6.3: Estimaciones de voltajes usando la fórmula del gradiente de voltaje.....	61
Tabla 6.4: Estimaciones de voltaje usando las ecuaciones de inyección de reactivos.....	62
Tabla 9.1: Errores máximos en MW y su error porcentual correspondiente (MW/%).....	73
Tabla 9.2: Errores máximos en % y su error absoluto correspondiente (%/MW).....	73
Tabla 9.3: Errores máximos en MVAR y su error porcentual correspondiente (MVAR/%).....	74
Tabla 9.4: Errores máximos en % y su error absoluto correspondiente (%/MVAR).....	74
Tabla 9.5: Errores promedio absolutos en MW.....	74
Tabla 9.6: Errores promedio porcentuales de potencia activa.....	74
Tabla 9.7: Errores promedio absolutos en MVAR.....	75
Tabla 9.8: Errores promedio porcentuales de potencia reactiva.....	75
Tabla 9.9: Errores máximos en MW, y su correspondiente porcentual (MW/%),.....	76
al aumentar las resistencias.....	76
Tabla 9.10: Errores máximos en %, y su correspondiente en MW (%/MW),.....	76
al aumentar las resistencias.....	76
Tabla 9.11: Errores máximos en MVAR, y su correspondiente porcentual (MVAR/%),.....	77
al aumentar las resistencias.....	77
Tabla 9.12: Errores máximos en %, y su correspondiente en MVAR (%/MVAR),.....	77
al aumentar las resistencias.....	77
Tabla 9.13: Errores promedio en MW al aumentar la resistencia.....	78
Tabla 9.14: Errores promedio porcentuales de potencia activa.....	78
al aumentar la resistencia.....	78
Tabla 9.15: Errores promedio en MVAR al aumentar la resistencia.....	79
Tabla 9.16: Errores promedio porcentuales de potencia reactiva al.....	79
aumentar la resistencia.....	79
Tabla 9.17: Errores máximos en MW, y su correspondiente porcentual (MW/%),.....	80
al aumentar la demanda.....	80
Tabla 9.18: Errores máximos en %, y su correspondiente en MW (%/MW),.....	80
al aumentar la demanda.....	80
Tabla 9.19: Errores máximos en MVAR, y su correspondiente porcentual (MVAR/%),.....	81
al aumentar la demanda.....	81
Tabla 9.20: Errores máximos en %, y su correspondiente en MVAR (%/MVAR),.....	81
al aumentar la demanda.....	81
Tabla 9.21: Errores promedio en MW al aumentar la demanda.....	82
Tabla 9.22: Errores promedio porcentuales de potencia activa.....	82
al aumentar la demanda.....	82
Tabla 9.23: Errores promedio en MVAR al aumentar la demanda.....	83
Tabla 9.24: Errores promedio porcentuales de potencia reactiva.....	83
al aumentar la demanda.....	83

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: $ G_{ij} + tB_{ij}  /  -B_{ij} + tG_{ij} $ versus $r_{ij} / x_{ij}$ .....	13
Figura 2.2: Equivalente $\pi$ de una línea de transporte de energía eléctrica.....	14
Figura 2.3: Circuito equivalente de una red lineal.....	15
Figura 3.1: Diferencias angulares entre barras directamente conectadas.....	22
Figura 3.2: Consecuencias de las aproximaciones de seno y coseno.....	22
Figura 3.3: Influencia de la razón X/R en el error de un flujo DC.....	23
Figura 3.4: Influencia de asumir un perfil plano de voltajes para distintas desviaciones estándar de los voltajes.....	24
Figura 4.1: Modelo $\pi$ de una rama.....	27
Figura 4.2: Modelo de rama de un flujo DC con pérdidas.....	28
Figura 4.3: Modelo de rama considerado en la estimación del gradiente de voltaje.....	30
Figura 4.4: Diagrama fasorial del modelo.....	30
Figura 4.5: Corrientes en el modelo $\pi$ de una línea.....	33
Figura 5.1: Diagrama de flujo del flujo DC con modelamiento de las pérdidas.....	39
Figura 5.2: Diagrama de flujo de los métodos desacoplados XB y BX.....	40
Figura 5.3: Diagrama de flujo del método desacoplado rápido robusto RFDPFM.....	41
Figura 6.1: Tiempos de cálculo en segundos para 5000 flujos de potencia.....	47
Figura 6.2: Tiempos de cálculo de los métodos en relación a un flujo AC.....	47
Figura 6.3: Errores máximos absolutos de potencia activa con respecto a un flujo AC.....	49
Figura 6.4: Errores promedio absolutos de potencia activa con respecto a un flujo AC.....	50
Figura 6.5: Errores promedio porcentuales de potencia activa con respecto a un flujo AC.....	51
Figura 6.6: Errores máximos y promedios absolutos de potencia reactiva con respecto a un flujo AC.....	52
Figura 6.7: Errores promedio porcentuales de potencia activa con respecto a un flujo AC.....	53
Figura 6.8: Errores máximos absolutos de potencia activa con respecto a un flujo AC al aumentar la resistencia.....	54
Figura 6.9: Errores promedio absolutos de potencia activa con respecto a un flujo AC al aumentar la resistencia.....	54
Figura 6.10: Errores promedio porcentuales de potencia activa con respecto a un flujo AC al aumentar la resistencia.....	55
Figura 6.11: Errores máximos y promedio absolutos de potencia reactiva con respecto a un flujo AC al aumentar la resistencia.....	56
Figura 6.12: Errores promedio porcentuales de potencia activa con respecto a un flujo AC al aumentar la resistencia.....	56
Figura 6.13: Errores máximos absolutos de potencia activa con respecto a un flujo AC al aumentar la demanda.....	57
Figura 6.14: Errores promedio absolutos de potencia activa con respecto a un flujo AC al aumentar la demanda.....	58
Figura 6.15: Errores promedio porcentuales de potencia activa con respecto a un flujo AC al aumentar la demanda.....	58
Figura 6.16: Errores máximos y promedio absolutos de potencia reactiva con respecto a un flujo AC al aumentar la demanda.....	59



---

Figura 6.17: Errores promedio porcentuales de potencia reactiva con respecto .....	59
a un flujo AC al aumentar la demanda .....	59

## SIMBOLOGÍA

<i>AC</i>	: Newton Raphson, algoritmo de Newton para resolver flujos de potencia en coordenadas polares.
<i>DC</i>	: Método de flujo de potencia lineal (direct current).
<i>XB</i>	: Método desacoplado rápido estándar.
<i>BX</i>	: Método desacoplado rápido general.
<i>FDLF<sub>R/X</sub></i>	: Método desacoplado rápido para sistemas con altas razones R/X.
<i>RFDPFM</i>	: Método desacoplado rápido robusto.
<i>VNM</i>	: Método de normalización de los voltajes del sistema.
<i>SOLF</i>	: Método de flujo de potencia de segundo orden desarrollado en coordenada rectangulares.
<i>DLFR</i>	: Método desacoplado en coordenadas rectangulares.
<i>DCPL</i>	: Flujo DC con modelamiento de las pérdidas.
<i>DCBX</i>	: Flujo DC que incorpora la información de las resistencias.
<i>2XB</i>	: Método consistente en sólo dos iteraciones de método XB.
<i>2BX</i>	: Método consistente en sólo dos iteraciones de método BX.
<i>2 RFDPFM</i>	: Método consistente en sólo dos iteraciones del método RFDPFM
$\dot{S}$	: Fasor de potencia aparente
$\dot{V}$	: Fasor de voltaje de una barra.
$\dot{I}$	: Fasor de corriente.
$V \angle \theta$	: Fasor de voltaje expresado en coordenadas polares.
$Y_{BUS}$	: Matriz de admitancia nodal.
<i>G</i>	: Parte real de la matriz de admitancia nodal.
<i>B</i>	: Parte imaginaria de la matriz de admitancia nodal.
<i>B'</i>	: Matriz asociada a las iteraciones P – $\theta$ de un flujo desacoplado.
<i>B''</i>	: Matriz asociada a las iteraciones Q – V de un flujo desacoplado.
<i>J</i>	: Jacobiano asociado al flujo AC. Matriz de derivadas parciales de las ecuaciones de flujo de potencia.
$J_{P\theta}$	: Submatriz del Jacobiano. Derivadas de P con respecto a los ángulos.
$J_{PV}$	: Submatriz del Jacobiano. Derivadas de P con respecto a la magnitud de los voltajes.
$J_{Q\theta}$	: Submatriz del Jacobiano. Derivadas de Q con respecto a los ángulos.
$J_{QV}$	: Submatriz del Jacobiano. Derivadas de Q con respecto a la magnitud de los voltajes.
<i>LU</i>	: Algoritmo para solucionar sistemas del tipo $Ax = b$ , obteniendo una factorización $A = LU$
<i>V<math>\theta</math></i>	: barra de referencia
<i>PV</i>	: barra de generación.
<i>PQ</i>	: barra de carga.
<i>WSCC9</i>	: Sistema del oeste norteamericano.
<i>IEEE 14</i>	: Sistema estándar IEEE de 14 barras
<i>IEEE 30</i>	: Sistema estándar IEEE de 30 barras
<i>IEEE 57</i>	: Sistema estándar IEEE de 57 barras
<i>IEEE 118</i>	: Sistema estándar IEEE de 118 barras
<i>IEEE 300</i>	: Sistema estándar IEEE de 300 barras
<i>SING45</i>	: Modelo equivalente de 45 barras del sistema interconectado del norte grande

chileno.

*SIC92* : Modelo equivalente de 92 barras del sistema interconectado central chileno.

*CHILECTRA* : Modelo de 299 barras del anillo de subtransmisión de la compañía  
*CHILECTRA*.

# **1 INTRODUCCIÓN**

## 1.1 ANTECEDENTES Y CONTEXTO DEL ESTUDIO

El cálculo de flujos de potencia es una herramienta indispensable en el estudio de los sistemas eléctricos de potencia. Se le pueden encontrar una gran cantidad de aplicaciones, tanto en la planificación de la expansión futura del sistema como en la determinación de las mejores condiciones de operación, entre otras. Es por ello que cualquier mejora a los métodos de cálculo de flujos de potencia tanto en ahorro de memoria computacional, rapidez del cálculo o mayor confiabilidad de la solución entregada, es de gran valor.

Los primeros métodos de flujos de potencia fueron desarrollados durante los años cincuenta, métodos ahora conocidos como Gauss – Seidel y Ward – Hale. A pesar de que son muy simples y confiables, ambos presentan problemas en los tiempos de computación cuando son aplicados a sistemas muy grandes. El método de Newton fue un hito que, básicamente, comprende en encontrar las soluciones de un gran número de ecuaciones lineales de un proceso iterativo. Si éstas son resueltas, teniendo en cuenta la dispersión de la matriz Jacobiana, los tiempos de cómputo aumentan sólo linealmente con el tamaño del sistema. Es así como la fuerte convergencia cuadrática y el estallido de la dispersión han hecho de este método el más general y más utilizado.

Con el avance en el estudio de los sistemas de potencia, nuevas aplicaciones iban necesitando de cientos o miles de simulaciones de flujos de potencia como por ejemplo en los estudios de la seguridad del sistema o en la planificación de la expansión de las redes. Sumando a esto el problema de lentitud del cálculo para sistemas de grandes dimensiones se dio una gran necesidad por obtener mejoras a los métodos de cálculo.

En 1974 B. Stott y O. Alsac desarrollaron el método desacoplado rápido en el cual se realizan varios supuestos válidos para la mayoría de los sistemas eléctricos, lo que permite obtener una solución en mucho menor tiempo y con menor requerimiento de memoria. Sin embargo, existen sistemas en los cuales no se cumplen del todo las hipótesis supuestas para llegar a la formulación desacoplada, con lo que el sistema se torna mal condicionado y los métodos tardan mucho en converger a la solución o incluso divergen.

Es así como desde ese momento hasta nuestros días se han desarrollado múltiples mejoras a los métodos desacoplados los que intentan lidiar con las distintas características que producen el mal condicionamiento como los son los sistemas sobrecargados, los sistemas con topología longitudinal o de operación cerca de los límites de estabilidad operacional.

La formulación lineal de las ecuaciones de flujo de potencia conocida como flujo DC (direct current) fue un hito dada su tremenda eficiencia en los tiempos de cálculo ya que sólo se limitaba a resolver un sistema lineal, por lo que rápidamente adquirió una gran cantidad de aplicaciones sobre todo en los casos en que se necesitaban simular miles de flujos de potencia. Sin embargo existen sistemas donde las hipótesis asumidas por un flujo DC no se cumplen por lo que sus resultados son poco confiables.

Es así como en un extremo se tiene el método de Newton Raphson completo, también conocido como flujo AC, como el más confiable pero el más ineficiente en cuanto a tiempo de proceso, y en otro extremo se tiene el flujo DC con las características opuestas. De ahí, y dada la gran cantidad de aplicaciones que requieren de confiabilidad en la solución y eficiencia en los tiempos de proceso, la necesidad de encontrar una compatibilidad entre los dos métodos para así poder integrar estas dos grandes habilidades.

## 1.2 MOTIVACIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Existen múltiples estudios en donde se requiere simular miles de flujos de potencia como ocurre en la determinación del predespacho de unidades de generación, en la planificación de la expansión futura de redes de transporte y parques generadores, en el análisis de confiabilidad de los sistemas eléctricos, etc.

La cantidad de flujos de potencia a simular para resolver este tipo de problemas puede hacer que los tiempos de proceso computacional sean inaceptables. Por ejemplo, en la determinación del predespacho óptimo de las unidades generadoras de un sistema eléctrico, se deberían simular todas las combinaciones posibles de generación de las unidades. Así, si  $N$  es el número de unidades generadoras disponibles del sistema, la cantidad de flujos de potencia a simular para una determinada condición de demanda serían  $2^N - 1$ . Si  $N$  fueran treinta unidades la cantidad de flujos a simular serían aproximadamente  $10^9$ . Por supuesto las técnicas de optimización usadas en la actualidad siempre viajan por un subconjunto de soluciones que garanticen al menos un óptimo local haciendo que el número de simulaciones disminuya. Sin embargo, de todas maneras el número de simulaciones resultantes aún resulta grande. A lo anterior se le conoce como “*la maldición de la dimensionalidad*”. Otras aplicaciones que requieren de muchas simulaciones, es el análisis de confiabilidad de los sistemas de potencia ya sea porque se empleará el método de Montecarlo o se simularán contingencias de modo exhaustivo. La optimización de la expansión de redes de transporte es también un análisis que requiere del proceso de varios miles de flujos de carga. Por esta razón es de suma importancia disponer de métodos de flujos de potencia que sean eficientes en cuanto a los tiempos de proceso.

Para estas aplicaciones se utiliza el modelo lineal de flujos de potencia conocido como flujo DC (*direct current*) el cual erradica la no linealidad de las ecuaciones de flujo de potencia a través de una serie de supuestos válidos para la mayoría de los sistemas eléctricos. En definitiva un flujo DC se limita a resolver un simple sistema lineal. Ello transforma a este modelo en una herramienta ideal para ser empleada en aquellos casos que se requiere procesar muchos flujos de carga en tiempos reducidos. Por cierto, esta velocidad tiene como contrapartida un sacrificio en la precisión de los resultados, sacrificio que es aceptable en la medida que la pérdida de precisión esté dentro de rangos razonables y que no incida en las conclusiones del análisis. En este sentido, la gran desventaja del flujo DC se encuentra en la baja confiabilidad de sus resultados en algunos sistemas mal condicionados donde se pueden cometer grandes errores al estimar el flujo de potencia.

Por esta razón en esta memoria se buscarán y evaluarán métodos que entreguen resultados más confiables que un flujo DC y en tiempos de proceso razonables.

### 1.3 OBJETIVOS

El objetivo general del tema de memoria es buscar y evaluar metodologías de cálculo de flujos de potencia que intenten ser más confiables que un flujo DC y cuya eficiencia en los tiempos de proceso sea mucho mayor a la de un flujo AC. De este modo se buscará la compatibilidad entre los flujos AC y DC.

Para lo anterior la estrategia con la que se enfrentará el problema será por una parte desarrollar propuestas de cálculo y por otra realizar modificaciones a los principales métodos desarrollados con el objeto de mejorarlos.

La evaluación de estos métodos a estudiar consistirá en medir la confiabilidad de la solución y su eficiencia en cuanto a tiempo de proceso. Estas variables se compararán con las de un flujo AC, cuyo resultado se considerará el resultado exacto.

Los objetivos específicos de esta memoria son:

1. Evaluar métodos que intenten mejorar los resultados de un flujo DC manteniendo la linealidad del modelo y la eficiencia en los tiempos de proceso.
2. Proponer y evaluar metodologías para la estimación de los voltajes de las barras del sistema y el flujo de potencia reactiva por las ramas, de modo tal que el cálculo sea más eficiente en cuanto a tiempo de proceso que un flujo AC.
3. Evaluar los principales métodos desacoplados desarrollados y compararlos con las metodologías de los puntos 1 y 2 en cuanto a tiempo de proceso y confiabilidad de la solución para un número fijo de iteraciones.

## **2 MÉTODOS DE FLUJO DE POTENCIA**



## 2.1 GENERALIDADES

Los métodos de flujo de potencia han sido un tema de investigación por décadas. Muchas técnicas han sido desarrolladas; el método de Gauss – Seidel fue uno de los primeros en ser implementado en un computador digital, sin embargo las investigaciones indican que el método de Newton es numéricamente más eficiente que el método de Gauss – Seidel, por lo cual es el método más utilizado hoy en día [2]. Muchas variantes al método de Newton se encuentran en la actualidad, logrando mejorar la convergencia, adquiriendo así mayor rapidez en el cálculo.

Sin embargo, en sistemas que operan en torno a sus límites de estabilidad y/o sistemas con altas razones R/X en sus líneas de transmisión, los métodos convencionales presentan dificultades para converger. Esto último es característico de sistemas longitudinales como lo es el chileno. Otro problema que causa una lenta convergencia es la sobrecarga de un sistema dado que se producen bajas tensiones [3].

En términos generales cualquier método de solución de flujo de potencia se basa en resolver las ecuaciones determinadas a partir de un conjunto de igualdades definidas como ecuaciones de *inyección de potencia a la red*. Para cualquier barra  $i$ , estas ecuaciones pueden escribirse como:

$$S_i = P_i + jQ_i = \dot{V}_i \cdot \dot{I}_i^* \quad (2.1)$$

Donde  $S_i$  es la potencia aparente inyectada a la barra  $i$ ,  $P_i$  y  $Q_i$  son las inyecciones de potencia activa y reactiva respectivamente,  $\dot{V}_i$  es el voltaje complejo en la barra  $i$ , e  $\dot{I}_i$  es la corriente compleja inyectada en la barra  $i$ , donde el asterisco indica el conjugado.

Descomponiendo la ecuación (2.1) en potencia activa y potencia reactiva se tiene

$$P_i = \text{Re}\{\dot{V}_i \cdot \dot{I}_i^*\} \quad (2.2)$$

$$Q_i = \text{Im}\{\dot{V}_i \cdot \dot{I}_i^*\} \quad (2.3)$$

En todos los nodos de un sistema de potencia existen cuatro variables involucradas: las inyecciones de potencia activa y reactiva, y el voltaje complejo. Este último puede ser representado por su magnitud y ángulo de fase, o por su parte real e imaginaria. De aquí surgen los planteamientos de las ecuaciones de flujo de potencia en coordenadas polares y rectangulares.

Para encontrar la solución al sistema de ecuaciones definido por (2.2) y (2.3) se deben cumplir dos condiciones necesarias (pero no suficientes). La primera es que al menos una barra debe tener los valores de potencia activa y reactiva libres (no necesariamente en la misma barra), es decir, que no se encuentren pre – especificadas. Con esto se cumple con que la potencia total inyectada al sistema es nula. Debe mencionarse que cada barra que no tenga la potencia reactiva especificada debe tener un valor especificado en la magnitud de su voltaje, y viceversa. La segunda condición es que es necesario definir una referencia para el ángulo de fase del voltaje.

Dependiendo de las variables especificadas, las barras se clasifican en los siguientes tipos:

- Barras PQ: En estas barras los valores de  $P$  y  $Q$  son conocidos. También son conocidas como *barras de carga*.
- Barras PV: En estas barras los valores de  $P$  y  $V$  son conocidos. También son conocidas como *barras de voltaje controlado*. Cuando en una barra PV el límite de potencia reactiva es violado entonces esta barra cambia a PQ y su valor de  $Q$  se fija en el del límite violado mientras que su voltaje queda libre.
- Barra V $\theta$ : En esta barra el voltaje completo es completamente especificado. En general sólo una barra del sistema es de este tipo, sin embargo el flujo de potencia puede generalizarse para sistemas con más de una de estas barras.

## 2.2 MÉTODOS DE FLUJOS DE POTENCIA EN COORDENADAS POLARES Y RECTANGULARES

Los métodos de flujos de potencia en coordenadas polares y rectangulares difieren en la representación compleja del voltaje. Es así como dependiendo de esta representación el método utilizado puede tener convergencias cuadráticas para el caso del método de Newton en coordenadas polares o una convergencia más lenta para el caso del uso de las coordenadas rectangulares.

En coordenadas polares el voltaje complejo se representa como

$$\dot{V}_i = V_i \cdot (\cos \theta_{ij} + j \cdot \text{sen} \theta_{ij}) \quad (2.4)$$

mientras que en coordenadas rectangulares, el voltaje es representado como

$$\dot{V}_i = e_i + jf_i \quad (2.5)$$

### 2.2.1 Flujos de potencia en coordenadas polares

#### 2.2.1.1 Flujo AC

Este método, también conocido como de Newton – Raphson, es la versión completa del método de Newton, sin realizar ninguna simplificación.

Para calcular los flujos de potencia en coordenadas polares las ecuaciones (2.2) y (2.3) se pueden escribir como

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \text{sen} \theta_{ij}) \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (2.6)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \text{sen} \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (2.7)$$

, donde  $Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$  es el  $i-j$  elemento de la matriz de admitancia nodal,  $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$ ; y  $n$  es el número de barras del sistema.

Aplicando serie de Taylor a las ecuaciones (2.6) y (2.7) y despreciando los términos de segundo orden y mayores, se obtienen las siguientes ecuaciones lineales utilizadas en los métodos iterativos de Newton:

$$P_i = P_i^k + \sum_{j=1}^n \left( \left( \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \right)^k \Delta \theta_j^k + \left( \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \right)^k \Delta V_j^k \right) \quad (2.8)$$

$$Q_i = Q_i^k + \sum_{j=1}^n \left( \left( \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \right)^k \Delta \theta_j^k + \left( \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \right)^k \Delta V_j^k \right) \quad (2.9)$$

, donde  $\theta_j^{k+1} = \theta_j^k + \Delta \theta_j^k$ ;  $V_j^{k+1} = V_j^k + \Delta V_j^k$ ; y  $P_i^k$  y  $Q_i^k$  son calculados a través de las ecuaciones (2.6) y (2.7) respectivamente, y el superíndice  $k$  indica la  $k$ -ésima iteración.

Por lo general se asume una partida plana de voltajes, es decir, para las barras de voltaje no especificado el valor inicial del voltaje para comenzar las iteraciones se asume con magnitud 1 p.u. y ángulo de fase  $0^\circ$ .

La ecuación (2.8) debe validar los valores especificados de potencia activa de las barras de tipo PQ y PV. Asimismo la ecuación (2.9) debe validar la potencia reactiva especificada en las barras PQ. En forma matricial las ecuaciones (2.8) y (2.9) pueden ser escritas como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^k \\ \Delta Q^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P - P^k \\ Q - Q^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta}^k & J_{PV}^k \\ J_{Q\theta}^k & J_{QV}^k \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta^k \\ \Delta V^k \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

, donde los  $J^k$  son las submatrices Jacobianas de las derivadas de primer orden de las ecuaciones (2.8) y (2.9) con respecto a la magnitud del voltaje y a los ángulos de fase calculadas en la iteración  $k$ . La solución de la ecuación (2.10) es obtenida cuando en alguna iteración todos los componentes del vector de error  $[\Delta P^k, \Delta Q^k]^T$  son menores que una tolerancia aceptable.

La matriz Jacobiana de un problema de flujo de potencia es real, bastante rala, no simétrica, definida positiva y con un número de condicionamiento grande que crece con el tamaño del sistema.

En general este es el método más confiable y lento de todos ya que en cada iteración se debe actualizar y factorizar la matriz Jacobiana.

### 2.2.1.2 Método desacoplado rápido XB

Con el objeto de simplificar los cálculos y obtener una solución mucho más rápida y con menos requerimiento de memoria se desarrollo el método desacoplado rápido [4] (*Fast Decoupled Load Flow* o FDLF, método XB en adelante) en el cual se asumen ciertos supuestos válidos para la mayoría de los sistemas de potencia. Los supuestos son:

- Se desprecian las submatrices  $J_{pV}^k$  y  $J_{Q\theta}^k$  de la ecuación (2.10); así la ecuación se desacopla en dos sistemas: uno que relaciona  $\Delta P$  con  $\Delta\theta$ , y otro que relaciona  $\Delta Q$  con  $\Delta V$ .
- $\cos\theta_{ij} \approx 1$ ,  $G_{ij}\text{sen}\theta_{ij} \ll B_{ij}$  y  $Q_i \ll B_{ii} \cdot V_i^2$ .
- Se omite en  $J_{p\theta}$  la representación de las reactancias shunt, las resistencias en serie y los transformadores con cambiador de tap que no estén en su tap nominal.
- Se omite en  $J_{QV}$  los efectos de los transformadores cambiadores de fases.

Basado en los supuestos anteriores los sistemas desacoplados poseen la siguiente estructura:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^k / V^k \\ \Delta Q^k / V^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B' \\ B'' \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta^k \\ \Delta V^k \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P^k / V^k \\ \Delta Q^k / V^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B' \\ B'' \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta^k \\ \Delta V^k \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Donde  $[B']$  y  $[B'']$  son las matrices simplificadas de  $J_{p\theta}$  y  $J_{QV}$ , respectivamente. Ambas matrices  $[B']$  y  $[B'']$  son funciones de los parámetros de la red, por lo que no dependen de los valores de  $V$  y  $\theta$ . Así, estas matrices son constantes durante todo el proceso de iteración y son calculadas sólo al comienzo, a menos que sea violado algún límite de potencia ( $P_{\text{Límite}}$  y/o  $Q_{\text{Límite}}$ ) en cuyo caso la barra cambia de tipo.

Además  $[B'']$  es simétrica y de orden igual al número de barras que tengan especificada su potencia reactiva. La matriz  $[B']$  es del orden igual al número de barras menos uno, y es simétrica para sistemas sin transformadores cambiadores de fase.

### 2.2.1.3 Método desacoplado rápido BX

Una variante al método XB es realizada en [5], en donde las principales diferencias están en la forma en que se desprecian las resistencias y en el esquema en que se llevan a cabo las iteraciones. En el método XB las resistencias son despreciadas sólo cuando se construye la matriz  $[B']$ . Esta nueva variante, conocida como la versión desacoplada rápida BX (método BX en adelante), desprecia las resistencias serie sólo al construir la matriz  $[B'']$ .

El método desacoplado rápido logra el desacoplamiento debido a dos condiciones: La primera es que las resistencias en serie son pequeñas en comparación con las reactancias, y la segunda es que los ángulos de los voltajes son pequeños entre barras directamente conectadas. Con las condiciones anteriores es posible obtener un desacoplamiento como el de las ecuaciones (2.11) y (2.12), pero se pueden hacer más aproximaciones a las matrices  $[B']$  y  $[B'']$ , primero despreciando las reactancias shunt cuando se construye  $[B']$  y duplicándolas en  $[B'']$ , luego omitiendo los transformadores cambiadores de fase cuando se construye  $[B'']$  y la influencia de los transformadores cambiadores de tap que se encuentren en un tap no nominal en  $[B']$ . Las aproximaciones anteriores son las mismas que las realizadas en el método XB, sin embargo al despreciar la resistencia sólo en  $[B'']$  (método BX) la convergencia es mucho más rápida para sistemas con altas razones R/X. Además en el esquema tradicional del método XB existe la posibilidad de saltar iteraciones para uno o más  $P$  y/o  $Q$ , cuando para alguna barra el error es pequeño. Esta opción puede producir una conducta cíclica que perjudica la convergencia, por lo que el método BX utiliza un esquema de iteraciones sucesivas estrictas, y cuando  $P$  y  $Q$  convergen el procedimiento termina.

### 2.2.1.4 Método desacoplado rápido para sistemas con altas razones R/X (FDLF<sub>R/X</sub>)

Para sistemas con altas razones R/X, las aproximaciones realizadas en el método XB ya no son válidas, por lo cual en muchos casos los flujos de potencia tardan demasiado en converger o simplemente no convergen. El método desacoplado rápido para sistemas con altas razones R/X (*Fast Decoupled Load Flow for systems with high R/X ratios* o FDLF<sub>R/X</sub>) [6] mejora la convergencia ya que incorpora información de las resistencias serie de las ramas de transmisión, que para sistemas con altas razones R/X no deben ser despreciadas, manteniendo el mismo desacoplamiento entre  $\Delta P$  y  $\Delta V$  y entre  $\Delta Q$  y  $\Delta \theta$ . Las modificaciones son:

$$B'_{ij} = -B_{ij} - 0,4 \cdot G_{ij} - 0,3 \cdot G_{ij}^2 / B_{ij} \quad \text{para } i \neq j \quad (2.13)$$

$$B'_{ii} = -\sum_{j \neq i} B'_{ij} \quad (2.14)$$

Donde los coeficientes 0,4 y 0,3 fueron encontrados experimentalmente [6]. Los efectos de las resistencias en serie son considerados en la ecuación (2.12) al sumar las ecuaciones (2.6) y (2.7):

$$P_i + Q_i = (G_{ij} - B_{ij}) \cdot V_i^2 + V_i \sum_{i \neq j} V_j [(G_{ij} - B_{ij}) \cos \theta_{ij} + (G_{ij} + B_{ij}) \text{sen} \theta_{ij}] \quad (2.15)$$

Asumiendo que  $\cos \theta_{ij} \approx 1$  y  $|G_{ij} - B_{ij}| \gg |(G_{ij} - B_{ij}) \cdot \text{sen} \theta_{ij}|$ , la ecuación (2.12) es reemplazada por:

$$[\Delta P^k / V^k + \Delta Q^k / V^k] = [B'''] \cdot [\Delta V^k] \quad (2.16)$$

, donde  $[B''']$  está dada por:

$$B_{ij}''' = G_{ij} - B_{ij} \quad \forall i, j \quad (2.17)$$

Resolviendo las ecuaciones (2.11) y (2.16) con el mismo procedimiento usado para las ecuaciones (2.11) y (2.12) del método XB, con la excepción de que  $[B']$  es reemplazada con los valores determinados según (2.13) y (2.14), se encuentra la solución por este método.

### 2.2.1.5 Método desacoplado rápido robusto (RFDPFM)

Otro método eficiente y rápido para calcular flujos de potencia en sistemas con altas tasas de R/X y/o bajos niveles de tensión es el método desacoplado rápido robusto (*Robust Fast Decoupled Power Flow Method* o RFDPFM) [3].

A causa de las bajas tensiones la convergencia de los métodos desacoplados es deteriorada debido a que en ellos se asume que los voltajes se encuentran cercanos a sus valores nominales, lo cual no ocurre en barras sobrecargadas. Esto último, más los problemas de altas razones R/X llevan a los métodos desacoplados a una convergencia lenta para las iteraciones  $Q - V$ , las cuales son un factor dominante en el proceso de convergencia [3]. Este método introduce una cantidad  $\Delta P$  en las iteraciones  $Q - V$  de tal modo de reducir el acoplamiento entre  $\theta$  y  $V$ , para así mejorar la convergencia de estas iteraciones en el caso de sistemas con altas razones R/X. La cantidad  $\Delta P$  introducida está dado por  $t \Delta P$ , donde el parámetro  $t$  está determinado por el promedio de las tasas R/X en el sistema. Este ajuste fue propuesto basado en una justificación heurística [7] y en este método es desarrollado a través del camino de Monticelli [15]. Además, para mejorar la velocidad de convergencia para sistemas con bajos niveles de tensión, como lo son los sistemas sobrecargados, este método es complementado con un método de normalización de voltajes conocido como *VNM (Voltage Normalization Method)* el cual fue desarrollado en [8].

Con el ajuste el sistema de ecuaciones resulta:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ t\Delta P + \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{PQ\theta} & J_{PQV} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

, donde  $J_{PQ\theta}$  y  $J_{PQV}$  son las nuevas submatrices Jacobianas.

Y así, mediante las aproximaciones usuales realizadas en los métodos desacoplados, se puede obtener el siguiente sistema:

$$[\Delta P] = -[V][B'] [V][\Delta\theta] \quad (2.19)$$

$$[t\Delta P + \Delta Q] = -[V][B''] [\Delta V] \quad (2.20)$$

, donde los elementos de las nuevas matrices  $B'$  y  $B''$  están dados por:

$$B'_{ij} = \frac{1}{t \cdot r_{ij} + x_{ij}} \quad (2.21)$$

$$B''_{ii} = -\sum_{j \neq i} B'_{ij} \quad (2.22)$$

$$B''_{ij} = B_{ij} - t \cdot G_{ij} \quad (2.23)$$

$$B''_{ii} = 2 \cdot (b_i - tg_i) - \sum_{j \neq i} B''_{ij} \quad (2.24)$$

Donde  $g_i$  y  $b_i$  son la conductancia y susceptancia shunt de la barra  $i$  (suma de todas las ramas shunt conectadas a la barra  $i$ ),  $r_{ij}$  es la resistencia de la rama  $i$ - $j$ ,  $G_{ij}$  es la componente  $i$ - $j$  de la matriz  $G$  la cual es la parte real de la matriz de admitancia. El parámetro  $t$  puede tomar cualquier valor, pero un rango entre 0 y 1 es recomendado. Si bien este método requiere un leve mayor tiempo de computación, si se almacena en memoria  $G + tB$  y  $-tG + B$ , el tiempo se reduce llegando a cerca del tiempo de computación del método XB. El método RFDPFM se reduce al método desacoplado XB para  $t = 0$ .

Generalmente, la resistencia y reactancia de una línea de transmisión son mayores que cero, lo cual significa que  $G_{ij} < 0$  y  $B_{ij} > 0$ . Este método tiene la habilidad de lidiar con altas razones R/X al escoger un  $t$  apropiado que permita que la aproximación de  $J_{QV}$  sea menos sensible a las altas razones R/X. Para llegar al sistema desacoplado (2.19) y (2.20) se desprecia  $(G_{ij} + tB_{ij}) \sin\theta_{ij}$  con respecto a  $(-B_{ij} + tG_{ij}) \cos\theta_{ij}$  en  $J_{PQV}$  con lo que es ahora la razón  $|G_{ij} + tB_{ij}| / |-B_{ij} + tG_{ij}|$  la que afecta a la exactitud de la aproximación. La idea es controlar esta razón a través de la elección de un  $t$  apropiado. La Figura 2.1 muestra la relación entre las razones  $|G_{ij} + tB_{ij}| / |-B_{ij} + tG_{ij}|$  y  $r_{ij} / x_{ij}$ . En general se cumple la siguiente relación:

$$\frac{|G_{ij} + tB_{ij}|}{|-B_{ij} + tG_{ij}|} \leq \max(t, 1/t) \quad \forall r_{ij} / x_{ij} \quad (2.25)$$

Es claro que para valores altos de  $t$  la razón  $|G_{ij} + tB_{ij}| / |-B_{ij} + tG_{ij}|$  se hace más pequeña para altas razones R/X, sin embargo un  $t$  muy alto no es una buena opción para bajas razones R/X.

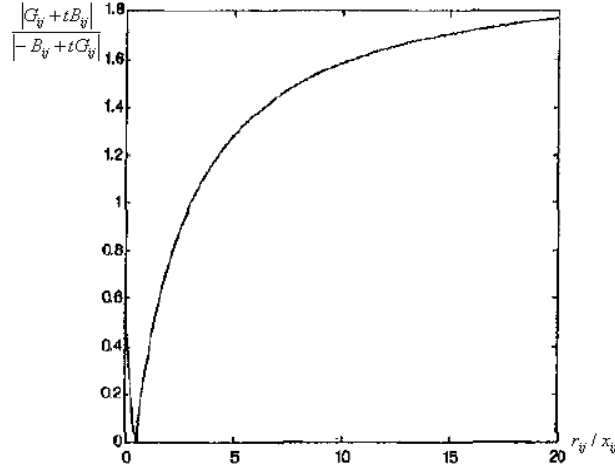


Figura 2.1:  $|G_{ij} + tB_{ij}| / |-B_{ij} + tG_{ij}|$  versus  $r_{ij} / x_{ij}$ .

Este método además disminuye el acoplamiento entre las iteraciones  $P - \theta$  y las iteraciones  $Q - V$ . Generalmente  $t$  se escoge de la siguiente forma:

$$t = \text{Mín} \left\{ \frac{1}{n_l \sum_{\text{Todas las Líneas}} \frac{r_{ij}}{x_{ij}}}, 1 \right\} \quad (2.26)$$

, donde  $n_l$  es el número total de líneas.

Este método comienza calculando el parámetro  $t$  y luego sigue con las iteraciones según el sistema (2.19) y (2.20). Luego de unas pocas iteraciones se observan los niveles de voltaje de las barras y si alguna barra presenta bajos niveles con respecto a su valor nominal, entonces se realiza la normalización de voltajes del sistema VNM, la que consiste en la transformación del sistema en otro equivalente con respecto a la solución del flujo de potencia, pero cuyos niveles de tensión son más cercanos a los valores nominales, de modo tal de erradicar el mal condicionamiento para las siguientes iteraciones. Una vez realizada la transformación se continúa con las iteraciones hasta que el sistema converga partiendo las nuevas iteraciones con el último voltaje actualizado obtenido antes de aplicar el VNM.

El método RFDPFM en la mayoría de los casos, para sistemas normales, tiene características de convergencia similares a las de las otras versiones de los métodos desacoplados. Sin embargo, para sistemas con altas razones R/X y barras con bajos niveles de



tensión, RFDPFM es mucho mejor que todas las otras versiones desacopladas y mucho mejor que el flujo AC completo, salvo en pocas excepciones.

### 2.2.1.6 Flujo DC

Se considerará una línea de transporte de un sistema de potencia representada por su equivalente  $\pi$  como se muestra en la Figura 2.2

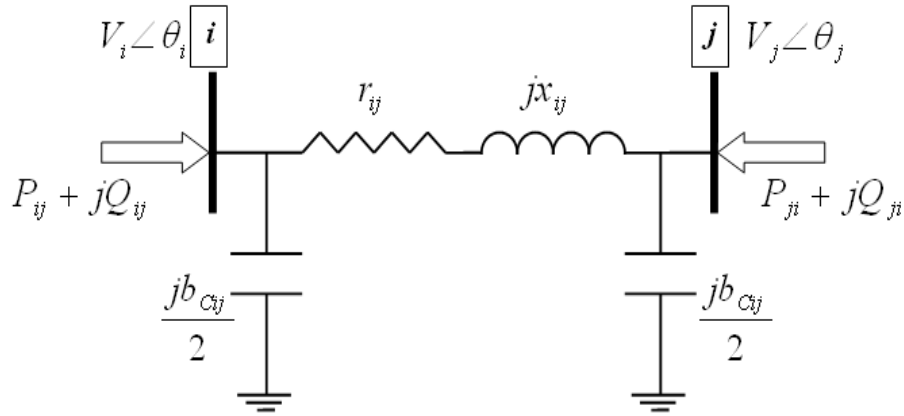


Figura 2.2: Equivalente  $\pi$  de una línea de transporte de energía eléctrica.

La expresión de los flujos de potencia, activa y reactiva, desde el nudo i al j son:

$$P_{ij} = g_{ij} \cdot V_i^2 - V_i \cdot V_j \cdot (g_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + b_{ij} \cdot \text{sen} \theta_{ij}) \quad (2.27)$$

$$Q_{ij} = -b'_{ij} \cdot V_i^2 + V_i \cdot V_j \cdot (b_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} - g_{ij} \cdot \text{sen} \theta_{ij}) \quad (2.28)$$

, donde

$$g_{ij} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad \text{es la conductancia del tramo}$$

$$b_{ij} = \frac{-x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad \text{es la susceptancia del tramo y}$$

$$b'_{ij} = \frac{b_{cij}}{2} - \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}$$

Si la resistencia del tramo es mucho más pequeña que la reactancia, lo que se cumple sin dificultad en líneas de transmisión de alta tensión, la conductancia se aproxima a cero y la susceptancia al inverso de la reactancia por lo que la ecuación (2.27) queda reducida a:

$$P_{ij} = V_i \cdot V_j \cdot \gamma_{ij} \cdot \text{sen} \theta_{ij} \quad (2.29)$$

donde

$$\gamma_{ij} = \frac{1}{x_{ij}}$$

Se aprecia que en la ecuación de flujo de potencia activa (2.27) no aparece reflejada la susceptancia capacitiva de la línea. Si se asume un perfil plano para las tensiones e igual a 1 p.u., una diferencia angular entre los nodos  $i - j$  tan pequeña que se cumpla  $\cos \theta_{ij} \approx 1$  y  $\text{sen} \theta_{ij} \approx \theta_{ij}$  y se desprecian las admitancias conectadas en derivación a tierra, la potencia reactiva se hace despreciable y la potencia activa se obtiene de la ecuación (2.30).

$$P_{ij} = \gamma_{ij} \cdot \theta_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad (2.30)$$

Esta última ecuación, es ampliamente usada para estudios de planificación por realizar en general una buena estimación de los flujos de potencia activa. También, es posible asociarle un circuito equivalente eléctrico en el cual, los ángulos corresponderían a voltajes de nudos, las reactancias a resistencias y los flujos de potencia activa a corrientes. Esta red se excitaría con fuentes de corrientes continua equivalentes a las potencias activas netas inyectadas a los nudos. Es por esta razón, que a esta aproximación se la conoce como DC (direct current) y más recientemente modelo lineal. La Figura 2.3 muestra el circuito equivalente del modelo lineal de la red.

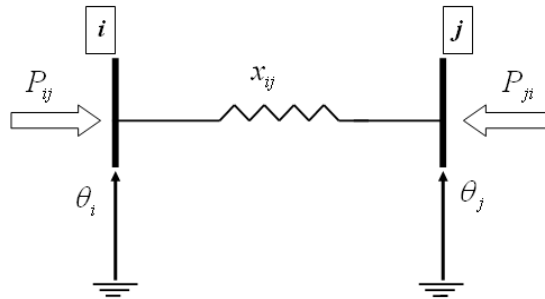


Figura 2.3: Circuito equivalente de una red lineal

Este modelo tiene un equivalente a las redes eléctricas en el cual, los ángulos corresponderían a voltajes de nudos, las reactancias a resistencias y los flujos de potencia a corrientes.

Tomando la primera ley de Kirchhoff en cada nodo (sin tomar en cuenta el nudo de tierra) y la ecuación (2.30) para cada elemento, (análogo a la ley de Ohm) se obtiene un modelo matricial de la red.

$$P_g - A \cdot P = P_d \quad (2.31)$$

$$P - \gamma \cdot A' \cdot \theta = 0 \quad (2.32)$$

donde

$P_g$  vector de potencias activas generadas

$P_d$	vector de potencias activas demandadas
$\gamma$	matriz diagonal de susceptancias de cada elemento
$\theta$	vector de ángulos de las tensiones de los nudos
$A$	matriz incidencia nudo – elemento

Reemplazando la ecuación (2.32) en la ecuación (2.31) se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones:

$$A \cdot [\gamma] \cdot A^t \cdot \theta = B \cdot \theta = P_g - P_d \quad (2.33)$$

A la matriz  $B$  se le denomina matriz de susceptancias y no es difícil demostrar que sus elementos se obtienen de las siguientes relaciones:

$$B_{ik} = -\gamma_{ik}, \text{ si } i \neq k \quad (2.34)$$

$$B_{ii} = \sum_{k \in \Omega_i} \gamma_{ik}, \text{ si } i = k \quad (2.35)$$

donde  $\Omega_i$  es el conjunto de nudos conectados directamente al nudo  $i$ .

La matriz de incidencia se ha planteado para cada barra de la red (no se considera el nudo de tierra), de modo que el sistema de ecuaciones resultante en la ecuación (2.33) es de tamaño  $n$ , donde  $n$  es el número de barras del sistema. Este sistema tiene rango  $(n - 1)$ , (esto es resultado de que se despreciaron los elementos paralelos), de modo que existe dependencia lineal entre las ecuaciones. Para obtener una solución única, es necesario reducir la base del sistema a  $(n - 1)$  incógnitas. Por lo tanto, se elige en forma arbitraria una barra en la cual se asume un valor conocido del ángulo (habitualmente cero), esta barra será la barra de referencia. La reducción de las incógnitas, cambia la referencia respecto de la cual se miden los ángulos de los voltajes, de modo que ahora los ángulos quedan referidos con respecto a la barra de referencia.

Por supuesto se llegaría al mismo sistema lineal si se realizarán las simplificaciones directamente en (2.6).

## 2.2.2 Flujos de potencia en coordenadas rectangulares

Representando el voltaje en su parte real e imaginaria, e introduciendo en las ecuaciones (2.2) y (2.3), se obtienen las siguientes expresiones:

$$P_i = \sum_{j=1}^n [e_i(e_j G_{ij} - f_j B_{ij}) + f_i(f_j G_{ij} + e_j B_{ij})] \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (2.36)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n [-e_i(f_j G_{ij} + e_j B_{ij}) + f_i(e_j G_{ij} - f_j B_{ij})] \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (2.37)$$

Como ahora la magnitud del voltaje es una función de la parte real e imaginaria del voltaje complejo, su correspondiente ecuación debe estar incluida:

$$V_i = \sqrt{e_i^2 + f_i^2} \quad (2.38)$$

### 2.2.2.1 Método de flujo de potencia de segundo orden (SOLF)

El método de segundo orden (*Second Order Load Flow Method* o SOLF), desarrollado en [9], tiene la ventaja de que las ecuaciones (2.36), (2.37) y (2.38) son funciones cuadráticas de las componentes real e imaginaria del voltaje. La expansión en serie de Taylor de estas tres ecuaciones termina con los términos de segundo orden, esto significa que la expansión de Taylor completa de las ecuaciones (2.36), (2.37) y (2.38) termina en los términos de segundo orden, sin errores de truncación.

Se definen los vectores dependiente e independiente del problema como sigue:

$$y = \begin{bmatrix} P \\ Q \\ V \end{bmatrix}, \quad x = \begin{bmatrix} e \\ f \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

Donde  $P$  denota al vector de las inyecciones de potencia activa a cada barra del sistema, excepto a la barra de referencia  $V\theta$ ;  $Q$  es el vector con las inyecciones de potencia reactiva a las barras  $PQ$ ;  $V$  es el vector de voltaje de las barras  $PV$  y  $V\theta$ ;  $e$  y  $f$  son los vectores, con la parte real e imaginaria respectivamente, del voltaje complejo de todas las barras a excepción de la barra de referencia  $V\theta$ .

La expansión en serie de Taylor de las ecuaciones (2.36), (2.37) y (2.38), conduce a la siguiente ecuación escrita en forma matricial:

$$y^{espec} = y(x^{est}) + J\Delta x + y(\Delta x) \quad (2.40)$$

Donde los superíndices *espec* y *est* denotan especificado y estimación inicial.

La solución de  $\Delta x$  de la ecuación (2.40) puede ser determinada mediante la iteración de:

$$J\Delta x^{k+1} = y^{espec} - y(x^{est}) - y(\Delta x^k) \quad (2.41)$$

donde  $\Delta x = 0$  para  $k = 0$ , e  $y(x^{est})$  e  $y(\Delta x^k)$  son calculadas utilizando las ecuaciones (2.36), (2.37) y (2.38). Es importante notar que  $J$  es constante y es calculado una sola vez con el estimador inicial  $x^{est}$ . La ecuación (2.41) es simplificada a:

$$\begin{bmatrix} P^{espec} - P(f^k, e^k) \\ Q^{espec} - Q(f^k, e^k) \\ V^{2\ espec} - V^2(f^k, e^k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{Pf} & J_{Pe_{PQ}} & J_{Pe_{PV}} \\ J_{Qf} & J_{Qe_{PQ}} & J_{Qe_{PV}} \\ J_{Vf} & J_{Ve_{PQ}} & J_{Ve_{PV}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta f^k \\ \Delta e_{PQ}^k \\ \Delta e_{PV}^k \end{bmatrix} \quad (2.42)$$

Los valores actualizados de  $e$  y  $f$  son:  $e^{k+1} = e^k + \Delta e^k$  y  $f^{k+1} = f^k + \Delta f^k$ .

Debido a que el Jacobiano es constante durante el proceso iterativo es importante escoger apropiadamente los valores estimados iniciales. El valor inicial del voltaje de todas las barras se escoge igual al voltaje de la barra de referencia  $V\theta$ , esto es,  $V_{v\theta} = e_{sw} + j \cdot 0$ .

Los elementos de la matriz Jacobiana son:

$$J_{Pf}(i, j) = \begin{cases} e_{sw} \sum_{j \neq i} B_{ij} & \text{para } i = j \\ -e_{sw} B_{ij} & \text{para } i \neq j \end{cases} \quad (2.43)$$

$$J_{Pe_{PQ}}(i, j) = \begin{cases} e_{sw} \left( 2G_{ii} + \sum_{j \neq i} G_{ij} \right) & \text{para } i = j \\ -e_{sw} G_{ij} & \text{para } i \neq j \end{cases} \quad (2.44)$$

$$J_{Qf}(i, j) = \begin{cases} e_{sw} \sum_{j \neq i} G_{ij} & \text{para } i = j \\ -e_{sw} G_{ij} & \text{para } i \neq j \end{cases} \quad (2.45)$$

$$J_{Qe_{PQ}}(i, j) = \begin{cases} -e_{sw} \left( 2B_{ii} + \sum_{j \neq i} B_{ij} \right) & \text{para } i = j \\ -e_{sw} B_{ij} & \text{para } i \neq j \end{cases} \quad (2.46)$$

$$J_{Vf}(i, j) = J_{Ve_{PQ}}(i, j) = 0 \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (2.47)$$

$$J_{Ve_{PV}}(i, j) = \begin{cases} 2e_{sw} & \text{para } i = j \\ 0 & \text{para } i \neq j \end{cases} \quad (2.48)$$

La ecuación (2.47) muestra que el sistema de la ecuación (2.42) puede ser desacoplado en dos sistemas de ecuaciones, estos son:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^k / e_{sw} \\ \Delta Q^k / e_{sw} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} G^t \\ B^t \end{bmatrix} [\Delta e_{PV}^k] = \begin{bmatrix} B_1 & G_1^T \\ G_1 & B_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta f^k \\ \Delta e_{PQ}^k \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

$$\frac{1}{2} [(\Delta V^k)^2 / e_{sw}] = [\Delta e_{PV}^k] \quad (2.50)$$

El orden de la matriz Jacobiana de este método es el mismo que en el método de Newton – Raphson. El método iterativo SOLF calcula  $[\Delta e_{PV}^k]$  de la ecuación (2.50), y luego se resuelve la ecuación (2.49). Los valores de  $e$  y  $f$  son actualizados y utilizados para calcular  $\Delta P$ ,  $\Delta Q$  y  $\Delta V^2$  para una nueva iteración.

### 2.2.2.2 Método desacoplado

La versión desacoplada en coordenadas rectangulares (*Decoupled Load Flow Method in Rectangular Coordinates* o DLFR), descrita en [10], esta basada en supuestos similares a los realizados para los métodos desacoplados en coordenadas polares, esto es,  $|e_i \cdot B_{ij}| \gg |f_i \cdot G_{ij}|$  y  $e_i \approx e_j$  si la barra  $i$  está directamente conectada con la barra  $j$ . Con esto se forma el siguiente sistema:

$$\begin{bmatrix} (\Delta P/e)^k \\ (\Delta Q/e)^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_1' & G_1'^T \\ G_1' & B_2' \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta f^k \\ \Delta e^k \end{bmatrix} \quad (2.51)$$

donde  $G_1'$  está formado por los elementos de la matriz  $G$ , y las matrices  $B_1'$  y  $B_2'$  están formadas por los elementos de la matriz  $B$ , donde  $G$  y  $B$  son la parte real e imaginaria respectivamente de la matriz de admitancia nodal. En la referencia [10] desprecian la submatriz  $G_1'$ , obteniendo el desacoplamiento.

$$(\Delta P/e)^k = [B_1'] \cdot [\Delta f^k] \quad (2.52)$$

$$(\Delta Q/e)^k = [B_2'] \cdot [\Delta e^k] \quad (2.53)$$

En este método, la expansión en serie de Taylor ya no es considerada completa, ya que en DLFR se desprecian los términos de segundo orden al igual que en el método de Newton – Raphson. Este método requiere recalcular las matrices Jacobianas en cada iteración, aunque esta condición no es muy estricta y muchas veces la actualización es realizada mediante la actualización de la parte real del voltaje que divide la parte izquierda de las ecuaciones (2.52) y (2.53).

### 2.2.2.3 Métodos para sistemas mal condicionados

Los métodos en coordenadas rectangulares para sistemas con mal condicionamiento introducen un multiplicador óptimo en los métodos SOLF y DLFR [2]. Este multiplicador puede ser obtenido de distintas formas, ya sea por mínimos cuadrados o minimizando la norma infinita.

### **3 PRESICIÓN DE UN FLUJO DC**

### 3.1 INTRODUCCIÓN

De todos los métodos de flujos de potencia vistos, el DC es una aproximación. Interesa por lo tanto conocer que tan confiables son sus resultados.

Para obtener las ecuaciones lineales de flujo de potencia se deben realizar las siguientes aproximaciones:

- $\theta_i \approx \theta_j$ : Las diferencias angulares entre barras directamente conectadas son pequeñas.
- $R_{ij} \ll X_{ij}$ : Se desprecia la resistencia con respecto a la reactancia de las ramas del sistema.
- $V_i \approx 1 \text{ pu}$ : Se supone un perfil plano de voltaje e igual a 1 p.u.

Los supuestos anteriores son válidos para la mayoría de los sistemas de potencia, sin embargo en algunos casos pueden no cumplirse del todo, como podría ocurrir en sistemas sobrecargados en los cuales los niveles de tensión pueden ser bajos, o en sistemas de distribución donde las pérdidas son no despreciables, o simplemente en sistemas cuyas líneas tienen resistencias no despreciables con respecto a su reactancia.

En primer lugar, la condición para las razones R/X puede ser difícil de garantizar. La influencia de la resistencia aumenta al disminuir el nivel de tensión nominal del sistema dado que se producen mayores pérdidas de tipo Joule. De ahí que generalmente el flujo DC no se utilice para sistemas de distribución, y sí para niveles de transporte de alta tensión. Asimismo, para algunos sistemas los niveles de tensión pueden desviarse bastante de su valor nominal. Estas características influyen directamente en la confiabilidad de la solución de un flujo DC.

Se ha estudiado la influencia de realizar cada una de estas aproximaciones en la confiabilidad de la solución de un flujo DC [1]. A continuación se muestra lo más destacable de las investigaciones.

### 3.2 INFLUENCIA DE $\theta_i \approx \theta_j$

Esta simplificación permite aproximar las funciones sinusoidales de la siguiente manera:

$$\text{sen}(\theta_i - \theta_j) \approx (\theta_i - \theta_j) \tag{3.1}$$

$$\text{cos}(\theta_i - \theta_j) \approx 1 \tag{3.2}$$



Frecuentemente se dice que esta condición se cumple bien para sistemas débilmente cargados. Con el objeto de chequear los valores de las diferencias angulares actuales de un sistema de potencia real se tomó como ejemplo un sistema de alta tensión de Bélgica conformado por más de 900 líneas, con niveles de tensión de 70 KV a 380 KV y en un escenario punta de invierno de 13 GW de demanda. Los resultados se aprecian en la Figura 3.1

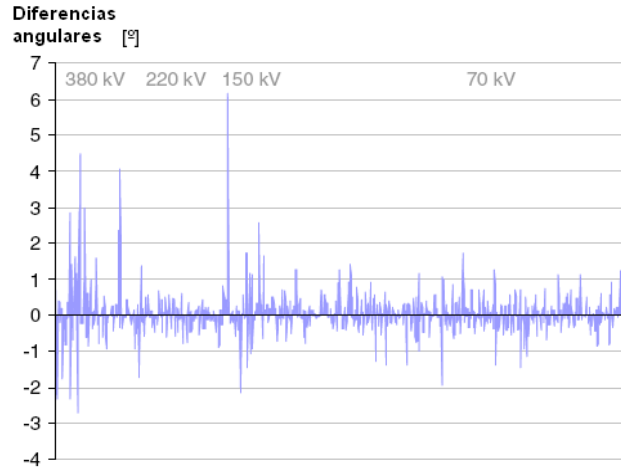


Figura 3.1: Diferencias angulares entre barras directamente conectadas.

Se aprecia que las más altas diferencias de voltaje se encuentran en el rango de  $6^\circ - 7^\circ$  y que en el 94% de las líneas la diferencia angular no supera los  $2^\circ$ .

En la Figura 3.2 se muestra el error asociado a las aproximaciones (3.1) y (3.2).

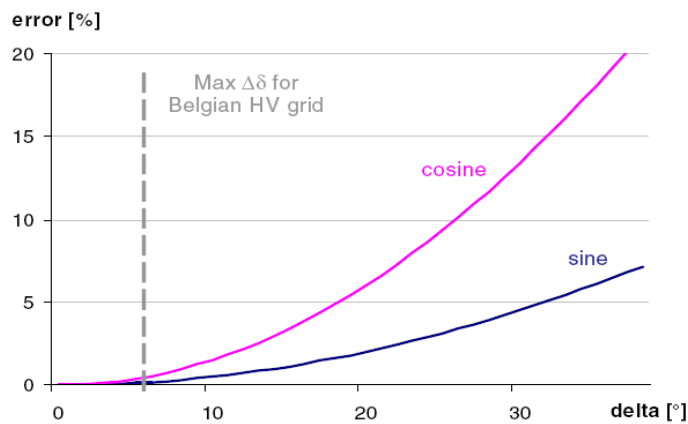


Figura 3.2: Consecuencias de las aproximaciones de seno y coseno.

De acá se puede concluir que suponer diferencias angulares pequeñas no debería causar errores significativos en la solución final entregada por un flujo DC.

### 3.3 INFLUENCIA DE $R_{ij} \ll X_{ij}$

Otra simplificación que juega un importante rol en la confiabilidad de un flujo DC es el despreciar la resistencia de las líneas.

En este caso se calculó el error promedio porcentual (sobre todas las líneas) del flujo de potencia activa considerando el error como la diferencia entre el resultado calculado por un flujo DC y por un flujo AC, es decir:

$$P_{ERROR} = \left| \frac{P_{AC} - P_{DC}}{P_{AC}} \right| \times 100\% \quad (3.3)$$

Esto se calculó para un sistema enmallado de 30 barras a cuyas líneas se les varió la razón su  $X_{ij}/R_{ij}$  aleatoriamente (en un rango de resistencias encontradas en sistemas reales) a través de una simulación de Montecarlo. Se tomaron 5000 muestras y los resultados se aprecian en la Figura 3.3

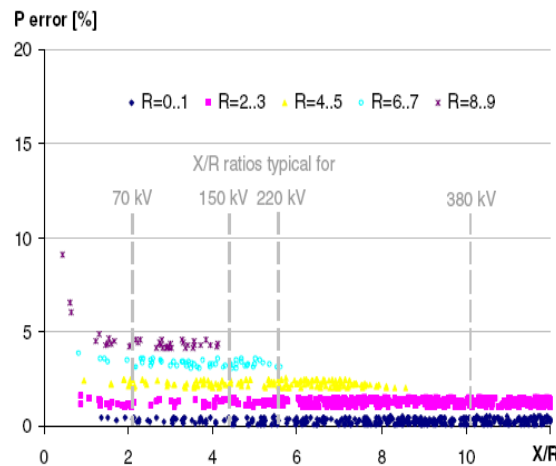


Figura 3.3: Influencia de la razón X/R en el error de un flujo DC.

Se observa que si las resistencias de las líneas están dentro de un rango pequeño el porcentaje de error promedio no varía con la razón  $X_{ij}/R_{ij}$ , y ésta comienza a adquirir mayor importancia para rangos más altos de resistencia. Esto puede ser explicado por el aumento de consumo de potencia reactiva de las líneas altamente inductivas, llevando a un peor perfil de voltajes.

### 3.4 INFLUENCIA DE $V_i \approx 1 pu$

Se sabe que en cuanto a los voltajes lo que provoca las malas estimaciones de un flujo DC no son su valor absoluto sino su desviación con respecto a un valor predefinido. De esta manera se calculó nuevamente el error promedio porcentual, y además el error máximo porcentual, para el mismo sistema de 30 barras para distintos valores (1000 muestras) de

desviación estándar de los voltajes de las barras con respecto a un valor predefinido nominal, es decir

$$s_U = \sqrt{\frac{1}{30-1} \sum_{i=1}^{30} (U_i - \bar{U})^2} \quad (3.4)$$

donde  $U_i$  son los voltajes de las barras y  $\bar{U}$  es el valor nominal. Los resultados se muestran en la Figura 3.4

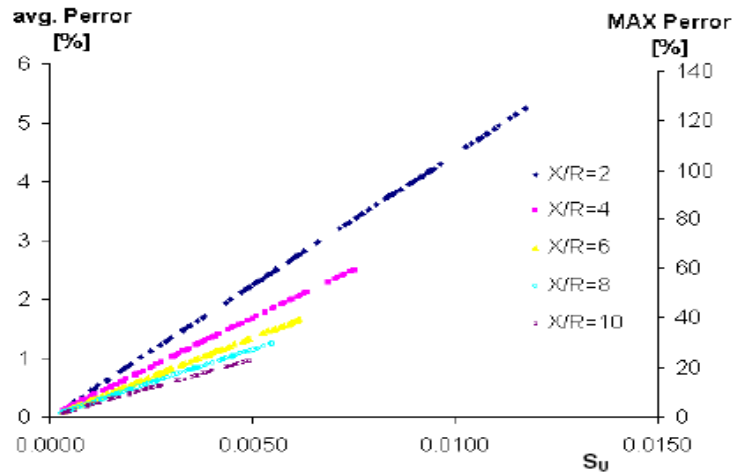


Figura 3.4: Influencia de asumir un perfil plano de voltajes para distintas desviaciones estándar de los voltajes.

Aunque el error promedio se mantiene por lo general bajo el 5%, el error máximo llega ser muchas veces más grande. De ahí que suponer un perfil plano de voltaje sea la más crítica de las aproximaciones realizadas, y la mayor fuente de error en la estimación de la potencia activa través de un flujo DC.

## **4 MÉTODOS DESARROLLADOS**

## 4.1 INTRODUCCIÓN

Se ha buscado compatibilizar los métodos de flujo AC y DC mediante la búsqueda y desarrollo de métodos que permitan calcular los flujos de potencia de tal modo que el cálculo no sea tan costoso en tiempo de proceso como ocurre en un flujo AC y a la vez cuya estimación de las potencias no sea tan errónea como en algunos casos ocurre con un flujo DC.

En este capítulo, en una primera parte, se tratan métodos para estimar el flujo de potencia activa. Éstos consisten básicamente en realizar modificaciones al flujo DC con el objeto de mejorar sus resultados, primero incorporando la información de las resistencias de las líneas de transmisión y segundo incorporando la información de las pérdidas. Además se demuestra que calcular la potencia activa a través de los factores GGDF es equivalente al cálculo realizado por un flujo DC si es que se mantienen constantes los perfiles de demanda.

Luego se pasa a analizar la estimación de la potencia reactiva a través del uso de fórmulas aproximadas y a partir de los resultados de un flujo DC (o sus posibles versiones mejoradas). Para esto se intenta calcular la magnitud de los voltajes de las barras, primero utilizando la conocida estimación de gradiente de voltaje, y segundo desarrollando aproximaciones para la inyección de reactivos de las líneas.

Finalmente se estudia la utilización de los métodos desacoplados en sus versiones más importantes, es decir la versión estándar XB, la versión general BX y la versión robusta RFDPFM, analizando la calidad de la estimación de las potencias para un número fijo de iteraciones, para así comparar el error cometido con el error de un flujo DC, y teniendo en cuenta que los tiempos de proceso en este caso serán más comparables.

## 4.2 MODELOS DE POTENCIA ACTIVA

### 4.2.1 Flujo DC versión BX

Es fácil ver que la matriz  $B$  utilizada en un flujo DC es idéntica a la matriz  $B'$  de un flujo desacoplado rápido versión XB. Además se sabe que las ecuaciones lineales de un flujo DC se pueden deducir aplicando las aproximaciones directamente a la ecuación (2.6). En esta versión no se despreciará la resistencia  $r_{ij}$  al construir la matriz  $B$  sino sólo el elemento  $G_{ij}$  con lo que se tendrá

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \text{sen} \theta_{ij}) \approx \sum_{j=1}^n B_{ij} \cdot (\theta_i - \theta_j) \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (4.1)$$

Con esto se tendrá un flujo DC en el cual si se consideran las resistencias y cuya matriz  $B$  será idéntica a la matriz  $B'$  del método desacoplado rápido BX.

$$P = B_{BX} \cdot \theta \quad (4.2)$$

Dado que el método BX es una versión mejorada al método estándar XB, se estudiará el efecto que tiene considerar su matriz  $B'$  en la estimación de la potencia activa a través de un flujo DC.

#### 4.2.2 Flujo DC con modelamiento de las pérdidas

Las suposiciones de un flujo DC implican que las pérdidas resistivas no se evalúen. Sin embargo, dada la importancia que éstas tienen en la decisión de las nuevas inversiones, se han desarrollado nuevos modelos para su aplicación en problemas de planificación y operación [11]. En esta versión la idea es incorporar la información de las pérdidas en la resolución de un flujo DC.

El modelo  $\pi$  de una rama y la demanda de potencia activa de sus barras se aprecia en la Figura 4.1

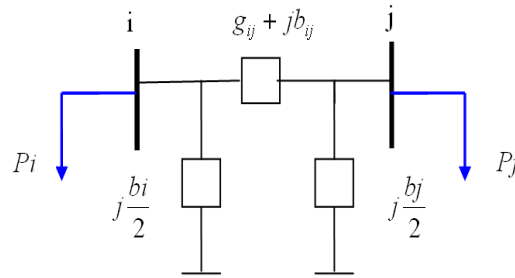


Figura 4.1: Modelo  $\pi$  de una rama.

La pérdidas de potencia activa para un tramo de la red, tal como la definida en la Figura 2.2, se pueden calcular por la siguiente relación:

$$PL_{ij} = P_{ij} + P_{ji} \quad (4.3)$$

Tomando la ecuación (2.27) se obtiene una expresión para las pérdidas en función de los voltajes y ángulos de las barras.

$$PL_{ij} = g_{ij} \cdot (V_i^2 + V_j^2) - 2 \cdot g_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos(\theta_{ij}) \quad (4.4)$$

La ecuación (4.4) corresponde a un modelo de corriente alterna, que posee bastante exactitud, pero requiere del conocimiento del módulo de las tensiones en las barras. Dicho modelo no es compatible con la representación lineal, por lo que se requiere hacer las aproximaciones del modelo DC. Para esto se asume un perfil plano de voltajes e igual 1 en por unidad, de la cual se deriva la expresión cosenoidal de la ecuación (4.5)

$$PL_{ij} = 2 \cdot g_{ij} \cdot (1 - \cos(\theta_i - \theta_j)) \quad (4.5)$$

Otra aproximación es la denominada *cuadrática*. En este caso, se hace un desarrollo en series de Taylor a la ecuación (4.5) hasta el segundo orden. Realizando esto se tiene la siguiente estimación para las pérdidas

$$PL_{ij} \approx g_{ij} \cdot (\theta_i - \theta_j)^2 \quad (4.6)$$

Entonces el método se basa en que una vez resuelto un flujo DC se tendrá una estimación de los ángulos del sistema con la cual se podrá estimar las pérdidas en cada una de las ramas. Finalmente se puede dividir estas pérdidas a la mitad y se pueden incorporar como un consumo adicional a cada una de las barras de la rama. De este modo se puede nuevamente calcular el flujo DC pero ahora con el modelo de la Figura 4.2.

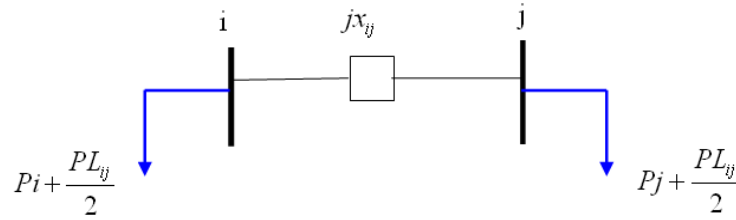


Figura 4.2: Modelo de rama de un flujo DC con pérdidas.

Este proceso se puede realizar iterativamente, aunque por lo general con una iteración es suficiente ya que los resultados no mejoran mucho para las siguientes iteraciones. De todos modos, a través de este proceso iterativo no se converge nunca a la solución de un flujo AC ya que más factores aparte de despreciar las pérdidas se requieren para llegar al modelo DC.

Es importante notar que la matriz de susceptancias  $B$  sólo se invierte una vez por lo que el costo en cálculo adicional al realizar este método es de sólo una multiplicación matricial.

### 4.2.3 Cálculo de Flujo de Potencia activa utilizando los factores GGDF

La expresión de la potencia activa utilizando los factores GGDF está dada por:

$$P_{ij} = \sum_g D_{ij,g} \cdot G_g \quad (4.7)$$

donde  $g$  considera todos los generadores del sistema,  $D_{ij,g}$  es el factor GGDF asociado a la rama que une los nodos  $i$  y  $j$  (rama  $ij$  en adelante), y al generador  $g$ ; y  $G_g$  es potencia activa generada por el generador  $g$  [12].

Se sabe que los factores GGDF no varían al variar el despacho de las unidades generadoras y además también se mantienen constantes al realizar cambios parejos en la demanda.

Como la mejora de los resultados de flujo DC se busca, entre otras aplicaciones, para resolver problemas de planificación en los cuales se suelen mantener constantes los perfiles de demanda, se tendrá que los factores GGDF se mantendrán constantes por lo que se puede calcular la potencia activa a través de la expresión (4.7).

Se demostró que calcular los flujos de potencia activa con un flujo DC es equivalente a calcularlos a través de la expresión (4.7) si es que la condición de operación mantiene el perfil de demanda con la que se calcularon inicialmente los factores GGDF (ver anexos sección B). La cantidad de cálculos entre los dos métodos varía por una simple multiplicación escalar en el caso que ya se haya factorizado la matriz  $B$  del flujo DC. De este modo los resultados del cálculo de la potencia activa usando los factores GGDF son idénticos a los resultados de un flujo DC por lo que no se considerarán en la parte de resultados de este informe.

Por supuesto si se tienen disponibles los factores GGDF (y el flujo DC es suficientemente confiable) y se quiere calcular la potencia activa para perfiles de demanda parejos y sin cambios de topología de la red, es una buena alternativa utilizar la expresión (4.7) ya que es más eficiente en tiempo de proceso que resolver un sistema lineal dado por el flujo DC.

### 4.3 MODELOS DE POTENCIA REACTIVA

Otro modo de buscar compatibilidad entre los flujos AC y DC es desarrollando algún método que estime la potencia reactiva de manera sencilla y rápida ya que un flujo DC es un método lineal simple pero que sólo estima potencia activa, lo que es una limitante importante en muchos estudios, como por ejemplo, al momento de determinar la sobrecarga de las componentes del sistema ya que en ésta participa tanto la potencia activa como la reactiva.

Es conocida la estricta dependencia entre la potencia reactiva y los módulos de las tensiones de las barras. Para estimar la potencia reactiva se intentará primero estimar la magnitud de los voltajes a través de dos maneras distintas. La primera mediante la utilización de la fórmula de gradiente de voltaje (ampliamente utilizada en técnicas de compensación de reactivos) y la segunda aprovechando aproximaciones en las ecuaciones de inyección de reactivos de las líneas de transmisión.

#### 4.3.1 Utilización de la fórmula del gradiente

Dentro de los métodos de regulación de tensión es conocida la aproximación para el gradiente de voltaje entre barras directamente conectadas al considerar transmisiones despreciando ramas Shunt. La Figura 4.3 muestra el modelo a considerar en esta oportunidad.



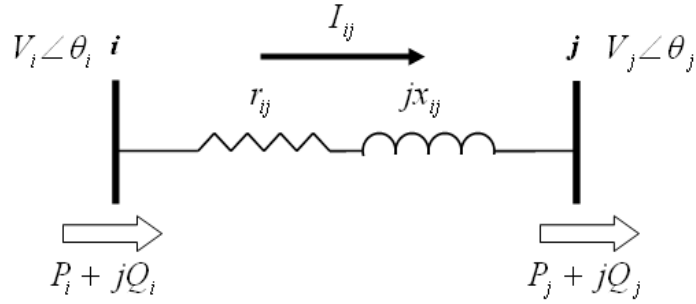


Figura 4.3: Modelo de rama considerado en la estimación del gradiente de voltaje.

De este modelo se tiene que

$$\dot{I}_{ij} = \frac{P_i - jQ_i}{\dot{V}_i^*} = \frac{P_j - jQ_j}{\dot{V}_j^*} \quad (4.8)$$

Además la caída de tensión en el tramo es

$$\Delta \dot{V}_{ij} = (r_{ij} + jx_{ij}) \cdot \dot{I}_{ij} = (r_{ij} + jx_{ij}) \left( \frac{P_i - jQ_i}{\dot{V}_i^*} \right) = (r_{ij} + jx_{ij}) \left( \frac{P_j - jQ_j}{\dot{V}_j^*} \right) \quad (4.9)$$

Desarrollando se tendrá que

$$\Delta \dot{V}_{ij} = \dot{V}_i - \dot{V}_j = \left( \frac{r_{ij}P_j + x_{ij}Q_j}{\dot{V}_i^*} \right) + j \cdot \left( \frac{x_{ij}P_j - r_{ij}Q_j}{\dot{V}_i^*} \right) \quad (4.10)$$

Si se fija, sin pérdida de generalidad,  $\theta_j = 0$ , se tiene el diagrama fasorial de la Figura 4.4.

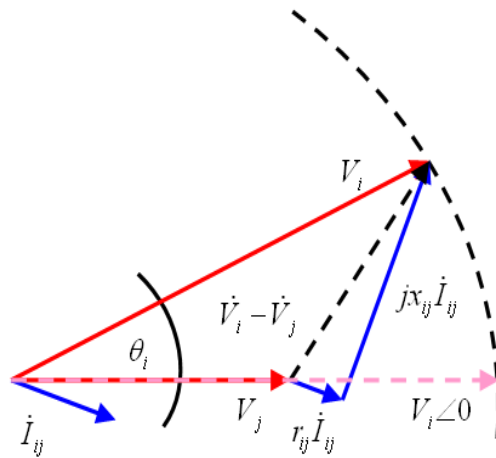


Figura 4.4: Diagrama fasorial del modelo.

Por lo general la diferencia angular entre las barras  $i$  y  $j$  es pequeña, por lo que se cumplirá la siguiente aproximación:

$$|\dot{V}_i| - |\dot{V}_j| \approx \text{Real}\{\dot{V}_i - \dot{V}_j\} = \left( \frac{r_{ij}P_j + x_{ij}Q_j}{V_j} \right) \quad (4.11)$$

En general se puede demostrar que

$$V_i - V_j \approx \left( \frac{r_{ij}P_j + x_{ij}Q_j}{V_j} \right) = \left( \frac{r_{ij}P_i + x_{ij}Q_i}{V_i} \right) \quad (4.12)$$

Si la barra  $i$  fuera una barra  $PV$  y la barra  $j$  fuera una barra  $PQ$ , y la consigna de la  $PV$ , sin pérdida de generalidad, fuera 1 p.u. se tendrá la ecuación (4.13)

$$1 - V_j \approx \frac{r_{ij} \cdot P_{ij} + x_{ij} \cdot Q_{ij}}{1} = \frac{r_{ij} \cdot (-P_{ji}) + x_{ij} \cdot (-Q_{ji})}{V_j} \quad (4.13)$$

y

$$V_j \approx 1 - (r_{ij} \cdot P_{ij} + x_{ij} \cdot Q_{ij}) \quad (4.14)$$

De acá se puede tener una estimación directa para la tensión  $V_j$  si se tuvieran los valores de las potencias  $P_{ij}$  y  $Q_{ij}$  utilizando la expresión (4.14) o resolviendo la ecuación cuadrática para  $V_j$  obtenida de la expresión (4.13). Una vez obtenida la aproximación para  $V_j$  se pueden obtener los voltajes de las barras  $PQ$  directamente conectadas a la barra  $j$  a través del mismo procedimiento donde ahora la tensión conocida será  $V_j$ . De este modo se pueden estimar los módulos de los voltajes de todas las barras  $PQ$  realizando este procedimiento reiterativamente. La expresión aproximada para el voltaje de una barra  $k$  directamente conectada a la barra  $j$  es:

$$V_k \approx V_j - \frac{r_{jk} \cdot P_{jk} + x_{jk} \cdot Q_{jk}}{V_j} \quad (4.15)$$

donde  $V_j$  se calculó previamente a través de una barra  $PV$ .

El flujo de potencia activa  $P_{ij}$  se puede obtener del resultado de un flujo DC (o de sus posibles versiones mejoradas). La expresión exacta para el flujo de potencia reactiva de la barra  $j$  a la barra  $k$  está dado por:

$$Q_{jk} = -b_{jk} \cdot V_j^2 - V_j \cdot V_k \cdot g_{jk} \cdot \text{sen}(\theta_{jk}) + V_j \cdot V_k \cdot b_{jk} \cdot \cos(\theta_{jk}) - \frac{b_j}{2} \cdot V_j^2 \quad (4.16)$$

En general, como se desea estimar  $V_k$  usando la expresión (4.15), donde ya se conoce la tensión  $V_j$  (ya sea porque es una barra  $PV$  o porque es una  $PQ$  a la cual se le calculó previamente su tensión a través del mismo procedimiento en descripción) se puede

reemplazar la ecuación (4.16) en (4.15) teniendo en cuenta que la expresión para  $Q_{jk}$  será sólo función de la tensión  $V_k$ . Con esto se plantea una simple ecuación lineal para obtener una estimación de  $V_k$ . Los ángulos a usar se obtienen del resultado del flujo DC ya realizado. Finalmente se tendrá que si se conoce la tensión  $V_j$ :

$$V_k \approx V_j - \frac{r_{jk} \cdot P_{jk} + x_{jk} \cdot Q_{jk}(V_k)}{V_j} \quad (4.17)$$

Y despejando  $V_k$

$$V_k \approx \frac{V_j^2 - r_{jk} \cdot P_{jk} + x_{jk} \cdot b_{jk} + x_{jk} \cdot \frac{b_j}{2}}{V_j - x_{jk} \cdot g_{jk} \cdot \text{sen}(\theta_{jk}) + x_{jk} \cdot b_{jk} \cdot \text{cos}(\theta_{jk})} \quad (4.18)$$

Si la barra  $j$  llegase ser una barra  $PV$  de consigna 1 p.u. y los parámetros de la rama  $j$  a  $k$  fueran  $r_{jk} = 0$  y  $b_j = 0$ ,  $V_j$  sería cero (ya que  $b_{jk} = -\frac{x_{jk}}{r_{jk}^2 + x_{jk}^2}$ ) por lo que para estos casos la ecuación (4.18) no tendrá sentido.

En definitiva el algoritmo planteado para estimar las tensiones del sistema consta de los siguientes pasos:

1. Contar con la estimación del flujo de potencia activa y los ángulos en las barras a partir de un flujo DC.
2. Calcular la magnitud de los voltajes para las barras  $PQ$  directamente conectadas a las barras de tensión controlada (barras  $PV$  o de referencia) a través de la expresión (4.18).
3. Calcular la magnitud de los voltajes de las barras  $PQ$  directamente conectadas a las barras  $PQ$  cuyos voltajes fueron calculados en el paso 2 a través de la expresión (4.18).
4. Calcular la magnitud de los voltajes de todas las barras  $PQ$  realizando el paso 3 reiterativamente hasta calcular todos los voltajes.

Es importante notar que a medida que se avanza en el cálculo de los voltajes de las barras  $PQ$  el cálculo va recibiendo valores que dependen de mayor número de aproximaciones ya que los voltaje  $V_j$  de la expresión (4.18) ya es un valor aproximado. Por ejemplo para las barras  $PQ$  directamente conectadas a al  $PV$  la consigna de esta barra es conocida por otro lado

para la última barra  $PQ$  calculada  $V_j$  es un valor calculado a partir de valores sucesivamente aproximados.

### 4.3.2 Ecuaciones de inyección de reactivos de las ramas

En esta oportunidad se desea utilizar la expresión de inyección (o consumo) de reactivos de las ramas del sistema con el objeto de obtener una estimación para el módulo de las tensiones de las barras, y así luego calcular la potencia reactiva circulante del sistema.

Según el modelo  $\pi$  de las ramas se tienen las siguientes variables involucradas:

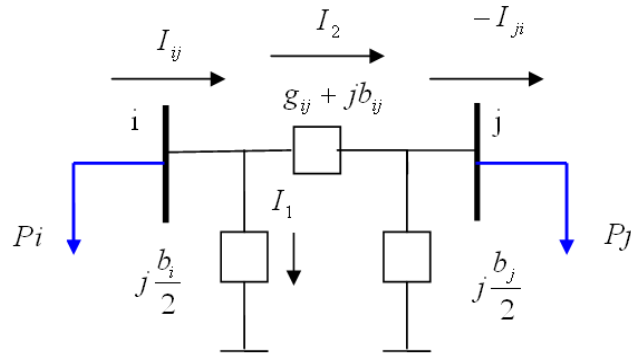


Figura 4.5: Corrientes en el modelo  $\pi$  de una línea.

La expresión exacta para el consumo de reactivos de la rama es:

$$Q_{ij} + Q_{ji} = -\frac{b_i}{2} \cdot V_i^2 - \frac{b_j}{2} \cdot V_j^2 + x_{ij} \cdot I_2^2 \quad (4.19)$$

, sin embargo también se puede tener esta expresión exacta escribiéndola sólo en función de los voltajes.

$$Q_{ij} + Q_{ji} = -\frac{b_i}{2} \cdot V_i^2 - \frac{b_j}{2} \cdot V_j^2 - b_{ij} \cdot (V_i^2 + V_j^2) + 2 \cdot V_i \cdot V_j \cdot b_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij}) \quad (4.20)$$

Así, se tiene la siguiente igualdad:

$$x_{ij} \cdot I_2^2 = -b_{ij} \cdot (V_i^2 + V_j^2) + 2 \cdot V_i \cdot V_j \cdot b_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij}) \quad (4.21)$$

Suponiendo los resultados de un flujo DC disponibles se realizan las siguientes aproximaciones:

$$\triangleright I_2 \gg I_1 \Rightarrow I_2 \approx I_{ij} \quad (4.22)$$

$$\triangleright P_{ij} \gg Q_{ij} \wedge V_i \approx 1 \text{ pu} \Rightarrow I_{ij} \approx P_{ij} \quad (4.23)$$

$$\triangleright P_{ij} \approx P_{ij\_FLUJO\_DC} \quad (4.24)$$

$$\triangleright \theta_{ij} \approx \theta_{ij\_FLUJO\_DC} \quad (4.25)$$

De este modo por cada rama del sistema se tiene la siguiente ecuación cuadrática aproximada:

$$-b_{ij} \cdot (V_i^2 + V_j^2) + 2 \cdot V_i \cdot V_j \cdot b_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij\_DC}) = x_{ij} \cdot P_{ij\_DC}^2 \quad (4.26)$$

Se desea calcular las tensiones de las barras PQ por lo que el número de incógnitas es siempre menor que el número de ecuaciones. Siguiendo la misma idea de estimación de voltajes utilizando la expresión de gradiente de voltaje; en este caso se calcularán primero los voltajes de las barras PQ directamente conectadas a barras con voltaje controlado, es decir barras PV o de referencia, a través de la expresión cuadrática (4.27). Entonces si la barra  $i$  es una barra de voltaje 1 p.u.  $V_j$  se calcula a través de (4.27). Así, luego de obtenida la solución de  $\bar{V}_j$  de la ecuación (4.27), se calculará el voltaje de las barras PQ directamente conectadas a la barra  $j$ ; ahora a través de la expresión (4.28).

$$-b_{ij} \cdot (1 + V_j^2) + 2 \cdot 1 \cdot V_j \cdot b_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij\_DC}) = x_{ij} \cdot P_{ij\_DC}^2 \quad (4.27)$$

$$-b_{ij} \cdot (V_i^2 + \bar{V}_j^2) + 2 \cdot V_i \cdot \bar{V}_j \cdot b_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij\_DC}) = x_{ij} \cdot P_{ij\_DC}^2 \quad (4.28)$$

Esto se puede realizar sucesivamente de manera análoga al caso en que se usó la expresión de gradiente de voltaje, hasta calcular todas los voltajes de las barras PQ. De este modo los pasos del algoritmo son los siguientes:

1. Contar con la estimación del flujo de potencia activa y los ángulos en las barras a partir de un flujo DC.
2. Calcular la magnitud de los voltajes para las barras PQ directamente conectadas a las barras de tensión controlada (barras PV o de referencia) a través de la expresión (4.27).
3. Calcular la magnitud de los voltajes de las barras PQ directamente conectadas a las barras PQ cuyos voltajes fueron calculados en el paso 2 a través de la expresión (4.28).
4. Calcular la magnitud de los voltajes de todas las barras PQ realizando el paso 3 reiterativamente hasta calcular todos los voltajes.

Otro planteamiento posible, pero que no es desarrollado en esta memoria, es utilizar la expresión (4.26) para calcular los voltajes de las barras PQ directamente conectadas a barras de voltaje controlado resolviendo la ecuación cuadrática mientras que para las otras barras PQ resolver usando (4.26) a través del método de Newton. En este caso la matriz Jacobiana es

extremadamente rala teniendo sólo dos elementos por fila independiente del tamaño del sistema. Además sus elementos son lineales por lo que su actualización y factorización no debería ser tan costosa computacionalmente. El detalle del planteamiento se aprecia en los anexos.

#### 4.4 MÉTODOS DESACOPLADOS

Se sabe que los métodos desacoplados por lo general siempre convergen a la solución del flujo de potencia. Está demostrado que son mucho más eficientes que el flujo AC en cuanto a los tiempos de proceso, principalmente porque las matrices con las que trabaja se mantienen constantes durante todo el proceso iterativo, y no requieren de actualización ni de factorización, como sí ocurre en un flujo AC. En definitiva los métodos desacoplados son una primera muestra de compatibilidad entre los flujos AC y DC. Sin embargo, los tiempos de proceso de los métodos desacoplados aún siguen siendo bastante altos en comparación a los de un flujo DC en los casos en que se impongan tolerancias de convergencia muy pequeñas, por lo que en esta oportunidad se estudiará su confiabilidad de la solución para un número fijo de iteraciones, con el objetivo de comparar sus resultados con los de un flujo DC, y haciendo a la vez más comparables sus tiempos de proceso. De este modo se podrá determinar si es una buena alternativa en cuanto a eficiencia de cálculo utilizar métodos desacoplados para tolerancias mucho menores a los errores que pueda cometer un flujo DC.

Los métodos desacoplados estudiados son las versiones estándar XB, la general BX y la robusta RFDPFM, los que son los principales de acuerdo a la literatura [3]. La evaluación se realizará para sólo una y dos iteraciones de los métodos desacoplados. Hay que notar que al realizar sólo una iteración de estos métodos pueden analizarse los resultados para la potencia activa y reactiva por separado, ya que no alcanza a haber influencia de la iteración  $Q - V$  en la  $P - \theta$ , y viceversa. Ya para dos iteraciones sí existe influencia de una en la otra, por lo que aunque se requiera, por ejemplo, sólo del resultado de la potencia activa, siempre se deben factorizar tanto  $B'$  como  $B''$ .

## **5 IMPLEMENTACIÓN DE LOS MÉTODOS**

La implementación de los métodos se realizó en *MATPOWER 3.0* el cual es un paquete de *MATLAB* (m – files) para resolver problemas de flujo de potencia y flujo de potencia óptimo. El estándar ha sido desarrollado por Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez y Deqiang (David) Gan de la PSERC (Power Systems Engineering Research Center) de la escuela de ingeniería eléctrica de la Universidad de Cornell, y su objetivo es ser un paquete de libre uso y modificación para fines de investigación [13].

La implementación de los métodos consistió tanto en la modificación del código del programa y en la programación de nuevas funciones. Finalmente el paquete, con las modificaciones y nuevas funciones implementadas, quedó con los siguientes métodos de flujo de potencia:

- Flujo AC
- Flujo DC
- Flujo DC versión BX
- Flujo DC con modelamiento de las pérdidas
- Flujo GGDF
- Método desacoplado rápido XB
- Método desacoplado rápido BX
- Método desacoplado rápido robusto RFDPFM

## 5.1 FORMULACIÓN AC Y DC EN MATPOWER

En *MATPOWER* las cargas son modeladas por sus constantes de consumo de potencia activa y reactiva. La admitancia de cualquier elemento shunt de impedancia constante es especificadas por su demanda a voltaje nominal (potencia activa demandada y potencia reactiva inyectada), es decir

$$Y_{SHUNT} = \frac{P_{NOM\_DEM} + jQ_{NOM\_INY}}{S_{BASE}} \quad (5.1)$$

Además se escriben las ecuaciones de ramas que relacionan los voltajes y corrientes desde las barras *D* (desde) hasta las barras *H* (hasta) usando la matriz de admitancia de ramas como sigue:

$$\begin{bmatrix} I_D \\ I_H \end{bmatrix} = [Y_{Branch}] \cdot \begin{bmatrix} V_D \\ V_H \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

donde

$$[Y_{Branch}] = \begin{bmatrix} \left( Y_s + j \frac{B_c}{2} \right) \frac{1}{\tau^2} & -Y_s \frac{1}{\tau e^{j\theta_{shift}}} \\ -Y_s \frac{1}{\tau e^{-j\theta_{shift}}} & Y_s + j \frac{B_c}{2} \end{bmatrix} \quad y \quad Y_s = \frac{1}{R + jX} \quad (5.3)$$



Donde  $R$  y  $X$  son la resistencia y reactancia series de las ramas del sistema respectivamente,  $B_c$  es la capacidad total de la rama,  $\tau$  y  $\theta_{shift}$  son el tap no nominal y el ángulo desfasador de los transformadores intercambiadores de tap y desfasadores respectivamente. Por supuesto todo el tratamiento es matricial.

Cada rama, ya sea línea de transmisión, transformador o desfasador, es modelado por su equivalente  $\pi$ , con resistencia  $R$  y reactancia  $X$  serie y capacidad total  $B_c$ .

Los elementos de la matriz de admitancia de ramas y los del vector de admitancias shunts son combinados por *MATPOWER* para formar la matriz de admitancia nodal  $Y_{BUS}$ , teniéndose finalmente:

$$I_{BUS} = Y_{BUS} \cdot V_{BUS} \quad (5.4)$$

Para la formulación DC los mismos parámetros son usados, con la excepción de que se desprecian las resistencias, las capacitancias shunt, los voltajes se asumen como un perfil plano e igual a 1 p.u. y las diferencias angulares se asumen pequeñas entre barras directamente conectadas de modo que  $sen\theta_{ij} \approx \theta_{ij}$ . Combinando estas suposiciones con la ecuación (5.2) se tiene

$$\begin{bmatrix} P_D \\ P_H \end{bmatrix} = [B_{Branch}] \cdot \begin{bmatrix} \theta_D \\ \theta_H \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P_{D,shift} \\ P_{H,shift} \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

donde

$$[B_{Branch}] = \frac{1}{X \cdot \tau} \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 1 \end{bmatrix} \quad \text{y} \quad \begin{bmatrix} P_{D,shift} \\ P_{H,shift} \end{bmatrix} = \frac{\theta_{shift}}{X \cdot \tau} \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

Por supuesto nuevamente todo el tratamiento es matricial.

Finalmente los elementos de las ramas desfasadoras y los de la matriz  $[B_{Branch}]$  son combinados por *MATPOWER* para formar la matriz  $B_{BUS}$  y el vector desfasador  $P_{BUS,shift}$ , teniéndose finalmente

$$P_{BUS} = B_{BUS} \cdot \theta_{BUS} + P_{BUS,shift} \quad (5.7)$$

## 5.2 DATOS GENERALES

Es importante notar que la factorización de las matrices se realizó utilizando el algoritmo LU, ya que esta demostrado que es un algoritmo considerado suficientemente estable y rápido para la resolución de problemas de flujo de potencia [14].

Además es importante notar que *MATPOWER* incluye el algoritmo de cambio de tipo de barra para el caso de que haya violación de los límites de potencia reactiva de las unidades generadoras.

### 5.3 DIAGRAMA DE FLUJO DE LOS ALGORITMOS

A continuación se presentan los diagramas de flujo de los métodos de flujo de potencia implementados.

- *Diagrama de flujo del flujo DC con modelamiento de las pérdidas*

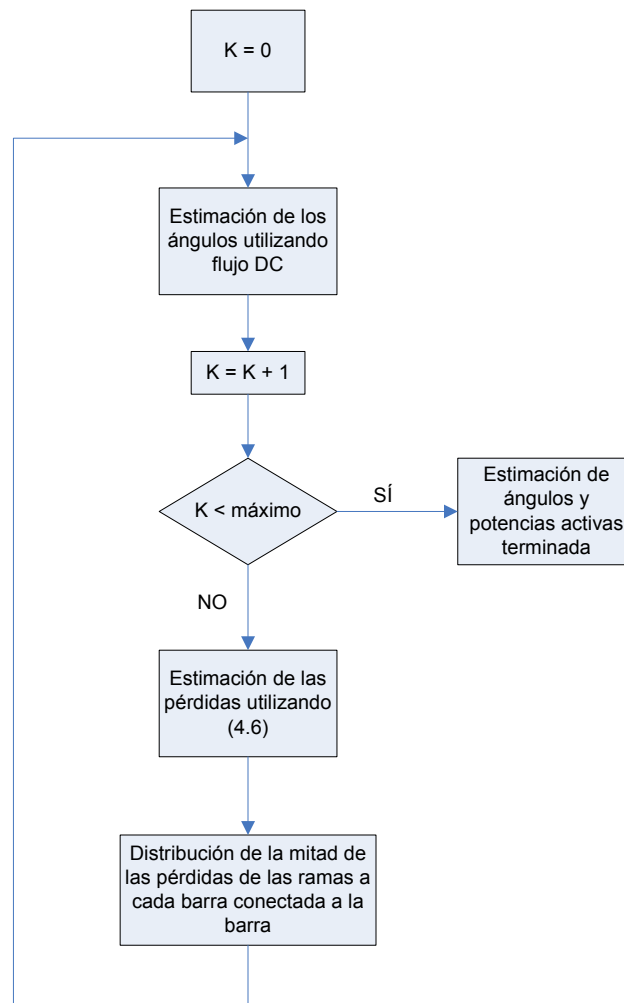


Figura 5.1: Diagrama de flujo del flujo DC con modelamiento de las pérdidas.

Básicamente en el diagrama se muestra el procedimiento más general del método el cual realiza tantas iteraciones como se especifiquen como máximo. En esta memoria las pruebas se llevaron a cabo sólo para dos iteraciones de tal modo de no perjudicar demasiado la eficiencia en tiempo de proceso.

• Diagrama de flujo de los métodos desacoplados XB y BX

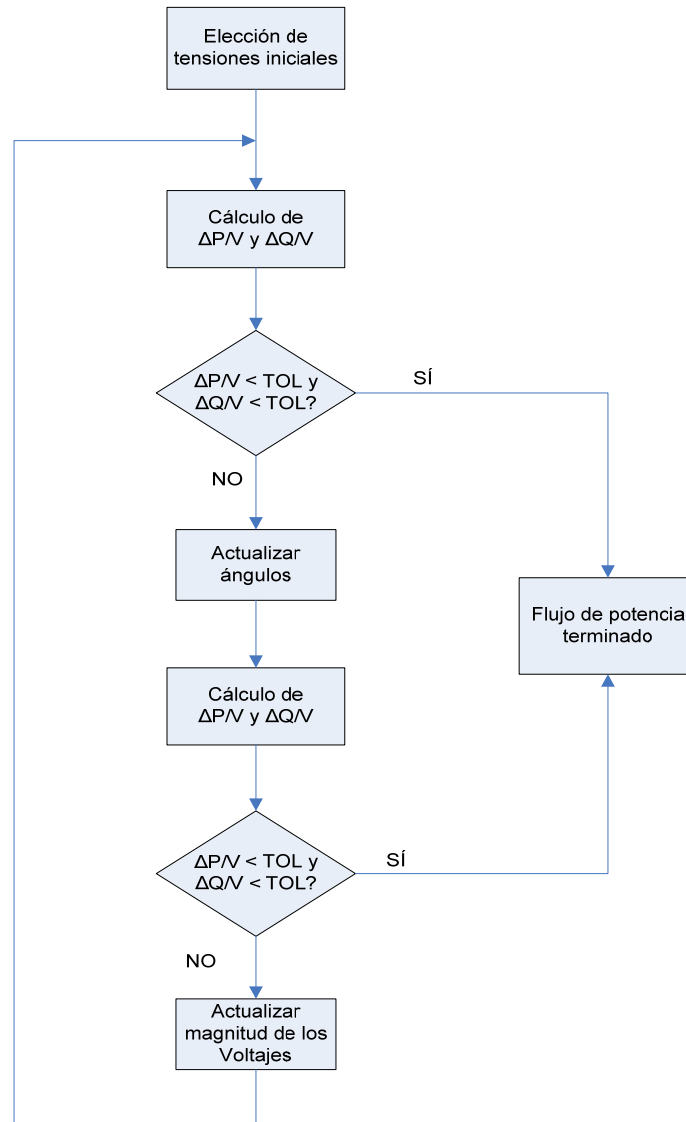


Figura 5.2: Diagrama de flujo de los métodos desacoplados XB y BX.

La tensión inicial escogida es un perfil plano e igual a 1 p.u y ángulos igual a cero. Es importante notar que en esta implementación el método XB se programó con un esquema de iteraciones sucesivos a pesar de que su versión original [4] plantea otro esquema de iteración en el que se permiten saltar iteraciones. El esquema sucesivo es propio del método BX y está comprobado que entrega mejores resultados que el esquema original del método estándar XB [5] ya que el saltar iteraciones puede provocar conductas cíclicas que deterioran la convergencia. Por supuesto que para el caso en que se realizó un número fijo de iteraciones no fue necesario chequear las tolerancias de los vectores de error  $\Delta P$  y  $\Delta Q$ , y sólo se realizó el proceso el número de veces definido.

• *Diagrama de flujo del método desacoplado rápido robusto RFDPFM*

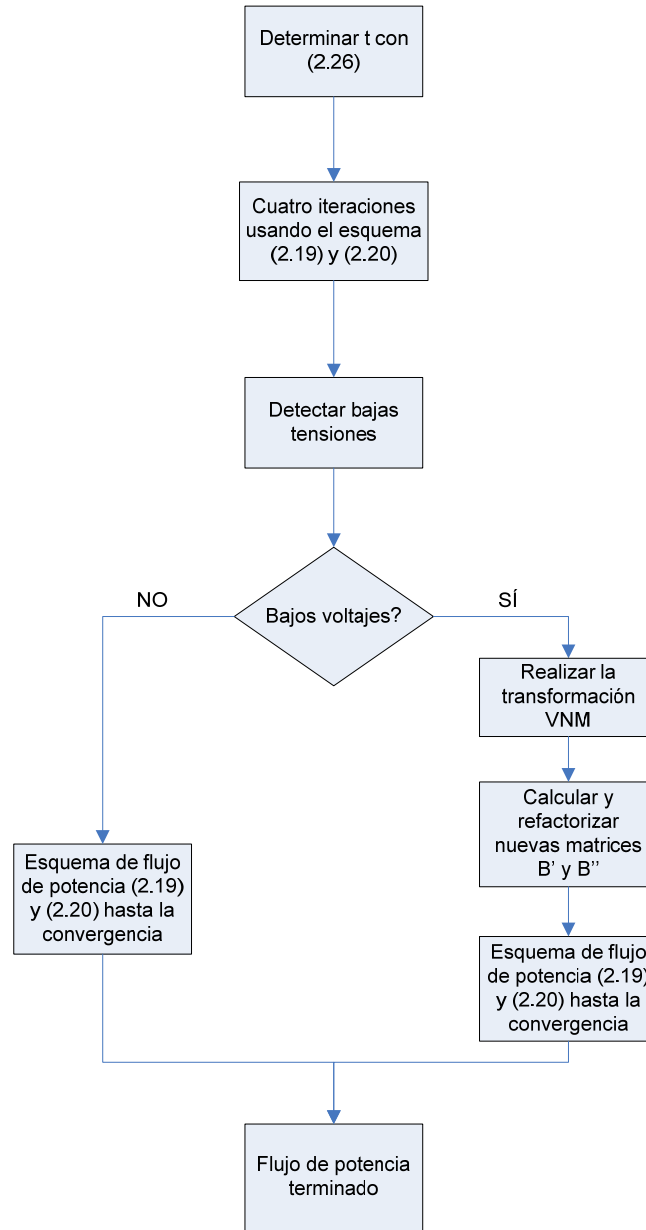


Figura 5.3: Diagrama de flujo del método desacoplado rápido robusto RFDPFM.

El esquema de iteraciones utilizado para el sistema dado por (2.19) y (2.20) es el sucesivo, al igual que en los métodos XB y BX.

La detección de las bajas (o altas) tensiones se realizó, de modo arbitrario, después de la cuarta iteración (consideradas bajas o altas si se encontraban por bajo 0,9 p.u. o por sobre 1.1 p.u. respectivamente). Hay que notar que se podrían fijar criterios para realizar la detección de bajos voltajes en un momento óptimo.

Es importante notar que si se llega a realizar la transformación del sistema  $VNM$ , el único cambio algebraico que habrá será que las matrices  $B'$  y  $B''$  cambiarán sólo algunos pocos elementos de la diagonal (aquellos que estén relacionados con las barras de bajo voltaje). Para no factorizar nuevamente las matrices de modo completo se utiliza la técnica de parcial refactorización de matrices [16, 17, 18] la cual actualiza la factorización LU sólo en aquellos elementos que son afectados por este leve cambio de las matrices.

## **6 RESULTADOS**

## 6.1 INTRODUCCIÓN

Se llevó a cabo la evaluación de los métodos de flujo de potencia propuestos para distintos sistemas estándares internacionales [13, 22] y nacionales [20, 21]. Las bases de datos de los sistemas se pueden apreciar de las referencias, en particular los sistemas *IEEE* de [22], y los sistemas *SIC* y *SING* de [20] y [21], respectivamente.

La evaluación consistió en determinar la confiabilidad de la solución entregada por el método, además de medir su eficiencia en el tiempo de proceso.

Para verificar la confiabilidad del resultado del flujo de potencia del método evaluado se compararon sus resultados con los de un flujo AC, que es el que se consideró el flujo exacto. La diferencia entre el cálculo del método evaluado y el flujo AC es considerada el error. Entonces se calcularon los errores absolutos (MW y MVAR) y relativos (porcentuales) del flujo de potencia por cada uno de los componentes del sistema. Para sintetizar la información de este conjunto de errores se calcularon valores máximos y promedios.

Los errores absolutos y relativos, máximos y promedios, se calcularon a partir de las siguientes fórmulas:

$$Error\ absoluto\ ij = \Delta MW_{ij} = |P_{ij\_AC} - P_{ij}|, \forall i, j \text{ barras directamente conectadas} \quad (6.1)$$

$$Error\ relativo\ ij = \Delta_{ij} = \begin{cases} 100\% \times \frac{|P_{ij\_AC} - P_{ij}|}{P_{ij\_AC}}, & \text{si } |P_{ij\_AC}| > \frac{prom\ \{|P_{ij\_AC}|\}}{100} \\ 0 & , \text{ si } |P_{ij\_AC}| < \frac{prom\ \{|P_{ij\_AC}|\}}{100} \end{cases} \quad (6.2)$$

Donde  $P_{ij\_AC}$  es el flujo de potencia activa calculada a través de un flujo AC,  $P_{ij}$  es el flujo de potencia activa calculada a través de método en evaluación, y  $prom\ \{|P_{ij\_AC}|\}$  es el promedio de los valores absolutos de las potencias activas calculadas por el flujo AC. A partir de esto se calculan los errores máximos y promedios:

$$Error\ absoluto_{MÁXIMO} = Máx_{Ramas\ i\ a\ j} \{ \Delta MW_{ij} \} \quad (6.3)$$

$$Error\ absoluto_{PROMEDIO} = promedio_{Ramas\ i\ a\ j} \{ \Delta MW_{ij} \} \quad (6.4)$$

$$Error\ relativo_{MÁXIMO} = Máx_{Ramas\ i\ a\ j} \{ \Delta_{ij} \} \quad (6.5)$$

$$Error\ relativo_{PROMEDIO} = promedio_{Ramas\ i\ a\ j} \{ \Delta_{ij} \} \quad (6.6)$$

El cálculo para la potencia reactiva es idéntico.

Se ve que el error relativo se hace cero cuando el flujo de potencia activa de la rama es menor que un 1% del flujo promedio por las ramas. A través de esto se filtran los casos en que el flujo de potencia activa es muy pequeño (usualmente alimentando solo las pérdidas ante cargas desconectadas) ya que esto hace crecer el error relativo a valores muy altos y poco representativos.

La eficiencia en los tiempos de proceso se verificó calculando precisamente los segundos que demora cada método en cada una de las pruebas realizadas. Para entregar resultados más prácticos se simularon 5000 flujos de potencia. Las pruebas se realizaron en un computador AMD64 de 1790 MHz y 512 MB de RAM. Como criterio de convergencia la tolerancia se fijó en  $10^{-5}$  p.u.

Además para medir la robustez del método evaluado se realizó un mal condicionamiento intencional a cada uno de los sistemas de prueba. Para esto se realizaron dos tipos de modificaciones a los sistemas. La primera consistió en aumentar el valor de la resistencia de cada una de las ramas del sistema multiplicándolas por un factor constante mayor que uno, esto para aumentar la razón R/X del sistema. La segunda consistió en aumentar la cargabilidad del sistema multiplicando la demanda de potencia activa y reactiva de cada una de las barras PQ también por un factor constante mayor que uno, de tal modo de sobrecargar al sistema para así perjudicar los niveles de tensión y aumentar las pérdidas. Se le llama caso base al caso en que los sistemas no han sufrido ningún mal condicionamiento intencional.

Las características principales de los sistemas de prueba utilizados, en cuanto a su topología y condición de operación, se aprecian en las Tablas 6.1 y 6.2.

<b>Sistema</b>	<b>Número de barras</b>	<b>Número de líneas</b>	<b>Número de generadores</b>	<b>Razón R/X promedio</b>	<b>Desviación de las Razones R/X</b>
WSCC9	9	9	3	0,11	0,09
IEEE14	14	20	5	0,33	0,26
IEEE30	30	41	6	0,37	0,23
IEEE57	57	80	7	0,4	0,29
IEEE118	118	186	54	0,25	0,09
IEEE300	300	411	69	0,19	0,18
SING 45	45	42	12	0,22	0,21
SIC92	92	113	34	0,26	0,26
CHILECTRA	299	324	5	0,19	0,24

Tabla 6.1: Características topológicas de los sistemas en el caso base.



<i>Sistema</i>	<i>Demanda Total [MW]</i>	<i>Flujo promedio por las líneas [MW]</i>	<i>Desviación del flujo por las líneas [MW]</i>	<i>Voltajes promedio [pu]</i>	<i>Desviación de los Voltajes [pu]</i>	<i>Pérdidas Totales [MW]</i>
<i>WSCC9</i>	315	70,83	40,2	0,99	0,02	4,96
<i>IEEE14</i>	259	32,84	36,87	1,05	0,02	13,39
<i>IEEE30</i>	283,4	23,43	33,67	1,03	0,02	17,56
<i>IEEE57</i>	1250,8	24,61	32,27	0,99	0,03	27,86
<i>IEEE118</i>	4242	51,59	65,57	0,99	0,02	132,86
<i>IEEE300</i>	23848	134,79	184,77	1	0,03	408,32
<i>SING 45</i>	1088,3	58,01	55,83	0,96	0,05	59,02
<i>SIC92</i>	3994,4	97,13	140,22	0,99	0,01	116,73
<i>CHILECTRA</i>	2150	47,17	51,22	0,95	0,02	42,13

Tabla 6.2: Características operacionales de los sistemas en el caso base.

Finalmente se realizaron pruebas para evaluar los métodos propuestos para la estimación de las tensiones del sistema. Las pruebas se realizaron en un modelo de 9 barras del WSCC (*Western Systems Coordinating Council*) el cual es un sistema en donde el flujo DC es bastante confiable, lo que es un requisito básico para estas metodologías si es que se utiliza un flujo DC para estimar los ángulos de las barras y la potencia activa.

## 6.2 EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS

### 6.2.1 Tiempos de proceso

Para evaluar los métodos en cuanto a su eficiencia de cálculo se simularon 5000 flujos de potencia, para una misma condición de operación (la del caso base), y se midieron los tiempos de cómputo. Los resultados se muestran en las Figuras 6.1 y 6.2.

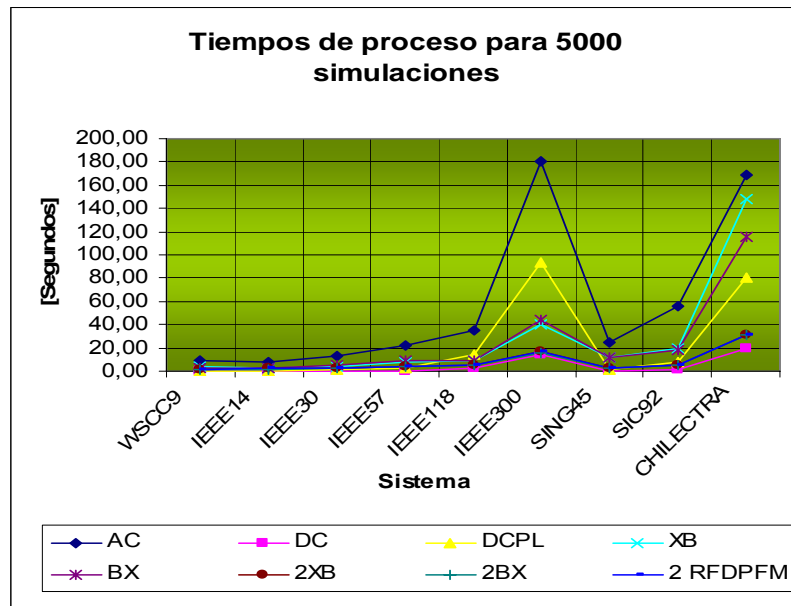


Figura 6.1: Tiempos de cálculo en segundos para 5000 flujos de potencia.

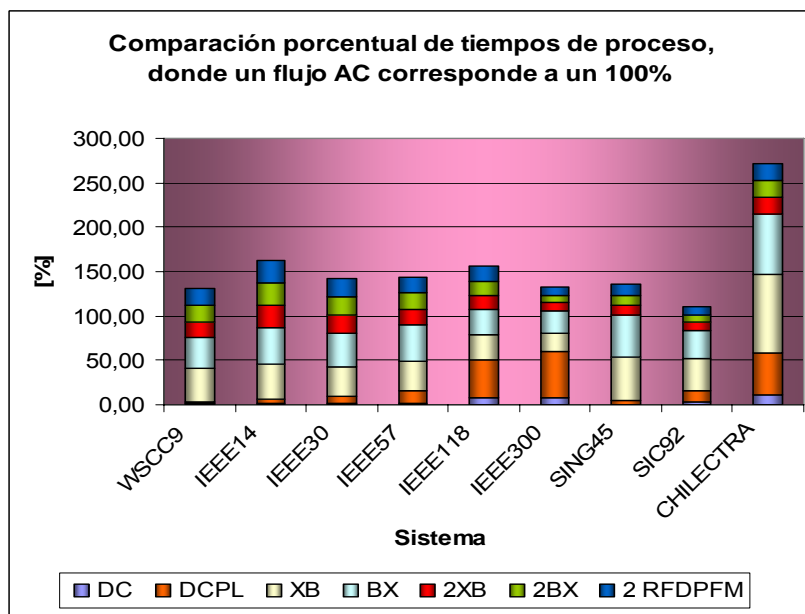


Figura 6.2: Tiempos de cálculo de los métodos en relación a un flujo AC.

De las Figuras 6.1 y 6.2 se aprecia claramente lo que se esperaba. El flujo AC es el que tarda más en calcular los flujos de potencia, esto claramente es debido a su ineficiencia dada por su necesidad de actualizar y factorizar la matriz Jacobiana en cada iteración. Es importante recordar que el flujo DC es el más eficiente, en lo que a tiempo de procesamiento se refiere, dado que es sólo la resolución de un sistema lineal. El flujo DC con pérdidas también se muestra eficiente, sin embargo cuando aumenta mucho el tamaño del sistema su eficiencia decae ya que debe realizar una búsqueda cada vez más grande para poder asignar las pérdidas estimadas a las barras del sistema. Por supuesto existen técnicas de búsqueda que pueden hacer que este método sea más eficiente, sin embargo no se consideraron en esta implementación. Los métodos desacoplados XB y BX tienen tiempos de proceso inferiores a los del flujo AC, en todos los casos, y en general no se ven grandes diferencias entre estas dos versiones dado que los sistemas en general no tienen altas razones R/X. Además, al fijar el número de iteraciones de los desacoplados a dos, los tiempos se reducen notablemente siendo más eficiente que un flujo DC con pérdidas para el caso de los sistemas de mayor tamaño. Al comparar estos tiempos de proceso, para dos iteraciones, entre los métodos desacoplados se ven bastante similares, incluso para el método RFDPFM, a pesar de que este trae consigo un leve aumento en la cantidad de cálculos (claramente para dos iteraciones no se alcanza a realizar la transformación VNM). Por supuesto los tiempos, para todos los métodos, aumentan con el tamaño de los sistemas, dado que aumentan el número de cálculos debido al más grande tamaño de las matrices.

Es importante destacar que a través de las Figuras 6.1 y 6.2 se pueden apreciar las tendencias más importantes en cuanto a la eficiencia de cálculo de los métodos estudiados, sin embargo no hay una representatividad absoluta ya que, por cierto que los métodos pueden mejorar sus algoritmos desde el punto de vista de la programación al utilizar otros lenguajes de programación (no tan limitados ni lentos como *MATLAB*) como *C++* o *FORTRAN*.

## **6.2.2 Confiabilidad de los métodos**

### **6.2.2.1 Resultados para el Caso Base**

En esta sección se mostrará a través de gráficos las diferencias entre la solución entregada por cada uno de los métodos estudiados y la de un flujo AC, tanto errores máximos absolutos y errores promedio porcentuales.

Por supuesto el error absoluto permitirá comparar que método es más confiable para cada sistema de prueba, sin embargo sólo al observar el error porcentual se podrá analizar que sistema está peor condicionado, esto dado que por lo general los errores máximos y promedios absolutos más altos se encontrarán en los sistemas de mayor nivel de carga.

En definitiva, en esta parte de los resultados, se evaluaron los siguientes métodos: flujo DC (*DC*), flujo DC versión BX (*DCBX*), flujo DC con modelamiento de las pérdidas (*DCPL*), dos iteraciones de los métodos desacoplados versiones XB (*2XB*), BX (*2BX*) y

RFDPFM (2 RFDPFM). Es importante notar que se escogieron sólo dos iteraciones de los métodos desacoplados ya que los resultados entregados por sólo una iteración eran demasiado lejanos a la solución AC, sin embargo al realizar otra iteración los éstos mejoraban notablemente, por lo que se consideró una buena referencia dos iteraciones.

- **Errores de potencia activa**

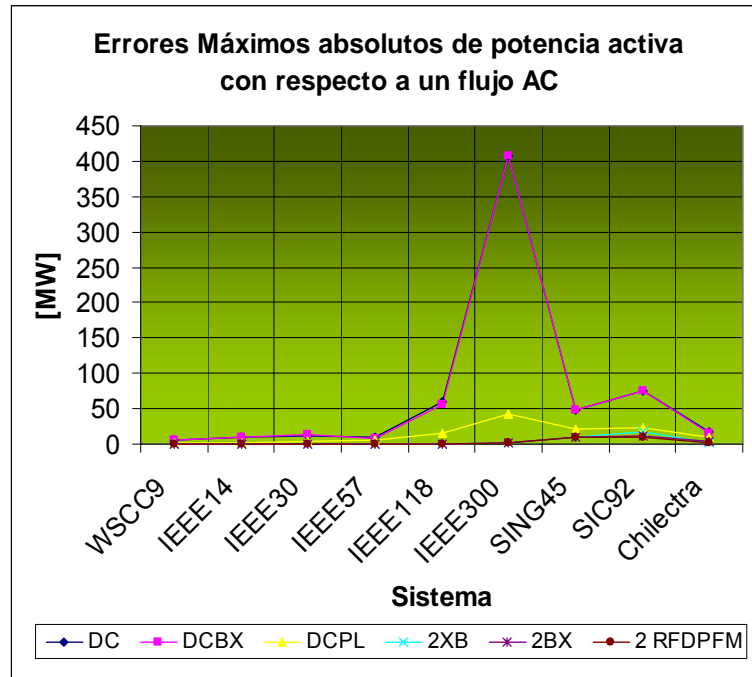


Figura 6.3: Errores máximos absolutos de potencia activa con respecto a un flujo AC

Lo primero que se aprecia de la Figura 6.3 es que incorporar la información de las resistencias en la matriz  $B$  de un flujo DC no provoca grandes cambios en sus resultados para los sistemas estudiados, los cuales se caracterizan, de acuerdo a la Tabla 6.1, por bajas razones R/X. Modelar las pérdidas mejora notablemente los resultados, en particular para los sistemas de mayor nivel de carga, y se observa que siempre su curva se mantiene por debajo de las otras versiones de flujo DC. En particular para el sistema IEEE300 el error máximo disminuye de 408,23 MW a 42,77 MW al considerar la información de las pérdidas. Para el sistema SIC92 se tiene un error máximo de 74,83 MW (línea Antu220 – Cha220) para una línea cuyo flujo es de 876 MW (y cuya pérdida es lejos la más alta con 22 MW) por lo que el error representa sólo un 8% a pesar que se ve bastante potencia para el sistema SIC. Por supuesto del gráfico se observa que los sistemas de mayor potencia son los que presentan los mayores errores máximos.

Es importante notar que considerar las pérdidas en el flujo DC mejora bastante los resultados en especial para las líneas por donde circula mayor potencia ya que es en éstas precisamente donde se producen las mayores pérdidas, lo que se ve claro de la expresión aproximada para las pérdidas (6.7):

$$P_{Lij} \approx r_{ij} \cdot P_{ij}^2 \quad (6.7)$$

, por lo que considerarlas es valioso al momento de dimensionar correctamente los componentes del sistema, y en particular aquellas con mayor nivel de carga.

Para todos los casos, dos iteraciones de los métodos desacoplados muestran claramente los resultados más confiables.

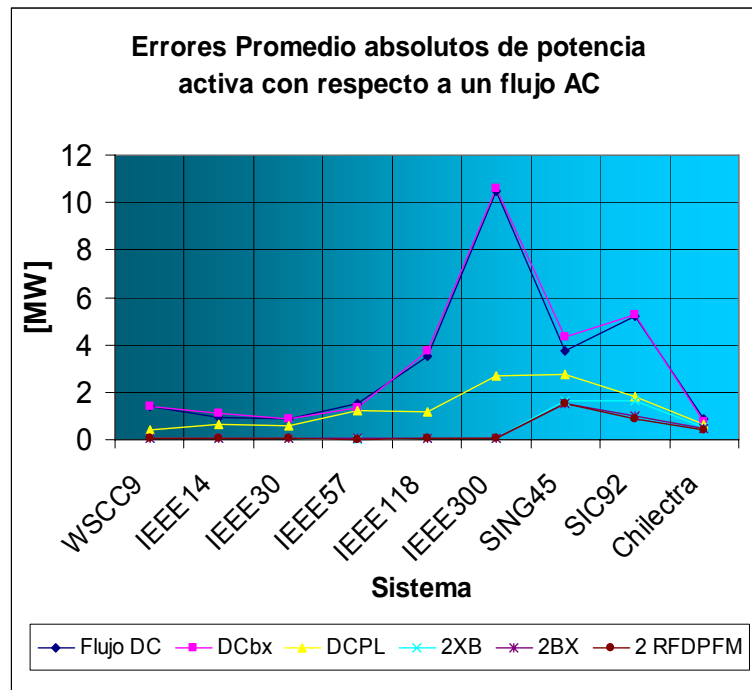


Figura 6.4: Errores promedio absolutos de potencia activa con respecto a un flujo AC

En general se aprecia de la Figura 6.4 que se conservan las tendencias vistas anteriormente para los errores máximos, mostrándose similares el flujo DC al flujo DC versión BX, siendo mucho mejor (menores errores) que los anteriores el flujo DC con pérdidas, y mucho mejor que este último los métodos desacoplados truncados a dos iteraciones.

Es importante notar que los sistemas chilenos (a excepción del anillo de subtransmisión de *CHILECTRA* que fue cargado usando un modelo completo del software *Digsilent Power Factory*) son sistemas simplificados cuya modelación no es completa. Por ejemplo, en los modelos del SING y SIC no se modelan intercambiadores de taps, bancos de condensadores, etc. Por otro lado se consideró una demanda tal que se mantuvieran, lo más posible, los niveles de tensión exigidos según la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, por lo que de estos sistemas sólo se pueden rescatar las tendencias más importantes de los métodos.

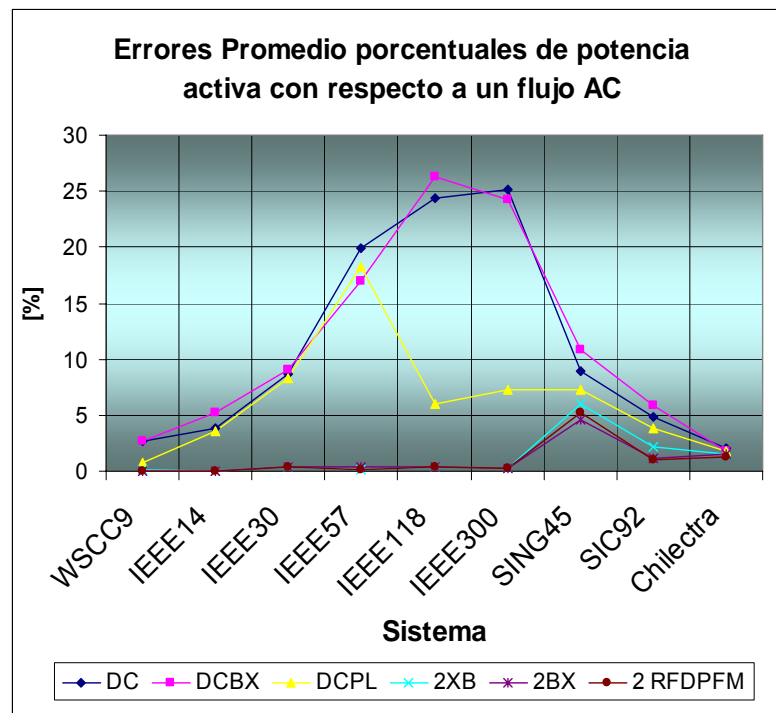


Figura 6.5: Errores promedio porcentuales de potencia activa con respecto a un flujo AC

Se observa de las Figuras 6.3, 6.4 y 6.5 que, para todos los tipos de errores, dos iteraciones de los métodos desacoplados son los más confiables en la estimación de la potencia activa, teniéndose que sus curvas de error siempre van por debajo de las demás. En general se ve que no hay grandes diferencias entre los método XB, BX y RFDPFM para dos iteraciones, precisamente porque se está trabajando en un caso base con sistemas en condiciones normales. Levemente *2 RFDPFM* es mejor que *2BX*, y a la vez este último es levemente mejor que *2XB*. Esto tiene que ver con las características de convergencia de cada uno, ya que *2 RFDPFM* en general se acerca más rápido a la solución del flujo de potencia y por ello para un número fijo de iteraciones su solución es más cercana a la correcta que las demás.

Se ha observado que todos los métodos muestran errores similares en el sistema de subtransmisión de *CHILECTRA*. Los métodos en general se comportan bien dado el bajo nivel de pérdidas en comparación con los otros sistema (representan un 2% de la demanda total en la condición de operación estudiada). Además, para este caso se cuenta con un enmallamiento con líneas de doble circuito que reducen a la mitad la resistencia serie de las líneas y esto, agregado al hecho de que ya se tienen bajos rangos de resistencia (líneas relativamente cortas que hacen que el flujo DC no dependa tanto de la razón R/X) hace que un flujo DC estime bien la potencia activa. Se ve además que en éste sistema (y en los sistemas *IEEE14*, *IEEE30* y *IEEE57* que tienen un bajo nivel de carga en relación a los demás sistemas), al haber bajos niveles de pérdidas, el considerarlas en el flujo DC no mejora los resultados, en cambio, sí mejora los resultados para los sistemas con mayor flujo promedio por las líneas ya que en esos casos es más crítico despreciar las pérdidas.

Por supuesto se vio que realizar dos iteraciones de flujo desacoplado es más costoso en tiempo de proceso que realizar un flujo DC dado que se trabaja además con la matriz  $B''$  para la potencia reactiva la cual se debe factorizar una vez y multiplicar dos veces por el vector  $\Delta Q$ . Sin embargo, gracias a esto, se dispone de una estimación para la potencia reactiva, y por cierto que además es un factor muy importante en la ayuda de la estimación de la potencia activa ya que dado que se trabaja con un esquema de iteraciones alternado, la primera iteración para la potencia reactiva lleva información de la magnitud de los voltajes a la segunda iteración para la potencia activa mejorando notablemente su estimación. Se realizó la prueba se iterar dos veces  $P - \theta$  y  $Q - V$  de manera independiente y se verificó que la estimación empeoraba mucho en relación al caso de iteración alternada.

Es importante notar también que se aprecia una tendencia al empeoramiento de la confiabilidad de la solución a medida que se va aumentando el tamaño del sistema, en especial para los estándares de la IEEE, y esto se explica dado que se sabe que en general el número de condicionamiento empeora al aumentar el tamaño del sistema.

Según la Figura 6.5, dos iteraciones de los flujos desacoplados para el sistema *SING45* alcanzan un error porcentual promedio de aproximadamente un 5%, lo que es un valor muy superior a los vistos para los otros sistemas. Esto ocurre ya que existen barras con muy bajas tensiones. En particular, la barra en 110 kV de Chuquicamata presenta un voltaje de 0.82 p.u., sin embargo en la realidad los niveles de tensión de esta barra son más altos (sobre los 0,9 p.u.) dado que en existen filtros de armónicos que inyectan reactivos que hacen que mejore el nivel de tensión de la barra. Por supuesto el modelo *SING45* no cuenta con esta componente.

- Errores de potencia reactiva

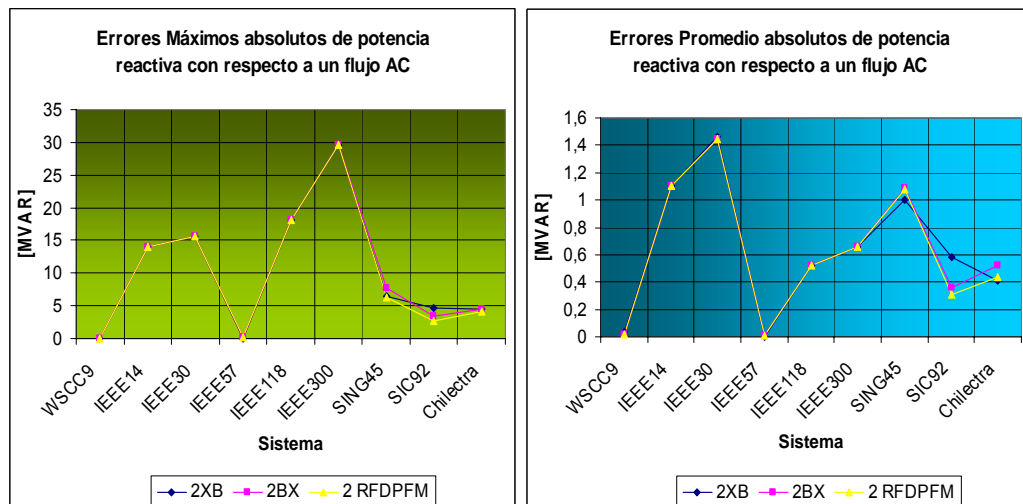


Figura 6.6: Errores máximos y promedios absolutos de potencia reactiva con respecto a un flujo AC

Se observa de la Figura 6.6 que, para la potencia reactiva, los tres métodos desacoplados se comportan similar, y sólo levemente *2 RFDPFM* es mejor a los demás para el caso de los sistemas chilenos.

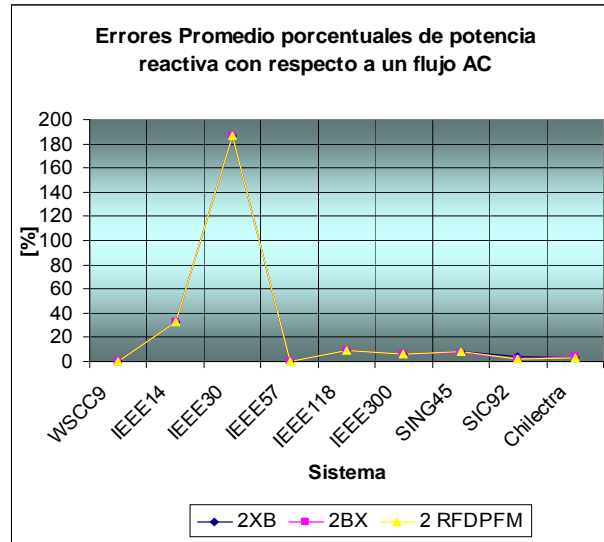


Figura 6.7: Errores promedio porcentuales de potencia activa con respecto a un flujo AC

Se ve de la Figura 6.7 que los errores porcentuales de potencia reactiva son bastante altos para los sistemas *IEEE14* e *IEEE30* lo que se explica por su alto nivel de tensión promedio lo que provoca que el flujo de reactivos por las líneas sea pequeño. Con esto el error porcentual se dispara a valores muy altos debido a que se realizan divisiones por valores pequeños.

Para los sistemas *IEEE118*, *IEEE300* y *SING45* dos iteraciones desacopladas aseguran no sobrepasar un error promedio del 10%. Para los sistemas *WSCC9*, *IEEE57*, *SIC92* y *CHILECTRA* aseguran no sobrepasar un 5% de error.

### 6.2.2.2 Pruebas de Robustez

A continuación se realizarán pruebas de robustez a los métodos estudiados. Es importante realizar estas pruebas ya que se desea evaluar la confiabilidad de los métodos para sistemas que efectivamente presenten problemas y, aunque para las aplicaciones específicas se trabaje con otros sistemas mal condicionados distintos de los de prueba, de todos modos se mantendrán las mismas malas características.

Primero en cada sistema se aumentó la resistencia de cada una de sus ramas por un factor constante mayor que uno. Los factores fueron 1,5; 2 y 3.



En estudios de planificación se suelen aumentar los niveles de demanda de manera porcentual a lo largo de los años. Con esto los sistemas suelen sobrecargarse y en estos casos se requiere conocer el estado del sistema. De ahí que se aumentó la demanda de cada barra en un 20%, 50% y 100%, tanto de potencia activa como reactiva. De este modo, aumentaron las pérdidas en los sistemas y se deterioraron los niveles de tensión.

Los sistemas intencionalmente mal condicionados se nombrarán por su nombre original concatenado al valor del factor que lo está mal condicionando en cada caso. Por ejemplo, si se triplicaron la resistencia de las líneas del sistema *CHILECTRA* el sistema se nombrará “*CHILECTRA X 3*”. Asimismo, si se aumentó la demanda del sistema *SIC92* en un 20%, entonces ese sistema se nombrará “*SIC92 X 1,2*”. Aquellos sistemas que no aparecen en los gráficos es debido a que el flujo AC no logró converger.

- **Aumento de la resistencia de las ramas del sistema**
- **Errores de potencia activa**

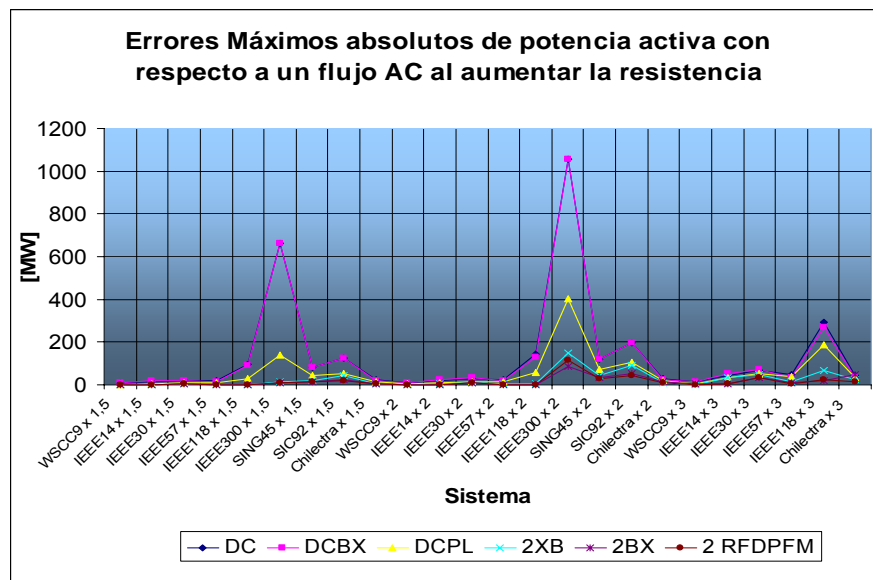


Figura 6.8: Errores máximos absolutos de potencia activa con respecto a un flujo AC al aumentar la resistencia

Claramente se aprecia de la Figura 6.8 que los errores aumentan considerablemente ante este mal condicionamiento intencional. Se observa que en general se mantienen las tendencias anteriores vistas en el caso base en cuanto a la confiabilidad de la solución de los distintos métodos.

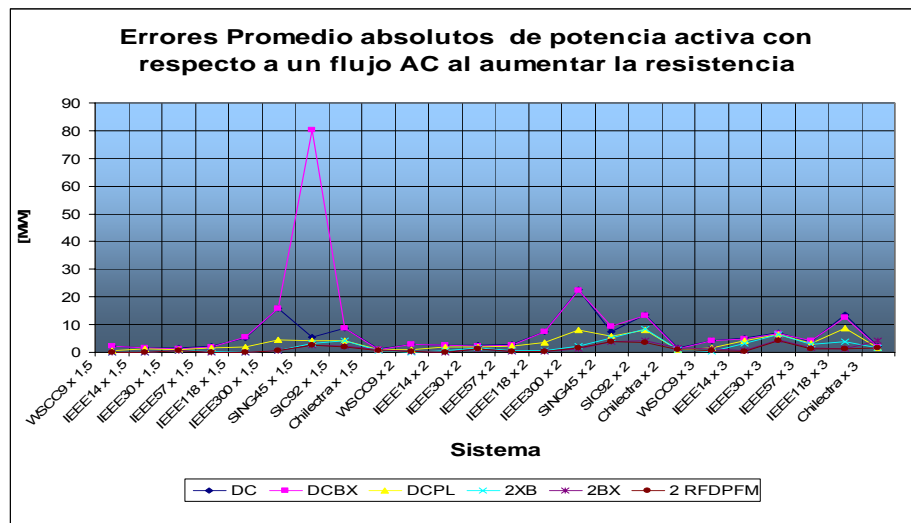


Figura 6.9: Errores promedio absolutos de potencia activa con respecto a un flujo AC al aumentar la resistencia

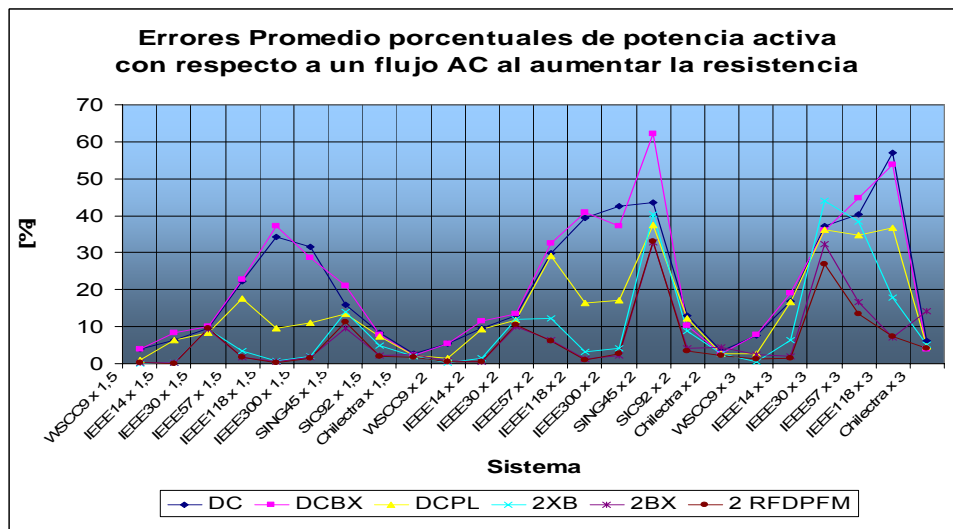


Figura 6.10: Errores promedio porcentuales de potencia activa con respecto a un flujo AC al aumentar la resistencia

De las Figuras 6.9 y 6.10 se aprecia que el flujo DC versión BX no es una buena opción ni siquiera para los casos de altos valores de resistencia. Esto se puede deber a que el hecho de incorporar la información de las resistencias en un flujo DC podría ser una inconsistencia en la linealización de las ecuaciones debido a que no en todos los términos se desprecian.

Es importante notar que el flujo DC con pérdidas se basa en los resultados obtenidos de un flujo DC para estimar las pérdidas, por lo que en los casos en que el flujo DC sea muy poco confiable, la estimación de las pérdidas en general también será muy mala. Por ello existe un punto óptimo de uso del método DCPL, el cual no se cumple para los sistemas de la Figura 6.10 que muestran muy grandes errores.

Por supuesto en el sistema *SING45*, que presenta bajas tensiones, los métodos desacoplados tardan aún más en converger al aumentar las resistencias, y por ello se ve de la Figura 6.10 que dos iteraciones no estiman tan bien la potencia activa como en los otros casos.

- Errores de potencia reactiva

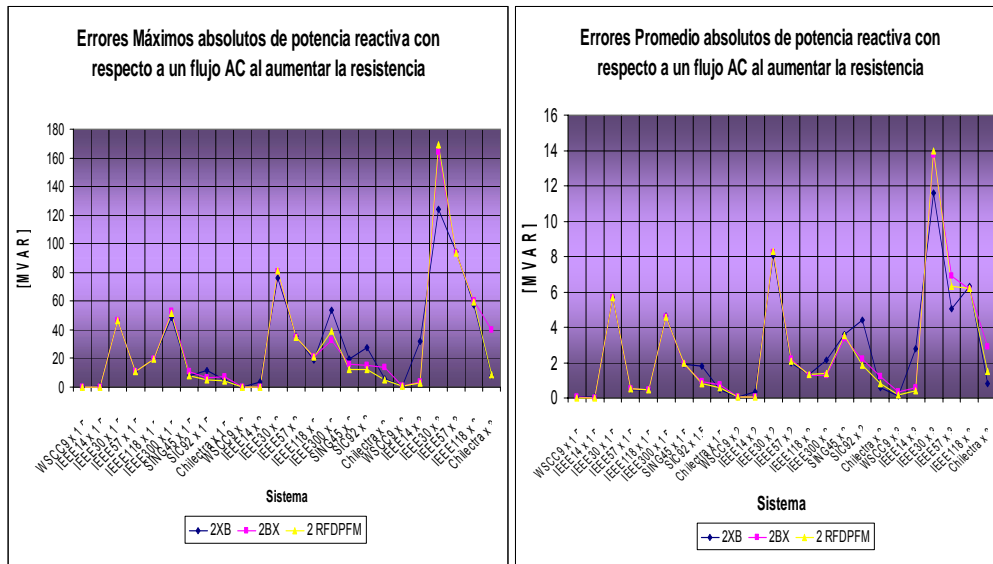


Figura 6.11: Errores máximos y promedio absolutos de potencia reactiva con respecto a un flujo AC al aumentar la resistencia

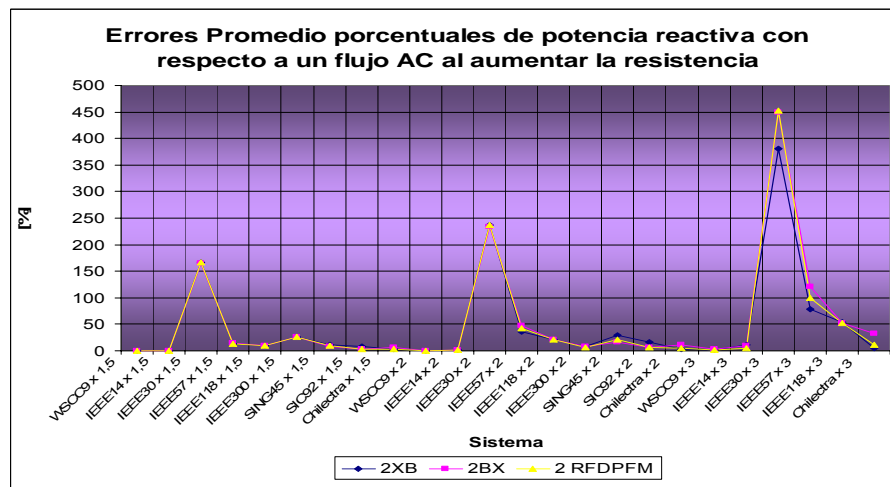


Figura 6.12: Errores promedio porcentuales de potencia activa con respecto a un flujo AC al aumentar la resistencia

Se ve de Figura 6.11 que el gráfico de los errores promedio sigue la misma tendencia del gráfico de los errores máximos. Además, al comparar la confiabilidad de los métodos, se ve que, en general, sigue mostrándose sutilmente mejor 2 RFDPFM. De la Figura 6.12 se ve que los sistemas con mayores errores relativos siguen siendo aquellos con bajo nivel de reactivos (lo que hace que el error absoluto sea relativamente pequeño), lo que se explica por la mayor volatilidad de las variables, sin embargo en esos casos la potencia activa es la que más influye en la sobrecarga de los sistemas.

- **Aumento de demanda en el sistema**
- **Errores de potencia activa**

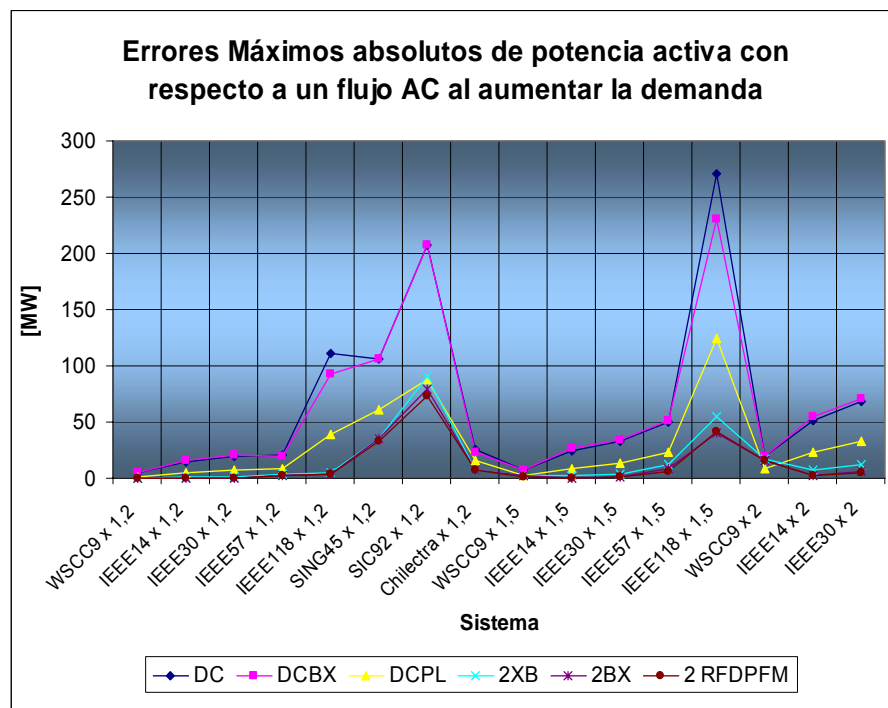


Figura 6.13: Errores máximos absolutos de potencia activa con respecto a un flujo AC al aumentar la demanda

De la Figura 6.13 se aprecia que aumentar las pérdidas y perjudicar los niveles de tensión es una condición muy crítica que hace que incluso el flujo AC no converga en la mayoría de los casos (lo que es una limitante directa del método). Además, los errores bajo este empeoramiento de los sistemas se ven muy superiores a los vistos en los casos base.

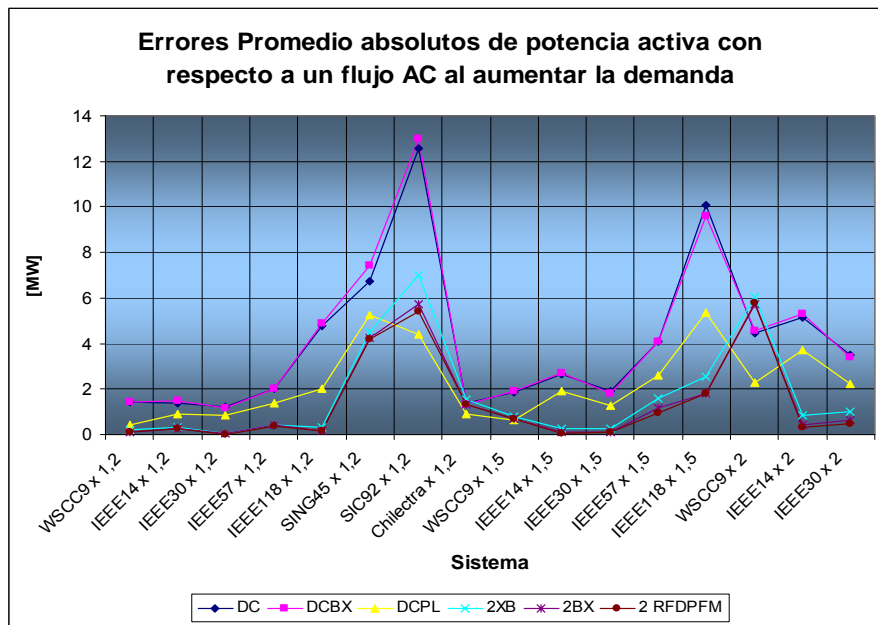


Figura 6.14: Errores promedio absolutos de potencia activa con respecto a un flujo AC al aumentar la demanda

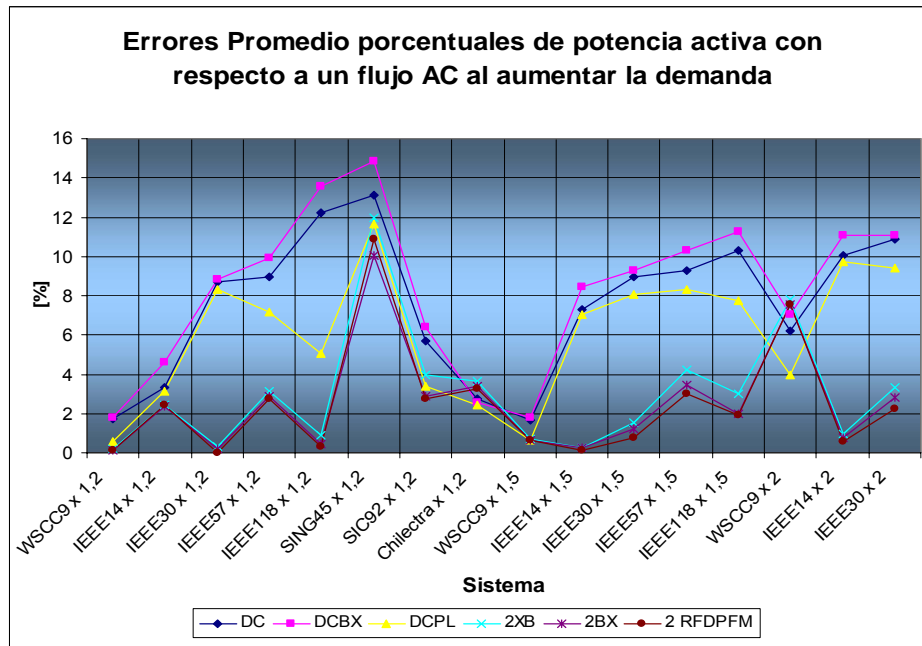


Figura 6.15: Errores promedio porcentuales de potencia activa con respecto a un flujo AC al aumentar la demanda

En general sigue aumentando el error al mal condicionar el sistema, y dos iteraciones de las versiones desacopladas siguen siendo las mejor evaluadas en cuanto a la confiabilidad de la solución, casi en todos los casos. Sin embargo, las diferencias entre los métodos vistas en estos sistemas ya no son tan grandes como las apreciadas en el caso base.

- Errores de potencia reactiva

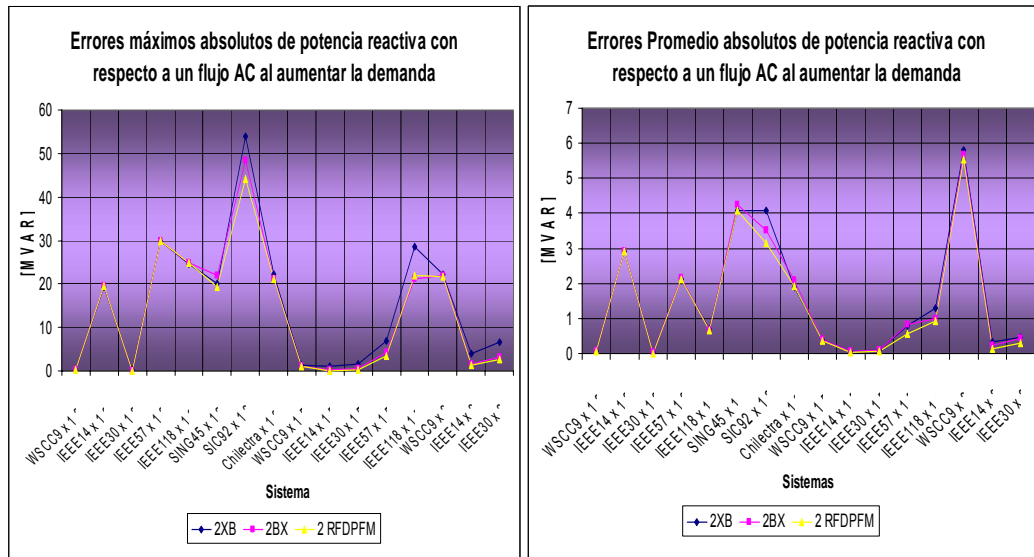


Figura 6.16: Errores máximos y promedio absolutos de potencia reactiva con respecto a un flujo AC al aumentar la demanda

De la Figura 6.16 siguen no habiendo grandes diferencias entre dos iteraciones de los métodos desacoplados para la estimación de la potencia reactiva.

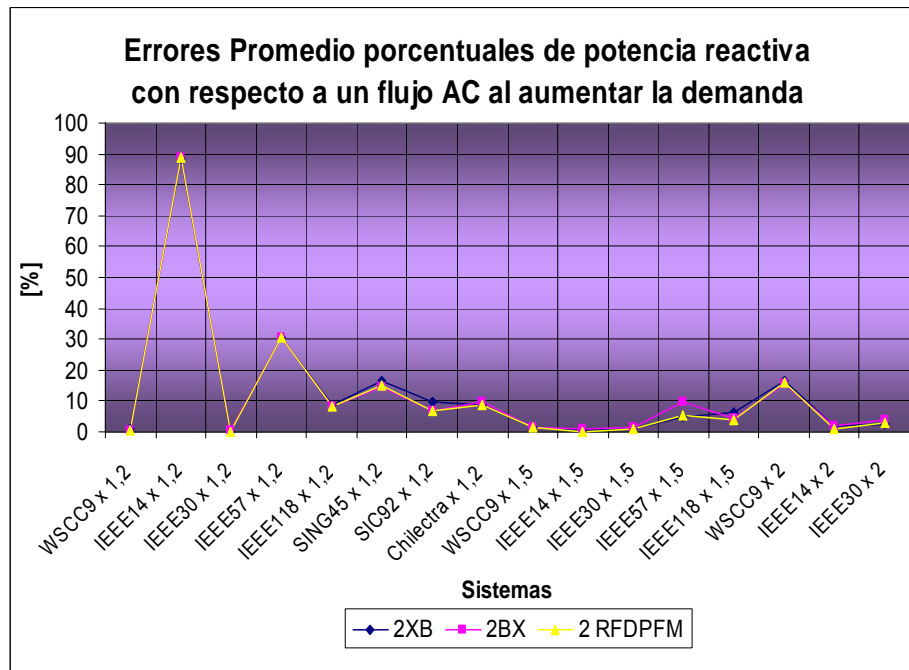


Figura 6.17: Errores promedio porcentuales de potencia reactiva con respecto a un flujo AC al aumentar la demanda

De la Figura 6.17 se ve que en muchos sistemas los errores porcentuales que se cometen al estimar la potencia reactiva son bastante altos, por lo que usar dos iteraciones de los métodos desacoplados en sistemas muy sobrecargados no es una buena alternativa para estimar esta potencia. Por supuesto al aumentar el costo de las iteraciones los errores disminuirán.

En síntesis se vio que al mal condicionar los sistemas, tanto aumentando la resistencia de las ramas o sobrecargándolos, las tendencias en la precisión de la solución vistas para el caso base se mantienen, aunque ya no mostrando tan marcadas diferencias.

Es importante notar que al realizar dos iteraciones de los métodos desacoplados se tiene que no se supera un error promedio porcentual del 5% para la potencia activa. De los anexos (sección C) se ve que los errores máximos porcentuales pueden ser hasta diez veces mayores a los promedios, sin embargo los errores absolutos correspondientes a esos máximos son por lo general despreciables, por lo que a pesar de que porcentualmente se tienen errores máximos altos, estos se pueden, sin problemas no considerar en la evaluación de confiabilidad de la solución.

Además de acá se ve que si se quisiera disponer de un cálculo en que se pudiera sacrificar precisión para tener más eficiencia en el tiempo de proceso, es una muy buena alternativa utilizar un flujo desacoplado completo cuyo criterio de convergencia esté dado por una condición porcentual además de una absoluta. Es decir, tener la convergencia cuando cada una de las barras tenga un vector de tolerancias menor a cierto porcentaje de la potencia activa especificada de la barra o cuando sea menor a cierto valor pequeño constante y fijo. Así la condición sería:

$$\forall \text{ barra } i, \Delta P_i \leq p\% \text{ de } P_{i\_especificada} \vee \Delta P_i \leq TOL \quad (6.8)$$

donde  $p$  es el porcentaje de error que se define con respecto a la potencia especificada de la barra  $P_{i\_especificada}$ , y  $TOL$  es el valor límite en  $MW$  (o  $MVAR$  para la potencia reactiva), y donde ambas dependerán del criterio utilizado en la aplicación para minimizar el número de iteraciones. De este modo, al realizar las iteraciones y chequear el vector de tolerancias, los casos de barras que aún presenten errores porcentuales altos no afectarán a la convergencia debido a que sus errores absolutos serán bajos. En particular para las pruebas realizadas en el caso base, si por ejemplo alguna aplicación impusiera un criterio de error de hasta un 5%, para el sistema *CHILECTRA* se tienen que 14 de 324 líneas superan el 5% de error, y el error máximo en  $MW$  de entre las 14 líneas es de 3,45  $MW$ , por lo que fijando  $TOL$  igual a 3,45  $MW$  se cumplirían los criterios de error para sólo dos iteraciones (también de cumplen en  $MVAR$ ).

### 6.2.3 Estimación de los módulos de los voltajes

#### 6.2.1.1 Usando la Fórmula del gradiente del voltaje

Aplicando el procedimiento descrito en 4.3.1 al sistema WSCC9 los resultados para las estimaciones de la magnitud de los voltajes se muestran en la Tabla 6.3.

Nº de la Barra	Tipo de barra	Voltaje AC (exacto) [p.u.]	Voltaje estimado [p.u.]
1	<i>PV</i>	1	1
2	<i>PV</i>	1	1
3	<i>PV</i>	1	1
4	<i>PQ</i>	0,9704	0,9773
5	<i>PQ</i>	0,9577	1,1938
6	<i>PQ</i>	0,9857	0,9653
7	<i>PQ</i>	0,9631	1,9919
8	<i>PQ</i>	0,9714	0,8586
9	<i>PQ</i>	0,9371	2,2434

Tabla 6.3: Estimaciones de voltajes usando la fórmula del gradiente de voltaje.

De la Tabla 6.3 se puede apreciar claramente la infactibilidad de esta alternativa ya que sólo para las barras directamente conectadas a las barras *PV* se tienen estimaciones con valores aceptables de voltaje para los sistemas de potencia. Debido a lo absurdo de los valores de voltaje obtenidos es imposible estimar la potencia reactiva a través de este procedimiento ya que, dada la volatilidad de esta última, pequeñas variaciones en los voltajes (de hasta el tercer decimal) provoca grandes desviaciones en su evaluación final. Incluso se puede ver que ni siquiera para la barra 8 se tiene una buena estimación del voltaje a pesar de que está directamente conectada a una barra *PV* (lo que minimiza las aproximaciones). Todo esto nos dice que, a pesar de que se probó que el gradiente de voltaje se estima bien en el sistema WSCC9, es una muy mala alternativa tratar de encontrar la magnitud de los voltajes a partir de una ecuación aproximada que se base en la estimación del gradiente de voltaje.



**6.2.1.2 Usando las ecuaciones de inyección de reactivos**

Aplicando el procedimiento descrito en 4.3.1 nuevamente al sistema WSCC9 los resultados para las estimaciones de la magnitud de los voltajes se muestran en la Tabla 6.4.

Nº de la Barra	Tipo de barra	Voltaje AC (exacto) [p.u.]	Voltaje estimado en p.u.
1	<i>PV</i>	1	1
2	<i>PV</i>	1	1
3	<i>PV</i>	1	1
4	<i>PQ</i>	0,9704	1,0215 / 0,9767
5	<i>PQ</i>	0,9577	1,0209 / 0,9474
6	<i>PQ</i>	0,9857	1,0129 / 0,9845
7	<i>PQ</i>	0,9631	0,9912 / 0,9771
8	<i>PQ</i>	0,9714	1,0153 / 0,9739
9	<i>PQ</i>	0,9371	0,9847 / 0,9672

Tabla 6.4: Estimaciones de voltaje usando las ecuaciones de inyección de reactivos.

En este caso se ve la gran desventaja de que al resolver ecuaciones cuadráticas se tienen dos soluciones que para este caso no son fácilmente discriminables. Además para algunos casos se podrían tener soluciones complejas. Sin embargo, se debe notar que de las soluciones obtenidas siempre una de las dos es una aceptable estimación para la tensión si se compara con el voltaje AC, por lo que resolviendo el problema de la discriminación de una de las soluciones se podría tener un acercamiento a las tensiones del sistema. Por supuesto bajo estas condiciones no tiene sentido calcular la potencia reactiva del sistema.

## 7 CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado una serie de propuestas para mejorar la precisión del flujo DC sin perjudicar los tiempos de proceso. Así se encontró una compatibilidad entre los flujos AC y DC mediante el estudio y desarrollo de métodos de cálculo de flujos de potencia que cumplan con ser más confiables que un flujo DC y más eficientes en cuanto a tiempos de proceso que un flujo AC.

De las pruebas realizadas se ha observado que para algunos sistemas estimar la potencia activa a través de un flujo DC es muy poco confiable debido al mal condicionamiento que éstos presentan, ya sea por sus características topológicas o por su condición de operación.

Incorporar la información de las resistencias en la matriz  $B$  de un flujo DC no es una buena opción, ni siquiera para los sistemas con altas resistencias en sus líneas. Esto se explica ya que debe haber una inconsistencia en la linealización de las ecuaciones, la que está dada por desprestigiar las resistencias sólo en algunos términos de éstas, por lo que seguir con las demás aproximaciones realizadas en un flujo DC da como resultado trabajar con un sistema linealizado distinto al original.

Incluir las pérdidas mejora los resultados del flujo DC en todas las pruebas realizadas. En particular los sistemas con mayor nivel de carga fueron los más beneficiados, ya que el flujo de potencia activa por las líneas es alto y las pérdidas en estos casos son importantes. Esto tiene una ventaja directa en aplicaciones que requieran dimensionar componentes de la red ya que los de mayor nivel de carga serán mejor dimensionados. Por supuesto la mejora es a costa de un mayor número de operaciones, primero para estimar las pérdidas, luego para incorporarlas a las barras, y finalmente para volver a resolver el flujo DC. Sin embargo, el aumento en cantidad de cálculos es razonable debido a que la matriz  $B$  sólo se requiere factorizar una vez. De todos modos para algunos sistemas los errores aún siguen siendo considerables, en especial en aquellos con mal condicionamiento intencional.

Partiendo de la base de que se quieren tener tiempos de proceso comparables a los de un flujo DC, se evaluaron los principales métodos desacoplados para un número fijo de dos iteraciones. Éstos, en cuanto a tiempo de proceso, se muestran muy eficientes (reduce el tiempo a aproximadamente un 12% del tiempo AC) a pesar de que además de que deba trabajar con la matriz  $B'$  de potencia activa deban factorizar y trabajar la matriz  $B''$  relacionada a la potencia reactiva. Por supuesto este costo en cálculos permite tener una estimación para la potencia reactiva, y mejorar notablemente la estimación para la potencia activa. Dos iteraciones tanto del método XB, el BX o el RFDPFM muestran la mayor confiabilidad de la solución en casi todos los casos de prueba. Esto nos da la señal para concluir que, para las aplicaciones en que no se necesite estrictamente de un modelo lineal y además el flujo DC sea muy poco confiable, basta con utilizar alguna de estas versiones desacopladas completas ya que el error (*tolerancia*) que se podría sacrificar para poder disponer de un cálculo rápido será por lo general mucho menor al error cometido por un flujo DC manteniendo la eficiencias de cálculo relativamente comparables. En otras palabras, para estos casos se propone utilizar un flujo desacoplado rápido imponiendo un vector de tolerancias acorde con las necesidades de tiempo de proceso de la aplicación. En particular se

analizó que es una buena posibilidad el uso de una condición relativa junto a una absoluta como criterio de convergencia (condición 6.8). Por supuesto, se ha demostrado que el método desacoplado rápido robusto es el que tiene las mejores características de convergencia por lo que siempre se acercará más rápido al límite de error máximo permisible.

Se ha demostrado que, si se mantienen los perfiles de demanda, la estimación de la potencia activa a través de su expresión en función de los factores *GGDF* es equivalente a los resultados entregados por un flujo DC. Por lo que, para los sistemas en que el flujo DC sea confiable, y se desee simular flujos con perfiles de demanda constantes (*planificación*), es una eficiente alternativa utilizar los factores *GGDF* para su estimación si es que éstos se encuentran disponibles, ya que se mantendrán constantes en todas las condiciones de operación.

Estimar la magnitud de los voltajes, para luego calcular los reactivos, utilizando ecuaciones aproximadas no es una buena alternativa dada la volatilidad de las variables involucradas. A pesar de que la fórmula aproximada de gradiente de voltaje es muy utilizada en diversos estudios no es suficiente para poder estimar correctamente las tensiones en las barras. Asimismo, para la expresión de inyección de reactivos de las líneas de transmisión las aproximaciones realizadas son muy críticas al momento de estimar la magnitud de los voltajes, y además se tiene la dificultad de obtener dos soluciones no claramente discriminables. Por esta razón nuevamente la alternativa de los flujos desacoplados es recomendable ya que éstos también calculan la potencia reactiva, la que indudablemente influye en la cargabilidad de los componentes del sistema.

Finalmente una gama de métodos de flujo de potencia han sido evaluados en cuanto a eficiencia de cálculo y confiabilidad de su solución, llegándose a la conclusión general de que, para los casos en que el flujo DC sea poco confiable y no se requieran de modelos lineales, la mejor alternativa es la utilización del flujo desacoplado robusto. Además también es una posibilidad usar la mejora de flujo DC con incorporación de las pérdidas, la cual puede ver su utilización en distintos casos dependiendo de los criterios utilizados en la aplicación misma.

Como trabajo futuro se proponen los siguientes estudios:

- Estudiar criterios para determinar el momento óptimo para realizar la transformación VNM en el método RFDPFM.
- Estudiar criterios óptimos para determinar límites de confiabilidad de la solución versus eficiencia en los tiempos de proceso para las distintas aplicaciones existentes en los estudios de sistemas de potencia.
- Estudiar y evaluar la utilización de redes neuronales artificiales para la estimación de flujos de potencia, teniendo en cuenta la eficiencia que se pudiera alcanzar en cuanto a los tiempos de proceso. En particular sería valioso desarrollar y entrenar una red neuronal que fuera capaz de generalizar los cambios de topología del sistema eléctrico.

- Estudiar las aplicaciones y mejoras de las técnicas de refactorización parcial de matrices en los problemas de flujo de potencia, en particular para los casos de múltiples simulaciones con cambios de topología de la red.

## 8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Purchala, K. Meeus, L. Van Dommelen, D. Belmans, R., “Usefulness of DC power flow for active power flow analysis”, IEEE, Power Engineering Society General Meeting, Vol. 1, pp. 454-459, 12-16 June 2005.
- [2] N. Müller and V.H. Quintana, “Performance Evaluation of Load Flow Techniques in Polar and Rectangular Coordinates”, Technical Report No. UWEE 89-01. February 1989.
- [3] Lu. Wang and X Rong Li, “Robust Fast decoupled power flow”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, no. 1, pp. 208-215, February 2000.
- [4] B. Stott and Of. Alsac, “Fast Decoupled Power Flow”, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, pp.859-869, May/June 1974.
- [5] Robert A. M. Van Amerongen, “General Purpose Version of the Fast Decoupled Load Flow”, 88 SM 735-3, 1988.
- [6] D. Rajicic and A. Bose, “A modification to the Fast Decoupled Power Flow for Networks with High R/X Ratios”, Proc. Of the 1987 PICA Conference, Montreal, Quebec, May 18-22, 1987.
- [7] Lu Wang, “Heuristic analysis and development in decoupled power flow”, in Proc. of International Conference on Power System Technology, Beijing, 1991, pp. 375-380.
- [8] Lu Wang and X. R. Li, “A voltage-normalized network model for decoupled power system calculation”, in Industrial and Commercial Power System Technical Conference. Edmonton, Alberta, Canada, May 3-8, 1998, ICPS – 98 – 27.
- [9] S. Iwamoto and Y. Tamura, “A Fast Load Flow Method Retaining Nonlinearity”, IEEE Trans. On PAS, vol. PAS- 97, no. 5, Sept/Oct 1978.
- [10] B. S. Babic, “Decoupled Load flow with Variables in Rectangular Form”, IEEE Proc., vol.130, Pt.C, no. 3, May 1983.
- [11] Cortés Marcelo 2005, “Expansión de redes de transporte de energía eléctrica a través de un algoritmo híbrido de Simulated Annealing”, Tesis para optar al grado de magíster en ciencias de la ingeniería mención electricista. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.
- [12] Wai. Y. Ng, “Generalized generation distribution factors for power system. security evaluation”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Volume PAS-100, Issue 3, Page(s):1001 – 1005, March 1981.
- [13] R. D. Zimmerman, D. Gan, MatPower – Matlab Power System Simulation Package, School of Electrical Engineering, Cornell University, <http://www.psesrc.cornell.edu/matpower/matpower.html>

- [14] Saavedra Marcelo 2004, “Método de flujo de potencia aplicado a sistemas con mal condicionamiento numérico”, Memoria de Ingeniero Civil Electricista. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Cód. Sa12. c.2.
- [15] A. Monticelli, “Fast decoupled load flow: Hypothesis, derivations, and testing”, IEEE Trans. on PWRS, vol.5, no. 4, pp. 1425-1431, 1990.
- [16] Zhang Y. and Tinney W. F., “Partial refactorization with unrestricted topology changes”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No.3, August 1995.
- [17] Sherman M. Chan, Vladimir Brandwajn, “Partial matrix refactorization”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1, No.1, pp. 193 – 200, February 1986.
- [18] Sherman M. Chan, W.F. Tinney and Brandwajn V., “Sparse vector methods”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 2, February 1985.
- [19] A. Monticelli, B. Stott, O. Alsac, “Numerical Testing of power system load flow equivalents”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 6, Nov/ Dec 1980.
- [20] Cuadros, R 2003. Modelo integrado de tarificación y expansión de las redes de transmisión de energía, Memoria de Ingeniero Civil Electricista. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. 98p.
- [21] CDEC – SING – C0004/2004. 2004. Informe anual de peajes. Proyección Enero 2004 – Diciembre 2008. [en línea] <http://www.cdec-sing.cl> [consulta: 30 de julio 2004].
- [22] <http://www.ee.washington.edu/research/pstca>

## **9 ANEXOS**

## A. MÉTODO DE NEWTON PARA LA POTENCIA REACTIVA

Continuando con el planteamiento de la sección 4.3.2 para la estimación de los módulos de los voltajes, se tenía que para las barras directamente conectadas a barras de voltaje controlado se resolvía la ecuación cuadrática dada por (4.27). Para el caso de las ramas ubicadas entre barras  $PQ$  se puede utilizar el método de Newton, es decir para la ecuación (4.26) se podrá definir la función  $F$  a la cual se le aplicará la aproximación de Taylor hasta el primer orden:

$$F(V_i, V_j) = -b_{ij} \cdot (V_i^2 + V_j^2) + 2 \cdot V_i \cdot V_j \cdot b_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij\_DC}) - x_{ij} \cdot P_{ij\_DC}^2 \quad (9.1)$$

$$F(V_i, V_j) = F(V_i^0, V_j^0) + \frac{\partial F}{\partial V_i}(V_i^0, V_j^0) \cdot \Delta V_i + \frac{\partial F}{\partial V_j}(V_i^0, V_j^0) \cdot \Delta V_j = 0, \forall i, j \text{ barras } PQ \quad (9.2)$$

$$\vec{F}(V_i^0, V_j^0) = -\mathfrak{J}(V_i^0, V_j^0) \cdot \Delta \vec{V} \quad (9.3)$$

Así, se tendrá un Jacobiano muy ralo sólo con dos elementos por fila (independientemente del tamaño del sistema), y donde sus elementos serán:

$$\frac{\partial F_{ij}}{\partial V_i} = -2 \cdot b_{ij} \cdot V_i + 2 \cdot V_j \cdot \cos(\theta_{ij\_DC}) \quad (9.4)$$

A partir de esto se puede realizar el método de Newton como ya se conoce.

## B. EQUIVALENCIA ENTRE UN FLUJO DC Y EL CÁLCULO USANDO FACTORES GGDF

En esta sección se demostrará que calcular la potencia activa en un sistema eléctrico a través de un flujo DC es equivalente a calcularla a través de su expresión en función de los factores GGDF cuando se desea calcular para una condición de operación que mantiene el perfil de demanda al que se usó para calcular esos factores  $GGDF$ .

La expresión de la potencia activa circulando a través de una rama que une las barras  $i$  y  $j$  está dada por:

$$P_{ij} = \sum_g D_{ij,g} \cdot G_g \quad (9.5)$$

donde  $g$  considera todos los generados del sistema,  $D_{ij,g}$  es el factor  $GGDF$  asociado a la rama  $ij$  y al generador  $g$ , y  $G_g$  es potencia activa generada por el generador  $g$ .

La expresión para los factores  $GGDF$  es:

$$D_{ij,g} = A_{ij,g} + D_{ij,ref} \quad (9.6)$$



donde  $A_{ij,g}$  es el factor *GSDF* asociado a la rama  $ij$  y al generador  $g$  (excepto para la barra de referencia) y  $D_{ij,ref}$  es el factor *GGDF* correspondiente a la barra de referencia.

Los factores *GSDF* se deducen a partir de un modelo lineal de la red, es decir considerando un flujo DC, y su expresión está dada por:

$$A_{ij,g} = \frac{X_{ig} - X_{jg}}{x_{ij}} \quad (9.7)$$

donde  $X_{ig}$  es el elemento en la posición  $ig$  de la matriz inversa de  $B$  y  $x_{ij}$  es la reactancia serie de la rama  $ij$ .

Para el factor *GGDF* de la barra de referencia se tiene la expresión (9.8), que a diferencia de las anteriores depende de la condición de operación denominada “condición *base*”.

$$D_{ij,ref} = \frac{P_{ij\_base} - \sum_{g \neq ref} A_{ij,g} \cdot G_{g\_base}}{\sum_g \cdot G_{g\_base}} \quad (9.8)$$

Considerando que el flujo *base* se calculó a partir de un flujo DC, se puede llegar a la siguiente expresión para el factor *GGDF* de la barra de referencia:

$$D_{ij,ref} = \frac{\sum_{k \neq ref} (X_{ik} - X_{jk}) \cdot (-\text{Ret}_{k\_base})}{x_{ij} \sum_g \cdot G_{g\_base}} \quad (9.9)$$

donde  $\text{Ret}_{k\_base}$  es el retiro de potencia activa de la barra  $k$ ,  $G_{g\_base}$  es la generación de potencia activa del generador  $g$ . De esta manera lo primero que se puede ver es que los factores *GGDF* no dependen del despacho de las unidades de generación y además al hacer variaciones parejas en la demanda los factores *GGDF* no varían, tal como se aprecia en la expresión (9.10), donde el parámetro  $a$  es el factor de crecimiento.

$$D'_{ij,ref} = \frac{\sum_{k \neq ref} (X_{ik} - X_{jk}) \cdot a \cdot -\text{Ret}_{k\_base}}{x_{ij} \cdot a \cdot \sum_g \cdot G_{g\_base}} = D_{ij,ref} \quad (9.10)$$

Entonces se quiere demostrar que calcular el flujo de potencia activa para una condición con un perfil de demanda igual al de la condición *base* con la que se calcularon los factores *GGDF* es equivalente tanto utilizando la expresión (9.5) o a través de un flujo DC, es decir la usando expresión (9.11).

$$P_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad (9.11)$$

La formulación de flujo DC para la *condición base* se aprecia en (9.12):

$$\begin{aligned} P_{BASE} &= B \cdot \theta_{BASE} \Rightarrow \theta_{BASE} = B^{-1} \cdot P_{BASE} = X \cdot P_{BASE} \\ &= X \cdot (G_{BASE} - \text{Ret}_{BASE}) = X \cdot G_{BASE} - X \cdot \text{Ret}_{BASE} \end{aligned} \quad (9.12)$$

donde  $G_{BASE}$  y  $\text{Ret}_{BASE}$  son los vectores de inyección y retiro de potencia de las barras, respectivamente.  $P_{BASE}$  y  $\theta_{BASE}$  son los vectores de potencia neta inyectada y ángulos de las barras respectivamente.

Entonces si se varía la demanda de modo parejo por un factor  $a$  se tendrá, en la nueva condición:

$$\theta = X \cdot G - X \cdot \text{Ret} = X \cdot G - a \cdot X \cdot \text{Ret}_{BASE} \quad (9.13)$$

donde  $\theta$ ,  $G$  y  $\text{Ret}$  son los vectores ya nombrados pero en la condición actual a calcular el flujo de potencia.

Si se define el vector  $\Delta G = G - G_{BASE}$  se puede escribir las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} \theta &= X \cdot (\Delta G + G_{BASE}) - X \cdot a \cdot \text{Ret}_{BASE} \\ &= X \cdot (\Delta G + G_{BASE}) - X \cdot ((a-1) \cdot \text{Ret}_{BASE} + \text{Ret}_{BASE}) \\ &= (X \cdot G_{BASE} - X \cdot \text{Ret}_{BASE}) + X \cdot \Delta G - X \cdot (a-1) \cdot \text{Ret}_{BASE} \\ &= \theta_{BASE} + X \cdot \Delta G - X \cdot (a-1) \cdot \text{Ret}_{BASE} \end{aligned} \quad (9.14)$$

Luego para un  $\theta_i$  específico se tendrá:

$$\theta_i = \theta_{i\_BASE} - (a-1) \cdot \sum_{k \neq \text{ref}} X_{ik} \cdot \text{Ret}_{k\_base} + \sum_{k \neq \text{ref}} X_{ik} \cdot \Delta G_k \quad (9.15)$$

Entonces ahora calculando  $P_{ij}$  con un flujo DC para la condición actual se tendrá el desarrollo (9.16):

$$\begin{aligned} P_{ij} &= \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} = \\ &= \frac{\theta_{i\_BASE} - (a-1) \cdot \sum_{k \neq \text{ref}} X_{ik} \cdot \text{Ret}_{k\_base} + \sum_{k \neq \text{ref}} X_{ik} \cdot \Delta G_k - \theta_{j\_BASE} + (a-1) \cdot \sum_{k \neq \text{ref}} X_{jk} \cdot \text{Ret}_{k\_base} - \sum_{k \neq \text{ref}} X_{jk} \cdot \Delta G_k}{x_{ij}} = \end{aligned}$$

$$\frac{\theta_{i\_BASE} - \theta_{j\_BASE}}{x_{ij}} + \frac{-(a-1) \cdot \sum_{k \neq ref} (X_{ik} - X_{jk}) \cdot Ret_{k\_base} + \sum_{k \neq ref} (X_{ik} - X_{jk}) \cdot \Delta G_k}{x_{ij}} \quad (9.16)$$

Considerando que la potencia neta inyectada a la barra  $k$  es  $P_k = G_k - Ret_k$ , se tendrá el siguiente desarrollo:

$$\begin{aligned} P_{ij} &= P_{ij\_BASE} + \frac{-(a-1) \cdot \sum_{k \neq ref} (X_{ik} - X_{jk}) \cdot (G_{k\_base} - P_{k\_base}) + \sum_{k \neq ref} (X_{ik} - X_{jk}) \cdot \Delta G_k}{x_{ij}} \\ &= P_{ij\_BASE} - (a-1) \cdot \sum_{k \neq ref} \left( \frac{X_{ik} - X_{jk}}{x_{ij}} \right) \cdot G_{k\_base} + (a-1) \cdot \sum_{k \neq ref} \left( \frac{X_{ik} - X_{jk}}{x_{ij}} \right) \cdot P_{k\_base} + \sum_{k \neq ref} \left( \frac{X_{ik} - X_{jk}}{x_{ij}} \right) \cdot \Delta G_k \\ &= P_{ij\_BASE} - (a-1) \cdot \sum_{k \neq ref} \left( \frac{X_{ik} - X_{jk}}{x_{ij}} \right) \cdot G_{k\_base} + (a-1) \cdot P_{ij\_BASE} + \sum_{k \neq ref} \left( \frac{X_{ik} - X_{jk}}{x_{ij}} \right) \cdot \Delta G_k \\ &= a \cdot P_{ij\_BASE} - (a-1) \cdot \sum_{k \in PV} A_{ij,k} \cdot G_{k\_base} + \sum_{k \in PV} A_{ij,k} \cdot (G_k - G_{k\_base}) \\ &= a \cdot P_{ij\_BASE} + \sum_{k \in PV} A_{ij,k} \cdot (G_k - a \cdot G_{k\_base}) \\ &= a \cdot P_{ij\_BASE} + \sum_{k \in PV} A_{ij,k} \cdot G_k - a \cdot \sum_{k \in PV} A_{ij,k} \cdot G_{k\_base} \end{aligned} \quad (9.17)$$

, donde el conjunto  $PV$  incluye todas las barras de tipo  $PV$ .

Considerando el total de generación en el sistema para la condición actual como  $\sum_g G_g$  y para el caso base como  $\sum_g G_{g\_base}$ , además de  $G_{ref}$  la generación de la barra de referencia, se tendrá el desarrollo final (9.18).

$$\begin{aligned} P_{ij} &= P_{ij\_BASE} \times \frac{a \cdot \sum_g G_{g\_base}}{\sum_g G_{g\_base}} + \sum_{k \in PV} A_{ij,k} \cdot G_k - \left( \sum_{k \in PV} A_{ij,k} \cdot G_{k\_base} \right) \times \frac{a \cdot \sum_g G_{g\_base}}{\sum_g G_{g\_base}} \\ &= P_{ij\_BASE} \times \frac{\sum_g G_g}{\sum_g G_{g\_base}} + \sum_{k \in PV} A_{ij,k} \cdot G_k - \left( \sum_{k \in PV} A_{ij,k} \cdot G_{k\_base} \right) \times \frac{\sum_g G_g}{\sum_g G_{g\_base}} \\ &= \frac{(P_{ij\_BASE}) - \left( \sum_{k \neq ref} A_{ij,k} \cdot G_{k\_base} \right)}{\sum_g G_{g\_base}} \cdot \sum_g G_g + \sum_{k \neq ref} A_{ij,k} \cdot G_k \\ &= D_{ij,ref} \cdot \sum_g G_g + \sum_{k \neq ref} A_{ij,k} \cdot G_k \\ &= D_{ij,ref} \cdot G_{ref} + \sum_{k \neq ref} D_{ij,ref} \cdot G_k + \sum_{k \neq ref} A_{ij,k} \cdot G_k \\ &= D_{ij,ref} \cdot G_{ref} + \sum_{k \neq ref} D_{ij,k} \cdot G_k \\ &= \sum_g D_{ij,g} \cdot G_g \end{aligned} \quad (9.18)$$

En conclusión se demostró que calcular  $P_{ij}$  a través de un flujo DC o de la expresión (9.5) es equivalente si es que la condición de operación a calcular mantiene el perfil de demanda de una condición base a partir de la cual se calculan los factores  $GGDF$ .

### C. DETALLE DE LOS RESULTADOS DE CONFIABILIDAD DE LOS MÉTODOS

En esta sección se muestra el detalle de los errores máximos y promedio en cada una de las pruebas realizadas. Primero se ven los errores absolutos máximos con sus respectivos errores relativos, es decir correspondientes a ese máximo, y esto se indicará como  $MW / \%$ . Luego se muestra el error relativo máximo con su respectivo error absoluto, es decir nuevamente correspondiente a ese máximo, y se indicará como  $\% / MW$ . Finalmente se muestran los errores promedio.

#### C.1 Casobase

Máximos MW

Sistema	DC	DC <sub>BX</sub>	DC <sub>PL</sub>	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras	4,95/6,89	4,95/6,89	1,66/1,97	0,15/0,2	0,07/0	0,07/0,05
IEEE14	8,98/5,73	10,58/6,75	2,24/1,43	0,13/0,22	0,13/0,21	0,13/0,21
IEEE30	12,27/7,08	13,17/7,6	3,91/2,26	0,32/2,12	0,32/2,12	0,32/2,11
IEEE57	9,57/6,42	8,29/8,12	5,02/10,48	0,12/0,24	0,37/2,08	0,21/0,44
IEEE118	59,41/47,28	56,12/44,66	15/177,26	0,62/0,52	0,67/0,55	0,66/0,55
IEEE300	408,23/89,53	408,23/89,53	42,77/9,38	1,05/2,68	1,03/0,53	1,03/0,53
SING45	48,59/24,19	48,59/24,19	20,73/10,32	9,71/4,81	9,54/4,73	9,44/4,68
SIC92	74,83/8,54	74,95/8,55	23,82/2,72	17,32/1,98	12,27/1,4	10,44/1,19
Chilectra	16,83/5,04	15,07/4,51	10,56/3,16	2,55/0,77	3,45/7,13	2,31/4,77

Tabla 9.1: Errores máximos en MW y su error porcentual correspondiente (MW/%).

Máximos P %

Sistema	DC	DC <sub>BX</sub>	DC <sub>PL</sub>	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras	7,75/3,19	7,71/3,18	1,97/1,66	0,25/0,08	0/-	0,09/0,07
IEEE14	14,41/0,54	24,06/0,39	14,78/0,56	0,27/0,06	0,24/0,06	0,25/0,06
IEEE30	104,02/1,29	99,19/1,23	98,83/1,22	2,51/0,03	2,71/0,05	2,43/0,03
IEEE57	1211,93/5,89	895,63/4,35	1022,35/4,97	8,47/0,04	20,88/0,1	11,09/0,05
IEEE118	473,7/14,62	471,69/14,56	177,26/15	20,87/0,07	20,95/0,14	21,31/0,14
IEEE300	1670,03/28,8	1605,02/27,68	553,23/9,34	14,46/0,34	14,16/0,34	14,3/0,34
SING45	132,33/8,82	162,95/10,86	113,14/7,54	53,42/3,56	60,65/4,04	54,58/3,64
SIC92	95,32/16,53	135,96/2,14	86,28/1,38	31,69/0,5	33,47/0,53	23,98/0,38
Chilectra	85,04/1,69	76,67/1,52	111,31/2,2	14,77/0,49	15,04/0,5	14,16/0,47

Tabla 9.2: Errores máximos en % y su error absoluto correspondiente (%/MW).

**Máximos MVAR**

Sistema	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras	0,06/0,26	0,05/0,13	0,04/0,18
IEEE14	14,04/103,03	14,05/103,04	14,05/103,04
IEEE30	15,54/82,06	15,53/82	15,53/82,01
IEEE57	0,02/0,06	0,25/1,99	0,1/0,4
IEEE118	18,05/287,08	18,07/287,33	18,07/287,31
IEEE300	29,68/206,51	29,68/206,48	29,68/206,53
SING45	6,42/4,58	7,64/5,45	6,21/4,43
SIC92	4,6/6,55	3,38/4,82	2,75/3,92
Chilectra	4,5/2,71	4,43/27,17	4,09/2,47

Tabla 9.3: Errores máximos en MVAR y su error porcentual correspondiente (MVAR/%).

**Máximos Q %**

Sistema	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras	1,59/0,04	0,95/0,02	0,81/0,02
IEEE14	389,9/3	389,94/3	389,92/3
IEEE30	10502/6,73	10490,37/6,72	10489,86/6,72
IEEE57	0,09/0,01	1,99/0,25	0,59/0,01
IEEE118	499,23/5,12	499,47/5,13	499,48/5,13
IEEE300	334,26/6,68	333,98/6,67	334,33/6,68
SING45	266,4/0,78	260/0,76	258,9/0,75
SIC92	34,29/1,42	30,18/1,25	21,81/0,9
Chilectra	117,2/0,29	95,91/0,23	120,63/0,29

Tabla 9.4: Errores máximos en % y su error absoluto correspondiente (%/MVAR).

**Promedios MW**

Sistema x Factor	DC	DC <sub>BX</sub>	DC <sub>PL</sub>	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras	1,4	1,4	0,42	0,08	0,04	0,03
IEEE14	0,96	1,1	0,65	0,03	0,03	0,03
IEEE30	0,87	0,86	0,6	0,05	0,05	0,05
IEEE57	1,5	1,36	1,22	0,01	0,03	0,02
IEEE118	3,53	3,76	1,19	0,05	0,05	0,05
IEEE300	10,47	10,59	2,69	0,08	0,08	0,08
SING45	3,74	4,32	2,73	1,65	1,5	1,5
SIC92	5,22	5,24	1,8	1,64	0,99	0,89
Chilectra	0,85	0,78	0,65	0,51	0,49	0,42

Tabla 9.5: Errores promedio absolutos en MW

**Promedios P %**

Sistema x Factor	DC	DC <sub>BX</sub>	DC <sub>PL</sub>	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras	2,65	2,65	0,78	0,11	0	0,02
IEEE14	3,77	5,29	3,58	0,04	0,04	0,04
IEEE30	8,74	9,02	8,34	0,35	0,37	0,35
IEEE57	19,92	17,04	18,31	0,1	0,32	0,15
IEEE118	24,42	26,35	6	0,34	0,35	0,35
IEEE300	25,15	24,31	7,26	0,23	0,24	0,22
SING45	8,94	10,83	7,28	5,99	4,56	5,19
SIC92	4,8	5,92	3,78	2,11	1,17	1,07
Chilectra	1,99	1,82	1,78	1,49	1,49	1,29

Tabla 9.6: Errores promedio porcentuales de potencia activa

Promedios MVAR

Sistema x Factor	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras	0,03	0,02	0,02
IEEE14	1,1	1,1	1,1
IEEE30	1,46	1,45	1,45
IEEE57	0	0,01	0,01
IEEE118	0,52	0,52	0,52
IEEE300	0,66	0,66	0,66
SING45	1	1,09	1,08
SIC92	0,58	0,36	0,31
Chilectra	0,41	0,52	0,44

Tabla 9.7: Errores promedio absolutos en MVAR

Promedios Q %

Sistema x Factor	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras	0,34	0,11	0,15
IEEE14	32,97	32,96	32,96
IEEE30	186,74	186,54	186,53
IEEE57	0	0,1	0,05
IEEE118	8,88	8,89	8,88
IEEE300	6,12	6,15	6,14
SING45	8,53	7,45	8,01
SIC92	4,06	1,87	1,96
Chilectra	2,61	3,64	2,91

Tabla 9.8: Errores promedio porcentuales de potencia reactiva

## C.2 Aumentando la resistencia

Máximos MW

Sistema	DC	DC <sub>BX</sub>	DC <sub>PL</sub>	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras x 1,5	7,44/9,99	7,44/9,99	2,31/2,79	0,21/0,27	0,41/0,96	0,22/0,52
IEEE14 x 1,5	13,81/8,54	17,11/10,58	4,97/6,51	0,82/0,51	0,11/0,61	0,08/0,1
IEEE30 x 1,5	19,47/10,79	21,3/11,8	8,19/4,54	4,5/99,99	4,5/99,99	4,5/99,99
IEEE57 x 1,5	16,8/10,75	13,58/13,16	8,64/5,53	0,79/4,46	0,62/3,25	0,56/3,2
IEEE118 x 1,5	96,67/59,33	89,7/55,06	28,63/17,58	0,97/1,38	0,63/0,51	0,57/0,59
IEEE300 x 1,5	660,23/93,26	660,23/93,26	140,11/19,79	15,05/2,13	8,18/2,69	8,54/1,21
SING45 x 1,5	80,17/34,49	80,17/34,49	40,97/17,62	18,78/8,08	15,73/6,77	14,32/6,16
SIC92 x 1,5	125,38/13,53	125,64/13,56	52,73/5,69	42,14/4,55	26,04/2,81	20,88/2,25
Chilectra x 1,5	23,16/6,8	19,32/5,68	14,53/4,27	4,59/9,31	6,88/13,93	4,78/9,69
9 barras x 2	9,95/12,93	9,95/12,93	3,05/3,73	0,31/0,41	1,12/1,46	0,57/1,3
IEEE14 x 2	20,09/11,97	25,34/15,09	9,32/5,55	4,72/2,81	0,26/1,23	0,27/0,34
IEEE30 x 2	28,92/15,22	31,76/16,72	15,68/8,26	9,88/5,5	9,06/100	9,06/100
IEEE57 x 2	25,8/15,61	19,56/18,72	16,17/9,79	3,1/78,34	1,73/43,64	1,71/43,11
IEEE118 x 2	143,09/68,35	131,61/62,86	59,17/28,26	6,37/3,04	0,95/1,89	0,95/1,31
IEEE300 x 2	1058,14/95,68	1058,14/95,68	404,81/36,61	147,83/13,37	85,9/7,77	116,23/10,51
SING45 x 2	121,41/44,36	121,41/44,36	73,1/26,71	41,98/15,34	31,22/11,4	28,8/10,52
SIC92 x 2	194,59/19,54	195,06/19,58	103,64/10,4	89,23/8,96	52,71/5,29	41,42/4,16
Chilectra x 2	29,99/8,64	23,47/6,76	19,44/5,6	8,51/16,87	13,28/71,48	7,77/15,41
9 barras x 3	15,1/18,4	15,1/18,4	4,77/6,02	0,95/1,15	4,17/5,08	1,83/3,88
IEEE14 x 3	44,07/22,97	53,16/27,7	31,85/16,6	32,59/16,98	3,56/1,86	2,6/1,35
IEEE30 x 3	65,55/28,93	70,29/31,02	50,67/22,36	50,29/24,37	33,93/100	33,93/100
IEEE57 x 3	48,83/25,94	35,15/18,67	37,57/19,96	13,21/182,44	7,74/106,93	6,12/84,55
IEEE118 x 3	291,52/81,48	270,04/75,48	186,22/52,05	67,4/18,84	18,14/5,07	23,76/6,64
Chilectra x 3	45,34/12,51	32,34/8,92	31,8/8,77	21,7/40,91	47,26/311,83	14,35/27,06

Tabla 9.9: Errores máximos en MW, y su correspondiente porcentual (MW/%), al aumentar las resistencias.

Máximos P %

Sistema	DC	DC <sub>BX</sub>	DC <sub>PL</sub>	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras x 1,5	10,77/4,59	10,69/4,56	2,79/2,31	0,37/0,12	0,96/0,41	0,52/0,22
IEEE14 x 1,5	22,92/0,96	33,55/0,54	23,22/0,97	1,510,34	1,05/0,08	0,59/0,05
IEEE30 x 1,5	100/4,5	100/4,5	100/4,5	99,99/4,5	99,99/4,5	99,99/4,5
IEEE57 x 1,5	823,53/7,26	560,32/1,52	693,14/6,11	87,34/0,24	14,02/0,04	19,02/0,05
IEEE118 x 1,5	941,99/8,37	1059,29/9,41	181,79/5,85	22,95/0,26	23,37/0,27	23,65/0,27
IEEE300 x 1,5	1885,2/35,11	1635,43/46,29	620,15/11,55	136,7/2,55	139,22/2,59	135,52/2,52
SING45 x 1,5	314,86/11,75	430,10/16,05	268,83/10,03	175,74/6,56	197,14/7,36	170,37/6,36
SIC92 x 1,5	97,18/28,05	107,5/31	109,19/3,49	38,16/3,24	36,82/1,18	22,85/0,73
Chilectra x 1,5	117,31/3,17	77,11/2,08	116,92/2,42	22,68/3,99	31,02/5,63	19,76/0,78
9 barras x 2	13,66/6,02	13,53/5,96	3,73/3,05	0,49/0,12	2,52/0,83	1,3/0,57
IEEE14 x 2	31,26/1,37	39,95/0,64	31,73/1,4	7,09/1,48	2,56/0,2	1,26/0,26
IEEE30 x 2	100/9,06	100/9,06	100/9,06	100/9,06	100/9,06	100/9,06
IEEE57 x 2	401,17/1,19	573,28/1,7	876,38/2,6	194,57/1,09	56,95/0,32	70,64/0,39
IEEE118 x 2	871,68/23,9	1012,5/27,76	340,15/3,69	71,02/1,57	31,95/0,35	23,65/0,42
IEEE300 x 2	1583,03/373,05	1613,18/380,16	623,49/18,75	431,45/12,98	134,26/4,04	227,27/6,84
SING45 x 2	1374,76/14,43	2043,48/21,45	1183,69/12,43	1019,45/10,7	1117,53/11,73	934,78/9,81
SIC92 x 2	176,17/7,07	109,01/49,71	250,73/10,07	64,73/8,09	44,53/2,31	33,89/3,42
Chilectra x 2	180,44/3,77	90,82/1,9	126,77/2,65	38,79/6,25	78,99/12,73	25,69/4,13
9 barras x 3	19,14/9	18,9/8,89	6,67/3,13	1,15/0,95	8,76/3,07	3,88/1,83
IEEE14 x 3	69,91/2,37	76,41/2,6	70,3/2,39	37,21/7,09	9,34/1,78	7,26/1,38
IEEE30 x 3	396,6/4,66	390,14/4,58	393,91/4,63	624,82/1,98	313,1/0,99	200,89/2,36
IEEE57 x 3	820,38/4,2	936,82/4,79	622,45/3,14	769,92/3,94	118,53/1,72	93,19/0,66
IEEE118 x 3	2431,27/27,03	2619,3/29,12	1532,31/17,03	997,75/11,09	222,78/2,48	323,13/3,59
Chilectra x 3	645,48/5,08	154,85/1,22	499,31/3,93	132,64/1,04	647,86/5,1	66,28/0,52

Tabla 9.10: Errores máximos en %, y su correspondiente en MW (%/MW), al aumentar las resistencias.

**Máximos MVAR**

Sistema	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras x 1,5	0,08/0,27	0,08/0,22	0,06/0,52
IEEE14 x 1,5	0,46/0,83	0,04/0,3	0,04/0,57
IEEE30 x 1,5	46,21/231,52	46,77/234,32	46,81/234,52
IEEE57 x 1,5	10,89/80,83	10,88/80,75	10,89/80,8
IEEE118 x 1,5	19,28/78,55	19,69/80,22	19,64/80
IEEE300 x 1,5	48,53/13,86	53,13/15,18	51,75/14,79
SING45 x 1,5	8,04/5,28	10,9/7,16	7,87/5,17
SIC92 x 1,5	11,61/6,56	6,72/3,8	5,41/2,84
Chilectra x 1,5	5,27/3,05	7,4/45,31	4,45/2,58
9 barras x 2	0,12/0,36	0,19/0,46	0,14/1,46
IEEE14 x 2	3,38/3,95	0,22/1,06	0,18/0,85
IEEE30 x 2	76,37/352,45	80,77/372,73	81,13/374,41
IEEE57 x 2	35,25/168,02	35,18/167,68	35,2/167,75
IEEE118 x 2	18,7/42,32	21,04/47,61	20,73/46,91
IEEE300 x 2	53,67/74,51	32,51/45,13	39,52/54,87
SING45	19,62/37	15,7/9,52	12,06/22,75
SIC92	27,5/10,79	15,42/6,98	12,64/4,96
Chilectra x 2	6,04/3,37	13,65/57,2	4,96/3,8
9 barras x 3	0,47/1,03	0,97/4,72	0,4/8,62
IEEE14 x 3	32,18/20,18	3,52/2,21	2,57/1,61
IEEE30 x 3	124,1/455,37	164,05/602,01	168,96/620,02
IEEE57 x 3	94,53/195,54	93,95/194,34	93,65/193,73
IEEE118 x 3	57,62/114,56	60,12/119,54	59,61/118,52
Chilectra x 3	8,32/5,01	39,72/159,59	8,92/10,66

Tabla 9.11: Errores máximos en MVAR, y su correspondiente porcentual (MVAR%), al aumentar las resistencias.

**Máximos Q %**

Sistema	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras x 1,5	1,04/0,05	1,41/0,02	0,52/0,06
IEEE14 x 1,5	9,38/0,02	5,1/0,03	5,13/0,01
IEEE30 x 1,5	1577,36/18,78	1573,25/18,73	1574,45/18,74
IEEE57 x 1,5	373,58/10,82	372,84/10,8	373,21/10,81
IEEE118 x 1,5	806,94/5,39	811,08/5,42	810,58/5,41
IEEE300 x 1,5	854,62/5,22	852,41/5,21	858,41/5,24
SING45 x 1,5	62,29/3,33	63,61/1,99	61,03/1,91
SIC92 x 1,5	62,18/1,41	26,75/2,33	25,06/0,8
Chilectra x 1,5	72,38/0,38	242,58/1,27	124,87/0,65
9 barras x 2	4,64/0,03	3,08/0,11	1,46/0,14
IEEE14 x 2	14,67/0,21	16,27/0,1	3,36/0,05
IEEE30 x 2	5271,66/3,95	5269,79/3,95	5386,51/4,04
IEEE57 x 2	764,92/9,72	821,48/10,44	809,9/10,29
IEEE118 x 2	1265,86/6,56	1297,96/6,73	1292,1/6,7
IEEE300 x 2	736,54/15,24	527,92/10,92	530,93/10,98
SING45	242,93/3,5	165,67/2,39	162,81/4,66
SIC92	197,05/17,67	133,69/11,99	98,93/8,87
Chilectra x 2	61,07/0,47	559,47/3,79	179,31/1,37
9 barras x 3	6,84/0,09	10,59/0,36	8,62/0,4
IEEE14 x 3	73,75/1,98	60,97/0,34	20,99/0,56
IEEE30 x 3	6380,9/8,02	7027,78/8,84	7565,08/9,51
IEEE57 x 3	1732,29/4,12	1246,89/2,96	1405,33/3,34
IEEE118 x 3	619,06/21,59	675,36/11,8	674,8/11,79
Chilectra x 3	78,43/0,56	2466,22/17,76	467,56/3,37

Tabla 9.12: Errores máximos en %, y su correspondiente en MVAR (%/MVAR), al aumentar las resistencias.



Promedios MW

Sistema x Factor	DC	DC <sub>BX</sub>	DC <sub>PL</sub>	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras x 1,5	2,11	2,12	0,6	0,11	0,16	0,1
IEEE14 x 1,5	1,69	1,76	1,29	0,12	0,03	0,03
IEEE30 x 1,5	1,54	1,45	1	0,71	0,67	0,67
IEEE57 x 1,5	2,19	1,99	1,78	0,2	0,16	0,14
IEEE118 x 1,5	5,33	5,45	1,94	0,12	0,07	0,06
IEEE300 x 1,5	15,87	16,02	4,49	0,74	0,62	0,61
SING45 x 1,5	5,47	80,17	4,05	3,08	2,53	2,55
SIC92 x 1,5	8,85	8,68	4,19	4,11	2,11	1,81
Chilectra x 1,5	1,18	1,07	0,85	0,69	0,87	0,57
9 barras x 2	2,83	2,83	0,87	0,15	0,39	0,23
IEEE14 x 2	2,6	2,52	2,1	0,56	0,09	0,07
IEEE30 x 2	2,54	2,39	1,87	1,48	1,17	1,15
IEEE57 x 2	2,77	2,63	2,24	0,7	0,46	0,45
IEEE118 x 2	7,5	7,31	3,42	0,57	0,17	0,17
IEEE300 x 2	22,54	22,4	7,99	2,27	1,19	1,53
SING45	7,49	9,44	5,69	5,28	3,98	4,02
SIC92	13,73	13,31	8	8,47	4,17	3,51
Chilectra x 2	1,54	1,38	1,08	0,94	1,59	0,87
9 barras x 3	4,27	4,28	1,67	0,34	1,25	0,68
IEEE14 x 3	5,02	4,71	4,29	3,12	0,56	0,42
IEEE30 x 3	7,16	6,9	6,4	6,47	4,44	4,16
IEEE57 x 3	4,04	4,18	3,25	2,88	1,47	1,26
IEEE118 x 3	13,58	12,61	8,77	4	1,32	1,41
Chilectra x 3	2,31	2,08	1,57	1,65	4,24	1,73

Tabla 9.13: Errores promedio en MW al aumentar la resistencia.

Promedios de P %

Sistema x Factor	DC	DC <sub>BX</sub>	DC <sub>PL</sub>	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras x 1,5	4	4,02	1,01	0,12	0,31	0,15
IEEE14 x 1,5	6,43	8,43	6,27	0,32	0,14	0,08
IEEE30 x 1,5	9,47	10,03	8,3	9,18	9,35	9,43
IEEE57 x 1,5	22,31	22,8	17,7	3,42	1,79	1,8
IEEE118 x 1,5	34,34	37,23	9,65	0,69	0,37	0,33
IEEE300 x 1,5	31,46	28,62	10,9	1,93	1,72	1,58
SING45 x 1,5	16,02	21	13,38	13,98	9,6	11,24
SIC92 x 1,5	8,35	7,74	7,28	4,78	2,29	2
Chilectra x 1,5	2,59	2,26	2,17	2,05	2,45	1,67
9 barras x 2	5,28	5,31	1,42	0,23	0,78	0,39
IEEE14 x 2	9,48	11,57	9,33	1,56	0,47	0,4
IEEE30 x 2	12,95	13,43	11,64	12,03	9,98	10,5
IEEE57 x 2	29,78	32,52	29,02	12,21	6,44	6,09
IEEE118 x 2	39,45	40,88	16,45	3,11	1,11	1,03
IEEE300 x 2	42,52	37,18	17,15	4,24	2,27	2,71
SING45	43,48	62,11	37,33	40,4	32,81	33,12
SIC92	13	10,21	12,16	8,83	4,16	3,47
Chilectra x 2	3,35	2,73	2,69	2,79	4,44	2,25
9 barras x 3	7,67	7,73	2,74	0,52	2,44	1,25
IEEE14 x 3	16,92	19,04	16,73	6,48	1,88	1,5
IEEE30 x 3	37,13	36,05	36,14	44,05	32,25	26,86
IEEE57 x 3	40,43	44,91	34,64	38,42	16,53	13,34
IEEE118 x 3	57,15	53,9	36,83	17,97	7,22	7,29
Chilectra x 3	6,08	3,91	4,68	5,14	14,1	4,12

Tabla 9.14: Errores promedio porcentuales de potencia activa al aumentar la resistencia.

**Promedios MVAR**

Sistema x Factor	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras x 1,5	0,04	0,03	0,02
IEEE14 x 1,5	0,05	0,01	0,01
IEEE30 x 1,5	5,69	5,7	5,71
IEEE57 x 1,5	0,47	0,54	0,5
IEEE118 x 1,5	0,48	0,46	0,47
IEEE300 x 1,5	4,63	4,59	4,6
SING45 x 1,5	1,9	1,91	1,97
SIC92 x 1,5	1,81	0,93	0,79
Chilectra x 1,5	0,49	0,78	0,58
9 barras x 2	0,05	0,07	0,04
IEEE14 x 2	0,33	0,07	0,04
IEEE30 x 2	8,06	8,25	8,28
IEEE57 x 2	1,96	2,2	2,09
IEEE118 x 2	1,36	1,3	1,31
IEEE300 x 2	2,14	1,25	1,38
SING45	3,62	3,34	3,51
SIC92	4,43	2,21	1,83
Chilectra x 2	0,58	1,22	0,8
9 barras x 3	0,14	0,33	0,15
IEEE14 x 3	2,81	0,6	0,38
IEEE30 x 3	11,59	13,72	14
IEEE57 x 3	5,03	6,89	6,33
IEEE118 x 3	6,33	6,16	6,19
Chilectra x 3	0,81	2,91	1,51

Tabla 9.15: Errores promedio en MVAR al aumentar la resistencia.

**Promedios Q %**

Sistema x Factor	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras x 1,5	0,32	0,25	0,11
IEEE14 x 1,5	0,65	0,65	0,35
IEEE30 x 1,5	166,77	165,67	165,98
IEEE57 x 1,5	12,32	14,96	13,09
IEEE118 x 1,5	9,32	9,31	9,29
IEEE300 x 1,5	26,51	26,65	26,35
SING45 x 1,5	11,73	7,59	10,03
SIC92 x 1,5	8,73	3,2	3,7
Chilectra x 1,5	2,99	6,56	3,96
9 barras x 2	0,66	0,61	0,33
IEEE14 x 2	2,26	2,05	0,97
IEEE30 x 2	236,7	233,57	237,19
IEEE57 x 2	36	46,6	42,55
IEEE118 x 2	21,6	20,9	21,07
IEEE300 x 2	8,83	7,39	6,11
SING45	29,42	15,55	21,11
SIC92	16,7	6,73	7,12
Chilectra x 2	3,35	11,86	5,66
9 barras x 3	1,45	2,92	1,44
IEEE14 x 3	12,13	10,05	4,75
IEEE30 x 3	380,54	449,07	453,33
IEEE57 x 3	77,99	121,35	99,04
IEEE118 x 3	54,22	51,79	52,72
Chilectra x 3	4,52	33,13	11,21

Tabla 9.16: Errores promedio porcentuales de potencia reactiva al aumentar la resistencia.

### C.3 Aumentando la demanda

**Máximos MW**

Sistema	DC	DC <sub>BX</sub>	DC <sub>PL</sub>	2XB	2BX	2RFDFPM
9 barras x 1,2	5,31/3,92	5,31/3,92	1,42/1,91	0,39/0,51	0,21/0,28	0,23/0,31
IEEE14 x 1,2	14,29/7,2	16,24/8,19	4,42/2,23	1,06/0,55	0,57/0,3	0,54/0,28
IEEE30 x 1,2	19,08/8,71	20,18/9,22	6,85/3,13	0,82/0,38	0,15/0,07	0,08/0,04
IEEE57 x 1,2	20,82/8,5	19,29/11,01	8,97/3,66	3,43/2,03	2,46/1,41	2,23/1,27
IEEE118 x 1,2	110,77/19,6	92,79/16,42	38,82/6,87	5,13/0,91	3,3/0,58	3,38/0,6
SING45	105,54/23,45	105,54/23,45	61,28/13,61	35,24/7,83	34,77/7,73	32,78/7,28
SIC92	206,84/13,6	207,04/13,62	88,02/5,79	89,84/5,91	79,51/5,23	73,62/4,84
Chilectra x 1,2	25,32/6,24	23,21/5,72	16,29/4,01	7,89/1,96	6,82/1,69	7,09/1,76
9 barras x 1,5	7,7/3,31	7,7/3,31	1,88/1,45	2,14/1,65	1,83/1,41	1,81/1,39
IEEE14 x 1,5	24,69/9,38	27,18/10,32	9/3,42	2,09/0,8	0,38/0,14	0,25/0,09
IEEE30 x 1,5	32,93/11,31	34,34/11,8	13,54/4,65	3,26/1,12	0,99/0,34	0,67/0,23
IEEE57 x 1,5	49,83/12,43	51,03/17,01	22,96/5,72	12,23/3,05	8,57/2,85	6,66/2,22
IEEE118 x 1,5	271,02/20,73	230,99/17,67	124,79/9,54	54,54/4,17	39,92/3,05	41,54/3,18
9 barras x 2	20,11/5	20,11/5	8,5/2,11	16,9/7,6	16,06/7,22	16,01/7,2
IEEE14 x 2	51/13,42	54,38/14,3	22,61/5,95	7,89/2,07	3/0,79	2,54/0,67
IEEE30 x 2	68,23/16,11	70,15/16,56	33,21/7,84	12,5/2,95	5,96/1,41	4,8/1,13

Tabla 9.17: Errores máximos en MW, y su correspondiente porcentual (MW/%), al aumentar la demanda.

**Máximos P %**

Sistema	DC	DC <sub>BX</sub>	DC <sub>PL</sub>	2XB	2BX	2RFDFPM
9 barras x 1,2	4,34/3,31	4,18/3,19	1,91/1,42	0,56/0,33	0,28/0,21	0,34/0,2
IEEE14 x 1,2	10,48/0,46	23,45/0,45	10,94/0,48	11,44/0,5	11,29/0,49	11,39/0,5
IEEE30 x 1,2	99,66/1,51	94,96/1,44	93,58/1,42	10,73/0,06	5,74/0,03	0,81/0,03
IEEE57 x 1,2	95,53/1,69	93,55/1,32	52,57/0,93	35,06/0,6	19,69/0,17	19,56/0,17
IEEE118 x 1,2	167,7/3,12	283,95/5,29	85,33/0,66	23,33/0,18	10,12/0,08	8,92/0,61
SING45	106,14/16,02	121,89/18,4	95,77/14,55	65,23/9,85	69,97/10,56	65,3/9,86
SIC92	41,9/2,32	73,17/6,96	40,61/2,25	27,45/2,56	32,49/3,03	25,03/2,33
Chilectra x 1,2	223,24/4,86	196,17/4,27	165,71/3,61	55,84/1,22	34,52/0,75	47,07/1,02
9 barras x 1,5	4,07/1,41	4,91/1,7	1,93/1,15	1,7/1,74	1,41/1,83	1,39/1,81
IEEE14 x 1,5	23,96/1,54	30,74/0,82	24,45/1,58	1,41/0,5	1,32/0,16	1,06/0,07
IEEE30 x 1,5	96,47/1,85	91,87/1,76	88,97/1,71	42,29/0,22	26,7/0,14	16,79/0,09
IEEE57 x 1,5	69,93/2,24	108,11/1,4	53,6/1,72	38,14/1,07	26,9/0,76	26,43/0,74
IEEE118 x 1,5	77,8/4,61	100,78/5,99	147,29/2,26	31,17/0,9	26/0,75	23,85/0,69
9 barras x 2	48,88/3,57	56,62/4,14	35,55/2,6	46,84/3,42	46,37/3,39	46,15/3,37
IEEE14 x 2	29,57/2,76	35,3/1,34	30,45/2,69	3,49/0,13	2,86/0,11	2,75/0,1
IEEE30 x 2	111,04/2,64	106,13/2,52	100,31/2,38	145,5/0,74	108,9/0,55	85,71/0,44

Tabla 9.18: Errores máximos en %, y su correspondiente en MW (%/MW), al aumentar la demanda.

**Máximos MVAR**

Sistema	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras x 1,2	0,18/0,44	0,14/0,35	0,14/0,35
IEEE14 x 1,2	19,41/77,17	19,63/78,05	19,65/78,1
IEEE30 x 1,2	0,36/0,66	0,09/0,48	0,03/0,06
IEEE57 x 1,2	29,9/58,34	29,86/58,27	29,87/58,29
IEEE118 x 1,2	24,56/181,45	24,76/182,93	24,74/182,76
SING45	20,05/10,85	22,01/11,91	19,35/10,47
SIC92	53,83/15,22	48,39/13,68	44,13/12,47
Chilectra x 1,2	22,11/8,16	21,16/7,81	21,09/7,79
9 barras x 1,5	1,19/1,42	1,18/1,41	1,14/1,36
IEEE14 x 1,5	0,95/1,3	0,17/0,24	0,11/0,15
IEEE30 x 1,5	1,53/1,76	0,47/1,14	0,32/0,36
IEEE57 x 1,5	6,78/6,87	4,29/4,35	3,4/3,44
IEEE118 x 1,5	28,64/13,05	21,13/9,63	21,95/10
9 barras x 2	22,12/9,7	21,98/9,64	21,68/9,51
IEEE14 x 2	4/3,08	1,52/1,18	1,29/0,99
IEEE30 x 2	6,58/4,31	3,15/2,06	2,54/1,66

Tabla 9.19: Errores máximos en MVAR, y su correspondiente porcentual (MVAR/%), al aumentar la demanda.

**Máximos Q %**

Sistema	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras x 1,2	3,94/0,09	2,72/0,09	2,35/0,05
IEEE14 x 1,2	1257,49/7,09	1268,49/7,15	1265,98/7,14
IEEE30 x 1,2	1,47/0,01	4,54/0,04	0,94/0,01
IEEE57 x 1,2	553,51/8,15	562,12/8,28	562,08/8,28
IEEE118 x 1,2	387,46/24,19	389,26/24,3	389,05/24,29
SING45	437,74/3,48	412,04/3,28	402,29/3,2
SIC92	150,52/1,93	110,67/1,42	105,64/1,36
Chilectra x 1,2	541,49/1,96	610,9/2,21	582,89/2,11
9 barras x 1,5	6,77/0,34	7,53/0,38	6,52/0,33
IEEE14 x 1,5	2,05/0,04	5,51/0,09	1,18/0,02
IEEE30 x 1,5	42,54/0,05	16,01/0,02	32,96/0,04
IEEE57 x 1,5	31,96/0,07	142,59/0,29	59,24/0,12
IEEE118 x 1,5	87,97/5,92	59,37/1,12	62,76/4,22
9 barras x 2	163,63,93	143,93/3,45	162,84/3,91
IEEE14 x 2	8,16/0,09	9,5/0,24	3,13/0,03
IEEE30 x 2	19,86/0,08	27,65/0,12	51,91/0,22

Tabla 9.20: Errores máximos en %, y su correspondiente en MVAR (%/MVAR), al aumentar la demanda.

Promedios MW

Sistema x Factor	DC	DC <sub>BX</sub>	DC <sub>PL</sub>	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras x 1,2	1,43	1,44	0,42	0,19	0,12	0,13
IEEE14 x 1,2	1,38	1,47	0,89	0,31	0,28	0,28
IEEE30 x 1,2	1,24	1,18	0,84	0,07	0,03	0,02
IEEE57 x 1,2	1,99	1,99	1,36	0,45	0,41	0,39
IEEE118 x 1,2	4,78	4,88	2,02	0,3	0,17	0,16
SING45	6,75	7,42	5,23	4,49	4,25	4,18
SIC92	12,59	13,01	4,42	6,99	5,73	5,41
Chilectra x 1,2	1,38	1,3	0,92	1,52	1,35	1,3
9 barras x 1,5	1,87	1,9	0,62	0,79	0,68	0,68
IEEE14 x 1,5	2,64	2,73	1,89	0,24	0,08	0,05
IEEE30 x 1,5	1,89	1,81	1,25	0,26	0,13	0,1
IEEE57 x 1,5	4,09	4,07	2,6	1,61	1,17	0,93
IEEE118 x 1,5	10,08	9,6	5,35	2,57	1,82	1,82
9 barras x 2	4,46	4,55	2,3	6,05	5,75	5,76
IEEE14 x 2	5,14	5,28	3,69	0,83	0,4	0,32
IEEE30 x 2	3,48	3,38	2,25	1	0,62	0,5

Tabla 9.21: Errores promedio en MW al aumentar la demanda.

Promedios de P %

Sistema x Factor	DC	DC <sub>BX</sub>	DC <sub>PL</sub>	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras x 1,2	1,71	1,77	0,59	0,21	0,13	0,12
IEEE14 x 1,2	3,36	4,64	3,11	2,46	2,39	2,43
IEEE30 x 1,2	8,73	8,81	8,34	0,34	0,2	0,03
IEEE57 x 1,2	8,95	9,89	7,14	3,15	2,89	2,73
IEEE118 x 1,2	12,24	13,56	5,06	0,9	0,42	0,35
SING45	13,15	14,88	11,62	12	10,02	10,89
SIC92	5,7	6,43	3,37	3,95	2,87	2,76
Chilectra x 1,2	2,75	2,53	2,41	3,65	3,42	3,26
9 barras x 1,5	1,68	1,79	0,63	0,71	0,62	0,61
IEEE14 x 1,5	7,3	8,44	7,06	0,26	0,23	0,14
IEEE30 x 1,5	8,96	9,26	8,08	1,51	1,2	0,79
IEEE57 x 1,5	9,26	10,32	8,33	4,21	3,44	2,99
IEEE118 x 1,5	10,31	11,27	7,77	3,01	1,98	1,94
9 barras x 2	6,24	7,01	3,99	7,81	7,56	7,58
IEEE14 x 2	10,02	11,07	9,72	0,95	0,74	0,58
IEEE30 x 2	10,9	11,06	9,41	3,34	2,83	2,27

Tabla 9.22: Errores promedio porcentuales de potencia activa al aumentar la demanda.

Promedios MVAR

Sistema x Factor	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras x 1,2	0,08	0,07	0,06
IEEE14 x 1,2	2,91	2,92	2,92
IEEE30 x 1,2	0,02	0,02	0,01
IEEE57 x 1,2	2,12	2,15	2,13
IEEE118 x 1,2	0,71	0,68	0,68
SING45	4,08	4,23	4,09
SIC92	4,08	3,51	3,16
Chilectra x 1,2	1,9	2,1	1,94
9 barras x 1,5	0,4	0,39	0,37
IEEE14 x 1,5	0,08	0,05	0,02
IEEE30 x 1,5	0,1	0,09	0,05
IEEE57 x 1,5	0,8	0,84	0,58
IEEE118 x 1,5	1,31	0,99	0,94
9 barras x 2	5,79	5,66	5,54
IEEE14 x 2	0,33	0,24	0,14
IEEE30 x 2	0,47	0,42	0,31

Tabla 9.23: Errores promedio en MVAR al aumentar la demanda.

Promedios Q %

Sistema x Factor	2XB	2BX	2RFDPFM
9 barras x 1,2	0,75	0,59	0,56
IEEE14 x 1,2	88,45	88,79	88,72
IEEE30 x 1,2	0,18	0,49	0,17
IEEE57 x 1,2	30,67	30,45	30,4
IEEE118 x 1,2	8,84	8,24	8,28
SING45	16,39	14,51	15,19
SIC92	9,59	7,03	6,7
Chilectra x 1,2	8,63	9,93	8,84
9 barras x 1,5	1,69	1,67	1,5
IEEE14 x 1,5	0,5	0,91	0,21
IEEE30 x 1,5	1,02	1,63	1,2
IEEE57 x 1,5	4,68	9,77	5,55
IEEE118 x 1,5	6,1	4,36	4,07
9 barras x 2	16,58	15,33	16,16
IEEE14 x 2	2,04	2,05	0,87
IEEE30 x 2	2,2	3,92	2,88

Tabla 9.24: Errores promedio porcentuales de potencia reactiva al aumentar la demanda.

**D. DETALLE DE LAS SIMULACIONES DE FLUJO AC PARA LOS CASOS BASE**

**WSCC9**

Newton's method power flow converged in 3 iterations.

Converged in 0.41 seconds

=====  
 | System Summary |  
 =====

How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)	
Buses	9	Total Gen Capacity	820.0	-900.0 to 900.0
Generators	3	On-line Capacity	820.0	-900.0 to 900.0
Committed Gens	3	Generation (actual)	320.0	34.9
Loads	3	Load	315.0	115.0
Fixed	3	Fixed	315.0	115.0
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	0.0	0.0
Branches	9	Losses (I <sup>2</sup> * Z)	4.95	51.31
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	131.4
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.958 p.u. @ bus 9	1.003 p.u. @ bus 6
Voltage Angle	-4.35 deg @ bus 9	9.67 deg @ bus 2
P Losses (I <sup>2</sup> *R)	-	2.46 MW @ line 8-9
Q Losses (I <sup>2</sup> *X)	-	16.74 MVar @ line 8-2

=====  
 | Bus Data |  
 =====

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.0000	0.0000	71.95	24.07	-	-
2	1.0000	9.6687	163.00	14.46	-	-
3	1.0000	4.7711	85.00	-3.65	-	-
4	0.9870	-2.4066	-	-	-	-
5	0.9755	-4.0173	-	-	90.00	30.00
6	1.0034	1.9256	-	-	-	-
7	0.9856	0.6215	-	-	100.00	35.00
8	0.9962	3.7991	-	-	-	-
9	0.9576	-4.3499	-	-	125.00	50.00
Total:			319.95	34.88	315.00	115.00

=====  
 | Branch Data |  
 =====

Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss (I <sup>2</sup> * Z)	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	4	71.9547	24.07	-71.9547	-20.75	0.000	3.32
2	4	5	30.7283	-0.59	-30.5547	-13.69	0.174	0.94
3	5	6	-59.4453	-16.31	60.8939	-12.43	1.449	6.31
4	3	6	85.0000	-3.65	-85.0000	7.89	0.000	4.24
5	6	7	24.1061	4.54	-24.0106	-24.40	0.095	0.81
6	7	8	-75.9893	-10.60	76.4956	0.26	0.506	4.29
7	8	2	-163.0000	2.28	163.0000	14.46	0.000	16.74
8	8	9	86.5044	-2.53	-84.0399	-14.28	2.465	12.40
9	9	4	-40.9601	-35.72	41.2264	21.34	0.266	2.26
Total:							4.955	51.31

**IEEE14**

Newton's method power flow converged in 2 iterations.  
 Gen 1 at lower Q limit, converting to PQ bus  
 Bus 2 is new slack bus

Newton's method power flow converged in 2 iterations.  
 Converged in 0.02 seconds

=====  
 | System Summary |  
 =====

How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)	
Buses	14	Total Gen Capacity	772.4	-52.0 to 148.0
Generators	5	On-line Capacity	772.4	-52.0 to 148.0
Committed Gens	5	Generation (actual)	272.3	81.9
Loads	11	Load	259.0	73.5
Fixed	11	Fixed	259.0	73.5
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts	1	Shunt (inj)	0.0	21.2
Branches	20	Losses (I <sup>2</sup> * Z)	13.25	54.08
Transformers	3	Branch Charging (inj)	-	24.5
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	1.010 p.u. @ bus 3	1.090 p.u. @ bus 8
Voltage Angle	-15.87 deg @ bus 14	0.00 deg @ bus 1
P Losses (I <sup>2</sup> *R)	-	4.18 MW @ line 1-2
Q Losses (I <sup>2</sup> *X)	-	12.77 MVar @ line 1-2

=====  
 | Bus Data |  
 =====

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.0677	0.0000	232.39	0.00	-	-
2	1.0450	-4.8078	39.86	28.09	21.70	12.70
3	1.0100	-12.5434	0.00	24.52	94.20	19.00
4	1.0186	-10.1479	-	-	47.80	-3.90
5	1.0210	-8.6200	-	-	7.60	1.60
6	1.0700	-14.0530	0.00	11.89	11.20	7.50
7	1.0619	-13.1936	-	-	-	-
8	1.0900	-13.1936	0.00	17.36	-	-
9	1.0563	-14.7728	-	-	29.50	16.60
10	1.0513	-14.9312	-	-	9.00	5.80
11	1.0571	-14.6239	-	-	3.50	1.80
12	1.0552	-14.9075	-	-	6.10	1.60
13	1.0504	-14.9887	-	-	13.50	5.80
14	1.0358	-15.8667	-	-	14.90	5.00
Total:			272.25	81.86	259.00	73.50

=====  
 | Branch Data |  
 =====

Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss (I <sup>2</sup> * Z)	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	156.8191	-6.75	-152.6360	13.63	4.183	12.77
2	1	5	75.5742	6.75	-72.8240	-0.77	2.750	11.35
3	2	3	73.1758	3.57	-70.8564	1.58	2.319	9.77
4	2	4	56.1097	-2.08	-54.4344	3.55	1.675	5.08
5	2	5	41.5076	0.27	-40.6066	-1.22	0.901	2.75
6	3	4	-23.3436	3.94	23.7155	-4.31	0.372	0.95
7	4	5	-61.2814	14.41	61.7913	-12.80	0.510	1.61
8	4	7	28.1019	-9.43	-28.1019	11.12	0.000	1.69
9	4	9	16.0984	-0.32	-16.0984	1.63	0.000	1.30
10	5	6	44.0394	13.19	-44.0394	-8.75	0.000	4.44
11	6	11	7.3266	3.48	-7.2720	-3.36	0.055	0.11
12	6	12	7.7802	2.49	-7.7085	-2.34	0.072	0.15
13	6	13	17.7326	7.17	-17.5211	-6.76	0.211	0.42
14	7	8	-0.0000	-16.91	0.0000	17.36	0.000	0.45
15	7	9	28.1019	5.79	-28.1019	-4.99	0.000	0.80
16	9	10	5.2533	4.30	-5.2402	-4.26	0.013	0.03
17	9	14	9.4469	3.66	-9.3300	-3.41	0.117	0.25
18	10	11	-3.7598	-1.54	3.7720	1.56	0.012	0.03
19	12	13	1.6085	0.74	-1.6023	-0.74	0.006	0.01
20	13	14	5.6234	1.70	-5.5700	-1.59	0.053	0.11
Total:							13.250	54.08



**IEEE30**

Newton's method power flow converged in 2 iterations.  
 Gen 2 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 1 at lower Q limit, converting to PQ bus  
 Bus 5 is new slack bus

Newton's method power flow converged in 2 iterations.

Converged in 0.03 seconds

=====  
 | System Summary |  
 =====

How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)	
Buses	30	Total Gen Capacity	900.2	-102.0 to 188.0
Generators	6	On-line Capacity	900.2	-102.0 to 188.0
Committed Gens	6	Generation (actual)	300.6	132.2
Loads	21	Load	283.4	126.2
Fixed	21	Fixed	283.4	126.2
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts	2	Shunt (inj)	0.0	25.4
Branches	41	Losses (I <sup>2</sup> * Z)	17.20	66.50
Transformers	4	Branch Charging (inj)	-	35.1
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.995 p.u. @ bus 30	1.082 p.u. @ bus 11
Voltage Angle	-17.19 deg @ bus 30	0.00 deg @ bus 1
P Losses (I <sup>2</sup> *R)	-	4.99 MW @ line 1-2
Q Losses (I <sup>2</sup> *X)	-	14.93 MVar @ line 1-2

=====  
 | Bus Data |  
 =====

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.0764	0.0000	260.96	0.00	-	-
2	1.0533	-5.1097	40.00	50.00	21.70	12.70
3	1.0288	-7.2230	-	-	2.40	1.20
4	1.0177	-8.9094	-	-	7.60	1.60
5	1.0100	-13.6994	-0.35	29.89	94.20	19.00
6	1.0134	-10.6343	-	-	-	-
7	1.0043	-12.4185	-	-	22.80	10.90
8	1.0100	-11.3289	0.00	28.31	30.00	30.00
9	1.0529	-13.6665	-	-	-	-
10	1.0474	-15.2523	-	-	5.80	2.00
11	1.0820	-13.6665	0.00	15.15	-	-
12	1.0594	-14.5113	-	-	11.20	7.50
13	1.0710	-14.5113	0.00	8.87	-	-
14	1.0446	-15.3979	-	-	6.20	1.60
15	1.0400	-15.4879	-	-	8.20	2.50
16	1.0467	-15.0866	-	-	3.50	1.80
17	1.0422	-15.4155	-	-	9.00	5.80
18	1.0305	-16.0963	-	-	3.20	0.90
19	1.0280	-16.2674	-	-	9.50	3.40
20	1.0321	-16.0707	-	-	2.20	0.70
21	1.0351	-15.6932	-	-	17.50	11.20
22	1.0356	-15.6791	-	-	-	-
23	1.0296	-15.8736	-	-	3.20	1.60
24	1.0240	-16.0449	-	-	8.70	6.70
25	1.0199	-15.6131	-	-	-	-
26	1.0022	-16.0306	-	-	3.50	2.30
27	1.0258	-15.0875	-	-	-	-
28	1.0093	-11.2452	-	-	-	-
29	1.0060	-16.3111	-	-	2.40	0.90
30	0.9946	-17.1893	-	-	10.60	1.90
Total:			300.60	132.22	283.40	126.20

=====  
 | Branch Data |  
 =====

Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss (I <sup>2</sup> * Z)	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	173.2993	-10.00	-168.3143	18.94	4.985	14.93
2	1	3	87.6573	10.00	-84.5999	-3.34	3.057	11.17

3	2	4	43.7289	6.59	-42.7083	-7.42	1.021	3.11
4	3	4	82.2001	2.14	-81.3565	-0.60	0.844	2.42
5	2	5	82.3755	7.12	-79.4510	0.72	2.925	12.29
6	2	6	60.5101	4.66	-58.5690	-2.76	1.941	5.89
7	4	6	72.3546	-9.61	-71.7435	10.81	0.611	2.13
8	5	7	-15.1016	10.17	15.2611	-11.83	0.159	0.40
9	6	7	38.4455	-1.48	-38.0611	0.93	0.384	1.18
10	6	8	29.5343	-0.50	-29.4324	-0.06	0.102	0.36
11	6	9	27.7454	-7.57	-27.7454	9.17	0.000	1.60
12	6	10	15.8628	0.34	-15.8628	0.94	0.000	1.28
13	9	11	-0.0000	-14.75	0.0000	15.15	0.000	0.41
14	9	10	27.7454	5.58	-27.7454	-4.78	0.000	0.79
15	4	12	44.1102	16.03	-44.1102	-11.30	0.000	4.73
16	12	13	-0.0000	-8.77	0.0000	8.87	0.000	0.10
17	12	14	7.8488	2.40	-7.7749	-2.25	0.074	0.15
18	12	15	17.8553	6.80	-17.6399	-6.38	0.215	0.42
19	12	16	7.2062	3.37	-7.1529	-3.26	0.053	0.11
20	14	15	1.5749	0.65	-1.5690	-0.65	0.006	0.01
21	16	17	3.6529	1.46	-3.6455	-1.43	0.007	0.03
22	15	18	5.9989	1.61	-5.9606	-1.53	0.038	0.08
23	18	19	2.7606	0.63	-2.7558	-0.62	0.005	0.01
24	19	20	-6.7442	-2.78	6.7614	2.81	0.017	0.03
25	10	20	9.0428	3.69	-8.9614	-3.51	0.081	0.18
26	10	17	5.3688	4.41	-5.3545	-4.37	0.014	0.04
27	10	21	15.7812	9.99	-15.6706	-9.76	0.111	0.24
28	10	22	7.6154	4.59	-7.5631	-4.48	0.052	0.11
29	21	22	-1.8294	-1.44	1.8300	1.45	0.001	0.00
30	15	23	5.0101	2.91	-4.9790	-2.85	0.031	0.06
31	22	24	5.7330	3.04	-5.6879	-2.96	0.045	0.07
32	23	24	1.7790	1.25	-1.7731	-1.24	0.006	0.01
33	24	25	-1.2390	2.01	1.2490	-1.99	0.010	0.02
34	25	26	3.5444	2.37	-3.5000	-2.30	0.044	0.07
35	25	27	-4.7934	-0.37	4.8177	0.42	0.024	0.05
36	28	27	18.0983	5.03	-18.0983	-3.75	0.000	1.29
37	27	29	6.1894	1.67	-6.1035	-1.51	0.086	0.16
38	27	30	7.0913	1.66	-6.9298	-1.36	0.161	0.30
39	29	30	3.7035	0.61	-3.6702	-0.54	0.033	0.06
40	8	28	-0.5676	-1.63	0.5680	-2.74	0.000	0.00
41	6	28	18.7246	1.17	-18.6663	-2.30	0.058	0.21
Total:							17.204	66.50

### IEEE57

Newton's method power flow converged in 2 iterations.  
Converged in 0.02 seconds

=====  
| System Summary |  
=====

How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	57	Total Gen Capacity	1975.9
Generators	7	On-line Capacity	1975.9
Committed Gens	7	Generation (actual)	1278.7
Loads	42	Load	1250.8
Fixed	42	Fixed	1250.8
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0
Shunts	3	Shunt (inj)	0.0
Branches	80	Losses (I <sup>2</sup> * Z)	27.86
Transformers	17	Branch Charging (inj)	-
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0
Areas	1		

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.936 p.u. @ bus 31	1.060 p.u. @ bus 46
Voltage Angle	-19.38 deg @ bus 31	0.00 deg @ bus 1
P Losses (I <sup>2</sup> *R)	-	3.90 MW @ line 1-15
Q Losses (I <sup>2</sup> *X)	-	19.96 MVar @ line 1-15

=====  
| Bus Data |  
=====

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.0400	0.0000	478.66	128.85	55.00	17.00
2	1.0100	-1.1882	0.00	-0.75	3.00	88.00
3	0.9850	-5.9881	40.00	-0.91	41.00	21.00
4	0.9808	-7.3374	-	-	-	-
5	0.9765	-8.5464	-	-	13.00	4.00

6	0.9800	-8.6741	0.00	0.87	75.00	2.00		
7	0.9842	-7.6014	-	-	-	-		
8	1.0050	-4.4779	450.00	62.10	150.00	22.00		
9	0.9800	-9.5847	0.00	2.29	121.00	26.00		
10	0.9862	-11.4497	-	-	5.00	2.00		
11	0.9740	-10.1932	-	-	-	-		
12	1.0150	-10.4712	310.00	128.63	377.00	24.00		
13	0.9789	-9.8035	-	-	18.00	2.30		
14	0.9702	-9.3503	-	-	10.50	5.30		
15	0.9880	-7.1902	-	-	22.00	5.00		
16	1.0134	-8.8589	-	-	43.00	3.00		
17	1.0175	-5.3959	-	-	42.00	8.00		
18	1.0007	-11.7296	-	-	27.20	9.80		
19	0.9702	-13.2265	-	-	3.30	0.60		
20	0.9638	-13.4443	-	-	2.30	1.00		
21	1.0085	-12.9290	-	-	-	-		
22	1.0097	-12.8743	-	-	-	-		
23	1.0083	-12.9396	-	-	6.30	2.10		
24	0.9992	-13.2921	-	-	-	-		
25	0.9825	-18.1732	-	-	6.30	3.20		
26	0.9588	-12.9813	-	-	-	-		
27	0.9815	-11.5136	-	-	9.30	0.50		
28	0.9967	-10.4816	-	-	4.60	2.30		
29	1.0102	-9.7718	-	-	17.00	2.60		
30	0.9627	-18.7196	-	-	3.60	1.80		
31	0.9359	-19.3838	-	-	5.80	2.90		
32	0.9499	-18.5123	-	-	1.60	0.80		
33	0.9476	-18.5520	-	-	3.80	1.90		
34	0.9592	-14.1490	-	-	-	-		
35	0.9662	-13.9062	-	-	6.00	3.00		
36	0.9758	-13.6348	-	-	-	-		
37	0.9849	-13.4459	-	-	-	-		
38	1.0128	-12.7346	-	-	14.00	7.00		
39	0.9828	-13.4910	-	-	-	-		
40	0.9728	-13.6582	-	-	-	-		
41	0.9962	-14.0767	-	-	6.30	3.00		
42	0.9665	-15.5328	-	-	7.10	4.40		
43	1.0096	-11.3544	-	-	2.00	1.00		
44	1.0168	-11.8565	-	-	12.00	1.80		
45	1.0360	-9.2701	-	-	-	-		
46	1.0598	-11.1161	-	-	-	-		
47	1.0333	-12.5116	-	-	29.70	11.60		
48	1.0274	-12.6107	-	-	-	-		
49	1.0362	-12.9361	-	-	18.00	8.50		
50	1.0233	-13.4127	-	-	21.00	10.50		
51	1.0523	-12.5334	-	-	18.00	5.30		
52	0.9804	-11.4976	-	-	4.90	2.20		
53	0.9709	-12.2526	-	-	20.00	10.00		
54	0.9963	-11.7097	-	-	4.10	1.40		
55	1.0308	-10.8011	-	-	6.80	3.40		
56	0.9684	-16.0651	-	-	7.60	2.20		
57	0.9648	-16.5837	-	-	6.70	2.00		
Total:			1278.66	321.08	1250.80	336.40		
=====								
Branch Data								
=====								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVAr)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVAr)	Loss (I^2 * Z) P (MW)	Q (MVAr)
1	1	2	102.0883	75.00	-100.7729	-84.12	1.315	4.44
2	2	3	97.7729	-4.64	-94.9802	4.46	2.793	7.97
3	3	4	60.2128	-8.18	-59.7896	5.89	0.423	1.38
4	4	5	13.7984	-4.43	-13.6681	2.24	0.130	0.28
5	4	6	14.1569	-5.09	-14.0620	2.07	0.095	0.33
6	6	7	-17.7786	-1.71	17.8445	-0.62	0.066	0.34
7	6	8	-42.5015	-6.56	43.1456	5.22	0.644	3.29
8	8	9	178.0287	19.83	-174.8720	-9.12	3.157	16.10
9	9	10	17.1711	-9.23	-17.0384	5.58	0.133	0.60
10	9	11	12.9030	2.07	-12.8557	-3.99	0.047	0.16
11	9	12	2.5489	-15.85	-2.4450	8.64	0.104	0.47
12	9	13	2.3159	-1.96	-2.3132	-1.93	0.003	0.01
13	13	14	-10.3547	22.34	10.4415	-23.10	0.087	0.29
14	13	15	-48.8920	4.89	49.5731	-4.91	0.681	2.20
15	1	15	148.9854	33.79	-145.0805	-23.99	3.905	19.96
16	1	16	79.2471	-0.87	-76.6093	7.08	2.638	11.97
17	1	17	93.3428	3.94	-91.4189	1.77	1.924	8.73
18	3	15	33.7674	-18.19	-33.5367	13.65	0.231	0.75
19	4	18	13.9616	2.44	-13.9616	-1.35	0.000	1.09
20	4	18	17.8728	1.19	-17.8728	0.18	0.000	1.37
21	5	6	0.6681	-6.24	-0.6579	5.07	0.010	0.02
22	7	8	-77.9353	-12.41	78.8257	15.05	0.890	4.56
23	10	12	-17.6045	-20.09	17.7902	17.65	0.186	0.85

24	11	13	-9.9254	-4.39	9.9514	2.68	0.026	0.09	
25	12	13	-0.4861	60.35	1.1820	-64.09	0.696	2.27	
26	12	16	-33.3971	8.82	33.6093	-10.08	0.212	0.96	
27	12	17	-48.4619	9.17	49.4189	-9.77	0.957	4.32	
28	14	15	-68.8359	-9.60	69.7112	10.98	0.875	2.80	
29	18	19	4.6343	1.39	-4.5266	-1.23	0.108	0.16	
30	19	20	1.2266	0.63	-1.2209	-0.62	0.006	0.01	
31	21	20	1.0791	0.39	-1.0791	-0.38	0.000	0.01	
32	21	22	-1.0791	-0.39	1.0800	0.40	0.001	0.00	
33	22	23	9.6540	3.11	-9.6440	-3.10	0.010	0.02	
34	23	24	3.3440	1.00	-3.3224	-1.81	0.022	0.03	
35	24	25	7.0674	1.71	-7.0674	-1.09	0.000	0.63	
36	24	25	6.7916	1.65	-6.7916	-1.05	0.000	0.60	
37	24	26	-10.5366	-1.55	10.5366	1.61	0.000	0.06	
38	26	27	-10.5366	-1.61	10.7405	1.93	0.204	0.31	
39	27	28	-20.0405	-2.43	20.3019	2.83	0.261	0.40	
40	28	29	-24.9019	-5.13	25.1739	5.51	0.272	0.38	
41	7	29	60.0908	13.03	-60.0908	-10.66	0.000	2.36	
42	25	30	7.5590	4.63	-7.4492	-4.46	0.110	0.16	
43	30	31	3.8492	2.66	-3.7721	-2.55	0.077	0.12	
44	31	32	-2.0279	-0.35	2.0524	0.39	0.025	0.04	
45	32	33	3.8079	1.91	-3.8000	-1.90	0.008	0.01	
46	34	32	7.4603	3.79	-7.4603	-3.10	0.000	0.69	
47	34	35	-7.4603	-3.79	7.4993	3.55	0.039	0.06	
48	35	36	-13.4993	-6.55	13.6025	6.53	0.103	0.13	
49	36	37	-17.0672	-10.61	17.1902	10.77	0.123	0.16	
50	37	38	-21.0486	-13.70	21.4702	14.15	0.422	0.65	
51	37	39	3.8584	2.93	-3.8526	-2.92	0.006	0.01	
52	36	40	3.4647	4.09	-3.4557	-4.07	0.009	0.01	
53	22	38	-10.7340	-3.51	10.7580	3.54	0.024	0.04	
54	11	41	9.1869	3.53	-9.1869	-2.83	0.000	0.70	
55	41	42	8.8752	3.27	-8.6886	-2.95	0.187	0.32	
56	41	43	-11.5941	-2.95	11.5941	3.55	0.000	0.59	
57	38	44	-24.3455	5.23	24.5205	-5.08	0.175	0.35	
58	15	45	37.3328	-0.73	-37.3328	2.09	0.000	1.36	
59	14	46	47.8942	27.40	-47.8942	-25.47	0.000	1.93	
60	46	47	47.8947	25.47	-47.2903	-24.03	0.604	1.79	
61	47	48	17.5900	12.43	-17.5109	-12.33	0.079	0.10	
62	48	49	0.0818	-7.38	-0.0417	6.93	0.040	0.06	
63	49	50	9.6649	4.43	-9.5806	-4.30	0.084	0.13	
64	50	51	-11.4194	-6.20	11.6429	6.56	0.224	0.35	
65	10	51	29.6429	12.51	-29.6429	-11.86	0.000	0.66	
66	13	49	32.4265	33.80	-32.4265	-30.30	0.000	3.50	
67	29	52	17.9168	2.55	-17.4541	-1.95	0.463	0.60	
68	52	53	12.5541	-0.25	-12.4291	0.41	0.125	0.16	
69	53	54	-7.5709	-4.47	7.7250	4.66	0.154	0.19	
70	54	55	-11.8250	-6.06	12.1331	6.46	0.308	0.40	
71	11	43	13.5941	4.85	-13.5941	-4.55	0.000	0.31	
72	44	45	-36.5205	3.28	37.3328	-2.09	0.812	1.62	
73	40	56	3.4557	4.07	-3.4557	-3.74	0.000	0.33	
74	56	41	-5.4294	0.66	5.6059	-0.49	0.176	0.18	
75	56	42	-1.5781	1.46	1.5886	-1.45	0.010	0.02	
76	39	57	3.8526	2.92	-3.8526	-2.61	0.000	0.31	
77	57	56	-2.8474	0.61	2.8632	-0.58	0.016	0.02	
78	38	49	-4.6582	-10.53	4.8033	10.44	0.145	0.22	
79	38	48	-17.2245	-19.39	17.4291	19.71	0.205	0.32	
80	9	55	18.9331	10.38	-18.9331	-9.86	0.000	0.52	
							Total:	27.864	121.67

**IEEE118**

Newton's method power flow converged in 2 iterations.  
 Gen 46 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 9 at lower Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 15 at lower Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 16 at lower Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 43 at lower Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 48 at lower Q limit, converting to PQ bus

Newton's method power flow converged in 2 iterations.  
 Converged in 0.05 seconds

```

=====
|           System Summary           |
=====
How many?           How much?           P (MW)           Q (MVar)
-----
Buses                118           Total Gen Capacity  9966.2           -7345.0 to 11777.0
Generators           54           On-line Capacity    9966.2           -7345.0 to 11777.0
Committed Gens       54           Generation (actual) 4374.5           793.9
Loads                99           Load                4242.0           1438.0
Fixed                99           Fixed                4242.0           1438.0
  
```

Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts	14	Shunt (inj)	0.0	84.4
Branches	186	Losses (I <sup>2</sup> * Z)	132.48	782.28
Transformers	9	Branch Charging (inj)	-	1341.9
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.943 p.u. @ bus 76	1.050 p.u. @ bus 10
Voltage Angle	7.08 deg @ bus 41	39.74 deg @ bus 89
P Losses (I <sup>2</sup> *R)	-	6.39 MW @ line 25-27
Q Losses (I <sup>2</sup> *X)	-	59.22 MVar @ line 9-10

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	0.9550	10.9823	0.00	-3.10	51.00	27.00
2	0.9714	11.5223	-	-	20.00	9.00
3	0.9677	11.8656	-	-	39.00	10.00
4	0.9980	15.5831	0.00	-15.01	39.00	12.00
5	1.0020	16.0281	-	-	-	-
6	0.9900	13.3013	0.00	15.93	52.00	22.00
7	0.9893	12.8569	-	-	19.00	2.00
8	1.0150	21.0487	0.00	62.76	28.00	0.00
9	1.0429	28.3028	-	-	-	-
10	1.0500	35.8837	450.00	-51.04	-	-
11	0.9851	13.0155	-	-	70.00	23.00
12	0.9900	12.4988	85.00	91.27	47.00	10.00
13	0.9683	11.6406	-	-	34.00	16.00
14	0.9836	11.7826	-	-	14.00	1.00
15	0.9700	11.4889	0.00	3.06	90.00	30.00
16	0.9839	12.1972	-	-	25.00	10.00
17	0.9951	14.0051	-	-	11.00	3.00
18	0.9730	11.7914	0.00	25.53	60.00	34.00
19	0.9634	11.3068	0.00	-8.00	45.00	25.00
20	0.9581	12.1867	-	-	18.00	3.00
21	0.9586	13.7746	-	-	14.00	8.00
22	0.9696	16.3291	-	-	10.00	5.00
23	0.9997	21.2498	-	-	7.00	3.00
24	0.9920	21.1176	0.00	-15.28	13.00	0.00
25	1.0500	28.1839	220.00	49.80	-	-
26	1.0150	29.9645	314.00	9.90	-	-
27	0.9680	15.6121	0.00	2.83	71.00	13.00
28	0.9616	13.8875	-	-	17.00	7.00
29	0.9632	12.8951	-	-	24.00	4.00
30	0.9855	19.0396	-	-	-	-
31	0.9670	13.0120	7.00	31.98	43.00	27.00
32	0.9636	15.0595	0.00	-14.00	59.00	23.00
33	0.9716	10.8639	-	-	23.00	9.00
34	0.9859	11.5059	0.00	-8.00	59.00	26.00
35	0.9807	11.0787	-	-	33.00	9.00
36	0.9800	11.0832	0.00	-1.25	31.00	17.00
37	0.9920	11.9697	-	-	-	-
38	0.9620	17.1066	-	-	-	-
39	0.9705	8.5972	-	-	27.00	11.00
40	0.9700	7.5234	0.00	26.89	66.00	23.00
41	0.9668	7.0773	-	-	37.00	10.00
42	0.9850	8.6729	0.00	41.00	96.00	23.00
43	0.9785	11.4599	-	-	18.00	7.00
44	0.9850	13.9455	-	-	16.00	8.00
45	0.9867	15.7762	-	-	53.00	22.00
46	1.0050	18.5822	19.00	-5.23	28.00	10.00
47	1.0171	20.8046	-	-	34.00	0.00
48	1.0206	20.0248	-	-	20.00	11.00
49	1.0250	21.0279	204.00	115.65	87.00	30.00
50	1.0011	18.9888	-	-	17.00	4.00
51	0.9669	16.3698	-	-	17.00	8.00
52	0.9568	15.4163	-	-	18.00	5.00
53	0.9460	14.4414	-	-	23.00	11.00
54	0.9550	15.3531	48.00	3.90	113.00	32.00
55	0.9520	15.0631	0.00	4.66	63.00	22.00
56	0.9540	15.2498	0.00	-2.29	84.00	18.00
57	0.9706	16.4546	-	-	12.00	3.00
58	0.9590	15.5978	-	-	12.00	3.00
59	0.9850	19.4524	155.00	76.83	277.00	113.00
60	0.9932	23.2337	-	-	78.00	3.00
61	0.9950	24.1250	160.00	-40.39	-	-
62	0.9980	23.5085	0.00	1.26	77.00	14.00
63	0.9687	22.8309	-	-	-	-
64	0.9837	24.5966	-	-	-	-

65	1.0050	27.7217	391.00	80.81	-	-	-	-	
66	1.0500	27.5628	392.00	-1.95	39.00	18.00	-	-	
67	1.0197	24.9229	-	-	28.00	7.00	-	-	
68	1.0032	27.6006	-	-	-	-	-	-	
69	1.0350	30.0000	513.48	-82.39	-	-	-	-	
70	0.9840	22.6200	0.00	9.66	66.00	20.00	-	-	
71	0.9868	22.2091	-	-	-	-	-	-	
72	0.9800	21.1115	0.00	-11.13	12.00	0.00	-	-	
73	0.9910	21.9976	0.00	9.65	6.00	0.00	-	-	
74	0.9580	21.6712	0.00	-5.63	68.00	27.00	-	-	
75	0.9673	22.9330	-	-	47.00	11.00	-	-	
76	0.9430	21.8030	0.00	5.27	68.00	36.00	-	-	
77	1.0060	26.7569	0.00	11.94	61.00	28.00	-	-	
78	1.0034	26.4530	-	-	71.00	26.00	-	-	
79	1.0092	26.7522	-	-	39.00	32.00	-	-	
80	1.0400	28.9977	477.00	105.04	130.00	26.00	-	-	
81	0.9968	28.1495	-	-	-	-	-	-	
82	0.9887	27.2773	-	-	54.00	27.00	-	-	
83	0.9845	28.4674	-	-	20.00	10.00	-	-	
84	0.9798	31.0008	-	-	11.00	7.00	-	-	
85	0.9850	32.5549	0.00	-5.77	24.00	15.00	-	-	
86	0.9867	31.1854	-	-	21.00	10.00	-	-	
87	1.0150	31.4447	4.00	11.02	-	-	-	-	
88	0.9875	35.6859	-	-	48.00	10.00	-	-	
89	1.0050	39.7414	607.00	-11.79	-	-	-	-	
90	0.9850	33.3365	0.00	59.30	163.00	42.00	-	-	
91	0.9800	33.3555	0.00	-14.85	10.00	0.00	-	-	
92	0.9923	33.8545	0.00	-3.00	65.00	10.00	-	-	
93	0.9869	30.8434	-	-	12.00	7.00	-	-	
94	0.9906	28.6895	-	-	30.00	16.00	-	-	
95	0.9809	27.7177	-	-	42.00	31.00	-	-	
96	0.9927	27.5504	-	-	38.00	15.00	-	-	
97	1.0114	27.9236	-	-	15.00	9.00	-	-	
98	1.0235	27.4461	-	-	34.00	8.00	-	-	
99	1.0100	27.0843	0.00	-17.54	42.00	0.00	-	-	
100	1.0170	28.0804	252.00	110.08	37.00	18.00	-	-	
101	0.9924	29.6532	-	-	22.00	15.00	-	-	
102	0.9910	32.3511	-	-	5.00	3.00	-	-	
103	1.0007	24.4855	40.00	40.00	23.00	16.00	-	-	
104	0.9710	21.7405	0.00	5.65	38.00	25.00	-	-	
105	0.9660	20.6184	0.00	-8.00	31.00	26.00	-	-	
106	0.9618	20.3706	-	-	43.00	16.00	-	-	
107	0.9520	17.5804	0.00	5.70	50.00	12.00	-	-	
108	0.9668	19.4275	-	-	2.00	1.00	-	-	
109	0.9675	18.9782	-	-	8.00	3.00	-	-	
110	0.9730	18.1394	0.00	4.86	39.00	30.00	-	-	
111	0.9800	19.7845	36.00	-1.84	-	-	-	-	
112	0.9750	15.0402	0.00	41.51	68.00	13.00	-	-	
113	0.9930	14.0031	0.00	6.32	6.00	0.00	-	-	
114	0.9604	14.7293	-	-	8.00	3.00	-	-	
115	0.9603	14.7216	-	-	22.00	7.00	-	-	
116	1.0050	27.1656	0.00	51.32	184.00	0.00	-	-	
117	0.9738	10.9578	-	-	20.00	8.00	-	-	
118	0.9494	21.9453	-	-	33.00	15.00	-	-	
Total:			4374.48	793.92	4242.00	1438.00			
=====									
Branch Data									
=====									
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss P (MW)	Loss Q (MVar)	
-----									
1	1	2	-12.3560	-13.04	12.4537	11.01	0.098	0.32	
2	1	3	-38.6440	-17.06	38.8940	16.89	0.250	0.82	
3	4	5	-103.2129	-26.79	103.4137	27.49	0.201	0.91	
4	3	5	-68.1030	-14.49	69.3413	17.28	1.238	5.55	
5	5	6	88.4559	4.11	-87.5257	-1.30	0.930	4.22	
6	6	7	35.5257	-4.77	-35.4657	4.50	0.060	0.27	
7	8	9	-440.6350	-89.73	445.2546	24.43	4.620	57.75	
8	8	5	338.4164	124.72	-338.4164	-92.01	0.000	32.71	
9	9	10	-445.2546	-24.43	450.0000	-51.04	4.745	59.22	
10	4	11	64.2129	-0.21	-63.3476	1.34	0.865	2.85	
11	5	11	77.2055	2.97	-75.9973	-0.63	1.208	4.06	
12	11	12	34.2837	-35.13	-34.1370	35.13	0.147	0.48	
13	2	12	-32.4537	-20.01	32.7359	19.42	0.282	0.93	
14	3	12	-9.7910	-12.39	9.8974	8.86	0.106	0.35	
15	7	12	16.4657	-6.50	-16.4385	5.75	0.027	0.11	
16	11	13	35.0612	11.41	-34.7445	-12.16	0.317	1.04	
17	12	14	18.2862	2.63	-18.2101	-4.15	0.076	0.25	
18	13	15	0.7445	-3.84	-0.7434	-2.05	0.001	0.00	
19	14	15	4.2101	3.15	-4.1801	-7.84	0.030	0.10	
20	12	16	7.5034	4.29	-7.4851	-6.30	0.018	0.07	
21	15	17	-103.7175	-24.41	105.2966	25.36	1.579	5.23	

22	16	17	-17.5149	-3.70	17.6598	-0.29	0.145	0.57
23	17	18	80.2684	24.85	-79.3874	-22.49	0.881	3.62
24	18	19	19.3874	14.02	-19.3179	-14.79	0.069	0.31
25	19	20	-10.6480	5.42	10.6914	-7.97	0.043	0.20
26	15	19	11.4107	12.25	-11.3734	-13.07	0.037	0.12
27	20	21	-28.6914	4.97	28.8626	-6.16	0.171	0.79
28	21	22	-42.8626	-1.84	43.2806	1.49	0.418	1.94
29	22	23	-53.2806	-6.49	54.3208	7.41	1.040	4.84
30	23	24	8.2979	10.80	-8.2648	-15.61	0.033	0.12
31	23	25	-162.6124	-25.92	166.8132	38.38	4.201	21.54
32	26	25	90.2993	21.58	-90.2993	-18.64	0.000	2.95
33	25	27	143.4860	30.06	-137.0912	-15.27	6.395	32.78
34	27	28	32.8583	-0.59	-32.6379	-0.44	0.220	0.99
35	28	29	15.6379	-6.56	-15.5676	4.64	0.070	0.28
36	30	17	231.0563	93.37	-231.0563	-70.51	0.000	22.87
37	8	30	74.2186	27.77	-73.8651	-75.07	0.354	4.13
38	26	30	223.7007	-11.68	-219.7242	-36.38	3.977	42.80
39	17	31	14.7721	11.55	-14.5801	-14.76	0.192	0.63
40	29	31	-8.4324	-8.64	8.4487	7.92	0.016	0.05
41	23	32	92.9937	4.71	-90.2150	-5.91	2.779	10.11
42	31	32	-29.8685	11.82	30.2066	-13.04	0.338	1.12
43	27	32	12.4987	1.02	-12.4597	-2.69	0.039	0.13
44	15	33	7.2304	-4.88	-7.2046	1.96	0.026	0.08
45	19	34	-3.6606	-10.57	3.7187	4.75	0.058	0.19
46	35	36	0.6708	6.25	-0.6699	-6.50	0.001	0.00
47	35	37	-33.6708	-15.25	33.8249	14.66	0.154	0.70
48	33	37	-15.7954	-10.96	15.9425	7.93	0.147	0.50
49	34	36	30.4255	11.50	-30.3301	-11.75	0.095	0.29
50	34	37	-94.5824	-38.57	94.8562	38.61	0.274	1.01
51	38	37	243.6844	112.11	-243.6844	-86.62	0.000	25.49
52	37	39	54.9626	3.75	-53.9688	-3.07	0.994	3.28
53	37	40	44.0981	-2.93	-42.9257	2.21	1.172	3.32
54	30	38	62.5330	18.08	-62.2751	-55.10	0.258	3.00
55	39	40	26.9688	-7.93	-26.8165	6.97	0.152	0.50
56	40	41	15.5128	1.17	-15.4752	-2.19	0.038	0.13
57	40	42	-11.7705	-6.47	11.8630	2.32	0.093	0.31
58	41	42	-21.5248	-7.81	21.7449	5.26	0.220	0.72
59	43	44	-16.5694	-1.03	16.7460	-4.10	0.177	0.71
60	34	43	1.4382	1.92	-1.4306	-5.97	0.008	0.03
61	44	45	-32.7460	5.81	33.0045	-6.94	0.259	1.04
62	45	46	-36.3163	-3.38	36.8595	1.92	0.543	1.84
63	46	47	-31.0997	-1.22	31.4636	-0.79	0.364	1.22
64	46	48	-14.7598	-5.83	14.8965	1.42	0.137	0.43
65	47	49	-9.5548	-10.83	9.5901	9.27	0.035	0.12
66	42	49	-64.8039	5.21	67.9637	0.37	3.160	14.27
67	42	49	-64.8039	5.21	67.9637	0.37	3.160	14.27
68	45	49	-49.6882	-1.95	51.4229	2.17	1.735	4.72
69	48	49	-34.8965	3.21	35.1083	-3.92	0.212	0.60
70	49	50	53.6665	13.43	-52.8818	-13.14	0.785	2.21
71	49	51	66.6353	20.44	-64.3525	-17.40	2.283	6.43
72	51	52	28.5612	6.24	-28.3738	-6.99	0.187	0.54
73	52	53	10.3738	1.99	-10.3196	-5.45	0.054	0.22
74	53	54	-12.6804	-5.55	12.7328	2.99	0.052	0.24
75	49	54	37.7729	13.07	-36.5820	-15.60	1.191	4.71
76	49	54	37.7511	11.20	-36.3854	-13.79	1.366	4.57
77	54	55	7.0754	1.46	-7.0651	-3.25	0.010	0.04
78	54	56	18.5343	4.34	-18.5233	-4.97	0.011	0.04
79	55	56	-21.4263	-5.82	21.4528	5.56	0.026	0.08
80	56	57	-22.9943	-9.10	23.2177	7.49	0.223	0.63
81	50	57	35.8818	9.14	-35.2177	-10.49	0.664	1.88
82	56	58	-6.6713	-3.69	6.6906	1.53	0.019	0.05
83	51	58	18.7913	3.16	-18.6906	-4.53	0.101	0.28
84	54	59	-30.3751	-7.51	30.8966	4.26	0.521	2.38
85	56	59	-27.9570	-4.18	28.6678	0.99	0.711	2.16
86	56	59	-29.3069	-3.91	30.0666	1.13	0.760	2.26
87	55	59	-34.5085	-8.26	35.1482	5.88	0.640	2.91
88	59	60	-43.3127	3.57	43.9351	-4.40	0.622	2.85
89	59	61	-51.7142	5.03	52.6345	-4.63	0.920	4.21
90	60	61	-112.0609	8.52	112.3993	-8.23	0.338	1.73
91	60	62	-9.8743	-7.11	9.8915	5.74	0.017	0.08
92	61	62	25.4874	-13.86	-25.4185	13.20	0.069	0.31
93	63	59	151.7523	67.48	-151.7523	-57.03	0.000	10.46
94	63	64	-151.7523	-67.48	152.2346	52.51	0.482	5.61
95	64	61	30.5212	13.99	-30.5212	-13.69	0.000	0.30
96	38	65	-181.4093	-57.01	184.6206	-9.07	3.211	35.14
97	64	65	-182.7558	-66.49	183.7485	40.06	0.993	11.15
98	49	66	-132.1826	4.31	135.1814	8.33	2.999	15.31
99	49	66	-132.1826	4.31	135.1814	8.33	2.999	15.31
100	62	66	-37.1662	-17.26	37.9348	14.68	0.769	3.48
101	62	67	-24.3068	-14.41	24.5028	12.15	0.196	0.89
102	65	66	8.4623	72.25	-8.4623	-70.55	0.000	1.69
103	66	67	53.1645	19.27	-52.5028	-19.15	0.662	3.00
104	65	68	14.1686	-22.43	-14.1645	-41.85	0.004	0.05
105	47	69	-55.9088	11.62	58.6499	-10.06	2.741	9.02

106	49	69	-46.5093	10.63	48.7478	-12.05	2.238	7.36
107	68	69	-125.6580	112.81	125.6580	-103.65	0.000	9.16
108	69	70	108.3479	16.08	-104.9171	-13.99	3.431	14.52
109	24	70	-6.2086	-2.97	6.2096	-6.80	0.001	0.18
110	70	71	16.6466	-12.38	-16.6083	11.68	0.038	0.15
111	24	72	1.4734	3.31	-1.4562	-7.98	0.017	0.07
112	71	72	10.5959	-0.94	-10.5438	-3.15	0.052	0.21
113	71	73	6.0124	-10.74	-6.0000	9.65	0.012	0.07
114	70	74	16.2016	12.89	-16.0055	-15.42	0.196	0.65
115	70	75	-0.1407	9.94	0.2010	-13.17	0.060	0.20
116	69	75	109.9722	20.49	-105.1215	-18.32	4.851	14.61
117	74	75	-51.9945	-6.19	52.3612	6.44	0.367	1.21
118	76	77	-61.1704	-21.03	63.2265	24.39	2.056	6.85
119	69	77	62.1049	6.81	-60.9482	-13.84	1.157	3.78
120	75	77	-34.6349	-9.54	35.4388	7.37	0.804	2.67
121	77	78	45.3729	6.62	-45.2945	-7.63	0.078	0.26
122	78	79	-25.7055	-18.37	25.7590	17.95	0.053	0.24
123	77	80	-96.6161	-37.40	98.3900	37.52	1.774	5.06
124	77	80	-44.3871	-20.54	45.0686	20.59	0.682	2.43
125	79	80	-64.7590	-29.58	65.5268	31.08	0.768	3.47
126	68	81	-44.3034	-4.61	44.3602	-75.55	0.057	0.65
127	81	80	-44.3602	75.55	44.3602	-73.05	0.000	2.50
128	77	82	-3.0869	17.34	3.2256	-25.08	0.139	0.40
129	82	83	-47.1089	24.51	47.4427	-27.11	0.334	1.09
130	83	84	-24.7339	14.73	25.2931	-16.04	0.559	1.18
131	83	85	-42.7088	12.07	43.6019	-12.37	0.893	3.07
132	84	85	-36.2931	9.04	36.7367	-9.29	0.444	0.94
133	85	86	17.1725	-7.35	-17.0531	5.09	0.119	0.42
134	86	87	-3.9469	-15.09	4.0000	11.02	0.053	0.39
135	85	88	-50.3344	7.58	50.8731	-7.52	0.539	2.75
136	85	89	-71.1766	0.66	72.4267	3.73	1.250	9.05
137	88	89	-98.8731	-2.48	100.2670	7.70	1.394	7.14
138	89	90	58.1738	-4.72	-56.4360	5.80	1.738	6.31
139	89	90	110.7425	-5.43	-107.8527	7.04	2.890	12.11
140	90	91	1.2887	4.46	-1.2803	-6.50	0.008	0.03
141	89	92	201.7883	-6.59	-197.7958	21.49	3.993	20.37
142	89	92	63.6016	-6.49	-62.0201	8.72	1.581	6.36
143	91	92	-8.7197	-8.35	8.7688	5.33	0.049	0.16
144	92	93	57.7150	-10.75	-56.8176	11.57	0.897	2.95
145	92	94	52.2561	-14.31	-50.8481	14.95	1.408	4.63
146	93	94	44.8176	-18.57	-44.2864	18.48	0.531	1.74
147	94	95	40.9769	9.34	-40.7379	-9.63	0.239	0.79
148	80	96	18.9281	20.85	-18.6280	-24.42	0.300	1.53
149	82	96	-10.1167	-6.87	10.1367	1.60	0.020	0.07
150	94	96	19.9148	-9.46	-19.7871	7.61	0.128	0.41
151	80	97	26.3835	25.54	-26.1432	-26.98	0.240	1.23
152	80	98	28.8637	8.33	-28.6589	-10.45	0.205	0.93
153	80	99	19.4791	8.18	-19.2678	-12.96	0.211	0.96
154	92	100	31.4525	-15.81	-30.6817	14.56	0.771	3.51
155	94	100	4.2427	-49.30	-3.8499	44.49	0.393	1.28
156	95	96	-1.2621	-21.37	1.3382	20.18	0.076	0.24
157	96	97	-11.0598	-19.97	11.1432	17.98	0.083	0.43
158	98	100	-5.3411	2.45	5.3612	-7.31	0.020	0.09
159	99	100	-22.7322	-4.57	22.8255	2.78	0.093	0.42
160	100	101	-16.7341	22.07	16.9604	-24.35	0.226	1.03
161	92	102	44.6234	-7.67	-44.3686	7.39	0.255	1.16
162	101	102	-38.9604	9.35	39.3686	-10.39	0.408	1.86
163	100	103	121.0843	-4.30	-118.8159	6.29	2.268	7.44
164	100	104	56.4215	10.62	-54.9548	-9.34	1.467	6.63
165	103	104	32.3103	7.93	-31.7783	-10.08	0.532	1.81
166	103	105	42.9493	6.55	-41.9244	-7.39	1.025	3.11
167	100	106	60.5733	9.17	-58.3374	-6.78	2.236	8.46
168	104	105	48.7331	0.07	-48.4827	-0.04	0.250	0.95
169	105	106	8.6815	4.55	-8.6661	-5.82	0.015	0.06
170	105	107	26.7335	-1.85	-26.3275	-1.09	0.406	1.40
171	105	108	23.9922	-10.61	-23.8046	9.39	0.188	0.51
172	106	107	24.0035	-3.40	-23.6725	0.22	0.331	1.14
173	108	109	21.8046	-10.39	-21.7399	9.86	0.065	0.18
174	103	110	60.5563	3.23	-59.1140	-1.03	1.442	6.69
175	109	110	13.7399	-12.86	-13.6416	11.23	0.098	0.27
176	110	111	-35.7029	0.96	36.0000	-1.84	0.297	1.02
177	110	112	69.4586	-30.61	-68.0000	28.51	1.459	3.78
178	17	113	2.0594	6.04	-2.0552	-6.79	0.004	0.01
179	32	113	4.1074	-17.53	-3.9447	13.11	0.163	0.54
180	32	114	9.3606	2.17	-9.3466	-3.61	0.014	0.06
181	27	115	20.7342	4.67	-20.6534	-6.13	0.081	0.36
182	114	115	1.3466	0.61	-1.3466	-0.87	0.000	0.00
183	68	116	184.1259	-66.36	-184.0000	51.32	0.126	1.50
184	12	117	20.1525	5.20	-20.0000	-8.00	0.153	0.65
185	75	118	40.1942	23.59	-39.8535	-23.56	0.341	1.13
186	76	118	-6.8296	-9.70	6.8535	8.56	0.024	0.08
Total:							132.481	782.28



**IEEE300**

Newton's method power flow converged in 4 iterations.  
 Gen 2 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 3 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 22 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 23 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 24 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 40 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 48 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 56 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 57 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 60 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 65 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Bus 8 is new slack bus

Newton's method power flow converged in 4 iterations.  
 Gen 1 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 4 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 5 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 13 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 17 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 51 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 55 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 58 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 61 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Bus 69 is new slack bus

Newton's method power flow converged in 4 iterations.  
 Gen 12 at upper Q limit, converting to PQ bus

Newton's method power flow converged in 4 iterations.

Converged in 0.23 seconds

=====  
 | System Summary |  
 =====

How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses 300	Total Gen Capacity	32678.4	-9240.1 to 14090.2
Generators 69	On-line Capacity	32678.4	-9240.1 to 14090.2
Committed Gens 69	Generation (actual)	23936.6	7998.3
Loads 201	Load	23525.8	7788.0
Fixed 201	Fixed	23525.8	7788.0
Dispatchable 0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts 29	Shunt (inj)	-1.2	-599.5
Branches 411	Losses (I <sup>2</sup> * Z)	409.57	5514.18
Transformers 107	Branch Charging (inj)	-	5903.3
Inter-ties 0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas 1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.921 p.u. @ bus 9033	1.073 p.u. @ bus 149
Voltage Angle	-38.16 deg @ bus 528	34.58 deg @ bus 7166
P Losses (I <sup>2</sup> *R)	-	22.38 MW @ line 191-192
Q Losses (I <sup>2</sup> *X)	-	358.09 MVar @ line 191-192

=====  
 | Bus Data |  
 =====

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.0282	5.4807	-	-	90.00	49.00
2	1.0351	7.2730	-	-	56.00	15.00
3	0.9966	6.1716	-	-	20.00	0.00
4	1.0300	4.2418	-	-	-	-
5	1.0189	4.2144	-	-	353.00	130.00
6	1.0309	6.5232	-	-	120.00	41.00
7	0.9930	5.7193	-	-	-	-
8	1.0149	1.9357	1.13	10.00	63.00	14.00
9	1.0032	2.3825	-	-	96.00	43.00
10	1.0202	0.8723	0.00	20.00	153.00	33.00
11	1.0055	1.9923	-	-	83.00	21.00
12	0.9971	4.7408	-	-	-	-
13	0.9974	-1.0296	-	-	58.00	10.00
14	0.9981	-5.2932	-	-	160.00	60.00
15	1.0327	-9.0807	-	-	126.70	23.00
16	1.0299	-3.1156	-	-	-	-
17	1.0636	-13.6280	-	-	561.00	220.00
19	0.9816	0.5885	-	-	-	-
20	1.0007	-2.9428	0.00	20.00	605.00	120.00

21	0.9749	1.1390	-	-	77.00	1.00
22	0.9960	-2.4564	-	-	81.00	23.00
23	1.0500	3.4544	-	-	21.00	7.00
24	1.0055	5.5378	-	-	-	-
25	1.0233	0.9556	-	-	45.00	12.00
26	0.9984	-2.2183	-	-	28.00	9.00
27	0.9748	-5.3804	-	-	69.00	13.00
33	1.0193	-12.5293	-	-	55.00	6.00
34	1.0383	-8.4031	-	-	-	-
35	0.9750	-26.2781	-	-	-	-
36	1.0001	-23.1075	-	-	-	-
37	1.0138	-11.7120	-	-	85.00	32.00
38	1.0148	-13.0671	-	-	155.00	18.00
39	1.0513	-6.2696	-	-	-	-
40	1.0164	-13.2933	-	-	46.00	-21.00
41	1.0233	-10.9357	-	-	86.00	0.00
42	1.0421	-7.9088	-	-	-	-
43	0.9968	-17.3289	-	-	39.00	9.00
44	1.0060	-18.0023	-	-	195.00	29.00
45	1.0193	-15.2427	-	-	-	-
46	1.0321	-12.2307	-	-	-	-
47	0.9758	-23.7549	-	-	58.00	11.80
48	0.9991	-16.6819	-	-	41.00	19.00
49	1.0289	-3.0620	-	-	92.00	26.00
51	1.0142	-8.5146	-	-	-5.00	5.00
52	0.9898	-12.3192	-	-	61.00	28.00
53	0.9920	-18.1492	-	-	69.00	3.00
54	1.0011	-16.7788	-	-	10.00	1.00
55	1.0096	-12.6933	-	-	22.00	10.00
57	1.0310	-8.4751	-	-	98.00	20.00
58	0.9906	-6.4901	-	-	14.00	1.00
59	0.9781	-5.7870	-	-	218.00	106.00
60	1.0228	-10.0517	-	-	-	-
61	0.9901	-3.9653	-	-	227.00	110.00
62	1.0150	-1.5828	-	-	-	-
63	0.9564	-18.1599	0.00	25.00	70.00	30.00
64	0.9462	-13.4883	-	-	-	-
69	0.9622	-27.0681	-	-	-	-
70	0.9503	-35.7385	-	-	56.00	20.00
71	0.9784	-30.4483	-	-	116.00	38.00
72	0.9689	-28.0412	-	-	57.00	19.00
73	0.9764	-26.3307	-	-	224.00	71.00
74	0.9950	-22.5275	-	-	-	-
76	0.9625	-27.1021	0.00	35.00	208.00	107.00
77	0.9832	-25.5085	-	-	74.00	28.00
78	0.9895	-24.6314	-	-	-	-
79	0.9813	-25.6077	-	-	48.00	14.00
80	0.9868	-25.4128	-	-	28.00	7.00
81	1.0330	-19.3326	-	-	-	-
84	1.0250	-17.7386	375.11	134.47	37.00	13.00
85	0.9870	-18.3455	-	-	-	-
86	0.9907	-14.8157	-	-	-	-
87	0.9917	-8.3321	-	-	-	-
88	1.0140	-21.4492	-	-	-	-
89	1.0298	-11.6876	-	-	44.20	0.00
90	1.0239	-11.7827	-	-	66.00	0.00
91	1.0520	-10.0101	155.00	45.96	17.40	0.00
92	1.0520	-6.8150	290.00	33.86	15.80	0.00
94	0.9927	-9.9952	-	-	60.30	0.00
97	1.0181	-13.8585	-	-	39.90	0.00
98	1.0000	-15.2382	68.00	-10.52	66.70	0.00
99	0.9893	-20.9645	-	-	83.50	0.00
100	1.0059	-15.0754	-	-	-	-
102	1.0006	-15.8642	-	-	77.80	0.00
103	1.0284	-12.6896	-	-	32.00	0.00
104	0.9957	-17.9799	-	-	8.60	0.00
105	1.0217	-13.5729	-	-	49.60	0.00
107	1.0079	-16.6574	-	-	4.60	0.00
108	0.9900	-20.9542	117.00	22.22	112.10	0.00
109	0.9746	-26.8889	-	-	30.70	0.00
110	0.9728	-25.5241	-	-	63.00	0.00
112	0.9740	-29.8716	-	-	19.60	0.00
113	0.9685	-26.0459	-	-	26.20	0.00
114	0.9764	-29.8069	-	-	18.20	0.00
115	0.9603	-14.0467	-	-	-	-
116	1.0249	-13.1651	-	-	-	-
117	0.9348	-5.1969	-	-	-	-
118	0.9298	-4.5993	-	-	14.10	650.00
119	1.0435	4.6897	1930.00	1050.84	-	-
120	0.9584	-9.2470	-	-	777.00	215.00
121	0.9871	-13.1129	-	-	535.00	55.00
122	0.9728	-14.8413	-	-	229.10	11.80
123	1.0006	-18.1118	-	-	78.00	1.40
124	1.0233	-13.9627	240.00	120.00	276.40	59.30

125	1.0103	-18.9050	0.00	200.00	514.80	82.70
126	0.9977	-13.3406	-	-	57.90	5.10
127	1.0000	-10.9992	-	-	380.80	37.00
128	1.0023	-5.2517	-	-	-	-
129	1.0027	-4.8729	-	-	-	-
130	1.0189	5.0893	-	-	-	-
131	0.9858	5.5864	-	-	-	-
132	1.0043	2.5739	-	-	-	-
133	1.0019	-5.9357	-	-	-	-
134	1.0220	-8.5198	-	-	-	-
135	1.0193	-7.2316	-	-	169.20	41.60
136	1.0476	1.0654	-	-	55.20	18.20
137	1.0471	-1.9296	-	-	273.60	99.80
138	1.0550	-6.8289	0.00	228.73	1019.20	135.20
139	1.0117	-4.0441	-	-	595.00	83.30
140	1.0430	-3.9113	-	-	387.70	114.70
141	1.0510	-0.4268	281.00	65.11	145.00	58.00
142	1.0155	-3.2462	-	-	56.50	24.50
143	1.0435	3.5548	696.00	124.99	89.50	35.50
144	1.0151	-1.1813	-	-	-	-
145	1.0081	-0.6346	-	-	24.00	14.00
146	1.0528	3.8442	84.00	35.00	-	-
147	1.0528	7.8867	217.00	-49.96	-	-
148	1.0577	-0.2004	-	-	63.00	25.00
149	1.0735	4.7512	103.00	49.97	-	-
150	0.9865	5.8682	-	-	-	-
151	1.0045	3.6611	-	-	-	-
152	1.0535	8.7662	372.00	-49.88	17.00	9.00
153	1.0435	9.9859	216.00	-23.81	-	-
154	0.9664	-2.2738	-	-	70.00	5.00
155	1.0177	6.2767	-	-	200.00	50.00
156	0.9630	4.6711	0.00	15.00	75.00	50.00
157	0.9844	-12.4031	-	-	123.50	-24.30
158	0.9987	-11.8787	-	-	-	-
159	0.9866	-10.2963	-	-	33.00	16.50
160	0.9998	-13.0284	-	-	-	-
161	1.0361	8.3693	-	-	35.00	15.00
162	0.9918	18.0265	-	-	85.00	24.00
163	1.0410	2.4314	-	-	0.00	0.40
164	0.9839	9.1868	-	-	-	-
165	1.0002	25.8346	-	-	-	-
166	0.9973	29.7464	-	-	-	-
167	0.9713	-7.3813	-	-	299.90	95.70
168	1.0023	-5.2748	-	-	-	-
169	0.9877	-7.1530	-	-	-	-
170	0.9287	-0.3840	205.00	90.00	481.80	205.00
171	0.9828	-10.4116	0.00	150.00	763.60	291.10
172	1.0245	-6.7001	-	-	26.50	0.00
173	0.9837	-13.2312	-	-	163.50	43.00
174	1.0622	-3.1674	-	-	-	-
175	0.9731	-7.6845	-	-	176.00	83.00
176	1.0522	4.1869	228.00	39.72	5.00	4.00
177	1.0077	0.1410	84.00	34.99	28.00	12.00
178	0.9398	-7.0418	-	-	427.40	173.60
179	0.9699	-9.8428	-	-	74.00	29.00
180	0.9793	-3.5699	-	-	69.50	49.30
181	1.0518	-1.8013	-	-	73.40	0.00
182	1.0446	-4.6645	-	-	240.70	89.00
183	0.9716	6.6472	-	-	40.00	4.00
184	1.0386	-7.3221	-	-	136.80	16.60
185	1.0522	-4.8078	200.00	33.35	-	-
186	1.0650	1.6963	1200.00	237.53	59.80	24.30
187	1.0650	0.9209	1200.00	278.60	59.80	24.30
188	1.0533	-1.1993	-	-	182.60	43.60
189	1.0026	-26.6100	-	-	7.00	2.00
190	1.0551	-21.0045	475.00	-64.65	-	-
191	1.0435	11.8644	1973.00	692.09	489.00	53.00
192	0.9375	-11.5650	-	-	800.00	72.00
193	0.9980	-28.0680	-	-	-	-
194	1.0484	-19.6260	-	-	-	-
195	1.0354	-21.1656	-	-	-	-
196	0.9738	-24.8234	-	-	10.00	3.00
197	0.9923	-23.6559	-	-	43.00	14.00
198	1.0150	-20.6896	424.00	94.31	64.00	21.00
199	0.9542	-26.0411	-	-	35.00	12.00
200	0.9561	-25.9615	-	-	27.00	12.00
201	0.9736	-29.8302	-	-	41.00	14.00
202	0.9906	-25.5617	-	-	38.00	13.00
203	1.0033	-22.5191	-	-	42.00	14.00
204	0.9664	-30.1472	-	-	72.00	24.00
205	0.9853	-29.1137	-	-	0.00	-5.00
206	1.0034	-29.0698	-	-	12.00	2.00
207	1.0182	-28.8904	-	-	-21.00	-14.20
208	0.9993	-27.5953	-	-	7.00	2.00

209	1.0047	-26.2111	-	-	38.00	13.00
210	0.9804	-24.1978	-	-	-	-
211	1.0016	-23.5632	-	-	96.00	7.00
212	1.0130	-22.7924	-	-	-	-
213	1.0100	-11.9687	272.00	44.14	-	-
214	0.9918	-17.8275	-	-	22.00	16.00
215	0.9866	-20.5403	-	-	47.00	26.00
216	0.9750	-22.8603	-	-	176.00	105.00
217	1.0214	-22.5742	-	-	100.00	75.00
218	1.0075	-23.0090	-	-	131.00	96.00
219	1.0553	-21.5342	-	-	-	-
220	1.0080	-22.1074	100.00	36.07	285.00	100.00
221	1.0000	-22.8727	450.00	160.40	171.00	70.00
222	1.0500	-23.5514	250.00	161.51	328.00	188.00
223	0.9965	-23.0831	-	-	428.00	232.00
224	1.0002	-21.9373	-	-	173.00	99.00
225	0.9453	-11.7289	-	-	410.00	40.00
226	1.0180	-21.9929	-	-	-	-
227	1.0000	-27.6039	303.00	263.06	538.00	369.00
228	1.0423	-21.3245	-	-	223.00	148.00
229	1.0495	-20.3290	-	-	96.00	46.00
230	1.0400	-14.2074	345.00	42.60	-	-
231	1.0535	-21.6077	-	-	159.00	107.00
232	1.0414	-23.5818	-	-	448.00	143.00
233	1.0000	-26.2836	300.00	132.62	404.00	212.00
234	1.0387	-21.2780	-	-	572.00	244.00
235	1.0095	-21.4106	-	-	269.00	157.00
236	1.0164	-15.7818	600.00	300.00	-	-
237	1.0558	-21.4848	-	-	-	-
238	1.0100	-21.3229	250.00	164.27	255.00	149.00
239	1.0000	-16.2441	550.00	68.38	-	-
240	1.0238	-20.5217	-	-	-	-
241	1.0500	-16.8908	575.43	-35.03	-	-
242	0.9930	-17.8162	170.00	51.99	-	-
243	1.0100	-19.5395	84.00	52.21	8.00	3.00
244	0.9922	-20.4781	-	-	-	-
245	0.9711	-21.1674	-	-	61.00	30.00
246	0.9652	-22.0064	-	-	77.00	33.00
247	0.9691	-21.9209	-	-	61.00	30.00
248	0.9770	-25.4015	-	-	29.00	14.00
249	0.9762	-25.8251	-	-	29.00	14.00
250	1.0205	-23.9706	-	-	-23.00	-17.00
281	1.0251	-20.4489	-	-	-33.10	-29.40
319	1.0151	0.9915	-	-	115.80	-24.00
320	1.0145	-2.7188	-	-	2.40	-12.60
322	1.0004	-18.2688	-	-	2.40	-3.90
323	0.9807	-14.3158	-	-	-14.90	26.50
324	0.9749	-24.1126	-	-	24.70	-1.20
526	0.9407	-34.9227	-	-	145.30	-34.90
528	0.9714	-38.1625	-	-	28.10	-20.50
531	0.9597	-29.6670	-	-	14.00	2.50
552	1.0003	-23.9260	-	-	-11.10	-1.40
562	0.9761	-28.5464	-	-	50.50	17.40
609	0.9577	-29.3618	-	-	29.60	0.60
664	1.0304	-17.4112	-	-	-113.70	76.70
1190	1.0129	3.4272	-	-	100.31	29.17
1200	1.0244	-8.0009	-	-	-100.00	34.17
1201	1.0122	-15.6541	-	-	-	-
2040	0.9693	-25.2960	-	-	-	-
7001	1.0507	10.3235	467.00	140.73	-	-
7002	1.0507	12.0201	623.00	95.18	-	-
7003	1.0318	13.2959	1210.00	420.00	-	-
7011	1.0145	4.5206	234.00	52.72	-	-
7012	1.0507	11.1016	372.00	201.29	-	-
7017	1.0498	-10.9886	330.00	350.00	-	-
7023	1.0507	5.6647	185.00	6.63	-	-
7024	1.0290	12.1136	410.00	107.10	-	-
7039	1.0500	1.6675	500.00	161.54	-	-
7044	1.0127	-14.4364	37.00	42.00	-	-
7049	1.0287	0.0000	455.95	10.00	-	-
7055	0.9916	-7.9308	45.00	25.00	-	-
7057	1.0189	-3.8990	165.00	90.00	-	-
7061	1.0145	1.4735	400.00	123.20	-	-
7062	1.0007	5.3234	400.00	150.00	-	-
7071	0.9884	-25.9105	116.00	87.00	-	-
7130	1.0507	18.5588	1292.00	325.86	-	-
7139	1.0507	2.2696	700.00	283.96	-	-
7166	1.0145	34.5751	553.00	136.94	-	-
9001	1.0055	-11.7327	-	-	-	-
9002	0.9877	-19.4416	0.00	2.00	4.20	0.00
9003	0.9757	-20.2837	-	-	2.71	0.94
9004	0.9692	-20.4228	-	-	0.86	0.28
9005	1.0057	-11.8102	-	-	-	-
9006	0.9956	-17.9913	-	-	-	-

9007	0.9839	-19.2697	-	-	-	-	-	-	-	
9012	0.9955	-17.8293	-	-	-	-	-	-	-	
9021	0.9819	-19.6652	-	-	4.75	1.56	-	-	-	
9022	0.9578	-22.2728	-	-	1.53	0.53	-	-	-	
9023	0.9677	-19.9783	-	-	-	-	-	-	-	
9024	0.9635	-22.0422	-	-	1.35	0.47	-	-	-	
9025	0.9577	-21.0543	-	-	0.45	0.16	-	-	-	
9026	0.9586	-20.9637	-	-	0.45	0.16	-	-	-	
9031	0.9236	-25.7115	-	-	1.84	0.64	-	-	-	
9032	0.9361	-24.5028	-	-	1.39	0.48	-	-	-	
9033	0.9206	-26.0323	-	-	1.89	0.65	-	-	-	
9034	0.9894	-21.7167	-	-	1.55	0.54	-	-	-	
9035	0.9425	-23.8368	-	-	1.66	0.58	-	-	-	
9036	0.9519	-23.3170	-	-	3.03	1.00	-	-	-	
9037	0.9492	-23.2346	-	-	1.86	0.64	-	-	-	
9038	0.9311	-25.0960	-	-	2.58	0.89	-	-	-	
9041	0.9558	-21.9475	-	-	1.01	0.35	-	-	-	
9042	0.9424	-23.1305	-	-	0.81	0.28	-	-	-	
9043	0.9569	-22.0526	-	-	1.60	0.52	-	-	-	
9044	0.9714	-20.3822	-	-	-	-	-	-	-	
9051	1.0000	-19.9468	0.00	13.76	35.81	0.00	-	-	-	
9052	0.9714	-17.8148	-	-	30.00	23.00	-	-	-	
9053	1.0000	-18.2233	0.00	12.70	26.48	0.00	-	-	-	
9054	1.0000	-7.2874	50.00	25.80	-	-	-	-	-	
9055	1.0000	-8.0027	8.00	4.79	-	-	-	-	-	
9071	0.9678	-21.0815	-	-	1.02	0.35	-	-	-	
9072	0.9729	-20.5194	-	-	1.02	0.35	-	-	-	
9121	0.9730	-19.8816	-	-	3.80	1.25	-	-	-	
9533	1.0405	-18.7371	-	-	1.19	0.41	-	-	-	
-----										
Total:			23936.62	7998.32	23525.85	7787.97				
=====										
Branch Data										
=====										
Brnch	From	To	From Bus	Injection	To Bus	Injection	Loss (I <sup>2</sup> * Z)			
#	Bus	Bus	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
-----										
1	37	9001	79.6463	2.03	-79.6426	-2.00	0.004	0.03		
2	9001	9005	36.2190	-13.36	-36.2072	13.41	0.012	0.05		
3	9001	9006	26.4304	10.52	-26.2480	-7.25	0.182	3.27		
4	9001	9012	16.9931	4.84	-16.8858	-2.91	0.107	1.92		
5	9005	9051	36.0422	-8.24	-35.8100	13.76	0.232	5.52		
6	9005	9052	30.2390	28.68	-30.0000	-23.00	0.239	5.68		
7	9005	9053	27.9260	-8.76	-27.7783	12.27	0.148	3.51		
8	9005	9054	-50.0000	-20.99	50.0000	25.80	0.000	4.81		
9	9005	9055	-8.0000	-4.10	8.0000	4.79	0.000	0.70		
10	9006	9007	9.4667	2.69	-9.4123	-2.45	0.054	0.24		
11	9006	9003	8.3907	2.28	-8.3059	-1.90	0.085	0.38		
12	9006	9003	8.3907	2.28	-8.3059	-1.90	0.085	0.38		
13	9012	9002	6.5230	0.75	-6.4898	-0.56	0.033	0.19		
14	9012	9002	6.5230	0.75	-6.4898	-0.56	0.033	0.19		
15	9002	9021	7.3525	2.57	-7.3191	-2.53	0.033	0.04		
16	9021	9023	0.9519	0.35	-0.9401	-0.34	0.012	0.01		
17	9021	9022	1.6172	0.62	-1.6034	-0.53	0.014	0.09		
18	9002	9024	1.4271	0.55	-1.4150	-0.47	0.012	0.08		
19	9023	9025	0.4701	0.17	-0.4683	-0.16	0.002	0.01		
20	9023	9026	0.4700	0.17	-0.4684	-0.16	0.002	0.01		
21	9007	9071	1.0728	0.39	-1.0668	-0.35	0.006	0.04		
22	9007	9072	1.0714	0.38	-1.0673	-0.35	0.004	0.03		
23	9007	9003	7.2681	1.68	-7.2361	-1.54	0.032	0.14		
24	9003	9031	1.9608	0.87	-1.9253	-0.64	0.036	0.23		
25	9003	9032	1.4719	0.61	-1.4513	-0.48	0.021	0.13		
26	9003	9033	2.0134	0.90	-1.9748	-0.65	0.039	0.25		
27	9003	9044	4.4063	1.59	-4.3893	-1.57	0.017	0.01		
28	9044	9004	4.3893	1.57	-4.3805	-1.56	0.009	0.01		
29	9004	9041	1.0606	0.38	-1.0557	-0.35	0.005	0.03		
30	9004	9042	0.8550	0.33	-0.8455	-0.28	0.009	0.05		
31	9004	9043	1.6048	0.57	-1.6000	-0.52	0.005	0.05		
32	9003	9034	1.6336	-1.09	-1.6283	1.14	0.005	0.06		
33	9003	9035	1.7606	0.71	-1.7400	-0.58	0.021	0.13		
34	9003	9036	3.0473	1.19	-3.0300	-1.00	0.017	0.19		
35	9003	9037	1.9681	0.76	-1.9501	-0.64	0.018	0.12		
36	9003	9038	2.7425	1.17	-2.7014	-0.89	0.041	0.28		
37	9012	9121	3.8398	1.42	-3.8000	-1.25	0.040	0.17		
38	9053	9533	1.2983	0.42	-1.2983	-0.41	0.000	0.01		
39	1	5	402.0899	97.28	-400.4711	-87.57	1.619	9.71		
40	2	6	158.6468	31.48	-158.4027	-29.28	0.244	2.20		
41	2	8	364.8684	10.47	-357.4031	17.45	7.465	33.59		
42	3	7	260.4025	120.89	-260.4025	-118.40	0.000	2.49		
43	3	19	139.3531	5.36	-137.7768	-5.36	1.576	13.60		
44	3	150	93.0184	130.60	-92.7596	-128.79	0.259	1.81		
45	4	16	712.0231	-87.74	-702.4517	59.12	9.571	90.93		
46	5	9	119.3381	31.31	-118.4549	-28.88	0.883	4.27		

47	7	12	180.8123	-66.84	-180.4399	63.26	0.372	3.35
48	7	131	46.1259	95.20	-46.0110	-95.77	0.115	0.80
49	8	11	1.7197	13.91	-1.6886	-17.14	0.031	0.14
50	8	14	293.8163	-35.36	-282.7971	62.76	11.019	35.60
51	9	11	22.4549	-14.12	-22.4140	12.99	0.041	0.18
52	11	13	153.5649	-9.12	-151.6936	15.27	1.871	7.95
53	12	21	420.9776	98.27	-417.1941	-81.37	3.783	28.38
54	13	20	93.6936	-25.27	-93.1280	26.88	0.566	3.20
55	14	15	122.7971	-122.76	-118.7234	124.97	4.074	12.22
56	15	37	20.1736	-3.43	-19.9200	-8.27	0.254	0.97
57	15	89	17.3987	-7.14	-17.0919	4.19	0.307	0.77
58	15	90	13.5353	-3.30	-13.3699	-1.15	0.165	0.63
59	16	42	400.6548	-144.64	-397.5166	41.78	3.138	34.52
60	19	21	-46.4182	40.22	46.4995	-42.94	0.081	0.73
61	19	87	184.1950	-34.86	-179.5147	48.96	4.680	28.80
62	20	22	-15.1489	20.89	15.2604	-22.16	0.112	0.23
63	20	27	24.3018	0.47	-23.8749	-8.89	0.427	1.15
64	21	24	-227.3302	-65.97	229.6220	57.99	2.292	19.48
65	22	23	-96.2604	-0.84	101.1188	5.98	4.858	10.37
66	23	25	126.4833	12.08	-123.6970	-8.30	2.786	5.72
67	24	319	116.7759	-28.20	-115.8000	24.00	0.976	9.48
68	25	26	78.6970	-3.70	-76.5664	4.43	2.131	4.20
69	26	27	46.0898	0.36	-45.1251	-4.11	0.965	2.57
70	26	320	2.4765	-13.79	-2.4000	12.60	0.077	0.23
71	33	34	-120.8756	-26.49	120.8756	35.77	0.000	9.29
72	33	38	85.1759	19.83	-84.9912	-20.29	0.185	0.89
73	33	40	47.7697	-0.36	-47.6379	-1.08	0.132	0.64
74	33	41	-67.0700	1.01	67.3735	-1.86	0.303	1.86
75	34	42	-120.8756	-35.77	121.0215	32.39	0.146	1.17
76	35	72	48.6201	0.54	-48.3216	0.20	0.299	1.49
77	35	76	113.1242	38.95	-112.2202	-37.03	0.904	2.11
78	35	77	-48.1338	-10.98	48.3899	11.43	0.256	0.74
79	36	88	-113.6105	-35.29	114.1706	34.71	0.560	3.78
80	37	38	50.0629	-10.42	-49.8600	10.79	0.203	1.19
81	37	40	38.6954	-17.03	-38.3154	17.42	0.380	1.11
82	37	41	-43.0335	-15.39	43.2338	14.03	0.200	0.72
83	37	49	-186.3766	32.40	192.3228	-9.08	5.946	28.33
84	37	89	-2.3499	-7.11	2.3844	3.75	0.035	0.09
85	37	90	-1.7246	-8.21	1.7509	6.62	0.026	0.07
86	38	41	-104.1113	0.21	104.9534	1.61	0.842	3.89
87	38	43	83.9625	-8.70	-81.7582	10.65	2.204	5.99
88	39	42	500.0000	87.87	-498.5768	-116.95	1.423	15.18
89	40	48	39.9532	4.66	-39.5430	-4.46	0.410	2.43
90	41	42	-194.1725	-61.35	194.1725	72.83	0.000	11.48
91	41	49	-67.0176	23.93	70.1928	-16.70	3.175	9.33
92	41	51	-40.3706	23.64	41.0460	-25.43	0.675	1.94
93	42	46	580.8994	-30.06	-574.6816	-13.11	6.218	43.52
94	43	44	10.4309	-18.18	-10.3317	14.95	0.099	0.27
95	43	48	-4.0680	-0.97	4.0842	-2.17	0.016	0.04
96	43	53	36.3953	-0.50	-36.2220	-0.57	0.173	0.52
97	44	47	118.4154	1.99	-114.6704	5.83	3.745	11.65
98	44	54	-21.1921	11.35	21.3648	-14.56	0.173	0.52
99	45	60	-223.2787	23.57	226.7442	-35.80	3.465	20.30
100	45	74	241.6094	-0.67	-236.5156	-10.46	5.094	30.56
101	46	81	311.4594	-56.55	-306.8873	21.40	4.572	38.41
102	47	73	26.2499	-12.63	-25.8278	6.85	0.422	1.18
103	47	113	30.4205	-5.00	-29.9939	4.95	0.427	1.17
104	48	107	-5.5411	-12.37	5.5850	11.77	0.044	0.11
105	49	51	101.4309	-14.59	-98.3740	19.37	3.057	9.27
106	51	52	62.3280	1.06	-60.9260	-1.85	1.402	4.13
107	52	55	-0.0740	-26.15	0.2378	23.03	0.164	0.49
108	53	54	-32.7780	-2.43	33.0511	-0.24	0.273	0.80
109	54	55	-64.4159	13.81	65.9562	-14.02	1.540	4.53
110	55	57	-43.1940	1.30	44.4030	-6.69	1.209	3.14
111	57	58	-10.4147	56.88	11.9574	-57.87	1.543	2.68
112	57	63	33.0116	3.40	-31.3046	-4.65	1.707	5.77
113	58	59	-25.9574	56.87	26.3184	-56.32	0.361	1.04
114	59	61	-244.3184	-49.68	245.6166	56.67	1.298	8.44
115	60	62	-226.7442	35.80	231.4890	-51.88	4.745	34.27
116	62	64	197.2375	45.63	-190.7068	-22.32	6.531	42.86
117	62	144	-101.3430	11.99	101.4443	-12.62	0.101	0.71
118	63	526	152.0114	6.32	-145.3000	34.90	6.711	43.56
119	69	211	-27.4825	-10.79	27.9481	10.21	0.466	2.12
120	69	79	-17.2443	-6.96	17.4273	5.36	0.183	0.56
121	70	71	-84.3683	1.43	86.8970	0.71	2.529	7.90
122	70	528	28.3683	-21.43	-28.1000	20.50	0.268	1.66
123	71	72	-26.2751	11.72	26.6192	-16.92	0.344	1.25
124	71	73	-60.6219	22.99	62.1535	-23.02	1.532	4.46
125	72	77	-49.3538	-5.20	49.8251	6.43	0.471	2.28
126	72	531	14.0562	2.92	-14.0000	-2.50	0.056	0.42
127	73	76	27.3501	12.55	-27.1423	-14.81	0.208	0.56
128	73	79	-23.5537	-1.73	23.6586	0.31	0.105	0.30
129	74	88	-78.8720	-60.12	79.2576	57.67	0.386	2.60
130	74	562	51.2656	-14.03	-50.5000	-17.40	0.766	5.39

131	76	77	-68.6375	-20.17	69.5202	22.16	0.883	2.37
132	77	78	-257.9047	-58.46	258.6277	62.11	0.723	4.34
133	77	80	-3.1944	-6.23	3.1987	2.56	0.004	0.02
134	77	552	-10.9831	-3.90	11.1000	1.40	0.117	0.35
135	77	609	30.3471	0.56	-29.6000	-0.60	0.747	2.03
136	78	79	79.4803	15.13	-79.0781	-14.72	0.402	1.47
137	78	84	-338.1080	-77.24	338.1080	121.47	0.000	44.23
138	79	211	-10.0078	-4.94	10.1171	0.34	0.109	0.41
139	80	211	-31.1987	-9.56	31.4289	4.95	0.230	1.12
140	81	194	11.5663	-77.68	-11.4819	21.08	0.084	0.80
141	81	195	101.8928	-45.03	-101.5430	-8.35	0.350	3.30
142	85	86	-92.9527	2.63	93.6688	-9.42	0.716	5.73
143	86	87	-116.6056	11.74	118.3207	-16.43	1.715	13.29
144	86	323	-14.8557	17.92	14.9000	-26.50	0.044	0.35
145	89	91	-29.4925	-7.94	29.9010	7.46	0.408	1.03
146	90	92	-54.3809	-5.47	55.2890	7.82	0.908	4.94
147	91	94	8.3298	19.63	-7.8554	-21.67	0.474	1.20
148	91	97	99.3692	18.88	-97.3184	-15.88	2.051	7.18
149	92	103	78.3291	9.89	-77.2556	-3.59	1.073	8.14
150	92	105	140.5819	16.14	-137.5027	-0.77	3.079	16.66
151	94	97	8.7494	-13.18	-8.1886	9.69	0.561	0.86
152	97	100	43.4593	5.47	-43.0513	-5.21	0.408	0.98
153	97	102	40.1783	2.82	-39.5822	-2.60	0.596	1.44
154	97	103	-18.0307	-2.11	18.1821	0.92	0.151	0.38
155	98	100	-6.9529	-6.98	6.9751	6.34	0.022	0.06
156	98	102	8.2529	-3.54	-8.2271	2.13	0.026	0.09
157	99	107	-52.0050	8.00	53.5119	-5.86	1.507	3.84
158	99	108	-10.4742	-12.24	10.4795	12.06	0.005	0.01
159	99	109	28.3612	-0.19	-27.9896	-1.13	0.372	2.92
160	99	110	43.5708	-2.46	-42.6000	3.72	0.971	3.38
161	100	102	36.0762	-1.13	-35.8702	1.22	0.206	0.49
162	102	104	43.6722	-21.89	-42.6720	20.68	1.000	1.49
163	103	105	27.0735	2.67	-26.9401	-3.08	0.133	0.44
164	104	108	31.6599	-15.32	-30.7591	12.53	0.901	1.54
165	104	322	2.4120	-5.36	-2.4000	3.90	0.012	0.03
166	105	107	64.1795	8.31	-63.6969	-5.91	0.483	3.54
167	105	110	50.6633	-4.46	-46.7966	9.64	3.867	9.85
168	108	324	25.1796	-2.36	-24.7000	1.20	0.480	1.35
169	109	110	-10.3570	4.04	10.4547	-5.77	0.098	0.26
170	109	113	-3.7656	2.10	3.7939	-4.95	0.028	0.08
171	109	114	11.4122	-5.00	-11.2503	2.16	0.162	0.58
172	110	112	15.9419	-7.59	-15.5195	4.06	0.422	1.20
173	112	114	-4.0805	-4.06	4.0860	3.50	0.006	0.01
174	115	122	52.5391	-69.59	-52.2432	70.86	0.296	1.64
175	116	120	-62.6809	68.22	62.8444	-59.74	0.164	8.58
176	117	118	-487.6721	287.33	488.0393	-282.20	0.367	6.61
177	118	119	-577.9219	-343.06	577.9219	484.64	0.000	141.58
178	118	1201	29.2830	-9.60	-29.2830	16.37	0.000	6.77
179	1201	120	29.2830	-16.37	-29.2830	12.30	0.000	-4.06
180	118	121	46.4997	-15.15	-46.4388	23.21	0.061	8.06
181	119	120	710.5615	348.70	-710.5615	-153.66	0.000	195.04
182	119	121	541.1003	185.88	-541.1003	-10.92	0.000	174.96
183	122	123	17.8274	-18.38	-17.3090	17.06	0.518	1.50
184	122	125	15.4734	-15.89	-15.0478	12.20	0.426	1.62
185	123	124	-67.5255	-1.91	69.1707	-5.16	1.645	4.92
186	123	125	6.8345	-16.55	-6.7730	1.67	0.062	0.18
187	125	126	-492.9793	103.43	494.4708	-54.45	1.492	48.97
188	126	127	-99.0744	-1.66	99.6630	-19.24	0.589	4.04
189	126	129	-131.2162	9.81	133.2471	-8.79	2.031	19.53
190	126	132	-158.3712	21.48	163.6390	-8.73	5.268	44.91
191	126	157	-29.1700	13.27	29.2570	-44.82	0.087	0.87
192	126	158	-46.4603	-11.17	46.6296	-21.02	0.169	1.18
193	126	169	-88.0787	17.62	89.4778	-24.67	1.399	9.81
194	127	128	-171.6723	17.66	173.4406	-9.89	1.768	17.29
195	127	134	-137.7904	-52.89	138.8091	38.61	1.019	6.99
196	127	168	-171.0003	17.48	172.7545	-9.84	1.754	17.16
197	128	130	-234.7564	17.31	239.0788	12.66	4.322	42.84
198	128	133	61.3158	-7.42	-61.2175	5.13	0.098	0.73
199	129	130	-232.7545	16.31	236.8877	12.13	4.133	40.90
200	129	133	99.5074	-7.52	-99.2998	6.34	0.208	1.84
201	130	132	280.5889	67.96	-279.3014	-57.42	1.287	13.20
202	130	151	162.1904	72.32	-161.6707	-69.94	0.520	5.04
203	130	167	275.7719	56.46	-269.6819	-7.91	6.090	61.13
204	130	168	236.2529	12.79	-232.0311	16.88	4.222	42.43
205	133	137	-665.3902	-282.73	674.1067	312.37	8.717	59.99
206	133	168	-59.1849	4.70	59.2766	-7.04	0.092	0.68
207	133	169	120.2438	62.39	-119.8559	-61.92	0.388	3.44
208	133	171	764.8486	204.15	-763.6000	-141.10	1.249	63.05
209	134	135	-76.7491	12.28	77.0109	-29.25	0.262	1.78
210	134	184	-62.0600	-50.89	62.2561	25.42	0.196	1.92
211	135	136	-246.2109	-12.35	251.5256	7.61	5.315	36.38
212	136	137	63.4592	-36.27	-62.9955	-19.66	0.464	3.30
213	136	152	-370.1848	10.46	377.3786	-65.53	7.194	50.10
214	137	140	331.2399	-15.86	-329.7388	-3.74	1.501	11.41





299	217	219	-115.9346	-192.16	116.1740	198.48	0.239	8.48
300	217	220	-18.7666	-7.26	18.8096	-77.78	0.043	0.63
301	219	237	-56.4909	-308.39	56.5005	-270.93	0.010	0.06
302	220	218	32.9300	-23.01	-32.8904	-20.14	0.040	0.52
303	220	221	46.5274	0.51	-46.4994	-50.39	0.028	0.83
304	220	238	-283.2669	36.35	284.5813	-73.50	1.314	3.78
305	221	223	325.4994	140.79	-325.0724	-238.59	0.427	1.85
306	222	237	-78.0000	-26.49	78.0781	-7.23	0.078	2.87
307	224	225	-238.9146	122.61	246.7687	-117.80	7.854	50.27
308	224	226	-37.1427	-253.41	38.0095	169.52	0.867	3.70
309	225	191	-647.3101	-6.44	651.9999	292.52	4.690	286.08
310	226	231	-38.0095	-169.52	38.1551	175.70	0.146	6.17
311	227	231	-235.0000	-105.94	235.5811	116.80	0.581	30.47
312	228	229	-226.1120	-104.56	227.0276	-31.28	0.916	4.19
313	228	231	5.5555	-12.84	-5.5508	13.00	0.005	0.17
314	228	234	-2.4435	-30.60	2.4457	-57.04	0.002	0.05
315	229	190	20.8552	-9.22	-20.8552	9.51	0.000	0.30
316	231	232	552.8988	101.99	-552.2910	-230.68	0.608	20.97
317	231	237	-452.1409	-525.28	452.4216	129.88	0.281	1.68
318	232	233	104.2910	87.68	-104.0000	-79.38	0.291	8.30
319	234	235	10.2741	109.03	-10.2486	-120.84	0.025	3.30
320	234	237	13.1024	-65.69	-13.0774	66.82	0.025	1.13
321	235	238	-258.7514	-36.16	258.8829	-45.01	0.131	0.39
322	241	237	575.4300	-35.03	-573.9228	81.45	1.507	46.42
323	240	281	-33.0943	-30.26	33.1000	29.40	0.006	0.08
324	242	245	68.2535	20.87	-67.8299	-16.48	0.424	4.40
325	242	247	98.5235	21.00	-97.3708	-13.55	1.153	7.44
326	243	244	57.1967	30.63	-56.6727	-29.16	0.524	1.46
327	243	245	18.8033	18.58	-18.5800	-17.34	0.223	1.24
328	244	246	56.6727	29.16	-55.8680	-26.89	0.805	2.27
329	245	246	19.5718	3.83	-19.5056	-3.52	0.066	0.31
330	245	247	5.8380	-0.01	-5.8250	0.09	0.013	0.08
331	246	247	-1.6264	-2.59	1.6291	2.60	0.003	0.01
332	247	248	40.5668	-19.14	-39.6499	21.74	0.917	2.60
333	248	249	6.5002	-1.49	-6.4838	1.54	0.016	0.05
334	249	250	-22.5162	-15.54	23.0000	17.00	0.484	1.46
335	3	1	25.0899	49.06	-25.0899	-47.63	0.000	1.43
336	3	2	-39.8870	15.17	39.8870	-14.30	0.000	0.87
337	3	4	712.0231	-63.49	-712.0231	87.74	0.000	24.25
338	7	5	71.8670	77.73	-71.8670	-73.75	0.000	3.98
339	7	6	-38.4027	12.31	38.4027	-11.72	0.000	0.59
340	10	11	-21.5377	-32.80	21.5377	34.24	0.000	1.44
341	12	10	131.4623	-10.80	-131.4623	19.80	0.000	9.00
342	15	17	241.8379	-81.81	-231.0000	99.18	10.838	17.37
343	16	15	301.7970	85.52	-300.9222	-52.29	0.875	33.24
344	21	20	521.0249	189.27	-521.0249	-148.25	0.000	41.02
345	24	23	63.6022	28.29	-63.6022	-25.57	0.000	2.73
346	36	35	113.6105	35.29	-113.6105	-28.51	0.000	6.78
347	45	44	244.8916	32.15	-244.8916	-20.22	0.000	11.93
348	45	46	-263.2222	-55.04	263.2222	69.66	0.000	14.62
349	62	61	72.6166	91.40	-72.6166	-83.98	0.000	7.42
350	63	64	-190.7068	-6.67	190.7068	22.32	0.000	15.65
351	73	74	-264.1220	-65.65	264.1220	84.61	0.000	18.96
352	81	88	193.4282	101.32	-193.4282	-92.38	0.000	8.94
353	85	99	92.9527	-2.63	-92.9527	6.89	0.000	4.26
354	86	102	37.7926	-20.24	-37.7926	21.14	0.000	0.90
355	87	94	61.1940	-32.53	-61.1940	34.85	0.000	2.31
356	114	207	-11.0357	-5.66	11.0357	5.89	0.000	0.22
357	116	124	62.6809	-68.22	-62.2474	69.67	0.433	1.45
358	121	115	52.5391	-67.29	-52.5391	69.59	0.000	2.31
359	122	157	-210.1575	-48.38	210.4033	57.97	0.246	9.58
360	130	131	-46.0110	-93.68	46.0110	95.77	0.000	2.09
361	130	150	-92.7596	-125.17	92.7596	128.79	0.000	3.62
362	132	170	115.6624	66.15	-115.4683	-58.35	0.194	7.80
363	141	174	91.8512	26.65	-91.6622	-21.90	0.189	4.75
364	142	175	157.6459	89.36	-156.8999	-65.27	0.746	15.48
365	143	144	101.4443	-4.17	-101.4443	12.62	0.000	8.45
366	143	148	207.1073	97.16	-206.5357	-80.85	0.572	16.31
367	145	180	282.1380	158.75	-281.6224	-139.98	0.516	18.77
368	151	170	161.6707	69.94	-161.3317	-56.65	0.339	13.29
369	153	183	86.1268	0.19	-85.9151	4.83	0.212	5.01
370	155	156	102.8427	21.95	-102.7485	-18.93	0.094	3.01
371	159	117	-487.6721	46.87	487.6721	-3.32	0.000	43.55
372	160	124	43.3450	4.53	-43.3233	-3.82	0.022	0.72
373	163	137	221.6940	46.06	-221.1066	-22.36	0.587	17.35
374	164	155	232.0719	49.68	-231.5947	-33.98	0.477	12.25
375	182	139	-86.0565	-125.39	86.1266	128.45	0.070	3.06
376	189	210	-15.9394	-2.35	15.9394	3.04	0.000	0.69
377	193	196	-22.5350	-1.36	22.5350	2.65	0.000	1.29
378	195	212	84.9703	108.98	-84.8321	-102.65	0.138	6.33
379	200	248	-4.1497	-9.04	4.1497	9.28	0.000	0.24
380	201	69	-44.7268	-15.30	44.7268	17.75	0.000	2.45
381	202	211	-26.7648	-15.44	26.7648	16.71	0.000	1.27
382	204	2040	-38.6239	-16.21	39.0421	21.54	0.418	4.26

383	209	198	-46.4291	-10.40	47.0478	15.42	0.619	5.02	
384	211	212	-127.0239	-61.61	127.6200	64.04	0.596	2.42	
385	218	219	-80.9809	-45.06	81.0610	48.99	0.080	2.83	
386	223	224	-102.9276	6.59	103.0572	31.80	0.130	2.11	
387	229	230	-343.8828	-5.51	345.0000	42.60	1.117	37.09	
388	234	236	-597.8221	-230.31	600.0000	300.00	2.178	69.69	
389	238	239	-548.4641	-19.24	550.0000	68.38	1.536	49.15	
390	196	2040	39.0447	21.97	-39.0425	-21.54	0.002	0.42	
391	119	1190	100.4164	31.62	-100.3100	-29.17	0.106	2.45	
392	120	1200	-100.0000	36.62	100.0000	-34.17	0.000	2.45	
393	7002	2	623.0000	95.18	-619.4022	-42.65	3.598	52.53	
394	7003	3	1210.0000	420.00	-1210.0000	-257.59	0.000	162.41	
395	7061	61	400.0000	123.20	-400.0000	-82.69	0.000	40.51	
396	7062	62	400.0000	150.00	-400.0000	-97.14	0.000	52.86	
397	7166	166	553.0000	136.94	-553.0000	-88.38	0.000	48.56	
398	7024	24	410.0000	107.10	-410.0000	-58.08	0.000	49.01	
399	7001	1	467.0000	140.73	-467.0000	-98.64	0.000	42.09	
400	7130	130	1292.0000	325.86	-1292.0000	-15.47	0.000	310.39	
401	7011	11	234.0000	52.72	-234.0000	-41.97	0.000	10.75	
402	7023	23	185.0000	6.63	-185.0000	0.51	0.000	7.14	
403	7049	49	455.9464	10.00	-455.9464	14.37	0.000	24.37	
404	7139	139	700.0000	283.96	-700.0000	-197.64	0.000	86.32	
405	7012	12	372.0000	201.29	-372.0000	-150.73	0.000	50.56	
406	7017	17	330.0000	350.00	-330.0000	-319.18	0.000	30.82	
407	7039	39	500.0000	161.54	-500.0000	-87.87	0.000	73.67	
408	7057	57	165.0000	90.00	-165.0000	-73.58	0.000	16.42	
409	7044	44	37.0000	42.00	-37.0000	-37.07	0.000	4.93	
410	7055	55	45.0000	25.00	-45.0000	-20.31	0.000	4.69	
411	7071	71	116.0000	87.00	-116.0000	-73.42	0.000	13.58	
								Total:	409.574 5514.18

### SING45

Newton's method power flow converged in 4 iterations.  
 Converged in 0.03 seconds

#### System Summary

How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	35	Total Gen Capacity	2545.0 -2500.0 to 2500.0
Generators	12	On-line Capacity	2545.0 -2500.0 to 2500.0
Committed Gens	12	Generation (actual)	1147.3 661.4
Loads	25	Load	1088.3 465.3
Fixed	25	Fixed	1088.3 465.3
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0 0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	0.0 0.0
Branches	42	Losses (I <sup>2</sup> * Z)	59.02 337.98
Transformers	0	Branch Charging (inj)	- 141.9
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0 0.0
Areas	1		
		Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.823 p.u. @ bus 20	1.000 p.u. @ bus 37	
Voltage Angle	-28.16 deg @ bus 15	0.00 deg @ bus 32	
P Losses (I <sup>2</sup> *R)	-	10.43 MW @ line 32-31	
Q Losses (I <sup>2</sup> *X)	-	45.42 MVar @ line 19-20	

#### Bus Data

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.0000	-19.8500	10.00	-3.60	0.80	0.30
2	0.9904	-24.9277	-	-	2.00	0.90
3	1.0000	-25.3692	0.00	9.78	-	-
5	0.9813	-25.7037	-	-	1.50	0.70
6	0.9327	-20.8313	-	-	-	-
7	0.9137	-26.5651	-	-	-	-
8	0.9148	-26.0448	-	-	62.40	30.20
9	0.9093	-27.1290	-	-	3.70	1.80
10	0.9492	-25.6112	-	-	4.90	2.40
11	1.0000	-26.0231	10.00	19.96	1.20	0.60
13	0.9501	-18.7377	-	-	6.90	3.30
14	1.0000	-15.2208	144.00	94.69	1.70	0.80
15	0.8672	-28.1640	-	-	144.30	39.90
16	0.9590	-11.3204	-	-	4.10	1.90
19	0.9073	-14.6709	-	-	-	-
20	0.8232	-24.3071	-	-	310.50	150.40

22	1.0000	-9.2971	67.00	60.06	-	-	-	-
23	1.0000	-10.3395	161.00	130.55	-	-	-	-
24	0.9630	-11.3170	-	-	35.40	17.10	-	-
25	1.0000	-14.9406	46.00	85.98	7.00	2.00	-	-
26	0.9274	-17.1464	-	-	25.00	12.10	-	-
28	1.0000	-16.3278	147.00	141.47	-	-	-	-
29	0.9186	-20.1991	-	-	78.20	37.90	-	-
30	0.9055	-21.0120	-	-	196.40	95.10	-	-
31	0.8427	-15.0080	-	-	127.00	31.50	-	-
32	1.0000	0.0000	338.32	86.04	-	-	-	-
35	0.9997	-1.5175	-	-	4.20	2.00	-	-
36	1.0000	-1.3596	224.00	6.22	2.10	1.00	-	-
37	1.0001	-2.2173	-	-	-	-	-	-
40	1.0000	-4.9719	0.00	9.22	1.70	0.80	-	-
41	1.0000	-2.4785	0.00	21.04	34.30	16.60	-	-
42	0.9894	-4.0828	-	-	21.60	10.40	-	-
43	0.9888	-4.3228	-	-	-	-	-	-
44	0.9825	-5.0559	-	-	5.50	2.70	-	-
45	0.9923	-4.6765	-	-	5.90	2.90	-	-
Total:			1147.32	661.42	1088.30	465.30	-	-

Branch Data										
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss (I <sup>2</sup> * Z)			
							P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	9.2000	-3.90	-8.7562	4.16	0.444	0.76		
2	2	3	0.0747	-9.69	0.0000	9.78	0.075	0.09		
3	5	8	5.1815	3.79	-4.8616	-6.80	0.320	0.41		
4	10	11	-4.1546	-10.56	4.4559	10.90	0.301	0.53		
5	10	11	-4.0647	-8.34	4.3441	8.47	0.279	0.41		
6	13	6	58.4856	13.13	-57.9191	-14.90	0.567	2.39		
7	16	13	77.0531	-13.15	-74.7049	12.30	2.348	9.72		
8	23	24	42.5836	63.94	-42.0890	-64.94	0.495	3.15		
9	24	16	6.6890	47.84	-6.6636	-48.28	0.025	0.20		
10	23	16	37.3869	63.35	-36.9282	-64.83	0.459	3.33		
11	16	19	101.7410	74.40	-100.3306	-68.62	1.410	9.87		
12	16	19	102.5976	77.53	-101.3129	-71.53	1.285	10.09		
13	36	16	148.5026	7.66	-142.2860	8.92	6.217	25.31		
14	16	26	85.0206	11.47	-83.3152	-10.28	1.705	8.93		
15	16	30	76.3908	9.70	-73.7946	-10.04	2.596	13.31		
16	25	20	29.7376	19.83	-26.9430	-13.61	2.795	7.90		
17	25	20	29.9036	19.83	-27.0839	-13.66	2.820	7.93		
18	25	20	29.8327	19.87	-27.0317	-13.70	2.801	7.93		
19	25	20	30.5555	21.20	-27.7979	-14.69	2.758	8.27		
20	36	35	4.2027	-2.89	-4.2000	-2.00	0.003	0.01		
21	36	37	34.4221	-8.07	-34.3240	5.28	0.098	0.51		
22	37	41	34.3240	-5.28	-34.3000	4.44	0.024	0.16		
23	42	45	7.6726	-6.43	-7.6312	5.94	0.041	0.10		
24	45	40	1.7312	-8.84	-1.7000	8.42	0.031	0.08		
25	26	29	58.3152	-1.82	-57.7220	-0.29	0.593	3.08		
26	13	15	149.8532	55.64	-144.3000	-39.90	5.553	28.64		
27	22	16	67.0000	60.06	-66.3278	-59.98	0.672	4.87		
28	14	13	142.3000	93.89	-140.5339	-84.36	1.766	13.25		
29	32	16	200.8935	23.70	-194.6975	2.33	6.196	39.65		
30	32	31	137.4291	62.35	-127.0000	-31.50	10.429	42.90		
31	29	30	123.1455	86.54	-122.6054	-85.06	0.540	2.97		
32	28	29	147.0000	141.47	-143.6235	-124.14	3.377	21.10		
33	5	2	-6.6815	-4.49	6.6815	4.63	0.000	0.13		
34	6	7	57.9191	14.90	-57.9191	-8.86	0.000	6.04		
35	7	8	54.2191	7.01	-54.2191	-7.52	0.000	-0.50		
36	7	9	3.7000	1.85	-3.7000	-1.80	0.000	0.05		
37	19	20	201.6435	140.15	-201.6435	-94.73	0.000	45.42		
38	23	25	81.0295	3.26	-81.0295	3.26	0.000	6.51		
39	36	43	34.7726	8.52	-34.7726	-6.63	0.000	1.88		
40	43	42	29.2726	3.85	-29.2726	-3.97	0.000	-0.12		
41	43	44	5.5000	2.79	-5.5000	-2.70	0.000	0.09		
42	8	10	-3.3193	-15.88	3.3193	16.50	0.000	0.62		
Total:							59.023	337.98		

### SIC92

Newton's method power flow converged in 4 iterations.  
 Gen 10 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 16 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 19 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 20 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 21 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 26 at upper Q limit, converting to PQ bus  
 Gen 31 at upper Q limit, converting to PQ bus

Gen 33 at upper Q limit, converting to PQ bus

Newton's method power flow converged in 4 iterations.

Gen 5 at upper Q limit, converting to PQ bus

Gen 22 at upper Q limit, converting to PQ bus

Gen 23 at upper Q limit, converting to PQ bus

Newton's method power flow converged in 4 iterations.

Converged in 0.09 seconds

=====  
| System Summary |  
=====

How many?		How much?		P (MW)	Q (MVar)
Buses	92	Total Gen Capacity	2000.0	2000.0	-4237.5 to 4237.5
Generators	34	On-line Capacity	2000.0	2000.0	-4237.5 to 4237.5
Committed Gens	34	Generation (actual)	4112.1	4112.1	873.5
Loads	65	Load	3994.4	3994.4	0.0
Fixed	65	Fixed	3994.4	3994.4	0.0
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0	0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	0.0	0.0	0.0
Branches	113	Losses (I <sup>2</sup> * Z)	117.68	117.68	877.13
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0	0.0
Areas	1				

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.954 p.u. @ bus 19	1.006 p.u. @ bus 67
Voltage Angle	-66.18 deg @ bus 45	0.00 deg @ bus 1
P Losses (I <sup>2</sup> *R)	-	22.48 MW @ line 1-16
Q Losses (I <sup>2</sup> *X)	-	206.23 MVar @ line 1-16

=====  
| Bus Data |  
=====

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.0000	0.0000	1367.73	123.93	-	-
2	0.9921	-57.4385	4.80	20.10	91.85	0.00
3	0.9816	-59.6945	-	-	23.85	0.00
4	0.9755	-61.2054	-	-	82.35	0.00
5	0.9963	-58.1719	72.40	63.00	8.70	0.00
6	0.9726	-53.2263	-	-	3.70	0.00
7	0.9762	-41.8203	-	-	4.55	0.00
8	0.9985	-35.6430	-	-	81.10	0.00
9	0.9957	-38.6886	-	-	66.65	0.00
10	1.0000	-32.0326	663.20	-52.51	115.75	0.00
11	0.9957	-33.6308	-	-	2.05	0.00
12	0.9956	-33.4937	-	-	221.55	0.00
13	1.0000	-31.8274	497.40	181.08	721.40	0.00
14	0.9890	-18.2176	-	-	6.60	0.00
15	1.0000	-30.3603	100.40	-13.29	40.30	0.00
16	0.9812	-13.6165	-	-	123.50	0.00
17	0.9842	-16.6285	-	-	-	-
18	0.9876	-19.2046	-	-	-	-
19	0.9536	-32.4203	-	-	76.55	0.00
20	0.9749	-38.7343	18.25	21.10	71.60	0.00
21	0.9873	-39.9478	24.00	21.70	63.45	0.00
22	0.9897	-38.7616	-	-	84.00	0.00
23	0.9913	-32.7668	-	-	-	-
24	0.9868	-24.3388	9.50	16.10	67.50	0.00
25	0.9760	-34.3137	-	-	65.10	0.00
26	0.9752	-22.5824	-	-	16.00	0.00
27	0.9850	-19.0312	-	-	-	-
28	0.9752	-18.7054	-	-	121.85	0.00
29	0.9893	-19.1877	28.55	25.80	41.95	0.00
30	0.9819	-17.4707	-	-	-	-
31	0.9739	-30.3130	-	-	41.95	0.00
32	0.9786	-24.7771	-	-	2.90	0.00
33	1.0000	-50.9605	154.55	-0.35	-	-
34	0.9974	-36.5254	-	-	0.40	0.00
35	0.9963	-34.4035	-	-	52.70	0.00
36	1.0000	-33.0221	0.00	0.00	12.00	0.00
37	0.9750	-32.6902	-	-	35.45	0.00
38	0.9744	-24.2033	-	-	14.80	0.00
39	0.9853	-37.3589	8.65	20.00	107.45	0.00
40	0.9856	-33.5392	-	-	28.00	0.00
41	0.9856	-18.6666	-	-	31.30	0.00
42	0.9974	-16.0502	20.20	59.30	82.35	0.00
43	0.9936	-19.6369	-	-	9.90	0.00
44	1.0000	-35.5550	165.80	60.98	-	-

45	0.9615	-66.1790	-	-	69.95	0.00
46	1.0012	-60.5978	-	-	15.20	0.00
47	1.0000	-61.2385	8.00	15.18	35.05	0.00
48	1.0000	-36.9380	156.75	-17.11	51.05	0.00
49	0.9992	-38.6023	27.35	23.00	158.10	0.00
50	1.0000	-35.5437	363.50	27.22	450.85	0.00
51	0.9741	-31.4153	-	-	4.95	0.00
52	0.9918	-40.2117	-	-	62.20	0.00
53	0.9912	-40.7378	2.50	20.00	95.50	0.00
54	0.9880	-19.2746	-	-	61.80	0.00
55	0.9964	-19.8302	-	-	17.65	0.00
56	0.9908	-38.9921	-	-	26.35	0.00
57	0.9973	-32.9615	-	-	21.80	0.00
58	0.9932	-37.6699	-	-	38.35	0.00
59	1.0000	-34.4698	18.95	16.39	19.75	0.00
60	0.9776	-27.8526	-	-	10.35	0.00
61	1.0000	-20.1126	86.50	-4.08	13.95	0.00
62	1.0000	-19.9223	53.00	24.91	-	-
63	1.0000	-37.6805	80.00	22.14	0.85	0.00
64	0.9553	-22.2886	-	-	0.85	0.00
65	0.9787	-56.1924	1.40	6.90	91.45	0.00
66	0.9999	-19.9743	-	-	35.45	0.00
67	1.0059	-21.0299	-	-	4.55	0.00
68	1.0053	-21.1266	-	-	0.40	0.00
69	1.0000	-22.0160	16.05	8.64	33.80	0.00
70	0.9840	-27.3919	-	-	2.50	0.00
71	1.0000	-33.4669	12.50	7.49	19.75	0.00
72	0.9874	-27.7988	-	-	5.35	0.00
73	0.9820	-27.5421	-	-	16.85	0.00
74	1.0000	-56.5358	9.40	2.56	8.70	0.00
75	0.9999	-31.5451	-	-	-	-
76	0.9840	-21.0582	-	-	-	-
77	0.9877	-28.5237	-	-	-	-
78	0.9828	-18.6801	-	-	-	-
79	0.9868	-34.3202	-	-	-	-
80	0.9917	-34.5328	-	-	-	-
81	0.9939	-34.6289	-	-	-	-
82	0.9952	-34.6827	-	-	-	-
83	1.0000	-34.9065	0.00	0.00	-	-
84	1.0000	-15.7031	3.25	1.28	-	-
85	1.0000	-15.7031	0.00	0.00	-	-
86	1.0000	-17.7512	93.70	103.77	-	-
87	1.0000	-13.1055	43.85	68.24	-	-
88	0.9860	-5.2022	-	-	-	-
89	0.9814	-8.5209	-	-	-	-
90	0.9803	-10.8149	-	-	-	-
91	1.0000	-31.8274	0.00	0.00	-	-
92	1.0000	-32.0326	-	-	-	-
Total:			4112.13	873.47	3994.45	0.00

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss P (MW)	Loss Q (MVar)
1	39	36	-66.1475	11.70	67.8394	-6.77	1.692	4.94
2	23	40	48.6946	10.02	-48.5412	-9.31	0.153	0.71
3	37	23	-2.2009	-15.86	2.2594	16.12	0.059	0.26
4	13	12	266.7142	-6.82	-265.2193	14.51	1.495	7.69
5	13	10	17.5079	-1.52	-17.5024	1.58	0.006	0.06
6	35	11	-53.5159	16.33	53.7020	-15.60	0.186	0.73
7	56	58	-75.7454	13.37	76.2155	-11.65	0.470	1.72
8	22	21	20.9309	-2.26	-20.8282	2.68	0.103	0.43
9	62	66	58.4279	-7.85	-58.4140	7.91	0.014	0.05
10	4	3	-40.4919	1.18	40.7592	-0.12	0.267	1.07
11	22	63	-78.7379	-20.43	79.1500	22.14	0.412	1.71
12	61	24	72.5500	-4.08	-71.1032	9.29	1.447	5.21
13	50	58	115.7082	-7.44	-114.5655	11.65	1.143	4.21
14	12	11	43.6693	-14.51	-43.6416	14.62	0.028	0.11
15	11	57	-215.3384	28.72	216.0048	-26.25	0.666	2.48
16	18	27	-17.6095	32.91	17.6624	-32.77	0.053	0.14
17	68	69	17.9768	-8.40	-17.7500	8.64	0.227	0.23
18	3	2	-64.6092	0.12	65.2547	2.45	0.646	2.57
19	42	41	44.1870	-1.44	-43.5542	3.41	0.633	1.97
20	41	26	55.8085	-6.83	-54.6336	10.51	1.175	3.68
21	16	14	162.2649	-28.74	-160.7135	42.00	1.551	13.26
22	64	16	-185.5286	17.44	191.0845	11.03	5.556	28.46
23	19	64	-178.4188	49.57	184.6786	-17.44	6.260	32.13
24	55	62	5.4610	-32.64	-5.4279	32.77	0.033	0.13
25	43	29	-33.0561	32.47	33.1627	-32.07	0.107	0.40
26	32	24	-12.0991	-6.91	12.1475	7.06	0.048	0.15
27	24	60	174.5196	-14.95	-171.6526	25.37	2.867	10.43

28	10	57	238.8407	-22.45	-237.8048	26.25	1.036	3.80
29	67	68	18.4022	-8.38	-18.3768	8.40	0.025	0.03
30	7	6	197.5006	-19.15	-189.1132	57.62	8.387	38.47
31	45	46	-16.8486	4.69	17.9372	-3.16	1.089	1.54
32	46	47	27.2521	-14.90	-27.0500	15.18	0.202	0.28
33	43	55	23.1561	-32.47	-23.1110	32.64	0.045	0.17
34	38	32	10.1116	-8.64	-10.0675	8.78	0.044	0.14
35	5	4	96.4380	15.95	-95.1194	-10.60	1.319	5.35
36	65	74	-0.6700	-2.51	0.7000	2.56	0.030	0.05
37	52	53	44.0853	-4.72	-44.0154	5.12	0.070	0.40
38	46	65	-5.7291	8.62	6.2311	-7.98	0.502	0.65
39	26	38	38.6336	-10.51	-38.2881	11.59	0.346	1.08
40	25	40	-20.4637	-8.94	20.5412	9.31	0.077	0.37
41	2	33	-152.3047	17.65	154.5500	-0.35	2.245	17.29
42	6	5	89.6312	-45.28	-87.4779	54.12	2.153	8.85
43	54	29	-36.5762	-16.65	36.5960	16.73	0.020	0.08

44	53	56	-48.9846	14.88	49.3954	-13.37	0.411	1.50
45	9	49	-5.8558	-4.32	5.8702	4.34	0.014	0.02
46	9	52	106.7917	-1.90	-106.2853	4.72	0.506	2.82
47	8	7	207.5834	2.76	-202.0506	19.15	5.533	21.92
48	10	8	326.1117	-31.64	-322.9985	52.04	3.113	20.40
49	8	44	-78.9204	-62.01	78.9406	62.22	0.020	0.21
50	59	35	-0.8000	16.39	0.8159	-16.33	0.016	0.06
51	60	31	161.3026	-25.37	-159.4613	32.15	1.841	6.78
52	72	71	7.8535	-6.65	-7.2500	7.49	0.603	0.84
53	34	44	-86.6029	2.71	86.8594	-1.25	0.257	1.46
54	70	73	16.7666	-2.76	-16.7266	2.80	0.040	0.04
55	18	29	-7.6246	-16.30	7.6322	16.33	0.008	0.03
56	18	54	25.2341	-16.61	-25.2238	16.65	0.010	0.04
57	73	72	-0.1234	-2.80	0.1367	2.82	0.013	0.01
58	22	19	-26.1929	22.69	27.4961	-18.94	1.303	3.75
59	20	19	-72.1317	39.48	74.3727	-30.63	2.241	8.86
60	51	31	-58.4466	17.21	58.7557	-16.08	0.309	1.13
61	21	20	-18.6218	19.02	18.7817	-18.38	0.160	0.63
62	48	49	50.8076	-11.36	-50.4173	12.82	0.390	1.46
63	48	9	54.8924	-5.76	-54.4537	7.40	0.439	1.64
64	13	75	-59.7401	14.82	59.8083	-14.53	0.068	0.30
65	75	15	-59.8083	14.53	60.1000	-13.29	0.292	1.24
66	76	14	-173.6262	4.73	174.5297	3.90	0.904	8.63
67	79	80	0.0814	-7.96	-0.0522	8.00	0.029	0.04
68	80	81	0.0522	-8.00	-0.0388	8.02	0.013	0.02
69	81	82	0.0388	-8.02	-0.0314	8.03	0.007	0.01
70	82	83	0.0314	-8.03	0.0000	8.06	0.031	0.04
71	84	85	0.0000	0.00	-0.0000	-0.00	0.000	0.00
72	14	86	-93.5045	-101.88	93.7000	103.77	0.195	1.90
73	87	16	43.8500	68.24	-43.6197	-66.56	0.230	1.67
74	1	16	876.9751	78.84	-854.4914	127.39	22.484	206.23
75	1	88	490.7543	45.08	-485.8968	-0.40	4.857	44.69
76	88	89	80.2547	0.07	-79.7511	4.56	0.504	4.62
77	89	90	79.7511	-4.56	-79.4198	7.74	0.331	3.18
78	88	16	405.6422	0.33	-399.3792	58.74	6.263	59.07
79	16	90	-79.0157	11.62	79.4198	-7.74	0.404	3.88
80	91	13	-0.0000	0.00	0.0000	-0.00	0.000	0.00
81	37	25	78.0003	-21.07	-77.4509	23.30	0.549	2.23
82	37	51	-111.2493	36.93	111.9432	-34.41	0.694	2.52
83	51	31	-58.4466	17.21	58.7557	-16.08	0.309	1.13
84	78	17	-514.4620	67.27	517.2490	-48.87	2.787	18.39
85	42	41	44.1870	-1.44	-43.5542	3.41	0.633	1.97
86	78	77	587.5374	-12.23	-579.6716	113.05	7.866	100.83
87	16	28	142.7119	-19.96	-139.5195	32.34	3.192	12.38
88	16	30	92.0130	-15.75	-90.8091	21.92	1.204	6.16
89	4	45	53.2612	9.41	-53.1014	-4.69	0.160	4.72
90	5	46	27.3699	-3.54	-27.3301	4.72	0.040	1.18
91	6	65	63.8547	-8.23	-63.7407	11.59	0.114	3.37
92	34	49	86.2029	-2.71	-86.2029	5.84	0.000	3.13
93	8	9	113.2355	7.21	-113.1322	-1.18	0.103	6.03
94	11	50	203.2279	-27.74	-203.0582	34.66	0.170	6.92
95	13	77	-579.3140	148.09	579.6716	-113.05	0.358	35.04
96	14	78	36.5442	27.99	-36.5377	-27.52	0.006	0.47
97	13	23	50.9607	27.21	-50.9541	-26.14	0.007	1.07
98	76	24	173.6262	-4.73	-173.5639	14.70	0.062	9.97
99	25	39	32.7331	-6.49	-32.6525	8.30	0.081	1.81
100	13	36	79.8713	-0.70	-79.8394	2.36	0.032	1.67
101	32	70	19.2666	-1.87	-19.2666	2.76	0.000	0.89
102	28	27	17.6695	-32.34	-17.6624	32.77	0.007	0.43
103	30	29	90.8091	-21.92	-90.7909	24.82	0.018	2.90
104	16	42	147.4040	-56.20	-147.2748	63.44	0.129	7.24
105	66	67	22.9640	-7.91	-22.9522	8.38	0.012	0.47
106	38	72	13.3765	-2.95	-13.3401	3.83	0.036	0.88
107	25	79	0.0814	-7.87	-0.0814	7.96	0.000	0.09

108	42	84	-3.2491	-1.26	3.2500	1.28	0.001	0.02
109	14	78	36.5442	27.99	-36.5377	-27.52	0.006	0.47
110	17	16	-517.2490	48.87	517.5277	-21.56	0.279	27.31
111	10	92	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.000	0.00
112	5	46	27.3699	-3.54	-27.3301	4.72	0.040	1.18
113	6	65	31.9273	-4.11	-31.8704	5.80	0.057	1.68
Total:							117.679	877.13

**CHILECTRA**

Newton's method power flow converged in 4 iterations.  
 Converged in 0.06 seconds

=====  
 | System Summary |  
 =====

How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	299	Total Gen Capacity	2000.0 -2000.0 to 2000.0
Generators	1	On-line Capacity	2000.0 -2000.0 to 2000.0
Committed Gens	1	Generation (actual)	1044.4 674.6
Loads	111	Load	1002.3 284.4
Fixed	111	Fixed	1002.3 284.4
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0 0.0
Shunts	3	Shunt (inj)	0.0 94.9
Branches	324	Losses (I <sup>2</sup> * Z)	42.13 595.34
Transformers	72	Branch Charging (inj)	- 110.2
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0 0.0
Areas	1		

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.868 p.u. @ bus 190	1.015 p.u. @ bus 97
Voltage Angle	-21.06 deg @ bus 266	1.25 deg @ bus 97
P Losses (I <sup>2</sup> *R)	-	2.62 MW @ line 59-97
Q Losses (I <sup>2</sup> *X)	-	34.70 MVar @ line 229-102

=====  
 | Bus Data |  
 =====

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	0.9701	-7.0475	-	-	-	-
2	0.9742	-6.7647	-	-	-	-
3	0.9784	-0.8939	-	-	-	-
4	0.9784	-0.8939	-	-	-	-
5	0.9513	-8.5147	-	-	-	-
6	0.9571	-8.0292	-	-	-	-
7	0.9601	-7.8130	-	-	-	-
8	0.9518	-8.4580	-	-	-	-
9	0.9466	-8.8956	-	-	-	-
10	0.9468	-8.8439	-	-	-	-
11	0.9404	-9.1549	-	-	-	-
12	0.9410	-9.0820	-	-	-	-
13	0.9571	-7.4044	-	-	-	-
14	0.9561	-7.5499	-	-	-	-
15	0.9589	-7.2848	-	-	-	-
16	0.9581	-7.3904	-	-	-	-
17	0.9545	-6.6887	-	-	-	-
18	0.9588	-6.4843	-	-	-	-
19	0.9612	-7.0093	-	-	-	-
20	0.9612	-7.0093	-	-	-	-
21	0.9567	-7.4180	-	-	-	-
22	0.9567	-7.4180	-	-	-	-
23	0.9867	-1.2856	-	-	-	-
24	0.9867	-1.2856	-	-	-	-
25	0.9705	-6.1157	-	-	-	-
26	0.9705	-6.1092	-	-	-	-
27	0.9473	-8.8438	-	-	-	-
28	0.9476	-8.7813	-	-	-	-
29	0.9619	-6.8494	-	-	-	-
30	0.9624	-6.8184	-	-	-	-
31	0.9599	-6.0884	-	-	-	-
32	0.9639	-5.8834	-	-	-	-
33	0.9534	-6.8102	-	-	-	-
34	0.9573	-6.6301	-	-	-	-
35	0.9552	-7.6625	-	-	-	-
36	0.9571	-7.4537	-	-	-	-
37	0.9614	-4.9085	-	-	-	-
38	0.9594	-4.9465	-	-	-	-
39	0.9620	-6.8102	-	-	-	-
40	0.9611	-6.9045	-	-	-	-
41	0.9679	-6.3699	-	-	-	-
42	0.9679	-6.3696	-	-	-	-
43	0.9678	-6.4016	-	-	-	-
44	0.9706	-6.1055	-	-	-	-
45	0.9706	-6.1065	-	-	-	-
46	0.9653	-6.7193	-	-	-	-
47	0.9644	-6.7950	-	-	-	-
48	0.9543	-7.7690	-	-	-	-
49	0.9563	-7.5267	-	-	-	-



50	0.9513	-8.5136	-	-	-	-
51	0.9518	-8.4565	-	-	-	-
52	0.9424	-9.1791	-	-	-	-
53	0.9422	-9.1879	-	-	-	-
54	0.9779	-1.2999	-	-	-	-
55	0.9766	-1.4861	-	-	-	-
56	0.9560	-7.5613	-	-	-	-
57	0.9580	-7.3987	-	-	-	-
58	0.9782	-2.8173	-	-	-	-
59	0.9696	-3.0624	-	-	-	-
60	0.9618	-6.8216	-	-	-	-
61	0.9608	-6.9222	-	-	-	-
62	0.9624	-7.0410	-	-	-	-
63	0.9636	-7.0018	-	-	-	-
64	0.9600	-7.2877	-	-	-	-
65	0.9602	-7.2481	-	-	-	-
66	0.9779	-0.9570	-	-	-	-
67	0.9779	-0.9570	-	-	-	-
68	0.9568	-7.1132	-	-	-	-
69	0.9539	-7.4003	-	-	-	-
70	0.9547	-7.9834	-	-	-	-
71	0.9558	-7.9225	-	-	-	-
72	0.9560	-7.6496	-	-	-	-
73	0.9575	-7.5635	-	-	-	-
74	0.9411	-9.0305	-	-	-	-
75	0.9412	-8.9919	-	-	-	-
76	0.9543	-8.0458	-	-	-	-
77	0.9553	-7.9840	-	-	-	-
78	0.9536	-7.8139	-	-	-	-
79	0.9542	-7.8551	-	-	-	-
80	0.9453	-8.3451	-	-	-	-
81	0.9464	-8.2491	-	-	-	-
82	0.9520	-8.4304	-	-	-	-
83	0.9520	-8.4276	-	-	-	-
84	0.9520	-8.4675	-	-	-	-
85	0.9520	-8.4533	-	-	-	-
86	0.9793	-4.2001	-	-	-	-
87	0.9795	-4.1913	-	-	-	-
88	0.9606	-6.9967	-	-	-	-
89	0.9615	-6.9424	-	-	-	-
90	0.9605	-7.0950	-	-	-	-
91	0.9611	-7.0299	-	-	-	-
92	0.9558	-7.6008	-	-	-	-
93	0.9575	-7.4077	-	-	-	-
94	0.9364	-7.9102	-	-	-	-
95	0.9613	-4.9084	-	-	-	-
96	0.9680	-6.3598	-	-	31.80	5.30
97	1.0149	1.2495	-	-	-118.50	-3.00
98	0.8787	-17.3338	-	-	17.49	5.62
99	0.9695	-3.0634	-	-	-	-
100	0.9706	-6.1017	-	-	-300.00	-81.30
101	0.9593	-4.9464	-	-	-	-
102	0.9640	-6.6373	-	-	-	-
103	0.9955	-4.8712	-	-	-	-
104	0.9428	-9.1646	-	-	-	-
105	0.9523	-7.8326	-	-	-	-
106	0.9520	-8.4707	-	-	-	-
107	0.9387	-9.6763	-	-	18.76	0.00
108	0.9560	-7.5684	-	-	-	-
109	0.9701	-6.1290	-	-	-	-
110	0.9618	-6.8228	-	-	-	-
111	0.9570	-7.4096	-	-	-	-
112	0.9690	-6.2611	-	-	-	-
113	0.9703	-6.1303	-	-	-	-
114	0.9535	-7.9119	-	-	-	-
115	0.9466	-8.9527	-	-	-	-
116	0.9423	-9.1883	-	-	-	-
117	0.9513	-8.5158	-	-	-	-
118	0.9497	-7.3975	-	-	-48.00	15.00
119	0.9584	-7.2069	-	-	-	-
120	0.9599	-6.0901	-	-	-	-
121	0.9561	-7.2328	-	-	-	-
122	0.9571	-8.0326	-	-	-	-
123	0.9650	-6.7772	-	-	-	-
124	0.9526	-8.1468	-	-	-	-
125	0.9586	-7.0063	-	-	-	-
126	0.9451	-8.3706	-	-	-	-
127	0.9520	-8.4307	-	-	-	-
128	0.9534	-8.1157	-	-	-	-
129	0.9679	-6.3703	-	-	-	-
130	0.9599	-7.3048	-	-	-	-
131	0.9535	-7.8198	-	-	-	-
132	0.9698	-7.0590	-	-	-	-
133	0.9404	-9.1562	-	-	-	-

134	0.9596	-7.1277	-	-	-	-
135	0.9673	-6.4610	-	-	-	-
136	0.9406	-9.1050	-	-	-	-
137	0.9507	-8.7093	-	-	-	-
138	0.9502	-6.9131	-	-	-	-
139	0.9543	-6.6904	-	-	-	-
140	0.9468	-8.8441	-	-	0.85	0.11
141	0.9693	-6.2363	-	-	16.01	0.00
142	0.9580	-7.4044	-	-	-	-
143	0.9697	-6.1537	-	-	-	-
144	0.9608	-6.9239	-	-	-	-
145	0.9589	-7.2902	-	-	-	-
146	0.9699	-6.1623	-	-	-	-
147	0.9703	-6.1254	-	-	-	-
148	0.9571	-7.6853	-	-	-	-
149	0.9469	-8.8477	-	-	-	-
150	0.9417	-9.2063	-	-	-	-
151	0.9518	-8.4584	-	-	-	-
152	0.9595	-7.1025	-	-	-	-
153	0.9639	-5.8837	-	-	-	-
154	0.9513	-7.8088	-	-	-	-
155	0.9601	-7.8130	-	-	-	-
156	0.9596	-7.0401	-	-	-	-
157	0.9516	-8.2963	-	-	-	-
158	0.9599	-6.9652	-	-	-	-
159	0.9463	-8.2612	-	-	-	-
160	0.9520	-8.4284	-	-	-	-
161	0.9551	-8.0441	-	-	-	-
162	0.9679	-6.3702	-	-	-	-
163	0.9601	-7.2590	-	-	-	-
164	0.9539	-7.8690	-	-	-	-
165	0.9741	-6.7708	-	-	-	-
166	0.9410	-9.0826	-	-	-	-
167	0.9621	-7.0900	-	-	-	-
168	0.9678	-6.4016	-	-	-	-
169	0.9398	-9.1532	-	-	-	-
170	0.9514	-8.4979	-	-	-	-
171	0.9549	-6.7402	-	-	-	-
172	0.9587	-6.4851	-	-	-	-
173	0.9205	-19.2820	-	-	45.16	2.54
174	0.9642	-11.4952	-	-	19.61	3.29
175	0.9939	-11.2468	-	-	11.55	-2.01
176	0.9303	-17.1118	-	-	44.10	7.74
177	0.9545	-12.4450	-	-	13.36	0.53
178	0.9410	-15.9028	-	-	32.44	5.62
179	0.9561	-14.9219	-	-	16.11	0.85
180	0.9497	-7.3359	-	-	-25.98	0.80
181	0.9277	-13.1192	-	-	18.23	6.89
182	0.9295	-12.1250	-	-	20.88	5.72
183	0.9437	-14.6738	-	-	15.48	0.00
184	0.9413	-16.4701	-	-	31.06	3.92
185	0.9033	-16.6540	-	-	20.67	5.09
186	0.9162	-12.0613	-	-	12.51	5.41
187	0.8969	-15.7104	-	-	18.76	6.25
188	0.9393	-12.2185	-	-	11.98	4.98
189	0.9678	-14.9651	-	-	27.03	-0.32
190	0.8679	-14.9081	-	-	19.19	10.07
191	0.9138	-13.2204	-	-	16.75	7.84
192	0.9350	-17.0075	-	-	37.63	1.17
193	0.9389	-16.4947	-	-	36.57	0.95
194	0.9612	-15.2818	-	-	37.52	1.91
195	0.9745	-13.1767	-	-	16.54	-0.95
196	0.9560	-9.9360	-	-	16.54	6.78
197	0.9583	-13.0743	-	-	14.31	-0.21
198	0.9113	-17.2354	-	-	21.41	6.68
199	0.9399	-7.8666	-	-	4.13	2.44
200	0.9464	-14.0812	-	-	18.34	2.86
201	0.8955	-18.8690	-	-	19.50	3.39
202	0.9091	-16.0912	-	-	18.55	6.47
203	0.9044	-15.7598	-	-	18.44	4.66
204	0.9539	-7.8690	-	-	-	-
205	0.9107	-9.7322	-	-	5.94	6.89
206	0.9377	-10.1470	-	-	6.89	3.18
207	0.8962	-12.4533	-	-	11.45	5.72
208	0.9389	-10.7275	-	-	10.81	4.45
209	0.9077	-17.9442	-	-	17.49	2.54
210	0.9757	-6.0901	-	-	-	-
211	0.9183	-17.5289	-	-	37.74	6.57
212	0.9272	-17.0310	-	-	17.49	0.74
213	0.9535	-7.8198	-	-	-	-
214	0.9038	-15.7437	-	-	34.77	12.61
215	0.8875	-12.9296	-	-	12.08	6.15
216	0.9639	-5.8837	-	-	-	-
217	0.9520	-8.4584	-	-	-	-

218	0.9219	-17.2449	-	-	36.78	3.82
219	0.9569	-9.4272	-	-	10.81	-0.95
220	0.9647	-6.4851	-	-	-	-
221	0.9631	-15.6463	-	-	20.03	0.00
222	0.9403	-16.7262	-	-	22.37	2.12
223	0.9725	-10.5806	-	-	10.07	-1.70
224	0.9753	-1.8819	-	-	-	-
225	0.9806	-4.1041	-	-	-	-
226	0.8862	-12.8831	-	-	9.43	4.66
227	0.9529	-9.1056	-	-	4.13	-2.12
228	0.9547	-8.0446	-	-	5.72	-1.59
229	0.9873	-1.4796	-	-	-170.00	-38.00
230	1.0097	-0.0375	-	-	-	-
231	0.9753	-1.8819	-	-	-100.00	-34.00
232	0.9636	-2.6865	-	-	-	-
233	0.9766	-1.4894	-	-	-	-
234	0.9402	-8.4707	-	-	-	-
235	0.9784	-0.8939	-	-	-	-
236	0.9810	-0.5680	-	-	-385.00	64.90
237	0.9225	-11.8101	-	-	31.69	11.66
238	0.9791	-0.8528	-	-	-0.11	-0.11
239	0.9644	-9.2807	-	-	46.22	0.00
240	0.9422	-12.7491	-	-	21.94	9.22
241	0.8980	-9.9808	-	-	13.99	6.78
242	0.9726	-10.4585	-	-	19.61	2.01
243	0.9232	-11.5569	-	-	24.70	9.43
244	0.9794	-12.3400	-	-	21.20	-1.17
245	0.9784	-0.8510	-	-	-0.11	0.00
246	0.9909	-3.7463	-	-	8.48	0.00
247	0.9601	-7.8130	-	-	-	-
248	0.9812	-8.0366	-	-	7.95	0.42
249	0.9854	-4.9084	-	-	-	-
250	0.9280	-11.9092	-	-	15.90	5.19
251	0.9355	-12.0288	-	-	7.95	1.59
252	0.9294	-12.3930	-	-	19.82	6.47
253	0.9543	-7.7726	-	-	-	-
254	0.9563	-7.5291	-	-	-	-
255	1.0100	0.0000	1044.44	674.63	-	-
256	0.9387	-9.6616	-	-	-	-
257	0.9693	-6.2333	-	-	-	-
258	0.9118	-15.9511	-	-	33.18	11.02
259	0.9155	-16.0423	-	-	14.73	1.80
260	0.9423	-12.7783	-	-	14.31	3.18
261	0.9383	-13.8993	-	-	13.14	0.53
262	0.9923	-10.1939	-	-	9.33	-2.33
263	0.9053	-19.7827	-	-	38.27	4.13
264	0.9222	-16.5334	-	-	36.04	8.37
265	0.9505	-15.0189	-	-	17.17	2.76
266	0.8999	-21.0637	-	-	40.07	2.97
267	0.9359	-15.0810	-	-	22.79	-0.42
268	0.9102	-13.6320	-	-	13.25	4.45
269	0.9458	-9.5531	-	-	0.95	0.00
270	0.9324	-18.9288	-	-	45.05	5.41
271	0.9513	-15.2867	-	-	34.56	3.07
272	0.8939	-18.4651	-	-	17.70	3.29
273	0.9553	-9.3958	-	-	9.96	3.71
274	0.9426	-14.4123	-	-	27.14	5.94
275	0.9553	-12.4191	-	-	14.10	1.27
276	0.9486	-15.7750	-	-	39.01	1.59
277	0.9433	-11.4013	-	-	13.25	4.03
278	0.9438	-16.0452	-	-	31.91	0.95
279	0.9308	-15.7038	-	-	21.62	5.83
280	0.9160	-21.0268	-	-	43.04	4.45
281	0.9335	-15.0464	-	-	17.17	2.12
282	0.9715	-15.1101	-	-	21.52	0.21
283	0.9114	-20.4004	-	-	41.76	4.03
284	0.8870	-17.2635	-	-	19.19	8.16
285	0.9889	-12.8420	-	-	14.95	-1.91
286	0.9150	-12.5174	-	-	23.00	13.89
287	0.9412	-14.9165	-	-	11.77	-1.27
288	0.8939	-15.3745	-	-	16.54	6.36
289	0.9349	-17.5363	-	-	20.88	1.06
290	0.9144	-20.0759	-	-	50.35	7.10
291	0.9589	-7.2902	-	-	-	-
292	0.9603	-11.9822	-	-	18.02	-1.70
293	0.9222	-16.6059	-	-	40.49	9.01
294	0.9551	-8.0441	-	-	-	-
295	0.9144	-18.7346	-	-	36.68	5.62
296	0.9166	-12.2383	-	-	6.47	2.33
297	0.9683	-9.3289	-	-	7.95	2.76
298	0.9771	-6.7772	-	-	-	-
299	0.9629	-6.8494	-	-	-	-
Total:			1044.44	674.63	1002.31	284.38

Branch Data									
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss (I <sup>2</sup> * Z)		
							P (MW)	Q (MVar)	
1	230	255	-333.9615	-165.98	333.9615	166.22	0.000	0.27	
2	255	229	81.9996	52.39	-81.5225	-54.61	0.477	3.33	
3	255	229	81.9996	52.39	-81.5225	-54.61	0.477	3.33	
4	255	236	29.5605	61.05	-29.3669	-72.93	0.194	2.25	
5	236	255	-29.3669	-72.93	29.5605	61.05	0.194	2.25	
6	23	255	-121.9058	-85.59	122.8227	86.78	0.917	4.75	
7	24	255	-121.9058	-85.59	122.8227	86.78	0.917	4.75	
8	55	233	54.8563	6.67	-54.8563	-6.68	0.000	0.00	
9	96	135	19.6415	3.26	-19.6346	-3.41	0.007	0.04	
10	231	23	-121.3787	-84.97	121.9058	85.59	0.527	2.26	
11	231	24	-121.3787	-84.97	121.9058	85.59	0.527	2.26	
12	35	253	41.5149	11.06	-41.4952	-11.02	0.020	0.09	
13	36	254	29.2904	11.01	-29.2800	-11.02	0.010	0.05	
14	33	118	54.0171	3.33	-53.8414	-2.96	0.176	0.56	
15	118	34	-74.8512	-17.39	75.2080	18.34	0.357	1.15	
16	256	107	18.7632	-0.01	-18.7620	-0.00	0.001	0.00	
17	256	104	-57.3122	-11.25	57.4626	11.62	0.150	0.55	
18	100	257	55.3441	-3.09	-55.2790	-8.26	0.065	0.13	
19	257	141	16.0064	0.00	-16.0060	-0.00	0.000	0.00	
20	132	94	48.4034	24.28	-47.0807	-23.14	1.323	1.54	
21	17	31	-108.1948	-34.23	108.4502	35.34	0.255	1.33	
22	18	32	-108.5420	-30.85	108.7923	31.93	0.250	1.31	
23	91	152	9.9854	4.04	-9.9738	-4.18	0.012	0.02	
24	43	168	7.9551	0.65	-7.9551	-0.65	0.000	0.00	
25	108	56	-45.3831	-12.11	45.3831	12.11	0.000	0.01	
26	57	142	36.6896	6.86	-36.6896	-6.86	0.000	0.00	
27	6	122	21.9798	11.45	-21.9798	-11.45	0.000	0.00	
28	7	155	-0.0000	-0.00	0.0000	0.00	0.000	0.00	
29	143	45	-37.6802	-8.04	37.7078	8.05	0.028	0.04	
30	109	44	-19.6532	-5.22	19.6609	5.21	0.008	0.01	
31	60	110	11.5807	-1.11	-11.5807	1.11	0.000	0.00	
32	61	144	16.5783	0.85	-16.5783	-0.85	0.000	0.00	
33	13	111	33.2590	16.89	-33.2590	-16.89	0.000	0.00	
34	15	145	34.6248	8.05	-34.6248	-8.04	0.000	0.00	
35	37	95	31.8492	16.30	-31.8457	-16.30	0.003	0.00	
36	38	101	24.7687	12.90	-24.7666	-12.90	0.002	0.00	
37	25	113	13.4378	2.02	-13.4350	-2.03	0.003	0.00	
38	26	147	14.4113	1.53	-14.4081	-1.54	0.003	0.00	
39	72	114	48.5248	16.99	-48.4756	-16.92	0.049	0.27	
40	73	148	21.2688	0.40	-21.2605	-0.56	0.008	0.05	
41	27	115	33.7851	8.03	-33.7734	-8.03	0.012	0.07	
42	149	28	-21.5234	-10.36	21.5289	10.33	0.006	0.03	
43	52	116	14.8363	3.64	-14.8342	-3.65	0.002	0.00	
44	53	150	37.1280	18.05	-37.1126	-18.04	0.015	0.02	
45	3	235	-0.1060	-0.05	0.1060	0.05	0.000	0.00	
46	4	235	-0.1060	-0.05	0.1060	0.05	0.000	0.00	
47	140	10	-0.8480	-0.11	0.8480	0.10	0.000	0.00	
48	68	121	13.2455	1.93	-13.2404	-2.09	0.005	0.03	
49	69	154	45.2786	9.11	-45.2180	-8.95	0.061	0.35	
50	46	123	9.3469	-1.83	-9.3418	1.75	0.005	0.01	
51	47	156	54.9973	19.39	-54.8042	-19.15	0.193	0.33	
52	77	124	22.4951	5.54	-22.4485	-5.59	0.047	0.08	
53	76	157	30.2803	1.31	-30.2003	-1.31	0.080	0.14	
54	29	125	20.9731	7.73	-20.9238	-7.80	0.049	0.08	
55	30	158	18.4304	5.17	-18.3943	-5.27	0.036	0.06	
56	126	80	-37.8783	-13.07	37.8816	13.08	0.003	0.02	
57	159	81	-17.4017	-2.80	17.4024	2.79	0.001	0.00	
58	127	82	-15.5208	-1.70	15.5208	1.70	0.000	0.00	
59	160	83	-37.3791	-10.74	37.3791	10.74	0.000	0.00	
60	59	99	14.1142	9.09	-14.1141	-9.09	0.000	0.00	
61	128	70	-36.1773	-14.25	36.1951	14.27	0.018	0.10	
62	161	71	-32.0296	-5.48	32.0420	5.47	0.012	0.07	
63	51	151	18.6526	9.44	-18.6526	-9.44	0.000	0.00	
64	50	117	20.7890	8.38	-20.7890	-8.39	0.000	0.00	
65	31	86	-126.7477	-44.95	127.7275	49.44	0.980	5.13	
66	32	87	-112.9430	-34.57	113.6926	37.85	0.750	3.93	
67	31	120	18.2974	9.62	-18.2970	-9.62	0.000	0.00	
68	32	153	4.1507	2.64	-4.1506	-2.65	0.000	0.00	
69	41	129	12.5818	6.99	-12.5818	-6.99	0.000	0.00	
70	42	162	18.6608	8.14	-18.6608	-8.15	0.000	0.00	
71	64	130	32.3013	4.78	-32.2997	-4.78	0.002	0.01	
72	65	163	21.7096	9.45	-21.7087	-9.45	0.001	0.01	
73	78	131	18.8451	9.32	-18.8429	-9.32	0.002	0.00	
74	79	164	36.9140	10.10	-36.9067	-10.10	0.007	0.01	
75	1	132	66.4369	38.26	-66.4244	-38.24	0.012	0.02	
76	2	165	34.8941	19.27	-34.8908	-19.27	0.003	0.01	
77	133	11	-59.6533	-14.11	59.6533	14.11	0.000	0.00	

78	166	12	-29.1083	-3.92	29.1083	3.92	0.000	0.00
79	62	134	30.1064	15.63	-30.0405	-15.61	0.066	0.09
80	63	167	21.6272	3.23	-21.5999	-3.26	0.027	0.04
81	136	74	-21.9197	-4.21	21.9248	4.17	0.005	0.03
82	169	75	-48.4382	-15.37	48.4646	15.46	0.026	0.16
83	84	137	35.0883	4.74	-35.0621	-4.73	0.026	0.15
84	85	170	6.8964	3.29	-6.8952	-3.43	0.001	0.01
85	33	17	-79.0788	-15.71	79.1360	15.86	0.057	0.19
86	34	18	-97.6030	-25.15	97.6917	25.41	0.089	0.29
87	33	138	25.0617	12.37	-25.0001	-12.37	0.062	0.09
88	34	171	22.3950	6.81	-22.3522	-6.84	0.043	0.06
89	17	139	29.0588	18.37	-29.0556	-18.37	0.003	0.00
90	18	172	10.8503	5.44	-10.8499	-5.44	0.000	0.00
91	90	119	14.3725	4.58	-14.3499	-4.69	0.023	0.04
92	86	225	-127.7275	-49.44	127.8218	49.71	0.094	0.28
93	87	225	-113.6926	-37.85	113.7647	38.05	0.072	0.22
94	56	14	-67.2305	-18.96	67.2323	18.97	0.002	0.01
95	57	16	-49.3571	-16.98	49.3581	16.99	0.001	0.01
96	6	1	-109.9996	-45.04	110.6931	47.33	0.694	2.51
97	7	2	-118.6537	-49.63	119.4607	52.33	0.807	2.92
98	60	68	31.1720	16.13	-31.0906	-16.07	0.081	0.24
99	61	69	48.7979	20.12	-48.6136	-19.75	0.184	0.55
100	13	88	-100.5145	-36.00	100.6240	36.66	0.109	0.85
101	15	89	-83.9958	-25.09	84.0693	25.46	0.074	0.57
102	96	43	7.9562	0.46	-7.9551	-0.65	0.001	0.01
103	44	96	49.3610	21.39	-49.3238	-21.37	0.037	0.28
104	45	96	49.1798	21.38	-49.1427	-21.37	0.037	0.27
105	96	37	-21.1187	20.85	21.5027	-20.85	0.384	0.68
106	96	38	-19.2290	22.54	19.6123	-22.54	0.383	0.68
107	96	46	113.4418	35.41	-113.3539	-34.73	0.088	0.81
108	96	47	137.8785	48.99	-137.7451	-47.89	0.133	1.22
109	96	41	164.2471	45.44	-164.2471	-45.42	0.000	0.03
110	96	42	159.6788	34.82	-159.6788	-34.80	0.000	0.03
111	35	48	41.5148	11.06	-41.4957	-11.02	0.019	0.09
112	48	253	41.4957	11.02	-41.4951	-11.02	0.001	0.00
113	36	49	29.2904	11.01	-29.2803	-11.02	0.010	0.05
114	49	254	29.2803	11.02	-29.2800	-11.02	0.000	0.00
115	5	106	-27.9770	-18.98	27.9842	18.95	0.007	0.04
116	8	106	5.3022	-8.36	-5.3016	8.30	0.001	0.00
117	84	106	3.2694	-3.45	-3.2693	3.42	0.000	0.00
118	85	106	19.4140	-5.61	-19.4133	5.59	0.001	0.01
119	3	66	117.0299	41.41	-117.0149	-41.53	0.015	0.15
120	67	4	-117.0149	-41.53	117.0299	41.41	0.015	0.15
121	299	19	50.5782	16.71	-50.5326	-16.60	0.046	0.17
122	299	20	50.5782	16.71	-50.5326	-16.60	0.046	0.17
123	299	90	75.8461	20.61	-75.7460	-20.30	0.100	0.38
124	299	91	56.0613	16.21	-56.0061	-16.07	0.055	0.21
125	5	50	-66.9722	-24.38	66.9726	24.39	0.000	0.00
126	8	51	-99.5220	-38.56	99.5230	38.56	0.001	0.00
127	9	27	-61.0030	-34.71	61.0194	34.75	0.016	0.08
128	10	28	-72.5221	-35.93	72.5440	36.00	0.022	0.11
129	231	54	-92.1342	-0.01	92.3793	-0.84	0.245	0.94
130	55	231	61.6985	-4.85	-61.5884	3.49	0.110	0.42
131	102	39	42.8018	15.09	-42.7571	-15.03	0.045	0.16
132	102	40	65.4893	21.27	-65.3864	-21.00	0.103	0.37
133	82	84	38.3600	1.28	-38.3577	-1.29	0.002	0.02
134	83	85	26.3115	-2.35	-26.3105	2.32	0.001	0.01
135	104	9	-60.9213	-34.46	61.0030	34.71	0.082	0.42
136	104	10	-71.5677	-35.46	71.6741	35.83	0.106	0.55
137	104	52	16.8271	19.32	-16.8251	-19.34	0.002	0.01
138	104	53	27.0838	30.93	-27.0785	-30.94	0.005	0.03
139	50	6	-87.7616	-32.77	88.0198	33.59	0.258	0.95
140	51	7	-118.1756	-48.00	118.6537	49.63	0.478	1.75
141	236	3	116.9997	40.72	-116.9239	-41.36	0.076	0.77
142	4	236	-116.9239	-41.36	116.9997	40.72	0.076	0.77
143	54	236	-92.3793	0.84	92.6876	-1.91	0.308	1.18
144	236	55	117.0467	1.45	-116.5547	-1.82	0.492	1.88
145	58	97	-54.4236	3.24	56.6067	-0.64	2.183	3.87
146	59	97	-59.2708	-0.24	61.8933	3.64	2.623	4.65
147	64	72	71.4852	30.75	-71.3800	-30.37	0.105	0.58
148	65	73	60.8991	18.48	-60.8288	-18.29	0.070	0.39
149	100	25	57.7764	18.85	-57.7764	-18.85	0.000	0.02
150	100	26	30.9701	9.50	-30.9701	-9.51	0.000	0.00
151	1	103	-177.1300	-85.60	178.3209	94.00	1.191	9.08
152	2	103	-154.3548	-71.61	155.2381	77.66	0.883	6.73
153	21	105	50.4167	16.33	-50.2997	-16.06	0.117	0.44
154	22	105	50.4167	16.33	-50.2997	-16.06	0.117	0.44
155	11	74	-57.6754	1.73	57.7168	-1.64	0.041	0.12
156	12	75	-39.1693	9.11	39.1894	-9.09	0.020	0.06
157	88	29	-100.6240	-36.66	100.6637	36.89	0.040	0.31
158	89	30	-84.0693	-25.46	84.0960	25.60	0.027	0.21
159	19	21	50.5326	16.60	-50.4167	-16.33	0.116	0.44
160	20	22	50.5326	16.60	-50.4167	-16.33	0.116	0.44
161	90	92	61.3735	15.72	-61.2075	-15.27	0.166	0.62

162	91	93	46.0207	12.03	-45.9273	-11.84	0.093	0.35
163	16	15	-49.3581	-16.99	49.3710	17.04	0.013	0.11
164	14	13	-67.2323	-18.97	67.2555	19.11	0.023	0.19
165	66	232	117.0149	41.53	-116.6022	-44.60	0.413	4.16
166	232	67	-116.6022	-44.60	117.0149	41.53	0.413	4.16
167	92	35	61.2075	15.27	-61.1874	-15.21	0.020	0.07
168	93	36	45.9273	11.84	-45.9159	-11.82	0.011	0.04
169	39	60	42.7571	15.03	-42.7527	-15.02	0.004	0.01
170	40	61	65.3864	21.00	-65.3762	-20.98	0.010	0.03
171	100	44	69.0219	26.60	-69.0219	-26.60	0.000	0.01
172	100	45	86.8876	29.44	-86.8876	-29.43	0.000	0.01
173	37	58	-53.3519	4.55	54.4236	-3.24	1.072	1.90
174	38	59	-44.3810	9.64	45.1566	-8.84	0.776	1.37
175	25	112	44.3386	16.83	-44.3123	-16.84	0.026	0.14
176	26	146	16.5588	7.98	-16.5549	-8.10	0.004	0.02
177	72	78	22.8552	13.38	-22.8374	-13.56	0.018	0.10
178	73	79	39.5599	17.88	-39.5125	-17.90	0.047	0.26
179	28	8	-94.0730	-46.33	94.2198	46.92	0.147	0.73
180	27	5	-94.8046	-42.78	94.9492	43.36	0.145	0.72
181	52	11	1.9888	15.70	-1.9780	-15.85	0.011	0.03
182	53	12	-10.0495	12.88	10.0610	-13.03	0.012	0.03
183	29	102	-121.6368	-44.62	121.7435	45.09	0.107	0.55
184	30	102	-102.5264	-30.77	102.5991	31.07	0.073	0.38
185	68	118	17.8451	14.14	-17.7828	-14.25	0.062	0.19
186	69	118	3.3350	10.65	-3.3197	-10.90	0.015	0.05
187	47	65	82.7478	28.50	-82.6087	-27.93	0.139	0.78
188	46	64	104.0069	36.56	-103.7866	-35.54	0.220	1.23
189	80	118	-117.8458	-16.43	118.1115	18.10	0.266	2.03
190	81	118	-105.4488	-10.34	105.6590	11.59	0.210	1.61
191	70	76	84.3015	4.62	-84.2702	-4.54	0.031	0.09
192	71	77	86.3741	14.43	-86.3405	-14.34	0.034	0.10
193	41	62	151.6653	38.42	-151.2471	-36.53	0.418	1.99
194	42	63	141.0180	26.65	-140.6662	-25.08	0.352	1.67
195	78	105	3.9923	4.24	-3.9882	-4.41	0.004	0.01
196	79	105	2.5985	7.80	-2.5903	-7.96	0.008	0.01
197	62	70	121.1408	20.90	-120.4966	-18.89	0.644	2.15
198	63	71	119.0390	21.84	-118.4161	-19.90	0.623	2.08
199	74	80	-79.6416	-2.53	79.9642	3.35	0.323	0.97
200	75	81	-87.6540	-6.38	88.0464	7.55	0.392	1.18
201	76	82	53.9900	3.22	-53.8807	-2.97	0.109	0.37
202	77	83	63.8454	8.80	-63.6906	-8.40	0.155	0.52
203	35	56	-21.8423	-6.90	21.8474	6.85	0.005	0.04
204	36	57	-12.6649	-10.20	12.6675	10.12	0.003	0.02
205	144	195	16.5783	0.85	-16.5360	0.95	0.042	1.81
206	145	271	34.6248	8.04	-34.5560	-3.07	0.069	4.97
207	101	243	24.7666	12.90	-24.6980	-9.43	0.069	3.47
208	146	196	16.5549	8.10	-16.5360	-6.78	0.019	1.32
209	147	197	14.4081	1.54	-14.3100	0.21	0.098	1.75
210	148	244	21.2605	0.56	-21.2000	1.17	0.060	1.73
211	150	272	17.8482	6.42	-17.7020	-3.29	0.146	3.13
212	149	198	21.5234	10.36	-21.4120	-6.68	0.111	3.68
213	235	245	-0.1060	0.00	0.1060	0.00	0.000	0.00
214	155	247	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.000	0.00
215	233	246	8.4894	0.33	-8.4800	0.00	0.009	0.33
216	156	275	14.1550	2.63	-14.0980	-1.27	0.057	1.36
217	257	276	39.2725	8.26	-39.0080	-1.59	0.265	6.67
218	152	273	9.9738	4.18	-9.9640	-3.71	0.010	0.47
219	158	200	18.3943	5.27	-18.3380	-2.86	0.056	2.41
220	153	199	4.1506	2.65	-4.1340	-2.44	0.017	0.21
221	154	274	27.1797	9.33	-27.1360	-5.94	0.044	3.39
222	124	222	22.4485	5.59	-22.3660	-2.12	0.082	3.47
223	160	201	19.7372	7.30	-19.5040	-3.39	0.233	3.91
224	94	226	9.5031	5.77	-9.4340	-4.66	0.069	1.11
225	104	184	31.1156	8.05	-31.0580	-3.92	0.058	4.13
226	161	278	32.0296	5.48	-31.9060	-0.95	0.124	4.53
227	151	202	18.6526	9.44	-18.5500	-6.47	0.103	2.98
228	162	203	18.6608	8.15	-18.4440	-4.66	0.217	3.48
229	163	279	21.7087	9.45	-21.6240	-5.83	0.085	3.62
230	164	204	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.000	0.00
231	132	205	5.9718	7.62	-5.9360	-6.89	0.036	0.73
232	105	280	43.5677	15.09	-43.0360	-4.45	0.532	10.63
233	169	283	41.9467	12.63	-41.7640	-4.03	0.183	8.60
234	166	281	17.2758	3.99	-17.1720	-2.12	0.104	1.87
235	167	282	21.5999	3.26	-21.5180	-0.21	0.082	3.05
236	170	206	6.8952	3.43	-6.8900	-3.18	0.005	0.25
237	168	248	7.9551	0.65	-7.9500	-0.42	0.005	0.23
238	171	207	11.5301	7.28	-11.4480	-5.72	0.082	1.56
239	172	208	10.8499	5.44	-10.8120	-4.45	0.038	0.99
240	254	297	7.9559	3.04	-7.9500	-2.76	0.006	0.29
241	95	249	-0.0000	-0.00	0.0000	0.00	0.000	0.00
242	114	250	15.9252	6.46	-15.9000	-5.19	0.025	1.27
243	150	284	19.2644	11.62	-19.1860	-8.16	0.078	3.46
244	115	209	17.6006	5.47	-17.4900	-2.54	0.111	2.93
245	123	298	-0.0000	-0.00	0.0000	0.00	0.000	0.00

246	125	182	20.9238	7.80	-20.8820	-5.72	0.042	2.08
247	120	210	-0.0000	-0.00	0.0000	0.00	0.000	0.00
248	157	223	10.0757	-1.29	-10.0700	1.70	0.006	0.41
249	126	211	37.8783	13.07	-37.7360	-6.57	0.142	6.50
250	160	212	17.6418	3.44	-17.4900	-0.74	0.152	2.70
251	94	252	19.8841	8.26	-19.8220	-6.47	0.062	1.79
252	130	285	14.9845	-0.45	-14.9460	1.91	0.039	1.45
253	131	213	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.000	0.00
254	165	214	34.8908	19.27	-34.7680	-12.61	0.123	6.66
255	105	286	23.0525	16.63	-23.0020	-13.89	0.051	2.74
256	136	289	20.9653	4.20	-20.8820	-1.06	0.083	3.14
257	166	287	11.8325	-0.07	-11.7660	1.27	0.067	1.20
258	134	268	13.3477	6.25	-13.2500	-4.45	0.098	1.79
259	137	251	7.9718	2.08	-7.9500	-1.59	0.022	0.49
260	139	215	12.1983	7.98	-12.0840	-6.15	0.114	1.84
261	253	270	45.2712	14.71	-45.0500	-5.41	0.221	9.30
262	145	291	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.000	0.00
263	156	293	40.6492	16.51	-40.4920	-9.01	0.157	7.50
264	153	216	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.000	0.00
265	154	292	18.0382	-0.38	-18.0200	1.70	0.018	1.32
266	159	277	13.2658	4.84	-13.2500	-4.03	0.016	0.81
267	161	294	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.000	0.00
268	151	217	-0.0000	-0.00	0.0000	0.00	0.000	0.00
269	164	218	36.9067	10.10	-36.7820	-3.82	0.125	6.28
270	169	296	6.4915	2.74	-6.4660	-2.33	0.026	0.41
271	133	295	36.8304	12.17	-36.6760	-5.62	0.154	6.55
272	171	219	10.8220	-0.45	-10.8120	0.95	0.010	0.51
273	172	220	-0.0000	-0.00	0.0000	0.00	0.000	0.00
274	254	290	50.6041	19.00	-50.3500	-7.10	0.254	11.89
275	138	228	5.7270	-1.47	-5.7240	1.59	0.003	0.12
276	159	227	4.1359	-2.04	-4.1340	2.12	0.002	0.08
277	108	173	45.3831	12.11	-45.1560	-2.54	0.227	9.56
278	109	174	19.6532	5.22	-19.6100	-3.29	0.043	1.94
279	110	175	11.5807	-1.11	-11.5540	2.01	0.027	0.91
280	111	258	33.2590	16.89	-33.1780	-11.02	0.081	5.86
281	95	237	31.8457	16.30	-31.6940	-11.66	0.152	4.64
282	112	176	44.3123	16.84	-44.0960	-7.74	0.216	9.10
283	113	177	13.4350	2.03	-13.3560	-0.53	0.079	1.50
284	114	178	32.5504	10.46	-32.4360	-5.62	0.114	4.84
285	116	259	14.8342	3.65	-14.7340	-1.80	0.100	1.85
286	115	179	16.1728	2.56	-16.1120	-0.85	0.061	1.71
287	235	238	-0.1060	-0.11	0.1060	0.11	0.000	0.00
288	118	180	-25.9754	0.83	25.9760	-0.80	0.001	0.03
289	122	240	21.9798	11.45	-21.9420	-9.22	0.038	2.23
290	233	239	46.3669	6.34	-46.2160	0.00	0.151	6.34
291	123	262	9.3418	-1.75	-9.3280	2.33	0.014	0.58
292	256	263	38.5489	11.26	-38.2660	-4.13	0.283	7.13
293	119	260	14.3499	4.69	-14.3100	-3.18	0.040	1.51
294	120	181	18.2970	9.62	-18.2320	-6.89	0.065	2.73
295	121	261	13.2404	2.09	-13.1440	-0.53	0.096	1.56
296	157	221	20.1247	2.60	-20.0340	0.00	0.091	2.60
297	127	183	15.5208	1.70	-15.4760	0.00	0.045	1.70
298	94	98	17.6936	9.11	-17.4900	-5.62	0.204	3.49
299	128	264	36.1773	14.25	-36.0400	-8.37	0.137	5.88
300	117	185	20.7890	8.39	-20.6700	-5.09	0.119	3.30
301	99	241	14.1141	9.09	-13.9920	-6.78	0.122	2.31
302	129	186	12.5818	6.99	-12.5080	-5.41	0.074	1.59
303	130	265	17.3152	5.24	-17.1720	-2.76	0.143	2.48
304	131	187	18.8429	9.32	-18.7620	-6.25	0.081	3.07
305	132	188	12.0492	6.34	-11.9780	-4.98	0.071	1.36
306	105	266	40.5577	12.76	-40.0680	-2.97	0.490	9.79
307	136	269	0.9544	0.01	-0.9540	-0.00	0.000	0.01
308	133	267	22.8230	1.94	-22.7900	0.42	0.033	2.36
309	134	288	16.6928	9.36	-16.5360	-6.36	0.157	3.00
310	137	189	27.0903	2.65	-27.0300	0.32	0.060	2.97
311	135	242	19.6346	3.41	-19.6100	-2.01	0.025	1.40
312	138	190	19.2731	13.84	-19.1860	-10.07	0.087	3.77
313	139	191	16.8573	10.38	-16.7480	-7.84	0.109	2.54
314	253	192	37.7191	7.34	-37.6300	-1.17	0.089	6.17
315	142	193	36.6896	6.86	-36.5700	-0.95	0.120	5.90
316	143	194	37.6802	8.04	-37.5240	-1.91	0.156	6.13
317	230	103	333.9615	165.98	-333.5590	-132.02	0.403	33.96
318	234	106	0.0000	0.00	-0.0000	-0.00	0.000	0.00
319	232	299	233.2044	89.20	-233.0639	-70.23	0.141	18.97
320	255	225	241.7170	107.96	-241.5865	-87.76	0.131	20.21
321	231	96	269.1279	119.84	-268.8413	-95.34	0.287	24.51
322	229	102	333.0450	147.23	-332.6337	-112.53	0.411	34.70
323	231	96	227.3521	99.63	-226.9884	-78.99	0.364	20.65
324	224	231	-0.0000	19.03	0.0000	-19.03	0.000	0.00
Total:							42.134	595.34