



RESUMEN

La confiabilidad es un factor muy importante en la planeación, diseño operación y mantenimiento del sistema eléctrico de potencia. Dentro de este, la generación es una parte importante ya que tiene que ser capaz de satisfacer la demanda en todo instante de tiempo. Además, las unidades del sistema de generación podrían fallar eventualmente, por lo cual el sistema debería tener la suficiente reserva para responder de una forma adecuada ante la presencia de este evento.

Por esta razón, en el presente trabajo se realizó la evaluación del Sistema de Generación del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano mediante índices de confiabilidad de pérdida de carga y energía, ya que estos índices, en evaluaciones a largo plazo, permiten asistir a las autoridades competentes en la toma de decisiones para la construcción de nuevas centrales de generación.

Para determinar los índices de confiabilidad se procedió a realizar un programa computacional, que permita realizar el cálculo de los índices de confiabilidad considerando información operativa-técnica de las unidades de generación, posibilidad de incluir el plan de mantenimiento programado de las unidades, datos de demanda e incertidumbre en el pronóstico de la demanda. El programa fue denominado como CIC_SG, y su validación se realizó con el sistema de pruebas IEEE-RTS.

La evaluación se realizó para el período histórico 2007-2009, cuyos índices se consideraron como niveles de referencia para determinar si en el período proyectado 2010-2020, incluyendo el plan de expansión del sistema de generación publicado por el CONELEC el sistema es capaz de mantenerse por debajo de dichos valores. Para los años 2021-2025 se realizó un estudio para determinar cuántos MW se deberían adicionar al sistema para que se mantenga bajo los niveles de referencia.



ÍNDICE GENERAL

RESUMEN..... 1

ÍNDICE DE TABLAS 5

ÍNDICE DE FIGURAS..... 7

I INTRODUCCIÓN..... 9

1.1 Antecedentes..... 9

1.2 Alcance 9

1.3 Justificación 10

1.4 Objetivos..... 10

 1.4.1 General..... 10

 1.4.2 Específicos 10

1.5 Organización de la tesis 11

II MODELO MATEMÁTICO DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN 13

2.1 Introducción..... 13

2.2 Confiabilidad de sistemas de generació..... 14

2.3 Modelo de generación..... 15

 2.3.1 Tabla de probabilidades de capacidades desconectadas (COPT)..... 17

 2.3.1.1 Algoritmo recursivo para el cálculo de la COPT..... 18

2.4 Modelo de carga 18

2.5 Modelo de riesgo..... 20

 2.5.1 Índices de pérdida de carga 20

 2.5.2 Pérdida de energía..... 21

2.6 Efectos del mantenimiento programado..... 22

2.7 Efectos de la incertidumbre en el pronóstico de la carga..... 24

III PROGRAMA COMPUTACIONAL..... 27

3.1 Introducción..... 27

3.2 Estructura del programa CIC-SG 27

 3.2.1 Ingreso y validación de los datos del sistema de generación y demanda..... 30

 3.2.2 Ingreso del plan de mantenimiento, determinación de intervalos y capacidades en mantenimiento 30

 3.2.3 Cálculo de la COPT 35

 3.2.4 Cálculo de la COPT incluyendo el plan de mantenimiento de las unidades 37

 3.2.5 Determinación de los índices de confiabilidad 38

 3.2.6 Cálculo de índices de confiabilidad considerando la inclusión de la incertidumbre en el pronóstico de la demanda. 40

IV VALIDACIÓN DEL PROGRAMA COMPUTACIONAL..... 43

4.1 Introducción..... 42

4.2 Sistema de prueba RTS-IEEE..... 42

 4.2.1 Descripción del sistema de prueba (RTS) 42

4.3 Resultados de las publicaciones del reliability test system caso base y extendido..... 47

 4.3.1 Tabla de probabilidades de capacidades desconectadas..... 47

 4.3.2 Pérdida de carga esperada (LOLE) 47

 4.3.3 Inclusión de la incertidumbre en el pronóstico de la demanda 47

 4.3.4 Efectos del mantenimiento programado..... 48

 4.3.5 Pérdida de energía esperada (LOEE)..... 49

4.4 Resultados de índices de confiabilidad y copt obtenidos mediante la aplicación al CIC – SG y comprobación mediante resultados IEEE-RTS..... 50

 4.4.1 Tabla de probabilidades de capacidades desconectadas..... 50



4.4.2	Índices de confiabilidad para el caso base.....	51
4.4.3	Índices de confiabilidad caso extendido.....	52
4.4.3.1	Inclusión del plan de mantenimiento programado en el cálculo del LOLE.....	52
4.4.3.2	Inclusión de la incertidumbre en el pronóstico de la demanda para el cálculo del LOLE ..	54
4.5	Métodos aproximados.....	54
4.5.1	Aproximación de la curva DPLVC mediante regresión lineal simple	54
4.5.2	Cálculo del LOLE utilizando el modelo aproximado e incluyendo la incertidumbre en el pronóstico de la demanda	59
4.5.3	Aplicación del modelo aproximado a la curva de carga LDC	59
4.5.4	Modificaciones del plan de mantenimiento	60
4.5.4.1	Modificación del plan de mantenimiento, no considerando en el plan de mantenimiento las unidades pequeñas del sistema de generación	63
4.5.4.2	Modificación de la curva de mantenimiento por inspección	64
4.5.4.3	Análisis en función del porcentaje del total LOLE de cada intervalo.....	66
4.6	Tiempos de cálculo	71
V	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DEL S.N.I.	73
5.1	Introducción.....	73
5.2	Sistema de generación ecuatoriano.....	73
5.2.1	Consideraciones de la información recopilada	74
5.2.1.1	Tasa de fallas.....	74
5.2.2	Sistema de generación del S.N.I.....	75
5.3	Interconexiones internacionales.....	76
5.3.1	Interconexión Ecuador - Colombia	76
5.3.2	Interconexión Ecuador –Perú.....	77
5.4	Mantenimiento de unidades del sistema de generación S.N.I.....	77
5.5	Plan de expansión del sistema de generación	77
5.6	Modelos aproximados aplicados a la información del sistema de generación	80
5.6.1	Sistema de generación histórico 2007-2009.....	80
5.6.2	Consideraciones para el periodo lluvioso y seco	83
5.6.3	Mantenimiento del sistema de generación.....	84
5.6.4	Expansión del sistema de generación 2010-2020	86
5.6.5	Retiro de unidades del sistema de generación	88
5.6.6	Modelo de la curva típica de demanda	89
5.6.6.1	Determinación del modelo de curva típica de demanda	89
5.6.7	Proyección de demanda para el periodo 2010-2025	91
5.6.8	Modelo de la interconexión internacional con Colombia a 230KV	92
5.6.8.1	Cálculo para la obtención de la tasa de falla de la línea de interconexión	94
5.6.7.2	Cálculo de la interconexión para el periodo histórico	95
5.6.7.3	Cálculo de la interconexión para período proyectado	96
VI	EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ECUATORIANO	100
6.1	Introducción.....	100
6.2	Análisis del sistema de generación ecuatoriano	100
6.2.1	Resultados obtenidos	101
6.2.1.2	Período 2010-2025: Primer escenario	102
6.2.1.3	Período 2010-2025: Segundo escenario.....	113
6.3	Análisis de resultados	125
6.3.1	Período proyectado	125
6.4	Sistema de generación confiable.....	124
6.4.1	Nivel del LOLE mínimo.....	124
6.4.2	Nivel del LOLE máximo.....	130
6.4.3	Análisis de Resultados de generación confiable.....	135



VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	147
Conclusiones	147
Recomendaciones	148
BIBLIOGRAFIA	150
ANEXO A:	153
MANUAL DE USUARIO DEL PROGRAMA CIC-SG	153
ANEXO B:	167
INFORMACIÓN DEL RELIABILITY TEST SYSTEM	167
<i>Tabla B1.1 Resultados de la tabla de probabilidades de capacidades desconectadas IEEE-RTS</i>	<i>167</i>
<i>Tabla B1.2 Resultados de la tabla de probabilidades de capacidades desconectadas IEEE-RTS con incrementos de 50 MW entre estados.</i>	<i>168</i>
<i>Tabla B1.3 Datos de demanda diaria en MW.</i>	<i>169</i>
<i>Tabla B1.4 Plan de mantenimiento anual del sistema de generación.....</i>	<i>172</i>
ANEXO C:	173
BASE DE DATOS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ECUATORIANO	173
<i>Tabla C1.1 Condiciones operativas y factores de planta de las unidades de generación.....</i>	<i>173</i>
<i>Tabla C1.2 Mantenimiento de unidades del SG periodo 2007-2010.....</i>	<i>182</i>
<i>Tabla C1.3 Unidades utilizadas en el método aproximado del sistema de generación</i>	<i>199</i>
<i>Tabla C1.4 Sistema de Generación del año 2007</i>	<i>204</i>
<i>Tabla C1.5 Sistema de Generación del año 2008</i>	<i>208</i>
<i>Tabla C1.6 Sistema de Generación del año 2009</i>	<i>212</i>
<i>Tabla C1.7 Expansión del Sistema de Generación.....</i>	<i>213</i>
<i>Tabla C1.8 Actualización de fechas de ingreso de proyectos.....</i>	<i>215</i>
<i>Tabla C1.9 Mantenimiento de unidades del plan de expansión.....</i>	<i>216</i>
<i>Tabla C1.10 Año de ingreso - salida y vida útil de unidades térmicas del S.G.</i>	<i>218</i>
<i>Tabla C1.11 Análisis de retiros de unidades térmicas</i>	<i>222</i>
<i>Tabla C1.12 Curva de carga máxima diaria para los años 2004-2009.....</i>	<i>232</i>
<i>Graficas C1.13 Curvas de demanda máxima diaria para el periodo 2004 - 2008.....</i>	<i>235</i>
<i>Tabla C1.14 Factores de planta de las unidades para el periodo 2007-2009.....</i>	<i>240</i>
<i>Tabla C1.15 Factores de planta de las centrales del plan de expansión</i>	<i>242</i>



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4. 1	Datos de confiabilidad de las unidades del sistema de generación	43
Tabla 4. 2	Demanda máxima semanal como porcentaje de la demanda máxima anual.....	44
Tabla 4. 3	Demanda máxima diaria como porcentaje de la demanda máxima semanal.....	44
Tabla 4. 4	Demanda horaria como porcentaje de la demanda máxima diaria	45
Tabla 4. 5	Plan de mantenimiento programado de las unidades	46
Tabla 4. 6	Resultados de la COPT reportados.....	47
Tabla 4. 7	Valores del LOLE considerando incertidumbre en el pronóstico de la demanda	48
Tabla 4. 8	Valores de LOLE por semanas y total incluyendo el plan de mantenimiento programado.....	49
Tabla 4. 9	Resultados representativos de COPT y error absoluto	51
Tabla 4. 10	Índice de confiabilidad utilizando modelo de demanda máxima diaria.....	51
Tabla 4. 11	Índices de confiabilidad utilizando modelo de carga horaria	51
Tabla 4. 12	Resultados de índices de confiabilidad considerando el plan de mantenimiento programado	53
Tabla 4. 13	Efecto de la incertidumbre en el LOLE (días/año).....	54
Tabla 4. 14	LOLE obtenido mediante la aproximación de la curva de carga	56
Tabla 4. 15	LOLE obtenido mediante la aproximación de la curva de carga DPLVC	58
Tabla 4. 16	Resultados obtenidos del método aproximado con incertidumbre.....	59
Tabla 4. 17	LOLE obtenido mediante la aproximación de la curva de carga LDC	60
Tabla 4. 18	Índices de confiabilidad con método aproximado de la curva de carga LDC	60
Tabla 4. 19	Plan de mantenimiento y capacidades disponibles de cada intervalo.....	62
Tabla 4. 20	LOLE obtenido mediante la modificación del plan de mantenimiento	63
Tabla 4. 21	Plan de mantenimiento modificado y capacidades disponibles de cada intervalo	64
Tabla 4. 22	Nuevo plan de mantenimiento de las unidades que se ven afectadas por la reducción del número de intervalos	65
Tabla 4. 23	LOLE obtenido con el plan de mantenimiento modificado	66
Tabla 4. 24	Porcentajes del LOLE para cada periodo de mantenimiento	68
Tabla 4. 25	LOLE de cada periodo y porcentaje del LOLE total	69
Tabla 4. 26	Modificación del plan de mantenimiento de las unidades de los intervalos intervenidos	69
Tabla 4. 27	Resultados del LOLE debido a las modificaciones del plan de mantenimiento	70
Tabla 4. 28	Tiempos en el proceso de cálculo de índices	71
Tabla 5. 1	Capacidades del Sistema de Generación	74
Tabla 5. 2	Tasa de fallas según la NERC	74
Tabla 5. 3	Capacidad de las unidades por tipo de central.....	75
Tabla 5. 4	Interconexiones existentes en el S.N.I.E.....	76
Tabla 5. 5	Retiros Caso 1: hipótesis tres, escenario de crecimiento menor, con importación.....	78
Tabla 5. 6	Plan de expansión caso1: hipótesis tres, escenario de crecimiento menor, con importación	79
Tabla 5. 7	Plan de expansión caso2: hipótesis tres, escenario de crecimiento medio, con importación....	80
Tabla 5. 8	Plan de expansión caso3: hipótesis tres, escenario de crecimiento alto, con importación.....	80
Tabla 5. 9	Tiempo de cálculo y número de estados con método aproximado del sistema de generación .	81
Tabla 5. 10	Unidades adicionadas para el Sistema de Generación 2010.....	83
Tabla 5. 11	Capacidades disponibles promedio	84
Tabla 5. 12	Método aproximado para el mantenimiento programado.....	85
Tabla 5. 13	Promedio de tiempos en mantenimiento por tipo de central	87
Tabla 5. 14	Vida útil de las unidades publicado por el CONELEC.....	88
Tabla 5. 15	Desviación estándar para determinar el modelo de curva de carga tipo.....	90
Tabla 5. 16	Análisis del modelo de curva tipo mediante energías	91
Tabla 5. 17	Proyección de demanda en bornes de generación	92
Tabla 5. 18	Tabla de estados de una línea de interconexión.....	95
Tabla 5. 19	Tabla de probabilidades de falla para las líneas de interconexión	95
Tabla 5. 20	Requerimientos de energía desde la interconexión en el periodo 2007-2009	96
Tabla 5. 21	Factores de planta asignados a las unidades que ingresan en el 2010.....	97



Tabla 6. 1	Índices de confiabilidad para el periodo histórico.....	101
Tabla 6. 2	Comportamiento del LOLE para el periodo histórico.....	101
Tabla 6. 3	LOLE con y sin plan de mantenimiento e incluyendo incertidumbre: escenario 1, caso 1	103
Tabla 6. 4	HLOLE y LOEE con y sin plan de mantenimiento e incluyendo incertidumbre: escenario 1, caso 1	106
Tabla 6. 5	LOLE con y sin plan de mantenimiento e incluyendo incertidumbre: escenario 1, caso 2	109
Tabla 6. 6	LOEE y HLOLE con y sin plan de mantenimiento e incluyendo incertidumbre: escenario 1, caso 2	111
Tabla 6. 7	LOLE con y sin plan de mantenimiento e incluyendo incertidumbre: escenario 2, caso 1	114
Tabla 6. 8	HLOLE y LOEE con y sin plan de mantenimiento incluyendo incertidumbre: escenario 2, caso 1	117
Tabla 6. 9	LOLE con y sin plan de mantenimiento incluyendo incertidumbre: escenario 2, caso 2	119
Tabla 6. 10	LOEE y HLOLE con y sin plan de mantenimiento e incluyendo incertidumbre: escenario 2, caso 2	123
Tabla 6. 11	LOLE (días/año) para el crecimiento de demanda menor: escenario 1 y2	125
Tabla 6. 12	LOLE (días/año) para el crecimiento de demanda mayor: escenario 1 y 2.....	127
Tabla 6. 13	LOLE (días/año) histórico.....	130
Tabla 6. 14	Capacidad de las unidades por tipo de central	130
Tabla 6. 15	Tipos de unidades para calcular la generación confiable.....	131
Tabla 6. 16	Requerimientos de capacidad por tipo de unidad: escenario 1 caso 2 (nivel mínimo).....	133
Tabla 6. 17	Requerimientos de capacidad e índices de confiabilidad: escenario 2 caso 1 (nivel mínimo)	135
Tabla 6. 18	Requerimientos de capacidad e índices de confiabilidad: escenario 2 caso 2 (nivel mínimo)	136
Tabla 6. 19	Requerimientos de capacidad e índices de confiabilidad: escenario 1 caso 2 (nivel máximo)	138
Tabla 6. 20	Requerimientos de capacidad para obtener generación confiable: escenario 2 caso 1 (nivel máximo).....	141
Tabla 6. 21	Requerimientos de capacidad para obtener generación confiable: escenario 2 caso 2 (nivel máximo).....	142
Tabla 6. 22	Requerimiento de capacidad para alcanzar nivel de referencia demanda menor.....	144
Tabla 6. 23	Requerimiento de capacidad para generación confiable demanda mayor.....	145



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1	Modelo para la evaluación del sistema de generación	14
Figura 2. 2	Componentes para evaluación del SG.....	15
Figura 2. 3	Modelo de dos estados para los generadores	16
Figura 2. 4	Curva de variación de demanda máxima diaria	19
Figura 2. 5	Curva de duración de carga	19
Figura 2. 6	Curva de demanda máxima diaria en orden cronológico	19
Figura 2. 7	Curva que relaciona carga, generación y reserva.....	21
Figura 2. 8	Energía reducida debido a la condición de salida de capacidad.....	22
Figura 2. 9	Capacidades disponibles y curva de carga.....	23
Figura 2. 10	Distribución de probabilidad normal.	25
Figura 2. 11	Modelo de generación y Modelo de carga con incertidumbre.	26
Figura 3. 1	Diagrama de flujo del programa computacional.....	29
Figura 3. 2	Ingreso y validación de los datos del sistema de generación	30
Figura 3. 3	Ingreso y validación de los datos del plan de mantenimiento	32
Figura 3. 4	Determinación de los intervalos.....	33
Figura 3. 5	Determinación de las unidades que se encuentran en mantenimiento en cada intervalo..	34
Figura 3. 6	Diagrama de flujo para el cálculo de la COPT	36
Figura 3. 7	Diagrama de flujo para el cálculo de la COPT incluyendo el plan de mantenimiento programado.....	37
Figura 3. 8	Diagrama de flujo para el cálculo de los índices de confiabilidad	39
Figura 3. 9	Diagrama de flujo para el cálculo de los índices de confiabilidad incluyendo la incertidumbre en el pronóstico de la demanda	41
Figura 4. 1	Gráfica de la distribución normal dividida en siete intervalos.....	48
Figura 4. 2	Aproximación mediante regresión lineal a) con un segmento b) con dos segmentos.....	55
Figura 4. 3	Aproximación mediante regresión lineal con cinco segmentos.....	56
Figura 4. 4	Aproximación mediante regresión lineal por inspección	57
Figura 4. 5	Aproximación mediante regresión lineal por inspección	58
Figura 4. 6	Curva de capacidades disponibles de cada intervalo del plan de mantenimiento	61
Figura 4. 7	Plan de mantenimiento	65
Figura 4. 8	Curva de carga y mantenimiento programado	67
Figura 4. 9	Curva de mantenimiento modificada.....	71
Figura 5. 1	Capacidad por tipo de unidad en porcentaje.....	76
Figura 5. 2	Curvas de tiempos de cálculo exacto y aproximado	82
Figura 5. 3	Número de estados obtenidos con el método exacto y aproximado	82
Figura 5. 4	Tiempos de cálculo de índices con mantenimiento programado.....	85
Figura 5. 5	Número de COPTs con mantenimiento programado	86
Figura 5. 6	Curva de carga diaria del año 2009	89
Figura 5. 7	Modelo de la interconexión con Colombia	92
Figura 5. 8	Factores de planta para el periodo 2007-2009	98
Figura 6. 1	Comportamiento de la probabilidad acumulada.....	102
Figura 6. 2	Comportamiento del LOLE para el período proyectado con y sin plan de mantenimiento: escenario 1, caso 1.....	104
Figura 6. 3	Plan de expansión de centrales del CONELEC: escenario 1, caso 1	104
Figura 6. 4	Curva de mantenimiento programado y demanda: escenario 1, caso 1	105
Figura 6. 5	Comportamiento del LOLE incluyendo incertidumbre y sin plan de mantenimiento: escenario 1, caso 1	106
Figura 6. 6	Comportamiento del HLOLE con y sin plan de mantenimiento: escenario 1, caso 1.....	107
Figura 6. 7	Comportamiento del LOEE con y sin plan de mantenimiento: escenario 1, caso 1	108
Figura 6. 8	Comportamiento del LOLE con y sin plan de mantenimiento: escenario 1, caso 2.....	109
Figura 6. 9	Plan de expansión de centrales CONELEC: escenario 1, caso 2.....	110



Figura 6. 10	Comportamiento del LOLE incluyendo incertidumbre y sin plan de mantenimiento: escenario 1, caso 2.....	111
Figura 6. 11	Comportamiento HLOLE con y sin plan de mantenimiento: escenario 1, caso 2	112
Figura 6. 12	Comportamiento del LOEE con y sin plan de mantenimiento: escenario 1, caso 2.....	113
Figura 6. 13	Comportamiento del LOLE con y sin plan de mantenimiento: escenario 2, caso 1	115
Figura 6. 14	Plan de expansión del CONELEC: escenario 2, caso 1	116
Figura 6. 15	Comportamiento del LOLE incluyendo incertidumbre y sin plan de mantenimiento: escenario 2, caso 1.....	116
Figura 6. 16	Comportamiento del HLOLE con y sin plan de mantenimiento: escenario 2, caso 1	118
Figura 6. 17	Comportamiento del LOEE con y sin plan de mantenimiento: escenario 2, caso 1	118
Figura 6. 18	Comportamiento del LOLE con y sin plan de mantenimiento: escenario 2, caso 2	120
Figura 6. 19	Comportamiento del LOLE incluyendo incertidumbre y sin plan de mantenimiento: escenario 2, caso 2.....	121
Figura 6. 20	Comportamiento irregular del LOLE	121
Figura 6. 21	Comportamiento del HLOLE con y sin plan de mantenimiento: escenario 2, caso 2	124
Figura 6. 22	Comportamiento del LOEE con y sin plan de mantenimiento: escenario 2, caso 2	124
Figura 6. 23	Comportamiento del LOLE con menor crecimiento de demanda: escenario 1 y 2	126
Figura 6. 24	Comportamiento del LOLE para el crecimiento de demanda mayor: escenario 1 y 2	128
Figura 6. 25	Comportamiento del LOLE sin plan de expansión	129
Figura 6. 26	Comportamiento del LOEE sin plan de expansión.....	129
Figura 6. 27	Comportamiento del LOLE para generación confiable: escenario 1, caso 2 (nivel mínimo).....	132
Figura 6. 28	Requerimiento de capacidad por tipo de unidad: escenario 1 caso 2 (nivel mínimo).....	133
Figura 6. 29	Comportamiento del LOLE para el período de análisis: escenario 2 caso 1 (nivel mínimo)	134
Figura 6. 30	Requerimiento de capacidad por tipo de unidad: escenario 2 caso 1 (nivel mínimo)	135
Figura 6. 31	Comportamiento del LOLE para el período de análisis: escenario 2 caso 2 (nivel mínimo)	136
Figura 6. 32	Requerimiento de capacidad por tipo de unidad: escenario 2 caso 2 (nivel mínimo)	137
Figura 6. 33	Comportamiento del LOLE para el período de análisis: escenario 1 caso 2 (nivel máximo)	138
Figura 6. 34	Requerimiento de capacidad por tipo de unidad: escenario 1 caso 2 (nivel máximo).....	139
Figura 6. 35	Comportamiento del LOLE para el período de análisis: escenario 2 caso 1 (nivel máximo)	140
Figura 6. 36	Requerimiento de capacidad por tipo de unidad: escenario 2 caso 1 (nivel máximo).....	141
Figura 6. 37	Comportamiento del LOLE para el período de análisis: escenario 2, caso 2 (nivel máximo)	142
Figura 6. 38	Requerimiento de capacidad por tipo de unidad: escenario 2 caso 2 (nivel máximo).....	143
Figura 6. 39	Requerimiento de capacidad por tipo de unidad demanda menor.....	144
Figura 6. 40	Requerimiento de capacidad por tipo de unidad demanda mayor	145



CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Los sistemas eléctricos tienen como función principal suministrar energía eléctrica a los consumidores, con altos niveles de calidad, confiabilidad y seguridad. Al igual que otros tipos de sistemas la confiabilidad del sistema eléctrico depende de la confiabilidad de sus componentes los cuales se encuentran expuestos a fallas que son de carácter estocástico.

Debido a la complejidad y la gran cantidad de los componentes que conforman los sistemas eléctricos de potencia, es necesario dividirlos en subsistemas como son: Generación, Transmisión y Distribución para facilitar su estudio. La función de los sistemas de generación eléctrica es el convertir diversos tipos de energía primaria en energía eléctrica, la cual es aprovechada por el consumidor según sus requerimientos. De esta manera se establece que es responsabilidad del sistema de generación mantener el balance entre generación y demanda, en cada instante de tiempo. Por lo tanto la confiabilidad de los sistemas de generación es crucial para el continuo abastecimiento de electricidad a los consumidores.

La planificación de sistemas tiene como objetivo proyectar la demanda en el futuro y en el incremento necesario de la capacidad del parque generador para satisfacer dicha demanda y proveer un nivel de confiabilidad en caso de salida de unidades por falla. Métodos probabilísticos son a menudo usados para determinar la confiabilidad del sistema la cual es representada mediante valores denominados índices de confiabilidad que permiten realizar evaluaciones del sistema en corto y largo plazo. Los índices de confiabilidad en evaluaciones de largo plazo permiten asistir a planificadores y autoridades en la toma de decisiones para la construcción de nuevas centrales de generación.

1.2 Alcance

Evaluar el Sistema de Generación del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (S.N.I.E.) en términos de índices de confiabilidad, como son: Pérdida de Carga Esperada (LOLE), Pérdida de Energía Esperada (LOEE) e Índice de Confiabilidad de Energía (EIR) para un periodo de 15 años. El cálculo de dichos índices se realizará mediante el desarrollo y aplicación de un programa computacional, cuyos valores permitirían determinar si el sistema de generación es capaz de satisfacer la demanda en el largo plazo, determinar si existe la suficiente reserva y por lo tanto determinar los niveles de riesgo que el Sistema de generación Nacional tendría, considerando la salida de unidades por mantenimiento programado, plan de inclusión y salida de centrales,



demanda proyectada y características de cada una de las centrales habilitadas por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

1.3 Justificación

El desarrollo productivo del país se ve reflejado por la creciente demanda de energía eléctrica, la cual debe ser suministrada por el sistema de generación en forma confiable, por lo tanto al no conocer la existencia de cálculos y análisis de índices de confiabilidad del Sistema de Generación del S.N.I.E., es necesario realizar el cálculo y análisis de los mismos que permita determinar el comportamiento del sistema ante la posible existencia de riesgos de pérdida de carga y energía en el largo plazo con lo cual se puede obtener una base para la planificación futura del sistema.

1.4 Objetivos

1.4.1 General

- Determinar y analizar los índices de confiabilidad del sistema de generación del S.N.I.E. ante la salida de unidades por falla, considerando el plan de mantenimiento programado, la inclusión de nuevas centrales y proyección de demanda para un periodo de 15 años. Los índices de confiabilidad a calcular son: Pérdida de Carga Esperada (LOLE), Pérdida de Energía Esperada (LOEE) e Índice de Confiabilidad de Energía (EIR); el cálculo de dichos índices se realizara mediante el desarrollo y aplicación de un software cuya validación se efectuará mediante el sistema de pruebas de confiabilidad (RTS) IEEE.

1.4.2 Específicos

- Elaborar el programa computacional que incluya los modelos del sistema de generación, demanda y riesgo.
- Investigar el efecto de los mantenimientos programados en la determinación de los índices de riesgo.
- Investigar el efecto de la incertidumbre de la demanda en la determinación de los índices de riesgo.
- Validar el programa con el sistema de pruebas IEEE Reliability Test System.
- Determinar los índices de riesgo LOLP, LOLE, LOEP, LOEE e EIR para el sistema de generación ecuatoriano para los próximos 15 años.
- Realizar un análisis crítico sobre los niveles de riesgo determinados.



1.5 Organización de la tesis

El primer capítulo del presente estudio está dedicado a explicar la temática general que enmarca el trabajo realizado, presentando los objetivos y alcances del mismo.

En el capítulo II se expone el sustento teórico de los modelos de generación, demanda y riesgo, con la inclusión del mantenimiento programado y la incertidumbre en el pronóstico de la demanda.

En el capítulo III se realiza una descripción detallada del programa computacional mediante diagramas de flujos para el ingreso y validación de datos, cálculo de la tabla de probabilidades de capacidades desconectadas, Curva de carga diaria u horaria y el procedimiento seguido en el cálculo de los índices de confiabilidad, también se explica la lógica utilizada para incluir el plan de mantenimiento, incertidumbre en la demanda y año bisiesto. En el anexo respectivo se presenta un manual de usuario del Programa computacional.

Para el capítulo IV se valida el programa computacional mediante el sistema de prueba de confiabilidad (Reliability Test System) del (IEEE) [15] [5]. Además se plantea métodos aproximados en la curva de carga y plan de mantenimiento programado de las unidades con el fin de disminuir el tiempo de cálculo.

En el capítulo V se describe las unidades del Sistema de Generación del S.N.I.E., dividiendo la descripción en dos periodos, el primero de ellos considera los años 2007-2009 en el cual se describe el comportamiento histórico de centrales existentes, capacidad nominal y efectiva de las unidades, probabilidades de falla, tipo de energía primaria utilizada, interconexiones internacionales y condiciones operativas, para el plan de mantenimiento programado se adiciona el año 2010. El segundo periodo se describe el plan de expansión publicado en el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 que considera centrales que serán retiradas y otras que ingresarán a formar parte del S.G. Además, se realiza una adecuación de la información, planteando aproximaciones en el sistema de generación y plan de mantenimiento programado, además se obtiene una curva típica de la demanda que permita la proyección para años futuros en base a demandas publicadas en el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 y el requerimiento promedio de la interconexión con Colombia.

En el capítulo VI se realiza el cálculo de los índices de confiabilidad para los distintos escenarios y se realiza además un análisis de los resultados obtenidos, además se realiza un estudio para determinar los requerimientos de nueva generación para que el sistema cumpla con los indicadores de referencia para los años 2021-2025, basados en indicadores de los años históricos.



Finalmente en el capítulo VII se presenta las conclusiones más relevantes del estudio, y las recomendaciones pertinentes.



CAPITULO II

MODELO MATEMÁTICO DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN

2.1 Introducción

La función de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) es el de proveer energía eléctrica a los consumidores con adecuados niveles de calidad de servicio y mínimos costos posibles.

Dentro de los requerimientos de calidad de servicio la confiabilidad se define como “La habilidad del sistema para proveer energía eléctrica a los puntos de utilización en la cantidad requerida y con un nivel aceptable de calidad y seguridad” [1], siendo un aspecto importante en la planeación, diseño y operación de los sistemas eléctricos de potencia.

En los últimos tiempos se ha venido realizando evaluaciones cuantitativas con índices reemplazando análisis cualitativos para estudios de confiabilidad. El análisis cuantitativo es logrado construyendo ecuaciones matemáticas de modelos de sistemas eléctricos de potencia para simular el sistema físico y manipular esos modelos para obtener medidas e índices adecuados de confiabilidad. Los índices del sistema pueden ser perfeccionados hasta alcanzar los niveles de referencia, considerando porcentajes de crecimiento de la carga para el mediano y largo plazo, dando como resultado el incremento de la inversión en el sistema, sin embargo el costo asociado para alcanzar dicho nivel puede ser inaceptable, con lo cual, aspectos económicos y de confiabilidad son a menudo temas de disputa en decisiones administrativas, [1], [2].

El procedimiento general para valorar la confiabilidad de un Sistema de Generación (SG) consiste en crear modelos para la generación y la demanda total del sistema, los cuales se combinan en un modelo de riesgo del cual se obtienen los índices de confiabilidad. El modelo de la generación comprende dos aspectos independientes: la disponibilidad de los equipos e instalaciones y la disponibilidad de los recursos primarios. La forma tradicional del modelo asume total disponibilidad de los recursos primarios y consiste en construir a partir de los modelos de confiabilidad de los componentes, tablas que indican la probabilidad de perder determinada cantidad de MW. El modelo de carga consiste en valores de demanda, real o pronosticado para un periodo de tiempo dado (hora, día, semana...etc.). Generalmente, solo se realiza análisis de potencia activa en el modelo de riesgo.

2.2 Confiabilidad de sistemas de generación

La confiabilidad es un factor muy importante en la planeación, diseño, operación y mantenimiento del sistema eléctrico de potencia. El sistema de generación es una parte muy importante dentro del Sistema Eléctrico de Potencia ya que tiene que ser capaz de satisfacer la demanda en todo instante de tiempo [1]. Las unidades de generación podrían fallar ocasionalmente y el sistema debe tener la suficiente reserva disponible para entrar en funcionamiento cuando estos eventos se presenten.

La confiabilidad de un SG está dividida en “adecuación” y “seguridad”. La adecuación del sistema está relacionada con la existencia de suficientes generadores dentro del mismo para satisfacer la demanda de los consumidores; considerando condiciones estáticas del sistema. La seguridad está relacionada con la habilidad del sistema para responder ante la presencia de disturbios [3]. En el presente trabajo, la evaluación de la confiabilidad del SG se enfoca en la adecuación y no toma en consideración la seguridad.

La confiabilidad de un sistema de generación se puede modificar cambiando las unidades existentes por unidades más confiables o incorporando redundancia. La redundancia en el SG significa la instalación de más capacidad de generación que la normalmente requerida, lo cual a su vez conlleva a un incremento en el costo de dicho sistema [3].

En un estudio de sistemas de generación, el sistema total es examinado para determinar su capacidad para mantener los requerimientos de la carga, esta actividad es usualmente llamada “valoración de la adecuación del sistema de generación”. El sistema de transmisión es ignorado en este estudio y el sistema de carga es considerado como una carga puntual.

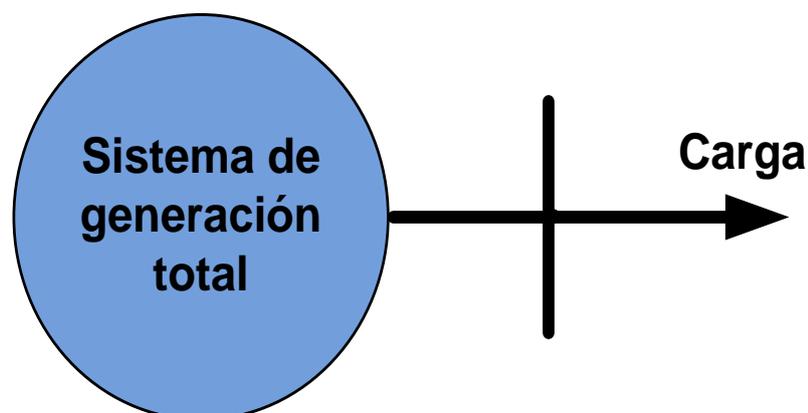


Figura 2.1 Modelo para la evaluación del sistema de generación

El método utilizado en la evaluación del sistema de generación para este estudio es catalogado como “probabilístico-analítico” y consiste básicamente en tres pasos:

- Crear un modelo de capacidad de generación basada en las características técnicas y operativas de las unidades.
- Construir un apropiado modelo de carga.
- Combinar el modelo de capacidad de generación y el modelo de carga para obtener un modelo de riesgo.

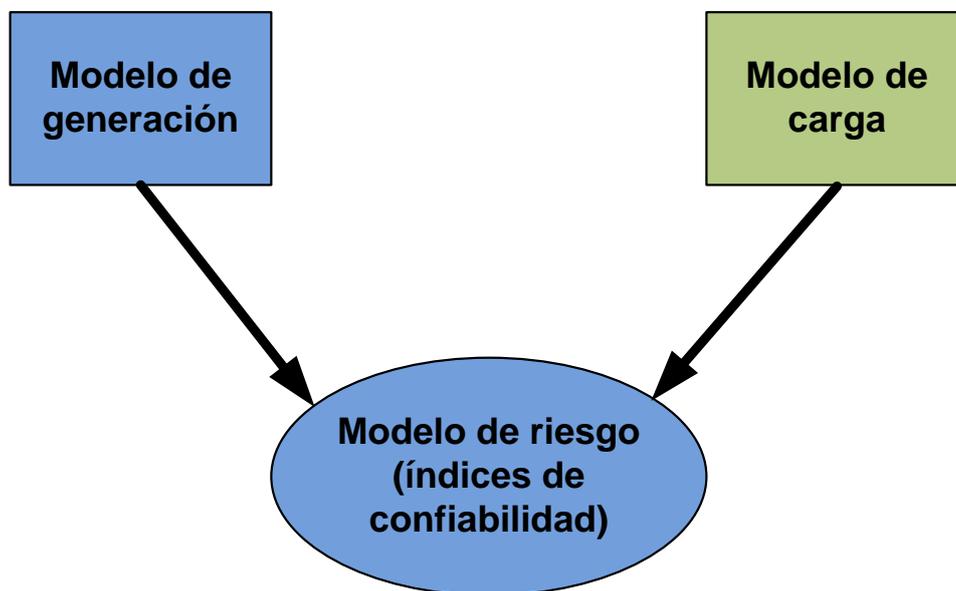


Figura 2. 2 Componentes para evaluación del SG

El método probabilístico-analítico utilizado para modelar el sistema de generación es la tabla de probabilidades de capacidades desconectadas (COPT¹) la cual puede ser creada usando un algoritmo recursivo, dicha técnica se explicará más adelante en este capítulo.

2.3 Modelo de generación

Los parámetros más importantes requeridos en el análisis de confiabilidad de un SG son la capacidad y la probabilidad de falla de los generadores. Una falla da como resultado remover la unidad de servicio para repararla o reemplazarla, a este evento se le denomina como “salida”; también se presenta este evento cuando la unidad entra en mantenimiento programado, el cual es necesario para mantener la unidad en buenas condiciones.

¹ De sus siglas en ingles “Capacity Outage Probability Table”

Para todos los generadores del SG se utiliza el modelo de dos estados para la salida de las unidades por falla mostrado en la Figura 2.3, definido mediante las distribuciones de probabilidad de tasa de fallas λ y tasa de reparaciones μ .

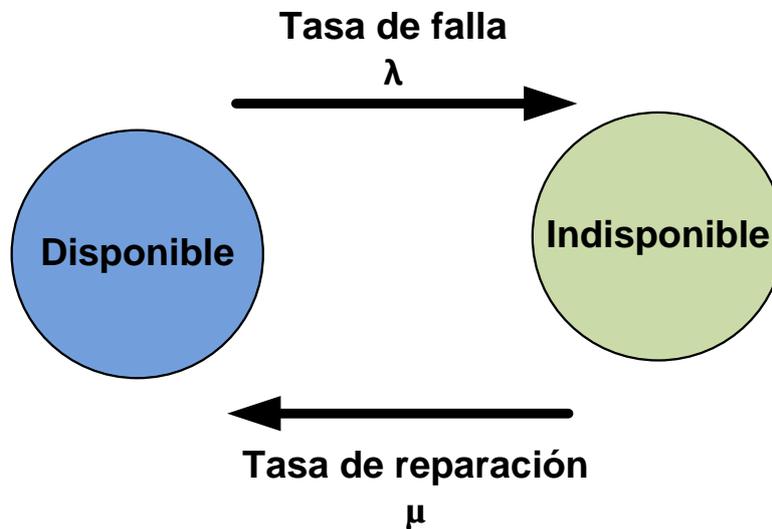


Figura 2.3 Modelo de dos estados para los generadores

Para unidades modeladas con dos estados, la probabilidad de falla está dada por su indisponibilidad U , ecuación 2.1; la cual es expresada en términos de la tasa de fallas y reparaciones.

$$U = \frac{\text{Horas en salida forzada (HSF)}}{\text{horas en servicio(HS)}+\text{horas de salida forzada(HSF)}} \quad (2.1)$$

$$\text{FOR} = U = \frac{\lambda}{\lambda+\mu} \quad (2.2)$$

El FOR² se define como la probabilidad de que la unidad no esté disponible para servicio en el futuro [1]. Este estimador es adecuado para determinar la probabilidad de fallo de las unidades de base, ya que estas tienen periodos de operación relativamente largos; sin embargo para unidades cíclicas que operan en horas de demanda máxima, el FOR no es un buen estimador ya que los tiempos de operación son relativamente cortos. Además, el periodo más crítico en la operación de una unidad es el arranque y en comparación con las unidades de base estas tienen pocas horas de operación y más arranques.

Para este tipo de unidades la tasa de fallos puede ser obtenida mediante la siguiente expresión [4]

² De sus siglas en ingles Forced Outage Rate



$$FOR_p = \frac{f * HSF}{f * HSF + HS} \quad (2.3)$$

$$f = \frac{\frac{1}{r} + \frac{1}{T}}{\frac{1}{D} + \frac{1}{r} + \frac{1}{T}} \quad (2.4)$$

T = tiempo medio en reserva en frío entre períodos de necesidad.

D = tiempo medio en servicio por ocasión de demanda.

r = tiempo medio de reparación por ocurrencia de salida forzada.

Una vez definido el modelo de dos estados que serán aplicados a las unidades de generación, se presenta en el siguiente punto el modelo matemático.

2.3.1 Tabla de probabilidades de capacidades desconectadas (COPT)

El modelo de generación requerido es conocido como tabla de probabilidades de capacidades desconectadas, este es un simple arreglo de niveles de capacidades asociado con la probabilidad de existencia de cada nivel. La creación de la COPT para sistemas de generación normalmente considera toda la capacidad del sistema resultando en centenares de unidades de diferentes capacidades y FOR. Si las unidades son idénticas la COPT es fácil de construir ya que si se tiene n unidades se tendrá $n + 1$ estados, pudiéndose calcular mediante la fórmula de la distribución binomial.

$$p_k = \frac{n!}{i! * (n-i)!} p^i * q^{n-i} \quad i = 0, \dots, n \quad \text{y} \quad k = n + 1, n, \dots, 1 \quad (2.5)$$

Donde:

- p_k : Probabilidad individual del k -ésimo estado
- n : Número de unidades
- q : Indisponibilidad
- p : Disponibilidad

Cuando las unidades tienen diferentes capacidades y FOR la ecuación 2.5 no es aplicable, por lo tanto, es necesaria la utilización de un método que permita ser aplicado bajo cualquier circunstancia; en el siguiente punto se explica detalladamente el método utilizado.



2.3.1.1 Algoritmo recursivo para el cálculo de la COPT

La probabilidad individual de un estado con una salida forzada de “ X MW” después de que una unidad con capacidad de C MW y tasa de falla $U = FOR$ es adicionada, viene expresado por medio de la ecuación 2.6.

$$p(X) = p'(X) \times (1-U) + p'(X-C) \times U \quad (2.6)$$

$p(X)$ La probabilidad individual del estado después de que la unidad es adicionada

$p'(X)$ La probabilidad individual del estado antes de que una nueva unidad sea adicionada.

En la ecuación 2.6 si $X < C$ entonces $p'(X-C) = 0$

El procedimiento es iniciado con la adición de la primera unidad C_1 para la cual existen dos posibles estados, el primero de ellos con una capacidad desconectada de 0 MW cuya probabilidad es $p(X) = 1-U$ y un segundo estado con capacidad desconectada de C MW cuya probabilidad es $p(X) = U$.

2.4 Modelo de carga

La forma más simple de modelar la demanda es obteniendo para cada día un valor máximo, estos valores máximos diarios pueden ser ordenados en forma descendente para formar la curva de demanda acumulada la cual se conoce como “curva de variación de demanda máxima diaria DPLVC (Daily Peak Load Variation Curve) por sus siglas en ingles” [1], [5], ver figura 2.4. También se puede utilizar la “curva de duración de carga LDC” [1], [5] (Load Duration Curve) que es formada por valores de demanda horaria, ver figura 2.5, o se pueden establecer modelos de curvas formada por datos de demanda máxima diaria o carga horaria en orden cronológico, como se aprecia en la figura 2.6.

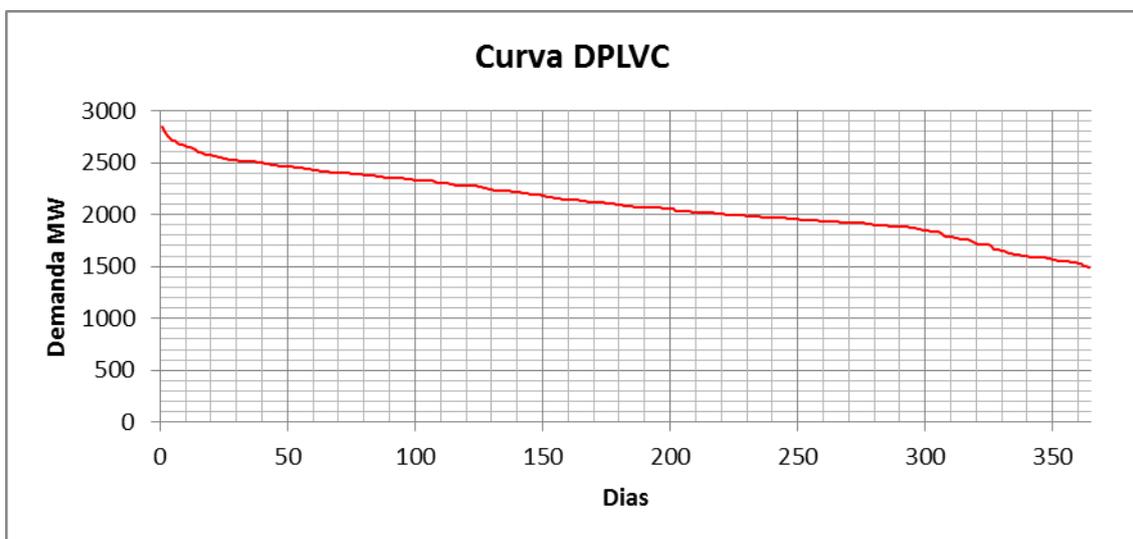


Figura 2. 4 Curva de variación de demanda máxima diaria

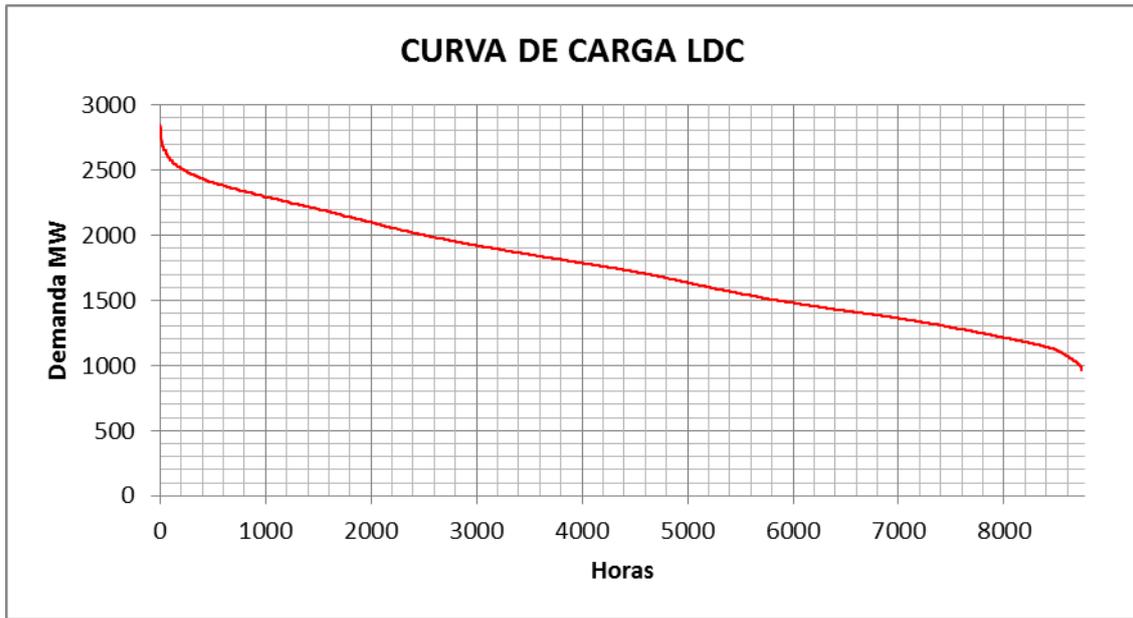


Figura 2. 5 Curva de duración de carga

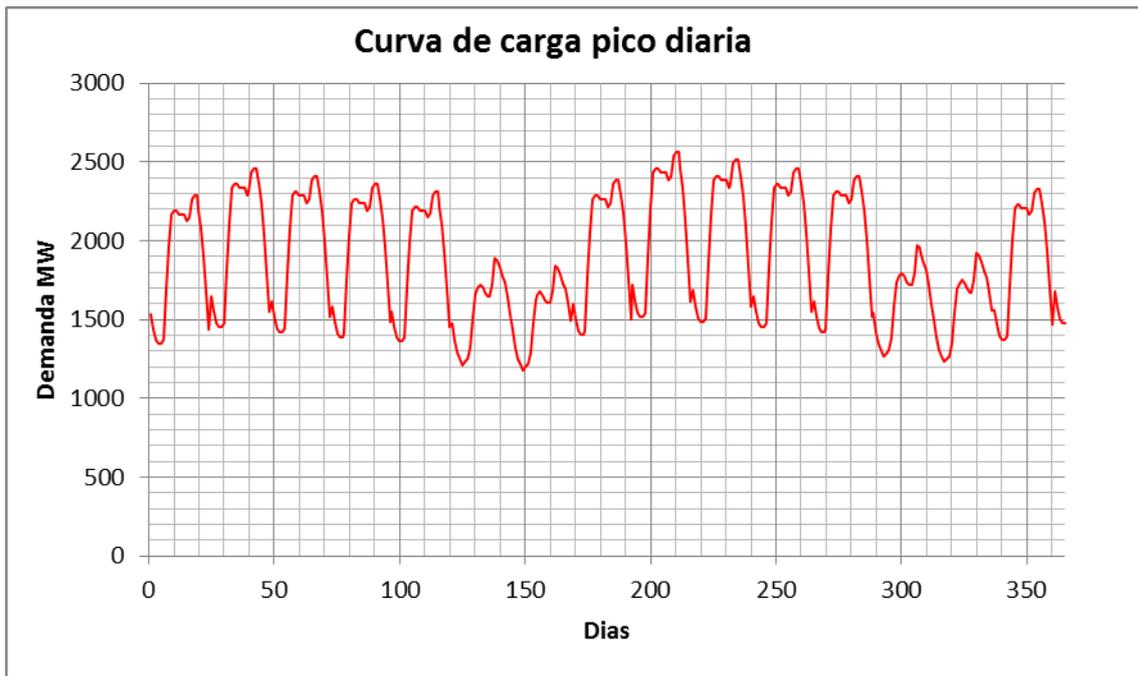


Figura 2. 6 Curva de demanda máxima diaria en orden cronológico

Normalmente la curva DPLVC es usada en el cálculo de índices de pérdida de carga esperada (LOLE); la curva LDC es utilizada en el cálculo del índice de pérdida de energía esperada (LOEE).



2.5 Modelo de riesgo

Al combinar el modelo de carga y el modelo de generación se obtiene el modelo de riesgo; este permite mediante índices cuantificar la confiabilidad del sistema de generación, comparar alternativas de diseño, identificar puntos críticos y determinar formas de corrección en el sistema de generación incorporando costos para la toma de decisiones; los valores de los índices de confiabilidad mínimos requeridos dependerán de cuan confiable se desee que el sistema sea. Los índices de pérdida de carga y energía que se calcularán se describen en los siguientes párrafos.

2.5.1 Índices de pérdida de carga

Pérdida de carga ocurre cuando la demanda excede la generación disponible, la probabilidad de que esto ocurra se le denomina como probabilidad de pérdida de carga LOLP³. Un segundo índice de pérdida de carga es LOLE⁴ que se define como la Pérdida de carga esperada en días por año u horas por año (HLOLE, Pérdida de carga esperada horaria). El LOLE indica el número esperado de días en los cuales existirá déficit de generación, pero no indica la severidad de la deficiencia, ni la frecuencia y duración de la pérdida de carga.

El LOLP y LOLE se pueden obtener combinando la probabilidad de estados de las capacidades desconectadas del SG con la demanda máxima diaria u demanda horaria [1], [5] Por consiguiente para un mismo sistema se puede obtener diferentes valores para un mismo índice dependiendo del modelo de demanda que se esté utilizando para el cálculo.

Estos índices se pueden determinar mediante la ecuación 2.7 para la pérdida de carga esperada.

$$LOLE = \sum_{k=1}^m p_k * t_k \quad (2.7)$$

O se podría utilizar las ecuaciones 2.8 para el LOLE utilizando la probabilidad acumulada P_k

$$LOLE = \sum_{k=1}^m P_k * (t_k - t_{k-1}) \quad (2.8)$$

³ De sus siglas en ingles Loss of Load Probability (LOLP)

⁴ De sus siglas en ingles Loss of Load Expectation (LOLE)

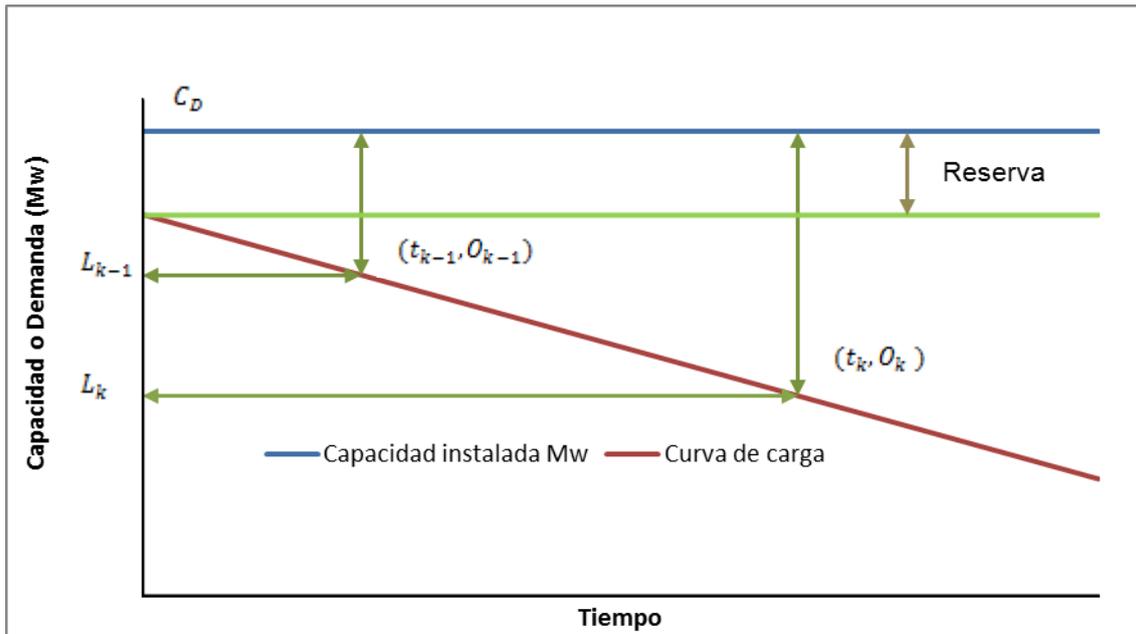


Figura 2.7 Curva que relaciona carga, generación y reserva

Donde:

T Periodo de análisis

L_k El valor de carga

C_D Capacidad disponible

$O_k = L_k - C_D$ Es la capacidad desconectada en Mw

P_k Es la probabilidad acumulada del estado cuya capacidad desconectada es O_k .

t_k Es el tiempo durante el cual una capacidad desconectada O_k produce pérdida de carga.

2.5.2 Pérdida de energía

El área bajo la curva de carga horaria E puede ser usada para calcular la energía no suministrada debido a la insuficiencia en la capacidad instalada o disponible. La pérdida de energía es cuantificada usando la pérdida de energía esperada (LOEE⁵) con unidades en MWh por año, este índice se define como la energía esperada no suministrada a los consumidores por déficit en la

⁵ De sus siglas en ingles Loss of Energy Expectation

capacidad del sistema de generación. Además se calcula el índice de confiabilidad de energía EIR⁶ [1], [5].

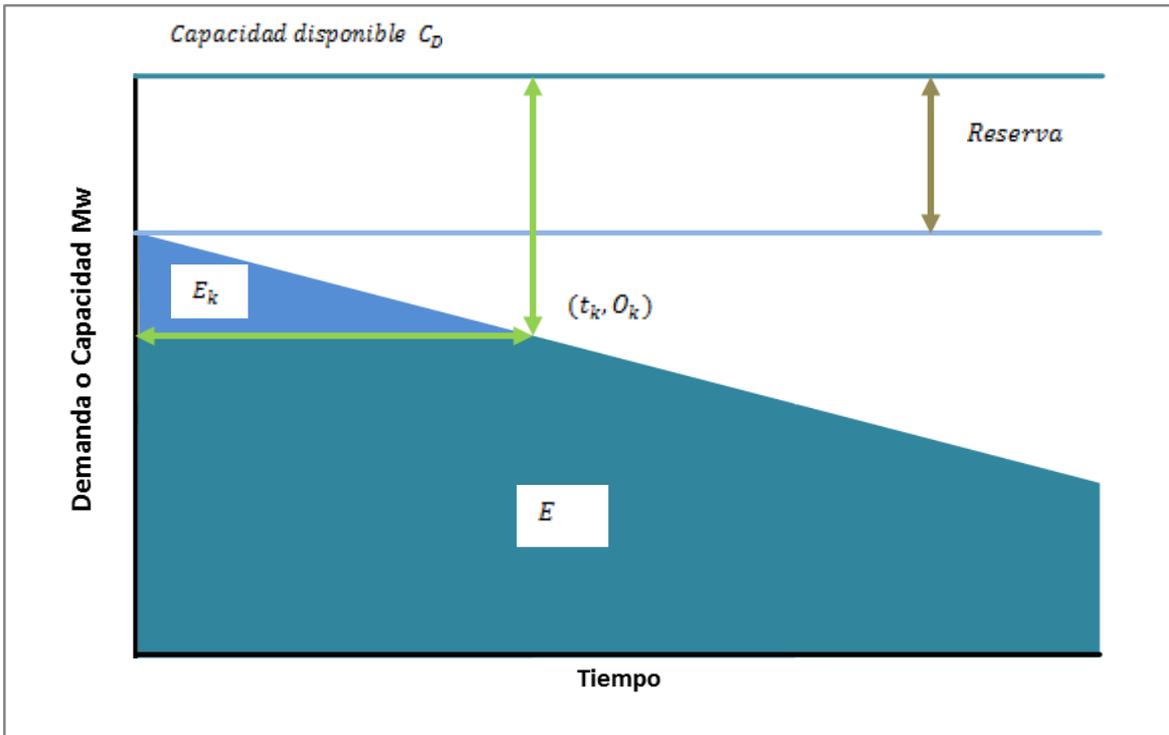


Figura 2. 8 Energía reducida debido a la condición de salida de capacidad

Para calcular el índice LOEE y EIR se utiliza las ecuaciones 2.9 y 2.11, respectivamente.

$$LOEE = \sum_{k=1}^n p_k * E_k \tag{2.9}$$

$$LOEE_{p.u.} = \frac{LOEE}{E_{base}} \tag{2.10}$$

$$EIR = 1 - \frac{1}{LOEE_{p.u.}} \tag{2.11}$$

Donde:

E_k Energía no servida para una capacidad desconectada O_k

2.6 Efectos del mantenimiento programado

Hasta este punto se ha considerado el parque generador como exento de mantenimiento o de inspección; en la vida práctica se presenta la salida de las

⁶De sus siglas en ingles Energy Index of Reliability

unidades para realizar mantenimiento programado permitiendo su correcto funcionamiento al momento de ingresar a operación.

El mantenimiento programado de unidades de generación es un problema que relaciona la operación y planificación del sistema de potencia para periodos de tiempo normalmente de un año. Las unidades de generación son dispositivos electromecánicos a los que se les atribuye un periodo de mantenimiento debido al deterioro como resultado del uso prolongado.

Durante el transcurso del año se presenta periodos de mantenimiento donde la capacidad disponible para generar no es constante, por lo cual la estructuración de la tabla de probabilidades de capacidades desconectadas con el número total de unidades del SG no es aplicable en el cálculo de los índices de confiabilidad durante todo el año, como se aprecia en la figura 2.9.

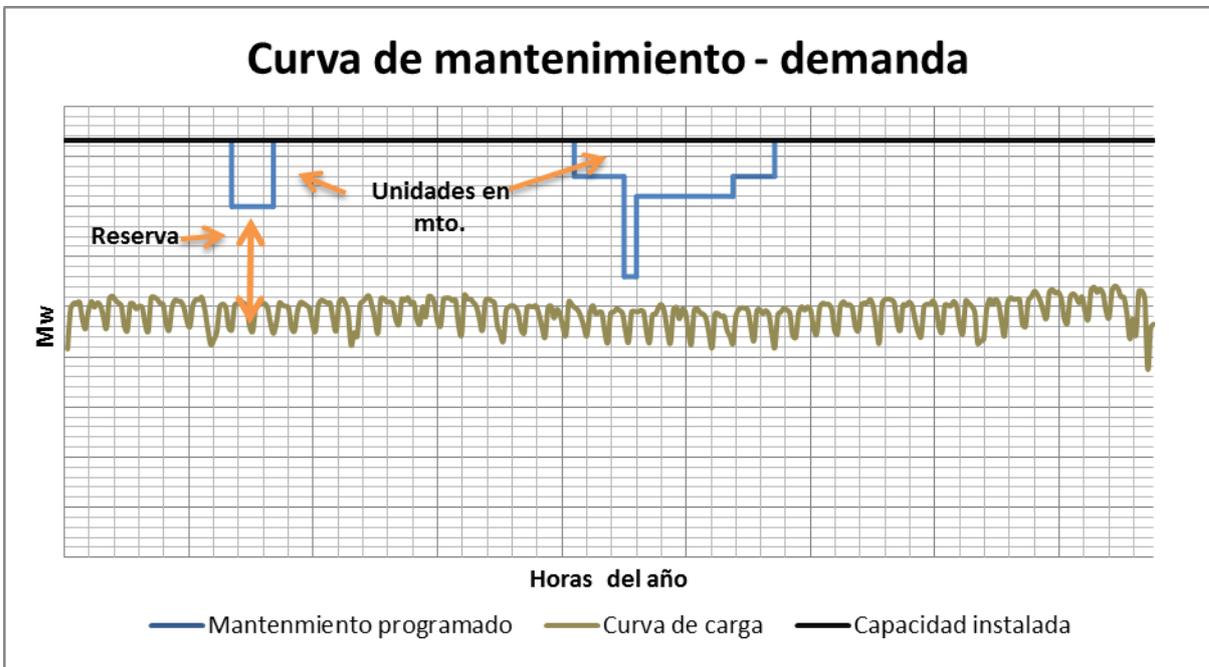


Figura 2. 9 Capacidades disponibles y curva de carga

Debido a que la capacidad disponible no es constante durante el año se debe determinar las capacidades disponibles para cada período que resulta del plan de mantenimiento programado y luego determinar una COPT para cada uno de estos periodos.

Cuando se incluye el plan de mantenimiento programado en el cálculo de los índices de pérdida de carga se debe determinar un LOLE para cada período con su respectiva COPT, finalmente se suma los índices obtenidos en cada período, matemáticamente se expresa por medio de la ecuación 2.12.



$$LOLE_a = \sum_{p=1}^n LOLE_p \quad (2.12)$$

$LOLE_a$ El índice total del periodo de análisis

$LOLE_p$ El índice para cada intervalo resultado del mantenimiento programado

n Número de intervalos

Al incluir el plan de mantenimiento programado en el cálculo de los índices de pérdida de energía se debe determinar un LOEE para cada período con su respectiva COPT, finalmente se suma los índices que se obtuvo en cada período, matemáticamente se expresa por medio de la ecuación 2.13.

$$LOEE_a = \sum_{p=1}^n LOEE_p \quad (2.13)$$

$LOEE_a$ El índice total del período de análisis

$LOEE_p$ El índice para cada intervalo resultado del mantenimiento programado

n Número de intervalos

2.7 Efectos de la incertidumbre en el pronóstico de la carga

En el modelo de carga anteriormente usado se asume que la demanda máxima pronosticada es exacta. En la práctica la proyección es realizada en base a datos históricos por lo que la demanda proyectada puede tener un cierto grado de incertidumbre, esto puede ser descrito mediante una distribución de probabilidad de la demanda proyectada LFPD (Load Forecast Probability Distribution) [1].

La incertidumbre puede ser incluida en el cálculo de los índices de riesgo dividiendo la LFPD en intervalos de clase, cuyo número depende de la precisión deseada, “una distribución de probabilidad normal dividida en siete o cuarenta y nueve pasos no presenta una gran diferencia en los resultados” [1]. En la figura 2.10 se presenta la distribución normal con siete segmentos.

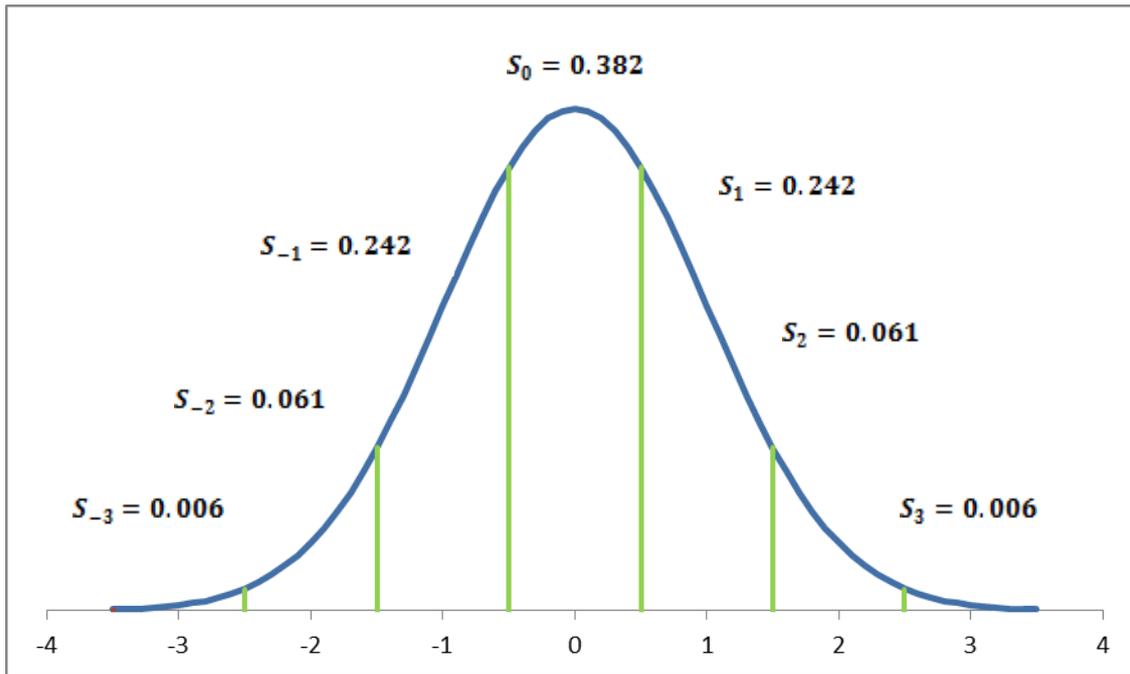


Figura 2. 10 Distribución de probabilidad normal.

El área de cada intervalo de clase representa la probabilidad que el valor de la carga se encuentre en el valor medio, estas áreas se presentan en la figura 2.10 expresadas por S_{-3} , S_{-2} , S_{-1} , S_0 , S_1 , S_2 y S_3

La incertidumbre en el pronóstico de la demanda puede ser incluida en el cálculo de los índices dividiendo la LFPD en intervalos de clase como se observa en la figura 2.10. El área de cada intervalo de clase representa la probabilidad de que la carga se encuentre en el valor medio del intervalo de clase.

El LOLE es calculado para cada demanda representada por el intervalo de clase (figura 2.11) y multiplicado por la probabilidad de que la carga exista, la suma de estos productos representa el LOLE final para la carga proyectada [1].

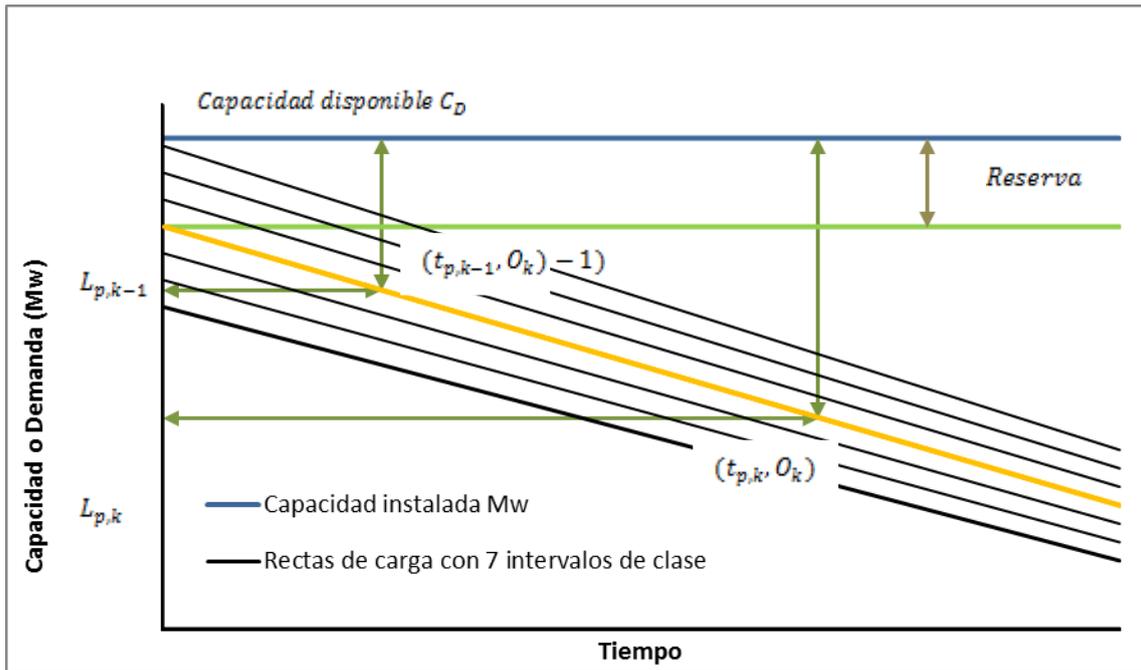


Figura 2. 11 Modelo de generación y Modelo de carga con incertidumbre.

Los índices de confiabilidad de pérdida de energía, para los valores de demanda de cada uno de los intervalos de clases, son determinados y multiplicados por la probabilidad de existencia de la carga. La suma de estas multiplicaciones es el índice de confiabilidad esperado para la demanda pronosticada [1].



CAPITULO III

PROGRAMA COMPUTACIONAL

3.1 Introducción

El cálculo de los índices de confiabilidad de un sistema de generación puede resultar complejo y extenso, dependiendo de la cantidad de unidades de generación que componen dicho sistema y del modelo de demanda utilizado en un determinado período de análisis. Además el problema puede resultar más complejo cuando se considera el plan de mantenimiento programado de las unidades y la incertidumbre en la proyección de la demanda.

Por lo tanto es conveniente contar con una herramienta computacional que permita realizar dichos cálculos de una forma rápida y eficiente, para lo cual se requiere de un software dedicado a realizar cálculos matemáticos y que permita crear una interfaz gráfica de usuario de fácil acceso para la manipulación de datos. El software fue implementado utilizando MatLab 7.1, cabe recalcar que además de esta plataforma existen otras como Visual Basic, Fortran, C++, entre otras, las cuales no han sido estudiadas ya que está fuera del alcance de esta tesis determinar técnicamente una plataforma de programación.

Para el desarrollo del software se utilizó una computadora marca Toshiba, con dos procesadores Intel Pentium Dual-Core de 1,76 GHZ cada uno, 2 GB de memoria Ram, 512 GB de disco duro y sistema operativo Windows 7 Ultimate de 32 bits. Para el correcto funcionamiento del software se recomienda utilizar un computador de similares características o superiores. Al programa desarrollado se lo ha nombrado como "CIC_SG" (Cálculo de Índices de Confiabilidad de Sistemas de Generación).

3.2 Estructura del programa CIC-SG

El programa CIC-SG está compuesto por un conjunto de funciones y sentencias que cumplen una determinada tarea al momento que estas son ejecutadas, dentro del conjunto de funciones se pueden diferenciar básicamente cinco grupos: funciones para la presentación de la interfaz; funciones para el ingreso y validación de datos; funciones para el cálculo y presentación de la COPT con y sin plan de mantenimiento programado; funciones para el cálculo y presentación de los índices de confiabilidad, con la posibilidad de incluir incertidumbre en el pronóstico de la demanda y finalmente funciones para guardar resultados y datos ingresados.



En la figura 3.1 se muestra el diagrama de flujo básico del programa CIC-SG. El programa se inicia con la creación de la interfaz gráfica que posee los elementos para la entrada de datos y presentación de los resultados obtenidos. Los datos a ingresar están sujetos a un proceso de validación que permite únicamente el ingreso de datos que puedan presentarse en la práctica. Cuando los datos del sistema de generación han sido ingresados, se procede a determinar la COPT, si se desea incluir el plan de mantenimiento programado para las unidades, previamente al cálculo de la COPT, se debe ingresar los intervalos de mantenimiento de cada unidad, con los cuales el programa procede internamente a determinar, los periodos y las capacidades en mantenimiento, resultantes del plan de mantenimiento ingresado; luego se procede a determinar y presentar la COPT para cada período.

Cuando ya se ha realizado este proceso, seguidamente se puede ingresar los datos de demanda del modelo seleccionado; dentro de los posibles modelos se tiene, la demanda máxima diaria en su orden cronológico, DPLVC, la demanda horaria en su orden cronológico, LDC y el modelo aproximado de DPLVC o LDC representado mediante una o varias rectas.

Una vez ingresados estos datos, se procede a determinar los índices de confiabilidad combinando los datos de la demanda y la COPT. Cuando en el cálculo de la COPT se incluye el plan de mantenimiento programado de las unidades, en el programa CIC_SG no se puede utilizar el modelo de demanda en su forma acumulada ni el modelo de demanda aproximado, únicamente se puede utilizar el modelo de demanda horaria o máxima diaria en su orden cronológico.

Si se incluye incertidumbre en el pronóstico de la demanda, se determina los valores de la demanda correspondientes a cada uno de los intervalos de clase de la curva de distribución. Luego se calcula los índices para cada uno de estos valores y se multiplican por las probabilidades de existencia correspondientes, finalmente se suman para obtener el valor total.

Cada conjunto de datos ingresados o resultados obtenidos, se pueden guardar en un documento con extensión **“.xlsx”** (Excel 2007 ó 2010).

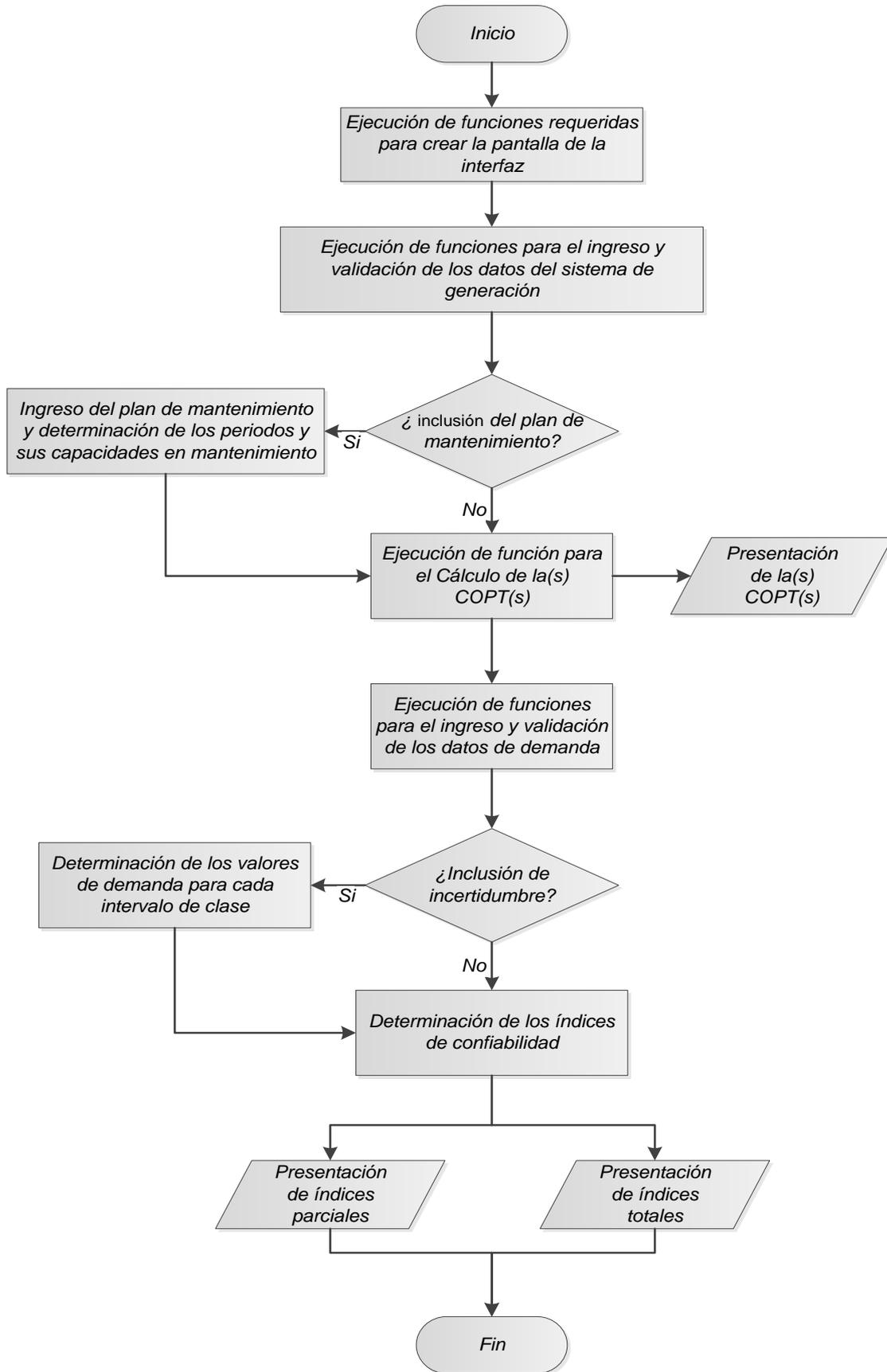


Figura 3. 1 Diagrama de flujo del programa computacional



3.2.1 Ingreso y validación de los datos del sistema de generación y demanda

Con la finalidad de disminuir el riesgo de cometer errores en el ingreso de la información requerida para el cálculo de la COPT e índices de confiabilidad, se plantea un algoritmo que permite verificar dichos datos. En la figura 3.2 se presenta el diagrama de flujo correspondiente, en el cual, inicialmente se procede al ingreso del número de centrales que el sistema a analizar posee, este dato debe ser un valor numérico, entero y mayor a cero, de lo contrario el programa no permitirá el ingreso de un valor diferente, presentando un mensaje que indica el error cometido.

Figura 3.2 Ingreso y validación de los datos del sistema de generación

Cuando en el sistema de generación a analizar existen centrales con unidades de diferentes capacidades o FOR, se deben agrupar las unidades que tengan las mismas características de ser posible, de lo contrario, se debe considerar cada unidad como una central, con lo cual se habrá dividido la central original en varias centrales, que para efectos de cálculo no implican ninguna variación en los resultados.

Para que un dato sea admitido debe cumplir con las condiciones especificadas en el diagrama de flujo, de lo contrario no puede ser ingresado en la tabla y se presenta un mensaje que indica el error cometido.

Para el ingreso y validación de los datos de demanda se sigue el mismo procedimiento, pero la única condición que deben cumplir estos datos, es ser valores numéricos mayores a cero, de lo contrario no podrán ser ingresados.

Cuando se ha ingresado el número de centrales, se presenta una tabla con tres columnas, en las cuales se debe ingresar el número de unidades de cada central, capacidad y FOR de las unidades.

3.2.2 Ingreso del plan de mantenimiento, determinación de intervalos y capacidades en mantenimiento

Si se incluye el plan de mantenimiento programado de las unidades, se debe determinar el número de intervalos que este produce y las capacidades que se encuentran en mantenimiento en cada uno de estos. Al momento de seleccionar la inclusión del plan de mantenimiento, el programa presenta una tabla que contiene cada una de las centrales, unidades y capacidades que fueron ingresadas previamente, esta información no puede ser alterada, también se presentan dos columnas adicionales que permiten el ingreso de la hora de finalización (H.F) e inicio (H.I) del mantenimiento. Estos datos deben estar sujetos a ciertas condiciones básicas como: ser valores numéricos mayores a cero y menores o iguales que 8760 o 8784 horas, dependiendo si el



año en análisis es bisiesto o no. Además, siempre la hora de finalización debe ser mayor que la de inicio, de lo contrario el programa no permitirá el ingreso. En la figura 3.3 se presenta el diagrama de flujo que permite realizar la validación de los datos ingresados.

Cuando la información ha sido aceptada, se procede a determinar los intervalos. En la figura 3.4 se presenta el diagrama de flujo correspondiente.

Para determinar los intervalos se agrupa todos los valores de las horas de inicio y finalización en un solo vector "HIF0", luego se eliminan los valores repetidos de dicho vector y se ordenan en forma ascendente. En los planes de mantenimiento cabe la posibilidad de que ninguna unidad inicie su mantenimiento en la hora cero o termine en la hora final del año, por lo cual si esto sucede se debe adicionar estos valores al vector.

Con este vector se procede a formar la matriz de periodos "INT", esta matriz contendrá las horas de inicio y fin de cada intervalo; las horas de inicio contienen todos los valores del vector "HIF0" excepto el último y las horas de finalización de los intervalos contienen todos los valores del vector "HIF0" excepto el primero.

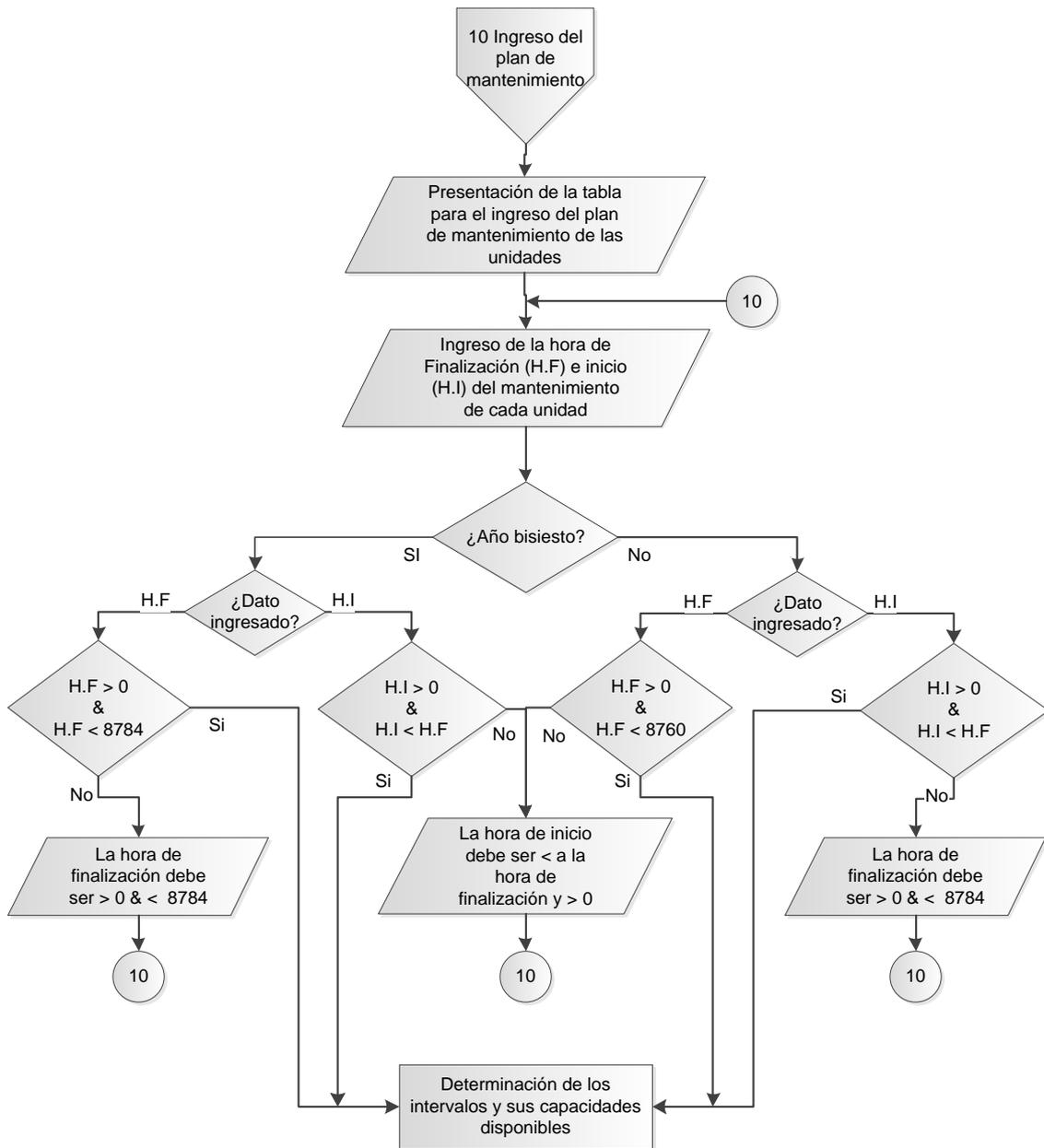


Figura 3.3 Ingreso y validación de los datos del plan de mantenimiento

Cuando ya se ha obtenido la matriz de periodos se procede a determinar las unidades que se encuentran en mantenimiento en cada uno de los intervalos. En la figura 3.5 se presenta el diagrama de flujo correspondiente.

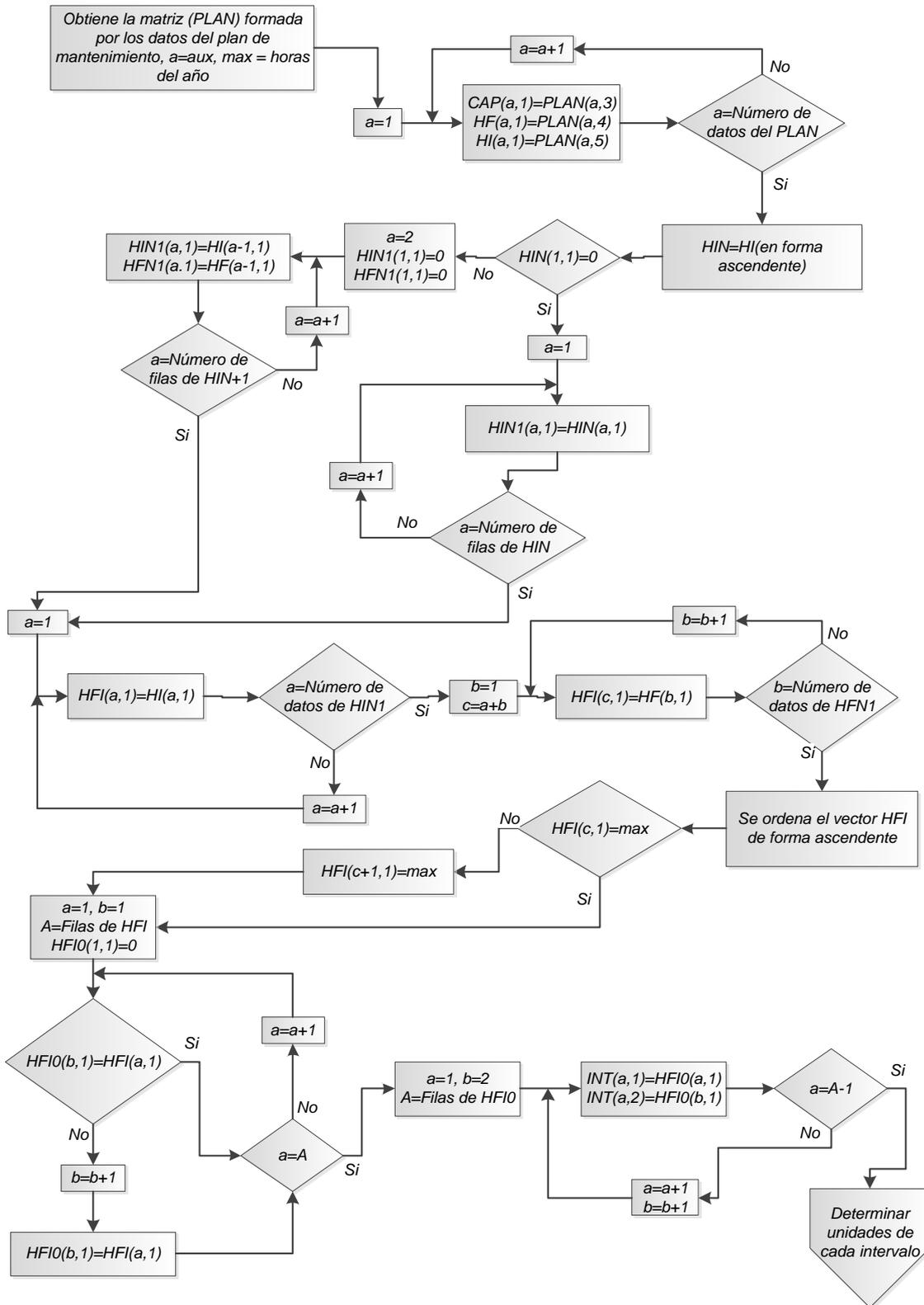


Figura 3. 4 Determinación de los intervalos

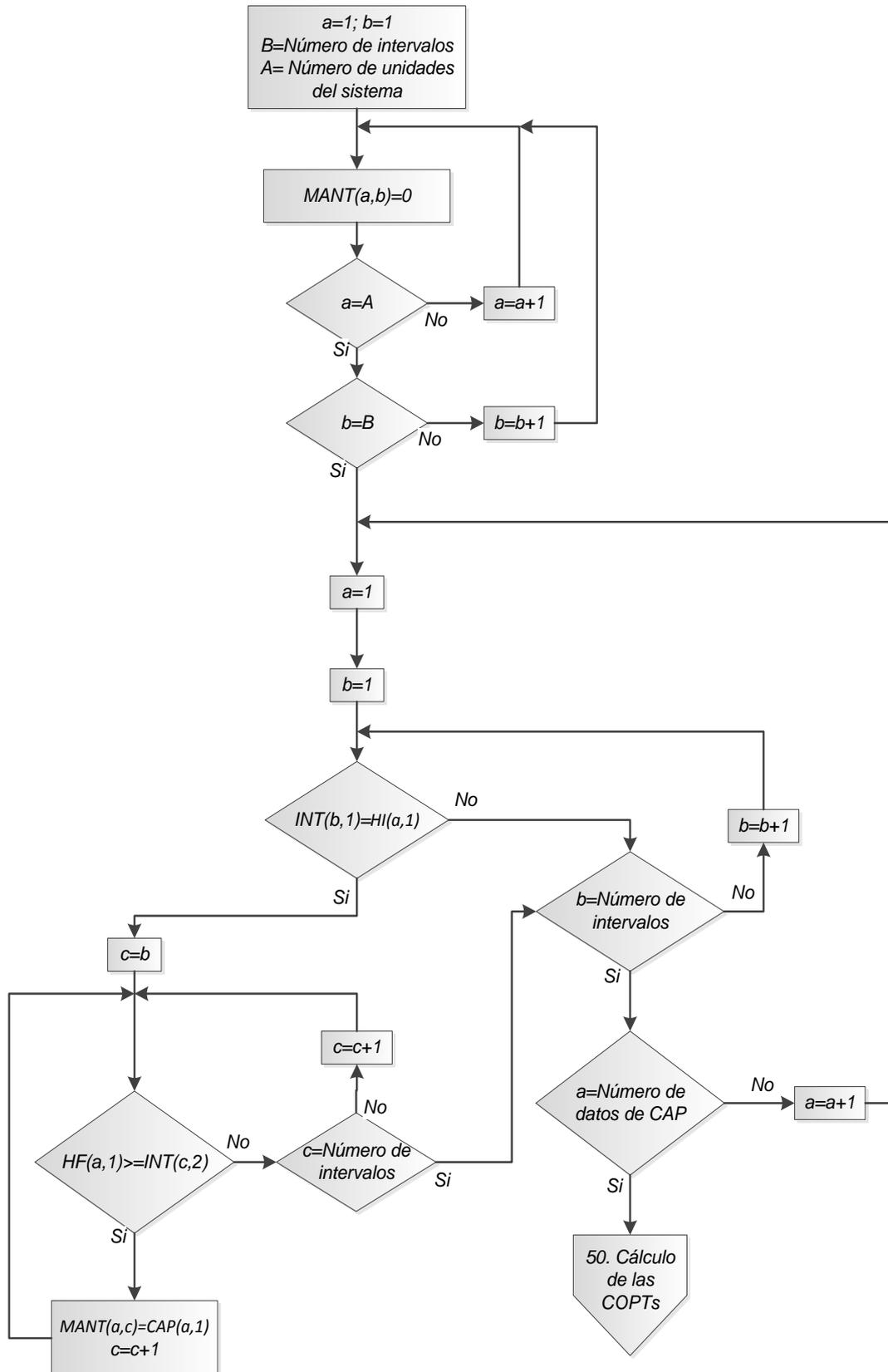


Figura 3.5 Determinación de las unidades que se encuentran en mantenimiento en cada intervalo



El proceso para determinar las unidades que se encuentran en mantenimiento en cada uno de los intervalos obtenidos anteriormente se describe a continuación. Inicialmente se crea la matriz de ceros “MANT” cuyo número de columnas es igual al número de intervalos y el número de filas es igual al número de unidades del sistema de generación.

Luego se compara las horas de inicio de cada período con la hora de inicio del mantenimiento de cada unidad, cuando estas coinciden se reemplaza el valor inicial de MANT con el valor de la capacidad de la unidad, luego se compara la hora de finalización del mantenimiento de dicha unidad con la hora de finalización del intervalo, si es mayor, se le asigna a la siguiente columna de MANT el valor de dicha unidad, esto se realiza hasta que la horas de finalización coincidan; cuando se ha finalizado todo el proceso se tendrá una matriz que contiene las unidades que se encuentran en mantenimiento en cada uno de los intervalos.

3.2.3 Cálculo de la COPT

El cálculo de la COPT se realiza utilizando el algoritmo recursivo explicado en el capítulo 2. En la figura 3.6 se presenta el diagrama de flujo correspondiente; el proceso inicia con la obtención de los datos del sistema de generación ingresados inicialmente, luego se determina el número total de unidades que el sistema posee ya que este será también el número de iteraciones que se deben realizar con el algoritmo recursivo.

El algoritmo inicia con la determinación de los dos primeros estados de capacidades desconectadas 0 MW y C MW donde C representa la capacidad de la primera unidad ingresada. Las probabilidades de ocurrencia correspondientes a cada uno de los dos estados están dadas por el (1-FOR) y FOR respectivamente.

Seguidamente se procede a ingresar las otras unidades una a una, en cada ingreso se determina las capacidades desconectadas que se pueden presentar, considerando las capacidades desconectadas obtenidas inicialmente. La determinación de los nuevos estados producidos por cada ingreso se realiza, sumando la capacidad de la nueva unidad ingresada al vector de capacidades desconectadas obtenido en una iteración previa, se forma un nuevo vector con los nuevos valores y los de la iteración previa, luego se eliminan los valores de capacidades desconectadas repetidos que se pueden presentar. Finalmente se aplica la ecuación del algoritmo recursivo para determinar las probabilidades de ocurrencia de los nuevos estados.

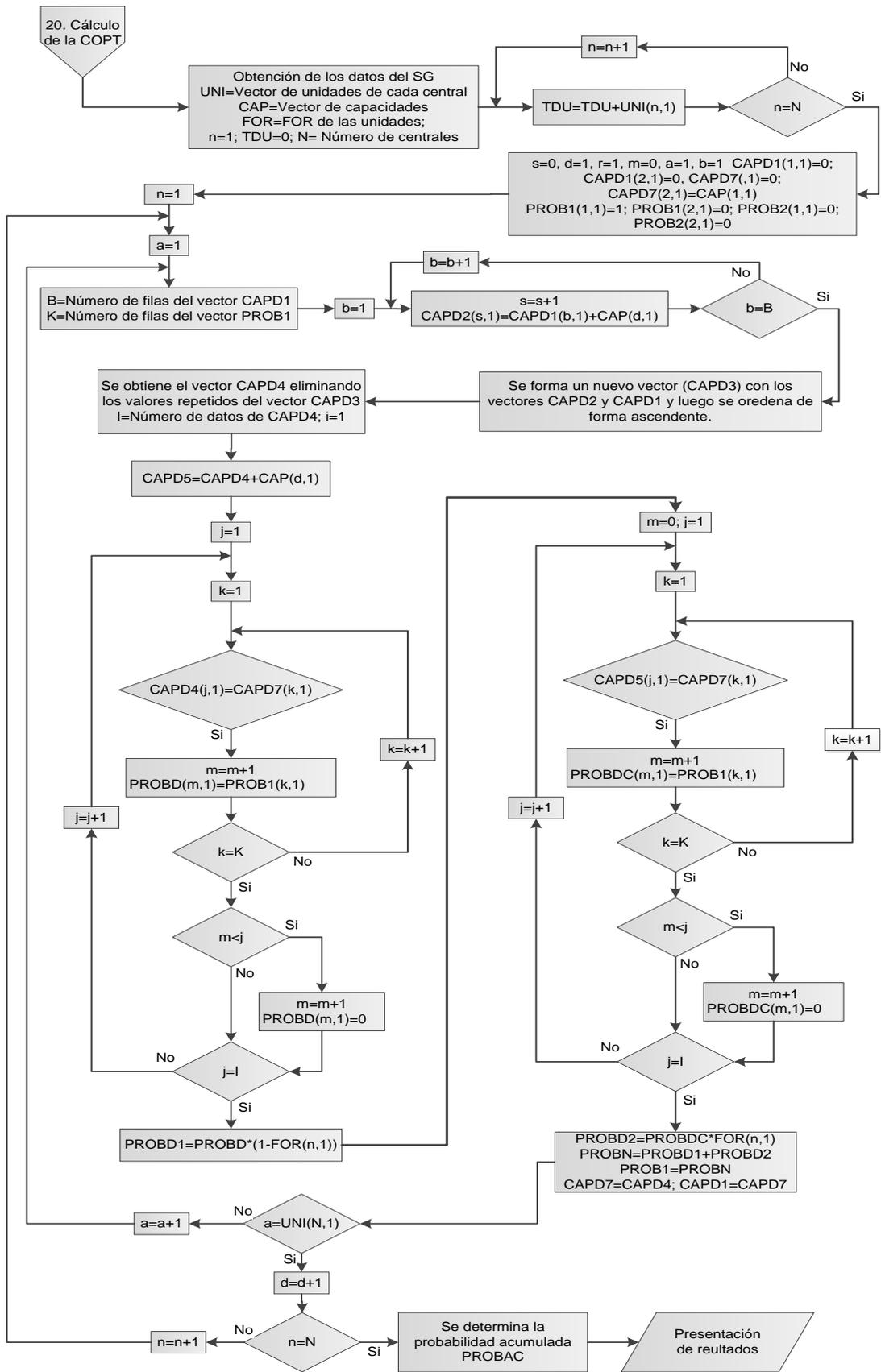


Figura 3. 6 Diagrama de flujo para el cálculo de la COPT

3.2.4 Cálculo de la COPT incluyendo el plan de mantenimiento de las unidades

En la figura 3.7 se presenta el diagrama de flujo correspondiente para el cálculo de la COPT incluyendo el plan de mantenimiento programado.

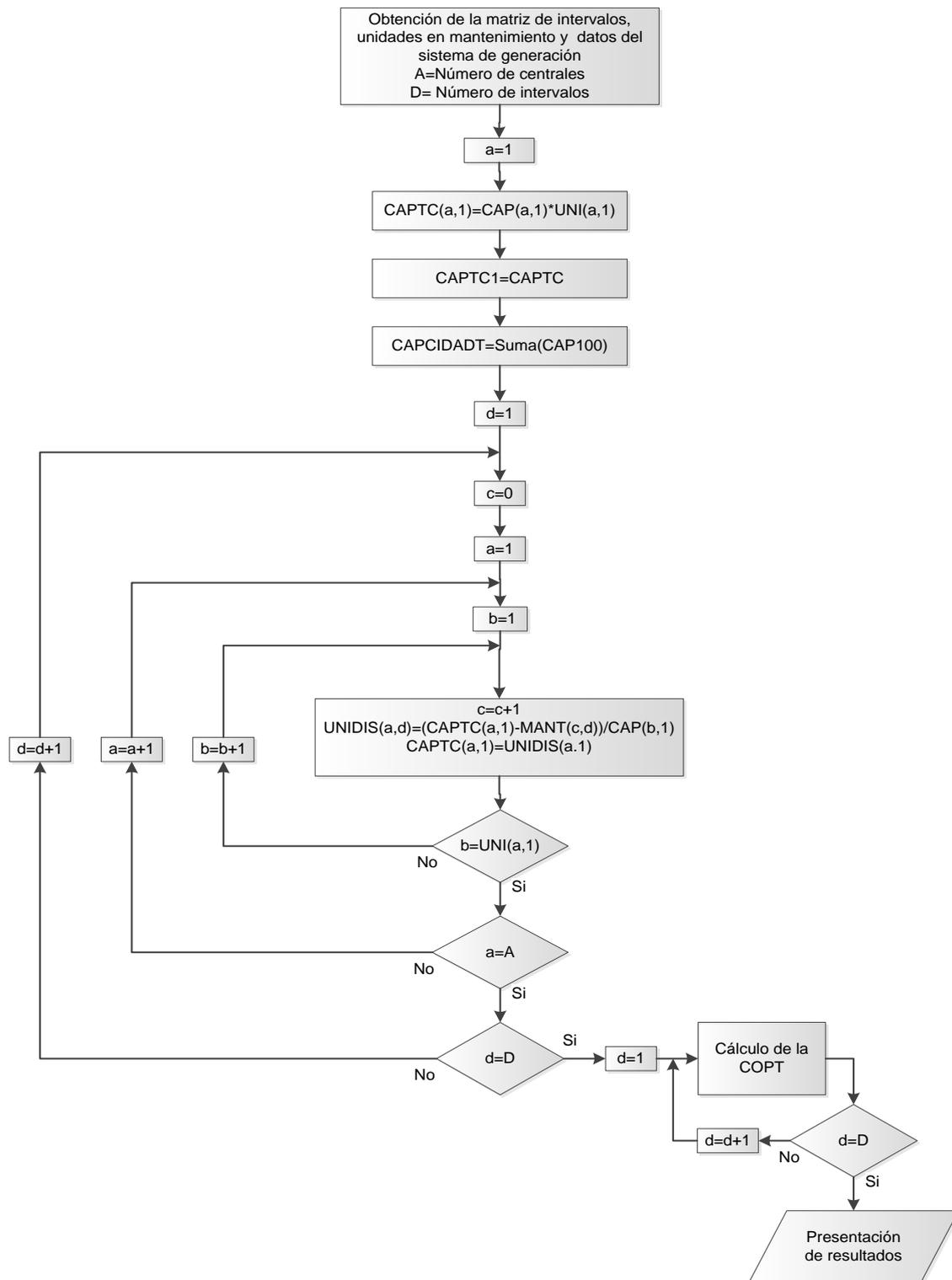


Figura 3.7 Diagrama de flujo para el cálculo de la COPT incluyendo el plan de mantenimiento programado



Para este cálculo se requiere de la matriz de periodos y capacidades en mantenimiento que se obtiene en el momento que se ingresan los datos del sistema de generación como se explicó en el punto 3.2.2. Con los datos de esta matriz se procede a determinar las capacidades disponibles en cada intervalo. Esto se realiza restando a la capacidad ingresada de cada central, la capacidad en mantenimiento de la misma central en cada intervalo, con lo cual posteriormente se puede obtener el número de unidades disponibles de cada central en cada uno de los periodos. Con esta información se procede a determinar una COPT para cada período como se explicó en el numeral 3.2.3 y finalmente se presenta los resultados en pantalla.

3.2.5 Determinación de los índices de confiabilidad

En la figura 3.8 se presenta el diagrama de flujo correspondiente al cálculo de los índices de confiabilidad.

El proceso inicia con el ingreso de los datos de demanda y el cálculo previo de la tabla de probabilidades de capacidades desconectadas.

Con estos datos se procede a determinar los índices de confiabilidad correspondientes al modelo de demanda utilizado. Cuando se utiliza la demanda máxima diaria se determina inicialmente el LOLP para cada dato de demanda y luego se procede a sumar para determinar el LOLE del período de análisis. Cuando se utiliza la demanda horaria, se calcula LOEP para cada dato y luego se obtiene el HLOLE, LOEE y EIR para el período de análisis.

Para determinar el LOLP, se toma la probabilidad acumulada del primer estado cuya capacidad conectada sea menor que el valor de la demanda. Dicha probabilidad representa el LOLP para ese dato demanda. Seguidamente, el LOLE del sistema se obtiene multiplicando el LOLP de cada dato por el tiempo correspondiente y sumándolos.

Para determinar el LOEP, se toma todas las probabilidades individuales de los estados cuyas capacidades conectadas sean menores que el valor de la demanda. Luego se determina la energía no suministrada que se produce con un nivel de capacidad menor que la demanda, para luego multiplicarla por la probabilidad correspondiente y obtener el LOEP para cada dato.

El LOEE se obtiene multiplicando cada valor del LOEP por la energía no servida correspondiente y luego se suman los valores obtenidos. Con este valor y el valor de la energía total de la carga se obtiene el EIR. Finalmente se procede a presentar los indices individuales para cada dato de demanda o los índices totales del sistema.

Cuando se utiliza el modelo aproximado de la demanda se debe determinar además de la probabilidad individual o acumulada, el tiempo, durante el cual la



demanda excede la capacidad conectada de un determinado estado. Debido a que el modelo aproximado de la carga está representado por una o varias rectas, el tiempo se determina internamente mediante la ecuación de la recta, ya que los datos a ingresar son los valores máximos y mínimos de la o las rectas.

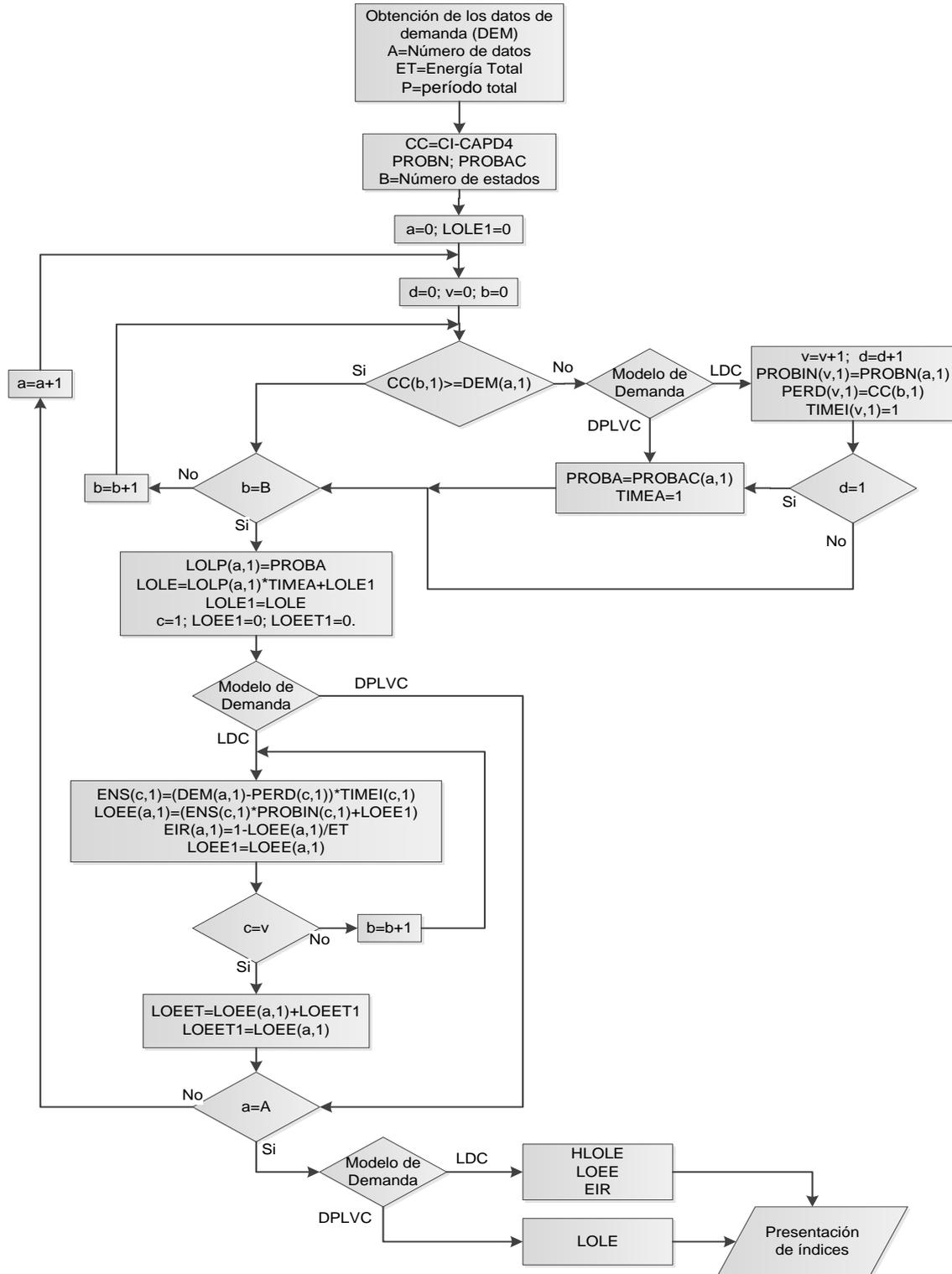


Figura 3. 8 Diagrama de flujo para el cálculo de los índices de confiabilidad



Cuando se incluye el plan de mantenimiento en el cálculo de los índices de confiabilidad, en el programa computacional se debe utilizar el modelo de demanda máxima diaria u horaria en su orden cronológico.

3.2.6 Cálculo de índices de confiabilidad considerando la inclusión de la incertidumbre en el pronóstico de la demanda.

Cuando se incluye la incertidumbre en el pronóstico de la demanda, en el cálculo de los índices de confiabilidad, en el programa inicialmente se toma los datos de demanda y el valor de la incertidumbre; con estos datos se procede a determinar los nuevos valores de demanda correspondientes a cada intervalo de clase de la curva de distribución y se los almacena en nuevo vector de demandas.

Con estos nuevos valores se procede a determinar los índices de confiabilidad para cada dato de demanda, como se explicó en el numeral 3.2.5, seguidamente se procede a multiplicar los valores obtenidos por las probabilidades correspondientes a los intervalos de clase de la curva de distribución, para finalmente obtener los índices parciales y totales del sistema. En la figura 3.9 se presenta el diagrama de flujo correspondiente.

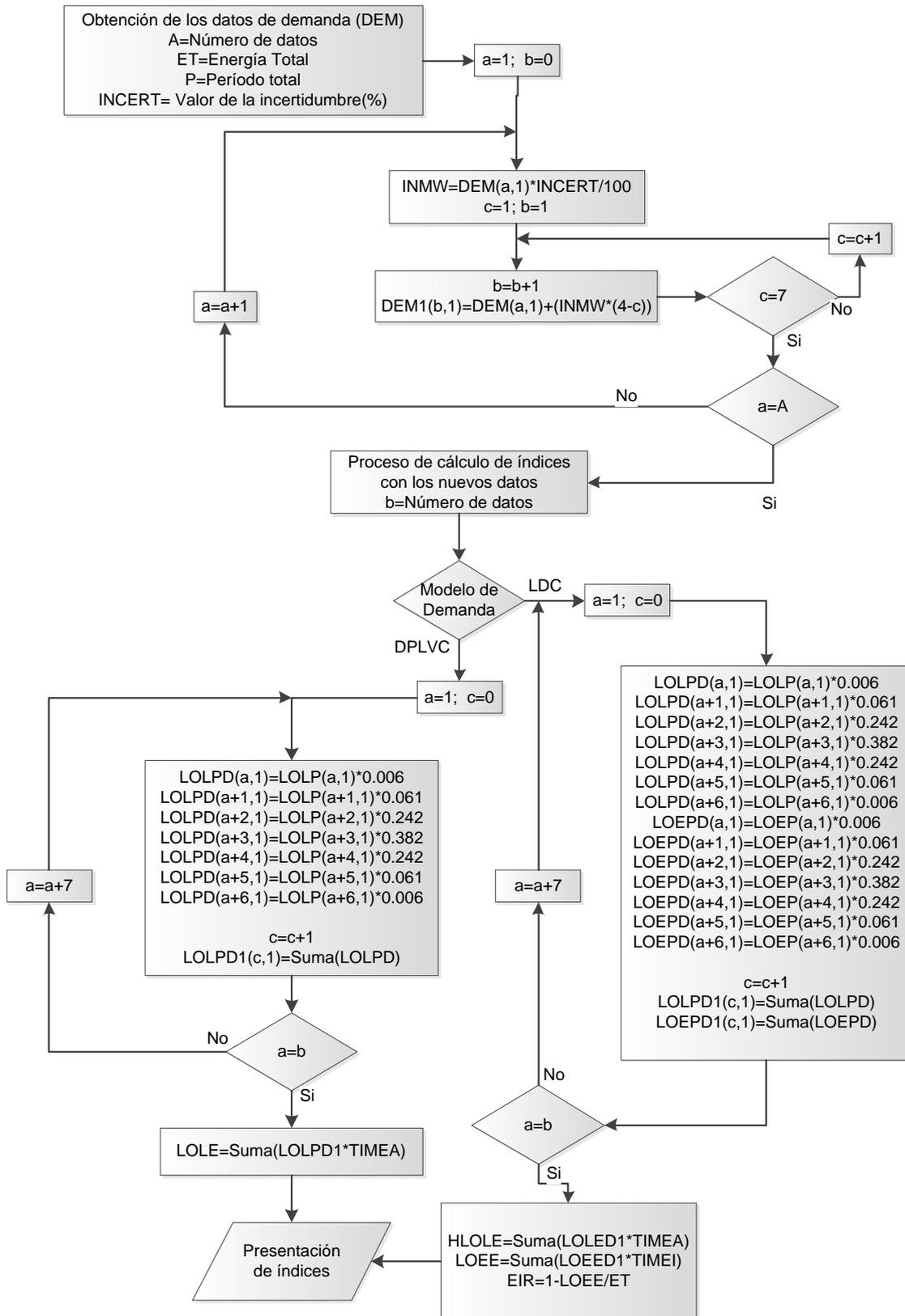


Figura 3.9 Diagrama de flujo para el cálculo de los índices de confiabilidad incluyendo la incertidumbre en el pronóstico de la demanda



CAPÍTULO IV

VALIDACIÓN DEL PROGRAMA CIC-SG

4.1 Introducción

El creciente interés en la creación de métodos de evaluación de confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia incentivó The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) a desarrollar el Reliability Test System (RTS) que permite obtener resultados exactos de índices de confiabilidad, que sirve para comparar con diferentes metodologías propuestas de cálculo, para posteriormente garantizar el correcto funcionamiento al aplicarse a un sistema de potencia real. El RTS se ha venido desarrollando desde su primera publicación en 1979 donde se presenta análisis de confiabilidad para dos tipos de niveles jerárquicos, siendo de interés de la tesis el primer nivel jerárquico tratado en los publicaciones de 1979 y 1986 que sirven para validar el programa computacional que calcula índices de confiabilidad del sistema de generación considerando datos básicos de carga, generación y plan de mantenimiento.

4.2 Sistema de prueba RTS-IEEE

El “IEEE-Reliability Test System” fue desarrollado por el subcomité de aplicaciones de métodos probabilísticos del instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, este permite comprobar métodos de cálculos de índices de confiabilidad de sistemas de generación y transmisión. El IEEE – RTS fue desarrollado en tres etapas, realizando la primera publicación en el año 1979, en la cual se presentan datos del sistema de generación, transmisión, demanda máxima diaria y demanda horaria, en orden cronológico. En esta publicación únicamente se presentan los datos del sistema de potencia y resultados de la tabla de probabilidades de capacidades desconectadas, este se ha denominado caso base; los resultados o índices de confiabilidad para el sistema de generación se presentan en la publicación de 1986 denominada caso extendido, en esta se presenta el plan de mantenimiento programado para las unidades del sistema de generación e incluye el análisis de la incertidumbre en la pronóstico de la demanda. La tercera publicación es presentada en el año 1996, en la cual se especifica las características de sistema de transmisión, barras y subestaciones, por lo cual dicha publicación no es de interés para el presente trabajo.

4.2.1 Descripción del sistema de prueba (RTS)

El sistema de prueba está formado por 9 centrales con una capacidad total de 3 405 MW distribuidos en 32 unidades, cada una con su respectivo FOR y un rango de capacidad de las unidades de 12 a 400 MW como se muestra en la tabla 4.1. El modelo de carga presentado corresponde a un periodo de un año, comenzando en el mes de enero; se representa las demandas máximas



semanales (52 semanas) en por unidad de la demanda máxima anual 2 850 MW presentados en la tabla 4.2. Las demandas máximas diarias se presentan en por unidad de la demandas máximas semanales considerando como inicio el día Lunes, dichos datos son presentados en la tabla 4.3; finalmente se presentan las demandas horarias en por unidad de las demandas máximas diarias como se muestra en la tabla 4.4. Además los datos de demanda horaria se presentan divididos en las diferentes épocas del año primavera, verano, otoño e invierno, a su vez los datos de cada estación se encuentran clasificados en días laborables y fines de semana [14]. En la tabla 4.5 se presenta el plan de mantenimiento del sistema de generación de la tabla 4.1 [4].

Datos de confiabilidad de las unidades del sistema de generación.					
Número de unidades	Capacidad MW	FOR	MTTF ⁷ (horas)	MTTR ⁸ (horas)	Plan de mantenimiento (semanas al año)
5	12	0,02	2 940	60	2
4	20	0,10	450	50	2
6	50	0,01	1 980	20	2
4	76	0,02	1 960	40	3
3	100	0,04	1 200	50	3
4	155	0,04	960	40	4
3	197	0,05	950	50	4
1	350	0,08	1 150	100	5
2	400	0,12	1 100	150	6

Tabla 4. 1 Datos de confiabilidad de las unidades del sistema de generación

⁷ De sus siglas en ingles Mean Time to Failure

⁸ De sus siglas en ingles Mean Time to Repair



Demanda máx. semanal como porcentaje de la demanda máx. anual			
Semana	Demanda máx. (%)	Semana	Demanda máx. (%)
1	86,2	27	75,5
2	90	28	81,6
3	87,8	29	80,1
4	83,4	30	88
5	88	31	72,2
6	84,1	32	77,6
7	83,2	33	80
8	80,6	34	72,9
9	74	35	72,6
10	73,7	36	70,5
11	71,5	37	78
12	72,7	38	69,5
13	70,4	39	72,4
14	75	40	72,4
15	72,1	41	74,3
16	80	42	74,4
17	75,4	43	80
18	83,7	44	88,1
19	87	45	88,5
20	88	46	90,9
21	85,6	47	94
22	81,1	48	89
23	90	49	94,2
24	88,7	50	97
25	89,6	51	100
26	86,1	52	95,2

Tabla 4. 2 Demanda máxima semanal como porcentaje de la demanda máxima anual

Demandas máximas diarias como porcentaje de la demanda máxima semanal	
Día	Demanda máxima (%)
Lunes	93
Martes	100
Miércoles	98
Jueves	96
Viernes	94
Sábado	77
Domingo	75

Tabla 4. 3 Demanda máxima diaria como porcentaje de la demanda máxima semanal



Demanda horaria como porcentaje de la demanda máxima diaria					
Invierno		Verano		Primavera y Otoño	
Semanas 1-8 & 44-52		Semanas 18-30		Semanas 9-17 & 31-43	
Día laborable	Fin de semana	Día laborable	Fin de semana	Día laborable	Fin de semana
67	78	64	74	63	75
63	72	60	70	62	73
60	68	58	66	60	69
59	66	56	65	58	66
59	64	56	64	59	65
60	65	58	62	65	65
74	66	64	62	72	68
86	70	76	66	85	74
95	80	87	81	95	83
96	88	95	86	99	89
96	90	99	91	100	92
95	91	100	93	99	94
95	90	99	93	93	91
95	88	100	92	92	90
93	87	100	91	90	90
94	87	97	91	88	86
99	91	96	92	90	85
100	100	96	94	92	88
100	99	93	95	96	92
96	97	92	95	98	100
91	94	92	100	96	97
83	92	93	93	90	95
73	87	87	88	80	90
63	81	72	80	70	85

Tabla 4. 4 Demanda horaria como porcentaje de la demanda máxima diaria



Programa de Mantenimiento				
Semanas	Unidades en mantenimiento			
1-2	ninguna			
3-5	76			
6-7	155			
8	197	155		
9	197	155	20	12
10	400	197	20	12
11	400	197	155	
12-13	400	155	20	20
14	400	155		
15	400	197	76	
16-17	197	76	50	
18	197			
19	ninguna			
20	100			
21-22	100	50		
23-25	ninguna			
26	155	12		
27	155	100	50	12
28	155	100	50	
29	155	100		
30	76			
31-32	350	76	50	
33	350	20	12	
34	350	76	20	12
35	400	350	76	
36	400	155	76	
37	400	155		
38-39	400	155	50	12
40	400	197		
41-42	197	100	50	12
43	197	100		
44-52	ninguna			

Tabla 4. 5 Plan de mantenimiento programado de las unidades



4.3 Resultados de las publicaciones del Reliability Test System caso base y extendido

4.3.1 Tabla de probabilidades de capacidades desconectadas

En la publicación de 1979, el autor reporta 10 estados como valores de capacidad de salida representativos, en la tabla 4.6 se presentan los estados de capacidades desconectadas y sus respectivas probabilidades individuales y acumulativas.

Probabilidades de capacidades desconectadas			
Estado	Cap. Desc. (Mw)	Probabilidad individual	Probabilidad acumulada
1	0	0,23639495	1
31	100	0,02999154	0,54760141
90	200	0,00128665	0,3813284
153	265	0,00001312	0,33556693
288	400	0,06572832	0,26187364
444	556	0,00000345	0,0845782
488	600	0,00035769	0,06211297
838	950	0,00006431	0,00749197
1 088	1 200	0,00002413	0,00079125
1 388	1 500	0,0000003	0,00004043

Tabla 4. 6 Resultados de la COPT reportados

4.3.2 Pérdida de carga esperada (LOLE)

Para el cálculo del índice de pérdida de carga esperada (LOLE) se considera truncamiento de la tabla de probabilidades acumuladas de 1×10^{-8} sin redondeo obteniendo 1 872 estados. El modelo de carga está representado por 364 valores de demanda máxima diaria obteniéndose el LOLE en días/año y 8 736 valores de demanda horaria obteniéndose el LOLE en horas/año.

Los resultados reportados son:

$$LOLE = 1,36886 \text{ días/año usando demanda máxima diaria}$$

$$LOLE = 9,9418 \text{ horas/año usando demanda horaria}$$

4.3.3 Inclusión de la incertidumbre en el pronóstico de la demanda

Al considerar el efecto de la incertidumbre en el pronóstico de la demanda se utiliza la distribución normal dividida en siete intervalos discretos, cada intervalo posee un valor de área que representa la probabilidad de encontrar el valor medio de la carga, estas probabilidades son utilizadas en el cálculo del LOLE (días/año).

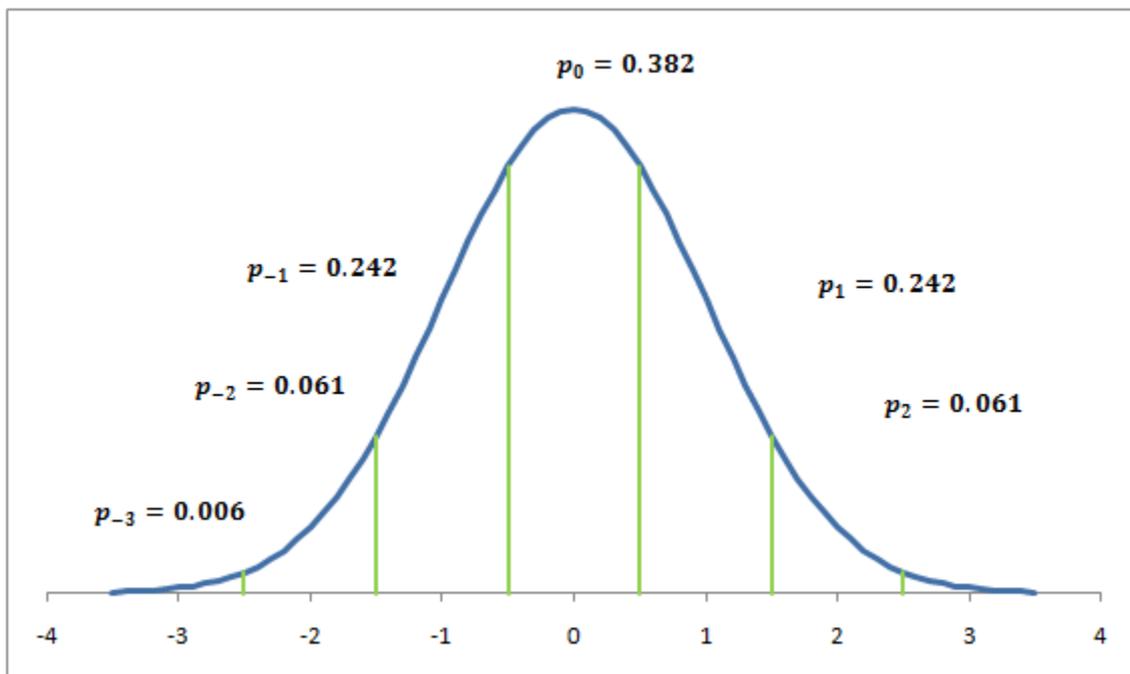


Figura 4. 1 Gráfica de la distribución normal dividida en siete intervalos

Los valores considerados de la incertidumbre van desde 2 al 15% en el cálculo del LOLE aplicando el concepto de distribución normal, los resultados se presenta en la tabla 4.7.

Efecto de la incertidumbre en el pronóstico de la demanda	
Incertidumbre (%)	LOLE(días/año)
2	1,45110
5	1,91130
10	3,99763
15	9,50630

Tabla 4. 7 Valores del LOLE considerando incertidumbre en el pronóstico de la demanda

4.3.4 Efectos del mantenimiento programado

Cuando las unidades del sistema de generación entran en mantenimiento, la capacidad disponible del sistema se ve reducida y por lo tanto es lógico pensar que el LOLE tenga un incremento con respecto al LOLE que se obtiene cuando no se considera el mantenimiento. En la tabla 4.8 se presentan los valores del LOLE para diferentes semanas y el valor total.



Efecto del mantenimiento programado	
Semanas	LOLE(días/año)
1,2,19,23-25,44-52	1,12026
3-5	0,11395
6-7	0,06801
8	0,07424
9	0,02122
10	0,04624
11	0,07223
12-13	0,04632
14	0,03701
15	0,04654
16-17	0,07203
18	0,04392
20	0,06214
21-22	0,07202
26	0,06483
27	0,02015
28	0,06718
29	0,03259
30	0,04878
31-32	0,08787
33	0,05896
34	0,02059
35	0,11809
36	0,02266
37	0,07039
38-39	0,05062
40	0,02819
41-42	0,03858
43	0,04098
<i>Total</i>	<i>2,66659</i>

Tabla 4. 8 Valores de LOLE por semanas y total incluyendo el plan de mantenimiento programado

4.3.5 Pérdida de energía esperada (LOEE)

Para el cálculo de la energía no servida se considera que cada nivel de carga horaria es igual a la energía demandada, siendo la energía total igual a la sumatoria de los 8 736 datos de demanda horaria. Dentro de los índices presentados se incluye expectativa de pérdida de energía (LOEE), índice de confiabilidad de energía (EIR) y adicionalmente la Energía demandada, cuyos valores reportados son:

$$\text{Energía demandada} = 15\,297,075 \text{ GWh}$$

$$\text{LOEE} = 1\,176 \text{ GWh}$$



$$EIR = 0,999923$$

4.4 Resultados de índices de confiabilidad y COPT obtenidos mediante la aplicación al CIC – SG y comprobación mediante resultados IEEE-RTS

Para realizar la validación de los diferentes resultados de índices de confiabilidad, valores de probabilidades individuales o acumuladas de la tabla de probabilidades de capacidades desconectadas, se utiliza la ecuación 4.1 para calcular el error absoluto cometido.

$$\text{Error absoluto(\%)} = 100 * \frac{\text{abs(Valor IEEE RTS – Resultado obtenido)}}{\text{Valor IEEE RTS}} \quad 4.1$$

4.4.1 Tabla de probabilidades de capacidades desconectadas

En el programa desarrollado se calculó 3 180 estados, además no se ha considerado métodos de aproximación o truncamiento en el valor de las probabilidades exacta y acumulada. En la primera publicación del RTS se reporta noventa estados que son presentados en el apéndice B tabla B1.1 en la cual se presenta todos los estados para un rango de capacidad de salida de 0 a 60 MW; para capacidades de salida mayores a 60 MW, se presentan los estados con incrementos de 20 MW hasta llegar a 1 600 MW; finalmente la publicación presenta una segunda tabla con 20 estados mostrados en el apéndice B tabla B1.2 iniciando en 1 500 MW de capacidad de salida con incrementos de 50 MW hasta llegar a 2 450 MW .El número de estados a validar es considerable por lo cual el autor reportó posteriormente 10 estados como valores de capacidad de salida representativos que son los que se utilizan para la validación. En la tabla 4.9 se presenta los estados representativos y los resultados obtenidos del programa computacional desarrollado.

Datos representativos de la COPT							
Estado	Cap. Desc.	Resultados IEEE-RTS 1979		Resultados CIC-SG		Error absoluto (%)	
		Probabilidad		Probabilidad		Probabilidad	
	(Mw)	Individual	Acumulada	Individual	Acumulada	Individual	Acumulada
1	0	0,23639495	1	0,23639511	1	6,76833E-05	0
31	100	0,02999154	0,54760141	0,02999156	0,54760114	6,66854E-05	4,93060E-05
90	200	0,00128665	0,38132840	0,00128665	0,38132810	0	7,86724E-05
153	265	0,00001312	0,33556693	0,00001312	0,33556665	0	8,34409E-05
288	400	0,06572832	0,26187364	0,06572831	0,26187343	1,52141E-05	8,01914E-05
444	556	0,00000345	0,08457820	0,00000345	0,08457806	0	0,000165528
488	600	0,00035769	0,06211297	0,00035769	0,06211286	0	0,000177097
838	950	0,00006431	0,00749197	0,00006431	0,00749195	0	0,000266953
1 088	1 200	0,00002413	0,00079125	0,00002413	0,00079125	0	0



1 388	1 500	0,00000030	0,00004043	0,00000030	0,00004044	0	0,024727992
-------	-------	------------	------------	------------	------------	---	-------------

Tabla 4. 9 Resultados representativos de COPT y error absoluto

En la tabla 4.9 se presenta en la probabilidad individual, un error absoluto en el orden del cien milésimo o inferior por que se consideran como despreciables. Para la probabilidad acumulada el error máximo cometido es del 0,024%, para estas probabilidades la respuesta varia en el orden del diez milésimo. En conclusión la existencia de errores en las probabilidades individual y acumulada se consideran como despreciables debido a que se presenta la variación en la respuesta en el orden del diezmilésimo como máximo y analizando la dinámica de cálculo de los índices de confiabilidad su influencia es despreciable.

4.4.2 Índices de confiabilidad para el caso base

En el cálculo de los índices el CIC-SG considera todos los estados de la tabla de probabilidades acumuladas, 364 datos de demanda máxima diaria y 8 736 datos de demanda horaria en orden cronológico. Los cálculos totales de los índices de confiabilidad son presentados en la tabla 4.10 y tabla 4.11. Aunque para el caso base donde no se incluye plan de mantenimiento programado se podría utilizar también las curvas DPLVC y LDC obteniéndose los mismos resultados.

Comparación del índice de confiabilidad			
Índice de confiabilidad	IEEE-RTS	Resultado CIC-SG	Error absoluto (%)
LOLE (días/año)	1,36886	1,36886	0

Tabla 4. 10 Índice de confiabilidad utilizando modelo de demanda máxima diaria

Para el modelo de demanda máxima diaria el único índice que se obtiene es la probabilidad de pérdida de carga LOLE, cometiéndose un error de cero por ciento.

Comparación de índices de confiabilidad			
Índices de confiabilidad	IEEE-RTS	Resultados CIC-SG	Error absoluto (%)
LOLE (horas/año)	9,39418	9,39136	0,03001859
LOEE (Gwh)	1,176	1,176	0
Energía demandada (Gwh)	15297,075	15297,100	0,00016343
EIR	0,999923	0,999923	0

Tabla 4. 11 Índices de confiabilidad utilizando modelo de carga horaria

Para el modelo de carga horaria el error absoluto es de 0,03% para el LOLE, un error del 0% en el LOEE, un error del 0,00016% en energía demandada y un error del cero por ciento para el EIR. Si bien se presenta un error máximo del 0,03% que se puede considerar como despreciable, hay que tomar en



cuenta que en la publicación IEEE-RTS 1986 se presenta un truncamiento en el número de estados para el cálculo de los índices, a diferencia de esta tesis que utiliza la totalidad de los estados, siendo lógico que se presente un error despreciable. Los datos de demanda en MW obtenidos y aplicados al CIC-SG se presentan en el apéndice B Tabla B1.3.

4.4.3 Índices de confiabilidad caso extendido

4.4.3.1 Inclusión del plan de mantenimiento programado en el cálculo del LOLE

En la tabla 4.12 se presenta los resultados del cálculo de los índices de confiabilidad considerando el mantenimiento programado y el error con respecto a los resultados presentados en el IEEE-RTS. Cabe recalcar que cuando se calcula índices de confiabilidad incluyendo plan de mantenimiento programado en el programa CIC-SG se debe considerar únicamente los modelos de demanda máxima diaria u horaria dados en orden cronológico y no en su forma acumulada o modelo aproximado.

Considerando el plan de mantenimiento en el cálculo de los índices de confiabilidad y comparando los resultados del CIC-SG con los de la IEEE-RTS 1986 se comete un error absoluto del 0%. El plan de mantenimiento en su forma adecuada para ingresar al programa se presenta en el apéndice B tabla B1.4.



Comparación de índices de confiabilidad			
Semanas	LOLE(días/año)		Error obtenido
	IEEE-RTS	Resultados obtenidos	
1,2,19,23-25,44-52	1,12026	1,12026	0
3-5	0,11395	0,11395	0
6,7	0,06801	0,06801	0
8	0,07424	0,07424	0
9	0,02122	0,02122	0
10	0,04624	0,04624	0
11	0,07223	0,07223	0
12,13	0,04632	0,04632	0
14	0,03701	0,03701	0
15	0,04654	0,04654	0
16,17	0,07203	0,07203	0
18	0,04392	0,04392	0
20	0,06214	0,06214	0
21,22	0,07202	0,07202	0
26	0,06483	0,06483	0
27	0,02015	0,02015	0
28	0,06718	0,06718	0
29	0,03259	0,03259	0
30	0,04878	0,04878	0
31,32	0,08787	0,08787	0
33	0,05896	0,05896	0
34	0,02059	0,02059	0
35	0,11809	0,11809	0
36	0,02266	0,02266	0
37	0,07039	0,07039	0
38,39	0,05062	0,05062	0
40	0,02819	0,02819	0
41,42	0,03858	0,03858	0
43	0,04098	0,04098	0
total (días/año)	2,666590	2,666590	0

Tabla 4. 12 Resultados de índices de confiabilidad considerando el plan de mantenimiento programado



4.4.3.2 Inclusión de la incertidumbre en el pronóstico de la demanda para el cálculo del LOLE

Al considerar el efecto de la incertidumbre en el pronóstico de la carga en el CIC – SG se obtiene los resultados que se muestran en la tabla 4.13. La incertidumbre se considera en el análisis del caso base, es decir, no se considera el plan de mantenimiento programado de las unidades.

Comparación del índice de confiabilidad			
Incertidumbre (%)	LOLE(días/año)		Error obtenido (%)
	IEEE-RTS	Resultados obtenidos PC	
2	1,4511	1,4511	0
5	1,9113	1,91129	0,00052320
10	3,99763	3,98684	0,26990992
15	9,5063	8,20576	13,6808222

Tabla 4. 13 Efecto de la incertidumbre en el LOLE (días/año)

Como se puede observar el error cometido aumenta cuando la incertidumbre va incrementándose, aunque para el segundo y tercer dato el error es despreciable, más no así para el cuarto dato donde el error tiene un incremento abrupto. Debido a esta razón se realizaron los cálculos mediante Microsoft Excel obteniéndose los mismos resultados que se obtienen mediante el CIC-SG.

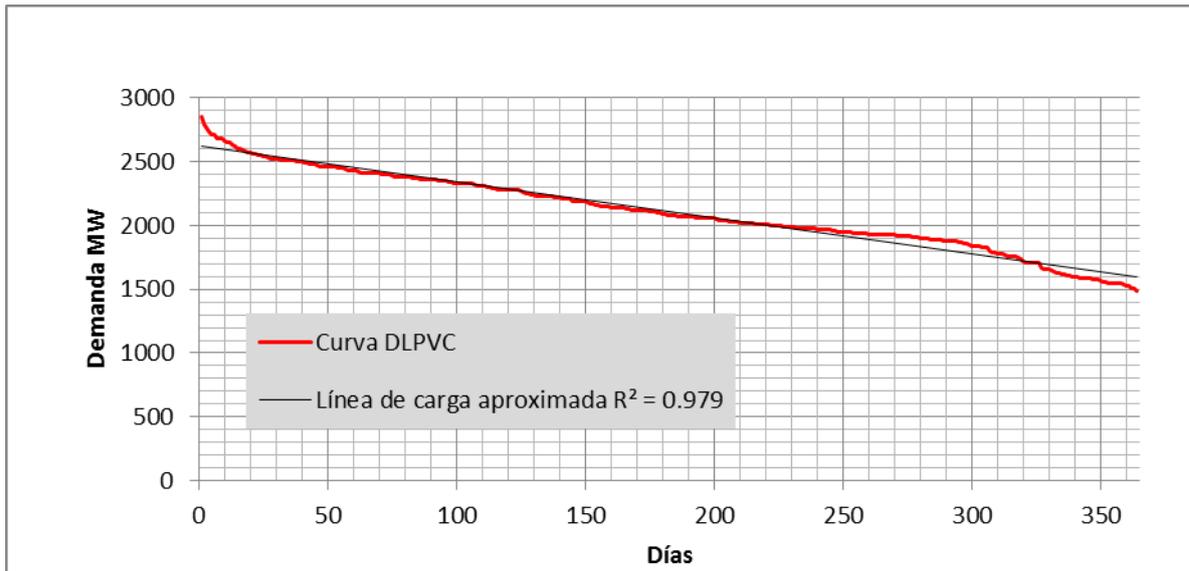
4.5 Métodos aproximados

En toda metodología propuesta es importante desarrollar métodos aproximados, estos permiten obtener modelos que agilizan el análisis o cálculo, reduciendo el tiempo empleado, con un error en los resultados aceptables respecto a los exactos.

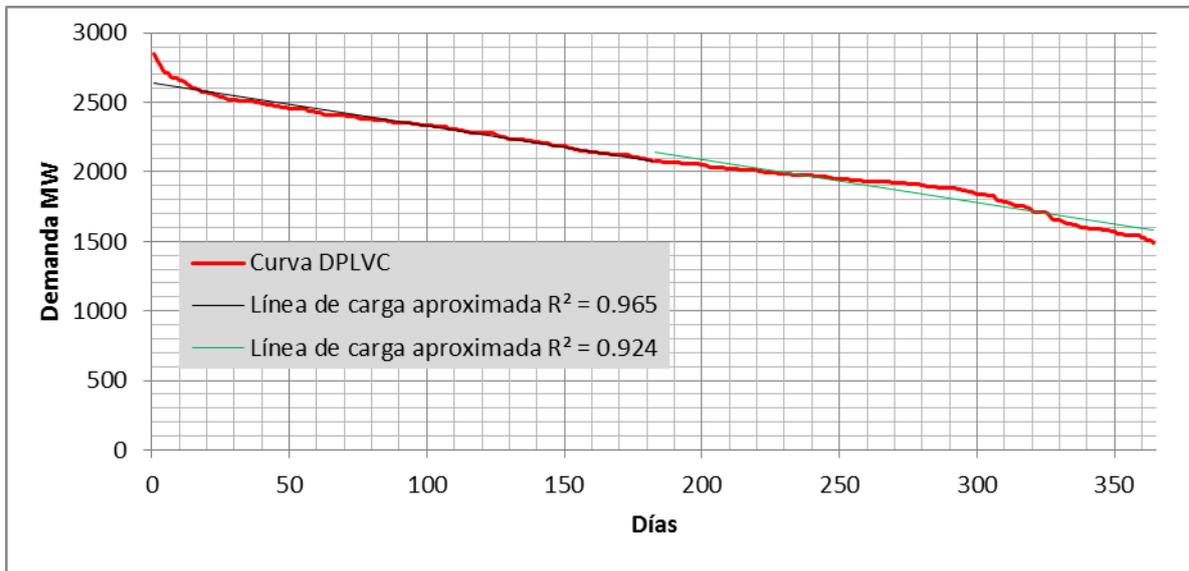
En el presente trabajo se analizará o planteará modelos aproximados para el sistema de carga y plan de mantenimiento programado.

4.5.1 Aproximación de la curva DPLVC mediante regresión lineal simple

El método planteado establece la existencia de una relación lineal entre dos variables carga y tiempo mediante la utilización del método de la suma mínima de los cuadrados de las distancias verticales entre cada punto y la recta. El coeficiente de determinación R^2 es el más utilizado e indica el porcentaje de ajuste que se ha conseguido con el modelo lineal, siendo 1 una relación lineal perfecta y 0 al no existir relación [15].



a)



b)

Figura 4.2 Aproximación mediante regresión lineal a) con un segmento b) con dos segmentos

En una primera aproximación se establece el modelo con una sola recta para los 364 datos, obteniéndose la recta mostrada en la figura 4.2 (a) con un coeficiente de determinación de 0,979. El siguiente paso es el mejorar el coeficiente de determinación mediante la división de la curva de carga en intervalos con igual número de datos, para cada uno de ellos se aplica la regresión lineal simple, en la figura 4.2 (b) se presenta para dos intervalos y para cinco se presenta en la figura 4.3, los resultados obtenidos del LOLE para los intervalos son mostrados en la tabla 4.14.



Los parámetros para establecer si el modelo es adecuado se basan en un error no mayor al 5% en el cálculo de los índices y el número de segmentos de recta no mayor a cinco.

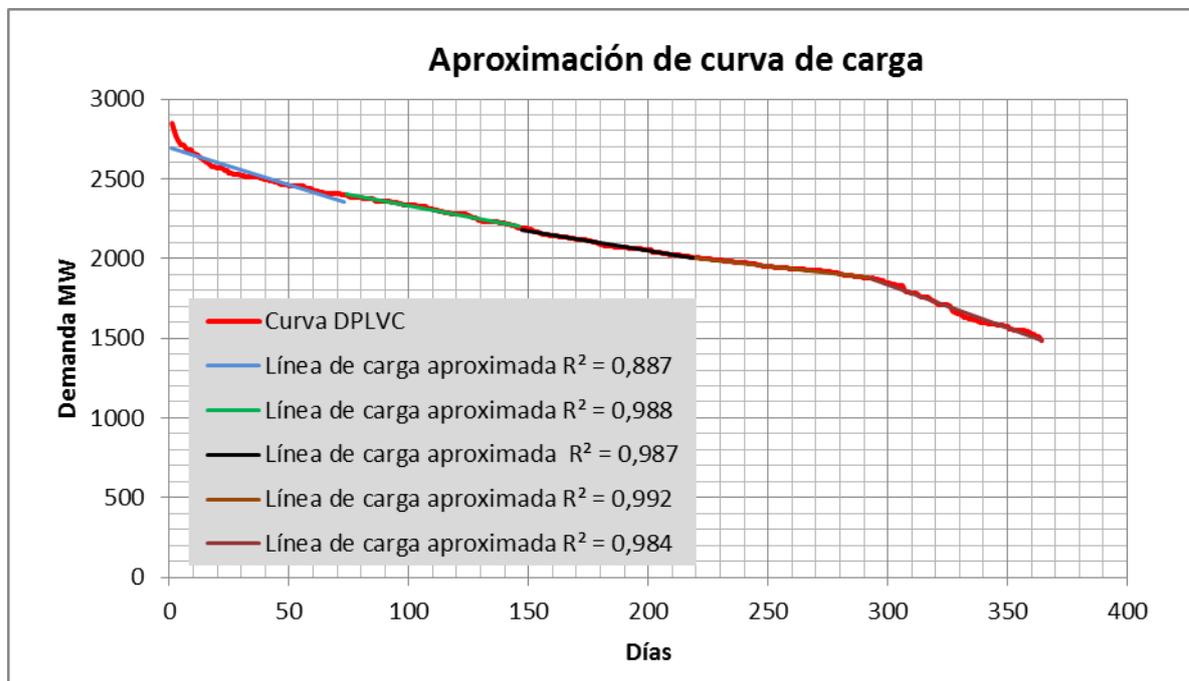


Figura 4. 3 Aproximación mediante regresión lineal con cinco segmentos

Modelo de carga DPLVC aproximado mediante regresión lineal simple							
IEEE-RTS LOLE exacto (días/año)					1,36886		
Caso	Número de Segmentos	Demanda Inicial (MW)	Demanda Final (MW)	Duración	R2	LOLE CIC-SG (Días/año)	Error Absoluto (%)
1	Uno	2 626,798	1 595	364	0,979	1,18180	13,66538580
2	Dos	2 645,950	2 075,6093	182	0,965	1,25289	8,472013208
		2 139,300	1 581,2595	182	0,924		
3	Cinco	2 692,358	2 358,134	73	0,887	1,34808	1,518051517
		2 401,612	2 202,748	73	0,988		
		2 182,204	2 004,508	73	0,987		
		2 004,120	1 881,432	73	0,992		
		1 875,691	1 484,268	72	0,984		

Tabla 4. 14 LOLE obtenido mediante la aproximación de la curva de carga

En la tabla 4.14 se presenta el número de intervalos utilizados, puntos iniciales y finales de cada segmento, duración de cada segmento, coeficientes de determinación y resultados obtenidos al aproximar la curva DPLVC a una o varias rectas, para los tres casos se establecen intervalos de duración iguales para cada segmento. En el primer caso con una sola recta con un coeficiente de determinación de 0,979 se comete un error de 13,66% que es un error considerable; para el segundo caso con dos rectas se tiene un R^2 de 0,96 y

0,92 cometiendo un error del 8,47%, al comparar ambos errores se presenta una contradicción debido a que al tener un valor del R^2 cercano a 1 para el primer caso se debería cometer un error menor que en el segundo caso cuyo R^2 en promedio es de 0,942. En el tercer caso se presenta 5 intervalos con sus respectivos R^2 cometiendo un error absoluto en el LOLE de 1,51%, al comparar con los dos casos anteriores se observa que el error en el cálculo del LOLE es menor. Por lo cual el método de regresión lineal simple dividiendo la curva de carga en segmentos con igual número de datos no se puede evaluar mediante el R^2 , sino únicamente observando el error cometido en el cálculo del índice de confiabilidad. Como segunda alternativa se plantea el método de regresión lineal mediante inspección de la curva imponiendo el número de intervalos y el número de datos que cada intervalo tendrá. La regresión lineal se aplica a cada uno de los intervalos como se muestran la figura 4.4 y 4.5.

Se plantea el segundo método debido a que la curva de carga DPLVC aparentemente tiene comportamientos lineales en varios intervalos que por inspección permite identificarlos, no siendo el caso del primer método que no diferencia si tiene un comportamiento lineal.

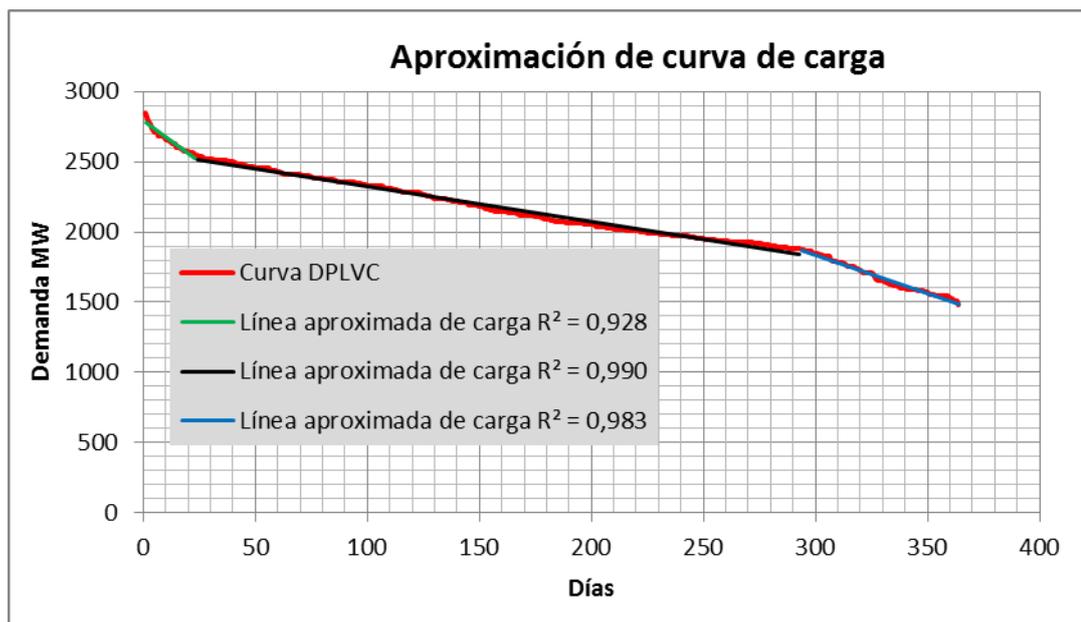


Figura 4. 4 Aproximación mediante regresión lineal por inspección

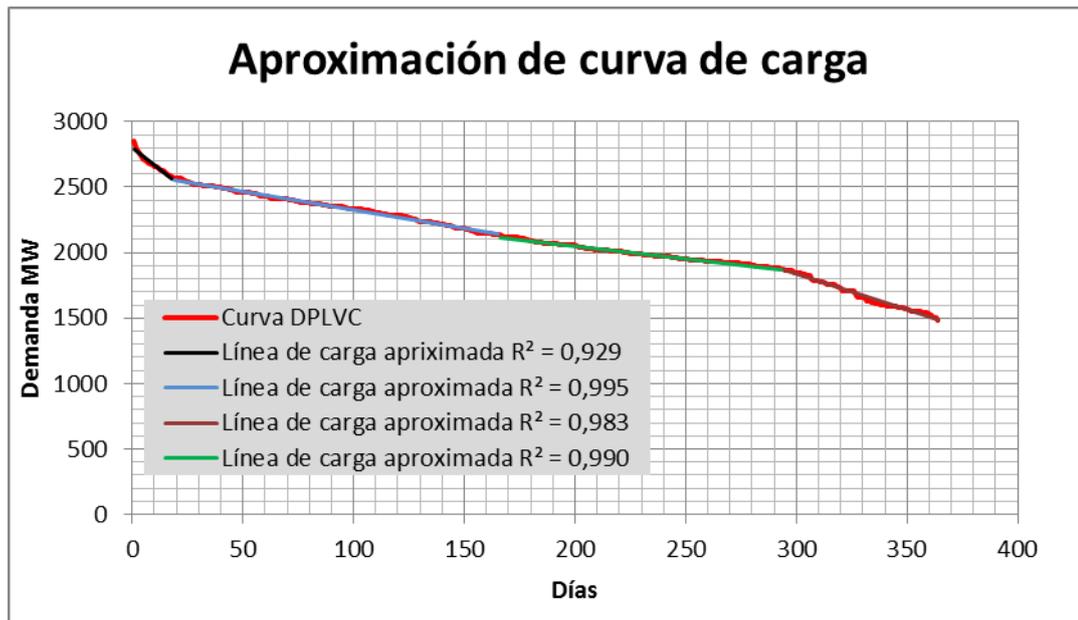


Figura 4.5 Aproximación mediante regresión lineal por inspección

En la tabla 4.15 se presenta dos casos que son resultado de la inspección de la curva de carga, para el primer caso se establece tres intervalos que son mostrados en la figura 4.4 cometiendo un error del 3,69% con un coeficiente de determinación de 0,967 en promedio, para el segundo caso se divide en cuatro intervalos como se muestra en la figura 4.5 con un R^2 promedio de 0,974 cometiendo un error del 1,56%, al comparar ambos casos se observa un comportamiento lógico debido a que al tener un R^2 lo más cercano a uno el error cometido tiende a cero.

Modelo de carga DPLVC aproximado mediante regresión lineal simple por inspección							
IEEE-RTS LOLE exacto (días/año)					1,36886		
Caso	Número de segmentos	Demanda Inicial (MW)	Demanda Final (MW)	Duración	R2	LOLE Obtenido Días/año	Error absoluto (%)
1	Tres	2 778,600	2 527,800	23	0,928	1,31833	3,691392838
		2 517,256	1 836,417	270	0,990		
		1 870,766	1 484,996	71	0,983		
2	Cuatro	2 790,720	2 564,960	18	0,929	1,34749	1,561153076
		2 554,360	2 142,210	147	0,995		
		2 115,610	1 872,780	128	0,990		
		1 876,280	1 484,990	71	0,983		

Tabla 4.15 LOLE obtenido mediante la aproximación de la curva de carga DPLVC

En el primer método se aprecia que el coeficiente de determinación no es un parámetro adecuado, debido a que se pueden presentar valores de R^2 cercanos a la unidad pero con errores en el cálculo del LOLE considerables como en el primer caso de la tabla 4.14, esto se debe a que si bien la regresión



lineal permite encontrar una recta que mejor se ajuste a los 364 puntos, al obtener R^2 se utiliza un error promedio de todos los puntos y al calcular los índices de confiabilidad no todos los puntos tienen un mismo peso en el valor del LOLE final [16], [17]. Por el anterior razonamiento se establece como segundo método la formación de rectas mediante inspección dándonos errores despreciables, por lo cual se considera el segundo método como aproximando de la curva de carga mediante cuatro segmentos de recta para el cálculo de los índices.

4.5.2 Cálculo del LOLE utilizando el modelo aproximado e incluyendo la incertidumbre en el pronóstico de la demanda

Se utiliza el método aproximado con los intervalos presentados en la tabla 4.15 segundo caso, para el cálculo del LOLE con incertidumbre, los resultados son presentados en la tabla 4.16

Comparación de índices de confiabilidad mediante modelo aproximado					
Incertidumbre (%)	LOLE (días/año)			Error absoluto (%)	
	IEEE-RTS	Exacto CIC-SG	Aproximado CIC-SG	Exacto Aproximado	IEEE-RTS Aproximado
2	1,4511	1,4511	1,42622	1,714561367	1,714561367
5	1,9113	1,91129	1,90389	0,387173061	0,38769424
10	3,99763	3,98684	3,96644	0,511683439	0,780212276
15	9,5063	8,20576	8,12361	1,001126038	14,54498596

Tabla 4. 16 Resultados obtenidos del método aproximado con incertidumbre

Los errores cometidos con valores de incertidumbre del 2, 5 y 10% son despreciables si comparamos los resultados presentados por el RTS y los calculados mediante el método exacto en el CIC-SG, para la incertidumbre del 15%, el error que se comete respecto de los valores del RTS es considerable al igual que sucedió con el error obtenido para el cálculo con el método exacto, pero si comparamos el método exacto con el aproximado se puede observar que el error también es despreciable. Por lo tanto se corrobora que el modelo aproximado utilizado es adecuado.

4.5.3 Aplicación del modelo aproximado a la curva de carga LDC

Una vez que se obtuvo un método aproximado para el modelo de carga de la curva DPLVC se aplica el mismo criterio para la curva LDC obteniendo el número de segmentos mostrados en la tabla 4.17



Modelo de carga LDC aproximado mediante regresión lineal por inspección						
IEEE-RTS LOLE (horas/año)				9,39418		
LOLE Exacto (horas/año) CIC - SG				9,39136		
Número de segmentos	Demanda Inicial (MW)	Demanda Final (MW)	Duración	LOLE obtenido Horas/Año	Error absoluto (%)	
					IEEE- RTS Exacto	Exacto Aproximado
4	2 746,213	2 533,56	120	9,15452	2,55115401	2,52189246
	2 489,832	1 932,60	2 680			
	1 950,258	1 141	5 700			
	1 124,949	995,46	236			

Tabla 4. 17 LOLE obtenido mediante la aproximación de la curva de carga LDC

Al obtener un error en el LOLE de 2,55% se verifica la correcta aplicación del método de regresión lineal por inspección, en el caso de la curva LDC se calcula otros índices que son presentados en la tabla 4.18 y que no fueron calculados en la curva DPLVC debido a que se tratan de índices de pérdida de energía.

Comparación de índices de confiabilidad					
Índices de confiabilidad	IEEE-RTS	CIC-SG Exacto	CIC-SG Aproximado	Error absoluto (%)	
				IEEE-RTS Aproximado	Exacto Aproximado
LOEE (GWh)	1,176	1,1763	1,11747	5,001275185	4,977040816
Energía demandada (GWh)	15297,075	15297,1	15303,1	0,039223121	0,039386615
EIR	0,999923	0,999923	0,999927	0,000400031	0,000400031

Tabla 4. 18 Índices de confiabilidad con método aproximado de la curva de carga LDC

En la tabla 4.18 se presenta los resultados y errores obtenidos en el cálculo, al compararlos con los errores cometidos en el método exacto se observa que al ser una aproximación el mayor error es del LOEE de 5%, de lo que se concluye que la aproximación es acertada.

4.5.4 Modificaciones del plan de mantenimiento

El objetivo de esta aproximación es reducir el número de intervalos que se obtiene del plan de mantenimiento y por consiguiente el tiempo de cálculo de las respectivas tablas de probabilidades de capacidades desconectadas de cada intervalo; además de poder obtener un modelo del plan de mantenimiento que pueda ser utilizado para el cálculo de índices de confiabilidad a largo plazo. En la figura 4.6 se muestra la curva de capacidades disponibles debido al plan de mantenimiento de todas las unidades del sistema de generación. Como se puede observar el número de intervalos totales son 32 y por lo tanto igual número de COPTs.

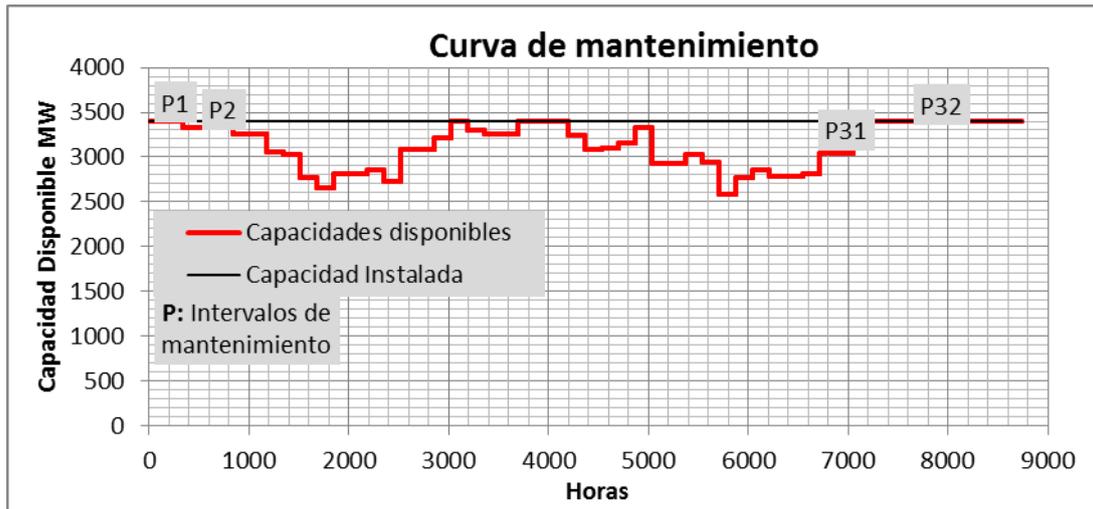


Figura 4. 6 Curva de capacidades disponibles de cada intervalo del plan de mantenimiento

Como se puede apreciar la capacidad disponible es variable debido a que en cada intervalo puede estar una o varias unidades en mantenimiento. En la tabla 4.19 se muestran las capacidades disponibles de cada intervalo y las unidades que se encuentran en mantenimiento.



Intervalo	Inicio del Intervalo (h)	Fin del intervalo (h)	Capacidad disponible MW	Unidades en mantenimiento	Capacidad en mantenimiento MW
P1	0	336	3 405	Ninguna	0
P2	336	840	3 329	76	76
P3	840	1 176	3 250	155	155
P4	1 176	1 344	3 053	155-197	352
P5	1 344	1 512	3 021	12-20-155-197	384
P6	1 512	1 680	2 776	12-20-197-400	629
P7	1 680	1 848	2 653	155-197-400	752
P8	1 848	2 184	2 810	20-20-155-400	595
P9	2 184	2 352	2 850	155-400	555
P10	2 352	2 520	2 732	76-197-400	673
P11	2 520	2 856	3 082	50-76-197	323
P12	2 856	3 024	3 208	197	197
P13	3 024	3 192	3 405	Ninguna	0
P14	3 192	3 360	3 305	100	100
P15	3 360	3 696	3 255	100-50	150
P16	3 696	4 200	3 405	Ninguna	0
P17	4 200	4 368	3 238	12-155	167
P18	4 368	4 536	3 088	12-50-100-155	317
P19	4 536	4 704	3 100	50-100-155	305
P20	4 704	4 872	3 150	100-155	255
P21	4 872	5 040	3 329	76	76
P22	5 040	5 376	2 929	50-76-350	476
P23	5 376	5 544	3 023	12-20-350	382
P24	5 544	5 712	2 947	12-20-76-350	458
P25	5 712	5 880	2 579	76-350-400	826
P26	5 880	6 048	2 774	76-155-400	631
P27	6 048	6 216	2 850	155-400	555
P28	6 216	6 552	2 788	12-50-155-400	617
P29	6 552	6 720	2 808	197-400	597
P30	6 720	7 056	3 046	12-50-100-197	359
P31	7 056	7 224	3 108	100-197	297
P32	7 224	8 736	3 405	Ninguna	0

Tabla 4. 19 Plan de mantenimiento y capacidades disponibles de cada intervalo



4.5.4.1 Modificación del plan de mantenimiento, no considerando en el plan de mantenimiento las unidades pequeñas del sistema de generación

Como el título lo sugiere, en esta primera aproximación al no considerar las unidades más pequeñas del sistema de generación en el plan de mantenimiento implica que dichas unidades se encuentran disponibles durante todo el periodo de análisis. El procedimiento de esta aproximación sugiere que las unidades que no se deben considerar en el plan de mantenimiento sean inicialmente las de 12 MW, luego de ser posible las de 12 MW y 20 MW, seguido de la combinación de 12 MW, 20 MW y 50 MW y así sucesivamente mientras el error en la determinación de los índices se encuentre dentro de los parámetros (máx. 5%). En la tabla 4.20 se muestra un resumen de los cálculos.

Análisis del mantenimiento					
IEEE-RTS LOLE (días/año)			2,66659		
Caso	Número de unidades que no entran en mto.	Capacidad de cada unidad MW	Número de intervalos	LOLE obtenido (días/año)	Error absoluto (%)
1	5	12	31	2,63677	1,11828215
2	5	12	29	2,60803	2,19606313
	4	20			
3	5	12	25	2,47399	7,22270765
	4	20			
	6	50			

Tabla 4. 20 LOLE obtenido mediante la modificación del plan de mantenimiento

Con esta modificación se puede observar que las unidades que se podrían excluir del plan de mantenimiento serían las de 12 y 20 MW ya que el error que se presenta en el cálculo del LOLE se encuentra dentro de los límites establecidos inicialmente, aunque el objetivo final que se persigue no se ha conseguido ya que únicamente se reducen 3 intervalos, lo que se consigue con este método principalmente es la reducción de los datos del plan de mantenimiento que se deben manipular. En la tabla 4.21 se presenta los intervalos y capacidades disponibles del plan de mantenimiento modificado.



Intervalo	Inicio del Intervalo(h)	Fin del Intervalo(h)	Capacidad disponible MW	Unidades en mantenimiento	Capacidad en mantenimiento MW
P1	0	336	3 405	Ninguna	0
P2	336	840	3 329	76	76
P3	840	1 176	3 250	155	155
P4	1 176	1 512	3 053	155-197	352
P5	1 512	1 680	2 808	197-400	597
P6	1 680	1 848	2 653	155-197-400	752
P7	1 848	2 850	2 850	155-400	555
P8	2 352	2 520	2 732	76-197-400	673
P9	2 520	2 856	3 082	50-76-197	323
P10	2 856	3 024	3 208	197	197
P11	3 024	3 192	3 405	Ninguna	0
P12	3 192	3 360	3 305	100	100
P13	3 360	3 696	3 255	100-50	150
P14	3 696	4 200	3 405	Ninguna	0
P15	4 200	4 368	3 250	155	155
P16	4 368	4 704	3 100	50-100-155	305
P17	4 704	4 872	3 150	100-155	255
P18	4 872	5 040	3 329	76	76
P19	5 040	5 376	2 929	50-76-350	476
P20	5 376	5 544	3 055	350	350
P21	5 544	5 712	2 979	76-350	426
P22	5 712	5 880	2 579	76-350-400	826
P23	5 880	6 048	2 774	76-155-400	631
P24	6 048	6 216	2 850	155-400	555
P25	6 216	6 552	2 800	50-155-400	605
P26	6 552	6 720	2 808	197-400	597
P27	6 720	7 056	3 058	50-100-197	347
P28	7 056	7 224	3 108	100-197	297
P29	7 224	8 736	3 405	Ninguna	0

Tabla 4. 21 Plan de mantenimiento modificado y capacidades disponibles de cada intervalo

4.5.4.2 Modificación de la curva de mantenimiento por inspección

Se realiza la modificación de la curva de mantenimiento por inspección en aquellos puntos en los cuales no existe gran diferencia entre las capacidades disponibles de periodos continuos como se puede observar en la figura 4.7. Como se puede observar, en la figura se agrupa intervalos de mantenimiento que tienen capacidades disponibles que varían en pequeña cantidad, para conseguir esto hay que modificar el plan de mantenimiento de algunas



unidades. En la tabla 4.22 se muestran las unidades a las que se les ha modificado el plan de mantenimiento y el intervalo original al que pertenecían dichas unidades.

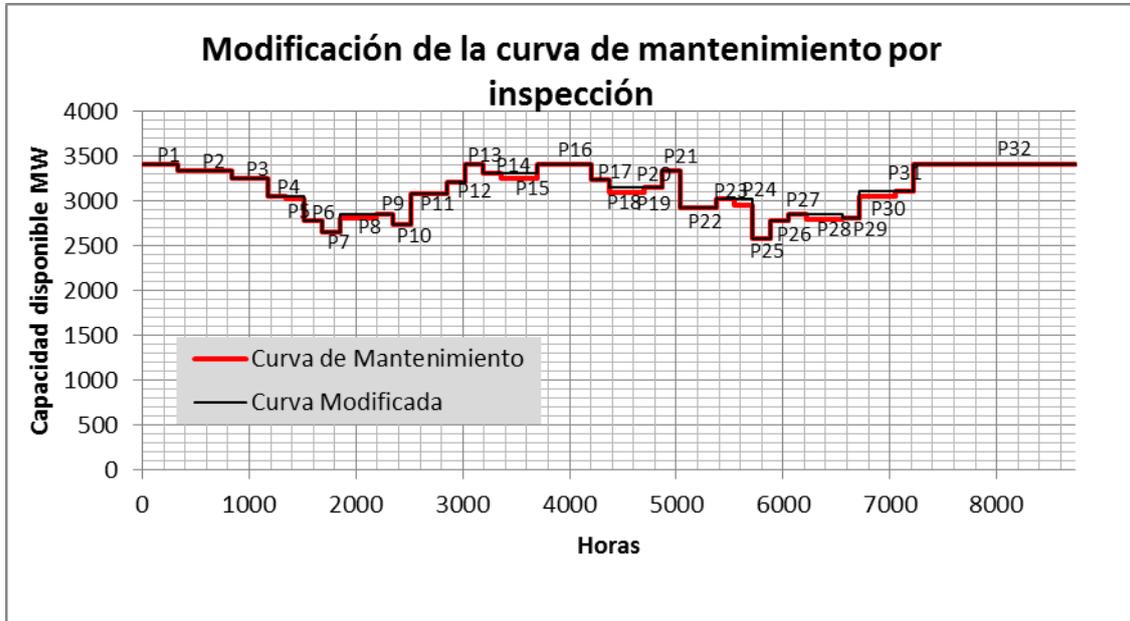


Figura 4. 7 Plan de mantenimiento

Modificación del plan de mantenimiento				
Intervalo	Número de unidades	Capacidad MW	Nuevo plan de mantenimiento	
			Inicio (h)	Fin (h)
P5	1	12	1 512	1 680
	1	20	1 512	1 680
P8	2	20	No entra en mantenimiento	
P15	1	50	No entra en mantenimiento	
P18	1	12	4 200	4 368
P18	1	50	No entra en mantenimiento	
P19	1	50	No entra en mantenimiento	
P24	1	76	6 048	5 712
P28	1	50	No entra en mantenimiento	
P28	1	12	No entra en mantenimiento	
P30	1	12	No entra en mantenimiento	
	1	50	No entra en mantenimiento	

Tabla 4. 22 Nuevo plan de mantenimiento de las unidades que se ven afectadas por la reducción del número de intervalos

Como se puede observar para algunas unidades no se considera el plan de mantenimiento y para otras se ha modificado ya sea su hora de inicio o finalización, esto se debe a la necesidad de tener capacidades disponibles iguales en intervalos continuos para poder agruparlos y reducir el número de los mismos. Además hay que recalcar que para obtener un error del LOLE que



se encuentre dentro de los límites permitidos como se muestra en la tabla 4.23, las unidades a las que se les modifica el plan de mantenimiento siguen siendo las más pequeñas del sistema de generación. En la tabla 4.23 se muestran los resultados del LOLE con el plan de mantenimiento modificado iniciando con la modificación del P5, luego la modificación del P5 y P8 conjuntamente, hasta finalmente incluir todas las modificaciones.

Resultados de las modificaciones en el mantenimiento programado				
IEEE-RTS LOLE exacto (días/año)			2,66659	
Caso	Periodos afectados de la curva original	Número de intervalos	LOLE obtenido (días/año)	Error absoluto (%)
1	P5	31	2,66241	0,15675451
2	P5,P8	30	2,64716	0,72864595
3	P5,P8, P15	29	2,62381	1,60429612
4	P5,P8, P15, P18, P19	27	2,59299	2,76007940
5	P5,P8, P15, P18, P19,P24	26	2,58297	3,13584016
6	P5,P8, P15, P18, P19,P24,P28	25	2,55889	4,03886612
7	P5,P8, P15, P18, P19,P24,P28,P30	24	2,54447	4,57963167

Tabla 4. 23 LOLE obtenido con el plan de mantenimiento modificado

Se puede observar que cuando el número de intervalos se reduce debido a las modificaciones que se hace a la curva del plan de mantenimiento el error crece, la razón de este comportamiento se debe a que para tener menos intervalos de mantenimiento se debe modificar u omitir del plan de mantenimiento unidades de generación más grandes cada vez, modificando considerablemente la capacidad disponible y por consiguiente el LOLE.

Mediante este método se consigue una mayor reducción del número de intervalos en comparación con el método anterior, pero debido a que la reducción del número de intervalos se hace de forma visual pueden existir varias formas de combinar los intervalos siendo difícil encontrar una curva modificada que sea la más adecuada, por lo cual se recurre a otro método que permita modificar o reducir el número de intervalos de mantenimiento en función del porcentaje del LOLE de cada intervalo con respecto al LOLE total.

4.5.4.3 Análisis en función del porcentaje del total LOLE de cada intervalo

Antes de continuar con el análisis es necesario observar la relación que se presenta entre los valores de demandas máximas y la curva de mantenimiento, para su análisis se utiliza la figura 4.8.

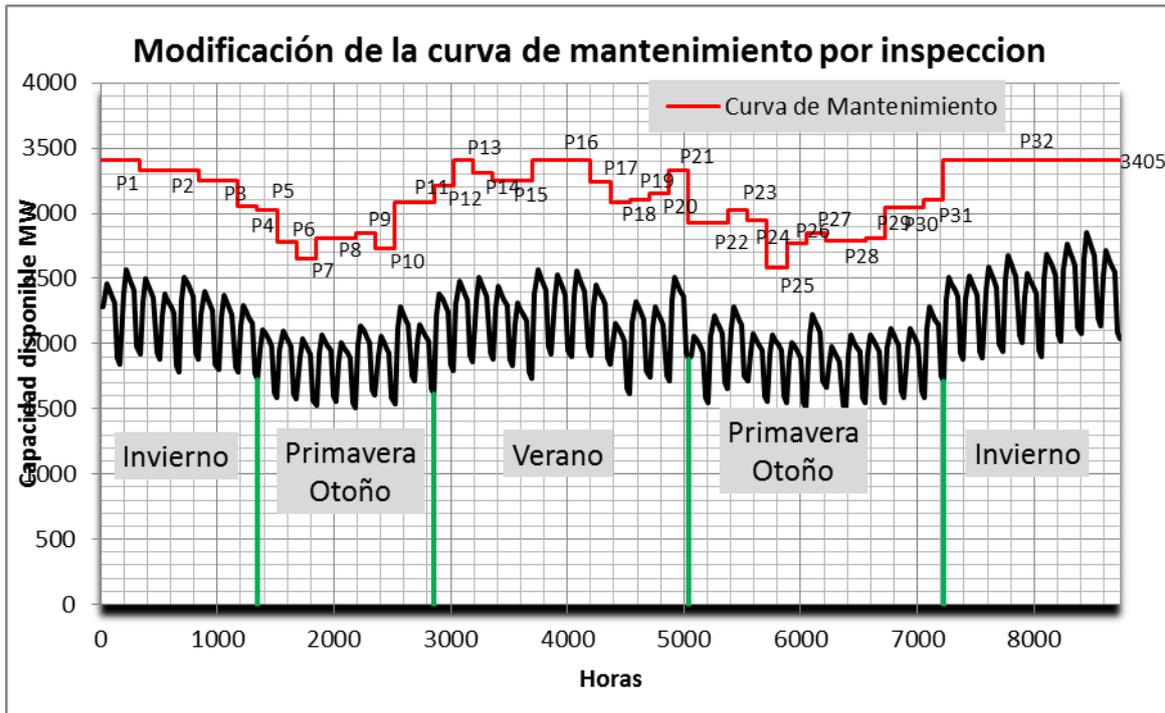


Figura 4.8 Curva de carga y mantenimiento programado

Al analizar la figura 4.8 se puede apreciar que los valles de carga son el momento propicio para que mayor cantidad de unidades entren en mantenimiento y el comportamiento de la curva mantiene o trata de mantener un mismo valor de reserva. Es necesario considerar que una razón para el comportamiento de la curva de carga y mantenimiento es debido a que los valores de carga consideran las cuatro estaciones produciendo valles de carga pronunciados, permitiendo programar el mantenimiento acorde a la curva de carga.

Para el desarrollo del método de aproximación es necesario obtener el LOLE para cada uno de los periodos de capacidad disponible obtenidos de la curva de mantenimiento y el porcentaje que representa con respecto al LOLE total. Estos resultados son presentados en la tabla 4.24, el cálculo del porcentaje es obtenido mediante la ecuación 4.2.

$$LOLE (\%) = 100 * \frac{LOLE \text{ por intervalo}}{LOLE \text{ Total}} \quad (4.2)$$

En función de estos porcentajes se puede realizar modificaciones en el plan de mantenimiento de las unidades con el objetivo de obtener una reducción en el número de periodos, parámetros para la obtención de una curva tipo para futuras aplicaciones, disminución en el tiempo de cálculo de los índices y obtener un error absoluto en el cálculo del LOLE que se encuentre dentro de los límites establecidos. Con el valor del LOLE de cada intervalo se puede empezar a modificar la curva de mantenimiento igualando las capacidades



disponibles de intervalos continuos empezando por los intervalos que representan el menor porcentaje del LOLE total. Para igualar las capacidades disponibles se debe omitir el mantenimiento de algunas unidades en los intervalos, en algunos casos esto no es posible ya que los intervalos continuos al que se está analizando no poseen unidades comunes como es el caso de intervalo P13 (tabla 4.19) en el cual ninguna unidad esta en mantenimiento y sus intervalos adyacentes tienen unidades de 100 y 197 MW en mantenimiento. En la tabla 4.25 se muestra el valor del LOLE de cada intervalo y su porcentaje respecto al LOLE total en orden ascendente.

IEEE-RTS LOLE (días/año)		2,66659
Intervalo	LOLE por periodo (días/año)	Porcentaje del LOLE total
P1	0,06421	2,408
P2	0,11395	4,273
P3	0,06802	2,551
P4	0,07424	2,784
P5	0,02122	0,796
P6	0,04624	1,734
P7	0,07223	2,709
P8	0,04632	1,737
P9	0,03701	1,388
P10	0,04654	1,745
P11	0,07203	2,701
P12	0,04392	1,647
P13	0,02301	0,863
P14	0,06214	2,330
P15	0,07202	2,701
P16	0,11735	4,401
P17	0,06483	2,431
P18	0,02015	0,756
P19	0,06718	2,519
P20	0,03259	1,222
P21	0,04878	1,829
P22	0,08787	3,295
P23	0,05896	2,211
P24	0,02059	0,772
P25	0,11809	4,429
P26	0,02266	0,850
P27	0,07039	2,640
P28	0,05062	1,898
P29	0,02819	1,057
P30	0,03858	1,447
P31	0,04098	1,537
P32	0,91568	34,339
TOTAL	2,66659	100

Tabla 4. 24 Porcentajes del LOLE para cada periodo de mantenimiento



IEEE-RTS LOLE (días/año)		2,66659	
Intervalo	Porcentaje del LOLE total	Intervalo	Porcentaje del LOLE total
P18	0,756	P23	2,211
P24	0,772	P14	2,330
P5	0,796	P1	2,408
P26	0,850	P17	2,431
P13	0,863	P19	2,519
P29	1,057	P3	2,551
P20	1,222	P27	2,640
P9	1,388	P15	2,701
P30	1,447	P11	2,701
P31	1,537	P7	2,709
P12	1,647	P4	2,784
P6	1,734	P22	3,295
P8	1,737	P2	4,273
P10	1,745	P16	4,401
P21	1,829	P25	4,429
P28	1,898	P32	34,339
TOTAL1 =	21,278	TOTAL2 =	78,722
			%
	TOTAL=TOTAL1+TOTAL2		100

Tabla 4. 25 LOLE de cada periodo y porcentaje del LOLE total

En la tabla 4.26 se muestran las modificaciones del plan de mantenimiento de las unidades de cada intervalo que ha sido intervenido empezando por el intervalo cuyo LOLE es el menos representativo y continuando con los demás intervalos que se pueden modificar.

Modificación del plan de mantenimiento						
Intervalo	Número de unidades	Capacidad MW	Plan de mantenimiento original		Nuevo plan de mantenimiento	
			Inicio (h)	Fin (h)	Inicio (h)	Fin (h)
P18	1	12	4 200	4 536	4 200	4 368
P24	1	76	5 544	6 048	5 712	6 048
P5	1	12	1 344	1 680	1 512	1 680
	1	20	1 344	1 680	1 512	1 680
P26	1	76	5 544	6 048	5 712	5 880
P30	1	12	6 720	7 056	0	0
	1	50	6 720	7 056	0	0
P8	2	20	1 848	2 184	0	0
P28	1	12	6 216	6 552	0	0
	1	50	6 216	6 552	0	0
P15	1	50	3 360	3 696	0	0

Tabla 4. 26 Modificación del plan de mantenimiento de las unidades de los intervalos intervenidos



Resultados de las modificaciones en el mantenimiento programado				
IEEE-RTS LOLE exacto (días/año)			2,66659	
Caso	Periodos afectados	Número de intervalos	LOLE obtenido (días/año)	Error absoluto (%)
1	P18	31	2,66474	0,069
2	P18, P24	30	2,65472	0,445
3	P18,P24,P5	29	2,65054	0,602
4	P18,P24,P5,P26	28	2,63926	1,025
5	P18,P24,P5,P26,P30	27	2,62484	1,566
6	P18,P24,P5,P26,P30,P8	26	2,60960	2,137
7	P18,P24,P5,P26,P30,P8,P28	25	2,58551	3,041
8	P18,P24,P5,P26,P30,P8,P28,P15	24	2,56216	3,916

Tabla 4. 27 Resultados del LOLE debido a las modificaciones del plan de mantenimiento

En la tabla 4.27 se presentan los resultados del LOLE debido a las modificaciones del plan de mantenimiento de algunas unidades, como se puede observar el número de intervalos se reduce de 32 a 24 al igual que con el método descrito en el inciso 4.5.4.2 donde se realiza la reducción de los intervalos por inspección, la diferencia resalta en el error cometido en el cálculo del LOLE ya que en un caso el error con 24 intervalos es de 4,580% y en el presente caso se reduce a 3,916%, demostrando que la mejor técnica para establecer un modelo de plan de mantenimiento para aplicaciones futuras es la expuesta en este inciso. En la figura 4.9 se presenta la curva de mantenimiento modificada. Cabe anotar que para conseguir una reducción aun mayor del número de intervalos se debe modificar el plan de mantenimiento de unidades cada vez más grandes con lo cual se incrementa el error en el cálculo del LOLE, además se puede observar en la tabla 4.26 que la unidades a las cuales se les modifica el plan de mantenimiento en general siguen siendo las más pequeñas del sistema de generación.

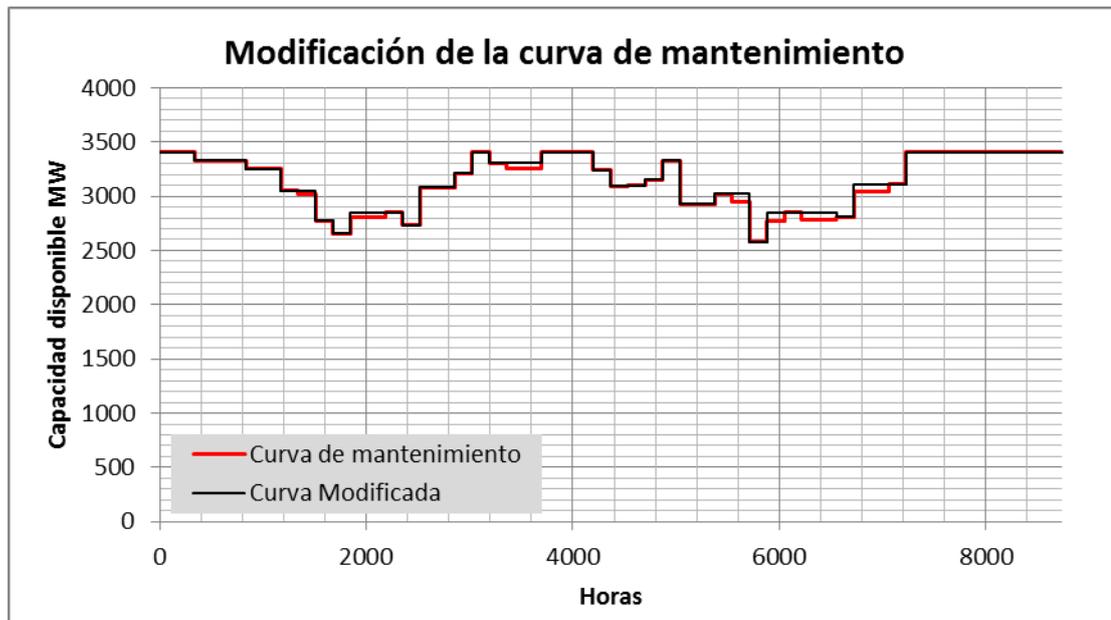


Figura 4.9 Curva de mantenimiento modificada

4.6 Tiempos de cálculo

Un aspecto importante a considerar es el tiempo de cálculo de la tabla de probabilidades de capacidades desconectadas e índices de confiabilidad mediante los métodos exactos y poderlos comparar con los modelos aproximados. En la tabla 4.28 se presenta los tiempos obtenidos en el proceso de validación del programa computacional mediante el sistema de pruebas IEEE-RTS tanto en su cálculo exacto como aproximado.

Tiempo de cálculo (seg.) de la COPT e índices de confiabilidad		
Sin Mantenimiento	Modelo Exacto	Modelo Aproximado de Demanda
COPT	1,72	1,720
Índices con carga pico diaria	1,70	0,340
Índices con carga horaria	36,60	0,340
Sin Mantenimiento-Con incertidumbre	Modelo Exacto	Modelo Aproximado de Demanda
COPT	1,72	1,720
Índices con carga pico diaria	11,15	1,420
Con Mantenimiento	Modelo Exacto	Modelo Aproximado de Mantenimiento-Exacto de demanda
COPT	40,40	30,2
Índices con carga pico diaria	2	2

Tabla 4.28 Tiempos en el proceso de cálculo de índices



En la tabla 4.28 se presenta los tiempos de cálculo de los índices de confiabilidad, mediante el modelo exacto y aproximado. Como se puede observar si se utiliza el modelo aproximado de demanda no se puede utilizar el plan de mantenimiento programado. Uno de los objetivos planteados para la utilización de métodos aproximados era la disminución en el tiempo de cálculo de la COPT y los índices de confiabilidad, en la tabla 4.28 se puede observar en el primer caso (“Sin Mantenimiento”), el tiempo de cálculo de la COPT es igual ya que la aproximación se hace al modelo de demanda, pero el tiempo que se requiere con el modelo aproximado es el 20% del tiempo que se requiere con el modelo exacto; cuando se utiliza la carga horaria el tiempo que se requiere con el modelo aproximado es únicamente el 0,93% del tiempo que requiere el modelo exacto. De esta forma se puede observar que mediante la utilización de modelos aproximados se consigue reducir el tiempo de cálculo de los índices de confiabilidad y COPT.

Es importante considerar que estos valores pueden variar dependiendo de la versión del software MatLab y las características del computador utilizado. En este caso se ha utilizado la versión 7,1 de MatLab y un computador marca TOSHIBA con sistema operativo de 32 bits Windows 7 Ultimate con memoria RAM de 2GB, procesador Pentium Intel Dual-Core de 1,76 GHz de velocidad.



CAPITULO V

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DEL S.N.I.

5.1 Introducción

Para realizar el análisis de confiabilidad del sistema de generación del sistema nacional interconectado ecuatoriano es necesario obtener una base de datos confiable que permita obtener resultados con la mayor exactitud posible. La información debe ser adquirida e investigada en los organismos de control y operación del sector eléctrico tales como el CENACE, CONELEC, MEER (Ministerio de Electricidad y Energías Renovables) o páginas web de las empresas a las que pertenezcan las centrales. La información recaudada se ha dividido en datos históricos y proyectados; los primeros considera los años 2007-2009 en el cual se determina el comportamiento histórico de las centrales existentes, capacidad nominal y efectiva de las unidades, probabilidades de falla, tipo de energía primaria utilizada, interconexión existente y condiciones operativas; para el mantenimiento se adiciona el año 2010 como histórico; el segundo periodo considera el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 que considera centrales que serán retiradas y otras que ingresarán a formar parte del S.G. Los datos obtenidos serán tabulados y filtrados para detectar posibles inconvenientes y plantear correcciones.

Además se plantea aproximaciones en las capacidades de las unidades del sistema de generación y plan de mantenimiento programado con el fin de reducir el tiempo de cálculo, se modifica las fechas de ingreso de las centrales del plan de expansión publicado por el CENACE, se determina el retiro de unidades, curva típica de demanda y el requerimiento de la interconexión con Colombia.

5.2 Sistema de generación ecuatoriano

En la tabla 5.1 se presenta la capacidad del sistema de generación clasificada como incluida o no al S.N.I. para el periodo histórico [18], [19], [20]



Central clasificada por conexión al S.N.I.	Año 2007		Año 2008		Año 2009	
	Potencia nominal MW	Potencia efectiva MW	Potencia nominal MW	Potencia efectiva MW	Potencia nominal MW	Potencia efectiva MW
Incluidas al S.N.I.	4 293,65	3 909,30	4 578,72	4 215,4	4 817,12	4 554,38
No incluidas al S.N.I.	595,40	446,520	627,65	465,01	671,59	495,94
Total Sistema de generación	4 889,05	4 355,82	5 206,37	4 680,42	5 488,71	5 050,32

Tabla 5. 1 Capacidades del Sistema de Generación

Antes de iniciar la descripción de las centrales del S.N.I. se presenta en el siguiente punto aclaraciones de la base de datos obtenida.

5.2.1 Consideraciones de la información recopilada

5.2.1.1 Tasa de fallas

En vista que el CENACE y el CONELEC no disponen de la tasa de fallos (FOR) de cada unidad del sistema y que esta información sea segura o verificada, se optó por la utilización de la base de datos de *Generating Availability Data System (GADS)* de la North Electric American Reliability Corporation (NERC), en la cual se presenta estadísticas para el periodo 2005-2009 para los distintos rangos de capacidad y tipo de conversión de energía primaria de las centrales, utilizando para las unidades base la tasa de falla (FOR) y para las unidades cíclicas el Equivalent Forced Outage Rate demand (EFORd) [21]. En la tabla 5.2 se presenta la información obtenida de la NERC y los tipos de centrales que conforman el SG del S.N.I.

North Electric Reliability Corporation (NERC)						S.G. Ecuatoriano
Clasificación de la central	Tipo de central o combustible	Número de rango	Rango de capacidad MW	FOR (%)	EFORd (%)	Tipo de unidades
A	Fossil Oil Primary	1	1 a 99	8,76	-	Térmica Turbovapor
		2	100 a 199	11,79	-	
B	Gas Turbine	1	1 a 19	16,67	-	Térmica Turbogas
		2	20 a 49	10,02	-	
		3	Mayor a 50	6,99	-	
C	Combined Cycle	1	Todos los tamaños	5,9	-	Ciclo Combinado
D	Hidráulicas (Agua)	1	1 a 29	-	7,73	Hidráulicas
		2	Mayor a 30	-	4,04	
E	Diesel	1	Todos los tamaños	-	12,97	Térmica MCI

Tabla 5. 2 Tasa de fallas según la NERC

El Sistema de Generación del S.N.I. Ecuatoriano está formado por los diferentes tipos de unidades sean estas, térmicas de motor de combustión



interna, Térmicas Turbovapor, Térmicas Turbogas, Térmicas ciclo combinado⁹ e hidráulicas, como se muestra en la tabla 5.2.

5.2.2 Sistema de generación del S.N.I.

Las unidades que constan en los boletines estadísticos de los años 2007, 2008 y 2009 son presentados en el anexo C1.1. Para cada año se presenta la siguiente información: nombre de la empresa y central, número de unidades, tipo de unidad, potencia nominal y efectiva, FOR, factor de planta y condición operativa. En la descripción del sistema de generación se considera el año 2009 como año base para los análisis a largo plazo debido a que es el último boletín estadístico publicado por el CONELEC, para los años 2007 y 2008 se presenta como base la información de capacidades y energía primaria del año 2009 por la razón de presentar variaciones de estos datos en los años 2007 y 2008. En la tabla 5.3 se presenta las capacidades de las unidades clasificadas por tipo de central para el año 2009.

Tipos de central	Capacidad nominal MW
	Año 2009
Hidráulica	2 055,01
Térmica MCI	615,37
T. turbogas	943,94
T. turbovapor	552,8
Interconexión	650
Capacidad nominal total	4 817,12

Tabla 5.3 Capacidad de las unidades por tipo de central

En la figura 5.1 se presenta los porcentajes de cada uno de los tipos de central, en función de la capacidad total en el año 2009. Se observa que las unidades hidráulicas constituyen el 49,3% del sistema de generación, para las unidades térmicas MCI el 14,7%, térmicas turbogas el 22,65%, finalmente las unidades turbovapor con el 13,27%.

⁹ Este tipo de unidades son ingresadas en el plan de expansión

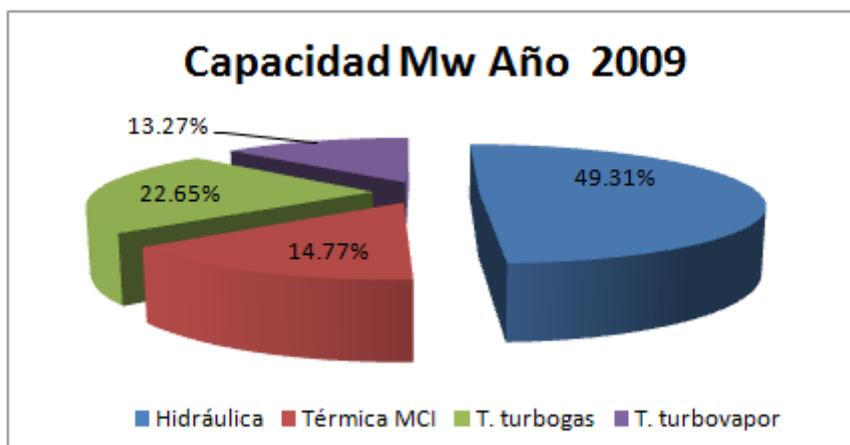


Figura 5. 1 Capacidad por tipo de unidad en porcentaje

5.3 Interconexiones internacionales

Las interconexiones internacionales de electricidad brindan a los países que las realizan beneficios tales como: exportación de excedentes de energía, aumento de seguridad en ambos sistemas eléctricos y mejoras en la calidad de servicio [22]. A partir del 2003 empezó el intercambio de energía eléctrica de nuestro país con países vecinos, en la tabla 5.4 se presenta las características de las interconexiones.

Interconexión	Línea de transmisión	Número de circuitos	Voltaje (KV)	Capacidad (MW)	Longitud (km)
Ecuador – Colombia	Pasto - Quito	2	230	250	135
	Pomasqui- Jamondino	2	230	250	212,6
	Tulcán - Panamericana	1	138	35	15,5
Ecuador-Perú	Zorritos- S. Ildefonso	1	230	100	134
Capacidad total (Mw)				635	

Tabla 5. 4 Interconexiones existentes en el S.N.I.E.

5.3.1 Interconexión Ecuador - Colombia

Interconexión 230KV

La primera etapa de la Interconexión con Colombia entró en operación el 1 marzo del 2003, entre Pasto (Colombia) y Quito (Ecuador), actualmente tiene una capacidad máxima de 250 MW en 230 KV con doble circuito [23].

En la segunda etapa de la interconexión Betania-Altamira-Mocoa-Pasto-Frontera-Pomasqui con una capacidad de 250 MW, participaron las empresas CELEC-Transelectric de Ecuador y Empresa de Energía de Bogotá, con la autorización del CONELEC y del Ministerio de Minas y Energía de Colombia. La línea fue inaugurada en el mes de mayo de 2008, permitiendo duplicar la capacidad de transferencia de energía eléctrica, de 250 MW a 500 MW. En el lado ecuatoriano, la obra consistió en la ampliación de las subestaciones



Pomasqui y Santa Rosa, además de la construcción de la línea de transmisión Pomasqui-Frontera II, de doble circuito, de 135 km de longitud [24].

Interconexión 138KV

La interconexión con Colombia a 138 KV entró en servicio el 4 de octubre de 2001, comprende una L/T a simple circuito con una capacidad de 35 MW que une las subestaciones Tulcán – Panamericana, esta línea tiene una longitud de 15,5 Km [25].

5.3.2 Interconexión Ecuador –Perú

La Interconexión con Perú está disponible desde diciembre del 2004, con posibilidad de entregar hasta 100 MW a 230 KV, comprende la L/T Zorritos- S. Ildelfonso con una longitud de 134 Km con un circuito.

5.4 Mantenimiento de unidades del sistema de generación S.N.I.

La información del plan de mantenimiento programado proporcionada por el CENACE para el periodo 2007-2010 fue tabulada y es mostrada en el Anexo C1.2, en la cual se presenta el nombre de la central, unidad en mantenimiento, capacidad de la unidad, hora de inicio y finalización del mantenimiento, acorde a la estructura que se explicó en el capítulo 3 referente a ingreso de datos de mantenimiento. El inconveniente encontrado en la tabulación se presenta variación en la capacidad nominal de las unidades con respecto a los boletines estadísticos, por lo cual se consideró al año 2009 como capacidad base, debido a que al ingresar al programa computacional debe existir coherencia con las capacidades de las unidades que forman el sistema de generación y las que ingresan a mantenimiento.

5.5 Plan de expansión del sistema de generación

Dentro del “Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 (PME)” publicado por el CONELEC, se contempla los proyectos con posibilidades de ejecutarse y entrar en operación. Los proyectos considerados son los que cumplen las siguientes condiciones [24]:

1. Proyectos de generación eléctrica en construcción. Se incluyen en este grupo aquellos proyectos cuya construcción se encuentra paralizada por diversas causas.
2. Proyectos de generación eléctrica con contrato firmado con el CONELEC, que aún no inician la construcción.
3. Proyectos de generación eléctrica con certificado de concesión o permiso (trámite previo a la firma de contrato) otorgado por el CONELEC.
4. Proyectos de generación eléctrica en trámite o que han sido priorizados por el actual gobierno.



5. Proyectos de generación eléctrica de la cuenca del Guayllabamba y Zamora.

Con los proyectos que cumplen estas condiciones, el CONELEC ha realizado un estudio de priorización y selección de proyectos de generación eléctrica para satisfacer el crecimiento de la demanda para los escenarios de crecimiento menor, medio y mayor, bajo la consideración de la tercera hipótesis¹⁰ que establece, “la revisión de demandas de cargas especiales, proyectos piloto de cocinas de inducción y calefones hasta la entrada en operación de Coca Codo Sinclair” [24]. Para los retiros de unidades del sistema de generación, el CONELEC consideran aquellas unidades generadoras que no se contemplen en el Plan Anual de Operación del CENACE y para las cuales no se ha solicitado financiamiento para rehabilitación o mejoras en el SIP¹¹ del SENPLADES.

Para el Caso 1 que considera el crecimiento de demanda menor con importación, se presenta en la tabla 5.5 y 5.6 los posibles retiros e ingresos de unidades, respectivamente.

Año de Salida	Mes de ingreso	Proyecto	Empresa	Publico/ Privado	Tipo	Potencia (MW)
2009	agosto	Power Barge 1	Ulysseas Inc.	Privado	Barcaza	24
2016	enero	Aníbal Santos (Gas)	CATEG-G	Publico	T. Turbogas	92
2017	enero	G. Zeballos	Electroguayas	Publico	T. Turbogas	20
2018	enero	V. G. Zeballos	Electroguayas	Publico	T. Turbovapor	146
			Capacidad retirada			282

Tabla 5.5 Retiros Caso 1: hipótesis tres, escenario de crecimiento menor, con importación

¹⁰ Tercera Hipótesis: Incorporación progresiva de la cocción y calentamiento de agua mediante la sustitución del gas licuado de petróleo (GLP) como fuente energética, para utilizar dispositivos que utilicen electricidad: cocinas de inducción, duchas y calefones eléctricos, entre los principales. Esta constituye una de las más importantes intervenciones que considera la Matriz Energética elaborada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

¹¹ Sistema de Inversión Pública



Año de ingreso	Mes de ingreso	Proyecto	Empresa	Publico/ Privado	Tipo	Potencia (MW)	E. Media (GWh)
2010	enero	Residuo 1	No	Publico	T	50	352,4
2010	abril	Mazar	CELEC-Hidropaute	Publico	H	160	800
2010	julio	Cuba manta Miraflores	CELEC-Termopichincha	Publico	T	20,4	143,5
2011	enero	Baba	Hidrolitoral S.A.	Publico	H	42	161
2011	enero	San José de minas	San José de Minas S.A.	Privado	H	6	37
2011	enero	Residuo 2	No	Publico	T	100	700
2011	julio	Ocaña	Elecaustro S.A.	Publico	H	26	192,3
2012	enero	Esmeraldas	CELEC-Termoesmeraldas	Publico	T	144	1 000
2012	enero	Chorrillos	Hidroزامora S.A.	Publico	H	4	21
2012	enero	Ciclo combinado 1		Publico	T	87	600
2012	marzo	San José de Tambo	Hidrotambo S.A.	Privado	H	8	50,5
2012	junio	TG Natural 1		Publica	T	100	700
2012	julio	Sushufindi	CELEC-Termoesmeraldas	Publica	T	135	800
2012	julio	Topo	Pemaf Cía. Ltda.	Privado	H	23	154
2012	agosto	Mazar-Dudas	Hidroazogues S.A.	Publica	H	20,9	146,5
2012	diciembre	Sigchos	Hidroeléctrica Sigchos	Privado	H	17,4	125,1
2012	diciembre	Apaquí	Current Energy of Ecuador S.A.	Privado	H	36	234,7
2012	abril	Rio Luis	Energyhdine S.A.	Publico	H	16	90
2013	enero	Victoria	Hidrovictoria S.A.	Privado	H	10	63
2013	enero	Pilaló	Hidroeléctrica Pilaló	Privado	H	9,3	70
2013	junio	Chontal	Hidroequinoccio HEQ S.A.	Publica	H	72	444
2014	enero	Angamarca	Hidroeléctrica Angamarca	Privado	H	66	320
2014	marzo	Toachi Pilatón	Hidrotoapi S.A.	Publico	H	228	1 190
2014	abril	Sopladora	CELEC-Hidropaute	Publico	H	487	2 560
2014	junio	La unión	Enerjubones S.A.	Publico	H	80	4 45
2014	septiembre	Quijos	E. Eléctrica Quito S.A.	Publico	H	50	3 40
2014	septiembre	Baeza	E. Eléctrica Quito S.A.	Publico	H	50	3 33
2015	abril	Chespi	Hidroequinoccio HEQ S.A.	Publica	H	167	1 000
2015	abril	Coca Codo Sinclair	Hidroeléctrica Coca Codo S.	Publica	H	1 500	7 933
2015	junio	Minas	Enerjubones S.A.	Publica	H	273	1 372
2015	junio	Villadora	Hidroequinoccio HEQ S.A.	Publica	H	270	1 595
2017	enero	Cardenillo	Hidroequinoccio HEQ S.A.	Publica	H	400	2 100
Capacidad adicionada.						4 658	26 073

Tabla 5. 6 Plan de expansión caso1: hipótesis tres, escenario de crecimiento menor, con importación



Para el CASO 2: Hipótesis 3, escenario de crecimiento medio de demanda, con importación, se considera los mismos ingresos y retiros del CASO 1, con la adición de tres proyectos que son presentados en la tabla 5.7.

Año de ingreso	Mes de ingreso	Proyecto	Empresa	Publico/ Privado	Tipo	Potencia (MW)	Energía Media (GWh)
2013	enero	Ciclo Combinado	No	Publico	T	60	400
2013	enero	Angamarca Sinde	Hidronación S.A.	Publico	H	29	208
2012	abril	Rio Luis	Energyhdine S.A.	Publico	H	16	90
<i>Capacidad adicionada</i>						105	698

Tabla 5. 7 *Plan de expansión caso2: hipótesis tres, escenario de crecimiento medio, con importación*

Para el CASO 3: Hipótesis 3, escenario de crecimiento alto de demanda, con importación, se considera los ingresos y retiros del CASO 2, con la adición de un proyecto que es presentado en la tabla 5.8.

Año de ingreso	Mes de ingreso	Proyecto	Empresa	Publico/ Privado	Tipo	Potencia (MW)	Energía Media (GWh)
2011	enero	Residuo 3	No	Publico	T	100	700
<i>Capacidad adicionada</i>						100	700

Tabla 5. 8 *Plan de expansión caso3: hipótesis tres, escenario de crecimiento alto, con importación*

5.6 Modelos aproximados aplicados a la información del sistema de generación

Previó a la determinación de los índices de confiabilidad se realizará aproximaciones en las capacidades y mantenimientos de las unidades, que permiten una reducción considerable en el tiempo de cálculo. El retiro de unidades se fundamenta en los factores de planta del periodo 2006-2009 y el cumplimiento del tiempo de vida de los equipos e instalaciones electromecánicas para cada tipo de unidad publicado por el CONELEC, además se considera los retiros de las unidades que se publican en el plan maestro de electrificación; finalmente se determina los requerimientos de capacidad de la interconexión con Colombia para cada uno de los años del periodo de análisis 2010-2020 sin la inclusión del plan de mantenimiento programado.

5.6.1 Sistema de generación histórico 2007-2009

Las capacidades nominales de las unidades que se encuentran disponibles para los años 2007-2009 no siempre presentan valores enteros de potencia en MW teniéndose algunas con valores racionales, que al momento de ser



utilizados en el programa CIC-SG incrementan el número de estados de la COPT y el tiempo de cálculo de una forma considerable.

La solución planteada considera aproximar las capacidades nominales de las unidades a valores enteros, la forma de aproximar se explica a continuación.

Se agrupó las unidades por tipo de central y tasa de falla, obteniéndose 10 grupos¹². En cada grupo se procedió a obtener el menor entero de la potencia de cada unidad, luego se obtiene la diferencia de potencia entre el valor real y el menor entero, se suma dichos valores obteniendo una diferencia por grupo, esta diferencia se distribuyó en las unidades, iniciando con aquellas cuyo valor real se encuentre más cercano al mayor entero hasta distribuir, en lo posible la diferencia total, en las unidades de su respectivo grupo.

Para validar esta aproximación se procedió a calcular los resultados reales y aproximados para varios grupos de unidades escogidas de forma aleatoria, obteniéndose los resultados presentados en la tabla 5.9, en esta se presenta el número total de unidades que fueron consideradas en cada caso y de estas, cuántas unidades tienen valores de potencia entera y racional, para el cálculo del LOLE se utilizó una demanda pico de 1 000 MW aplicada a la curva de carga en por unidad del año 2008. Las unidades utilizadas son presentadas en el anexo C1.3.

Caso	Número de unidades con valores de potencia entera	Número de unidades con valores de potencia racional	Número total de unidades	Tiempos de cálculo (Seg.)		Número de estados de la COPT		LOLE(días/año)		
				Exacto	Aproximado	Exacto	Aproximado	Exacto	Aproximado	Error absoluto (%)
1	8	10	18	72,64	0,33	23 555	721	363,536	363,536	0
2	20	12	32	691,73	1,83	71 977	1 318	2,30311	2,28616	0,740
3	37	14	51	26526	1,55	177037	3 069	1,06E-20	1,05E-20	0,743

Tabla 5.9 Tiempo de cálculo y número de estados con método aproximado del sistema de generación

En la tabla 5.9 se aprecia los resultados obtenidos de utilizar las capacidades exactas y aproximadas de las unidades. Para el primer caso se considera el 55,5% de unidades con valores de potencia racionales respecto al total de unidades; en el segundo caso este porcentaje se reduce al 37,5%; finalmente para el último caso el porcentaje es de 27,45%. El error cometido en los tres casos es inferior a la unidad.

¹² El número de grupos es acorde a la tabla 5.4, no se considera ciclo combinado debido a que esta central forma parte del plan de expansión

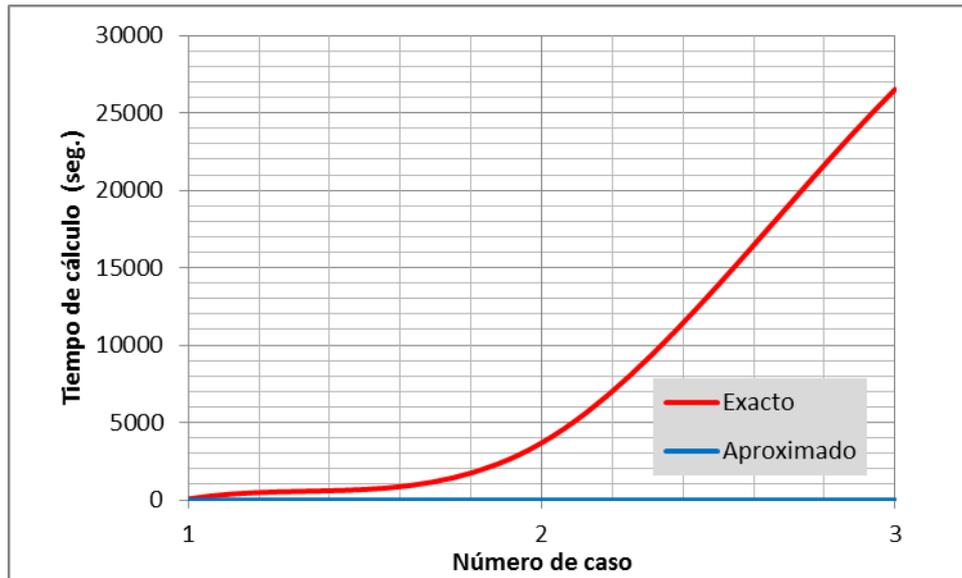


Figura 5.2 Curvas de tiempos de cálculo exacto y aproximado

En la figura 5.2 se observa los tiempos de cálculo para el caso exacto y aproximado, presentándose una considerable diferencia en los tiempos de cálculo, con una reducción del 99% en promedio.

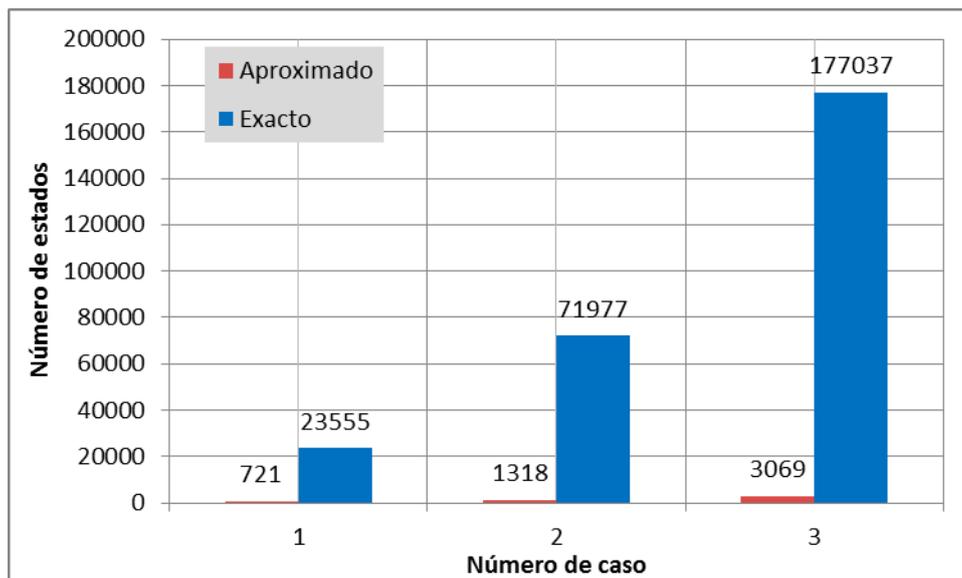


Figura 5.3 Número de estados obtenidos con el método exacto y aproximado

En la figura 5.3 se observa que para el primer caso se obtiene 23 555 estados y para el último caso 177 037, incrementándose en un 751,8%, pero al compararlos con los estados del método aproximado se observa que este último presenta una reducción del 97% en el número de estados, por lo cual la variación en el tiempo de cálculo es justificable.

Una vez justificada la aplicación del método aproximado planteado, se presenta en el anexo C1.4, C1.5 y C1.6 los sistemas de generación para los años 2007,



2008 y 2009, respectivamente. En cuanto al sistema de generación del año 2010 al no tener información detallada de las centrales disponibles en los organismos de control, este se estructura considerando las unidades que se encuentran habilitadas en el boletín estadístico 2009 y además se adicionó las centrales U2 de Chimbo, U1 de Miraflores y la central Pascuales II que aparecen en el despacho económico hasta el 21 de Agosto de 2010, en la tabla 5.10 se presentan las características de estas unidades.

Sistema de Generación		Formato del S.G. para ingresar al CIC-SG		
Nombre de la central	Número de unidad de la central	Unidad	Potencia Nominal MW	FOR
Miraflores	1	1	3	0,1297
Chimbo	U2	1	1	0,0773
Pascuales II	TM1	1	22	0,1002
Pascuales II	TM2	1	23	0,1002
Pascuales II	TM3	1	23	0,1002
Pascuales II	TM4	1	23	0,1002
Pascuales II	TM5	1	23	0,1002
Pascuales II	TM6	1	23	0,1002

Tabla 5. 10 Unidades adicionadas para el Sistema de Generación 2010

5.6.2 Consideraciones para el periodo lluvioso y seco

En las centrales hidráulicas se debe considerar que la potencia instalada no siempre está disponible en su totalidad, ya que en los periodos secos la pluviosidad en las cuencas de los ríos disminuye de tal manera que solamente se puede utilizar un porcentaje de la potencia instalada.

En esta tesis se analiza de una forma sencilla la capacidad disponible en las centrales hidráulicas más grandes que posee el sistema nacional, en los periodos lluvioso y seco. Para esto se determinó la potencia promedio despachada en cada uno de los periodos, por las centrales hidráulicas consideradas, para los años 2007-2009. Los valores obtenidos han sido considerados como las potencias disponibles de las unidades.

En la figura 5.11 se muestran los valores corregidos de la potencia de las unidades, en la central Paute se puede observar que la potencia promedio despachada en los diferentes periodos varía considerablemente, en las demás centrales no existe un diferencia considerable entre los despachos promedio de los periodos, por lo cual se ha considerado el promedio para todo el año.



Central	Unidad	Potencia (MW) por periodo	
		Lluvioso	Seco
Paute	U1	95	60
	U2	95	60
	U3	95	60
	U4	95	60
	U5	95	60
	U6	109	69
	U7	109	69
	U8	109	69
	U9	109	69
	U10	109	69
Agoyán	U1	72	72
	U2	72	72
Pucará	U1	33	33
	U2	32	32
San Francisco	U1	103	103
	U2	103	103
Marcel Laniado	U1	55	55
	U2	55	55
	U3	55	55

Tabla 5. 11 Capacidades disponibles promedio

Estos valores se utilizan para el periodo histórico y proyectado, con la excepción del año 2007 donde la capacidad promedio de la central San Francisco disminuye a 72 MW.

5.6.3 Mantenimiento del sistema de generación

En los mantenimientos programados presentados para el periodo 2007-2010 se observa que existen unidades con tiempos de mantenimiento menores a 5 días y capacidades entre 1 y 10 MW, esto permite aplicar métodos aproximados en el mantenimiento estudiados en el capítulo 4. Para justificar la validación de estos métodos se presenta en la tabla 5.12 los casos de análisis considerados ya que cada sistema tiene un comportamiento diferente y no se puede asumir la validez de un método a cualquier sistema.

En el primer caso no se considera los mantenimientos menores o iguales a un día; para el segundo caso no toma en cuenta aquellos menores o iguales a 2 días, para el tercer caso inferiores o iguales a 3 días, en el cuarto caso inferiores a 4 días, para este último al cometer un error considerable, solo se establece como máximo eliminar los mantenimientos inferiores o iguales a 3 días. En el quinto caso no se considera mantenimiento de aquellas unidades cuya capacidad es igual a 1 MW independientemente del tiempo en mantenimiento, también se incluye en el análisis al caso 3; finalmente para el caso 6 no se considera mantenimiento de unidades menores o iguales a 2 MW y el caso 3.



Consideraciones		Tiempos de cálculo	Número de COPT	LOLE (días/año)	Error absoluto (%)
Exacto		5,42E+03	272	33,08	
Aproximado	Caso 1	4,17E+03	217	32,3024	2,35
	Caso 2	3,58E+03	197	31,7697	3,96
	Caso 3	2,02E+03	176	31,1211	5,92
	Caso 4	4,27E+04	159	29,9724	9,39
	Caso 5	1,95E+03	167	30,8319	6,80
	Caso 6	2,89E+03	158	30,7569	7,02

Tabla 5. 12 Método aproximado para el mantenimiento programado

En la tabla 5.12 se presenta el cálculo del LOLE con el sistema de generación del año 2009 con su respectivo plan de mantenimiento; en los primeros tres casos se comete un error máximo en el LOLE de 5,92%; para el cuarto caso se presenta un error del 9,39%, por lo cual los parámetros de esta aproximación no se consideran en los casos posteriores; para el quinto y sexto caso se comete un error en el cálculo de los índices de 7% en el LOLE.

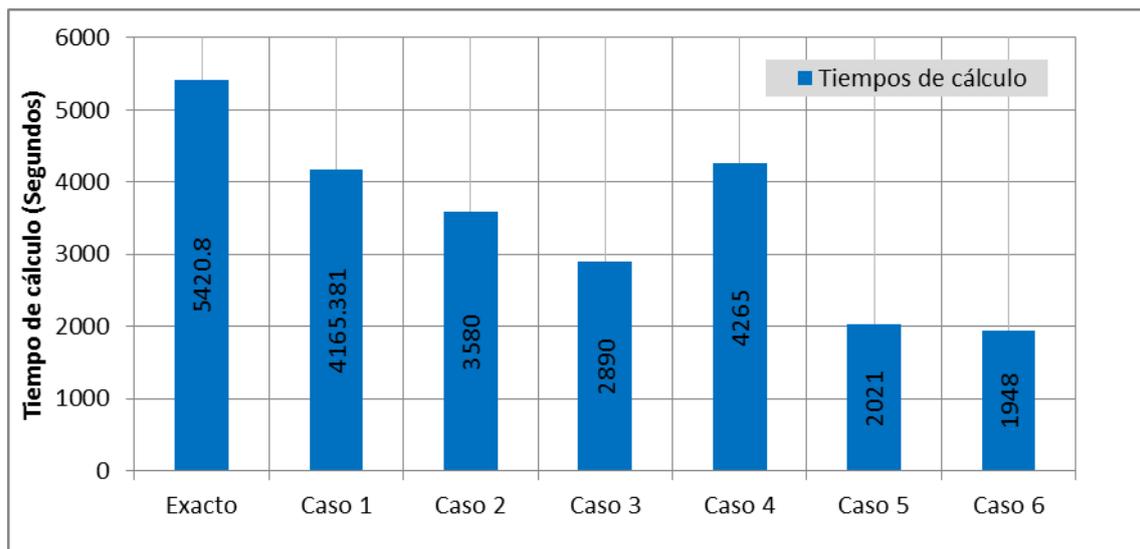


Figura 5. 4 Tiempos de cálculo de índices con mantenimiento programado

En cuanto al tiempo de cálculo se aprecia en la figura 5.4 una reducción del 53,1% en el caso 3 y una reducción del 35,4% en el caso 6, ambos con respecto al caso exacto, esta reducción implica que el número de COPTs se reduce proporcionalmente como se aprecia en la figura 5.5.

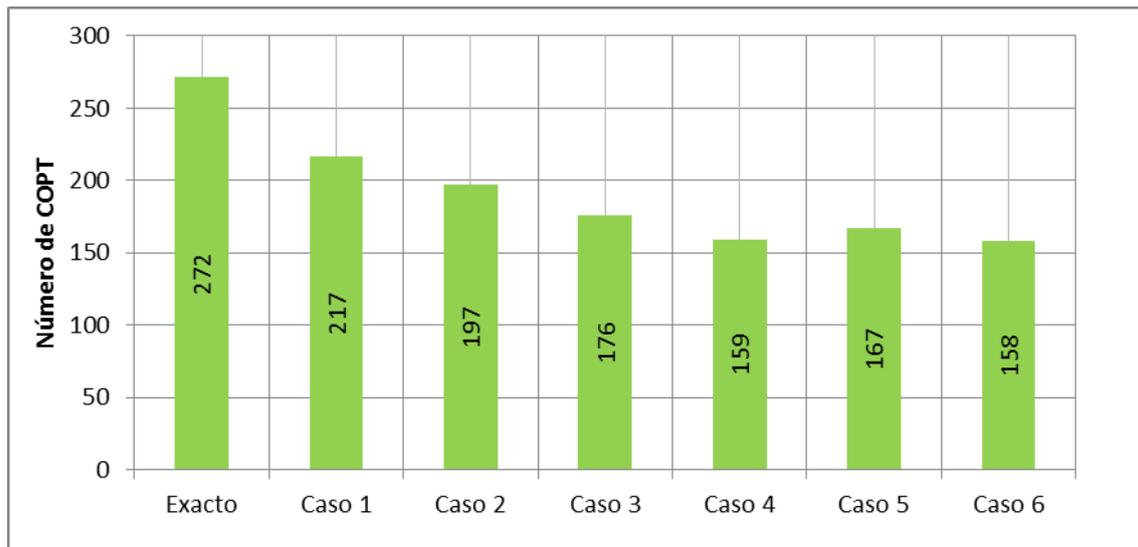


Figura 5.5 Número de COPTs con mantenimiento programado

El número de COPTs para el caso 3 es de 197 presentándose una reducción del 35,3% y para el caso 6 se obtiene 158 tablas con una reducción del 41,6%, respecto al exacto, por lo cual se aprecia un decrecimiento exponencial. Para el estudio se considera los parámetros del caso 6.

5.6.4 Expansión del sistema de generación 2010-2020

En el capítulo anterior se presentó el plan de expansión del sistema de generación publicado por el CONELEC para el periodo 2009-2020; hasta el presente año, esta información ha sufrido alteraciones en los avances de ejecución de las obras, o trámites pertinentes, por lo cual se investigó la situación actual de los proyectos, para determinar las posibles fechas de ingreso, también fue necesario investigar el número de unidades de cada central con sus respectivas potencias nominales, debido a que en el plan de expansión solo se presentan en algunos casos; esta información se obtuvo de la páginas web de las empresas encargadas de los proyectos o publicaciones de medios escritos.

En el anexo C1.7 se presenta las nuevas fechas de ingreso de los proyectos, número de unidades, energías primarias y las capacidades nominales por unidad, para las unidades de las hipótesis 1 y 3 del plan de expansión.

En función de la investigación realizada se considera dos escenarios de análisis para el plan de expansión que se explican a continuación.

- Escenario de análisis 1

Considera todos los proyectos del anexo C1.7 en los cuales se ha investigado las fechas de ingreso de los proyectos.



- Escenario de análisis 2

También se debe considerar que no todos los proyectos serán construidos en las fechas presentadas, por lo cual se investigó aquellos con mayores posibilidades de ejecutarse e ingresar a formar parte del sistema de generación, dentro de estos se consideró aquellos, que se encuentran en etapa de construcción según el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020, que serán impulsados por el gobierno nacional y que constan en el Plan de Inversión para el año 2011 en la SENPLADES, dichos proyectos son: Mazar, Ocaña, Baba, San José de Minas, Esmeraldas, Toachi Pilatón, Mazar Dudas, Coca Codo Sinclair, Sopladora, La Unión y Minas [18] [19] [20] [21] Para aquellos proyectos que no han sido citados en este escenario no se considera sus ingresos.

Mantenimiento programado

Al tratarse de proyectos que posiblemente ingresarán al sistema de generación en años futuros es necesario asignar un plan de mantenimiento a dichas unidades. El proceso de asignación se realizó en función de los planes de mantenimiento de las unidades existentes, iniciando con la comparación de los tiempos de mantenimiento en los años 2008-2010 para eliminar los valores de días que se encuentran alejados de la media.

Se procedió a agrupar las unidades de acuerdo a su tipo, capacidad y FOR, para los años 2008-2010, en este proceso se consideró solo el tipo de unidades que forman parte del plan de expansión. Finalmente se obtuvo el tiempo promedio de mantenimiento de cada grupo, ver tabla 5.13.

Tipo de central	Rango de capacidad MW	FOR	Tiempo promedio (días)			Promedio total
			2008	2009	2010	
Hidráulica	0 a 29	0,0773	7,0	10,1	4,9	7,3
	mayor a 29	0,0404	7,8	12,9	6,8	9,2
Térmicas MCI	todos los tamaños	0,1297	11,4	21,1	17,3	16,6
Ciclo Combinado	todos los tamaños	0,059	-	-	-	-
Turbo gas	mayor a 50	0,0699	11,2	13,5	12,3	12,3

Tabla 5. 13 Promedio de tiempos en mantenimiento por tipo de central

En la tabla 5.13 no se presenta los tiempos promedios para las centrales térmicas MCI con rango de capacidad de 100 a 199 MW y para las unidades de ciclo combinado, por lo que se asume en ambos casos los tiempos de las centrales térmicas MCI de 0 a 99 MW.

Una vez determinado los tiempos del plan de mantenimiento para cada unidad es necesario especificar en qué periodo del año se ejecutarán, por lo cual se realizó una investigación de los requerimientos energéticos durante el año



presentándose un período de estiaje que contempla entre octubre y marzo, en este período se plantea ejecutar los planes de mantenimientos de la unidades hidráulicas y fuera de este periodo los planes de mantenimiento de las unidades térmicas. En la anexo C1.8 se presenta las unidades del plan de expansión con su respectivo plan de mantenimiento programado.

5.6.5 Retiro de unidades del sistema de generación

En el capítulo anterior se presentó el plan de retiro de unidades del sistema de generación publicado por el CONELEC en el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020, en el sustento de dichos retiros “se consideran solo aquellas unidades generadoras que no se contemplen en el Plan Anual de Operación del CENACE y para las cuales no se ha solicitado financiamiento para rehabilitación o mejoras en la SENPLADES” [22].

En esta tesis, además, se plantea el retiro de unidades en función de los siguientes criterios:

- Considerar el cuadro de vidas útiles para cada tipo de unidad del S.G. aprobado por el CONELEC [23], ver tabla 5.14.
- En cuanto a las centrales hidráulicas en el peor de los casos al sobrepasar el tiempo de vida útil publicado por el CONELEC se puede realizar un remplazo total de equipos para no perder la inversión original en obras civiles, por lo cual no se consideran en el análisis de retiros. Las unidades térmicas son consideradas en los posibles retiros, debido a que este tipo de unidades son las que la mayor parte del tiempo se encuentran indisponibles en el periodo histórico y que tienen un alto impacto ambiental.

En el Anexo C5.9 se presenta las centrales térmicas con su respectivo año de ingreso a operación, vida útil máxima y posible año de salida¹³. En esta tabla también constan aquellas unidades para las cuales no se encontró información y por lo tanto no se considera su posible retiro.

Cuadro de vidas útiles	Hidro > 50 MW	Hidro 5 – 50 MW	Hidro 0,5 – 5 MW	Hidro 0 - 0.5 MW	Vapor	MCI < 514rpm	MCI 514 - 900 rpm	MCI > 900rpm	Gas Industrial	Gas Jet
Equipos e Instalaciones Electromecánicas	35	33	30	20	30	15	14	6	20	6

Tabla 5. 14 Vida útil de las unidades publicado por el CONELEC

¹³ Además se presenta la página web de donde se obtuvo la información.

Considerando los años de vida útil que se muestran en la tabla 5.14, se presenta en el anexo C5.10 el análisis de retiros de las unidades térmicas para las cuales se obtuvo información del año de ingreso a operación, además se presenta un factor de planta promedio de los años 2006-2009 [24] que se utiliza para determinar un aproximado de las horas de operación que tendrían hasta el año 2020; las centrales Guangopolo y G. Hernández deberían retirarse en el 2010, pero el inconveniente se encuentra en que la capacidad a retirar es de 53 MW y no se presenta ingresos de generación considerables hasta el año 2013, por lo cual se procede a retirar las centrales, iniciando con la salida de G. Hernández y Guangopolo en el año 2012

5.6.6 Modelo de la curva típica de demanda

5.6.6.1 Determinación del modelo de curva típica de demanda

Para calcular los índices de confiabilidad es necesario contar con una base de datos de demandas máximas diarias u horarias, históricas, con esta información se obtiene un modelo de curva de carga que represente el comportamiento histórico de la demanda y que permita proyectar la carga para los próximos 16 años.

En el anexo C1.11 se presenta los valores de demanda máxima diaria, para el periodo 2004-2009 que fueron obtenidos del CENACE, en esta información se presenta problemas en el año 2009 donde ocurre racionamientos desde el 5 de noviembre hasta el 22 de enero de 2010 como se aprecia el comportamiento en la figura 5.6.

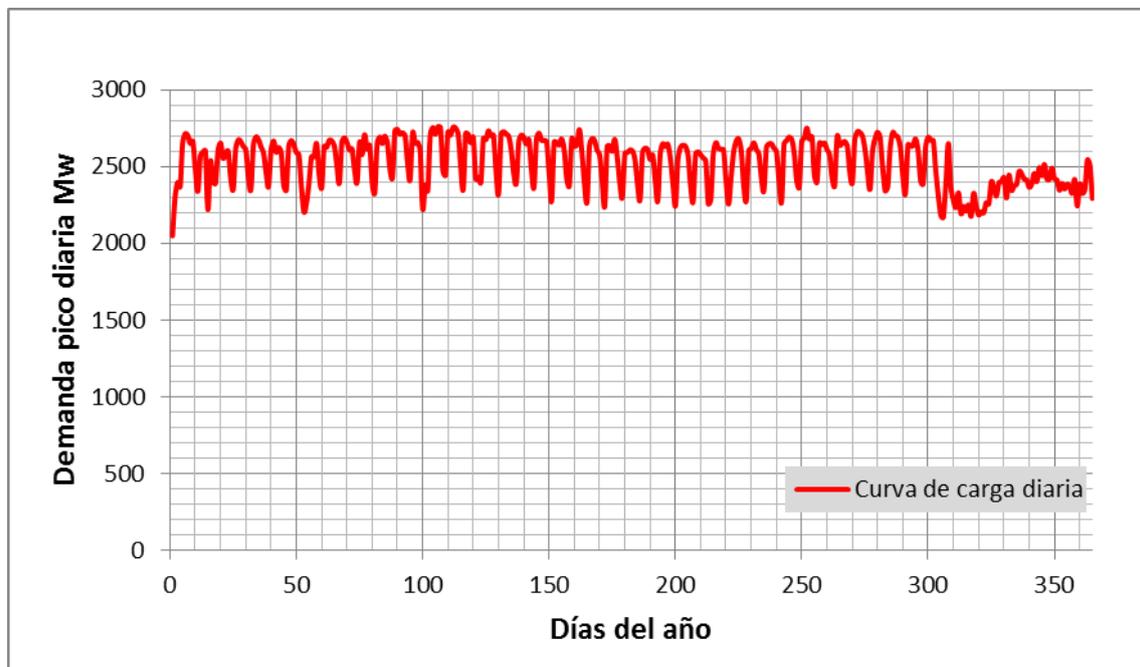


Figura 5. 6 Curva de carga diaria del año 2009



En el análisis para determinar la curva tipo que será utilizada para modelar la demanda en los años futuros no se considera el año 2009, por no tener la curva de carga real desde el mes de noviembre. Cada año se consideró como un posible modelo de curva de carga tipo ya que todas tienen básicamente el mismo comportamiento como se muestra en el anexo C1.12.¹⁴

Para determinar la curva de demanda modelo, se expresó la demanda de cada uno de los años del periodo 2004-2008 en por unidad, con base en su respectiva demanda máxima. A cada una de estas curvas se la multiplicó por la demanda máxima de los años restantes, es decir, si se utiliza como curva tipo el año 2004, se la multiplicará por las demandas máximas del año 2005, 2006, 2007, y 2008 obteniéndose cuatro curvas aproximadas para dichos años, luego se determinó la desviación estándar de estas curvas con respecto a las reales del respectivo año mediante la ecuación 5.1. También se comparó la energía real y aproximada de cada año.

$$S = \sqrt{\frac{(x_1 - \bar{x})^2 + \dots + (x_n - \bar{x})^2}{n}} \quad (5.1)$$

Donde:

\bar{x} Media aritmética

n Número de datos

Años de análisis	Curva de carga en por unidad.				
	2004	2005	2006	2007	2008
2004	-	129,44	121,30	127,14	124,46
2005	130,69	-	124,10	123,41	118,97
2006	133,45	135,22	-	134,21	130,80
2007	143,30	137,77	137,49	-	135,93
2008	144,38	136,69	137,91	139,90	-
Desviación promedio	137,96	134,78	130,20	131,16	127,54

Tabla 5. 15 Desviación estándar para determinar el modelo de curva de carga tipo

En la tabla 5.15 se presenta la desviación estándar resultante al utilizar la curva tipo de cada uno de los años del periodo 2004-2008, en función de los resultados obtenidos se determina que la curva de carga en por unidad del año 2008 es la más adecuada debido a que la desviación estándar es menor.

Un segundo criterio se basa en el error cometido en la energía, cuya forma de calcular sigue el procedimiento anteriormente explicado, con la salvedad que se calcula energía, en la tabla 5.16 se presenta el análisis.

¹⁴ Las demandas horarias fueron adquiridas de la información entregada por el CENACE



Año	Energía real GWh	Años base de demanda (curvas tipo)									
		2004		2005		2006		2007		2008	
		GWh	error %	GWh	error %	GWh	error %	GWh	error %	GWh	error %
2004	771,79	0	0	805,95	4,43	778,20	0,83	790,80	2,46	793,77	2,85
2005	813,73	779,25	4,24	0	0	785,72	3,44	798,44	1,88	801,44	1,51
2006	856,17	849,13	0,82	886,71	3,57	0	0	870,05	1,62	873,31	2,00
2007	891,35	869,93	2,40	908,43	1,92	877,15	1,59	0	0	894,66	0,37
2008	920,78	897,74	2,50	934,92	1,54	902,72	1,96	917,35	0,37	0	0
Error promedio			2,10		2,14		1,66		17,81		1,15

Tabla 5. 16 Análisis del modelo de curva tipo mediante energías

En la tabla 5.16 se presenta el error cometido calculado mediante la ecuación 5.2 al utilizar las curvas de demanda tipo de cada uno de los años del periodo 2004-2008 y la energía real de cada uno de los años considerados en el análisis.

$$error(\%) = \frac{abs(energía\ real - energía\ aprox.)}{energía\ real} * 100 \tag{5.2}$$

En ambos procesos realizados para determinar la curva típica de demanda se concluye, que para el primer análisis la curva en por unidad que tiene el menor valor de desviación estándar es el 2008; en el segundo análisis se presenta el menor error para las curvas en por unidad del los años 2006 y 2008; por lo cual se escogió el año 2008. Para realizar la corrección de la curva de carga diaria u horaria del año 2009 se plantea la utilización del modelo de carga típica del 2008 con un pico de carga máximo de 2 909 MW a partir del día 309 u hora 7416.

5.6.7 Proyección de demanda para el periodo 2010-2025

Una vez determinado el modelo de curva típica de la demanda del sistema, se procede a proyectar la demanda para el periodo 2010-2025 en base a la información publicada en el Plan Maestro de electrificación 2009-2020. En la tabla 5.17 se presenta la proyección de demanda en bornes de generación que publica el CONELEC [22] con escenarios de crecimiento menor y mayor.



Años de análisis	Demanda de potencia (MW)	
	Menor	Mayor
2009	2 883	2 933
2010	3 036	3 121
2011	3 234	3 376
2012	3 354	3 558
2013	3 477	3 746
2014	3 601	3 940
2015	3 839	4 253
2016	4 110	4 605
2017	4 371	4 953
2018	4 626	5 302
2019	4 849	5 625
2020	5 037	5 919
Crecimiento 2008-2020	5%	6,40%

Tabla 5. 17 Proyección de demanda en bornes de generación

Para obtener la demanda proyectada para los años del periodo 2010-2025 se considera la curva típica diaria u horaria en por unidad del año 2008 y los picos de carga para el menor y mayor escenario de la tabla 5.17. Para los años 2021 a 2025 se considera una tasa de crecimiento constante de 5% para el menor escenario y 6,4% para el mayor escenario de carga.

5.6.8 Modelo de la interconexión internacional con Colombia a 230KV

La interconexión con Colombia fase I y II es modelada por los organismos de control mediante un generador de potencia variable con capacidad efectiva de 500 MW que ingresa al proceso de despacho económico, para determinar, en función del costo variable de producción si se realiza la transferencia internacional de energía. En la figura 5.7 se presenta el modelo utilizado para el presente estudio.

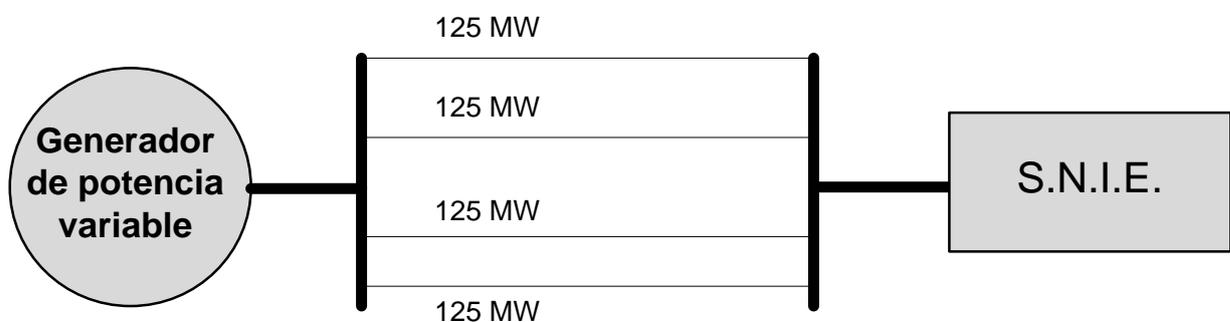


Figura 5. 7 Modelo de la interconexión con Colombia



En el presente trabajo se modela la interconexión con Colombia como un generador de potencia variable cuya máxima potencia es igual a la capacidad de las líneas de transmisión. Además, se asume la total disponibilidad de energía por parte del sistema de generación Colombiano.

La energía despachada por medio de la interconexión se determina como la diferencia entre la energía requerida por la carga y la producida por el sistema ecuatoriano en un determinado periodo de tiempo, con lo cual se determina la potencia media requerida de las líneas de transmisión en dicho periodo. Además, se asume que cada una de las cuatro líneas de transmisión tiene una capacidad de 125 MW como se muestra en la figura 5.7.

La tasa de salida forzada del generador equivalente dependerá de la potencia media requerida, es decir, si la potencia media requerida es menor a la capacidad de una línea, se asume los cuatro circuitos en paralelo desde el punto de vista de la confiabilidad, por el contrario, si la potencia media requerida es mayor a la capacidad de tres líneas se asumen los cuatro circuitos en serie. Para la asignación de la tasa de falla se considera la capacidad de la interconexión obtenida y la tabla de probabilidades de falla de la línea.

Cabe recalcar que la aproximación utilizada es básica, por lo cual se recomienda realizar un estudio más detallado, que permita determinar la energía de la cual se podría disponer en un determinado periodo. Además, en esta aproximación se asume una potencia media durante un determinado periodo de tiempo, siendo este no del todo práctico, ya que se puede requerir diferentes valores de potencia.

El modelo de la interconexión propuesto, se ha dividido en dos periodos de análisis; el primero denominado periodo histórico que considera los requerimientos de energía producidos en cada uno de los periodos (lluvioso y seco), desde el 2007 al 2009, de dichas energías se obtiene una potencia promedio por periodo que será la capacidad media de la interconexión, con su respectiva tasa de salida forzada.

Para el periodo proyectado que considera los años 2010 al 2025, se considera la energía promedio que las unidades disponibles podrían producir. Además, en cada año se adiciona las energías promedio que cada uno de los proyectos que se incorporaran al S.N.I podrían producir y el incremento de energía que la represa Mazar producirá en la central Molino y el incremento de energía en la central Marcel Laniado por el proyecto Baba.

Debido a que no todos los proyectos ingresarían al S.N.I al inicio de cada año, los años del periodo proyectado se han dividido en intervalos que están determinados por las fechas de ingreso de las nuevas centrales, por lo tanto el incremento de la energía se lo realiza después del ingreso de la central y no



con la energía promedio que la central podría producir en el año sino con el porcentaje correspondiente al tiempo durante el cual la unidad estaría disponible en ese año.

Para determinar la potencia promedio para el periodo proyectado de la interconexión, se considera la energía proyectada para los años 2010-2020 publicada en el Plan maestro de electrificación 2009-2020 del CONELEC; a esta energía se le resta la energía proyectada que el sistema de generación puede producir obteniendo una energía promedio requerida de la interconexión, de esta se obtendrá la potencia promedio de la interconexión. El alcance del plan maestro de electrificación no cubre todo el periodo de análisis establecido en el presente estudio por lo que se considera para los años 2021 al 2025 el requerimiento de la interconexión del año 2020.

5.6.8.1 Cálculo para la obtención de la tasa de falla de la línea de interconexión

Se considera la tasa de falla del generador de potencia variable como la tasa de salida de las líneas de transmisión de 230KV que se presenta en la publicación IEEE 1979 [25].

$$\lambda_p = 0,34 * L/100 + 0,29 \quad (5.3)$$

Donde:

λ_p Tasa de salida

L Longitud de la línea (millas)

Remplazando la longitud de la línea presentada en la tabla 5.4 en la ecuación 5.3, se obtiene $\lambda_p = 0,740093226$ con una duración de salida¹⁵ de 24 horas, resultando la tasa de reparación $\mu = \frac{8760}{24} = 365$ con los valores de tasa de salida obtenida anteriormente se asume como la tasa de falla, se remplaza en la ecuación 5.4, obteniendo la indisponibilidad $U = 0,00202$.

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (5.4)$$

Para modelar los cuatro circuitos en paralelo de las líneas de interconexión se utiliza la distribución binómica, ecuación 5.5, considerando cada componente con dos estados posibles como se presenta en la tabla 5.18.

¹⁵Se plantea esta duración de salida en base a un ejercicio planteado en la referencia 9, con condiciones similares.



Número de estado	Capacidad MW	Probabilidad de ocurrencia	
1	0	$A = 1 - U$	0,99798
2	125	U	0,00202

Tabla 5. 18 Tabla de estados de una línea de interconexión

$$P_r = \frac{n!}{r!(n-r)!} p^r q^{n-r} \tag{5.5}$$

$$Q_r = 1 - P_r \tag{5.6}$$

Donde:

$p = A$ Probabilidad de estado de éxito

$q = U$ Probabilidad de fallo

r Número de elementos en estado de éxito

n Número de líneas consideradas

Al remplazar la información pertinente en la ecuación 5.5, se obtiene la tabla de probabilidades para las 4 líneas de interconexión con su respectiva capacidad desconectada, ver tabla 5.19. Esta tabla será utilizada para los periodos de análisis histórico y proyectado.

Número de Líneas	Capacidad disponible MW	P_r Probabilidad éxito	Q_r Probabilidad falla
4	500	0,9920000	0,0080000
3	375	0,9999754	0,0000246
2	250	0,9999999	3,320E-08
1	125	1	1,680E-11
0	0	1	0

Tabla 5. 19 Tabla de probabilidades de falla para las líneas de interconexión

5.6.7.2 Cálculo de la interconexión para el periodo histórico

En la tabla 5.20 se presenta los requerimientos que se produjo en el periodo histórico para los años 2007 al 2009.



Interconexión	Energía (GWh-mes)		
	2007	2008	2009
Enero	113,86	71,40	98,45
Febrero	102,32	20,87	73,93
Marzo	82,65	7,81	175,43
Abril	45,61	12,58	175,43
Mayo	50,42	5,65	116,45
Junio	34,61	22,91	65,30
Julio	85,42	7,49	35,34
Agosto	68,50	68,38	98,55
Septiembre	70,91	74,87	149,66
Octubre	47,76	70,81	51,90
Noviembre	72,08	30,09	49,51
Diciembre	92,53	115,50	25,42
Energía Gwh-año	866,67	508,36	1115,36
Potencia media MW Enero-Marzo	129	46	108
Potencia media MW Abril-Septiembre	78	44	146
Potencia media MW Octubre-Diciembre	93	100	57

Tabla 5. 20 Requerimientos de energía desde la interconexión en el periodo 2007-2009

En función de la potencia media de la interconexión presentada en la tabla 5.20 y la tabla 5.19 de probabilidades de falla de las líneas de transmisión se determina que para las potencias media mayores a 125 MW la tasa de fallos para la interconexión es de $3,32e-8$ y para la potencias medias menores a 125 MW la tasa de fallos de $1,68e-11$.

5.6.7.3 Cálculo de la interconexión para período proyectado

Para realizar el análisis de la capacidad de interconexión requerida para años futuros es necesario determinar el factor de planta de cada una de las unidades del sistema de generación. En el anexo C5.13 se presenta los factores de planta para los años 2007, 2008 y 2009, [18] [19] [20] estos valores publicados por el CONELEC son obtenidos considerando la potencia efectiva en el cálculo, por lo cual se obtiene el factor de planta corregido tomando como base la potencia nominal de las unidades del anexo C5.1. En la tabla 5.21 se presenta los factores de planta mayores al 100%



Central	Unidad	factor de planta		
		2007	2008	2009
Chimbo	U1	0,374	0,142	0,374
Pasochoa	U1	0,657	0,657	0,657
Los chillos	U1	0,739	0,670	0,705
Guangopolo	U1	0,000	0,076	0,076
Guangopolo	U2	0,000	0,222	0,222
Guangopolo	U3	0,036	0,275	0,275
Guangopolo	U4	0,113	0,224	0,224
Guangopolo	U5	0,009	0,281	0,281
Guangopolo	U6	0,658	0,802	0,802
Miraflores	1	0	0	0,225
Miraflores	TG1	0,035	0,017	0,017
Pascuales II	TM1	0	0	0,582
Pascuales II	TM2	0	0	0,582
Pascuales II	TM3	0	0	0,582
Pascuales II	TM4	0	0	0,582
Pascuales II	TM5	0	0	0,582
Pascuales II	TM6	0	0	0,582
Ecoelectric	Turbo # 5	0	0,243	0,243
Ecoelectric	Turbo # 6	0	0,243	0,243
Ecoelectric	Turbo # 7	0	0,243	0,243

Tabla 5. 21 Factores de planta asignados a las unidades que ingresan en el 2010

En los boletines estadísticos publicados existen factores de planta de ciertas unidades superiores al cien por ciento, que son presentadas en la tabla 5.21. Por tal razón se presenta los factores de planta asignados con sus respectivas unidades, para la central Chimbo unidad U1 se asignó el factor de planta del año 2007, en cuanto a la unidad U1 de la central Pasochoa al tener factores de planta semejantes se obtuvo el promedio del 2007 y 2008, el mismo procedimiento es aplicado a la central Los Chillos unidad U1; para la central Guangopolo se asignó los factores de planta del año 2008; en la central pascuales II se plantea el factor de 0,582 para las unidades, este valor se obtuvo de información publicada por la empresa en el año 2009 y para la central Ecoelectric se asignó el valor del año 2008. En la figura 5.8 se presenta los factores de planta para el periodo histórico y el promedio de las mismas.

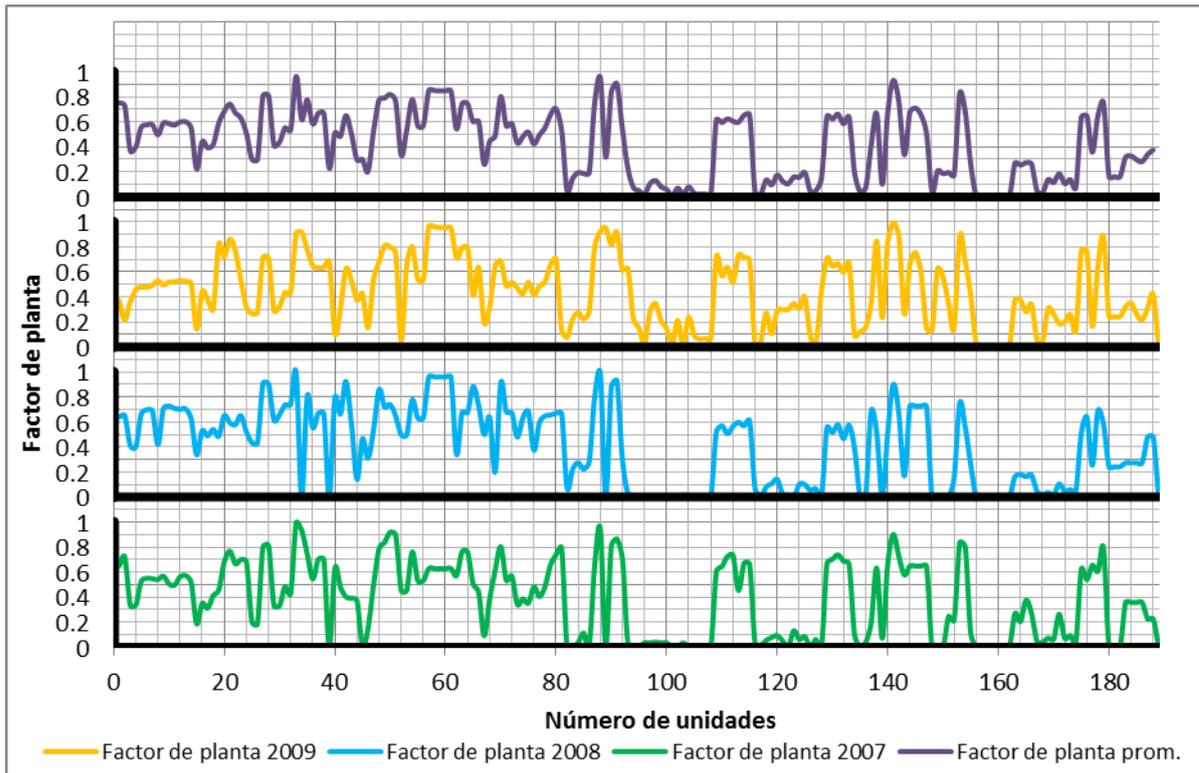


Figura 5. 8 Factores de planta para el periodo 2007-2009

En la figura se aprecia que la curva de factores de planta de los años 2007, 2008 y 2009 tiene comportamientos semejantes. Además se presenta una factor de planta promedio de los tres años, pero se observa que no representa el comportamiento de valles y picos característico de cada año, por lo cual se establece como factor de planta tipo el año 2009.

En cuanto a las unidades que ingresan a formar parte del sistema de generación del plan de expansión, se presenta en el Anexo C6.14 los factores de planta de cada una de las unidades, basada en la energía promedio que estas centrales podrían producir cada año de acuerdo con lo publicado en el Plan de Electrificación [24].

Para determinar los requerimientos de interconexión se plantea dos escenarios del plan de expansión: escenario 1, ejecución del plan de expansión en su totalidad y el escenario 2 donde se incluye únicamente los proyectos más probables de ser ejecutados. Dentro de cada uno de estos escenarios se establecen cuatro casos, escenario de mayor y menor crecimiento de la demanda con y sin la inclusión del plan de mantenimiento programado.

Finalmente el cálculo se realiza para los siguientes escenarios y los resultados se presentan en el anexo C5.15:



1. Ejecución del plan de expansión en su totalidad e hipótesis de menor crecimiento de la demanda.
2. Ejecución del plan de expansión en su totalidad e hipótesis de mayor crecimiento de la demanda.
3. Incorporación de las centrales del plan de expansión con mayor probabilidad de ejecución e hipótesis de menor crecimiento de la demanda.
4. Incorporación de las centrales del plan de expansión con mayor probabilidad de ejecución e hipótesis de mayor crecimiento de la demanda.



CAPÍTULO VI

EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ECUATORIANO

6.1 Introducción

En este capítulo se calcula y analiza los índices de confiabilidad del sistema de generación para el periodo histórico y proyectado, considerando la generación disponible hasta el año 2009 y aquellas unidades que ingresaron a despacho económico en el año 2010, el plan de expansión 2009-2020, retiro de unidades publicados por el CONELEC, unidades que han terminado su tiempo de vida útil y los requerimientos de interconexión determinados en el capítulo 5.

El cálculo de los índices se realiza para el período histórico 2007-2009 y proyectado 2010-2025; con los resultados del período histórico se establece los valores de referencia del LOLE ya que durante las investigaciones realizadas para el desarrollo de esta tesis no se ha encontrado un valor de referencia para el sistema de generación ecuatoriano.

Basados en los resultados del período histórico, se determinará si los años del periodo 2021 al 2025 cumplen con los indicadores de referencia; de no serlo, se determina el requerimiento de capacidad para cumplir el valor de referencia; para esto se consideran tres escenarios de análisis, el primero de ellos toma en cuenta el ingreso de generación hidráulicas, en el segundo escenario unidades de generación térmica y el tercer caso la combinación de unidades hidráulicas y térmicas. En cada uno de los casos planteados se realiza un análisis de los resultados obtenidos.

6.2 Análisis del sistema de generación ecuatoriano

El análisis del sistema de generación del S.N.I se realiza considerando las aproximaciones establecidas en el capítulo 5 para el sistema de generación existente. Con esta información y con la obtenida del plan maestro de electrificación se establecen dos escenarios de análisis:

Escenario1: En este escenario se considera la ejecución total del plan de expansión, considerando dentro de estas dos casos de crecimiento de demanda (menor y mayor), en cada caso se analizará los efectos del mantenimiento programado de las unidades y la incertidumbre en el pronóstico de la demanda.

Escenario2: En este escenario se considera la ejecución parcial del plan de expansión, es decir, solo se considera las centrales con mayor probabilidad de ejecución, dentro de este escenario se considera dos casos de crecimiento de demanda (menor y mayor), en cada caso se analizará los efectos del



mantenimiento programado de las unidades y la incertidumbre en el pronóstico de la demanda.

6.2.1 Resultados obtenidos

Una vez que la información del sistema de generación ha sido adecuada, se procede a obtener los índices de confiabilidad para el periodo histórico y proyectado considerando los escenarios de análisis presentados en el punto anterior.

6.2.1.1 Índices del periodo histórico 2007-2009

Se presenta los resultados de índices de confiabilidad para el periodo histórico considerando la respectiva demanda del sistema, interconexión requerida e incluyendo o no el plan mantenimiento programado, además del periodo lluvioso y seco. En la tabla 6.1 se presenta los índices de pérdida de carga y energía, utilizando las curvas de carga diaria y horaria, respectivamente.

Años de análisis	LOLE (días/año)		HLOLE (horas/año)	LOEE (MWh/año)	HLOLE (horas/año)	LOEE (MWh/año)
	Con mto.	Sin mto.	Con mantenimiento	Sin mantenimiento		
2007	1,51	0,14	2,22	123,05	0,20	9,37
2008	24,70	2,39	42,38	3489,60	3,67	208,96
2009	30,76	1,03	53,32	4272,79	2,10	128,50

Tabla 6. 1 Índices de confiabilidad para el periodo histórico

Se observa en la tabla 6.2 los incrementos en el LOLE sin incluir mantenimiento, observando que desde el año 2007 al 2008 se tiene un crecimiento de 1 032,3% y del 2008 al 2009 una reducción del 661%

Consideración	Porcentaje	Comportamiento
2007 respecto al 2008	1 757,436097	crecimiento
2008 respecto al 2009	752,2768804	decrecimiento

Tabla 6. 2 Comportamiento del LOLE para el periodo histórico

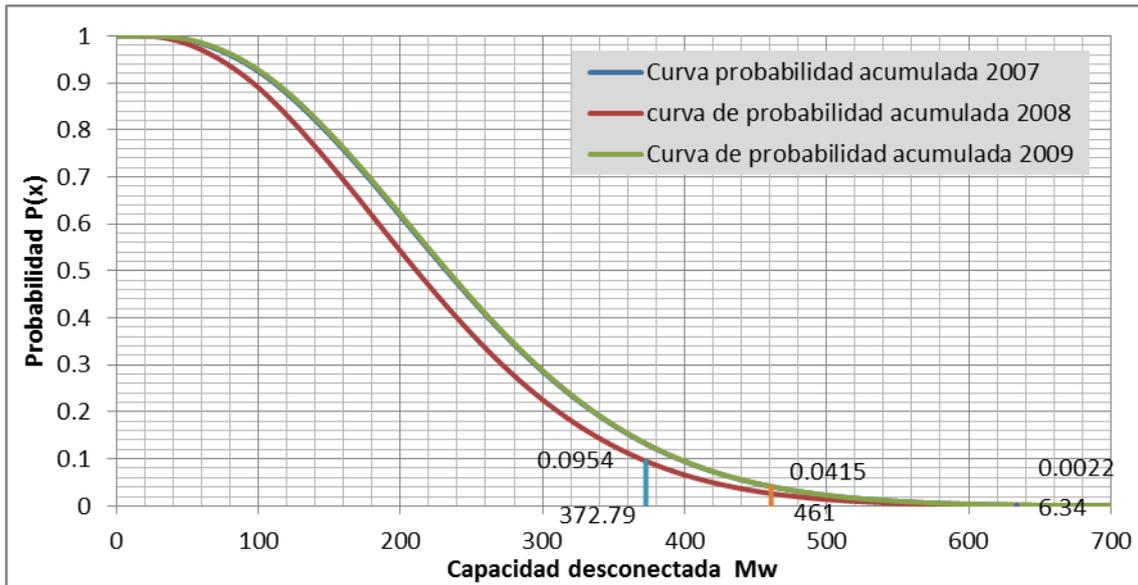


Figura 6. 1 Comportamiento de la probabilidad acumulada

En la figura 6.1 se observa que para un rango de capacidad desconectada que inicia en 360 a 500 MW la probabilidad varía de 0,9879 a 0,0415, respectivamente, esta variación implica que para pequeñas cambios en la carga o capacidad disponible la probabilidad acumulada sufre incrementos o decrecimientos considerables que afectan directamente a los índices, este comportamiento es característico del sistema de generación Ecuatoriano. Al analizar el comportamiento para el año 2007 se observa que al tener una capacidad disponible de 3 731 MW y una demanda máxima de 2 706,3 MW se produce pérdida de carga a partir de 633,7 MW de capacidad desconectada con una probabilidad acumulada de 0,0022, si se analiza para el 2008 con una capacidad disponible de 3 543 MW con una carga pico diaria de 2 785,2 MW se produce pérdida de carga a partir de 372,79 MW con una probabilidad acumulada de 0,0954, al comparar ambos años se observa que para una diferencia de 260,91 MW de capacidad disponible la probabilidad acumulada varía en un 4 336,36% respecto del 2007, este valor justifica el comportamiento de los índices de estos años; para el comportamiento del índice del 2008 al 2009 se utiliza el mismo criterio. En resumen se puede decir que cuando las probabilidades acumuladas utilizadas para el cálculo del LOLE varían de la parte plana de la curva a la parte con mayor pendiente, el LOLE puede variar de una forma significativa.

6.2.1.2 Período 2010-2025: Primer escenario

Caso 1: Considerando el menor crecimiento de la demanda con y sin plan de mantenimiento programado

Se presenta el cálculo del $LOLE(\frac{días}{año})$ para cada uno de los años del período 2010-2025 considerando una incertidumbre del 0, 2 y 5% estos



resultados son presentados en la tabla 6.3. Además para los años 2020-2025 no se considera interconexión debido a que a partir del año 2014 no se requiere, también se debe tomar en cuenta que el plan de expansión es hasta el año 2020.

Demanda menor	Incertidumbre 0%			Incertidumbre 2%		Incertidumbre 5%	
	LOLE(días/año)		Crecimiento (%)	LOLE(días/año)		LOLE(días/año)	
	Con mto.	Sin mto.		Con mto.	Sin mto.	Con mto.	Sin mto.
2010	43,57	1,003	4344,44	46,18	1,47	56,91	4,89
2011	19,20	1,068	1797,09	21,54	1,60	31,38	5,49
2012	33,53	2,63	1274,24	35,86	3,68	46,09	9,97
2013	35,84	3,72	963,48	38,22	4,92	48,72	11,70
2014	7,94	0,29	2779,15	9,54	0,49	17,70	2,60
2015	4,40	0,13	3444,03	5,15	0,22	8,23	1,20
2016	2,78E-10	1,35E-12	20508,85	1,01E-09	6,15E-12	1,21E-07	1,42E-09
2017	3,49E-09	3,51E-12	99468,94	1,17E-08	1,64E-11	1,05E-06	4,14E-09
2018	1,05E-08	6,28E-12	167438,68	3,68E-08	3,32E-11	3,58E-06	1,10E-08
2019	2,62E-09	1,06E-11	24742,16	1,16E-08	6,45E-11	2,17E-06	2,93E-08
2020	8,01E-11	3,34E-13	24002,88	4,66E-10	2,68E-12	1,84E-07	2,45E-09
2021	8,37E-09	4,95E-11	16898,30	4,38E-08	3,54E-10	1,14E-05	2,13E-07
2022	6,92E-07	6,24E-09	11096,38	3,16E-06	3,87E-08	4,66E-04	1,35E-05
2023	4,73E-05	6,55E-07	7217,44	1,80E-04	3,37E-06	1,28E-02	5,90E-04
2024	2,46E-03	5,31E-05	4636,82	7,50E-03	2,18E-04	0,21	0,02
2025	8,76E-02	3,05E-03	2874,94	2,02E-01	9,45E-03	2,07	0,25

Tabla 6. 3 LOLE con y sin plan de mantenimiento e incluyendo incertidumbre: escenario 1, caso 1

En la tabla 6.3 se presenta el crecimiento del LOLE con la inclusión del plan de mantenimiento respecto al de sin mantenimiento, donde se observa que hasta el año 2015 se representa un incremento promedio del 2 433,7%; del 2016 al 2018 se presenta un comportamiento irregular del crecimiento debido a que en estos años ingresan proyectos de gran capacidad. El total del LOLE sin mantenimiento para el período de análisis es de 32,7208 *días/período* de este el 95% ocurre hasta el año 2013 y el 4,67% en los años 2014-2015.

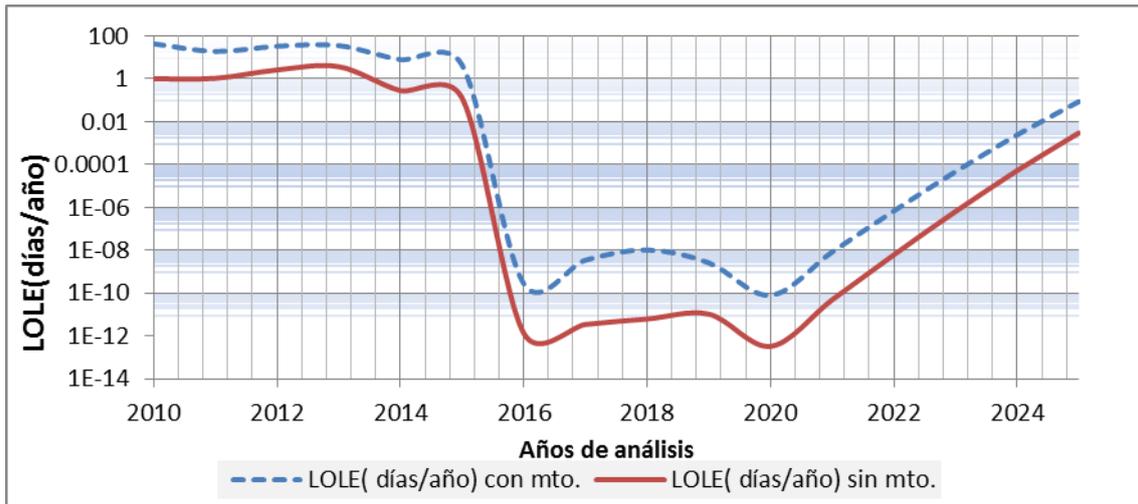


Figura 6.2 Comportamiento del LOLE para el período proyectado con y sin plan de mantenimiento: escenario 1, caso 1

En la figura 6.2 se presenta el comportamiento del LOLE con una incertidumbre del 0% con y sin el plan de mantenimiento programado, donde se aprecia un comportamiento sostenido hasta el año 2015, a partir de este año el LOLE decrece considerablemente alcanzando el valor mínimo en el año 2020 de $8,01e-11$ días/año y $3,34e-13$ días/año con y sin mantenimiento, respectivamente, esto se debe a que la capacidad ingresada hasta el 2020 suma 4 632 MW, de estos 4 284 MW son ingresados a partir del 2014 como se aprecia en la figura 6.3, con lo cual se justifica los valores del LOLE obtenidos. En el año 2015 se puede observar, que siendo el año con mayor ingreso de generación, el valor del LOLE es considerablemente más alto que el valor que se tiene para el año 2016, esto se debe a que la mayor cantidad de generación en el año 2015 ingresa en el mes de Abril, siendo el 99% del LOLE producido en los tres primeros meses.

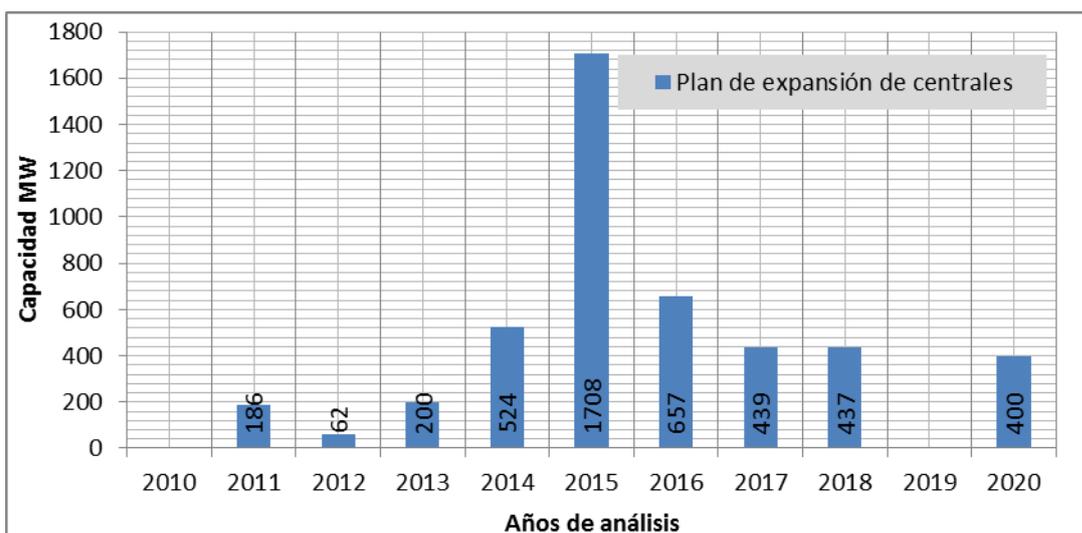


Figura 6.3 Plan de expansión de centrales del CONELEC: escenario 1, caso 1

En cuanto al LOLE obtenido considerando el mantenimiento programado se observa que en el año 2010 se obtiene un valor de 43,57 *días/año* que es el más alto del período de análisis, siendo mucho mayor que el LOLE obtenido sin considerar el plan de mantenimiento, esto se debe a que los mantenimientos reducen la capacidad disponible. En la figura 6.4 se aprecia el efecto del mantenimiento en la capacidad disponible para el año 2010.

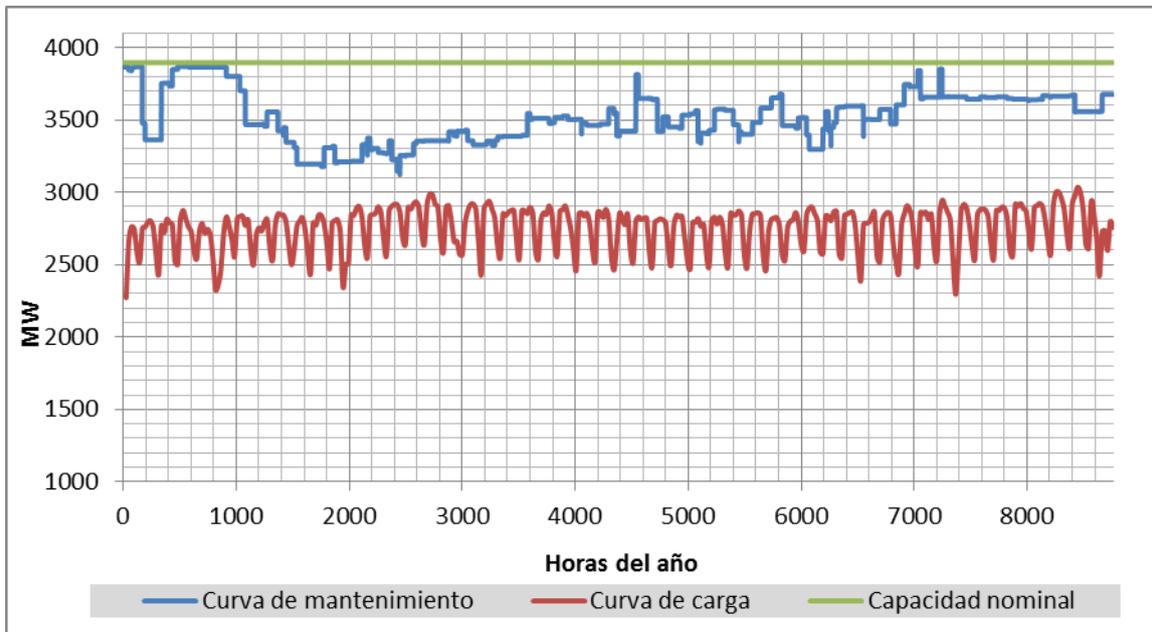


Figura 6. 4 Curva de mantenimiento programado y demanda: escenario 1, caso 1

En la figura 6.5 se presenta el comportamiento del LOLE considerando el 0, 2 y 5% de incertidumbre sin incluir el mantenimiento programado. El crecimiento promedio del LOLE con el 2% respecto al de 0% de incertidumbre en el período 2010-2015, es de 52,1%, de este el mayor crecimiento se presenta en el año 2015 con el 73%, los demás años del período de análisis no se consideran ya que son valores que se pueden considerar como despreciables. En cuanto al crecimiento promedio del LOLE del 5% respecto al de 0%, es del 490,5%, presentándose el mayor crecimiento en el año 2015 con 838,5%

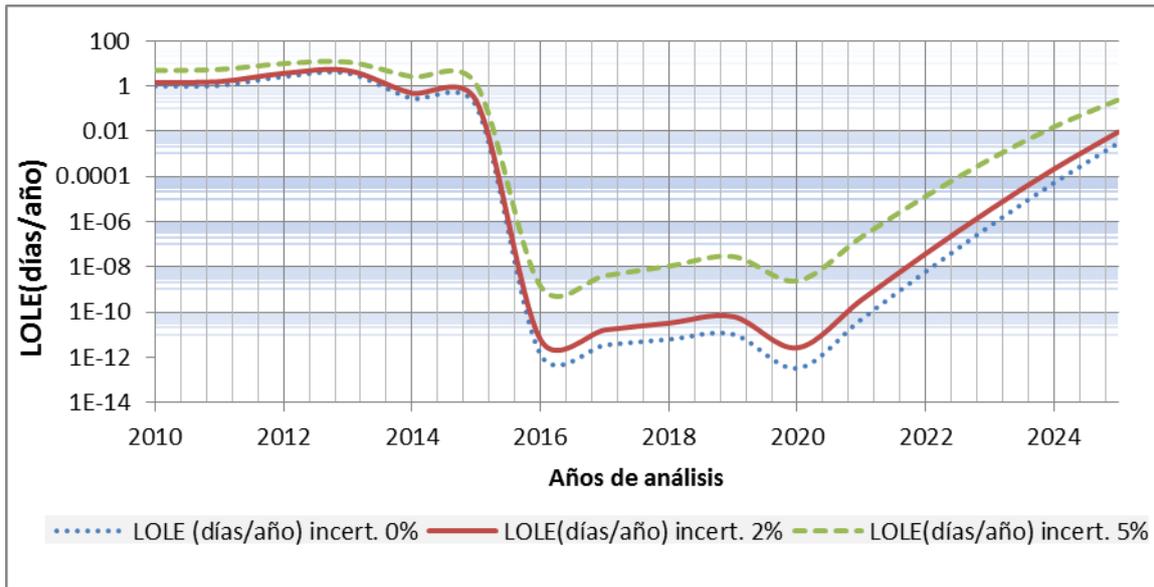


Figura 6.5 Comportamiento del LOLE incluyendo incertidumbre y sin plan de mantenimiento: escenario 1, caso 1

Índices de pérdida de energía

En la tabla 6.4 se presenta los índices de pérdida de energía

Demanda menor	incertidumbre 0%				incertidumbre 2%				incertidumbre 5%			
	HOLE (horas/año)		LOEE (MWh/año)		HOLE (horas/año)		LOEE (MWh/año)		HOLE (horas/año)		LOEE (MWh/año)	
	Con mto.	Sin mto.	Con mto.	Sin mto.	Con mto.	Sin mto.	Con mto.	Sin mto.	Con mto.	Sin mto.		
2010	87,07	10416,10	1,46	82,63	92,78	11423,00	2,17	133,45	121,21	17210,70	7,92	668,02
2011	32,18	2641,96	1,54	89,82	36,87	3303,28	2,35	149,61	58,51	7093,69	8,87	790,61
2012	57,41	5357,02	3,86	245,12	62,85	6391,70	5,52	384,44	88,55	11949,80	16,55	1632,19
2013	62,10	6304,58	5,57	394,33	67,71	7419,30	7,54	580,92	94,44	13451,90	19,73	2104,30
2014	13,07	1072,87	0,41	23,62	15,99	1428,09	0,72	45,00	31,85	3845,51	4,15	366,29
2015	7,52	656,42	0,20	11,62	9,02	864,04	0,35	22,52	15,86	2122,98	2,04	189,03
2016	3,55E-10	1,70E-08	1,72E-12	7,75E-11	1,30E-09	6,47E-08	7,82E-12	3,68E-10	1,57E-07	9,09E-06	1,83E-09	9,96E-08
2017	5,26E-09	2,68E-07	4,75E-12	2,17E-10	1,77E-08	9,39E-07	2,23E-11	1,07E-09	1,58E-06	9,82E-05	5,70E-09	3,16E-07
2018	1,56E-08	8,13E-07	8,41E-12	3,90E-10	5,47E-08	3,01E-06	4,47E-11	2,18E-09	5,37E-06	3,52E-04	1,50E-08	8,59E-07
2019	3,65E-09	1,88E-07	1,28E-11	6,26E-10	1,61E-08	8,74E-07	7,89E-11	4,06E-09	2,98E-06	1,94E-04	3,65E-08	2,22E-06
2020	1,09E-10	5,37E-09	3,98E-13	1,88E-11	6,27E-10	3,28E-08	3,21E-12	1,60E-10	2,45E-07	1,53E-05	2,98E-09	1,75E-07
2021	1,13E-08	6,01E-07	5,94E-11	3,02E-09	5,88E-08	3,33E-06	4,27E-10	2,30E-08	1,53E-05	1,06E-03	2,63E-07	1,71E-05
2022	9,29E-07	5,40E-05	7,55E-09	4,16E-07	4,23E-06	2,63E-04	4,71E-08	2,77E-06	6,37E-04	5,03E-02	1,71E-05	1,25E-03
2023	6,34E-05	4,08E-03	8,03E-07	4,84E-05	2,43E-04	1,69E-02	4,17E-06	2,71E-04	1,79E-02	1,66E+00	7,68E-04	6,47E-02
2024	3,33E-03	0,24	6,62E-05	4,45E-03	0,01	0,81	2,75E-04	0,02	0,31	35,01	0,02	2,15
2025	0,12	10,14	3,89E-03	2,97E-01	0,28	26,45	0,01	1,04	3,16	446,01	0,35	43,11

Tabla 6.4 HLOLE y LOEE con y sin plan de mantenimiento e incluyendo incertidumbre: escenario 1, caso 1



En la tabla 6.4 se presenta un HLOLE sin incertidumbre y sin mantenimiento de 13,04 *horas/periodo* en el período de análisis, de este el 99% es obtenido hasta el 2015. Para los índices con la inclusión del plan de mantenimiento programado y sin incertidumbre, se tiene un HLOLE total de 259,48 *horas/periodo* de este el 99% es obtenido hasta el 2015.

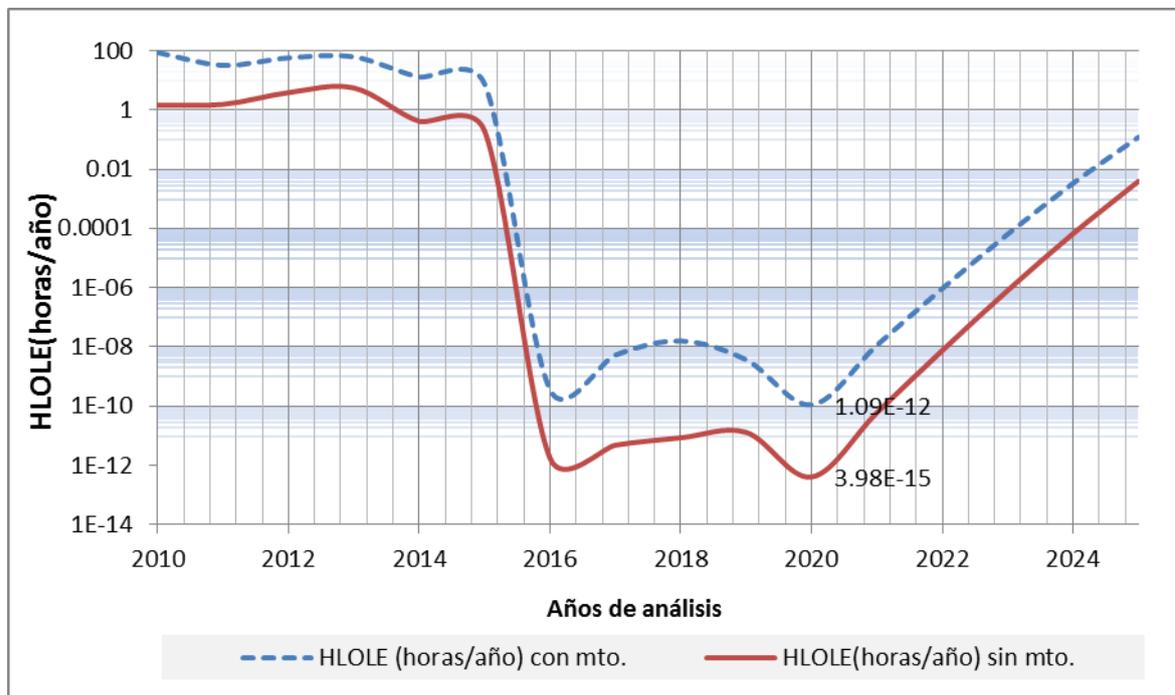


Figura 6.6 Comportamiento del HLOLE con y sin plan de mantenimiento: escenario 1, caso 1

En la figura 6.6 se presenta el comportamiento del HLOLE tomando en cuenta una incertidumbre de 0% e incluyendo o no el plan de mantenimiento programado, en la cual se aprecia un comportamiento sostenido hasta el año 2015, a partir de este año el HLOLE decrece considerablemente alcanzando en el 2020 el valor mínimo de 1,09e-10 *horas/año* y 3,98e-13 *horas/año* con y sin mantenimiento, respectivamente. En cuanto al HLOLE con mantenimiento se presenta un crecimiento promedio del 2 946,03% hasta el año 2015 con respecto al sin mantenimiento, a partir del 2016 los valores de pérdida de carga horaria son despreciables.

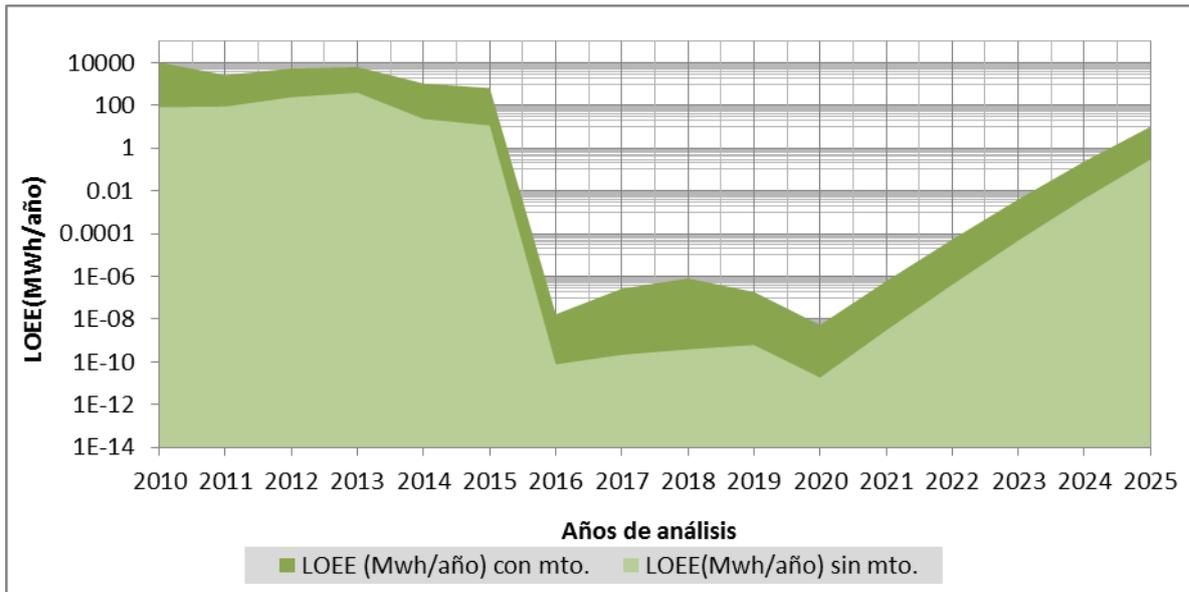


Figura 6.7 Comportamiento del LOEE con y sin plan de mantenimiento: escenario 1, caso 1

En el período de análisis se tiene una energía no suministrada con mantenimiento de $26,45 \text{ GWh/periodo}$, de este $26,44 \text{ GWh/periodo}$ de energía no son suministrados hasta el 2015, esto se debe a que a partir de este año ingresan unidades con capacidades significativas como lo es Coca Codo Sinclair, Toachi Pilatón y Esmeraldas, entre otras, como se aprecia en la figura 6.3 Sin considerar el mantenimiento se tiene un LOEE en el período de análisis de $0,847 \text{ GWh/periodo}$ de este el 99% se produce hasta el año 2015.

Al comparar la energía no suministrada sin mantenimiento respecto de con mantenimiento se produce un incremento de 3 122,28%

Caso 2: Considerando el mayor crecimiento de la demanda con y sin plan de mantenimiento programado

En este caso, se adiciona otras unidades de generación como se establece en el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020, para el crecimiento mayor de demanda, obteniéndose los siguientes resultados.



Demanda mayor	Incertidumbre 0%			Incertidumbre 2%		Incertidumbre 5%	
	LOLE(días/año)		Crecimiento (%)	LOLE(días/año)		LOLE(días/año)	
	Con mto.	Sin mto.		Con mto.	Sin mto.	Con mto.	Sin mto.
2010	42,62	1,00	4281,11	45,30	1,48	56,37	5,08
2011	21,25	1,31	1622,37	23,77	1,97	34,26	6,61
2012	40,56	3,90	1040,74	42,88	5,37	53,65	13,40
2013	45,51	6,24	729,50	47,92	8,00	59,07	16,87
2014	31,47	2,95	1065,46	34,55	4,13	48,01	11,29
2015	18,31	2,15	853,44	18,86	2,95	21,60	7,04
2016	1,17E-07	9,50E-10	12281,97	4,08E-07	4,19E-09	3,64E-05	7,70E-07
2017	2,75E-06	7,71E-09	35675,00	8,52E-06	3,40E-08	4,81E-04	6,04E-06
2018	2,52E-05	6,01E-08	41858,46	7,64E-05	2,78E-07	3,49E-03	4,91E-05
2019	4,48E-05	5,67E-07	7891,01	1,58E-04	2,70E-06	9,68E-03	4,13E-04
2020	1,22E-05	1,70E-07	7210,95	5,25E-05	9,86E-07	5,27E-03	2,42E-04
2021	2,38E-03	5,31E-05	4469,12	7,55E-03	2,28E-04	2,31E-01	1,78E-02
2022	0,22	0,01	2414,67	0,48	0,03	3,78	0,53
2023	8,14	0,70	1166,62	11,51	1,30	27,25	6,85
2024	78,70	16,78	469,14	82,70	21,42	97,52	41,01
2025	217,35	114,96	189,07	213,40	117,95	202,42	127,22

Tabla 6.5 LOLE con y sin plan de mantenimiento e incluyendo incertidumbre: escenario 1, caso 2

Para el año 2025 en la tabla 6.5 se presenta el máximo valor del LOLE en el período de análisis, esto se debe a que a partir del 2020 no ingresan proyectos, como se aprecia en la figura 6.9. Al comparar el caso en análisis con el caso 1 se observa que los periodos críticos ocurren en los últimos y primeros años, respectivamente.

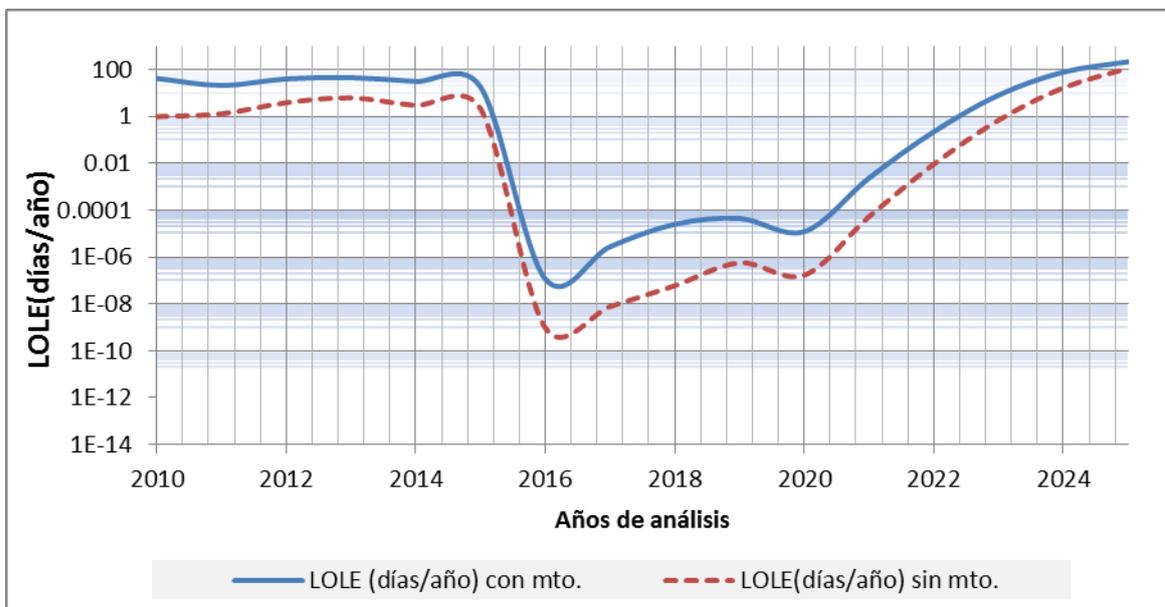


Figura 6.8 Comportamiento del LOLE con y sin plan de mantenimiento: escenario 1, caso 2



En la figura 6.8 se presenta el comportamiento del LOLE tomando en cuenta la incertidumbre del 0%, en la cual se aprecia un valor sostenido hasta el año 2015, a partir de este año el LOLE decrece considerablemente alcanzando el valor mínimo en el año 2016 de $1,17e-07$ días/año y $9,50e-10$ días/año con y sin mantenimiento, respectivamente, esto se debe a que la capacidad ingresada hasta el 2020 suma 4 837 MW, de estos 4 373 MW que representan el 90% son ingresados a partir del 2014 por lo cual se justifica el decrecimiento en el valor del LOLE, los ingresos de proyectos son presentados en la figura 6.9.

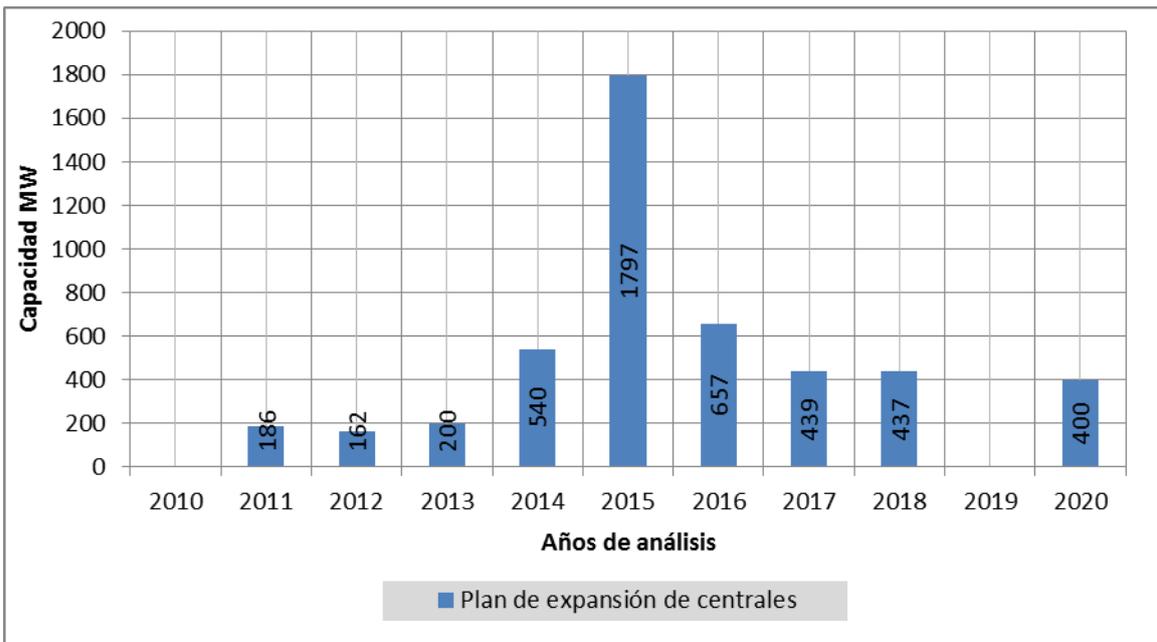


Figura 6.9 Plan de expansión de centrales CONELEC: escenario 1, caso 2

En la figura 6.10 se presenta el comportamiento del LOLE considerando los tres porcentajes de incertidumbre en la demanda. Para el año 2025 con una incertidumbre de 0%, 2% y 5% se obtiene un LOLE de 114,96; 117,95 y 127,22 días/año respectivamente, siendo los más altos en el periodo de análisis; entre los años 2016-2020 los valores son despreciables, a partir del año 2020 existe un comportamiento creciente debido a que no existen ingresos de generación.

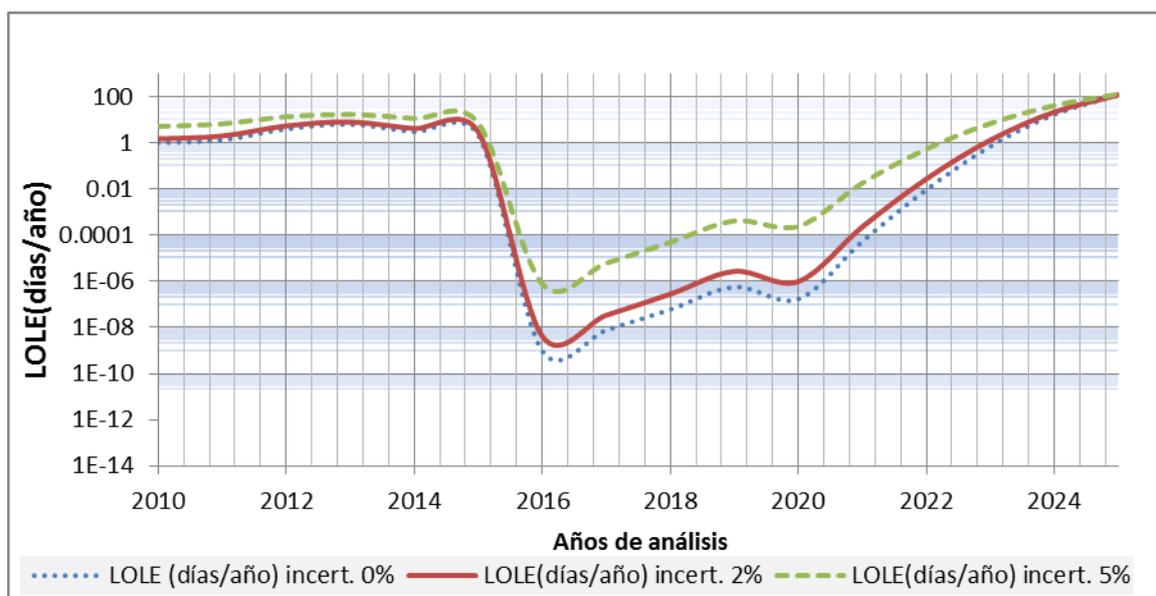


Figura 6. 10 Comportamiento del LOLE incluyendo incertidumbre y sin plan de mantenimiento: escenario 1, caso 2

Índices de pérdida de energía

En la tabla 6.6 se presenta los resultados de índices de pérdida de energía

Demanda menor	incertidumbre 0%				incertidumbre 2%				incertidumbre 5%			
	HLOLE (horas/año)		LOEE (MWh/año)		HLOLE (horas/año)		LOEE (MWh/año)		HLOLE (horas/año)		LOEE (MWh/año)	
	Con mto.	Sin mto.	Con mto.	Sin mto.	Con mto.	Sin mto.	Con mto.	Sin mto.	Con mto.	Sin mto.	Con mto.	Sin mto.
2010	84,03	1001,50	1,44	81,83	89,80	11042,30	2,18	135,03	118,43	16973,40	8,20	705,58
2011	35,44	2991,43	1,88	112,39	40,54	3754,37	2,89	189,76	63,85	8077,54	10,71	1002,59
2012	69,60	6943,19	5,71	383,07	75,42	8226,25	8,08	598,72	103,72	15032,00	22,47	2403,75
2013	79,58	8936,05	9,41	733,65	85,75	10391,70	12,37	1055,12	115,87	18171,30	28,94	3450,84
2014	52,98	5631,89	4,19	310,30	59,48	6840,21	6,02	486,64	90,59	13756,20	18,47	2107,95
2015	34,76	4500,79	3,46	268,64	36,65	5144,48	4,88	419,88	45,87	8414,28	12,92	1639,96
2016	1,47E-07	7,93E-06	1,20E-09	6,10E-08	5,16E-07	2,94E-05	5,33E-09	2,84E-07	4,73E-05	3,24E-03	1,00E-06	6,35E-05
2017	4,09E-06	2,40E-04	1,04E-08	5,46E-07	1,27E-05	7,88E-04	4,64E-08	2,56E-06	7,26E-04	5,59E-02	8,39E-06	5,60E-04
2018	3,73E-05	2,34E-03	8,11E-08	4,44E-06	1,14E-04	7,60E-03	3,78E-07	2,20E-05	5,34E-03	4,58E-01	6,90E-05	4,96E-03
2019	6,01E-05	3,85E-03	7,00E-07	4,19E-05	2,12E-04	1,46E-02	3,37E-06	2,16E-04	1,34E-02	1,21E+00	5,40E-04	4,44E-02
2020	1,60E-05	1,00E-03	2,06E-07	1,22E-05	6,86E-05	4,65E-03	1,21E-06	7,70E-05	7,14E-03	6,44E-01	3,11E-04	2,56E-02
2021	3,16E-03	0,23	6,59E-05	4,47E-03	0,01	0,81	2,88E-04	0,02	0,33	38,25	0,02	2,48
2022	0,31	27,41	0,01	0,96	0,68	67,88	0,04	3,18	5,84	904,37	0,77	102,96
2023	11,84	1434,64	0,94	97,44	17,31	2394,41	1,82	212,32	46,45	9963,90	10,70	1910,81
2024	130,94	25211,70	24,78	3627,91	142,51	30697,5	32,74	5402,15	189,29	57846,50	71,45	17555,6
2025	447,37	150634	199,10	45832	448,6	159846	210,97	53520,6	470,71	205436	256,29	89680,2

Tabla 6. 6 LOEE y HLOLE con y sin plan de mantenimiento e incluyendo incertidumbre: escenario 1, caso 2



En la tabla 6.6 se tiene para una incertidumbre del 0% sin mantenimiento un HLOLE de 250,94 (*horas/periodo*) en el período de análisis, de este el 10,4% se produce hasta el año 2014 y el 89,2% en el año 2025; para la energía esperada no suministrada se obtiene 51 448,19 (*Mwh/periodo*) de este el 3,67% es obtenido hasta el 2015 y el 96,13% desde el año 2024 hasta el 2025.

En cuanto a los índices con mantenimiento e incertidumbre del 0% se tiene un HLOLE en el período de análisis de 946,85 (*horas/periodo*), de este el 37,64% se produce hasta el año 2015 y el 61,07% en los años 2024 al 2025. En cuanto al LOEE el valor total del periodo de análisis es de 207 312,84 (*Mwh/periodo*), de estos el 14,4% se produce hasta el año 2015 y el 85,5% a partir del 2023.

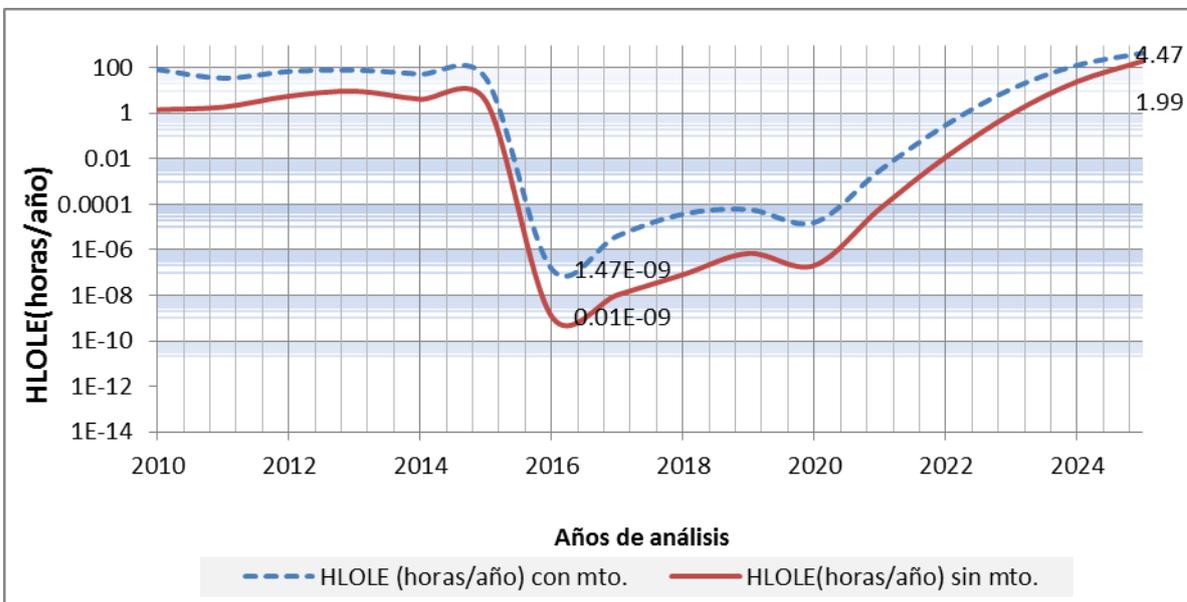


Figura 6. 11 Comportamiento HLOLE con y sin plan de mantenimiento: escenario 1, caso 2

En la figura 6.11 se presenta el comportamiento del HLOLE tomando en cuenta una incertidumbre del 0% sin mantenimiento, en la cual se aprecia un comportamiento sostenido hasta el año 2015, a partir de este año el HLOLE decrece considerablemente alcanzando el valor mínimo en el año 2016 de 1,47e-7 (*horas/año*) y el más alto en el 2025 de 199,1 (*horas/año*)

Para el cálculo de índices considerando el plan de mantenimiento el valor mínimo obtenido es de 1,47e-07 (*horas/año*) y máximo de 447,37 (*horas/año*) en el año 2016 y 2025, respectivamente.

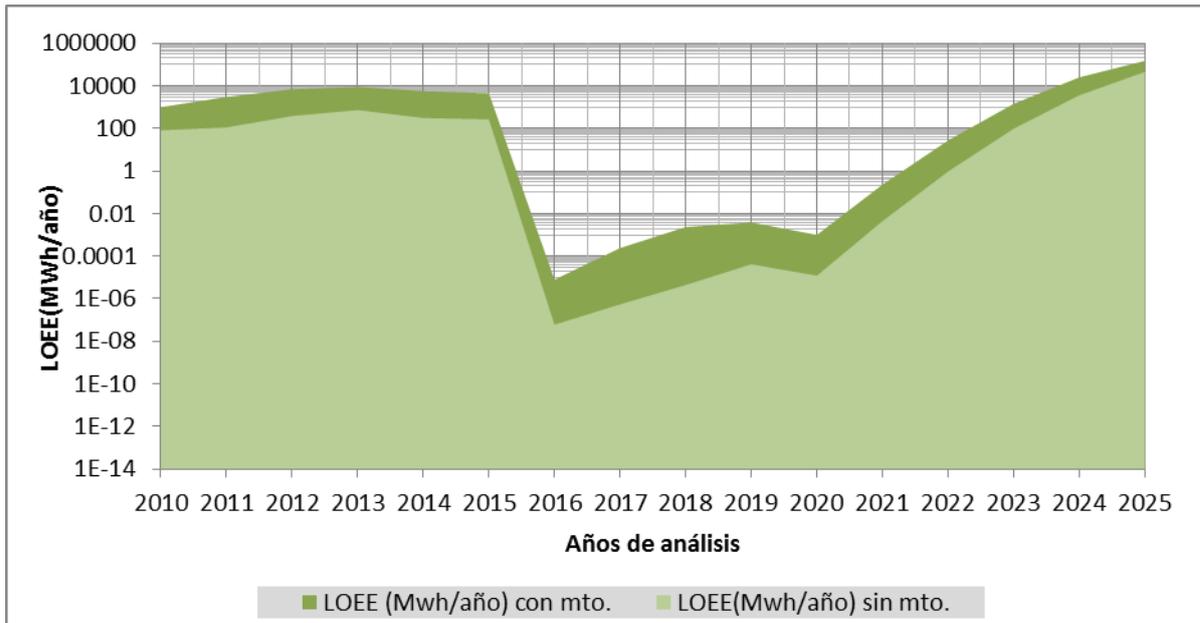


Figura 6. 12 Comportamiento del LOEE con y sin plan de mantenimiento: escenario 1, caso 2

En la figura 6.12 se observa que la energía no suministrada suma en el período de análisis sin mantenimiento un total de 51, 448 ($GWh/periodo$) y con mantenimiento 207,312 ($GWh/periodo$), presentándose un crecimiento respecto de este último de 402,95%.

6.2.1.3 Período 2010-2025: Segundo escenario

Caso 1: Considerando el menor crecimiento de la demanda e incluyendo y sin incluir el plan de mantenimiento programado.

En la tabla 6.7 se presenta el índice de pérdida de carga $LOLE(días/año)$. Para los años 2020-2025 no se considera interconexión debido a que a partir del año 2015 no se requiere de la misma.



Demanda menor	Incertidumbre 0%			Incertidumbre 2%		Incertidumbre 5%	
	LOLE(días/año)		Crecimiento (%)	LOLE(días/año)		LOLE(días/año)	
	Con mto.	Sin mto.		Con mto.	Sin mto.	Con mto.	Sin mto.
2010	43,57	1,00	4344,44	46,18	1,47	56,91	4,89
2011	19,20	1,07	1797,09	21,54	1,60	31,38	5,49
2012	30,91	2,63	1174,68	35,86	3,68	46,09	9,97
2013	36,96	3,86	957,40	38,22	5,11	48,72	12,05
2014	27,39	2,48	1106,50	9,54	3,41	17,70	9,07
2015	4,81	0,19	2491,08	5,68	0,29	8,98	1,34
2016	6,02E-06	5,89E-08	10214,21	1,81E-07	1,81E-07	1,16E-05	1,16E-05
2017	1,39E-04	5,09E-07	27216,24	3,04E-04	1,53E-06	8,99E-05	8,99E-05
2018	3,00E-03	5,05E-05	5945,29	1,36E-04	1,36E-04	4,49E-03	4,49E-03
2019	5,12E-02	1,32E-03	3887,49	3,11E-03	3,11E-03	5,94E-02	5,94E-02
2020	0,42	0,02	2681,05	3,26E-02	3,26E-02	0,37	0,37
2021	4,41	0,28	1570,09	0,49	0,49	2,73	2,73
2022	27,84	3,35	831,44	4,76	4,76	13,39	13,39
2023	93,79	23,69	395,80	27,85	27,85	44,94	44,94
2024	186,70	90,43	206,45	93,76	93,76	106,65	106,65
2025	277,97	196,28	141,62	194,44	194,44	187,98	187,98

Tabla 6. 7 LOLE con y sin plan de mantenimiento e incluyendo incertidumbre: escenario 2, caso 1

En la tabla 6.7 se presenta el crecimiento del LOLE con plan de mantenimiento respecto al de sin plan de mantenimiento, donde se observa que hasta el año 2015 se presenta un incremento promedio de 1 978,53 %; del 2016 al 2020 se presentan valores relativamente bajos, finalmente desde el 2022 se presenta un comportamiento creciente debido a que a partir del 2017 no ingresan centrales.

El valor total del LOLE sin mantenimiento con incertidumbre del 0% es de 325,29 (*días/período*) en el período de análisis, de este total el 3,45% se produce hasta el año 2015 y el 95,42% desde el año 2023 al 2025; para el LOLE total con mantenimiento e incertidumbre de 0% se tiene 754,02 (*días/período*) en el período de análisis, de este el 21.6% se produce hasta el año 2015 y el 78,34% a partir del año 2021 al 2025.

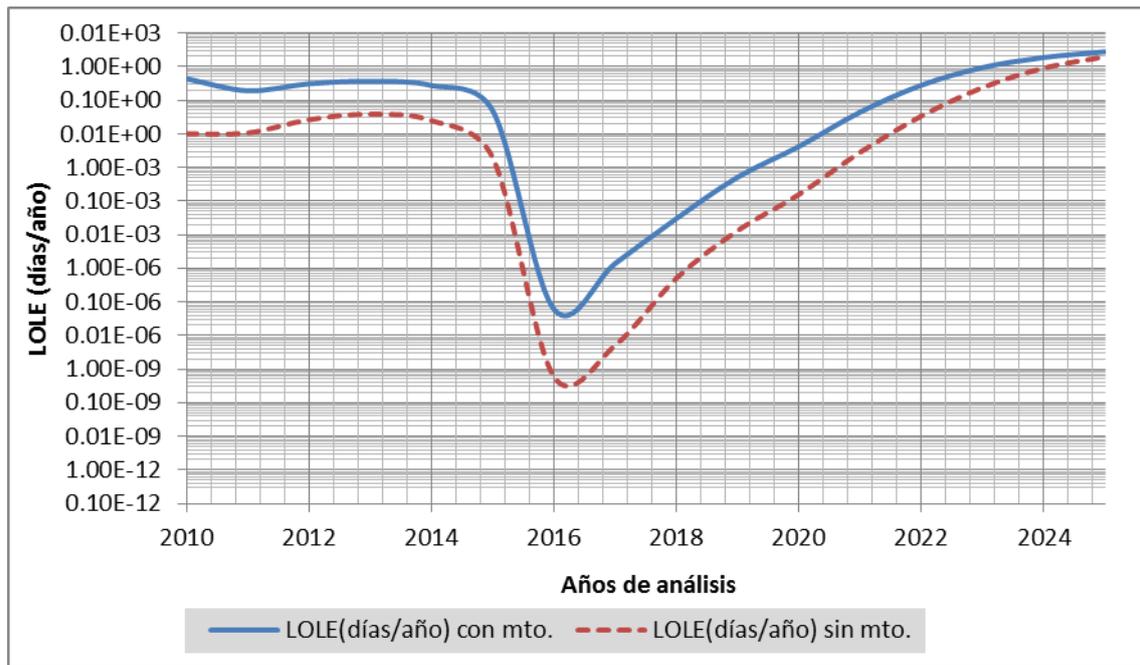


Figura 6. 13 Comportamiento del LOLE con y sin plan de mantenimiento: escenario 2, caso 1

En la figura 6.13 se presenta el comportamiento del LOLE tomando en cuenta una incertidumbre de 0%, en la cual se aprecia un comportamiento sostenido hasta el año 2015, a partir de este año el LOLE decrece considerablemente alcanzando el valor mínimo para el año 2016 de $6,02e-06$ (*días/año*) y $5,89e-08$ (*días/año*) con y sin mantenimiento, respectivamente. El LOLE más alto obtenido en el período de análisis se presenta en el año 2025 con $277,97$ (*días/año*) y $196,28$ (*días/año*) con y sin mantenimiento, respectivamente. Este incremento considerable se debe a que inicialmente la capacidad del plan de expansión es de 4 427 MW, al realizar la investigación de las centrales con mayor probabilidad de ejecución, decrece a 2 941MW, resultando en una reducción del 33,5%, las capacidades ingresadas en cada año son presentadas en la figura 6.14.

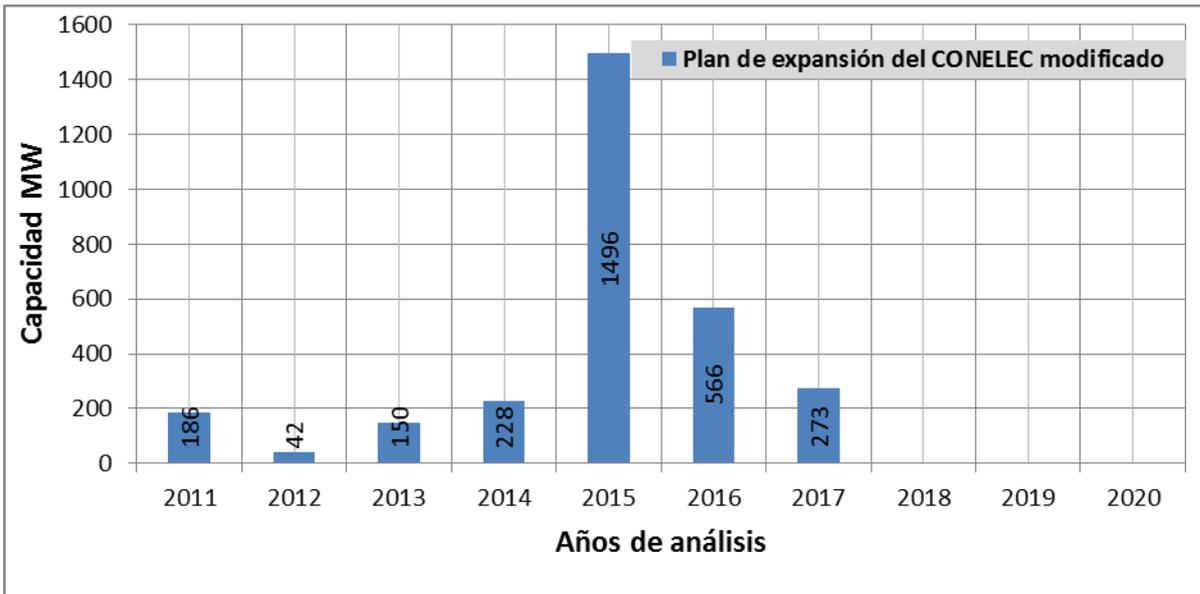


Figura 6. 14 Plan de expansión del CONELEC: escenario 2, caso 1

En la figura 6.15 se presenta el comportamiento del LOLE considerando 0, 2 y 5% de incertidumbre sin mantenimiento. En la gráfica se observa con una incertidumbre de 2% un LOLE mínimo de $1,81e-07$ (días/año) y un máximo de $194,44$ (días/año) en el año 2016 y 2025, respectivamente; para la incertidumbre del 5% se obtiene en el año 2016 un LOLE mínimo de $1,16e-05$ (días/año) en el 2016 y un máximo de $187,981$ (días/año) en el 2025.

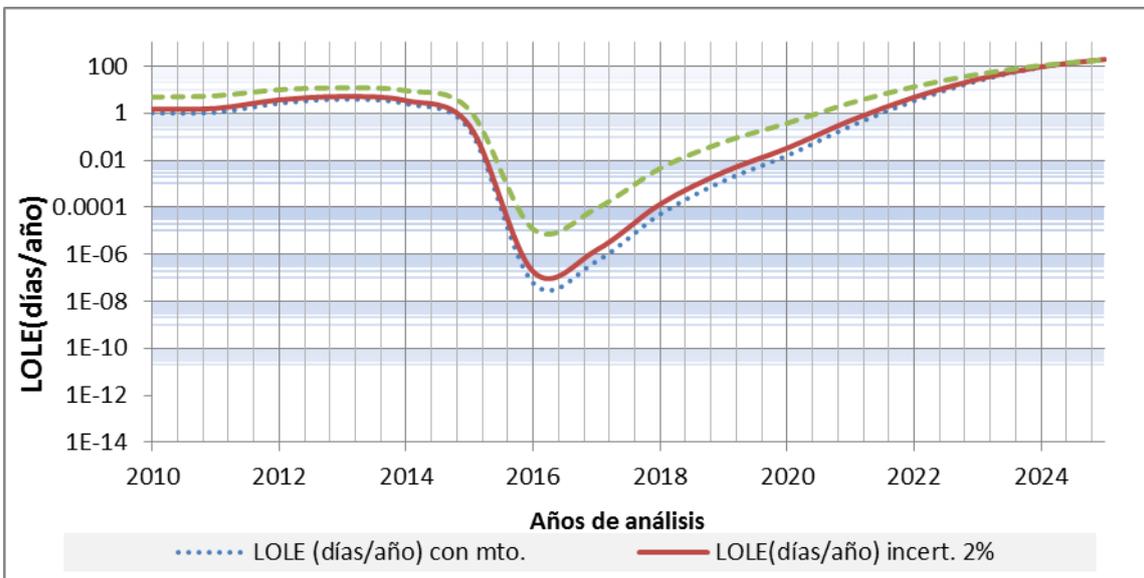


Figura 6. 15 Comportamiento del LOLE incluyendo incertidumbre y sin plan de mantenimiento: escenario 2, caso 1



Índices de pérdida de energía

En la tabla 6.8 se presenta los resultados de los índices de pérdida de energía.

Años de análisis	incertidumbre 0%				incertidumbre 2%				incertidumbre 5%			
	HLOLE (horas/año)	LOEE (MWh/año)										
	Con mto.		Sin mto.		Con mto.		Sin mto.		Con mto.		Sin mto.	
2010	87,07	10416,10	1,46	82,63	92,78	11423,00	2,17	133,45	121,21	17210,70	7,92	668,02
2011	32,18	2641,96	1,54	89,82	36,87	3303,28	2,35	149,61	58,51	7093,69	8,87	790,61
2012	52,76	4835,57	3,97	253,66	58,13	5812,92	5,66	396,05	83,45	11116,6	16,55	1632,19
2013	64,11	6527,79	5,78	408,75	69,77	7669,60	7,81	602,23	96,71	13824,2	20,34	2173,81
2014	45,86	4408,79	3,61	252,02	51,47	5382,00	5,09	388,58	77,44	10810,6	14,93	1593,55
2015	7,52364	656,419	0,32	24,10	9,01948	864,044	0,47	37,18	15,8607	2122,98	2,30	220,83
2016	7,92E-06	4,43E-04	7,76E-08	4,03E-06	2,00E-05	1,17E-03	2,39E-07	1,30E-05	6,64E-04	4,66E-02	1,57E-05	1,01E-03
2017	2,15E-04	1,34E-02	7,12E-07	3,85E-05	1,77E-08	9,39E-07	2,15E-06	1,22E-04	9,14E-03	7,31E-01	1,29E-04	8,71E-03
2018	4,13E-03	2,79E-01	6,64E-05	4,08E-03	8,84E-03	6,32E-01	1,80E-04	1,17E-02	1,33E-01	1,22E+01	6,19E-03	5,04E-01
2019	0,07	5,39	0,00	0,12	0,13	10,89	4,20E-03	0,30	1,16	1,26E+02	0,08	7,93
2020	0,59	50,10	0,02	1,57	0,99	90,55	0,04	3,57	5,18	6,57E+02	0,55	58,44
2021	6,51	662,10	0,39	33,59	9,12	1015,05	0,69	64,64	2,53E+01	4,00E+03	4,22	549,02
2022	44,20	5799,47	4,87	504,27	51,92	7503,64	7,09	804,98	8,60E+01	1,74E+04	22,13	3568,87
2023	168,58	31236	36,97	4911,35	176,65	35380,50	44,73	6537,34	216,6	56331,20	80,90	16550,6
2024	390,83	104856	158,04	28975,90	397,53	111313	168,66	33549,6	432,63	143986	213,85	56487,8
2025	696,14	264794	399,74	105875	700,24	262963	404,49	113145	743,06	307100	435,04	148751

Tabla 6. 8 HLOLE y LOEE con y sin plan de mantenimiento incluyendo incertidumbre: escenario 2, caso 1

En la tabla 6.8 se presenta un HLOLE total de 616,72 (*horas/periodo*) durante todo el período de análisis sin mantenimiento y una incertidumbre de 0%, de este el 2,65% se obtiene hasta el año 2014 y el 96,4% a partir del 2023. En cuanto a los índices considerando el mantenimiento programado y una incertidumbre del 0% se obtiene un HLOLE de 1 596,43 (*horas/periodo*) durante todo el período de análisis, de este el 17,66% se produce hasta el año 2014 y 81,82% a partir del 2021.

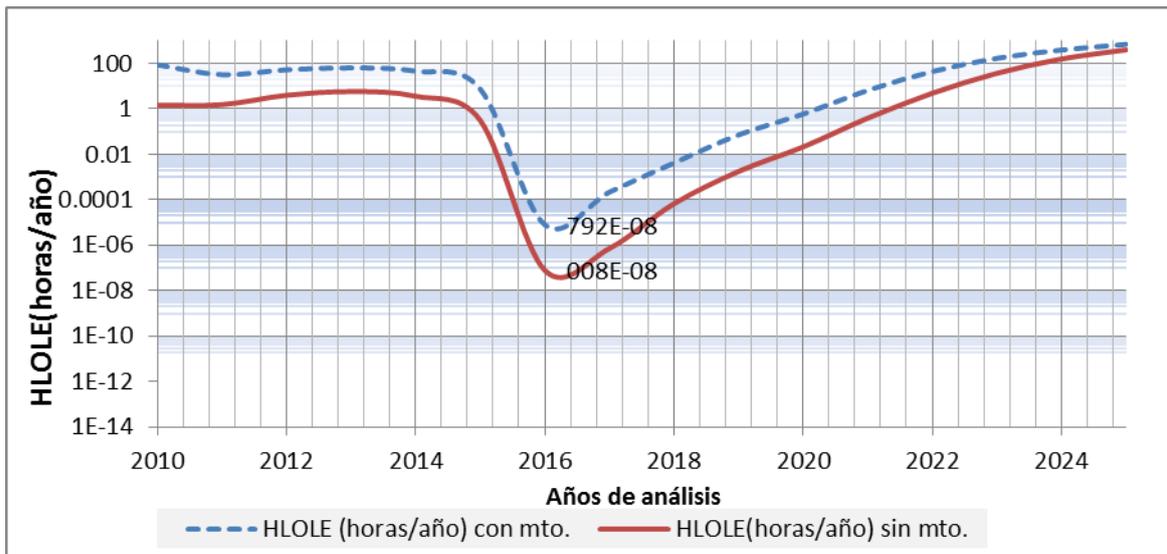


Figura 6. 16 Comportamiento del HOLE con y sin plan de mantenimiento: escenario 2, caso 1

En la figura 6.16 se presenta el comportamiento del HOLE tomando en cuenta una incertidumbre de 0% considerando y sin considerar el plan mantenimiento, en la cual se aprecia un comportamiento sostenido hasta el año 2015, en el año 2016 se obtiene el HOLE mínimo de $7,6e-08$ (*horas/año*) y $7,925e-06$ (*horas/año*) sin y con mantenimiento, respectivamente.

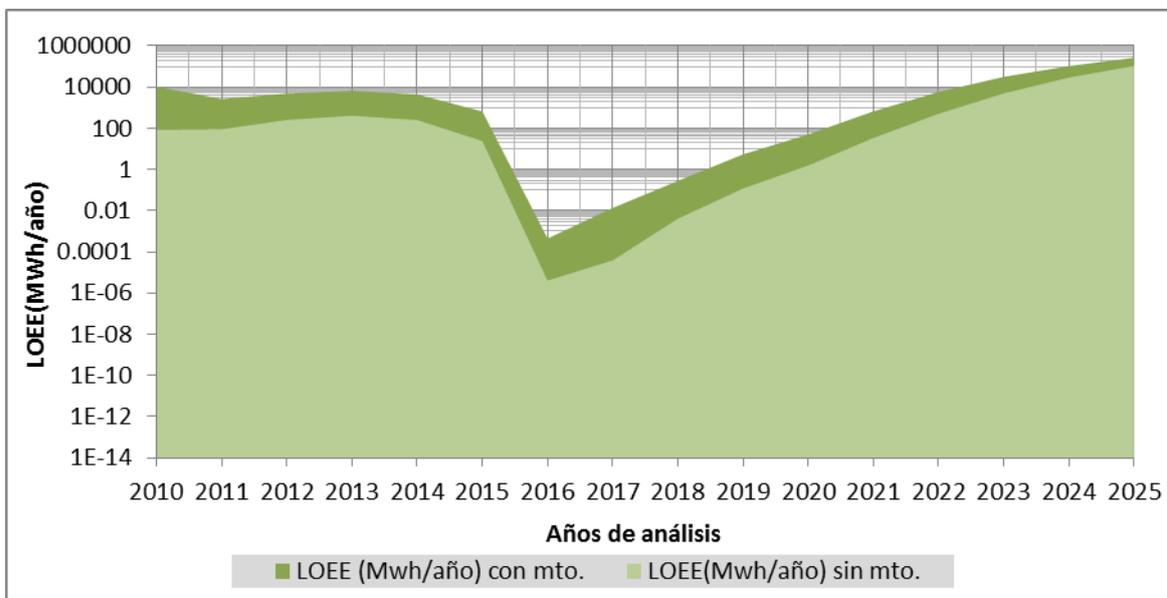


Figura 6. 17 Comportamiento del LOEE con y sin plan de mantenimiento: escenario 2, caso 1



En cuanto a la figura 6.17 se observa la pérdida de energía esperada con y sin mantenimiento para el período de análisis con una incertidumbre del 0%. En esta se tiene una energía no suministrada total de 141,412 ($Gwh/período$) sin mantenimiento y 436,88 ($Gwh/período$) con mantenimiento, presentándose un incremento de 308,94%.

Caso 2: Considerando el mayor crecimiento de la demanda e incluyendo y sin incluir el plan de mantenimiento programado.

En el cálculo de los índices de confiabilidad para el periodo 2010-2025 se considera la interconexión requerida, la inclusión y no del mantenimiento programado y el crecimiento de demanda mayor con incertidumbre del 2 y 5% que son presentados en la tabla 6.9. Además para los años 2020-2025 se considera interconexión de 368 MW, que es el último requerimiento de energía para el año 2020 en el estudio realizado

Demanda mayor	Incertidumbre 0%			Incertidumbre 2%		Incertidumbre 5%	
	LOLE(días/año)		Crecimiento (%)	LOLE(días/año)		LOLE(días/año)	
	Con mto.	Sin mto.		Con mto.	Sin mto.	Con mto.	Sin mto.
2010	42,62	1,00	4281,11	1,48	56,37	5,08	84,03
2011	21,25	1,31	1622,37	1,97	34,26	6,61	35,44
2012	37,63	3,90	965,79	5,37	51,08	13,40	64,34
2013	48,43	6,53	741,63	8,43	61,78	17,81	84,63
2014	45,71	6,35	719,30	8,35	61,10	18,27	78,71
2015	27,68	4,81	575,15	6,23	29,76	11,86	56,23
2016	0,01	2,14E-04	4 391,53	5,32E-04	0,22	0,01	0,01
2017	0,20	3,56E-03	5 723,81	0,01	1,83	0,14	0,32
2018	3,52	0,21	1 653,25	0,38	13,20	2,31	5,15
2019	6,56	0,49	1 327,03	0,86	20,30	4,36	9,65
2020	11,80	1,30	908,64	2,01	29,16	7,62	17,87
2021	80,17	19,28	415,71	23,47	95,78	41,11	138,35
2022	203,98	110,26	184,99	113,03	195,93	123,20	428,68
2023	304,31	249,99	121,73	244,21	285,02	228,59	832,20
2024	348,67	321,82	108,34	320,19	336,91	307,31	1 444,72
2025	363,85	358,42	101,52	356,51	358,38	347,67	2 534,04

Tabla 6. 9 LOLE con y sin plan de mantenimiento incluyendo incertidumbre: escenario 2, caso 2

En la tabla 6.9 se presenta el crecimiento del LOLE con mantenimiento respecto al de sin mantenimiento, donde se observa que hasta el año 2015 se representa un incremento promedio del 924, 85%, en el 2016 y 2017 se presenta un comportamiento de crecimiento promedio de 5 057%, finalmente a partir del 2018 se aprecia una disminución del crecimiento debido a que los valores del LOLE están alcanzando los máximos posibles en el año. El LOLE

total en el período de análisis sin mantenimiento e incertidumbre del 0% es de 1 147,78 $(\text{días}/\text{período})$ de este el 5,29% se presenta hasta el año 2015 y el 94,6% a partir del 2021 hasta el 2025. El índice con mantenimiento total es de 1 085,64 $(\text{días}/\text{período})$ de este el 2,20% se presenta hasta el año 2015 y el 97,61% a partir del 2020 hasta el 2025.

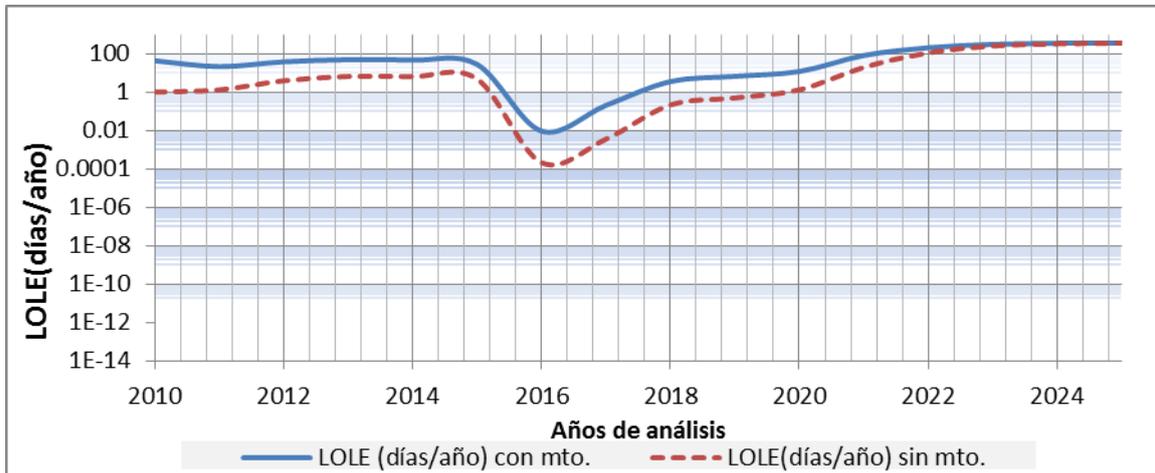


Figura 6. 18 Comportamiento del LOLE con y sin plan de mantenimiento: escenario 2, caso 2

En la figura 6.18 se presenta el comportamiento del LOLE tomando en cuenta una incertidumbre de 0%, en la cual se aprecia un comportamiento sostenido hasta el año 2015, a partir de este año el LOLE decrece alcanzando el valor mínimo para el año 2016 de 0,01 y $2,14e-04$ $(\text{días}/\text{año})$ con y sin mantenimiento, respectivamente; el valor máximo obtenido en el período se presenta en el año 2025 con 358,52 y 363 $(\text{días}/\text{año})$ con y sin mantenimiento, respectivamente, los valores altos obtenidos en los últimos años del período de análisis se deben a que el último ingreso de capacidad se produce en el año 2017 con la central Cardenillo de 400 MW

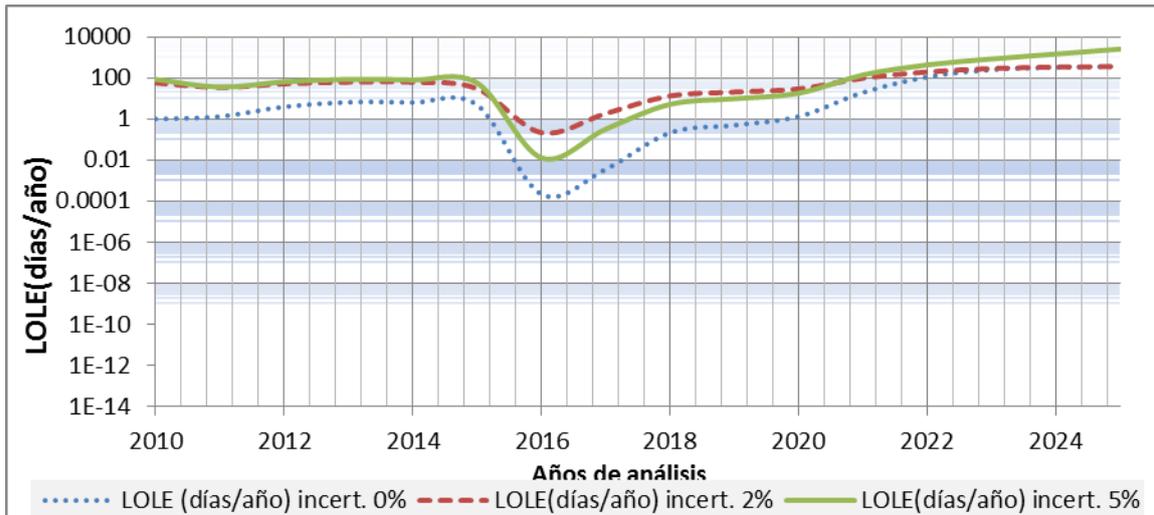


Figura 6. 19 Comportamiento del LOLE incluyendo incertidumbre y sin plan de mantenimiento: escenario 2, caso 2

En la figura 6.19 se presenta el comportamiento del LOLE considerando los diferentes porcentajes de incertidumbre sin mantenimiento, el crecimiento del LOLE con 2 y 5% de incertidumbre con respecto al de 0% tiene un comportamiento sostenido hasta el año 2016 con 2 019,016 y 2 750,01% respectivamente, a partir de este año el crecimiento es irregular hasta el 2021 donde se presenta valores incoherentes que se explican a continuación

Si se compara a partir del año 2021 el LOLE sin mantenimiento con una incertidumbre del 0% de la tabla 6.19 con los demás porcentajes de incertidumbre se presenta un decrecimiento en el valor del índice, la explicación se basa en la figura 6.20 donde se observa la curva de carga original y la curva de capacidad disponible en un intervalo de tiempo.

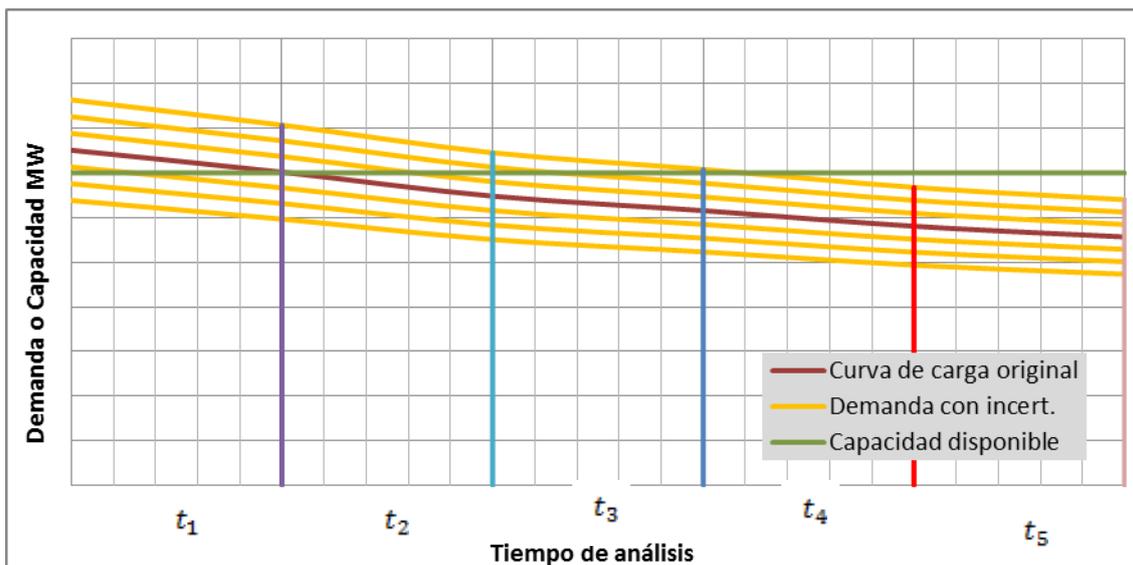


Figura 6. 20 Comportamiento irregular del LOLE



Consideremos el primer tiempo de análisis $t_1 = 1$, donde se produce pérdida de carga $LOLE = t_1 * P$ donde la probabilidad acumulada $P = 1$ debido a que la carga supera la capacidad disponible, resultando en $LOLE=1$; consideremos el cálculo del LOLE con la inclusión de la incertidumbre en el pronóstico de la carga y la utilización de la distribución normal a siete intervalos de clase, obteniéndose para cada una de las curva de carga con incertidumbre un índice de pérdida de carga, como se presentan a continuación:

$$LOLE_{-3} = t_1 * P_{-3} ; LOLE_{-2} = t_1 * P_{-2}; LOLE_{-1} = t_1 * P_{-1}; LOLE_0 = t_1 * P_0$$

$$; LOLE_1 = t_1 * P_1 ; LOLE_2 = t_1 * P_2 \text{ y } LOLE_3 = t_1 * P_3$$

Donde:

$P_{-3}, P_{-2}, P_{-1}, P_0, P_1, P_2$ y P_3 Son las probabilidades de pérdida de carga para cada intervalo de clase en el primer tiempo de análisis t_1

$t_1 = 1$ Es el primer tiempo de análisis

$LOLE_{-3}$ Es el índice de pérdida de carga para el intervalo de clase -3, la misma nomenclatura es aplicada a los demás términos del LOLE.

Si analizamos la gráfica 6.20 para el primer tiempo de análisis t_1 se observa que las curvas con intervalos de clase de 0, 1, 2 y 3 son superiores a la capacidad disponible, por lo cual sus probabilidades acumuladas de pérdida de carga son igual a la unidad, pero para las curvas con intervalos de clase de -3,-2 y -1 la curva de carga no supera a la capacidad disponible, por tanto se tiene una probabilidad acumulada de pérdida de carga inferior a la unidad. Si a estos índices de pérdida de carga se les multiplica por sus respectivas probabilidades de los intervalos de clase de la distribución normal el valor total del LOLE va a ser inferior a la unidad y por consiguiente al LOLE obtenido sin considerar la incertidumbre.

Índices de pérdida de energía

En la tabla 6.10 se presenta los resultados del $HLOLE(\text{horas/año})$ y $LOEE(\text{MWh/año})$.

Demanda menor	incertidumbre 0%				incertidumbre 2%				incertidumbre 5%			
	HLOLE (horas/año)	LOEE (MWh/año)										
Años de análisis												
	Con mto.		Sin mto.		Con mto.		Sin mto.		Con mto.		Sin mto.	



2010	84,03	1001,50	1,44	81,83	89,80	11042,30	2,18	135,03	118,43	16973,40	8,20	705,58
2011	35,44	2991,43	1,88	112,39	40,54	3754,37	2,89	189,76	63,85	8077,54	10,71	1002,59
2012	64,34	6297,51	5,71	383,07	70,16	7518,83	8,08	598,72	98,20	14049,30	22,47	2403,75
2013	84,63	9458,91	9,80	748,86	90,80	10989,20	12,98	1090,33	121,37	19098,50	30,52	3628,65
2014	78,71	8816,37	9,72	814,62	85,70	10433,00	13,03	1173,75	118,63	19067,10	31,48	3922,95
2015	56,23	8508,00	8,19	812,19	57,63	9310,53	10,78	1113,90	66,80	13473,10	22,62	3189,32
2016	0,01	0,89	2,88e-04	0,02	0,03	1,91	7,22e-04	0,05	0,31	29,97	0,02	1,60
2017	0,32	26,48	0,01	0,35	0,53	47,29	0,01	0,86	3,01	360,85	0,22	20,61
2018	5,15	512,59	0,29	24,90	7,39	804,78	0,54	49,19	21,96	3411,53	3,55	453,99
2019	9,65	1030,52	0,69	61,58	13,39	1582,52	1,22	119,86	34,44	5931,22	6,81	963,32
2020	17,87	2213,37	1,87	202,81	23,34	3160,50	2,94	340,43	50,79	9781,62	12,21	1947,60
2021	138,35	25088,1	29,62	4087,93	147,62	29308,30	37,08	5618,97	189,96	50607,4	72,90	15578,50
2022	428,68	126558	195,64	40273	434,19	134059	206,39	46135,3	465,77	171545	206,39	46135,30
2023	832,20	370088	548,83	184608	840,00	379405	548,73	193088	896,74	433052	572,30	236712
2024	1444,72	809194	963,84	492383	1472,55	826865	978,84	503305	1574,11	917014	1054,60	565975
2025	2534,04	1601430	1688,24	1030500	-	1626450	1719,31	1052470	-	1747040	1823,39	1161350

Tabla 6. 10 LOEE y HLOLE con y sin plan de mantenimiento e incluyendo incertidumbre: escenario 2, caso 2

En la tabla 6.10 se presenta los índices con una incertidumbre del 0% sin mantenimiento, obteniendo un HLOLE en el período de 3 465,76 (horas/período) de este el 1,05% se produce hasta el año 2015 y el 98,85% a partir del 2019 hasta el 2025. Para los índices que considera mantenimiento programado e incertidumbre del 0% se obtiene para el HLOLE un total de 5 814,36 de este el 6,94% se produce hasta el año 2015 y el 92,97% a partir del 2019 hasta el 2025.

En el año 2022 los índices HLOLE y LOEE con mantenimiento programado e incertidumbre del 2 y 5% no se presentan debido a que se produce el mismo comportamiento en el índice explicado por medio de la figura 6.20.

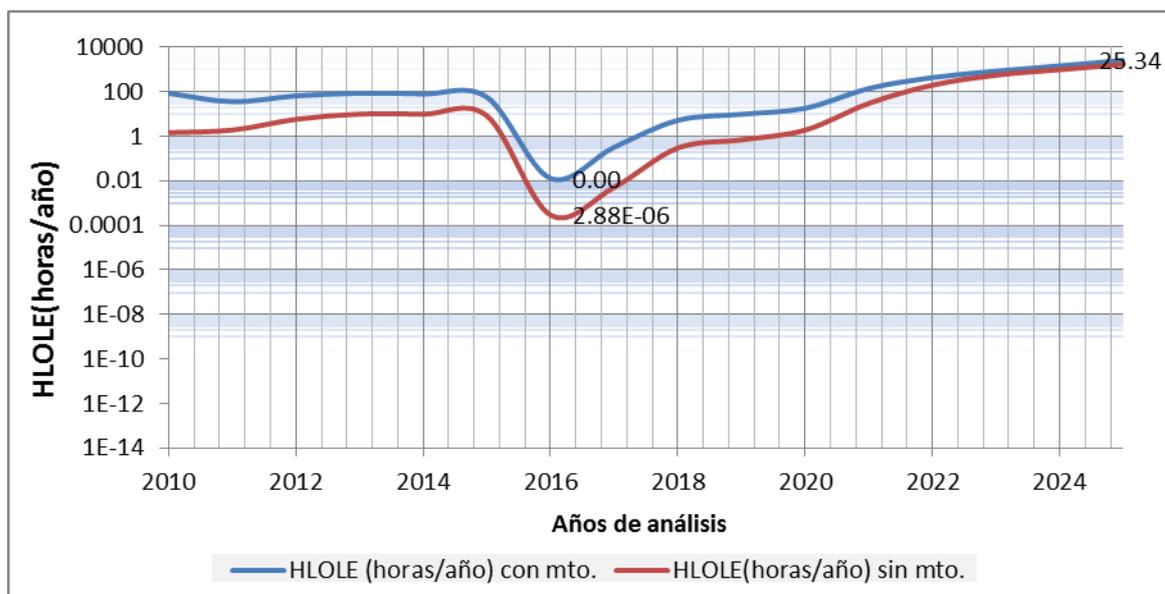


Figura 6. 21 Comportamiento del HLOLE con y sin plan de mantenimiento: escenario 2, caso 2

En la figura 6.21 se presenta el comportamiento del HLOLE tomando en cuenta una incertidumbre de 0%, en la cual se aprecia un comportamiento sostenido hasta el año 2015, a partir de este año el HLOLE decrece considerablemente alcanzando el valor mínimo en el año 2016 de 0,01 y $2,88e-04$ ($días/período$) con y sin mantenimiento, respectivamente. El valor más alto alcanzado en el período de análisis del HLOLE se presenta en el año 2025 con $2\ 534,04$ ($horas/año$) con mantenimiento y $1\ 688e+3$ ($horas/año$) sin mantenimiento.

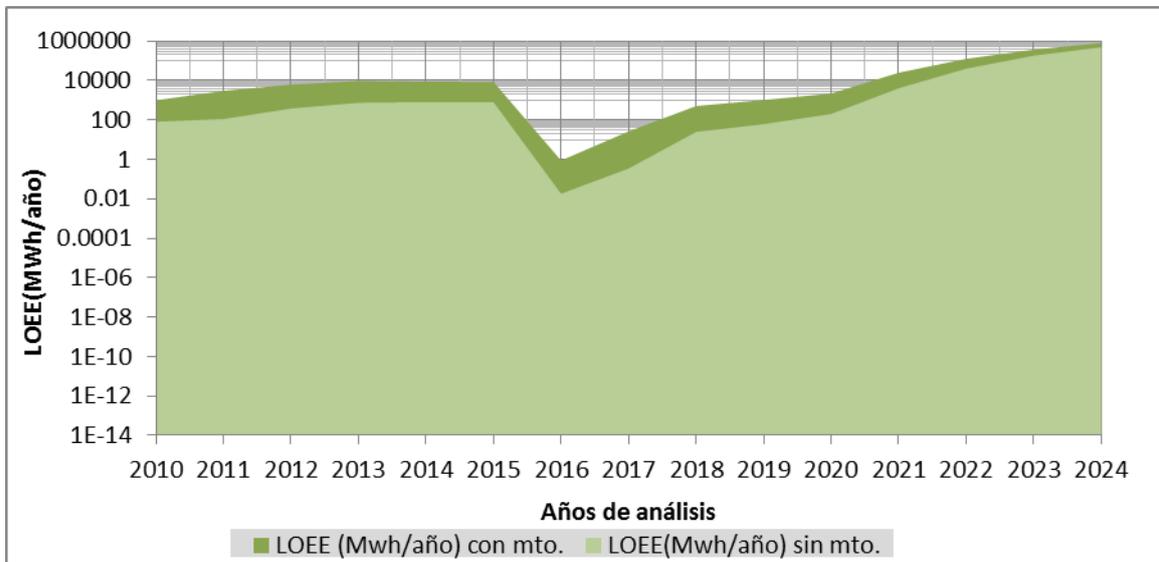


Figura 6. 22 Comportamiento del LOEE con y sin plan de mantenimiento: escenario 2, caso 2

En cuanto a la gráfica 6.22 se presenta en el período de análisis una energía no suministrada total de $1\ 755,09$ ($GWh/período$) sin mantenimiento de este el 99,8% se produce desde el 2019 al 2025; para el LOEE con mantenimiento se obtiene $2\ 973,21$ ($Gwh/período$) de estos el 98,75% se produce a partir del año 2019 hasta el 2025.



6.3 Análisis de resultados

Una vez presentado los índices de confiabilidad del sistema de generación del S.N.I.E. en los diferentes escenarios y casos, se procede a realizar un análisis de los resultados obtenidos para el período proyectado.

6.3.1 Período proyectado

En la tabla 6.11 se presenta los resultados de los escenarios 1 y 2 con menor crecimiento de demanda y sin considerar el plan de mantenimiento programado.

Año de análisis	Escenario de análisis 1	Escenario de análisis 2
	Demanda menor	Demanda menor
	LOLE(días/año)	
2010	1,00296	1,00296
2011	1,06823	1,06823
2012	2,63161	2,63161
2013	3,71953	3,86009
2014	0,28562	2,47531
2015	0,12783	0,19323
2016	1,35E-12	5,89E-08
2017	3,51E-12	5,09E-07
2018	6,28E-12	5,05E-05
2019	1,06E-11	1,32E-03
2020	3,34E-13	1,56E-02
2021	4,95E-11	2,81E-01
2022	6,24E-09	3,35E+00
2023	6,55E-07	2,37E+01
2024	5,31E-05	9,04E+01
2025	3,05E-03	1,96E+02

Tabla 6. 11 LOLE (días/año) para el crecimiento de demanda menor: escenario 1 y2

En la figura 6.23 se presenta el comportamiento del LOLE para el crecimiento de menor demanda, en esta se observa una diferencia entre los valores de LOLE a partir del 2014, esto se debe a que los ingresos de proyectos en el escenario 2 suman un total de 2 962 MW a diferencia del escenario 1 que suma 4 632 MW, resultando en un incremento del 36%. El valor del LOLE para

el 2010 y 2011 es el mismo, debido a que para el primer año no ingresan centrales y para el 2011 ingresan en ambos escenarios las mismas.

En el escenario 1 se puede observar que el período más crítico donde se presenta la mayor pérdida de carga se encuentra entre al año 2010 y 2013 con un 95,3% del LOLE total que se obtiene en el período 2010-2025. Esto se debe a que en este período ingresa solamente el 21% de la capacidad total del plan de expansión. En este período el incremento del LOLE obtenido incluyendo el plan de mantenimiento es en promedio del 1 994,8% respecto del sin mantenimiento.

En el escenario 2 el período más crítico se presenta entre los años 2022 y 2025 en el cual se tiene el 96,5% del LOLE total del período 2010-2025, además existe un período entre los años 2010 y 2014 que representa el 3,39% del LOLE. En comparación con el escenario1, la diferencia radica en la disminución de la capacidad nueva que se plantea ingresar en cada uno de los escenarios. En el periodo 2010-2015 el incremento del LOLE obtenido incluyendo el plan de mantenimiento es en promedio del 1 978,53% respecto al de sin mantenimiento.

De estos dos análisis se podría asumir que el incremento del LOLE cuando se incluye el plan de mantenimiento es de aproximadamente un 1 986,6% respecto del LOLE obtenido sin incluir el plan de mantenimiento.

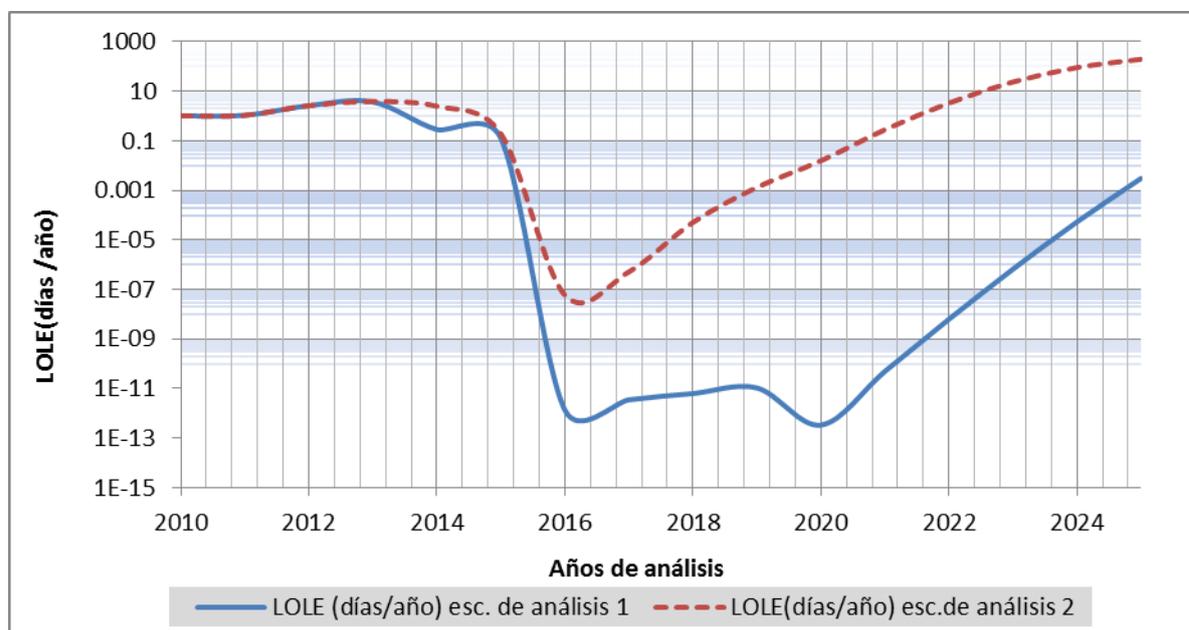


Figura 6.23 Comportamiento del LOLE con menor crecimiento de demanda: escenario 1 y 2

En la tabla 6.12 se presenta los resultados del escenario 1 y 2 considerando el mayor crecimiento de la demanda



Año de análisis	Escenario de análisis 1	Escenario de análisis 2
	Demanda mayor	Demanda mayor
	LOLE(días/año)	
2010	0,99558	0,99558
2011	1,30977	1,30977
2012	3,89676	3,89676
2013	6,23902	6,53034
2014	2,95323	6,35425
2015	2,14576	4,81212
2016	9,50E-10	0,00021
2017	7,71E-09	0,00356
2018	6,01E-08	0,21277
2019	5,67E-07	0,49466
2020	1,70E-07	1,29896
2021	0,00005	19,2838
2022	0,00927	110,263
2023	0,69736	249,986
2024	16,7756	321,823
2025	114,958	358,417

Tabla 6. 12 LOLE (días/año) para el crecimiento de demanda mayor: escenario 1 y 2

En la figura 6.24 se presenta el comportamiento del LOLE para el crecimiento de mayor demanda, en esta se observa una diferencia entre los valores de LOLE a partir del 2014, debido a que los ingresos de proyectos en el escenario 2 suman un total de 2 962 MW a diferencia del escenario 1 que suma 4 937 Mw, resultando en un incremento del 40%, esta variación en el porcentaje de capacidad respecto al escenario de demanda menor se debe a que se ingresan las centrales Residuo 3, Rio Luis, Angamarca Sinde y ciclo combinado. El valor del LOLE para el 2010 y 2011 es similar debido a que la capacidad de generación disponible en cada escenario es igual.

En el escenario 1 se puede observar que el período 2010-2014 se produce el 11,69% del LOLE total y en el período 2024-2025 se produce el 87,83%, dando

un total en ambos periodos de 99,53% del total. Si se considera el LOLE obtenido incluyendo el plan de mantenimiento programado en los dos periodos significativos representa el 95,8% y el crecimiento promedio respecto del LOLE sin la inclusión del plan de mantenimiento es de 1 342,4%.

En el escenario 2 los periodos 2010-2015 y 2021-2025 representan el 2,2 y 97% respectivamente, dando un total del 98,03% del LOLE total. Si se compara el LOLE de estos periodos analizados con la inclusión del plan de mantenimiento se observa que los obtenidos representa el 98,57 % y el porcentaje de crecimiento es del 894,3 % respecto del LOLE sin incluir el plan de mantenimiento.

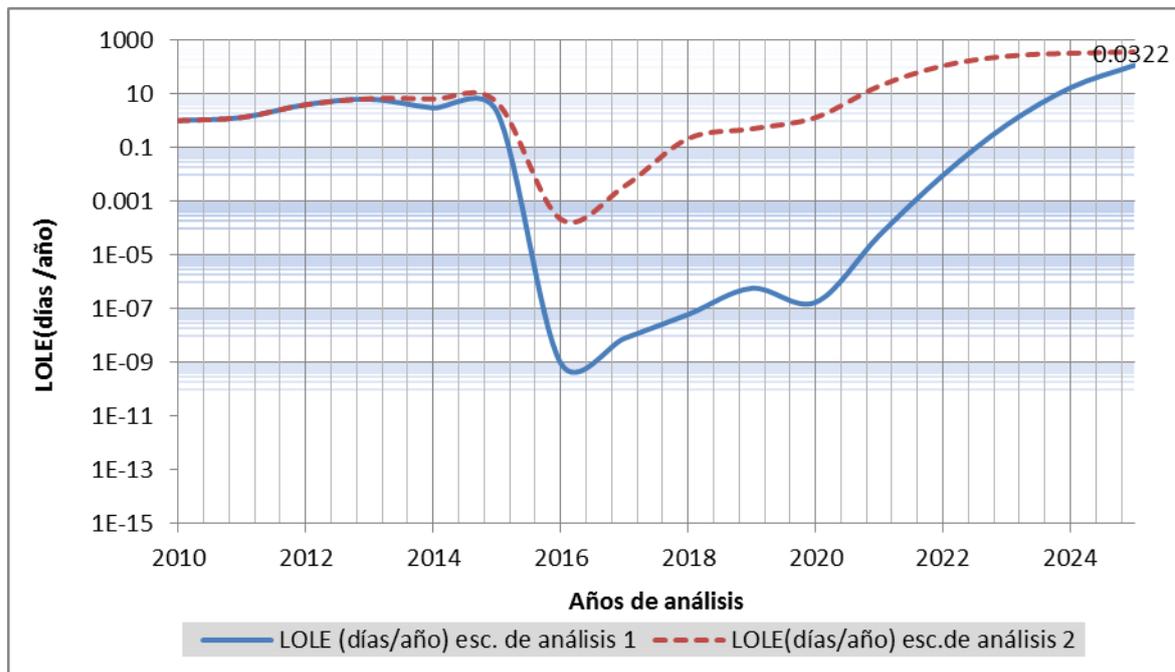


Figura 6. 24 Comportamiento del LOLE para el crecimiento de demanda mayor: escenario 1 y 2

La importancia que tiene el ingreso de centrales del plan de expansión en el cálculo de los índices de confiabilidad se observa en la figura 6.25.

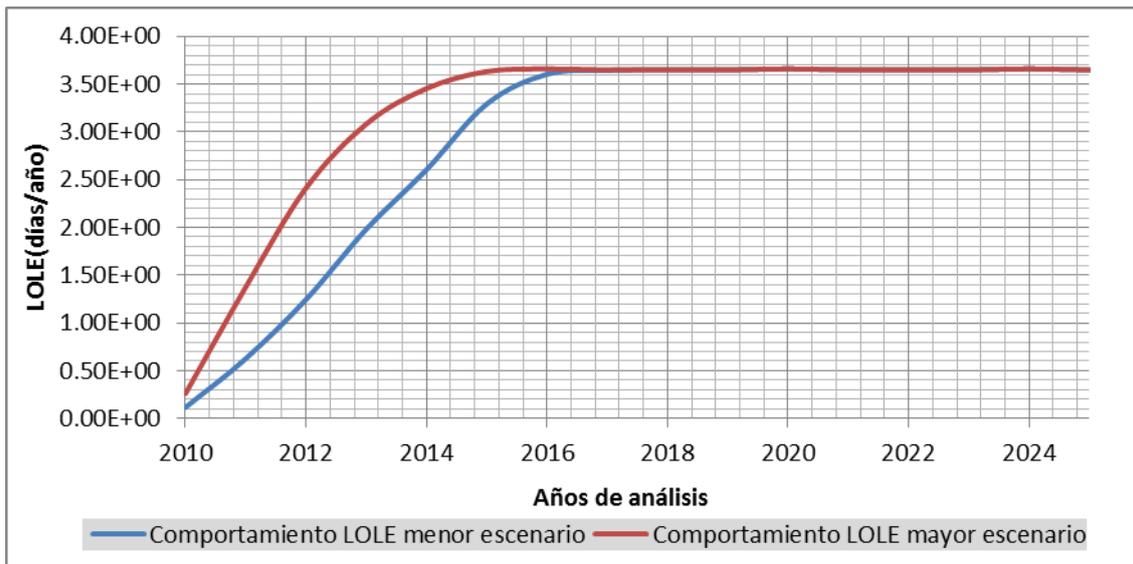


Figura 6. 25 Comportamiento del LOLE sin plan de expansión

En esta figura, se aprecia el comportamiento del LOLE sin el ingreso de centrales del plan de expansión y capacidad de la interconexión, en esta se puede apreciar que de no ingresar ninguna central desde el año 2010 el LOLE crece exponencialmente hasta el año 2015, a partir de este año el LOLE se estabiliza en su valor máximo que es de 365 o 366 (*días/año*). En cuanto al comportamiento de pérdida de carga que esta consideración implica se presenta el comportamiento en la figura 6.26, en esta se observa que el 99% se produce a partir del año 2017.



Figura 6. 26 Comportamiento del LOEE sin plan de expansión



Una vez analizados los resultados obtenidos es necesario determinar si los valores del $LOLE(\text{días/año})$ son aceptables, por lo cual se investigó en el CONELEC, CENACE, MEER o estudios realizados en universidades sobre valores de referencia del mismo o análisis semejantes del Sistema de Generación Ecuatoriano, al no encontrarse ningún valor, se considera los valores del período histórico obtenidos, que son presentados en la tabla 6.13.

Años de análisis	LOLE(días/año)
	Sin mto.
2007	0,137
2008	2,3947
2009	1,02506

Tabla 6. 13 $LOLE(\text{días/año})$ histórico

Al no tenerse un comportamiento regular en los años históricos se considera como niveles de referencia los valores extremos, un mínimo de $0,10 \text{ días/año}$ y un máximo de 3 días/año . Una vez establecido los niveles de referencia del LOLE se procede a determinar a partir del año 2020 los ingresos necesarios de capacidad para mantener los niveles del LOLE bajo el de referencia.

Para poder determinar el requerimiento de capacidad adicional en los años y escenarios de análisis donde no se cumplen los niveles establecidos, primero de debe determinar qué tipo de unidades se ingresarán de acuerdo a su proceso de conversión, capacidad de cada unidad y FOR.

Para determinar el tipo de unidades que serán tomadas en cuenta se presenta en la tabla 6.14 las unidades que forman parte del Sistema de Generación Ecuatoriano, el porcentaje de capacidad nominal de unidades hidráulicas y térmicas con respecto a la capacidad instalada total del sistema de generación [24], [28], [18]

Tipos de central	Capacidad nominal MW		
	Año 2007	Año 2008	Año 2009
Hidráulica	2053,42	2052,46	2055,01
Térmica MCI	513,30	516,33	615,37
T. turbogas	807,14	807,14	943,94
T. turbovapor	519,80	552,80	552,80
Capacidad nominal total	3893,66	3928,73	4167,12
% de capacidad térmicas	47,26	47,76	50,69
% de capacidad hidráulicas	52,74	52,24	49,31

Tabla 6. 14 Capacidad de las unidades por tipo de central

En la tabla 6.14 se presenta en el año 2007 y 2008 un 52% de hidráulicas y 47% de térmicas, esto varía en el año 2009 a 50% para hidráulicas y térmicas.



Se asume en el estudio 60% hidráulicas y 40% térmicas debido a que para los años proyectados el 80% son centrales de generación hidráulica[19], [20]

El sistema de generación ecuatoriano básicamente está formado por unidades térmicas e hidráulicas, por lo que se plantea tres casos para analizar, el primero de ellos considerando solo hidráulicas, un segundo caso solo térmico y finalmente el tercer caso 60% hidráulicas y 40% térmicas.

Para las unidades térmicas se impone las unidades turbogas con un FOR de 0,0699 y capacidad de 100 MW por unidad; en cuanto a las unidades hidráulicas se impone una unidad de 100 MW con un FOR de 0,0404.

En resumen en la tabla 6.15 se presenta los tres casos de análisis con sus respectivas características, cabe recalcar que si se necesita más de 100 MW, por ejemplo 400 MW esto implica que se requiere 4 unidades de 100 MW, en cuanto al tercer caso ingresan 100 MW en total y no solo una hidráulica de 60 MW o térmica de 40 MW.

Caso	Tipo de unidad	Unidad	Capacidad	FOR	
1	Hidráulica	1	100	0,0404	
2	Térmica	1	100	0,0699	
3	Combinación	Hidráulica	1	60	0,0404
3		Térmica	1	40	0,0699

Tabla 6. 15 Tipos de unidades para calcular la generación confiable

6.4 Sistema de generación Confiable

Considerando los tres casos presentados en la tabla 6.15 se determinará la capacidad de generación adicional requerida para que el LOLE ^{días/año} se encuentre próximo al nivel de referencia, este análisis considera los siguientes parámetros.

- La capacidad ingresada para un determinado año se mantiene en el análisis de los años posteriores.
- Se determinará el requerimiento de capacidad para los escenarios de análisis presentados en las tablas 6.11 y 6.12.
- Se considera como parámetro a cumplir el LOLE ^{días/año} mínimo y máximo con incertidumbre de 0% y sin mantenimiento programado.

6.4.1 Nivel de LOLE mínimo

Periodo 2021 2025: Primer escenario

Caso 1: Considerando menor crecimiento de demanda.

Para este caso no se requiere calcular generación confiable debido a que los valores del LOLE obtenidos se encuentran bajo el nivel de referencia.

Caso 2: Considerando mayor crecimiento de demanda.

En la figura 6.27 se presenta el LOLE obtenido para el crecimiento de demanda mayor sin mantenimiento y el nivel de referencia mínimo. En esta se aprecia que a partir del 2023 al no existir ingresos de capacidad, es necesario determinar cuántos MW se requieren para que el sistema se encuentre bajo el nivel de referencia, considerando cada uno de los escenarios presentados en la tabla 6.16.

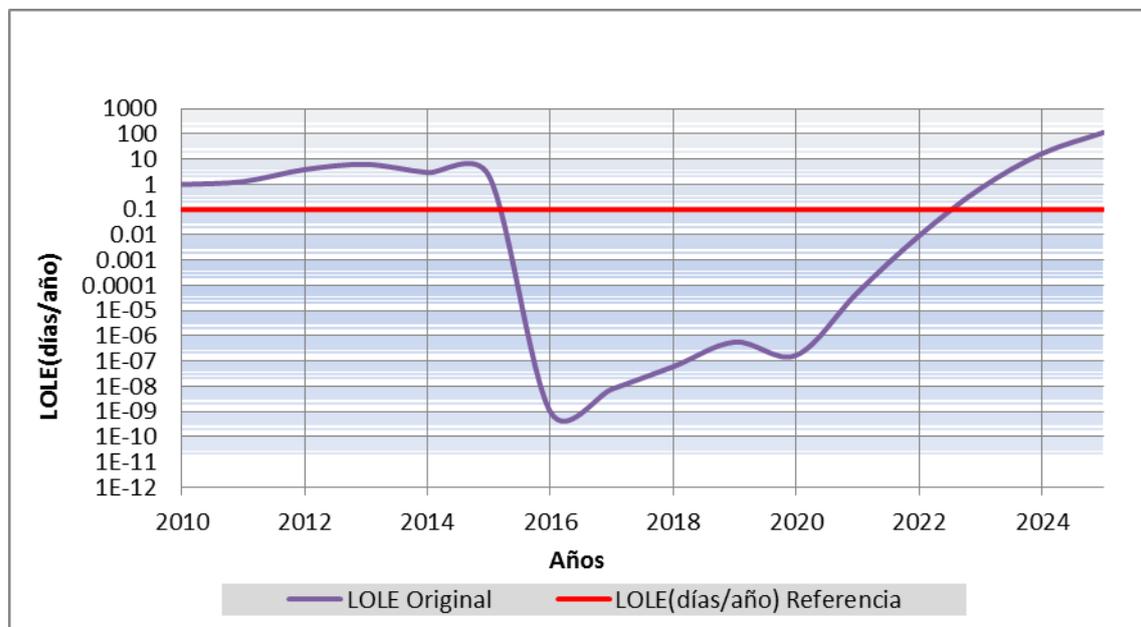


Figura 6. 27 Comportamiento del LOLE para generación confiable: escenario 1 caso 2 (nivel mínimo)

En la tabla 6.16 se presentan los requerimientos de generación para alcanzar el mínimo LOLE, considerando el crecimiento mayor de demanda.

Tipo de unidad	Años de análisis	Capacidad Ingresada MW	Incertidumbre 0%		
			LOLE(días/año)	HLOLE(horas/año)	LOEE(MWh/año)
Hidráulicas	2020				
	2021				
	2022				
	2023	200	0,12	0,15	14,30
	2024	500	0,09	0,12	11,31



	2025	500	0,10	0,13	12,30
Térmicas	2020				
	2021				
	2022				
	2023	200	1,29E-01	1,70E-01	1,58E+01
	2024	500	1,27E-01	1,66E-01	1,59E+01
	2025	600	7,02E-02	9,00E-02	8,65E+00
Hidráulicas - Térmicas	2020				
	2021				
	2022				
	2023	200	1,18E-01	1,55E-01	1,43E+01
	2024	500	9,42E-02	1,22E-01	1,13E+01
	2025	500	1,02E-01	1,30E-01	1,23E+01

Tabla 6. 16 Requerimientos de capacidad por tipo de unidad: escenario 1 caso 2 (nivel mínimo)

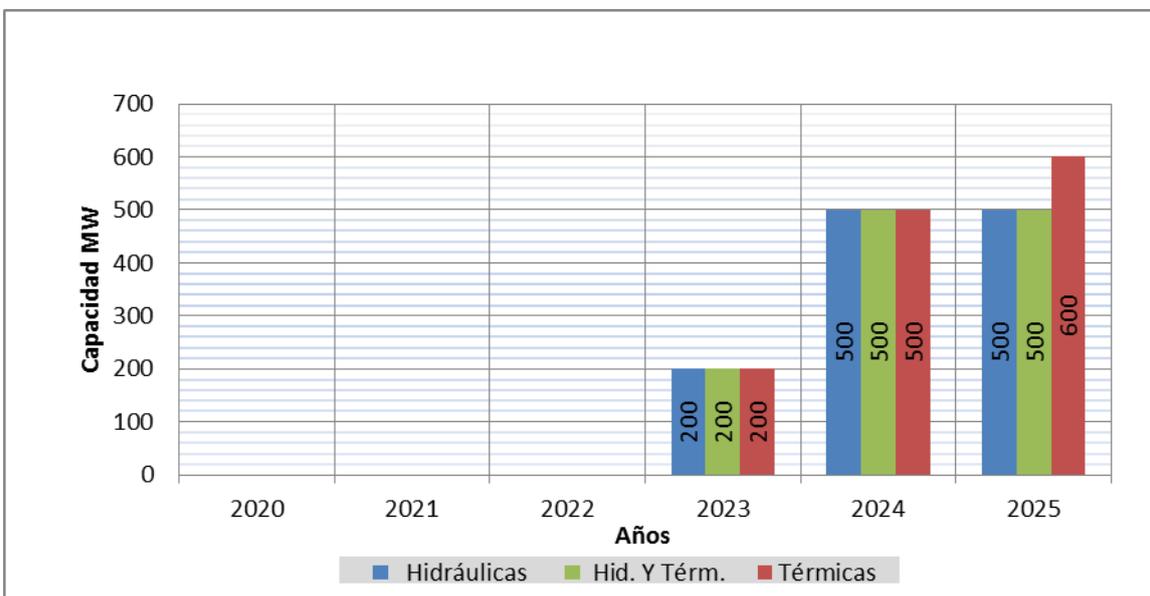


Figura 6. 28 Requerimiento de capacidad por tipo de unidad: escenario 1 caso 2 (nivel mínimo)

En la figura 6.28 se presenta el período de capacidad adicionada, que considera los años 2023 a 2025, con un requerimiento para las unidades hidráulicas de 1 200 MW, térmicas de 1 300 MW e hidráulicas-térmicas de 1 200 MW, estos ingresos de capacidad permiten mantener el nivel del LOLE hasta el año 2025. Como se puede observar si se considera el ingreso de unidades térmicas únicamente, el requerimiento es mayor, ya que estas unidades de generación tienen un FOR más alto que las unidades hidráulicas.

Periodo 2021 2015: Segundo escenario

Caso 1: Considerando el menor crecimiento de la demanda.

En la figura 6.29 se presentan los resultados del LOLE obtenidos con el plan de expansión considerado en el segundo escenario. En esta se aprecia que a



partir del 2021 al no existir ingresos de capacidad, es necesario determinar cuántos MW se requieren para cada uno de los escenarios planteados. Si se compara con el primer escenario donde el sistema requiere de ingresos a partir del año 2023, en este se requiere a partir del año 2021 ya que en este escenario solamente se considera 2 941 MW de los 4 427 MW que constan en el plan de expansión, no considerándose 1 486 MW.

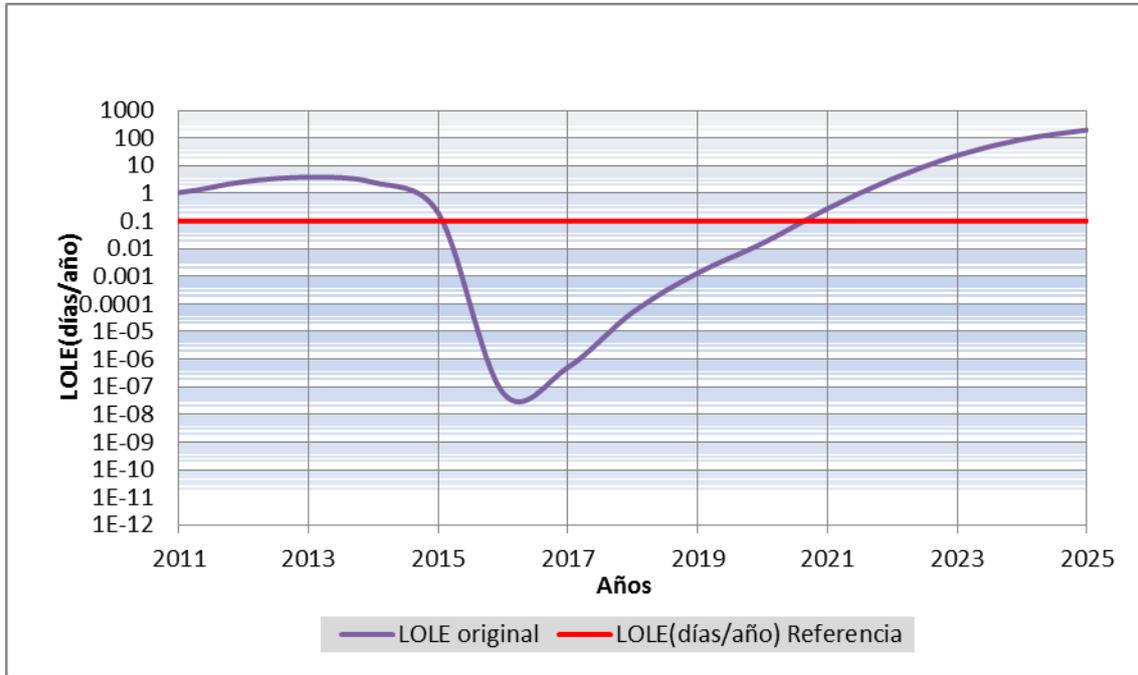


Figura 6. 29 Comportamiento del LOLE para el período de análisis: escenario 2 caso 1 (nivel mínimo)

En la tabla 6.17 se presentan los requerimientos necesarios.

Tipo de unidad	Años de análisis	Capacidad ingresada	Incertidumbre 0%		
			LOLE(días/año)	HLOLE(horas/año)	LOEE(MWh/año)
Hidráulicas	2020				
	2021	100	0,10	0,14	11,03
	2022	400	0,08	0,10	8,34
	2023	700	0,07	0,09	7,50
	2024	1 000	0,07	0,09	7,97
	2025	1 300	0,09	0,12	9,93
Térmicas	2020				
	2021	100	1,04E-01	1,44E-01	1,17E+01
	2022	400	9,39E-02	1,28E-01	1,06E+01
	2023	700	9,84E-02	1,33E-01	1,13E+01
	2024	1 000	1,19E-01	1,60E-01	1,40E+01
	2025	1 400	6,41E-02	8,49E-02	7,39E+00
Hidráulicas - Térmicas	2020				
	2021	100	9,86E-02	1,35E-01	1,10E+01
	2022	400	7,49E-02	1,01E-01	8,20
	2023	700	6,70E-02	8,95E-02	7,29



	2024	1 000	7,04E-02	9,32E-02	7,69
	2025	1 300	8,63E-02	1,13E-01	9,58

Tabla 6. 17 Requerimientos de capacidad e índices de confiabilidad: escenario 2 caso 1 (nivel mínimo)

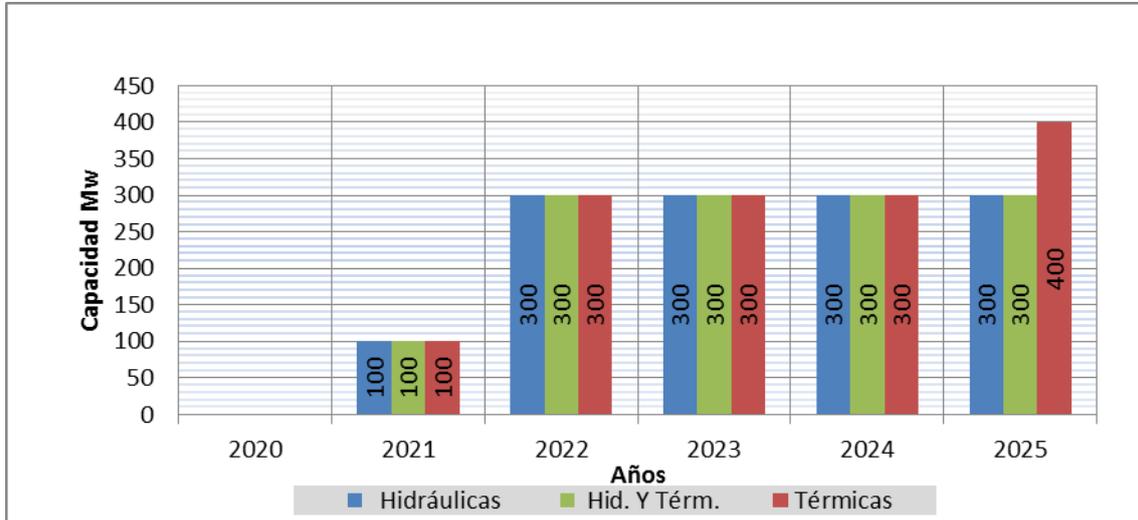


Figura 6. 30 Requerimiento de capacidad por tipo de unidad: escenario 2 caso 1 (nivel mínimo)

En la figura 6.30 se presenta el período de capacidad adicionada, que considera los años 2021 a 2025, con un requerimiento para las unidades hidráulicas de 1 300 MW, térmicas de 1 400 MW e hidráulicas-térmicas de 1 300 MW. Si comparamos con el escenario uno, caso 1 donde no se requiere adicionar generación, estos valores de generación requerida representan aproximadamente los 1 486 MW que no fueron considerados.

Caso 2: Considerando el mayor crecimiento de la demanda.

En la figura 6.31 se presenta el LOLE obtenido y el nivel de referencia mínimo, en esta se aprecia que a partir del 2018 el sistema no alcanza el valor de referencia establecido, por lo cual se observa que en este caso la generación considerada en el plan de expansión no es suficiente.

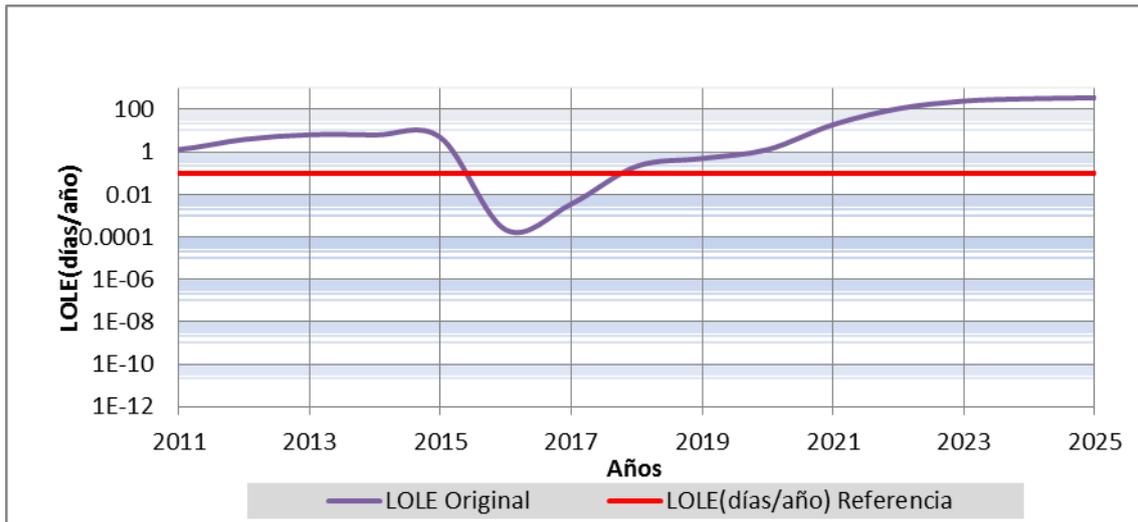


Figura 6. 31 Comportamiento del LOLE para el período de análisis: escenario 2 caso 2 (nivel mínimo)

Se presenta en la tabla 6.18 los índices de pérdida de carga y energía con una incertidumbre del 0%, considerando generación adicional para el período 2020-2025 el cual está fuera del plan de expansión publicado por el CONELEC.

Tipo de unidad	Años de análisis	Cap. Ing.	Incertidumbre 0%		
			LOLE(días/año)	HLOLE(horas/año)	LOEE(MWh/año)
Hidráulicas	2020	300	0,10	0,13	12,93
	2021	400	0,09	0,12	11,94
	2022	400	0,10	0,14	14,07
	2023	500	0,06	0,08	8,38
	2024	400	0,12	0,16	16,63
	2025	600	0,05	0,07	7,01
Térmicas	2020	300	1,10E-01	1,53E-01	1,49E+01
	2021	400	1,21E-01	1,67E-01	1,65E+01
	2022	500	7,09E-02	9,61E-02	9,51
	2023	400	1,24E-01	1,67E-01	1,72E+01
	2024	500	1,19E-01	1,58E-01	1,66E+01
	2025	600	6,68E-02	8,75E-02	9,15
Hidráulicas - Térmicas	2020	300	9,65E-02	1,34E-01	1,29E+01
	2021	400	8,98E-02	1,23E-01	1,19E+01
	2022	400	1,06E-01	1,43E-01	1,41E+01
	2023	500	6,48E-02	8,60E-02	8,39
	2024	400	1,26E-01	1,67E-01	1,69E+01
	2025	600	5,56E-02	7,14E-02	7,09

Tabla 6. 18 Requerimientos de capacidad e índices de confiabilidad: escenario 2 caso 2 (nivel mínimo)

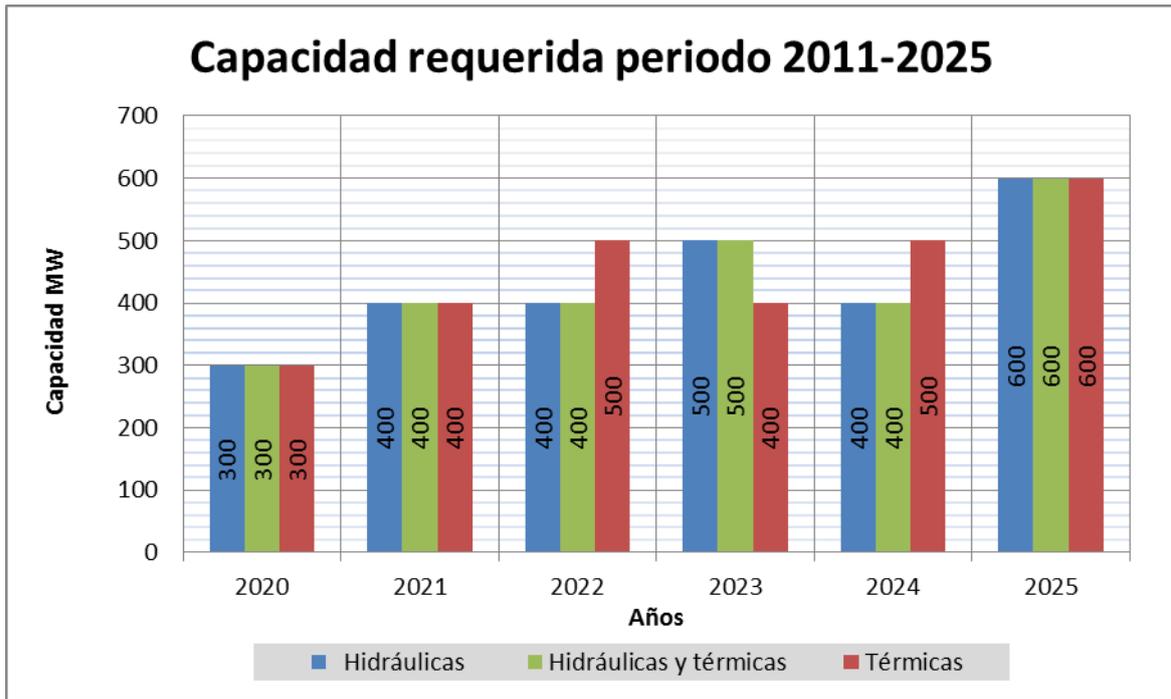


Figura 6. 32 *Requerimiento de capacidad por tipo de unidad: escenario 2 caso 2 (nivel mínimo)*

En la figura 6.32 se presenta los requerimientos de capacidad para los tres tipos de unidades analizadas, observando que a partir del año 2020 se requiere capacidad, necesitando un total de 2 600 MW para las unidades hidráulicas, 2 600 MW térmicas e hidráulicas-térmicas de 2 700 MW. Esta capacidad requerida es aproximadamente igual a la capacidad reducida en el escenario dos, más la requerida en el escenario uno, caso 2.

6.4.2 Nivel de LOLE máximo

Periodo 2021 2025: Primer escenario

Caso 1: Considerando menor crecimiento de demanda.

No se requiere generación adicional, ya que los valores del LOLE se encuentran bajo el nivel de referencia.

Caso 2: Considerando mayor crecimiento de demanda.

En la figura 6.33 se presentan los resultados obtenidos del LOLE y el nivel de referencia máximo. En esta se observa que a partir del 2024 es necesario determinar cuántos MW se requieren para cada uno de los tipos de unidades de generación considerados.

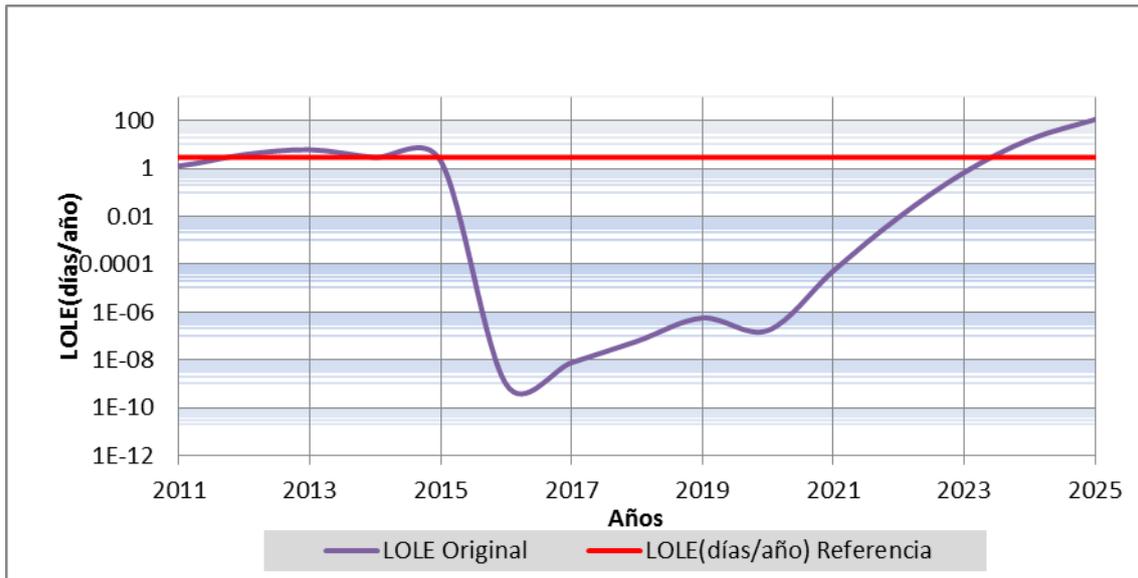


Figura 6. 33 Comportamiento del LOLE para el período de análisis: escenario 1 caso 2 (nivel máximo)

En la tabla 6.19 se presentan los índices de pérdida de carga y energía con una incertidumbre del 0% y la capacidad de generación necesaria para alcanzar el nivel de referencia.

Tipo de unidad	Años de análisis	Capacidad Ingresada	Incertidumbre 0%		
			LOLE(días/año)	HLOLE(horas/año)	LOEE(MWh/año)
Hidráulicas	2020				
	2021				
	2022				
	2023				
	2024	300	2,55	3,53	415,18
	2025	500	2,48	3,40	411,33
Térmicas	2020				
	2021				
	2022				
	2023				
	2024	300	2,79	3,87	4,61E+02
	2025	500	3,10	4,30	5,37E+02
Hidráulicas - Térmicas	2020				
	2021				
	2022				
	2023				
	2024	300	2,57995	3,57	4,19E+02
	2025	500	2,56099	3,51	4,22E+02

Tabla 6. 19 Requerimientos de capacidad e índices de confiabilidad: escenario 1 caso 2 (nivel máximo)

En la tabla 6.19 se observa que es necesario determinar el requerimiento de capacidad a partir del 2024, en la figura 6.34 se presenta los requerimientos de capacidad para cada uno de los casos planteados.

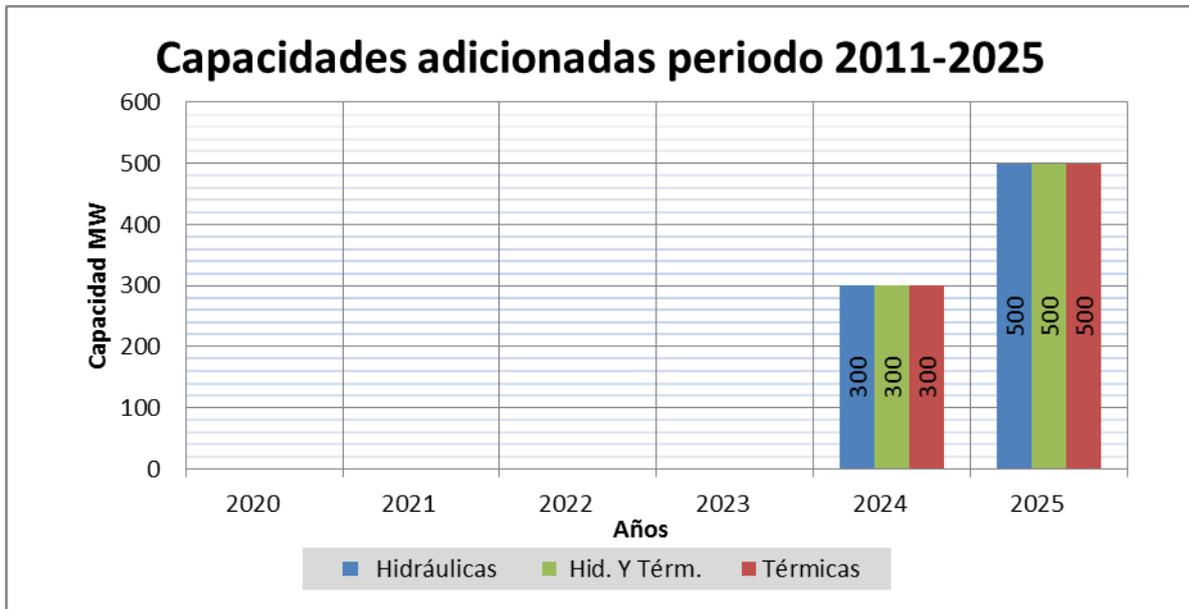


Figura 6. 34 *Requerimiento de capacidad por tipo de unidad: escenario 1 caso 2 (nivel máximo)*

En la figura 6.34 se presentan las capacidades requeridas para los años 2024 y 2025 que son los que no cumplen con el nivel de referencia, en esta se observa que en los tres casos se requiere de 800MW, pero en cada uno se obtiene valores de LOLE diferentes debido a la diferencia en el FOR de las unidades consideradas, teniéndose el mínimo con las unidades hidráulicas y el máximo con las unidades térmicas.

Periodo 2021 2015: Segundo escenario

Caso 1: Considerando el menor crecimiento de la demanda.

En la figura 6.35 se presenta el LOLE obtenido para el crecimiento de demanda menor sin mantenimiento y el nivel de referencia máximo. En esta se aprecia que a partir del 2022 es necesario el ingreso de mayor capacidad de generación.

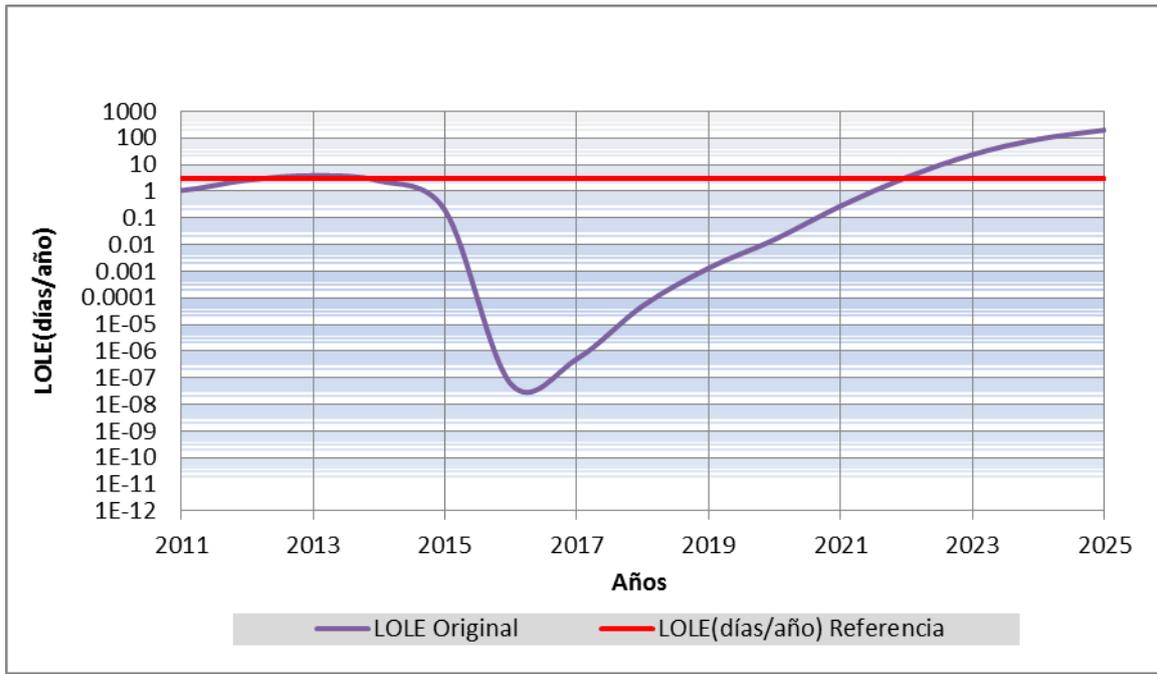


Figura 6.35 Comportamiento del LOLE para el período de análisis: escenario 2 caso 1 (nivel máximo)

Se presenta en la tabla 6.20 los índices de pérdida de carga y energía obtenidos considerando el crecimiento de demanda menor.

Tipo de unidad	Años de análisis	Capacidad Ingresada	Incertidumbre 0%		
			LOLE(días/año)	HLOLE(horas/año)	LOEE(MWh/año)
Hidráulicas	2020				
	2021				
	2022	100	1,43	2,04	197,46
	2023	200	2,92	4,19	436,69
	2024	400	1,25	1,74	173,19
	2025	200	3,13	4,44	484,61
Térmicas	2020				
	2021				
	2022	100	1,49244	2,13002	2,07E+02
	2023	300	1,46896	2,08165	2,07E+02
	2024	400	1,62838	2,29706	2,36E+02



	2025	200	2,00814	2,82912	3,03E+02
Hidráulicas - Térmicas	2020				
	2021				
	2022	100	1,43721	2,04735	1,98E+02
	2023	200	2,94692	4,23356	4,39E+02
	2024	400	1,27296	1,77425	1,74E+02
	2025	300	1,44651	2,00449	2,02E+02

Tabla 6. 20 Requerimientos de capacidad para obtener generación confiable: escenario 2 caso 1 (nivel máximo)

En la figura 6.36 se presenta los requerimientos de capacidad para cada uno de los casos planteados.

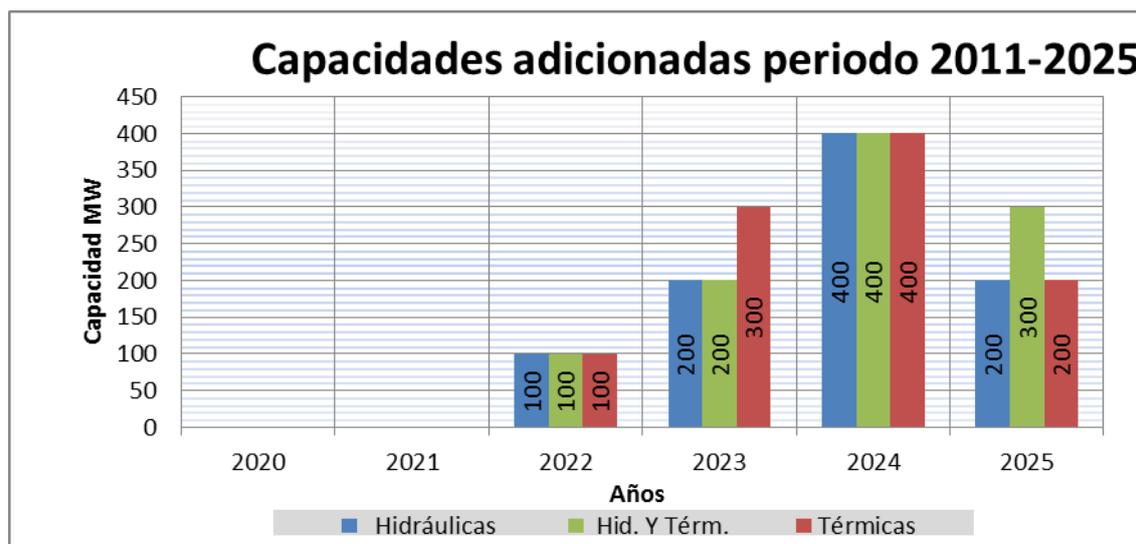


Figura 6. 36 Requerimiento de capacidad por tipo de unidad: escenario 2 caso 1 (nivel máximo)

En este caso se observa que a partir del 2022 el sistema no alcanza el valor de referencia establecido. Los ingresos de capacidad adicionada para las unidades hidráulicas es de 900 MW, térmicas 1 000 MW e hidráulicas – térmicas de 1 000 MW. Estos ingresos se deben a la reducción de la capacidad de generación considerada en el plan de expansión.

Caso 2: Considerando el mayor crecimiento de la demanda.

En la figura 6.37 se presenta el LOLE obtenido para el crecimiento de demanda mayor sin mantenimiento y el nivel de referencia máximo. En esta se aprecia que a partir del 2021 es necesario el ingreso de capacidad.

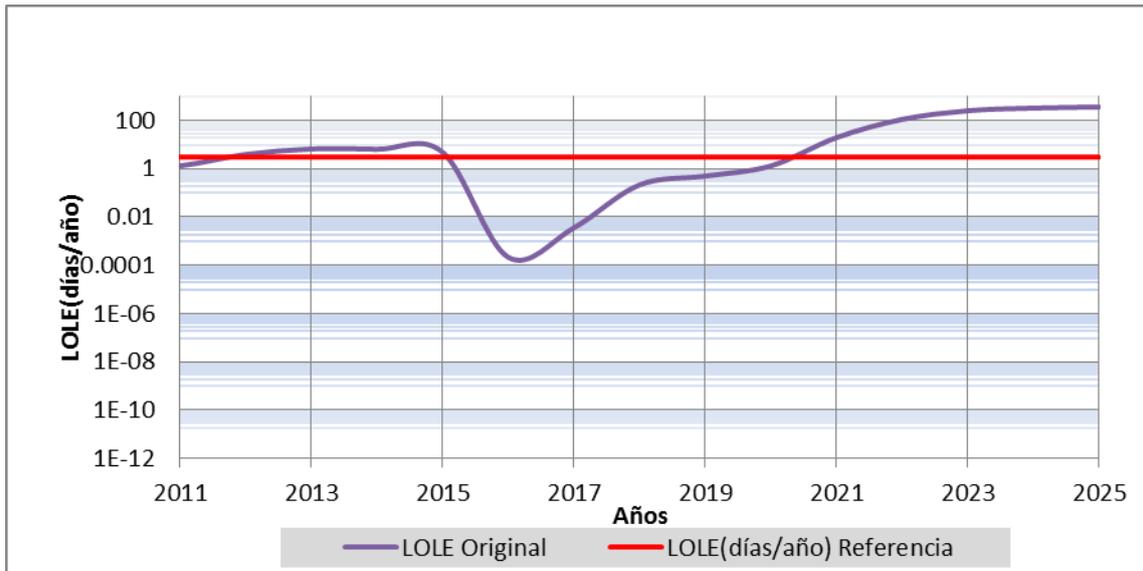


Figura 6. 37 Comportamiento del LOLE para el período de análisis: escenario 2 caso 2 (nivel máximo)

Se presenta en la tabla 6.21 los índices de pérdida de carga y energía obtenidos considerando el crecimiento de demanda mayor.

Tipo de unidad	Años de análisis	Capacidad Ingresada	Incertidumbre 0%		
			LOLE(días/año)	HLOLE(horas/año)	LOEE(MWh/año)
Hidráulicas	2020				
	2021	300	2,56	3,70	423,26
	2022	400	2,77	3,96	464,21
	2023	500	1,75	2,45	283,81
	2024	400	2,81	3,93	481,89
	2025	500	2,73	3,77	473,47
Térmicas	2020				
	2021	300	2,82	4,09	4,73E+02
	2022	500	1,70	2,41	2,76E+02
	2023	400	2,54	3,59	4,34E+02
	2024	500	2,30	3,21	3,96E+02
	2025	500	2,56	3,56	4,57E+02
Hidráulicas - Térmicas	2020				
	2021	300	2,59	3,73	4,27E+02
	2022	400	2,84	4,06	4,73E+02
	2023	500	1,83	2,55	2,93E+02
	2024	400	2,99	4,18	5,07E+02
	2025	500	2,97	4,10	5,08E+02

Tabla 6. 21 Requerimientos de capacidad para obtener generación confiable: escenario 2 caso 2 (nivel máximo)

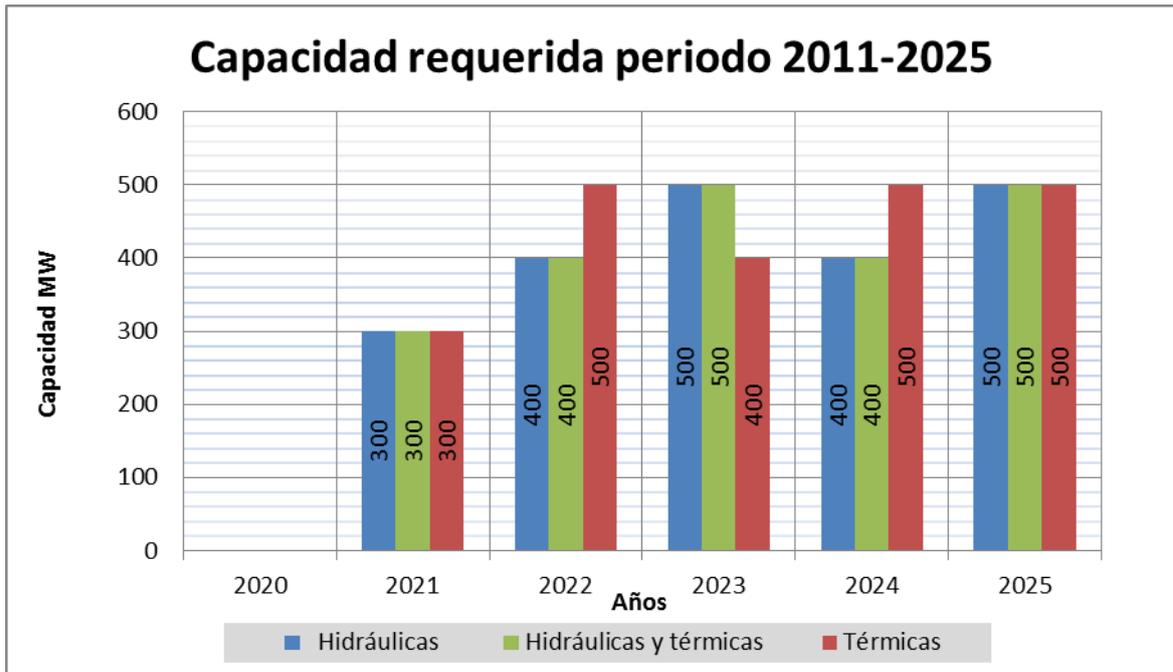


Figura 6. 38 Requerimiento de capacidad por tipo de unidad: escenario 2 caso 2 (nivel máximo)

En esta se observa los ingresos de capacidad necesaria para las unidades hidráulicas de 2 100 MW, térmicas 2 200 MW e hidráulicas – térmicas de 2 100 MW.

6.4.3 Análisis de resultados de generación confiable

En la tabla 6.22 se presenta los requerimientos de capacidad para el crecimiento de demanda menor, escenarios de análisis 1 y 2, con un LOLE referencia mínimo y máximo. En la tabla se observa que el escenario de análisis 1 no requiere adicionar generación para alcanzar el nivel de referencia; para el segundo escenario de análisis, si se compara el requerimiento de capacidad para el LOLE referencia mínimo respecto del LOLE referencia máximo se requiere un 27,47% de incremento.



Año de análisis	Demanda Menor							
	LOLE Referencia mínimo				LOLE Referencia máximo			
	Escenario de análisis 1	Escenario de análisis 2			Escenario de análisis 1	Escenario de análisis 2		
	-	H	T	HYT	-	H	T	HYT
2020	No se requiere el ingreso de capacidad	0	0	0	No se requiere el ingreso de capacidad	0	0	0
2021		100	100	100		0	0	0
2022		300	300	300		100	100	100
2023		300	300	300		200	300	200
2024		300	300	300		400	400	400
2025		300	400	300		200	200	300
Capacidad total (Mw)	-	1 300	1 400	1 300	-	900	1 000	1 000

Tabla 6. 22 Requerimiento de capacidad para alcanzar nivel de referencia demanda menor

En la figura 6.39 se presenta los requerimientos de capacidad de la tabla 6.22, en esta se observa que el requerimiento de capacidad para el periodo 2020-2025 en promedio se requiere de 1 300 MW y 960 MW para un LOLE mínimo y máximo respectivamente. Este requerimiento constituye el 34% respecto de la capacidad disponible hasta el año 2010.

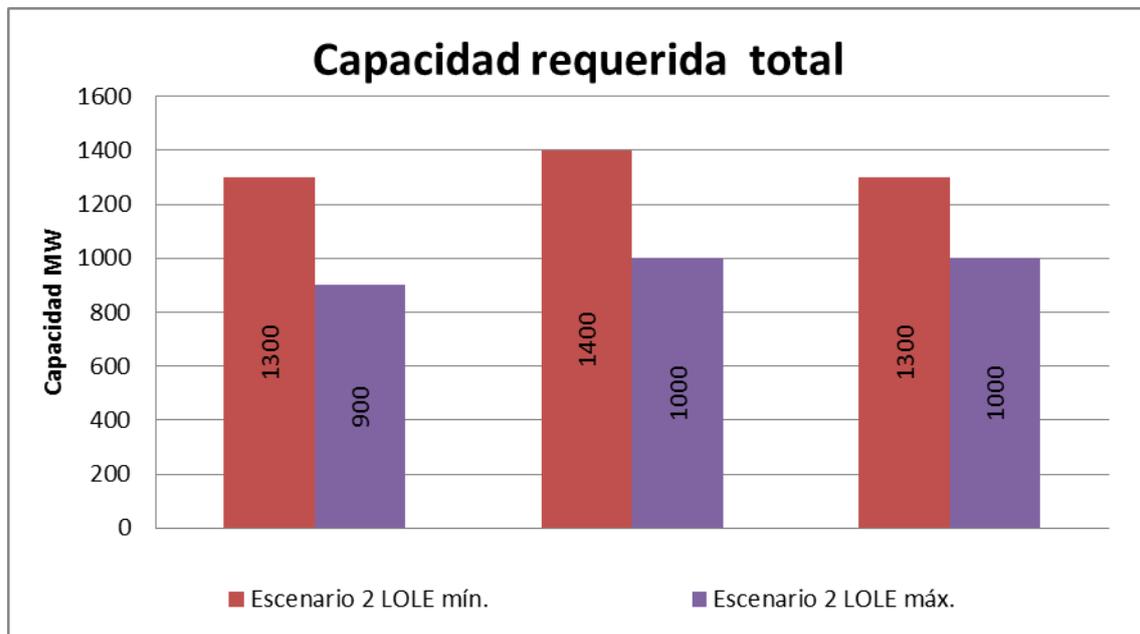


Figura 6. 39 Requerimiento de capacidad por tipo de unidad demanda menor

Para las unidades térmicas se observa que los requerimientos de capacidad con respecto a las hidráulicas varía en 100 MW esto se debe a que el valor del FOR es de 0,0404 y 0,0699, respectivamente.

En la tabla 6.23 se presenta los requerimientos de capacidad para los escenarios 1 y 2, considerando el escenario de crecimiento mayor de demanda



Año de análisis	Demanda Mayor											
	LOLE Referencia mínimo						LOLE Referencia máximo					
	Escenario de análisis 1			Escenario de análisis 2			Escenario de análisis 1			Escenario de análisis 2		
	H	T	HYT	H	T	HYT	H	T	HYT	H	T	HYT
2020	0	0	0	300	300	300	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	400	400	400	0	0	0	300	300	300
2022	0	0	0	400	500	400	0	0	0	400	500	400
2023	200	200	200	500	400	500	0	0	0	500	400	500
2024	500	500	500	400	500	400	300	300	300	400	500	400
2025	500	600	500	600	600	600	500	500	500	500	500	500
Capacidad total (Mw)	1200	1300	1200	2600	2700	2600	800	800	800	2100	2200	2100

Tabla 6. 23 Requerimiento de capacidad para generación confiable demanda mayor

En esta se puede observar que para alcanzar el valor de referencia mínimo, en el escenario dos se requiere de aproximadamente 1 400 MW más que para el escenario uno, esto se debe a que en el escenario uno se incluyen 1 486 MW más que en el escenario dos. Además, se puede observar que en cada año se requiere entre 300 y 500 MW, la razón es que la demanda se incrementa aproximadamente, en promedio, 400 MW en estos años.

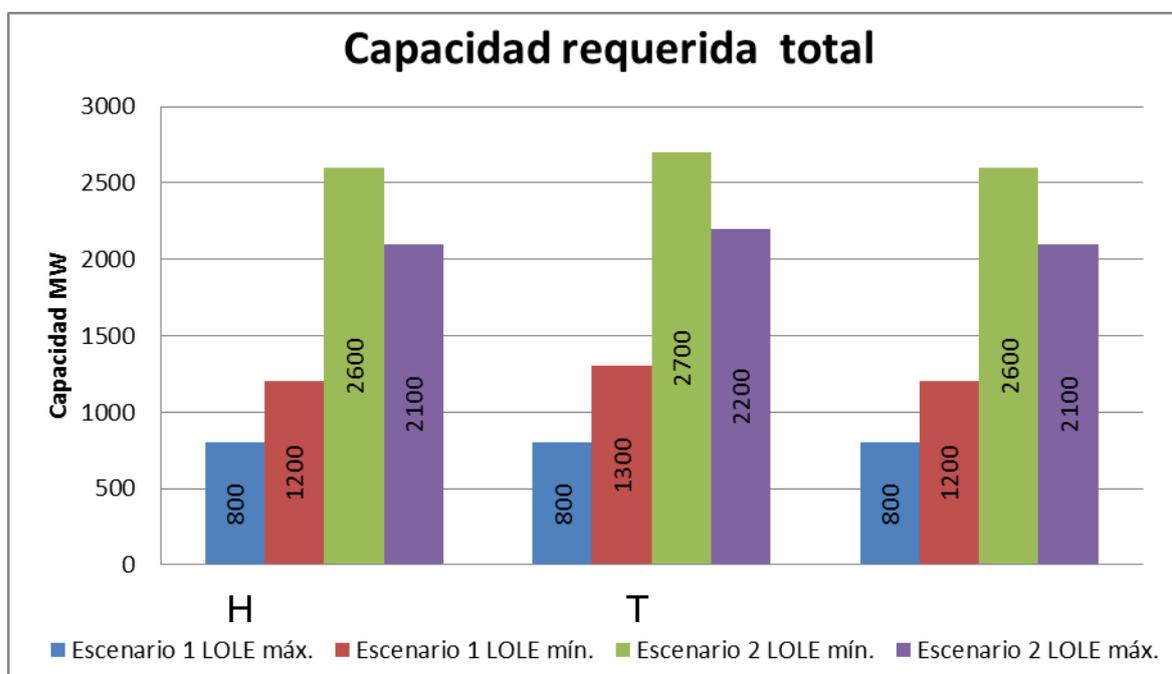


Figura 6. 40 Requerimiento de capacidad por tipo de unidad demanda mayor



En la figura 6.40 se presenta los requerimientos de capacidad, en esta se observa que el requerimiento considerando unidades hidráulicas, al comparar el escenario 1 LOLE máximo con el escenario 1 LOLE mínimo se presenta un incremento del 50%, si se compara la capacidad requerida en el escenario 2 LOLE máximo con la del mismo escenario LOLE mínimo se presenta un incremento del 62,5%.

Para las unidades térmicas al comparar el escenario 1 LOLE máximo con el mismo escenario pero LOLE mínimo se observa un crecimiento del 62,5% y a su vez en el escenario 2 con los mismos parámetros de LOLE se presenta un crecimiento del 22,72%. Si se compara entre los escenarios 1 y 2 con un LOLE máximo se observa un crecimiento en la capacidad del 166%, para un LOLE mínimo se presenta un crecimiento de 113%.



CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- El programa computacional (CIC-SG) desarrollado en el presente trabajo fue comprobado con los resultados presentados en el sistema de prueba IEEE-RTS obteniéndose los mismo valores, por lo cual se asume su validez, no obstante, el programa presenta limitaciones en la modelación de las unidades de generación ya que se utilizan un modelo de dos estados, por lo cual se puede realizar modificaciones que permitan aplicar un modelo con más estados.
- Si se compara la capacidad disponible en el 2009 respecto al del 2007 se observa que existe un incremento de aproximadamente 30 MW, mientras que el incremento en la demanda máxima es de aproximadamente 200 MW por tal razón existe un incremento del LOLE de 1,51 a 30,56 (*días/año*)
- En el período proyectado se observa que entre los años 2010- 2015 se presenta el período más crítico, de lo cual se deduce que el incremento de generación contemplado en el plan de expansión no permite alcanzar los niveles de confiabilidad establecidos, por tal razón se debería considerar incluir nuevos proyectos en el corto plazo.
- Para los años 2015-2020 con el ingreso de proyectos de gran capacidad, en especial la central Coca Codo Sinclair el sistema se mantendría bajo los niveles de confiabilidad establecidos, no obstante, si se considera únicamente el ingreso de los proyectos con mayores probabilidades de ejecución, los índices de confiabilidad del sistema sobrepasan el nivel de referencia.
- En el periodo 2020-2025 que no es contemplado en el Plan Maestro de Electrificación, se recomienda considerar como referencia los resultados obtenidos en el análisis de generación confiable.



Recomendaciones

- En el presente estudio se validó el programa computacional mediante el sistema de prueba IEEE-RTS con las publicaciones 1979 y 1986. Para esta última se presenta un análisis del efecto de la incertidumbre del 2, 5, 10 y 15 por ciento en el pronóstico de la demanda, al ingresar los parámetros de dicho análisis en el programa, se validó el $LOLE \left(\frac{\text{días}}{\text{año}} \right)$ para los porcentajes de 2 y 5% pero para los dos últimos se presenta errores del 0,26 y 13% en el valor del índice, por lo cual se realizó el cálculo en Microsoft Excel obteniéndose los mismos valores que con el programa computacional, por lo que será importante investigar las razones de esta variación.
- Durante la investigación realizada para el desarrollo de esta tesis, no se encontraron valores de referencia de índices de confiabilidad en los organismos de control o entes universitarios, por lo cual se utilizó los valores históricos de los años 2007-2009. Sería conveniente realiza un estudio que permita determinar los valores de índices más adecuados considerando aspectos técnicos y económicos
- En la información proporcionada o publicada en las páginas web oficiales del CENACE, MEER o CONELEC para los años 2007, 2008 y 2009 se presenta variaciones en los valores de capacidades nominales y efectivas de una misma unidad, tasas de falla y factores de planta. Por lo cual sería conveniente que se revise la información en las bitácoras de las empresas debido a que son parámetros importantes al momento de valorar la confiabilidad del sistema de generación.
- En el presente estudio se consideró como modelo de demanda la curva en por unidad del año que presenta la menor desviación estándar respecto de las curvas en por unidad de los años restantes del periodo 2004-2008. Por lo cual se recomienda realizar un estudio más detallado que permita obtener un modelo más adecuado basado en información de un periodo histórico más extenso.



- En el presente estudio se asume que la interconexión con Colombia se encuentra disponible al cien por ciento de su capacidad efectiva y que cumple con la función de cubrir la demanda energética que el sistema ecuatoriano no es capaz de satisfacer, permitiendo determinar la potencia media requerida en un determinado período de tiempo, lo cual no es del todo práctico, por lo que se debería realizar un estudio más detallado que permita modelar de una forma más adecuada la disponibilidad de las interconexiones existentes.
- En el estudio realizado para incluir la variación de la capacidad disponible en los periodos estiaje y lluvioso se basa únicamente en las potencias promedio despachadas por cada una de estas centrales en el período histórico, siendo esto una aproximación sencilla por lo cual se recomienda realizar un estudio de la pluviosidad, que permite determinar con mayor precisión la capacidad disponible en cada uno de estos periodos para los años futuros.



BIBLIOGRAFIA

- [1] R. Billinton and R. Allan, "*Reliability Evaluation of power system*", 2nd Edition, Plenum Press, New York, 1996
- [2] Giuseppe Calabrese, "*Generating Reserve Capacity Determined by the Probability Method*", *AIEE Trans*, vol. 66, pp.1439-1450, Sept, 1947.
- [3] Endrenyi, J., 1978, *Reliability Modeling in Electric Power Systems*, Toronto: John Wiley & Sons
- [4] Raúl León P., *notas de clase de la materia de índices de confiabilidad de SEP*, Ciclo marzo-julio 2009.
- [5] Roy Billinton y Ronald Allan; *THE IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM EXTENSIONS TO AND EVALUATION OF THE GENERATING SYSTEM*, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE Transactions on Power System, vol. PWRs-1, No 4, November 1986.
- [6] Diego Barragan; USO DE VARIABLES GLOBALES; Disponible en:
<http://www.youtube.com/watch?v=hNjj3yMfltQ&feature=related>
- [7] Diego Barragan; CÓMO HACER EJECUTABLES (.EXE); Disponible en:
<http://www.youtube.com/watch?v=xfMXWCX6Ei4&feature=related>
- [8] Diego Barragan; USO DE IF, SWITCH, FOR, WHILE; Disponible en:
<http://www.youtube.com/watch?v=-aULVtlzbN8&feature=related>
- [9] Diego Barragan; CREAR MENÚS EN UNA GUI; Disponible en:
<http://www.youtube.com/watch?v=H7sY6EcqB-4&feature=related>
- [10] César Pérez López; *Mathlab y sus aplicaciones en las Ciencias y la Ingeniería*; Editorial PRENTICE HALL, 2002.
- [11] Víctor Domínguez y Ma Luisa Rapún; *Matlab en cinco lecciones de Numérico*; Editorial Pamplona, 2006; Disponible en:
<http://www.unavarra.es/personal/victor dominguez/>
- [12] S.R. Otto y J.P. Denier; *An Introduction to Programming and Numerical Methods in MATLAB*; Editorial Springer, 2005.
- [13] Delores M. Etter; *Solución de problemas de ingeniería con MATLAB*, 2da Ed; Editorial PRENTICE HALL, México, 1997



- [14] Roy Billinton y Ronald Allan; *IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM*, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE Transactions on Power Apparatus System, vol. PAS – 98, (6 Nov. /Dec. 1979).
- [15] Claudio Silva y Mauricio Salinas; *Modelo de Regresión y Correlación* [en línea]; Revista Ciencia & Trabajo; Número 22; Octubre/Diciembre 2006. Disponible en:
<< www.cienciaytrabajo.cl >>
- [16] María Dolores González; *El modelo de regresión lineal simple*; Universidad de Huelva
- [17] Alicia Vila, Ana López y Angel A.; *Correlación lineal y análisis de regresión*;
Disponible en:
<< www.uoc.edu >>
- [18] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). *Boletín estadístico del sector eléctrico ecuatoriano 2009* [En línea], fecha de publicación: Mayo 2010, Fecha de consulta: Junio 2010, Disponible en:
<< <http://www.conelec.gov.ec/images/documentos/Boletin2009.pdf> >>
- [19] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). *Boletín estadístico del sector eléctrico ecuatoriano 2008* [En línea], fecha de publicación: Abril 2009, Fecha de consulta: Junio 2010, Disponible en:
<< http://www.conelec.gov.ec/images/documentos/Boletin_2008.pdf >>
- [20] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). *Boletín estadístico del sector eléctrico ecuatoriano 2007* [En línea], fecha de publicación: Abril 2008, Fecha de consulta: Junio 2010, Disponible en:
<< http://www.conelec.gov.ec/images/documentos/Boletin_2007.pdf >>
- [21] North American Electric Reliability Corporation (NERC), *Generating Availability Data System (GADS)*, [en línea], *ELECTRONIC GADS PUBLICATIONS FOR WINDOWS 2005-2009*. Fecha de consulta: Junio 2010. Disponible en:
<< <http://www.nerc.com/page.php?cid=4|43|47> >>
- [22] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Dr. Hugo Arcos, *Transacciones Internacionales de Electricidad en el Mercado Ecuatoriano* [En línea], fecha de publicación: Junio de 2010
<<<http://www.ssme.gov.py/VMME/archivos%20varios/integracion/conclusion/hugoarcos.pdf> >>
- [23] Orejuela Aleida y Orejuela Victor, *Aspectos Favorables y Factores Adversos de la Interconexión Eléctrica Ecuador – Colombia* [en línea]; Disponible en:
<<<http://ciiefie.epn.edu.ec/JIEE/historial/XX%20JIEE/10%20Aspectos%20favorables%20y%20factores%20adversos%20de%20la%20interconexi.pdf>>>



- [24] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). *Plan Maestro de Electrificación 2009-2020* [En línea], fecha de publicación: Junio 2009, Fecha de consulta: Junio 2010, Disponible en:
<< <http://www.conelec.gob.ec/> >>
- [25] TRANSELECTRIC S.A.; Centro de Operaciones de Transmisión (COT)
- [26] Politécnica Nacional, *Transacciones de Electricidad con Colombia*, [En línea], fecha de consulta: Julio 2010. Disponible en:
<<<http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/776/5/T10143CAP3.pdf>>>
- [27] CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA (CENACE) *Cronograma_Mtos-Plan-enero07-dic 07-vf, Microsoft Excel. Cronograma_Mtos-Plan-enero08-dic 08-vf, Microsoft Excel. Cronograma_Mtos-Plan-enero09-dic 09-vf, Microsoft Excel. Cronograma_Mtos-Plan-enero10-dic 10-vf, Microsoft Excel.*
- [28] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). *Boletín estadístico del sector eléctrico ecuatoriano 2006* [En línea], fecha de publicación: Abril 2008, Fecha de consulta: Junio 2010, Disponible en:
<< http://www.conelec.gov.ec/images/documentos/Boletin_2006.pdf >>

ANEXO A:

Manual de usuario del programa CIC-SG

A1.1

Componentes del programa CIC_SG.

La interfaz de usuario o pantalla del programa computacional está compuesto de seis partes: tres para entrada de datos y tres para presentar resultados. Los bloques de entrada permiten el ingreso de los datos del sistema de generación, plan de mantenimiento programado de las unidades de dicho sistema y datos de demanda; además, se puede considerar la incertidumbre en la proyección de dicha demanda. Los bloques de resultados muestran, la COPT, índices de confiabilidad para cada dato de demanda e índices de confiabilidad de todo el sistema en un determinado periodo de análisis. En la figura A.1 se presenta la interfaz de usuario del programa CIC_SG.

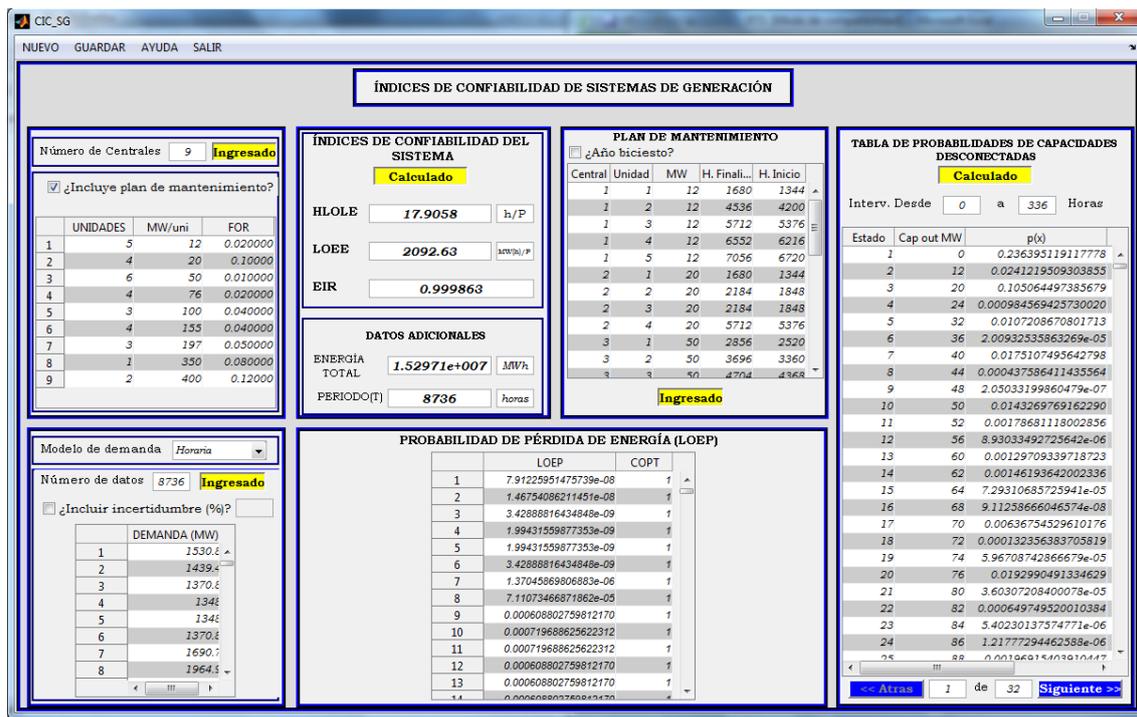


Figura A.1 Interfaz del programa CIC_SG.

Entrada de datos del sistema de generación.

Los datos del sistema de generación son inicialmente el número de centrales que contiene el sistema de generación a analizar, con lo cual se presentara la tabla que permite el ingreso de los datos de cada una de las centrales como se muestra en la figura A.2. Cabe recalcar que el número de centrales que se

ingrese debe ser un número entero y positivo. En la tabla se debe ingresar el número de unidades de cada central, la capacidad, en MW y FOR de las unidades; en el ejemplo se puede observar que cada central posee unidades con la misma capacidad y FOR pero esto no siempre es así. Cuando en el sistema de generación a analizar existen centrales con unidades de diferentes capacidades o FOR, se deben agrupar las unidades que tengan las mismas capacidades y FOR; de ser posible, con lo cual se habrá dividido la central original en varias centrales, que para efectos de cálculo no implican ninguna variación en los resultados.

Dentro de estos parámetros se debe considerar que el número de unidades debe ser un número entero mayor a cero, la capacidad de cada unidad debe ser mayor a cero y el FOR de las unidades debe estar entre cero y uno.

Número de Centrales Ingresado

¿Incluye plan de mantenimiento?

	UNIDADES	MW/uni	FOR
1	5	12	0.020000
2	4	20	0.100000
3	6	50	0.010000
4	4	76	0.020000
5	3	100	0.040000
6	4	155	0.040000
7	3	197	0.050000
8	1	350	0.080000
9	2	400	0.120000

Figura A.2 Interfaz para la entrada de datos del sistema de generación.

Los datos se pueden editar directamente en la tabla o se pueden copiar desde una hoja de Excel y pegar en la tabla; en este caso los datos deben estar dispuestos en el orden que la tabla lo indica y deben seleccionarse y pegarse todos a la vez, mediante la opción pegar del menú contextual que aparece al dar un clic con el botón derecho del mouse. En la tabla A.1 se presenta un ejemplo.

CENTRALES		
UNIDADES	MW	FOR
5	12	0.02
4	20	0.1
6	50	0.01
4	76	0.02
3	100	0.04
4	155	0.04
3	197	0.05
1	350	0.08
2	400	0.12

Tabla A.1 Disposición de los datos del sistema de generación para utilizar la opción pegar.

Entrada de datos del plan de mantenimiento programado.

Si se desea ingresar un plan de mantenimiento programado para las unidades del sistema de generación se debe marcar el recuadro correspondiente (¿Incluye plan de mantenimiento?). Como se indica en la figura A.2.

Cuando se ha marcado el recuadro de plan de mantenimiento programado se presenta una tabla que contiene a todas las unidades del sistema de generación, indicando la central, número de unidad, capacidad de dicha unidad y hora de finalización e inicio del plan de mantenimiento (Figura A.3 a). En esta tabla únicamente se puede modificar la hora de finalización e inicio del mantenimiento ya que los demás parámetros deben estar relacionados con los datos del sistema de generación ingresado previamente.

Se debe considerar que las horas de inicio y finalización deben ser números positivos, que pueden ser mínimo cero y máximo 8760 (8784 para años bisiestos, para esto se debe marcar el cuadro correspondiente), ya que el plan de mantenimiento considerado debe ser un plan anual, además la hora de finalización siempre debe ser mayor que la hora de inicio.

Finalmente se puede considerar más de un periodo de mantenimiento para cada unidad como se muestra en la Figura A.3 b) en la unidad 3 de la central 2. Se puede adicionar intervalos de mantenimiento mediante la opción correspondiente del menú contextual, con la cual nos pedirá que ingresemos la central y la unidad a la cual se le va a adicionar un intervalo de mantenimiento. (Figura 3.4.)

PLAN DE MANTENIMIENTO				
<input type="checkbox"/> ¿Año biciesto?				
Central	Unidad	MW	H. Finali...	H. Inicio
1	1	12	1680	1344
1	2	12	4536	4200
1	3	12	5712	5376
1	4	12	6552	6216
1	5	12	7056	6720
2	1	20	1680	1344
2	2	20	2184	1848
2	3	20	2184	1848
2	4	20	5712	5376
3	1	50	2856	2520
3	2	50	3696	3360
3	3	50	4704	4368

Ingresado

a)

PLAN DE MANTENIMIENTO				
<input type="checkbox"/> ¿Año biciesto?				
Central	Unidad	MW	H. Finali...	H. Inicio
1	1	12	1680	1344
1	2	12	4536	4200
1	3	12	5712	5376
1	4	12	6552	6216
1	5	12	7056	6720
2	1	20	1680	1344
2	2	20	2184	1848
2	3	20	2184	1848
2	3	20	100	0
2	4	20	5712	5376
3	1	50	2856	2520
3	2	50	3696	3360

Ingresado

b)

Figura A.3 Interfaz para el ingreso del plan de mantenimiento de cada unidad del sistema de generación.

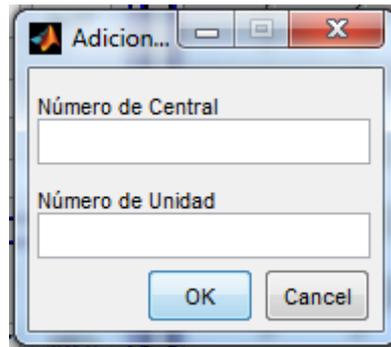


Figura A.4 Interfaz para el ingreso de un nuevo intervalo de mantenimiento de una determinada unidad.

Adicionalmente, los datos pueden ser copiados desde una hoja de Excel y pegados en la tabla correspondiente. Para esto se debe seleccionar cinco columnas que contengan la central, número de unidad, capacidad, hora de finalización e inicio del plan de mantenimiento, en ese orden. En este caso las unidades, pueden tener más de un intervalo de mantenimiento en el año, los cuales pueden ser colocados en la tabla directamente. En la tabla A.2 Se presenta un ejemplo.

Cabe recalcar que todo lo dicho anteriormente, con respecto a las restricciones de la información, es más bien a manera de información ya que el programa computacional posee internamente sentencias que guían al usuario cuando se ingresa datos incorrectos; esto se realiza mediante cuadros de dialogo que indican el error cometido y la forma correcta de la información a ser ingresada. Este sistema se aplica a todos los elementos de la interfaz que se utilizan para entrada de datos.

La hora de finalización se ingresa primero que la hora de inicio para efectos de control de los datos ingresados únicamente.



PLAN DE MANTENIMIENTO ANUAL				
CENTRAL	UNIDAD	MW	H. INICIO	H. SALIDA
1	1	12	1680	1344
1	2	12	4536	4200
1	3	12	5712	5376
1	4	12	6552	6216
1	5	12	7056	6720
2	1	20	1680	1344
2	2	20	2184	1848
2	3	20	2184	1848
2	4	20	5712	5376
3	1	50	2856	2520
3	2	50	3696	3360
3	3	50	4704	4368
3	4	50	5376	5040
3	5	50	6552	6216
3	6	50	7056	6720
4	1	76	840	336
4	2	76	2856	2352
4	3	76	5376	4872
4	4	76	6048	5544
5	1	100	3696	3192
5	2	100	4872	4368
5	3	100	7224	6720
6	1	155	1512	840
6	2	155	2352	1680
6	3	155	4872	4200
6	4	155	6552	5880
7	1	197	1848	1176
7	2	197	3024	2352
7	3	197	7224	6552
8	1	350	5880	5040
9	1	400	2520	1512
9	2	400	6720	5712

Tabla A.2 Disposición de los datos del plan de mantenimiento para ser pegados en la tabla.

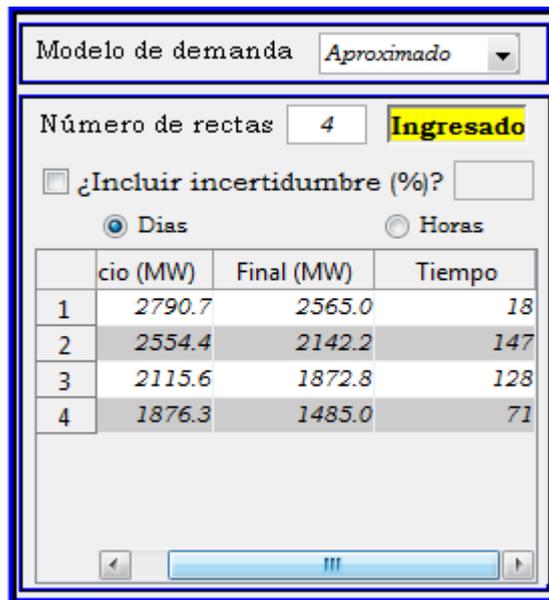
Entrada de datos de demanda

Los datos de demanda se pueden representar mediante tres modelos, demanda máxima diaria, demanda horaria y modelo aproximado de demanda máxima diaria u horaria, representado mediante una recta o varias rectas.



	DEMANDA (MW)
1	2284.7
2	2456.7
3	2407.6
4	2358.4
5	2309.3
6	1891.7
7	1842.5
8	2385.5
9	2565

Figura A.5 Interfaz para el ingreso de datos de demanda máxima diaria.



	Inicio (MW)	Final (MW)	Tiempo
1	2790.7	2565.0	18
2	2554.4	2142.2	147
3	2115.6	1872.8	128
4	1876.3	1485.0	71

Figura A.6 Interfaz para el ingreso de datos de demanda representados mediante el modelo aproximado.

Los datos de demanda máxima diaria u horaria deben ser valores positivos y sus unidades deben estar en MW. Cuando se desea calcular los índices de confiabilidad incluyendo plan de mantenimiento programado el número de datos del modelo de demanda máxima diaria está restringido a máximo 365 datos (366 para años bisiestos) y cuando se utiliza demanda horaria se limita 8760 (8784 para años bisiestos) ya que el plan de mantenimiento programado es anual, además en este caso, en el programa no se puede aplicar el modelo aproximado y los datos de cualquiera de los otros dos modelos deben ser ingresados en orden cronológico. Si se desea incluir incertidumbre en la



demanda se debe marcar el recuadro correspondiente e ingresar el valor de la incertidumbre.

El valor de la incertidumbre a ingresar debe estar representado como un porcentaje de la demanda y debe ser un valor positivo.

El modelo de carga aproximado, se obtiene mediante las curvas DPLVC o LDC. Cuando se utilice este modelo, se debe ingresar tres parámetros como se muestra en la Figura A.6. En la columna de inicio se debe ingresar el valor máximo de la recta, en la columna nombrada como Final se debe ingresar el valor mínimo o final de la recta y en la columna de tiempo se debe ingresar el periodo de duración de dicha recta, especificando, si el valor del tiempo es días u horas en los marcadores correspondientes.

Hay que recalcar que los valores de inicio y fin de la recta deben ser positivos y el valor inicial siempre debe ser mayor o igual que el valor final. El tiempo siempre debe ser un valor entero y positivo.

Presentación de COPT (Capacity Outage Probability Table)

Dentro del bloque de la COPT se presentan cuatro parámetros:

Estados: La columna de estados representa todas las posibles combinaciones de MW que pueden desconectarse simultáneamente empezando con cero MW hasta la máxima generación disponible o instalada.

Cap. Out (MW): Esta columna representa la capacidad de generación, en MW, que se desconectan en cada uno de los estados.

$P(x)$: En esta columna se presentan las probabilidades individuales de encontrar X MW fuera de servicio.

$P(X)$: En esta columna se presentan las probabilidades acumuladas de encontrar X o más MW fuera de servicio.

Estos parámetros se presentan cuando no se incluye plan de mantenimiento programado como se muestra en la figura A.7, por el contrario cuando en el cálculo se incluye plan de mantenimiento programado de las unidades, el número de tablas que se obtenga será igual al número de intervalos que se obtenga de dicho plan, como se muestra en la figura A.8. Por lo tanto en este caso además de disponer de los datos mencionados anteriormente se indica el número de COPT y el intervalo de tiempo en el que se aplicará dicha tabla al momento de determinar los índices de confiabilidad.



TABLA DE PROBABILIDADES DE CAPACIDADES DESCONECTADAS
Calculado

Estado	Cap out MW	p(x)
1	0	0.236395119117778
2	12	0.0241219509303855
3	20	0.105064497385679
4	24	0.000984569425730020
5	32	0.0107208670801713
6	36	2.00932535863269e-05
7	40	0.0175107495642798
8	44	0.000437586411435564
9	48	2.05033199860479e-07
10	50	0.0143269769162290
11	52	0.00178681118002856
12	56	8.93033492725642e-06
13	60	0.00129709339718723
14	62	0.00146193642002336
15	64	7.29310685725941e-05
16	68	9.11258666046574e-08
17	70	0.00636754529610176
18	72	0.000132356383705819
19	74	5.96708742866679e-05
20	76	0.0192990491334629
21	80	3.60307208400078e-05
22	82	0.000649749520010384
23	84	5.40230137574771e-06
24	86	1.21777294462588e-06
25	88	0.00196915403910447
26	90	0.00106125754935029
27	92	3.67656621405053e-06
28	94	2.65203885718524e-05

Figura A.7 Interfaz para presentar COPT sin plan de mantenimiento programado.

TABLA DE PROBABILIDADES DE CAPACIDADES DESCONECTADAS
Calculado

Interv. Desde a Horas

Estado	Cap out MW	p(x)
1	0	0.236395119117778
2	12	0.0241219509303855
3	20	0.105064497385679
4	24	0.000984569425730020
5	32	0.0107208670801713
6	36	2.00932535863269e-05
7	40	0.0175107495642798
8	44	0.000437586411435564
9	48	2.05033199860479e-07
10	50	0.0143269769162290
11	52	0.00178681118002856
12	56	8.93033492725642e-06
13	60	0.00129709339718723
14	62	0.00146193642002336
15	64	7.29310685725941e-05
16	68	9.11258666046574e-08
17	70	0.00636754529610176
18	72	0.000132356383705819
19	74	5.96708742866679e-05
20	76	0.0192990491334629
21	80	3.60307208400078e-05
22	82	0.000649749520010384
23	84	5.40230137574771e-06
24	86	1.21777294462588e-06
25	88	0.00196915403910447

1 de 32

Figura A.8 Interfaz para presentar COPTs cuando se incluye plan de mantenimiento programado.



Presentación de índices de confiabilidad para cada dato demanda.

Dentro de esta interfaz se presentan los índices de confiabilidad correspondientes a cada dato de demanda. Cabe indicar que los índices a presentar dependen del modelo de carga escogido como se explica a continuación.

Modelo de demanda máxima diaria: Cuando se utiliza este modelo únicamente se presenta el LOLP (Lost Of Load Probability) probabilidad de pérdida de carga para cada dato de demanda. (Figura A.9).

PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE CARGA (LOLP)	
	LOLP
1	0.00204132998891429
2	0.00758485413686220
3	0.00435881404369373
4	0.00319420200820875
5	0.00245404230493706
6	2.82765245878464e-05
7	1.28488177681771e-05
8	0.00362374378459355
9	0.0150956720342487
10	0.0119113243118822
11	0.00860002132144073
12	0.00519293948160767
13	7.33302392527101e-05
14	4.30358343662193e-05

Figura A.9 Interfaz para presentar el LOLP para cada dato de demanda máxima diaria.

Modelo de demanda horaria: Cuando el modelo utilizado es el de demanda horaria se presenta el LOEP (Lost Of Energy Probability) Figura A.10

PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE ENERGÍA (LOEP)

	LOEP	
1	7.91225951475739e-08	▲
2	1.46754086211451e-08	▬
3	3.42888816434848e-09	
4	1.99431559877353e-09	
5	1.99431559877353e-09	
6	3.42888816434848e-09	
7	1.37045869806883e-06	
8	7.11073466871862e-05	
9	0.000608802759812170	
10	0.000719688625622312	
11	0.000719688625622312	
12	0.000608802759812170	
13	0.000608802759812170	
14	0.000608802759812170	▼

Figura A.10 Interfaz para presentar el LOEP para cada dato de demanda horaria.

Para los dos casos ya expuestos, cuando se utiliza plan de mantenimiento programado se presenta una columna adicional que indica la COPT utilizada en el cálculo.

PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE CARGA (LOLP)

	LOLP	COPT	
1	0.00204132998891429	1	▲
2	0.00758485413686220	1	▬
3	0.00435881404369373	1	
4	0.00319420200820875	1	
5	0.00245404230493706	1	
6	2.82765245878464e-05	1	
7	1.28488177681771e-05	1	
8	0.00362374378459355	1	
9	0.0150956720342487	1	
10	0.0119113243118822	1	
11	0.00860002132144073	1	
12	0.00519293948160767	1	
13	7.33302392527101e-05	1	
14	4.30358343662193e-05	1	▼

Figura A.11 Bloque para presentar índices de confiabilidad con plan de mantenimiento programado de las unidades.

Finalmente cuando se considera la incertidumbre en el pronóstico de la demanda se presenta el LOLP que se obtiene para cada uno de los datos obtenidos para los intervalos de clase de correspondientes de la curva de distribución. Cabe recalcar que para encontrar el LOLE total, estos valores

deben ser multiplicados por la probabilidad correspondiente del intervalo de clase y luego se deben sumar.

PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE CARGA (LOLP)				
	LOLP(3)	LOLP(2)	LOLP(1)	
1	0.00533894256053817	0.00343428712765735	0.00262098024491783	0
2	0.0199780561088630	0.0137466388269905	0.0116078477836015	0
3	0.0134886005593905	0.0110062180377471	0.00749195263844578	0
4	0.0100242943066230	0.00740118848566732	0.00434087423900690	0
5	0.00659034907909260	0.00427167472508571	0.00302083099254762	0
6	0.000101723094487415	7.13129353486040e-05	4.60302697248342e-05	2.
7	5.88475729588896e-05	4.20919768472694e-05	2.11196258154614e-05	1.
8	0.0121712534095203	0.00933032471218680	0.00589747983221078	0
9	0.0444754296037611	0.0389449309367924	0.0259745486925526	
10	0.0389411138521281	0.0255524081747345	0.0150955026614270	
11	0.0248147852665449	0.0150114483934196	0.0118925919087983	0
12	0.0147308460374014	0.0116438460839579	0.00852383536659205	0
13	0.000319407592980008	0.000177736527168712	0.000109835471066453	7

Figura A.12 Bloque para presentar índices de confiabilidad con incertidumbre.

Modelo aproximado de demanda: Cuando se utiliza este modelo se presenta el LOLE o LOEE obtenido con cada segmento de recta. En la figura A.13 se presenta los datos correspondientes a una aproximación de la curva de DPLVC, donde se muestra el LOLE obtenido para cada uno de los cuatro segmentos de recta de la figura A.6

PÉRDIDA DE CARGA ESPERADA DE CADA RECTA (LOLE _r)	
	LOLE _r
1	0.659067353519471
2	0.670826665471279
3	0.0173350052664896
4	0.000262939960347217

Figura A.13 Bloque para presentar los índices correspondientes a cada recta.

Presentación de índices de confiabilidad de todo el sistema.

En este caso se establecen dos formas de presentación las cuales están relacionadas con el modelo de demanda utilizado. Cuando el modelo es la demanda máxima diaria, se presentan el LOLE y un parámetro adicional que es el tiempo total de análisis, como se muestra en la figura A.14

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA		
Calculado		
LOLE	<input type="text" value="1.36886"/>	d/T
LOEE	<input type="text"/>	<input type="text"/>
EIR	<input type="text"/>	
DATOS ADICIONALES		
ENERGÍA TOTAL	<input type="text"/>	<input type="text"/>
PERIODO(T)	<input type="text" value="364"/>	días

Figura A.14 Índices de confiabilidad para la demanda máxima diaria.

Cuando se utiliza la demanda horaria, se presentan los siguientes índices: HLOLE, LOEE, EIR y parámetros adicionales como son la Energía total y el periodo de análisis.

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA		
Calculado		
HLOLE	<input type="text" value="9.39136"/>	h/T
LOEE	<input type="text" value="1176.3"/>	MWh/T
EIR	<input type="text" value="0.999923"/>	
DATOS ADICIONALES		
ENERGÍA TOTAL	<input type="text" value="1.52971e+007"/>	MWh
PERIODO(T)	<input type="text" value="8736"/>	horas

Figura A.15 Índices de confiabilidad cuando el tiempo está dado en horas.

Guardar Información y Resultados

Para guardar la información o los resultados obtenidos, se debe seleccionar la opción “GUARDAR” de la barra de menús, con lo que se presentara el cuadro de dialogo mostrado en la figura A.16. En este cuadro se debe ingresar el nombre del documento con extensión “.xlsx o .xls” y el nombre de la hoja; luego se habilitaran las opciones que nos permitirán seleccionar los datos que queremos guardar.

Adicionalmente, se pueden copiar los resultados o datos ingresados seleccionando los datos dentro de la tabla, para esto coloque el cursor en el inicio del grupo que desea copiar y luego presione “Shift” y dirijase al fin del grupo que desea copiar, luego presione Ctrl+c

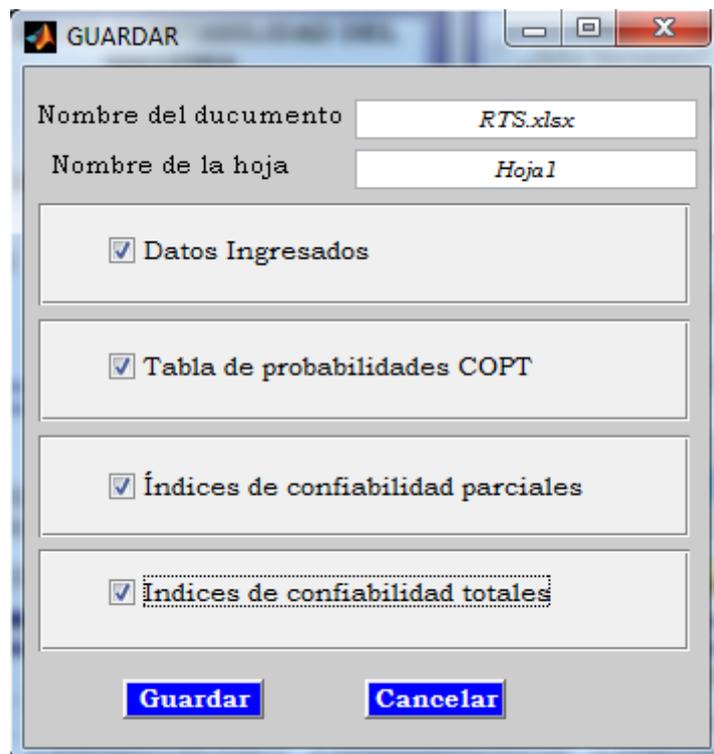


Figura A.15 Interfaz para guardar información y resultados seleccionados.



ANEXO B:

Información del Reliability Test System

B1.1

Tabla de capacidad de salida					
0-1 600 MW					
x	P(x)	x	P(x)	x	P(x)
0	1	420	0,186964	1 020	0,003624
12	0,763604	440	0,151403	1 040	0,003257
20	0,739482	460	0,137219	1 060	0,002857
24	0,634418	480	0,126819	1 080	0,002564
32	0,633433	500	0,122516	1 100	0,002353
36	0,622712	520	0,108057	1 120	0,002042
40	0,622692	540	0,101214	1 140	0,001889
44	0,605182	560	0,084166	1 160	0,001274
48	0,604744	580	0,075038	1 180	0,000925
50	0,604744	600	0,062113	1 200	0,000791
52	0,590417	620	0,054317	1 220	0,00069
56	0,58863	640	0,050955	1 240	0,000603
60	0,588621	660	0,047384	1 260	0,00049
80	0,55993	680	0,044769	1 280	0,00043
100	0,547601	700	0,042461	1 300	0,000401
120	0,512059	720	0,040081	1 320	0,000305
140	0,495694	740	0,038942	1 340	0,000257
160	0,450812	760	0,030935	1 360	0,000164
180	0,425072	780	0,026443	1 380	0,000122
200	0,381328	800	0,024719	1 400	0,000102
220	0,35599	820	0,018716	1 420	0,000084
240	0,346093	840	0,015467	1 440	0,000071
260	0,335747	860	0,013416	1 460	0,000056
280	0,328185	880	0,012136	1 480	0,000046
300	0,320654	900	0,011608	1 500	0,00004
320	0,314581	920	0,009621	1 520	0,000027
340	0,311752	940	0,008655	1 540	0,00002
360	0,283619	960	0,006495	1 560	0,000013
380	0,267902	980	0,005433	1 580	0,00001
400	0,261873	1 000	0,004341	1 600	0,000008

Tabla B1.1 Resultados de la tabla de probabilidades de capacidades desconectadas IEEE-RTS



B1.2

Tabla de capacidad de salida			
1 500-2 450 MW			
x	P(x)	x	P(x)
1 500	4,04E-05	2 000	7,25E-09
1 550	1,49E-05	2 050	2,95E-09
1 600	8,06E-06	2 100	8,43E-10
1 650	4,08E-06	2 150	3,06E-10
1 700	1,58E-06	2 200	9,27E-11
1 750	7,22E-07	2 250	2,32E-11
1 800	2,91E-07	2 300	7,97E-12
1 850	1,53E-07	2 350	1,66E-12
1 900	4,69E-08	2 400	4,70E-13
1 950	2,15E-08	2 450	1,05E-13

Tabla B1.2 Resultados de la tabla de probabilidades de capacidades desconectadas IEEE-RTS con incrementos de 50 MW entre estados.



B1.3

Día	Demanda máx. (MW)						
1	2284,73	41	1845,57	81	1989,07	121	2385,45
2	2456,70	42	1797,64	82	1947,63	122	2337,74
3	2407,57	43	2205,22	83	1595,40	123	2290,03
4	2358,43	44	2371,20	84	1553,96	124	2242,32
5	2309,30	45	2323,78	85	1865,95	125	1836,80
6	1891,66	46	2276,35	86	2006,40	126	1789,09
7	1842,53	47	2228,93	87	1966,27	127	2305,94
8	2385,45	48	1825,82	88	1926,14	128	2479,50
9	2565,00	49	1778,40	89	1886,02	129	2429,91
10	2513,70	50	2136,30	90	1544,93	130	2380,32
11	2462,40	51	2297,10	91	1504,80	131	2330,73
12	2411,10	52	2251,16	92	1987,88	132	1909,22
13	1975,05	53	2205,22	93	2137,50	133	1859,63
14	1923,75	54	2159,27	94	2094,75	134	2332,44
15	2327,14	55	1768,77	95	2052,00	135	2508,00
16	2502,30	56	1722,83	96	2009,25	136	2457,84
17	2452,25	57	1961,37	97	1645,88	137	2407,68
18	2402,21	58	2109,00	98	1603,13	138	2357,52
19	2352,16	59	2066,82	99	1911,01	139	1931,16
20	1926,77	60	2024,64	100	2054,85	140	1881,00
21	1876,73	61	1982,46	101	2013,75	141	2268,83
22	2210,52	62	1623,93	102	1972,66	142	2439,60
23	2376,90	63	1581,75	103	1931,56	143	2390,81
24	2329,36	64	1953,42	104	1582,23	144	2342,02
25	2281,82	65	2100,45	105	1541,14	145	2293,22
26	2234,29	66	2058,44	106	2120,40	146	1878,49
27	1830,21	67	2016,43	107	2280,00	147	1829,70
28	1782,68	68	1974,42	108	2234,40	148	2149,56
29	2332,44	69	1617,35	109	2188,80	149	2311,35
30	2508,00	70	1575,34	110	2143,20	150	2265,12
31	2457,84	71	1895,11	111	1755,60	151	2218,90
32	2407,68	72	2037,75	112	1710,00	152	2172,67
33	2357,52	73	1997,00	113	1998,48	153	1779,74
34	1931,16	74	1956,24	114	2148,90	154	1733,51
35	1881,00	75	1915,49	115	2105,92	155	2385,45
36	2229,07	76	1569,07	116	2062,94	156	2565,00
37	2396,85	77	1528,31	117	2019,97	157	2513,70
38	2348,91	78	1926,91	118	1654,65	158	2462,40
39	2300,98	79	2071,95	119	1611,68	159	2411,10
40	2253,04	80	2030,51	120	2218,47	160	1975,05

Tabla B1.3 Datos de demanda diaria en MW.



Día	Demanda máx. (MW)						
161	1923,75	201	2145,88	241	2027,72	281	1969,32
162	2350,99	202	1757,79	242	1986,34	282	2117,55
163	2527,95	203	1712,14	243	1944,95	283	2075,20
164	2477,39	204	2332,44	244	1593,21	284	2032,85
165	2426,83	205	2508,00	245	1551,83	285	1990,50
166	2376,27	206	2457,84	246	1868,60	286	1630,51
167	1946,52	207	2407,68	247	2009,25	287	1588,16
168	1895,96	208	2357,52	248	1969,07	288	1971,97
169	2374,85	209	1931,16	249	1928,88	289	2120,40
170	2553,60	210	1881,00	250	1888,70	290	2077,99
171	2502,53	211	1913,66	251	1547,12	291	2035,58
172	2451,46	212	2057,70	252	1506,94	292	1993,18
173	2400,38	213	2016,55	253	2067,39	293	1632,71
174	1966,27	214	1975,39	254	2223,00	294	1590,30
175	1915,20	215	1934,24	255	2178,54	295	2120,40
176	2282,08	216	1584,43	256	2134,08	296	2280,00
177	2453,85	217	1543,28	257	2089,62	297	2234,40
178	2404,77	218	2056,79	258	1711,71	298	2188,80
179	2355,70	219	2211,60	259	1667,25	299	2143,20
180	2306,62	220	2167,37	260	1842,10	300	1755,60
181	1889,46	221	2123,14	261	1980,75	301	1710,00
182	1840,39	222	2078,90	262	1941,14	302	2335,09
183	2001,13	223	1702,93	263	1901,52	303	2510,85
184	2151,75	224	1658,70	264	1861,91	304	2460,63
185	2108,72	225	2120,40	265	1525,18	305	2410,42
186	2065,68	226	2280,00	266	1485,56	306	2360,20
187	2022,65	227	2234,40	267	1918,96	307	1933,35
188	1656,85	228	2188,80	268	2063,40	308	1883,14
189	1613,81	229	2143,20	269	2022,13	309	2345,69
190	2162,81	230	1755,60	270	1980,86	310	2522,25
191	2325,60	231	1710,00	271	1939,60	311	2471,81
192	2279,09	232	1932,21	272	1588,82	312	2421,36
193	2232,58	233	2077,65	273	1547,55	313	2370,92
194	2186,06	234	2036,10	274	1918,96	314	1942,13
195	1790,71	235	1994,54	275	2063,40	315	1891,69
196	1744,20	236	1952,99	276	2022,13	316	2409,30
197	2123,05	237	1599,79	277	1980,86	317	2590,65
198	2282,85	238	1558,24	278	1939,60	318	2538,84
199	2237,19	239	1924,26	279	1588,82	319	2487,02
200	2191,54	240	2069,10	280	1547,55	320	2435,21

Tabla B1.3 Continuación



Día	Demanda máx. (MW)						
321	1994,80	332	2485,77	343	2013,53	354	2736,00
322	1942,99	333	2435,04	344	2570,99	355	2679,00
323	2491,47	334	2384,31	345	2764,50	356	2194,50
324	2679,00	335	1953,11	346	2709,21	357	2137,50
325	2625,42	336	1902,38	347	2653,92	358	2523,28
326	2571,84	337	2496,77	348	2598,63	359	2713,20
327	2518,26	338	2684,70	349	2128,67	360	2658,94
328	2062,83	339	2631,01	350	2073,38	361	2604,67
329	2009,25	340	2577,31	351	2650,50	362	2550,41
330	2358,95	341	2523,62	352	2850,00	363	2089,16
331	2536,50	342	2067,22	353	2793,00	364	2034,90

Tabla B1.3 Continuación



B1.4

PLAN DE MANTENIMIENTO ANUAL									
Central	Unidad	MW	H. Finalización	H. Inicio	Central	Unidad	MW	H. Finalización	H. Inicio
1	1	12	1 680	1 344	4	2	76	2 856	2 352
1	2	12	4 536	4 200	4	3	76	5 376	4 872
1	3	12	5 712	5 376	4	4	76	6 048	5 544
1	4	12	6 552	6 216	5	1	100	3 696	3 192
1	5	12	7 056	6 720	5	2	100	4 872	4 368
2	1	20	1 680	1 344	5	3	100	7 224	6 720
2	2	20	2 184	1 848	6	1	155	1 512	840
2	3	20	2 184	1 848	6	2	155	2 352	1 680
2	4	20	5 712	5 376	6	3	155	4 872	4 200
3	1	50	2 856	2 520	6	4	155	6 552	5 880
3	2	50	3 696	3 360	7	1	197	1 848	1 176
3	3	50	4 704	4 368	7	2	197	3 024	2 352
3	4	50	5 376	5 040	7	3	197	7 224	6 552
3	5	50	6 552	6 216	8	1	350	5 880	5 040
3	6	50	7 056	6 720	9	1	400	2 520	1 512
4	1	76	840	336	9	2	400	6 720	5 712

Tabla B1.4 Plan de mantenimiento anual del sistema de generación.



ANEXO C:

Base de datos del sistema de generación ecuatoriano

C1.1

Empresa	Central	Unidad	Tipo de unidad	Potencia nominal MW	Potencia efectiva MW	FOR (%)	Condición operativa		
							2007	2008	2009
CELEC- ELECTROGUAYAS	Enrique García	TG-5	T. turbogas	102	93	6,99	D	N.O.	D
	Gonzalo Zeballos	TG-4	T. turbogas	26,27	20	10,02	N.O.	N.O.	D
	Gonzalo Zeballos	TV-2	T. turbovapor	73	73	8,76	D.	D.	D.
	Gonzalo Zeballos	TV-3	T. turbovapor	73	73	8,76	D.	D.	D.
	Trinitaria	TV-1	T. turbovapor	133	133	11,74	D.	D.	D.
	Pascuales II	TM1	T. turbogas	22,8	20,5	10,02	N.I.	N.I.	N.O.
	Pascuales II	TM2	T. turbogas	22,8	21	10,02	N.I.	N.I.	N.O.
	Pascuales II	TM3	T. turbogas	22,8	20,5	10,02	N.I.	N.I.	N.O.
	Pascuales II	TM4	T. turbogas	22,8	21,5	10,02	N.I.	N.I.	N.O.
	Pascuales II	TM5	T. turbogas	22,8	20,5	10,02	N.I.	N.I.	N.O.
	Pascuales II	TM6	T. turbogas	22,8	20	10,02	N.I.	N.I.	N.O.
CELEC - HIDROAGOYÁN	Agoyán	U1	Hidráulica	80	78	4,04	D.	D.	D.
	Agoyán	U2	Hidráulica	80	78	4,04	D.	D.	D.
	Pucara	U1	Hidráulica	36,5	35	4,04	D.	D.	D.
	Pucara	U2	Hidráulica	36,5	35	4,04	D.	D.	D.
CELEC - HIDROPAUTE	Paute	1	Hidráulica	100	100	4,04	D	D	D
	Paute	2	Hidráulica	100	100	4,04	D	D	D
	Paute	3	Hidráulica	100	100	4,04	D	D	D
	Paute	4	Hidráulica	100	100	4,04	D	D	D
	Paute	5	Hidráulica	100	100	4,04	D	D	D
	Paute	6	Hidráulica	115	115	4,04	D	D	D
	Paute	7	Hidráulica	115	115	4,04	D	D	D
	Paute	8	Hidráulica	115	115	4,04	D	D	D
	Paute	9	Hidráulica	115	115	4,04	D	D	D
	Paute	10	Hidráulica	115	115	4,04	D	D	D
CELEC - TERMOESMERALDAS	Termoesmeraldas	CTE	T. turbovapor	132,5	131	11,74	D.	D.	D.

Tabla C1.1 Condiciones operativas y factores de planta de las unidades de generación



Empresa	Central	Unidad	Tipo de unidad	Potencia nominal MW	Potencia efectiva MW	FOR (%)	Condición operativa		
							2007	2008	2009
CELEC - TERMOPICHINCHA	Guangopolo	U1	Térmica MCI	5,2	5,1	12,97	D.	D.	D.
	Guangopolo	U2	Térmica MCI	5,2	5,1	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Guangopolo	U3	Térmica MCI	5,2	5,1	12,97	D.	D.	D.
	Guangopolo	U4	Térmica MCI	5,2	5,1	12,97	D.	D.	D.
	Guangopolo	U5	Térmica MCI	5,2	5,1	12,97	D.	N.O.	N.O.
	Guangopolo	U6	Térmica MCI	5,2	5,1	12,97	D.	D.	D.
	Guangopolo	U7	Térmica MCI	1,92	1,4	12,97	D.	D.	D.
	La Propicia	U1	Térmica MCI	4,42	3,6	12,97	D.	D.	D.
	La Propicia	U2	Térmica MCI	4,42	3,6	12,97	D.	D.	N.O.
	Miraflores	1	Térmica MCI	3,4	2	12,97	D.	N.C.	N.O.
	Miraflores	2	Térmica MCI	3,4	2	12,97	D.	N.C.	N.O.
	Miraflores	3	Térmica MCI	3,4	2	12,97	N.O.	N.C.	N.O.
	Miraflores	4	Térmica MCI	3,4	2	12,97	D.	N.O.	N.O.
	Miraflores	7	Térmica MCI	2,5	2	12,97	N.O.	N.O.	D.
	Miraflores	8	Térmica MCI	2,5	2	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Miraflores	9	Térmica MCI	2,5	2	12,97	D.	N.O.	D.
	Miraflores	10	Térmica MCI	2,5	2	12,97	D.	N.O.	D.
	Miraflores	11	Térmica MCI	6	5	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Miraflores	12	Térmica MCI	6	5	12,97	D.	D.	D.
	Miraflores	13	Térmica MCI	2,5	2	12,97	D.	N.O.	D.
	Miraflores	14	Térmica MCI	2,5	2	12,97	D.	N.O.	D.
	Miraflores	16	Térmica MCI	2,5	2	12,97	N.O.	N.O.	D.
	Miraflores	18	Térmica MCI	2,5	2	12,97	N.O.	N.O.	D.
	Miraflores	22	Térmica MCI	2,5	2	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Miraflores	15	Térmica MCI	2,5	1,9	12,97	D.	D.	I.
	Miraflores	TG1	Térmica MCI	22,8	19	12,97	N.I.	N.I.	D.
	Santa Rosa	TG1	T. turbo gas	17,1	17	16,67	D.	D.	D.
	Santa Rosa	TG2	T. turbo gas	17,1	17	16,67	D.	D.	D.
	Santa Rosa	TG3	T. turbo gas	17,1	17	16,67	D.	N.O.	N.O.
	Pedernales	15	Térmica MCI	2,5	2	12,97	N.I.	N.I.	D.
	Power bargue II	PB-1	Térmica MCI	12,5	10,5	12,97	N.I.	N.I.	D.
	Power bargue II	PB-2	Térmica MCI	12,5	10,5	12,97	N.I.	N.I.	D.
Power bargue II	PB-3	Térmica MCI	12,5	10,5	12,97	N.I.	N.I.	D.	
Power bargue II	PB-4	Térmica MCI	12,5	10,5	12,97	N.I.	N.I.	D.	

Tabla C1.1 Continuación



Empresa	Central	Unidad	Tipo de unidad	Potencia nominal MW	Potencia efectiva MW	FOR (%)	Condición operativa		
							2007	2008	2009
ELECAUSTRO S.A.	Saucay	G1	Hidráulica	4	4	7,87	D.	D.	D.
	Saucay	G2	Hidráulica	4	4	5,35	D.	D.	D.
	Saucay	G3	Hidráulica	8	8	48,74	D.	D.	D.
	Saucay	G4	Hidráulica	8	8	4,24	D.	D.	D.
	Saymirin	G1	Hidráulica	1,26	1,26	0,34	D.	D.	D.
	Saymirin	G2	Hidráulica	1,26	1,26	0,42	D.	D.	D.
	Saymirin	G3	Hidráulica	1,96	1,96	0,27	D.	D.	D.
	Saymirin	G4	Hidráulica	1,96	1,96	0,26	D.	D.	D.
	Saymirin	G5	Hidráulica	4	4	0,62	D.	D.	D.
	Saymirin	G6	Hidráulica	4	4	0,53	D.	D.	D.
	El Descanso	G1	Térmica MCI	4.8	4,3	7,87	D.	D.	D.
	El Descanso	G2	Térmica MCI	4.8	4,3	5,35	D.	D.	D.
	El Descanso	G3	Térmica MCI	4.8	4,3	48,74	D.	N.O.	D.
	El Descanso	G4	Térmica MCI	4.8	4,3	4,24	D.	D.	D.
	Monay	G1	Térmica MCI	1,5	1,1	12,97	D.	D.	D.
	Monay	G2	Térmica MCI	1,5	1,1	12,97	D.	D.	D.
	Monay	G3	Térmica MCI	1,5	1,1	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Monay	G4	Térmica MCI	2,38	0,9	12,97	D.	D.	D.
	Monay	G5	Térmica MCI	2,38	1,1	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Monay	G6	Térmica MCI	2,38	0,9	12,97	D.	D.	D.
MACHAL POWER	Machala power	A	T. turbo gas	70	66,7	6,99	D.	D.	D.
	Machala power	B	T. turbo gas	70	67	6,99	D.	D.	D.
TERMOGUAYAS S.A.	Termoguayas	U1	Térmica MCI	20	20	12,97	D.	D.	D.
	Termoguayas	U2	Térmica MCI	40	40	12,97	D.	D.	D.
	Termoguayas	U3	Térmica MCI	40	40	12,97	D.	D.	D.
	Termoguayas	U4	Térmica MCI	50	5	12,97	D.	N.O.	N.O.
ELECTROQUIL S.A.	Electroquil	U1	T. turbo gas	45	45	10,02	D.	D.	D.
	Electroquil	U2	T. turbo gas	46	46	10,02	D.	D.	D.
	Electroquil	U3	T. turbo gas	45	45	10,02	D.	D.	D.
	Electroquil	U4	T. turbo gas	45	45	10,02	D.	D.	D.
ECOLUZ	Loreto-Ex Inecel	Loreto	Hidráulica	2,3	2,11	7,73	D.	D.	D.
EMAAP-Q	El Carmen	U1	Hidráulica	8,4	8,2	7,73	D.	D.	D.
GENEROCA S.A.	Generoca	U1	Térmica MCI	4,7	4,2	12,97	D.	D.	D.
	Generoca	U2	Térmica MCI	4,7	4,2	12,97	D.	D.	D.
	Generoca	U3	Térmica MCI	4,7	4,67	12,97	D.	D.	D.
	Generoca	U4	Térmica MCI	4,7	4,46	12,97	D.	D.	D.
	Generoca	U5	Térmica MCI	4,7	4,2	12,97	D.	D.	D.
	Generoca	U6	Térmica MCI	4,7	4,2	12,97	D.	D.	D.
	Generoca	U7	Térmica MCI	4,7	4,2	12,97	D.	D.	N.O.
	Generoca	U8	Térmica MCI	4,7	4,2	12,97	D.	D.	D.

Tabla C1.1 Continuación



Empresa	Central	Unidad	Tipo de unidad	Potencia nominal MW	Potencia efectiva MW	FOR (%)	Condición operativa		
							2007	2008	2009
HIDRONACIÓN S.A.	Marcel Laniado	U1	Hidráulica	71	71	4,04	D.	D.	D.
	Marcel Laniado	U2	Hidráulica	71	71	4,04	D.	D.	D.
	Marcel Laniado	U3	Hidráulica	71	71	4,04	D.	D.	D.
HIDROPAZTAZA	San francisco	U1	Hidráulica	115	108	4,04	D.	D.	D.
	San francisco	U2	Hidráulica	115	108	4,04	D.	D.	D.
HIDROSIBIMBE S.A.	Sibimbe	U1	Hidráulica	8	7,25	7,73	D.	D.	D.
	Sibimbe	U2	Hidráulica	8	7,25	7,73	D.	D.	D.
	Urvavia	U1	Hidráulica	0,5	0,46	7,73	N.I.	N.I.	D.
	Urvavia	U2	Hidráulica	0,5	0,46	7,73	N.I.	N.I.	D.
INTERVISA S.A.	Victoria II	Victoria II	T. turbo gas	105	102	6,99	D.	D.	D.
ULYSEAS	Power Bague I	PB1	Térmica MCI	30	27,5	12,97	No operó	No operó	No operó
EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO	Batán	G1	Térmica MCI	1,355	-	12,97	N.C.	N.O.	N.O.
	Batán	G2	Térmica MCI	1,355	-	12,97	N.C.	N.O.	N.O.
	Batán	G3	Térmica MCI	1,355	-	12,97	N.C.	N.O.	N.O.
	Batán	G4	Térmica MCI	1,355	-	12,97	N.C.	N.O.	N.O.
	Lligua	G1	Térmica MCI	2,5	1,8	12,97	D.	D.	D.
	Lligua	G2	Térmica MCI	2,5	1,5	12,97	D.	D.	D.
	Península	G1	Hidráulica	0,5	0,5	7,73	D.	D.	D.
	Península	G2	Hidráulica	0,5	0,5	7,73	D.	D.	D.
	Península	G3	Hidráulica	0,5	0,4	7,73	D.	D.	D.
	Península	G4	Hidráulica	1,5	1,5	7,73	D.	D.	D.
CNEL - BOLIVAR	Guaranda	U1	Térmica MCI	0,56	0,45	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Guaranda	U2	Térmica MCI	1,1	0,88	12,97	N.C.	N.O.	N.O.
	Chimbo	U1	Hidráulica	0,563	0,45	7,73	D.	D.	N.O.
	Chimbo	U2	Hidráulica	1,1	0,88	7,73	D.	D.	D.
	Chimbo	U3	Hidráulica	0,24	0,2	7,73	N.I.	N.O.	N.O.
	Chimbo	U4	Hidráulica	0,24	0,2	7,73	N.I.	N.I.	N.O.
	Chimbo	U5	Hidráulica	0,24	0,2	7,73	N.I.	N.I.	N.O.

Tabla C1.1 Continuación



Empresa	Central	Unidad	Tipo de unidad	Potencia nominal MW	Potencia efectiva MW	FOR (%)	Condición operativa		
							2007	2008	2009
CNEL- LOS RIOS	Centro Industrial	U1	Térmica MCI	2,865	2,4	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Centro Industrial	U2	Térmica MCI	2,865	2,42	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Centro Industrial	U3	Térmica MCI	2,865	2,5	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Centro Industrial	U4	Térmica MCI	2,865	2,45	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
CNEL - MILAGRO	Milagro	3	Térmica MCI	2,5	1,5	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Milagro	4	Térmica MCI	2,5	1,5	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Milagro	5	Térmica MCI	2,5	1,8	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Milagro	6	Térmica MCI	2,5	1,8	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Milagro	7	Térmica MCI	2,5	1,8	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Milagro	8	Térmica MCI	2,5	1,8	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
CNEL - SANTA ELENA	Posorja	G1005	Térmica MCI	2,84	2	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	La libertad	U1	Térmica MCI	2,6	2,2	12,97	D.	N.O.	N.O.
	La libertad	U10	Térmica MCI	2,6	2	12,97	D.	N.O.	N.O.
	La libertad	U11	Térmica MCI	2,6	-	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	La libertad	U12	Térmica MCI	2,6	-	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	La libertad	U3	Térmica MCI	0,6	-	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	La libertad	U4	Térmica MCI	0,6	-	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	La libertad	U5	Térmica MCI	1,14	-	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	La libertad	U6	Térmica MCI	2,84	-	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	La libertad	U7	Térmica MCI	2,84	-	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	La libertad	U8	Térmica MCI	4,44	-	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	La libertad	U9	Térmica MCI	4,44	2	12,97	D.	N.O.	N.O.
	Playas	G-1003	Térmica MCI	0,602	0,3	12,97	N.C.	N.O.	N.O.
	Playas	G-1004	Térmica MCI	1,2	0,5	12,97	N.C.	N.O.	N.O.
ELECTRICA DE GUAYAQUIL	Anibal Santos (Gas)	G1-GAS	T. Turbogas	22,65	20	10,02	D.	D.	D.
	Anibal Santos (Gas)	G2-GAS	T. Turbogas	22,3	20	10,02	D.	D.	D.
	Anibal Santos (Gas)	G3-GAS	T. Turbogas	15	14	16,67	D.	D.	D.
	Anibal Santos (Gas)	G5-GAS	T. Turbogas	23,7	18	10,02	D.	D.	D.
	Anibal Santos (Gas)	G6-GAS	T. Turbogas	23,12	19	10,02	D.	D.	D.
	Anibal Santos (Gas)	V1-CAS	T. turbovapor	34,5	33	8,76	D.	D.	D.
	Álvaro Tinajero	G1-CAT	T. Turbogas	54	46,5	6,99	D.	D.	D.
	Álvaro Tinajero	G2-CAT	T. Turbogas	40,8	35	10,02	D.	D.	D.

Tabla C1.1 Continuación



Empresa	Central	Unidad	Tipo de unidad	Potencia nominal MW	Potencia efectiva MW	FOR (%)	Condición operativa		
							2007	2008	2009
EMPRESA ELECTRICA NORTE	Ambi	G1	Hidráulica	4	4	7,73	D.	D.	D.
	Ambi	G2	Hidráulica	4	4	7,73	D.	D.	D.
	La playa	G1	Hidráulica	0,44	0,44	7,73	D.	N.O.	D.
	La playa	G2	Hidráulica	0,44	0,44	7,73	D.	N.O.	D.
	La playa	G3	Hidráulica	0,44	0,44	7,73	D.	N.O.	D.
	San Gabriel	G1	Hidráulica	0,23	0,2	7,73	N.O.	N.O.	N.O.
	San Miguel de Car	G1	Hidráulica	2,95	2,95	7,73	D.	D.	D.
	San Francisco Norte	G1	Térmica MCI	2,5	1,8	12,97	D.	D.	D.
EMPRESA ELECTRICA DEL SUR	Carlos Mora	U1	Hidráulica	0,6	0,6	7,73	D.	D.	D.
	Carlos Mora	U2	Hidráulica	0,6	0,6	7,73	D.	D.	D.
	Carlos Mora	U3	Hidráulica	1,2	1,2	7,73	D.	D.	D.
	Catamayo	U1	Térmica MCI	1,8	-	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Catamayo	U10	Térmica MCI	2,5	2,2	12,97	D.	D.	D.
	Catamayo	U2	Térmica MCI	1,28	1	12,97	D.	D.	D.
	Catamayo	U3	Térmica MCI	0,766	-	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Catamayo	U4	Térmica MCI	1,575	1,3	12,97	D.	D.	D.
	Catamayo	U5	Térmica MCI	1,575	1,3	12,97	N.O.	D.	D.
	Catamayo	U6	Térmica MCI	2,88	2,5	12,97	D.	D.	N.O.
	Catamayo	U7	Térmica MCI	2,88	2,5	12,97	D.	N.O.	D.
	Catamayo	U8	Térmica MCI	2,5	2,4	12,97	D.	D.	D.
	Catamayo	U9	Térmica MCI	2,5	2,2	12,97	D.	D.	D.
EMPRESA ELECTRICA CENTRO SUR	Macas	ALLEN # 1	Térmica MCI	1,14	0,6	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Macas	ALLEN # 2	Térmica MCI	1,14	0,6	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
	Macas	General	Térmica MCI	2,5	1,5	12,97	N.O.	N.O.	N.O.
CNEL - EL ORO	Machala	G.M. # 4	Térmica MCI	2,5	2	12,97	D.	D.	D.
	Machala	G.M. # 5	Térmica MCI	2,5	2	12,97	D.	D.	D.
	Collin Lockett	Crossley #3	Térmica MCI	5,45	4,6	12,97	D.	D.	N.O.
	Collin Lockett	Crossley #4	Térmica MCI	5,45	4,3	12,97	D.	D.	N.O.

Tabla C1.1 Continuación



Empresa	Central	Unidad	Tipo de unidad	Potencia nominal MW	Potencia efectiva MW	FOR (%)	Condición operativa		
							2007	2008	2009
EMPRESA ELECTRICA COTOPAXI	Illuichi No.1	Grupo 1	Hidráulica	0,697	0,6	7,73	D.	D.	D.
	Illuichi No.2	Grupo 2	Hidráulica	0,697	0,6	7,73	D.	D.	D.
	Illuichi No.3	Grupo 3	Hidráulica	1,4	1,4	7,73	D.	D.	D.
	Illuichi No. 4	Grupo 4	Hidráulica	1,4	1,4	7,73	D.	D.	D.
	Illuichi No 2	Grupo 1	Hidráulica	2,6	2,6	7,73	D.	D.	D.
	Illuichi No 3	Grupo 2	Hidráulica	2,6	2,6	7,73	D.	D.	D.
EMPRESA ELECTRICA QUITO	Cumbaya	U1	Hidráulica	10	10	7,73	D.	D.	D.
	Cumbaya	U2	Hidráulica	10	10	7,73	D.	D.	D.
	Cumbaya	U3	Hidráulica	10	10	7,73	D.	D.	D.
	Cumbaya	U4	Hidráulica	10	10	7,73	D.	D.	D.
	G. Hernández	U1	Térmica MCI	5,72	5,72	12,97	N.O.	N.O.	D.
	G. Hernández	U2	Térmica MCI	5,72	5,72	12,97	D.	D.	D.
	G. Hernández	U3	Térmica MCI	5,72	5,72	12,97	D.	D.	D.
	G. Hernández	U4	Térmica MCI	5,72	5,72	12,97	D.	D.	D.
	G. Hernández	U5	Térmica MCI	5,72	5,72	12,97	D.	D.	D.
	G. Hernández	U6	Térmica MCI	5,72	5,72	12,97	D.	D.	D.
	Luluncoto	U1	Térmica MCI	3,0248	3,02	12,97	D.	D.	D.
	Luluncoto	U2	Térmica MCI	3,0248	3,02	12,97	N.C.	N.O.	N.O.
	Luluncoto	U3	Térmica MCI	3,0248	3,02	12,97	N.C.	N.O.	D.
	Luluncoto	U4	Térmica MCI	3,0248	3,02	12,97	N.I.	N.O.	N.O.
	Nayón	U1	Hidráulica	14,85	14,85	7,73	D.	D.	D.
	Nayón	U2	Hidráulica	14,85	14,85	7,73	D.	D.	D.
	Pasochoa	U1	Hidráulica	2,25	2,25	7,73	D.	D.	D.
	Pasochoa	U2	Hidráulica	2,25	2,25	7,73	D.	D.	N.O.
	Los chillos	U1	Hidráulica	0,88	0,88	7,73	D.	D.	D.
	Los chillos	U2	Hidráulica	0,88	0,88	7,73	D.	D.	D.
	Guangopolo	U1	Hidráulica	2	2	7,73	D.	D.	D.
Guangopolo	U2	Hidráulica	2	2	7,73	D.	D.	D.	
Guangopolo	U3	Hidráulica	1,7	1,7	7,73	D.	D.	D.	
Guangopolo	U4	Hidráulica	1,7	1,7	7,73	D.	D.	D.	
Guangopolo	U5	Hidráulica	2	2	7,73	D.	D.	D.	
Guangopolo	U6	Hidráulica	11,52	11,52	7,73	D.	D.	D.	

Tabla C1.1 Continuación



Empresa	Central	Unidad	Tipo de unidad	Potencia nominal MW	Potencia efectiva MW	FOR (%)	Condición operativa		
							2007	2008	2009
EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA	Aláo	Grupo 1	Hidráulica	2,6	2,5	7,73	D.	D.	D.
	Aláo	Grupo 2	Hidráulica	2,6	2,5	7,73	N.O.	D.	D.
	Aláo	Grupo 3	Hidráulica	2,6	2,5	7,73	D.	D.	D.
	Aláo	Grupo 4	Hidráulica	2,6	2,5	7,73	D.	D.	D.
	Rio Blanco	Única	Hidráulica	3,125	3	7,73	D.	D.	D.
	Riobamba	Única	Térmica MCI	2,5	2	12,97	D.	D.	D.
AGUA Y GAS DE SILLUNCHI	Sillunchi 1	U-100	Hidráulica	0,1	0,1	7,73	D.	D.	D.
	Sillunchi 2	U-304	Hidráulica	0,3	0,3	7,73	D.	D.	D.
C. PROVINCIAL TUNGURAGUA	Tilivi	U1	Hidráulica	0,11	0,11	7,73	N.C.	N.C.	D.
ECOELECTRIC S.A.	Ecoelectric	Turbo # 5	T. Turbovapor	3	2,2	8,76	D.	D.	D.
	Ecoelectric	Turbo # 6	T. Turbovapor	6	5,5	8,76	D.	D.	D.
	Ecoelectric	Turbo # 7	T. Turbovapor	27,5	27,5	8,76	N.I.	D.	D.
ECOLUZ	Papallacta	G1	Hidráulica	2,19	1,95	7,73	D.	D.	D.
	Papallacta	G2	Hidráulica	4,44	4,25	7,73	D.	D.	D.
ECUDOS S.A.	Ecudos A-G	TGE-1	T. Turbovapor	3	3	8,76	D.	D.	D.
	Ecudos A-G	TGE-2	T. Turbovapor	3	3	8,76	D.	D.	D.
	Ecudos A-G	TGE-3	T. Turbovapor	7	6	8,76	D.	D.	D.
	Ecudos A-G	TGE-4	T. Turbovapor	16,8	16,8	8,76	D.	D.	D.
ELECTROANDINA	Espejo	U1	Hidráulica	0,3	0,23	7,73	N.I.	N.O.	D.
	Espejo	U2	Hidráulica	0,2	0,16	7,73	N.I.	N.O.	D.
	Otavalo	U1	Hidráulica	0,4	0,4	7,73	N.I.	N.O.	D.
EMAAP-Q	Noroccidente	N1	Hidráulica	0,24	0,24	7,73	D.	D.	D.
	Recuperadora	N1	Hidráulica	14,7	14,5	7,73	D.	D.	D.
ENERMAX	Calope	U1	Hidráulica	8,58	8,58	7,73	D.	D.	D.
	Calope	U2	Hidráulica	8,58	8,58	7,73	D.	D.	D.
FAMI PRODUCT	Lasso	U1	Térmica MCI	3,75	3,4	12,97	N.C.	N.O.	N.O.

Tabla C1.1 Continuación



Empresa	Central	Unidad	Tipo de unidad	Potencia nominal MW	Potencia efectiva MW	FOR (%)	Condición operativa		
							2007	2008	2009
HIDROABANICO	Hidroabanico	U1	Hidráulica	7,69	7,55	7,73	D.	D.	D.
	Hidroabanico	U2	Hidráulica	7,69	7,55	7,73	D.	D.	D.
	Hidroabanico	U3	Hidráulica	7,69	7,63	7,73	D.	D.	D.
	Hidroabanico	U4	Hidráulica	7,69	7,63	7,73	D.	D.	D.
	Hidroabanico	U5	Hidráulica	7,69	7,63	7,73	D.	D.	D.
HIDROIMBABURA	Atuntaqui	U1	Hidráulica	0,2	0,16	7,73	D.	D.	D.
	Atuntaqui	U2	Hidráulica	0,2	0,16	7,73	D.	D.	D.
	Cotacachi	U1	Hidráulica	0,2	0,16	7,73	D.	D.	D.
	Cotacachi	U2	Hidráulica	0,24	0,19	7,73	D.	D.	D.
I.M. MEJIA	La calera	U1	Hidráulica	0,5	0,45	7,73	D.	D.	N.O.
	La calera	U2	Hidráulica	0,5	0,45	7,73	D.	D.	N.O.
	La calera	U3	Hidráulica	1	0,9	7,73	D.	D.	D.
LA INTERNACIONAL	Vindobona	U1	Hidráulica	1,5	1,4	7,73	D.	D.	D.
	Vindobona	U2	Hidráulica	1,5	1,43	7,73	D.	D.	D.
LA FARGE	Selva Alegre	U1	Térmica MCI	4,17	3,3	12,97	D.	D.	D.
	Selva Alegre	U2	Térmica MCI	4,17	3,3	12,97	D.	D.	D.
	Selva Alegre	U3	Térmica MCI	4,17	3,3	12,97	D.	D.	D.
	Selva Alegre	U4	Térmica MCI	3,85	3,3	12,97	D.	D.	D.
	Selva Alegre	U5	Térmica MCI	5,56	4,7	12,97	N.I.	N.I.	D.
	Selva Alegre	U6	Térmica MCI	5,56	4,7	12,97	N.I.	N.I.	D.
	Selva Alegre	U7	Térmica MCI	5,56	4,7	12,97	N.I.	N.I.	D.
MANAGERACIÓN	La esperanza	U1	Hidráulica	3	3	7,73	D.	D.	N.O.
	La esperanza	U2	Hidráulica	3	3	7,73	D.	D.	N.O.
	Poza Honda	U1	Hidráulica	1,5	1,5	7,73	D.	D.	N.O.
	Poza Honda	U2	Hidráulica	1,5	1,5	7,73	D.	D.	N.O.
MOLINOS LA UNION	Geppert	Geppert	Hidráulica	1,57	1,3	7,73	D.	D.	D.
	Kohler	Kholer	Térmica MCI	1,6	1,4	12,97	D.	N.O.	N.O.
PERLABI S.A.	Perlabi	U1	Hidráulica	2,79	2,5	7,73	D.	D.	D.
SOCIEDAD SAN CARLOS	San Carlos	Turbo 1	T. Turbovapor	3	2,4	8,76	D.	D.	N.O.
	San Carlos	Turbo 2	T. Turbovapor	4	3,2	8,76	D.	D.	N.O.
	San Carlos	Turbo 3	T Turbovapor	16	12,8	8,76	D.	D.	D.
	San Carlos	Turbo 4	T. Turbovapor	12	9,6	8,76	D.	D.	D.

Tabla C1.1 Continuación



C1.2

Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
PUCARÁ	1	36,5	3 720	2 520	208	198	2 976	1 536	3 816	3 600
	1	36,5	4113,5	4 111	3 096	1 656	6 240	6 192	6 504	6 456
	1	36,5	6298,5	6 296	5936,5	5 934	8 232	8 184	8 184	8 136
	2	36,5	8505,5	8 503	8048,5	8 046	1 392	1 344	2 952	1 512
	2	36,5	2 016	1 848	208	198	3 336	3 120	6 552	6 504
	2	36,5	4113,5	4 111	3 384	3 192	6 288	6 240	8 232	8 184
	2	36,5	6298,5	6 296	5936,5	5 934	8 280	8 232	0	0
	2	36,5	8505,5	8 503	8456,5	8 454	0	0	0	0
AGOYÁN	1	80	1 320	1 176	1 296	1 152	360	192	336	168
	1	80	3 696	3 528	3 792	3 624	2 928	2 784	2 568	2 424
	1	80	6 144	6 000	5 496	5 352	4 416	4 248	4 536	4 368
	1	80	8 400	8 232	8 040	7 872	7 632	7 488	8 760	7 248
	2	80	1 176	1 008	1 152	984	360	192	336	168
	2	80	3 696	3 528	3 792	3 624	2 784	2 616	2 352	2 184
	2	80	6 000	5 832	5 352	5 184	4 416	4 248	4 536	4 368
	2	80	8 400	8 232	8 040	7 872	7 488	7 320	7 224	7 056
SAN FRANCISCO	1	115	0	0	1 296	1 152	360	192	336	168
	1	115	0	0	3 792	3 624	2 928	2 784	4 536	1 080
	1	115	0	0	5 496	5 352	5 832	3 624	8 760	7 248
	1	115	0	0	8 040	7 872	7 632	7 488	0	0
	2	115	0	0	1 152	984	360	192	336	168
	2	115	0	0	3 792	3 624	2 784	2 616	4 536	1 080
	2	115	0	0	5 352	5 184	5 832	3624	6 216	6 048
	2	115	0	0	8 040	7 872	7 488	7 320	7 224	7 056
PAUTE	1	100	303,5	294	231,5	222	39,5	30	63,5	54
	1	100	1425,5	1 416	1767,5	1 758	1191,5	1 182	1527,5	1 518
	1	100	3 370	3 288	3178	3 096	2650	2 568	3 091	3 024
	1	100	4455,5	4 446	4455,5	4 446	3951,5	3 942	4599,5	4 590
	1	100	6183,5	6 174	5943,5	5 934	5415,5	5 406	6063,5	6 054
	1	100	7 570	7 344	7 546	7 320	6658	6 432	0	0
	1	100	0	0	0	0	7959,5	7 950	0	0
	2	100	874	792	322	240	1282	1 200	39,5	30
	2	100	2295,5	2 286	1599,5	1 590	2559,5	2 550	1411	1 344
	2	100	3615,5	3 606	2943,5	2 934	3927,5	3 918	2919,5	2 910
	2	100	5 050	4 824	4 858	4 632	5986	5 760	4431,5	4 422

Tabla C1.2 Mantenimiento de unidades del SG periodo 2007-2010



Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
PAUTE	2	100	6327,5	6318	5967,5	5958	7263,5	7254	6297	6072
	2	100	7647,5	7638	7287,5	7278	8463,5	8454	7767,5	7758
	2	100	0	0	8722	8640	0	0	0	0
	3	100	783,5	774	759,5	750	1114	888	1257	1032
	3	100	2127,5	2118	2271,5	2262	2247,5	2238	2751,5	2742
	3	100	2200	2118	4018	3936	3615,5	3606	4239,5	4230
	3	100	5295,5	5286	15,5	6	5338	5256	5779	5712
	3	100	6831,5	6822	6639,5	6630	6759,5	6750	7239,5	7230
	3	100	8242	8016	8218	7992	8271,5	8262	0	0
	4	100	423,5	414	423,5	414	610	384	87,5	78
	4	100	1983,5	1974	1935,5	1926	1743,5	1734	2247,5	2238
	4	100	3538	3456	3370	3288	2919,5	2910	3763	3696
	4	100	4815,5	4806	4959,5	4950	4522	4440	5271,5	5262
	4	100	6351,5	6342	6303,5	6294	6063,5	6054	6783,5	6774
	4	100	7906	7680	7882	7656	7623,5	7614	7503,5	7494
	5	100	447,5	438	1162	1080	778	696	907	840
	5	100	1690	1608	2607,5	2598	2271,5	2262	2415,5	2406
	5	100	3303,5	3294	3927,5	3918	3735,5	3726	3903,5	3894
	5	100	4647,5	4638	5698	5472	5650	5424	5625	5400
	5	100	6610	6384	6975,5	6966	6783,5	6774	7119,5	7110
	5	100	7167,5	7158	8487,5	8478	8103,5	8094	8751,5	8742
	5	100	8679,5	8670	0	0	0	0	0	0
	6	115	1983,5	1974	2026	1944	2122	1896	2098	1872
	6	115	4210	4128	4143,5	4134	4095,5	4086	4263,5	4254
	6	115	6375,5	6366	6202	5976	6394	6312	6619	6552
	6	115	8578	8352	8319,5	8310	8295,5	8286	0	0
	7	115	192	0	226	0	1767,5	1758	1863,5	1854
	7	115	2319,5	2310	2295,5	2286	3826	3744	4099	4032
	7	115	4546	4464	4546	4464	6279,5	6270	6375,5	6366
	7	115	6448	6366	7224	6312	8698	8472	0	0
	8	115	1738	1512	1498	1272	1618	1392	1762	1536
	8	115	3639,5	3630	3639,5	3630	3591,5	3582	3927,5	3918
8	115	5722	5640	5866	5784	6178	6096	6451	6384	
8	115	8007,5	7998	7983,5	7974	8127,5	8118	8655,5	8646	
9	115	682	456	658	432	274	48	418	192	

Tabla C1.2 Continuación



Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
PAUTE	9	115	2967,5	2 958	2775,5	2 766	1887,5	1 878	2583,5	2 574
	9	115	5 218	5 136	5 050	4 968	4 330	4 248	4 771	4 704
	9	115	7191,5	7 182	7143,5	7 134	6735,5	6 726	7095,5	7 086
	10	115	1 234	1 008	994	768	1383,5	1 374	1167,5	1 158
	10	115	3327,5	3 318	3279,5	3 270	3 490	3 408	3 427	3 360
	10	115	5 554	5 472	5 458	5 376	5727,5	5 718	5703,5	5 694
	10	115	7671,5	7 662	7311,5	7 302	7 498	7 272	8 650	8 424
MARCEL LANIADO	1	71	3 024	2 688	2 280	1 944	3 288	2 952	5 448	5 088
	1	71	0	0	0	0	0	0	5 976	5 832
	1	71	0	0	0	0	0	0	6 696	6 552
	2	71	3 528	3 192	2 832	2 496	3 792	3 456	5 232	5 088
	2	71	0	0	0	0	0	0	6 192	5 832
	2	71	0	0	0	0	0	0	6 912	6 552
	3	71	5 712	5 400	1 824	1 488	4 296	3 960	5 232	5 088
	3	71	0	0	0	0	0	0	6 192	5 832
SAYMIRÍN	3	71	0	0	0	0	0	0	6 912	6 552
	1	1,26	1 944	1 872	1 920	1 848	3 000	2 952	1 992	1 752
	1	1,26	3 336	2 184	3 240	3 168	4 056	3 960	2 808	2 592
	1	1,26	7 008	6 936	6 072	6 024	7 200	7 176	2 952	2 928
	1	1,26	0	0	6 960	6 888	7 776	7 656	0	0
	2	1,26	1 944	1 872	1 920	1 848	3 000	2 952	1 992	1 752
	2	1,26	3 336	2 184	3 288	3 216	4 056	3 960	2 808	2 592
	2	1,26	7 008	6 936	6 072	6 024	7 200	7 176	2 952	2 928
	2	1,26	0	0	6 960	6 888	7 776	7 656	0	0
	3	1,96	1 944	1 872	1 920	1 848	504	432	288	144
	3	1,96	3 288	3 216	3 384	3 336	3 864	3 744	1 896	1 752
	3	1,96	7 176	7 104	6 072	6 024	7 200	7 176	2 808	2 592
	3	1,96	0	0	7 128	7 056	7 776	7 656	2 952	2 928
	3	1,96	0	0	0	0	0	0	3 360	3 264
	4	1,96	1 944	1 872	1 920	1 848	504	432	288	144
	4	1,96	3 456	3 384	3 432	3 384	4 584	4 464	1 896	1 752
	4	1,96	7 176	7 104	6 072	6 024	7 200	7 176	2 952	2 928
	4	1,96	0	0	7 128	7 056	7 776	7 656	3 360	3 264
	5	4	936	864	1 128	984	2 520	2 472	2 112	2 088
	5	4	2 112	2 040	2 088	2 016	3 888	3 816	2 352	2 160
6	4	1 104	1 032	1 128	984	2 520	2 472	2 112	2 088	
6	4	2 112	2 040	2 088	2 016	4 056	3 984	2 352	2 160	

Tabla C1.2 Continuación



Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
SAUCAY	1	4	2 472	2 352	2 616	2 496	1 056	936	1 896	1 752
	1	4	5 520	5 496	0	0	1 896	1 776	3 312	3 096
	1	4	0	0	0	0	6 264	6 144	0	0
	2	4	2 640	2 520	2 784	2 664	1 056	936	1 896	1 752
	2	4	5 520	5 496	0	0	1 896	1 776	3 312	3 096
	2	4	0	0	0	0	6 264	6 144	0	0
	3	8	2 808	2 688	1 104	984	1 056	936	2 592	2 448
	3	8	5 520	5 496	2 904	2 832	3 912	3 792	3 312	3 096
	3	8	0	0	0	0	6 264	6 144	0	0
	4	8	2 976	2 856	1 104	984	1 056	936	2 592	2 448
	4	8	5 520	5 496	3 072	3 000	3 912	3 792	3 312	3 096
PASOCHOA	1	2,25	4 320	3 624	3 624	2 928	3 576	2 952	2 880	2 160
	2	2,25	5 088	4 368	4 368	3 720	4 344	3 624	3 624	2 928
CUMBAYÁ	1	10	1 296	0	6 648	4 512	5 328	5 256	3 888	3 768
	2	10	624	0	0	0	4 584	4 464	7 080	6 960
	2	10	0	0	0	0	5 328	5 256	0	0
	3	10	0	0	0	0	4 920	4 800	0	0
	3	10	0	0	0	0	5 328	5 256	0	0
	4	10	0	0	0	0	720	0	4 224	4 104
NAYÓN	1	14,85	6 000	5 880	0	0	1 176	768	7 584	7 464
	2	14,85	6 672	6 552	0	0	2 880	1 848	6 552	4 344
GUANGOPOLO	1	2	5 832	5 088	0	0	0	0	0	0
	2	2	8 688	8 064	0	0	8 736	7 488	0	0
	3	1,7	0	0	8 760	7 320	0	0	0	0
	4	1,7	8 016	7 296	2 184	1 152	0	0	0	0
	5	2	2 136	1 416	0	0	0	0	0	0
	6	11,52	0	0	2 760	2 208	6 552	5 472	8 760	7 824
LOS CHILLOS	1	0,88	2 880	2 184	744	48	888	120	864	120
	2	0,88	3 624	2 904	1 440	816	1 560	192	1 704	936
AMBI	1	4	1 176	1 056	7 680	6 576	7 800	7 704	5 568	5 328
	1	4	4 344	3 624	0	0	0	0	5 568	5 328
	2	4	1176	1 056	8 520	7 656	4 704	3 624	0	0
	2	4	5 064	4 344	0	0	7 800	7 704	0	0
SAN MIGUEL DE CAR	1	2,95	3 144	3 096	6 144	6 072	5 376	5 352	1 464	1 440
	1	2,95	5 448	5 352	0	0	0	0	0	0

Tabla C1.2 Continuación



Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
LA PLAYA	1	0,44	1 992	1 872	7 728	7 656	1 512	1 464	1 032	960
	1	0,44	5 664	5 544	0	0	0	0	6 792	6 552
	1	0,44	7 752	7 632	0	0	0	0	0	0
	2	0,44	1 992	1 872	7 728	7 656	1 512	1 464	1 032	960
	2	0,44	5 664	5 544	0	0	0	0	6 792	6 552
	2	0,44	7 752	7 632	0	0	0	0	0	0
	3	0,44	1 992	1 872	7 728	7 656	1 512	1 464	1 032	960
	3	0,44	5 664	5 544	0	0	0	0	6 792	6 552
ILLUCHI 1	1	0,697	816	792	72	48	72	48	72	48
	1	0,697	2 640	1 872	792	744	768	744	768	744
	1	0,697	4 416	4 392	2 664	1 896	4 416	4 392	4 416	4 392
	1	0,697	5 184	5 136	4 440	4 416	5 184	5 136	5 184	5 136
	1	0,697	6 624	6 600	5 208	5 160	6 312	5 544	5 568	5 544
	1	0,697	8 088	8 064	7 368	7 320	7 320	7 296	7 320	7 296
	1	0,697	840	816	8 040	8 016	8 016	7992	8 016	7 992
	2	0,697	2 640	1 872	96	72	96	72	96	72
	2	0,697	4 440	4 416	840	816	840	816	840	816
	2	0,697	5 232	5 184	2 664	1 896	4 440	4 416	4 440	4 416
	2	0,697	6 648	6 624	4 464	4 440	5 232	5 184	5 232	5 184
	2	0,697	8 112	8 088	5 256	5 208	6 312	5 544	5 592	5 568
	2	0,697	0	0	7 416	7 392	7 392	7 368	7 392	7 368
	2	0,697	0	0	8 040	8 016	8 016	7 992	8 016	7 992
	3	1,4	864	840	2 904	0	864	840	864	840
	3	1,4	2 640	1 872	5 304	5 256	5 256	5 232	5 280	5 232
	3	1,4	4 464	4 440	7 440	7 416	6 312	5 544	5 616	5 592
	3	1,4	5 280	5 232	8 040	8 016	7 416	7 392	7 416	7 392
	3	1,4	6 672	6 648	0	0	8 016	7 992	8 016	7 992
	4	1,4	8 136	8 112	144	120	144	120	144	120
	4	1,4	0	0	936	864	888	864	888	864
	4	1,4	888	864	1 920	1 896	5 328	5 280	5 328	5 280
	4	1,4	2 640	1 872	5 352	5 304	6 312	5 544	5 640	5 616
4	1,4	4 488	4 464	7 512	7 440	7 440	7 416	7 440	7 416	
4	1,4	5 328	5 280	8 040	8 016	8 016	7 992	8 016	7 992	
4	1,4	6 696	6 672	0	0	0	0	0	0	
4	1,4	8 160	8 136	0	0	0	0	0	0	

Tabla C1.2 Continuación



Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
ILLUCHI 2	1	2,6	384	360	384	360	384	360	384	360
	1	2,6	480	456	528	504	528	504	528	504
	1	2,6	648	504	648	624	648	624	648	624
	1	2,6	2 544	2 520	1 080	744	2 544	2 520	2 544	2 520
	1	2,6	2 688	2 616	2 568	2 544	3 264	3 240	3 264	3 240
	1	2,6	3 264	3 240	3 288	3 264	3 408	3 384	3 408	3 384
	1	2,6	3 408	3 336	3 432	3 408	4 272	4 248	4 272	4 248
	1	2,6	4 272	4 248	4 296	4 272	8 376	7 992	8 376	7 992
	1	2,6	6 576	6 552	8 136	8 016	0	0	0	0
	1	2,6	7 320	7 296	0	0	0	0	0	0
	1	2,6	7 440	7 416	0	0	0	0	0	0
	1	2,6	7 944	7 800	0	0	0	0	0	0
	2	2,6	408	384	408	384	408	384	408	384
	2	2,6	480	456	552	528	552	528	552	528
	2	2,6	672	528	672	648	672	648	672	648
	2	2,6	2 568	2 544	1 536	1 080	2 568	2 544	2 568	2 544
	2	2,6	2 712	2 616	2 592	2 568	3 288	3 264	3 288	3 264
	2	2,6	3 288	3 264	3 312	3 288	3 432	3 408	3 432	3 408
	2	2,6	3 432	3 336	3 456	3 432	4 296	4 272	4 296	4 272
	2	2,6	4 296	4 272	4 320	4 296	8 016	7 992	8 016	7 992
	2	2,6	6 600	6 576	8 040	8 016	8 760	8 400	8 760	8 400
	2	2,6	7 320	7 296	8 232	8 136	0	0	0	0
2	2,6	7 464	7 440	0	0	0	0	0	0	
2	2,6	7 968	7 824	0	0	0	0	0	0	
C. H. PENINSULA	1	0,5	600	528	936	816	216	96	192	72
	2	0,5	672	600	1 104	984	0	0	0	0
	3	0,5	744	672	1 272	1 152	5 832	5 136	2 160	1 584
	4	1,5	5 496	5 208	0	0	0	0	5 808	5 616
ALAO	1	2,6	528	504	1 392	1 368	528	504	1 320	1 296
	1	2,6	816	792	2 592	2 568	2 016	1 992	2 520	2 496
	1	2,6	2 088	2 064	4 080	4 056	3 216	3 192	4 008	3 984
	1	2,6	3 288	3 264	5 280	5 256	4 704	4 680	5 208	5 184
	1	2,6	5 040	5 016	6 768	6 744	5 904	5 880	6 696	6 672
	1	2,6	5 976	5 952	7 968	7 944	7 416	7 392	7 896	7 872
	1	2,6	7 464	7 440	0	0	8 544	8 520	0	0
	1	2,6	8 664	8 640	0	0	0	0	0	0

Tabla C1.2 Continuación



Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
ALAO	3	2,6	864	504	192	168	696	672	1320	1296
	3	2,6	2088	2064	1392	1368	2016	1992	2688	2664
	3	2,6	3456	3432	2760	2736	3384	3360	4008	3984
	3	2,6	5040	5016	4080	4056	4704	4680	5496	5472
	3	2,6	6144	6120	5448	5424	5328	5304	6696	6672
	3	2,6	7464	7440	6768	6744	7416	7392	8064	8040
	3	2,6	8664	8640	8136	8112	0	0	0	0
	4	2,6	864	504	240	216	816	792	168	144
	4	2,6	2088	2064	1392	1368	2016	1992	1320	1296
	4	2,6	3576	3552	2880	2856	3504	3480	2808	2784
	4	2,6	5040	5016	4080	4056	4704	4680	4008	3984
	4	2,6	6264	6240	5568	5544	5448	5424	5544	5520
	4	2,6	7464	7440	6768	6744	7416	7392	6696	6672
	4	2,6	8664	8640	8256	8232	0	0	8184	8160
RÍO BLANCO	1	3,125	72	48	720	696	1344	1320	648	624
	1	3,125	1416	1392	2064	2040	2688	2664	1992	1968
	1	3,125	2784	2736	3408	3384	4032	4008	3336	3312
	1	3,125	4104	4080	4752	4728	5376	5352	4680	4656
	1	3,125	5448	5424	6096	6072	6720	6696	6024	6000
	1	3,125	6792	6768	7440	7416	8064	8040	7368	7344
	1	3,125	8136	8112	8472	8448	0	0	8712	8688
CARLOS MORA CARRION	1	0,6	7176	6552	7320	6696	7272	6648	5712	5112
	2	0,6	7992	7392	8016	7392	7992	7368	6552	5952
	3	1,2	8736	8064	8664	8040	8640	8016	7224	6624
EL CARMEN	1	8,4	132	126	733	726	685	678	661	654
	1	8,4	192	186	1405	1398	1357	1350	1333	1326
	1	8,4	1764	1758	2077	2070	2029	2022	2005	1998
	1	8,4	2580	2574	2869	2862	2869	2862	2845	2838
	1	8,4	3252	3246	3568	3558	3517	3510	3493	3486
	1	8,4	3924	3918	4261	4254	4213	4206	4189	4182
	1	8,4	4596	4590	5101	5094	5053	5046	5029	5022
	1	8,4	5294	5286	5773	5766	5749	5742	5701	5694
	1	8,4	6132	6126	6445	6438	6397	6390	6541	6534
	1	8,4	6972	6966	7285	7278	7237	7230	7213	7206
	1	8,4	7644	7638	7957	7950	7909	7902	7885	7878
	1	8,4	8316	8310	8461	8454	8413	8406	8389	8382

Tabla C1.2 Continuación



Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
RECUPERADORA	1	14,7	757	750	709	702	661	654	637	630
	1	14,7	1 405	1 398	1 381	1 374	1 333	1 326	1 309	1 302
	1	14,7	2 077	2 070	2 053	2 046	2 005	1 998	1 981	1 974
	1	14,7	2 756	2 736	2 893	2 886	2 845	2 838	2 821	2 814
	1	14,7	3 589	3 582	3 544	3 534	3 520	3 510	3 493	3 486
	1	14,7	4 320	3 696	4 237	4 230	4 189	4182	4 333	4 326
	1	14,7	4 933	4 926	5 077	5 070	5 029	5 022	5 005	4 998
	1	14,7	5 773	5 766	5 749	5 742	5 701	5 694	5677	5 670
	1	14,7	6 445	6 438	6 421	6 414	6 541	6 534	6 288	5 952
	1	14,7	7 285	7 278	7 261	7 254	7 213	7 206	7 213	7 206
	1	14,7	7 957	7 950	7 933	7 926	7 885	7 878	7 885	7 878
1	14,7	8 509	8 502	8 437	8 430	8 701	8694	8 701	8 694	
RÍO CHIMBO	1	0,56	696	672	336	312	720	696	3 744	3 624
	1	0,56	1 392	1 344	1 200	1 152	3 744	3 624	8 280	8 160
	1	0,56	2 064	2 016	1 872	1 824	8 280	8 160	0	0
	1	0,56	2 736	2 688	2 544	2 496	0	0	0	0
	1	0,56	3 576	3 528	3 216	3 168	0	0	0	0
	1	0,56	4 248	4 200	4 056	4 008	0	0	0	0
	1	0,56	4 920	4 872	4 728	4 680	0	0	0	0
	1	0,56	5 736	5 712	5 376	5 352	0	0	0	0
	1	0,56	6 408	6 384	6 216	6192	0	0	0	0
	1	0,56	6 912	6 552	6 936	6 576	0	0	0	0
	1	0,56	7 776	7 728	7 584	7 536	0	0	0	0
	1	0,56	8 616	8 568	8 256	8 208	0	0	0	0
	2	1,1	696	672	336	312	216	120	3 984	3 624
	2	1,1	1 392	1 344	1 200	1 152	3 744	3 624	8 280	8 160
	2	1,1	2 064	2 016	1 872	1 824	8 280	8 160	0	0
	2	1,1	2 736	2 688	2 544	2 496	0	0	0	0
	2	1,1	3 576	3 528	3 216	3 168	0	0	0	0
	2	1,1	4 248	4 200	4 056	4 008	0	0	0	0
	2	1,1	4 920	4 872	4 728	4 680	0	0	0	0
	2	1,1	5 736	5 712	5 376	5 352	0	0	0	0
2	1,1	6 408	6 384	6 216	6 192	0	0	0	0	
2	1,1	6 912	6 552	6 936	6 576	0	0	0	0	
2	1,1	7 776	7 728	7 584	7 536	0	0	0	0	
2	1,1	8 616	8 568	8 256	8 208	0	0	0	0	

Tabla C1.2 Continuación



Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
PAPALLACTA	1	2,19	7 488	7 392	1 440	1 344	1 080	960	1 176	1 080
	1	2,19	0	0	7 656	7 560	7 536	7 368	7 080	6 960
	2	4,44	600	504	624	504	720	600	1 224	1 080
	2	4,44	0	0	1 440	1 344	1 080	960	0	0
LORETO	1	2,3	4 128	4 032	1 440	1 344	1 080	960	1 176	1 080
	1	2,3	0	0	0	0	6 792	6 720	4 200	4 104
CALOPE	1	8,58	0	0	0	0	4 776	4 680	1 656	1 584
	1	8,58	0	0	0	0	6 864	6 816	4 776	4 680
	1	8,58	0	0	0	0	8 208	8 016	6 864	6 816
	1	8,58	0	0	0	0	0	0	8 208	8 016
	2	8,58	0	0	0	0	5 016	4 920	1 824	1 752
	2	8,58	0	0	0	0	7 032	6 984	5 016	4 920
	2	8,58	0	0	0	0	0	0	7 032	0
	2	8,58	0	0	0	0	8 400	8 208	8 400	8 208
HIDROABANICO	1	7,69	0	0	0	0	57	54	57	54
	1	7,69	0	0	0	0	1 927	1 926	2 160	1 416
	1	7,69	0	0	0	0	4 128	4 104	4 089	4 086
	1	7,69	0	0	0	0	6 295	6 294	6 273	6 270
	2	7,69	0	0	0	0	57	54	57	54
	2	7,69	0	0	0	0	1 927	1 926	2 160	1 416
	2	7,69	0	0	0	0	4 128	4 104	4 089	4 086
	2	7,69	0	0	0	0	6 295	6 294	6 273	6 270
	3	7,69	0	0	0	0	81	78	81	78
	3	7,69	0	0	0	0	1 927	1 926	2 880	2 160
	3	7,69	0	0	0	0	4 128	4 104	4 089	4 086
	3	7,69	0	0	0	0	6 295	6 294	6 273	6 270
	4	7,69	0	0	0	0	81	78	81	78
	4	7,69	0	0	0	0	1 927	1 926	2 880	2 160
	4	7,69	0	0	0	0	4 128	4 104	4 089	4 086
	4	7,69	0	0	0	0	6 295	6 294	6 273	6 270
	5	7,69	0	0	0	0	81	78	81	78
	5	7,69	0	0	0	0	1 927	1 926	2 880	2 160
	5	7,69	0	0	0	0	4 128	4 104	4 089	4 086
	5	7,69	0	0	0	0	6 295	6 294	6 273	6 270
ESMERALDAS	1	132,5	1 656	1 416	1 680	1 440	1 896	1 656	2 448	1 368
	1	132,5	7 248	5 328	5 928	4 128	7 296	5 760	6 264	4 728

Tabla C1.2 Continuación



Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
G. ZEVALLOS	2	73	1 488	1 464	288	264	1 416	1 392	1 392	1 368
	2	73	3 168	3 144	1 632	1 608	2 256	2 232	5 568	4 560
	2	73	6 840	5 664	3 624	2 280	4 248	3 408	6 432	6 408
	2	73	0	0	6 672	6 648	6 120	6 096	8 280	8 256
	2	73	0	0	0	0	8 328	8 304	0	0
	3	73	1 656	1 632	960	936	912	888	1 560	1 536
	3	73	4 728	3 312	2 136	2 112	3 240	2 400	4 056	3 048
	3	73	5 688	5 664	4 392	4 128	4 776	4 752	5 928	5 904
	3	73	7 008	7 032	7 008	6 984	7 128	7 104	8 112	8 088
	3	73	0	0	0	0	8 472	8 448	0	0
T. GAS No 4	4	26,27	4 344	0	3 000	0	2 448	2 160	2 424	2 256
	4	26,27	0	0	5 376	5 184	6 984	6 552	4 392	3 936
	4	26,27	0	0	0	0	0	0	8 136	5 448
TRINITARIA	1	133	2 160	1 728	2 328	1 608	2 232	384	3 576	2 376
	1	133	5 376	4 488	7 824	5 976	4 032	3 912	6 840	6 240
	1	133	7 080	7 008	0	0	7 248	6 288	0	0
ENRIQUE GARCÍA	1	102	2 352	1 632	2 496	1 776	2 664	0	2 160	1 440
	1	102	7 248	6 888	6 840	6 648	8 376	7 656	4 296	4 056
	1	102	0	0	0	0	0	0	7 032	6 792
VICTORIA II	1	105	3 168	2 160	2 544	2 184	2 520	2 160	6 552	6 264
ALVARO TINAJERO	1	54	2 352	2 328	4 608	4 344	6 792	6 720	1 416	912
	1	54	8 256	8 232	8 712	8 688	0	0	0	0
	2	40,8	0	0	4 176	2 928	0	0	2 880	2 160
ANÍBAL SANTOS	1	34,5	3 192	2 352	3 432	2 592	6 264	0	3 288	2 448
	1	22,65	0	0	0	0	0	0	72	48
	2	22,3	0	0	0	0	0	0	480	408
	3	15	0	0	0	0	2 856	2 184	1 776	1 248
	5	23,7	5 328	3 864	1 680	216	1 440	24	5 184	3 768
	6	23,12	0	0	0	0	0	0	5 808	5 448
ELECTROQUIL	1	45	648	624	456	432	240	216	384	360
	1	45	1 320	1 296	1 128	1 104	1 080	1 056	1 224	1 200
	1	45	1 992	1 968	1 968	1 944	1 752	1 728	1 896	1 872
	1	45	2 832	2 808	2 640	2 616	2 424	2 400	2 568	2 544
	1	45	3 504	3 480	3 312	3 288	3 096	3 072	3 408	3 384
	1	45	4 056	3 696	4 176	3 816	3 936	3 912	4 080	4 056
	1	45	4 848	4 824	4 824	4 800	4 872	4 584	4 776	4 560
	1	45	5 688	5 664	5 664	5 640	5 448	5 424	4 920	4 896
	1	45	6 360	6 336	6 336	6 312	6 288	6 264	5 592	5 568

Tabla C1.2 Continuación



Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
ELECTROQUIL	1	45	7 200	7 176	7 008	6 984	7 128	7 104	6 264	6240
	1	45	7 704	7 680	7 680	7 656	7 800	7 464	6 936	6912
	1	45	8 544	8 520	8 352	8 328	8 232	8 208	7 632	7608
	1	45	0	0	0	0	0	0	8 448	8424
	2	46	672	648	480	456	264	240	408	384
	2	46	1 344	1 320	1 152	1 128	1 104	1 080	1 248	1224
	2	46	2 016	1 992	1 992	1 968	1 776	1 752	1 920	1896
	2	46	2 856	2 832	2 664	2 640	2 448	2 424	2 592	2568
	2	46	3 528	3 504	3 336	3 312	3 120	3 096	3 432	3408
	2	46	4 056	3 696	4 176	3 816	3 960	3 936	4 104	4080
	2	46	4 872	4 848	4 824	4 800	4 872	4 584	4 776	4560
	2	46	5 712	5 688	5 688	5 664	5 472	5 448	4 944	4920
	2	46	6 384	6 360	6 360	6 336	6 312	6 288	5 616	5592
	2	46	7 224	7 200	7 008	6 984	7 128	7 104	6 288	6264
	2	46	7 704	7 680	7 704	7 680	7 824	7 488	6 960	6936
	2	46	8 568	8 544	8 376	8 352	8 496	8 472	7 632	7608
	2	46	0	0	0	0	0	0	8 472	8448
	3	45	648	624	624	600	408	384	552	528
	3	45	1 320	1 296	1 296	1 272	1 248	1 224	1 392	1368
	3	45	1 992	1 968	2 136	2 112	1 920	1 896	2 064	2040
	3	45	2 832	2 808	2 808	2 784	2 592	2 568	2 736	2712
	3	45	3 504	3 480	3 480	3 456	3 264	3 240	3 576	3552
	3	45	4 320	3 960	4 440	4 080	4 104	4 080	4 248	4224
	3	45	5 016	4 992	4 992	4 968	5 040	4 752	4 944	4728
	3	45	5 688	5 664	5 832	5 808	5 280	5 256	5 280	5256
	3	45	6 528	6 504	6 504	6 480	6 120	6 096	5 760	5736
	3	45	7 200	7 176	7 176	7 152	7 296	7 272	6 432	6408
	3	45	7 872	7 848	7 848	7 824	7 632	7 608	7 104	7080
	3	45	8 712	8 688	8 520	8 496	8 304	8 280	7 800	7776
	3	45	0	0	0	0	0	0	8 448	8424
	4	45	672	648	648	624	432	408	576	552
	4	45	1 344	1 320	1 320	1 296	1 272	1 248	1 416	1392
4	45	2 016	1 992	2 160	2 136	1 944	1 920	2 088	2064	
4	45	2 856	2 832	2 832	2 808	2 616	2 592	2 760	2736	
4	45	3 528	3 504	3 504	3 480	3 288	3 264	3 600	3576	

Tabla C1.2 Continuación



Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
ELECTROQUIL	4	45	4 320	3 960	4 440	4 080	4 128	4 104	4 272	4 248
	4	45	5 040	5 016	5 016	4 992	5 040	4 752	4 944	4 728
	4	45	5 712	5 688	5 856	5 832	5 304	5 280	5 304	5 280
	4	45	6 552	6 528	6 528	6 504	6 144	6 120	5 784	5 760
	4	45	7 224	7 200	7 176	7 152	7 296	7 272	6 456	6 432
	4	45	7 872	7 848	7 872	7 848	7 656	7 632	7 128	7 104
	4	45	8 736	8 712	8 544	8 520	8 328	8 304	7 800	7 776
	4	45	0	0	0	0	0	0	8 472	8 448
BAJO ALTO o MACHALA POWER	1	70	1 152	1 128	1 128	1 104	744	720	720	696
	1	70	2 832	2 808	2 472	2 448	1 752	1 728	1 896	1 872
	1	70	4 464	4 152	4 920	4 656	3 600	3 576	3 360	3 336
	1	70	5 688	5 664	6 168	6 144	6 216	5 928	5 736	5 448
	1	70	7 200	7 176	7 680	7 656	7 296	7 272	6 600	6 576
	1	70	8 544	8 520	0	0	8 472	8 448	8 448	8 424
	2	70	1 176	1 152	1 152	1 128	768	744	744	720
	2	70	2 856	2 832	2 496	2 472	1 776	1 752	1 920	1 896
	2	70	4 776	4 488	5 256	4 968	3 624	3 600	2 352	2 328
	2	70	5 712	5 688	6 192	6 168	5 448	5 088	3 384	3 360
	2	70	7 224	7 200	7 680	7 656	7 320	7 296	5 112	4 824
	2	70	8 568	8 544	0	0	8 496	8 472	6 960	6 936
2	70	0	0	0	0	0	0	8 472	8 448	
POWER BARGE I	1	30	8 256	2 736	0	0	0	0	0	0
POWER BARGE II	1	12.5	0	0	0	0	8 760	0	0	0
	2	12.5	0	0	0	0	8 760	0	0	0
	3	12.5	0	0	0	0	8 760	0	0	0
	4	12.5	0	0	0	0	8 760	0	0	0
GUANGOPOLO	1	5.2	1 632	1 512	600	480	2 352	2 280	1 992	1 920
	1	5.2	5 520	4 368	4 128	3 504	3 240	2 952	3 216	2 928
	1	5.2	0	0	4 656	4 248	6 216	5 136	5 400	5 328
	2	5.2	4 680	4 368	7 656	7 536	8 760	0	8 760	0
	3	5.2	3 000	2 520	8 784	0	2 520	2 448	2 496	1 416
	3	5.2	4 680	4 368	3 288	1 488	3 240	2 952	3 216	2 928
	3	5.2	6 672	6 552	4 656	4 248	6 216	6 144	6 072	6 000
	3	5.2	0	0	6 816	6 696	0	0	0	0
	4	5.2	2 160	1 680	1 272	1 152	1 008	936	3 216	2 928
	4	5.2	4 680	4 368	4 656	4 248	3 240	2 952	7 032	6 960
4	5.2	7 296	5 304	6 288	4 848	5 040	3 960	0	0	

Tabla C1.2 Continuación



Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
GUANGAPOLO	4	5,2	0	0	0	0	8 568	8 496	0	0
	5	5,2	2 304	2 184	8 784	0	8 760	0	8 760	0
	5	5,2	4 680	4 368	0	0	0	0	0	0
	5	5,2	6 024	5 544	0	0	0	0	0	0
	6	5,2	4 008	3 024	2 784	2 160	2 688	2 616	8 760	0
	6	5,2	4 680	4 368	4 656	4 248	3 240	2 952	0	0
	6	5,2	7 680	7 560	6 480	6 360	7 392	6 312	0	0
	7	1,92	1 800	1 512	936	816	2 232	1 776	3 216	2 928
	7	1,92	4 680	4 368	4 704	4 176	3 240	2 952	7 824	6 024
	7	1,92	5 856	5 256	0	0	5 928	5 808	0	0
LA PROPICIA	1	4,42	0	0	0	0	3 744	3 216	2 400	2 256
	1	4,42	0	0	0	0	0	0	6 528	5 112
	2	4,42	0	0	0	0	2 520	1 416	6 768	0
	2	4,42	0	0	0	0	6 960	6 552	0	0
SANTA ROSA	1	17,1	2 808	2 352	4 248	3 504	5 376	4 632	6 288	5 472
	1	17,1	2 856	2 808	6 024	5 976	5 640	5 592	5 064	4 344
	2	17,1	3 648	3 192	3 408	2 664	4 368	3 624	6 288	6 216
	2	17,1	2 856	2 808	6 024	5 976	5 640	5 592	0	0
	3	17,1	5 400	4 704	6 024	5 976	8 760	0	3 336	0
EL DESCANSO	1	4,8	1 416	0	600	192	336	264	2 208	912
	1	4,8	1 800	1 680	2 112	1 704	1 056	936	3 144	3 096
	1	4,8	3 264	3 024	3 120	2 880	1 728	1 608	6 192	6 120
	1	4,8	5 664	5 208	3 864	3 840	4 248	2 784	0	0
	1	4,8	6 840	6 600	5 640	5 184	4 704	4 632	0	0
	1	4,8	8 472	8 064	6 816	6 696	6 096	5 976	0	0
	1	4,8	0	0	7 656	7 200	7 392	7 320	0	0
	1	4,8	0	0	8 664	8 544	0	0	0	0
	2	4,8	1 248	840	600	192	1 224	1 104	1 320	1 248
	2	4,8	3 264	3 192	1 776	1 656	1 848	1 776	4 392	2 928
	2	4,8	4 272	3 864	2 616	2 376	2 520	2 448	7 536	7 464
	2	4,8	6 144	6 048	3 960	3 840	4 584	4 464	0	0
	2	4,8	7 800	7 440	3 840	4 344	6 720	6 648	0	0
	2	4,8	0	0	6 984	6 864	0	0	0	0
2	4,8	0	0	8 496	8 040	0	0	0	0	

Tabla C1.2 Continuación



Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
EL DESCANSO	3	4,8	2 760	1 560	4 296	0	1 224	96	1 848	1 752
	3	4,8	3 456	3 240	6 144	6 024	2 400	2 280	2 496	2 424
	3	4,8	7 800	7 392	7 632	7 200	6 216	6 144	3 144	3 096
	3	4,8	8 640	8 568	8 328	8 208	8 400	8 328	5 520	5 448
	3	4,8	0	0	0	0	0	0	7 728	7 632
	4	4,8	1 128	1 008	2 112	816	504	432	2 208	912
	4	4,8	1 440	1 344	4 128	3 840	1 896	1 776	3 144	3 096
	4	4,8	2 808	2 352	6 480	6 072	4 032	3 960	3 360	3 264
	4	4,8	3 432	3 240	7 488	7 368	4 872	4 800	4 848	4 776
	4	4,8	4 656	4 536	0	0	6 264	6 144	8 208	8 136
	4	4,8	7 176	6 768	0	0	8 232	8 160	0	0
	4	4,8	8 520	8 400	0	0	0	0	0	0
G. HERNANDEZ	1	5,72	3 144	2 856	600	0	2 328	2 256	192	120
	1	5,72	4 488	4 416	3 240	3 168	3 624	3 312	3 216	2 928
	1	5,72	7 896	7 824	3 624	3 336	5 328	5 256	4 296	3 600
	1	5,72	0	0	6 240	6 168	8 760	7 968	7 032	6 960
	2	5,72	3 144	2 856	2 280	1 488	1 800	1 728	240	168
	2	5,72	4 896	4 032	3 624	3 336	3 624	3 312	4 344	3 096
	2	5,72	7 944	7 872	5 448	4 656	4 800	4 728	7 992	7 920
	2	5,72	0	0	8 160	8 088	7 056	6 264	1 848	576
	3	5,72	2 304	2 232	2 280	1 488	2 448	2 376	3 576	3 264
	3	5,72	3 144	2 856	3 624	3 336	3 624	3 312	4 560	4 488
	3	5,72	5 712	5 640	5 280	5 208	7 584	6 792	8 760	7 872
	3	5,72	0	0	7 992	7 920	0	0	0	0
	4	5,72	3 144	2 856	2 784	1 992	432	360	2 520	2 448
	4	5,72	3 240	3 168	3 624	3 336	3 864	3 072	3 576	3 264
	4	5,72	6 648	6 576	5 784	5 712	6 864	6 792	6 336	5 112
	4	5,72	0	0	8 496	8 424	0	0	0	0
	5	5,72	3 144	2 856	1 392	1 320	1 152	1 080	96	0
	5	5,72	5 472	4 608	3 624	3 336	3 624	3 312	3 576	3 264
	5	5,72	8 520	8 448	5 112	4 320	4 152	3 648	6 384	5 160
	5	5,72	0	0	7 824	7 752	7 296	6 504	0	0
6	5,72	2 352	2 280	720	648	960	168	3 600	2 304	
6	5,72	3 144	2 856	3 624	3 336	3 624	3 312	6 360	6 288	
6	5,72	8 352	7 488	3 720	3 648	3 960	3 888	0	0	
6	5,72	0	0	7 176	6 384	6 672	6 600	0	0	

Tabla C1.2 Continuación



Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
MONAY	1	1,5	1 080	1 008	168	144	0	0	0	0
	1	1,5	3 072	3 024	2 352	2 328	0	0	0	0
	1	1,5	3 432	3 360	6 048	6 024	0	0	0	0
	1	1,5	5 448	5 376	0	0	0	0	0	0
	2	1,5	1 248	1 176	336	312	0	0	0	0
	2	1,5	3 432	3 264	2 520	2 496	0	0	0	0
	2	1,5	5 616	5 544	6 216	6 192	0	0	0	0
	3	1,5	3 432	3 360	0	0	0	0	0	0
	4	2,38	1 752	1 680	3 360	3 336	0	0	0	0
	4	2,38	3 432	3 360	0	0	0	0	0	0
	4	2,38	3 912	3 864	0	0	0	0	0	0
	4	2,38	6 960	6 888	0	0	0	0	0	0
	5	2,38	3 432	2 184	0	0	0	0	0	0
	5	2,38	4 080	4 032	0	0	0	0	0	0
	5	2,38	6 960	6 888	0	0	0	0	0	0
	6	2,38	1 920	1 848	3 192	3 168	0	0	0	0
	6	2,38	3 432	3 360	0	0	0	0	0	0
	6	2,38	4 248	4 200	0	0	0	0	0	0
6	2,38	7 128	7 080	0	0	0	0	0	0	
LULUNCOTO	11	3,0248	1 968	24	144	0	48	24	3 024	0
	11	3,0248	3 624	3 600	3 432	3 288	1 536	1 512	4 896	4 848
	11	3,0248	5 136	5 112	4 368	4 344	3 048	3 024	6 936	6 888
	11	3,0248	7 152	7 128	6 768	6 744	4 728	4 704	7 752	7 704
	11	3,0248	7 728	7 704	7 704	7 680	6 720	6 216	8 544	8 496
	11	3,0248	8 496	8 472	8 616	8 592	8 208	8 184	0	0
	12	3,0248	8 760	0	8 784	0	8 760	0	8 760	0
	13	3,0248	1 920	768	48	0	1 008	984	4 008	0
	13	3,0248	3 576	3 552	3 216	3 192	3 192	3 168	5 640	5 592
	13	3,0248	5 112	5 088	3 432	3 288	4 872	4 848	6 864	6 816
	13	3,0248	7 104	7 080	4 320	4 296	6 384	6 360	7 752	7 704
	13	3,0248	7 680	7 656	6 672	6 648	7 872	7 848	8 400	8 352
	13	3,0248	8 448	8 424	7 608	7 584	0	0	0	0
	13	3,0248	0	0	8 520	8 496	0	0	0	0
GENEROCA	1	4,7	0	0	0	0	2 904	2 304	2 136	1 416
	1	4,7	0	0	0	0	6 864	6 672	6 216	6 048
	2	4,7	0	0	0	0	5 664	5 088	2 664	2 496
	3	4,7	0	0	0	0	600	96	3 792	3 624
	3	4,7	0	0	0	0	6 144	5 976	0	0
	4	4,7	0	0	0	0	5 640	5 472	2 496	2 328

Tabla C1.2 Continuación



Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
GENEROCA	4	4,7	0	0	0	0	7 152	6 552	6 000	5 832
	5	4,7	0	0	0	0	3 312	3 120	2 328	2 160
	5	4,7	0	0	0	0	0	0	3 600	2 880
	6	4,7	0	0	0	0	8 424	8 256	5 064	4 344
	7	4,7	0	0	0	0	0	0	0	0
	8	4,7	0	0	0	0	1 272	768	5 256	5 088
MIRAFLORES	3	3,4	8 760	0	8 784	0	0	0	0	0
	7	2,5	864	816	8 784	0	0	0	5 808	0
	8	2,5	216	168	8 784	0	0	0	7 824	0
	8	2,5	4 512	4 464	0	0	0	0	0	0
	9	2,5	8 760	0	8 784	0	0	0	0	0
	10	2,5	1 632	1 584	1 032	984	1 992	1 944	3 024	2 496
	10	2,5	4 632	4 584	3 120	3 072	4 056	4 008	0	0
	10	2,5	6 120	6 072	8 160	8 112	6 240	6 192	0	0
	10	2,5	8 136	8 088	0	0	8 136	8 088	0	0
	11	6	8 760	0	8 784	0	8 760	0	1 800	0
	11	6	0	0	0	0	0	0	6 216	5 880
	12	6	2 544	2 496	1 632	1 584	360	312	3 624	3 264
	12	6	4 968	4 920	4 056	4 008	2 424	2 376	8 016	6 960
	12	6	6 792	6 744	6 840	6 792	4 584	4 536	0	0
	12	6	0	0	0	0	6 792	6 744	0	0
	13	2,5	8 760	0	8 784	0	0	0	2 016	0
	14	2,5	1 056	1 008	552	504	672	624	3 576	2 952
	14	2,5	3 960	3 912	3 936	3 888	3 000	2 952	0	0
	14	2,5	5 616	5 568	6 312	6 264	5 208	5 160	0	0
	14	2,5	0	0	7 632	7 584	0	0	0	0
	15	2,5	168	120	2 784	2 736	1 008	960	2 112	1 488
	15	2,5	2 976	2 928	5 640	5 592	3 240	3 192	0	0
	15	2,5	7 968	7 920	6 912	6 864	5 016	4 968	0	0
15	2,5	0	0	8 568	8 520	5 400	5 352	0	0	
15	2,5	0	0	0	0	7 968	7 920	0	0	
16	2,5	8 760	0	8 784	0	0	0	6 960	6 624	
18	2,5	8 760	0	8 784	0	0	0	6 312	5 952	
22	2,5	8 760	0	8 784	0	0	0	0	0	
LA LIBERTAD	1	2,6	6 216	5 928	6 240	5 952	8 760	0	8 760	0
	9	4,44	4 728	3 240	4 752	3 264	8 760	0	8 760	0
	10	2,6	6 552	6 264	6 576	6 288	8 760	0	8 760	0
	11	2,6	8 760	0	8 784	0	8 760	0	8 760	0

Tabla C1.2 Continuación



Central	Número de unidad	Cap. MW	Año 2007		Año 2008		Año 2009		Año 2010	
			H. Fin	H. Inicio						
PLAYAS	4	1,2	8 760	0	8 784	0	8 760	0	8 760	0
POSORJA	5	2,84	4 392	2 184	3 552	2 928	4 392	2 928	8 760	0
S. FRANCISCO	1	2,5	0	0	0	0	0	0	0	0
LLIGUA ALCO	1	2,5	6 504	5 880	2 328	2 184	5 088	4 344	5 064	4 344
	2	2,5	6 840	6 552	264	24	4 248	3 624	4 344	3 624
	2	2,5	0	0	2 496	2 352	0	0	0	0
RIOBAMBA	1	2,5	1 091	1 086	395	390	1 019	1 014	323	318
	1	2,5	1 691	1 686	1 739	1 734	2 363	2 358	1 667	1 662
	1	2,5	3 768	3 024	3 083	3 078	3 707	3 702	3 011	3 006
	1	2,5	5 124	5 118	4 427	4 422	5 051	5 046	4 355	4 350
	1	2,5	6 467	6 462	5 771	5 766	6 395	6 390	5 699	5 694
	1	2,5	7 811	7 806	8 291	8 286	7 739	7 734	7 043	7 038
	1	2,5	0	0	0	0	0	0	8 387	8 382
Batán	3	1,355	8 760	0	0	0	0	0	0	0
CATAMAYO DIESEL	1	1,8	8 760	0	8 784	0	8 760	0	8 760	0
	2	1,28	3 648	2 184	1 944	480	5 088	3 624	1 512	72
	2	1,28	6 840	6 552	0	0	0	0	0	0
	4	1,575	4 656	3 696	2 952	1 992	384	96	1 872	1 584
	4	1,575	7 680	7 392	4 800	4 512	5 592	4 632	5 856	4 776
	5	1,575	3 168	1 464	3 960	3 000	4 248	3 960	3 888	3 600
	5	1,575	7 176	6 888	5 808	5 520	0	0	8 760	8 136
	6	2,88	960	0	6 144	4 512	2 400	768	696	0
	7	2,88	2 976	1 008	4 968	0	720	0	8 088	6 288
	8	2,5	4 824	3 696	1 440	1 152	2 568	2 280	360	72
	8	2,5	0	0	6 648	5 520	6 768	5 640	4 704	3 264
	9	2,5	1 128	840	2 112	1 824	3 744	3 456	3 192	1 752
	9	2,5	8 016	6 888	7 488	6 360	7 944	6 816	7 248	6 960
	10	2,5	3 312	2 184	2 448	1 320	3 576	2 448	4 392	4 104
10	2,5	6 504	6 216	4 296	4 008	8 304	8 016	0	0	
GUARANDA	1	1,1	0	0	8 784	0	8 760	0	8 760	0
MACHALA	4	2,5	2 592	2 352	1 200	1 152	4 248	3 456	3 528	1 416
	4	2,5	4 320	4 200	4 800	4 560	6 552	4 440	6 024	5 952
	4	2,5	5 304	5 256	5 328	5 280	0	0	7 056	6 984
	4	2,5	6 936	6 888	5 424	5 400	0	0	8 424	8 184
	4	2,5	7 656	7 608	5 544	5 520	0	0	0	0
	4	2,5	0	0	5 616	5 568	0	0	0	0
	5	2,5	3 912	3 864	5 280	5 232	4 248	3 456	3 528	1 416
	5	2,5	5 304	5 256	8 472	8 424	8 736	6 648	6 192	6 120
	5	2,5	6 984	6 936	0	0	0	0	8 664	8 424

Tabla C1.2 Continuación



C1.3

Número de unidad	Unidad numero	Unidades con potencia entera		Unidades con potencia racional	
		Capacidad (MW)	FOR	Capacidad (MW)	FOR
1	1	26,27	0,1002	26	0,1002
2	1	45	0,1002	45	0,1002
3	1	46	0,1002	46	0,1002
4	1	45	0,1002	45	0,1002
5	1	45	0,1002	45	0,1002
6	1	22,65	0,1002	23	0,1002
7	1	22,3	0,1002	22	0,1002
8	1	23,7	0,1002	24	0,1002
9	1	23,12	0,1002	23	0,1002
10	1	40,8	0,1002	41	0,1002
11	1	17,1	0,1667	17	0,1667
12	1	17,1	0,1667	17	0,1667
13	1	15	0,1667	15	0,1667
14	1	70	0,0699	70	0,0699
15	1	70	0,0699	70	0,0699
16	1	105	0,0699	105	0,0699
17	1	54	0,0699	54	0,0699
18	1	102	0,0699	102	0,0699
19	1	133	0,1174	133	0,1174
20	1	132,5	0,1174	133	0,1174
21	1	73	0,0876	73	0,0876
22	1	73	0,0876	73	0,0876
23	1	34,5	0,0876	35	0,0876
24	1	3	0,0876	3	0,0876
25	1	6	0,0876	6	0,0876
26	1	27,5	0,0876	27	0,0876
27	1	3	0,0876	3	0,0876
28	1	3	0,0876	3	0,0876
29	1	7	0,0876	7	0,0876
30	1	16,8	0,0876	17	0,0876
31	1	16	0,0876	16	0,0876
32	1	12	0,0876	12	0,0876
33	1	80	0,0404	80	0,0404
34	1	80	0,0404	80	0,0404
35	1	36,5	0,0404	37	0,0404
36	1	36,5	0,0404	36	0,0404
37	1	100	0,0404	100	0,0404
38	1	100	0,0404	100	0,0404
39	1	100	0,0404	100	0,0404
40	1	100	0,0404	100	0,0404

Tabla C1.3 Unidades utilizadas en el método aproximado del sistema de generación



Número de unidad	Unidad numero	Unidades con potencia entera		Unidades con potencia racional	
		Capacidad (MW)	FOR	Capacidad (MW)	FOR
41	1	100	0,0404	100	0,0404
42	1	115	0,0404	115	0,0404
43	1	115	0,0404	115	0,0404
44	1	115	0,0404	115	0,0404
45	1	115	0,0404	115	0,0404
46	1	115	0,0404	115	0,0404
47	1	71	0,0404	71	0,0404
48	1	71	0,0404	71	0,0404
49	1	71	0,0404	71	0,0404
50	1	115	0,0404	115	0,0404
51	1	115	0,0404	115	0,0404

Tabla C1.3 Continuación



C1.4

Sistema de Generación		Formato del S.G. para ingresar al programa CIC-SG		
Nombre de la central	Número de unidad de la central	Unidad	Potencia Nominal MW	FOR
Agoyán	U1	1	80	0,0404
Agoyán	U2	1	80	0,0404
Pucara	U1	1	36	0,0404
Pucara	U2	1	37	0,0404
Paute	1	1	100	0,0404
Paute	2	1	100	0,0404
Paute	3	1	100	0,0404
Paute	4	1	100	0,0404
Paute	5	1	100	0,0404
Paute	6	1	115	0,0404
Paute	7	1	115	0,0404
Paute	8	1	115	0,0404
Paute	9	1	115	0,0404
Paute	10	1	115	0,0404
Marcel Laniado	U1	1	71	0,0404
Marcel Laniado	U2	1	71	0,0404
Marcel Laniado	U3	1	71	0,0404
San francisco	U1	1	115	0,0404
San francisco	U2	1	115	0,0404
Guangopolo	U1	1	5	0,1297
Guangopolo	U3	1	5	0,1297
Guangopolo	U4	1	5	0,1297
Guangopolo	U5	1	5	0,1297
Guangopolo	U6	1	5	0,1297
Guangopolo	U7	1	2	0,1297
Saucay	G1	1	4	0,008
Saucay	G2	1	4	0,0079
Saucay	G3	1	8	0,0018
Saucay	G4	1	8	0,0017
Saymirin	G1	1	1	0,0034
Saymirin	G2	1	1	0,0042
Saymirin	G3	1	2	0,0027
Saymirin	G4	1	2	0,0026
Saymirin	G5	1	4	0,0062
Saymirin	G6	1	4	0,0053
Loreto-Ex Inecel	Loreto	1	2	0,0773
El Carmen	U1	1	8	0,0773
Sibimbe	U1	1	8	0,0773
Sibimbe	U2	1	8	0,0773
Península	G1	1	1	0,0773
Península	G2	1	1	0,0773
Península	G3	1	1	0,0773
Península	G4	1	1	0,0773
Chimbo	U2	1	1	0,0773



Ambi	G1	1	4	0,0773
Ambi	G2	1	4	0,0773
San Miguel de Car	G1	1	3	0,0773
Carlos Mora	U1	1	1	0,0773
Carlos Mora	U2	1	1	0,0773
Carlos Mora	U3	1	1	0,0773
Papallacta	G1	1	2	0,0773
Papallacta	G2	1	4	0,0773
Recuperadora	N1	1	14	0,0773
Calope	U1	1	9	0,0773
Calope	U2	1	9	0,0773
Hidroabanico	U1	1	8	0,0773
Hidroabanico	U2	1	8	0,0773
Hidroabanico	U3	1	8	0,0773
Hidroabanico	U4	1	8	0,0773
Hidroabanico	U5	1	8	0,0773
La calera	U3	1	1	0,0773
Vindobona	U1	1	2	0,0773
Vindobona	U2	1	2	0,0773
La esperanza	U1	1	3	0,0773
La esperanza	U2	1	3	0,0773
Poza Honda	U1	1	1	0,0773
Poza Honda	U2	1	1	0,0773
Geppert	Geppert	1	1	0,0773
Perlabi	U1	1	3	0,0773
Illuichi No. 1	Grupo 1	1	1	0,0773
Illuichi No. 2	Grupo 2	1	1	0,0773
Illuichi No. 3	Grupo 3	1	1	0,0773
Illuichi No. 4	Grupo 4	1	1	0,0773
Illuichi No 2	Grupo 1	1	3	0,0773
Illuichi No 3	Grupo 2	1	3	0,0773
Cumbaya	U1	1	10	0,0773
Cumbaya	U2	1	10	0,0773
Cumbaya	U3	1	10	0,0773
Cumbaya	U4	1	10	0,0773
Nayón	U1	1	15	0,0773
Nayón	U2	1	15	0,0773
Pasochoa	U1	1	2	0,0773
Pasochoa	U2	1	2	0,0773
Los chillos	U1	1	1	0,0773
Los chillos	U2	1	1	0,0773
Guangopolo	U1	1	2	0,0773
Guangopolo	U2	1	2	0,0773
Guangopolo	U3	1	2	0,0773
Guangopolo	U4	1	2	0,0773
Guangopolo	U5	1	2	0,0773
Guangopolo	U6	1	11	0,0773
Aláo	Grupo 1	1	3	0,0773
Aláo	Grupo 3	1	3	0,0773
Aláo	Grupo 4	1	3	0,0773



Rio Blanco	Única	1	3	0,0773
La Propicia	U1	1	4	0,1297
La Propicia	U2	1	5	0,1297
Miraflores	1	1	4	0,1297
Miraflores	2	1	3	0,1297
Miraflores	4	1	3	0,1297
Miraflores	9	1	3	0,1297
Miraflores	10	1	3	0,1297
Miraflores	12	1	6	0,1297
Miraflores	13	1	3	0,1297
Miraflores	14	1	3	0,1297
Miraflores	15	1	3	0,1297
Monay	G1	1	1	0,1297
Monay	G2	1	1	0,1297
Monay	G4	1	2	0,1297
Monay	G6	1	2	0,1297
Generoca	U1	1	4	0,1297
Generoca	U2	1	5	0,1297
Generoca	U3	1	5	0,1297
Generoca	U4	1	5	0,1297
Generoca	U5	1	5	0,1297
Generoca	U6	1	5	0,1297
Generoca	U7	1	5	0,1297
Generoca	U8	1	5	0,1297
Lligua	G1	1	2	0,1297
Lligua	G2	1	2	0,1297
La libertad	U1	1	3	0,1297
La libertad	U10	1	3	0,1297
La libertad	U9	1	4	0,1297
San Francisco Norte	G1	1	2	0,1297
Catamayo	U10	1	2	0,1297
Catamayo	U2	1	1	0,1297
Catamayo	U4	1	2	0,1297
Catamayo	U6	1	3	0,1297
Catamayo	U7	1	3	0,1297
Catamayo	U8	1	3	0,1297
Catamayo	U9	1	3	0,1297
Kohler	Kholer	1	1	0,1297
Machala	G.M. # 4	1	2	0,1297
Machala	G.M. # 5	1	2	0,1297
Collin Lockett	Crossley #3	1	5	0,1297
Collin Lockett	Crossley #4	1	5	0,1297
G. Hernández	U2	1	6	0,1297
G. Hernández	U3	1	6	0,1297
G. Hernández	U4	1	6	0,1297
G. Hernández	U5	1	6	0,1297
G. Hernández	U6	1	6	0,1297
Luluncoto	U1	1	3	0,1297
Riobamba	Única	1	3	0,1297
El Descanso	G1	1	5	0,0787



El Descanso	G2	1	5	0,0535
El Descanso	G3	1	4	0,4874
El Descanso	G4	1	5	0,0424
Termoguayas	U1	1	20	0,1297
Termoguayas	U2	1	40	0,1297
Termoguayas	U3	1	40	0,1297
Termoguayas	U4	1	50	0,1297
Selva Alegre	U1	1	4	0,1297
Selva Alegre	U2	1	4	0,1297
Selva Alegre	U3	1	4	0,1297
Selva Alegre	U4	1	4	0,1297
Enrique García	TG-5	1	102	0,0699
Victoria II	Victoria II	1	105	0,0699
Machala power	A	1	70	0,0699
Machala power	B	1	70	0,0699
Álvaro Tinajero	G1-CAT	1	54	0,0699
Electroquil	U1	1	45	0,1002
Electroquil	U2	1	46	0,1002
Electroquil	U3	1	45	0,1002
Electroquil	U4	1	45	0,1002
Anibal Santos (Gas)	G1-GAS	1	23	0,1002
Anibal Santos (Gas)	G2-GAS	1	22	0,1002
Anibal Santos (Gas)	G5-GAS	1	24	0,1002
Anibal Santos (Gas)	G6-GAS	1	23	0,1002
Alvaro tinajero	G2-CAT	1	41	0,1002
Santa Rosa	TG1	1	17	0,1667
Santa Rosa	TG2	1	17	0,1667
Santa Rosa	TG3	1	17	0,1667
Anibal Santos (Gas)	G3-GAS	1	15	0,1667
Gonzalo Zeballos	TV-2	1	73	0,0876
Gonzalo Zeballos	TV-3	1	73	0,0876
Anibal Santos (Gas)	V1-CAS	1	35	0,0876
Trinitaria	TV-1	1	133	0,1179
Termoesmeraldas	CTE	1	133	0,1179
Ecoelectric	Turbo # 5	1	3	0,0876
Ecoelectric	Turbo # 6	1	6	0,0876
Ecudos A-G	TGE-1	1	3	0,0876
Ecudos A-G	TGE-2	1	3	0,0876
Ecudos A-G	TGE-3	1	7	0,0876
Ecudos A-G	TGE-4	1	17	0,0876
San Carlos	Turbo 1	1	3	0,0876
San Carlos	Turbo 2	1	4	0,0876
San Carlos	Turbo 3	1	16	0,0876
San Carlos	Turbo 4	1	12	0,0876

Tabla C1.4 Sistema de Generación del año 2007



C1.5

Sistema de Generación		Formato del S.G. para ingresar al programa CIC-SG		
Nombre de la central	Número de unidad de la central	Unidad	Potencia Nominal MW	FOR
Agoyán	U1	1	72	0,0404
Agoyán	U2	2	72	0,0404
Pucara	U1	3	33	0,0404
Pucara	U2	4	32	0,0404
Paute	1	5	95	0,0404
Paute	2	6	95	0,0404
Paute	3	7	95	0,0404
Paute	4	8	95	0,0404
Paute	5	9	95	0,0404
Paute	6	10	109	0,0404
Paute	7	11	109	0,0404
Paute	8	12	109	0,0404
Paute	9	13	109	0,0404
Paute	10	14	109	0,0404
Marcel Laniado	U1	15	55	0,0404
Marcel Laniado	U2	16	55	0,0404
Marcel Laniado	U3	17	55	0,0404
San francisco	U1	18	103	0,0404
San francisco	U2	19	103	0,0404
Guangopolo	U1	30	5	0,1297
Guangopolo	U3	31	5	0,1297
Guangopolo	U4	32	5	0,1297
Guangopolo	U6	33	5	0,1297
Guangopolo	U7	34	2	0,1297
Saucay	G1	35	4	0,008
Saucay	G2	36	4	0,0079
Saucay	G3	37	8	0,0018
Saucay	G4	38	8	0,0017
Saymirin	G1	39	1	0,0034
Saymirin	G2	40	1	0,0042
Saymirin	G3	41	2	0,0027
Saymirin	G4	42	2	0,0026
Saymirin	G5	43	4	0,0062
Saymirin	G6	44	4	0,0053
Loreto-Ex Inecel	Loreto	45	2	0,0773
El Carmen	U1	46	8	0,0773
Sibimbe	U1	47	8	0,0773
Sibimbe	U2	48	8	0,0773
Península	G1	49	1	0,0773
Península	G2	50	1	0,0773
Península	G3	51	1	0,0773
Península	G4	52	1	0,0773



Chimbo	U2	53	1	0,0773
Ambi	G1	54	4	0,0773
Ambi	G2	55	4	0,0773
San Miguel de Car	G1	56	3	0,0773
Carlos Mora	U1	57	1	0,0773
Carlos Mora	U2	58	1	0,0773
Carlos Mora	U3	59	1	0,0773
Papallacta	G1	60	2	0,0773
Papallacta	G2	61	4	0,0773
Recuperadora	N1	62	14	0,0773
Calope	U1	63	9	0,0773
Calope	U2	64	9	0,0773
Hidroabanico	U1	65	8	0,0773
Hidroabanico	U2	66	8	0,0773
Hidroabanico	U3	67	8	0,0773
Hidroabanico	U4	68	8	0,0773
Hidroabanico	U5	69	8	0,0773
La calera	U3	70	1	0,0773
Vindobona	U1	71	2	0,0773
Vindobona	U2	72	2	0,0773
La esperanza	U1	73	3	0,0773
La esperanza	U2	74	3	0,0773
Poza Honda	U1	75	1	0,0773
Poza Honda	U2	76	1	0,0773
Geppert	Geppert	77	1	0,0773
Perlabi	U1	78	3	0,0773
Illuichi No. 1	Grupo 1	79	1	0,0773
Illuichi No. 2	Grupo 2	80	1	0,0773
Illuichi No. 3	Grupo 3	81	1	0,0773
Illuichi No. 4	Grupo 4	82	1	0,0773
Illuichi No 2	Grupo 1	83	3	0,0773
Illuichi No 3	Grupo 2	84	3	0,0773
Cumbaya	U1	85	10	0,0773
Cumbaya	U2	86	10	0,0773
Cumbaya	U3	87	10	0,0773
Cumbaya	U4	88	10	0,0773
Nayón	U1	89	15	0,0773
Nayón	U2	90	15	0,0773
Pasochoa	U1	91	2	0,0773
Pasochoa	U2	92	2	0,0773
Los chillos	U1	93	1	0,0773
Los chillos	U2	94	1	0,0773
Guangopolo	U1	95	2	0,0773
Guangopolo	U2	96	2	0,0773
Guangopolo	U3	97	2	0,0773
Guangopolo	U4	98	2	0,0773
Guangopolo	U5	99	2	0,0773
Guangopolo	U6	100	11	0,0773
Aláo	Grupo 1	101	3	0,0773
Aláo	Grupo 2	102	2	0,0773



Aláo	Grupo 3	103	3	0,0773
Aláo	Grupo 4	104	3	0,0773
Rio Blanco	Única	105	3	0,0773
La Propicia	U1	106	4	0,1297
La Propicia	U2	107	5	0,1297
Miraflores	12	108	6	0,1297
Miraflores	15	109	3	0,1297
Monay	G1	110	1	0,1297
Monay	G2	111	1	0,1297
Monay	G4	112	2	0,1297
Monay	G6	113	2	0,1297
Generoca	U1	114	4	0,1297
Generoca	U2	115	5	0,1297
Generoca	U3	116	5	0,1297
Generoca	U4	117	5	0,1297
Generoca	U5	118	5	0,1297
Generoca	U6	119	5	0,1297
Generoca	U7	120	5	0,1297
Generoca	U8	121	5	0,1297
Lligua	G1	122	2	0,1297
Lligua	G2	123	2	0,1297
San Francisco Norte	G1	124	2	0,1297
Catamayo	U10	125	2	0,1297
Catamayo	U2	126	1	0,1297
Catamayo	U4	127	2	0,1297
Catamayo	U5	128	2	0,1297
Catamayo	U6	129	3	0,1297
Catamayo	U8	130	3	0,1297
Catamayo	U9	131	3	0,1297
Machala	G.M. # 4	132	2	0,1297
Machala	G.M. # 5	133	2	0,1297
Collin Lockett	Crossley #3	134	6	0,1297
Collin Lockett	Crossley #4	135	5	0,1297
G. Hernández	U2	136	6	0,1297
G. Hernández	U3	137	6	0,1297
G. Hernández	U4	138	6	0,1297
G. Hernández	U5	139	6	0,1297
G. Hernández	U6	140	6	0,1297
Luluncoto	U1	141	3	0,1297
Riobamba	única	142	3	0,1297
El Descanso	G1	143	5	0,0787
El Descanso	G2	144	5	0,0535
El Descanso	G4	145	5	0,0424
Termoguayas	U1	146	20	0,1297
Termoguayas	U2	147	40	0,1297
Termoguayas	U3	148	40	0,1297
Selva Alegre	U1	149	4	0,1297
Selva Alegre	U2	150	4	0,1297
Selva Alegre	U3	151	4	0,1297
Selva Alegre	U4	152	4	0,1297



Victoria II	Victoria II	153	105	0,0699
Machala power	A	154	70	0,0699
Machala power	B	155	70	0,0699
Álvaro Tinajero	G1-CAT	156	54	0,0699
Electroquil	U1	157	45	0,1002
Electroquil	U2	158	46	0,1002
Electroquil	U3	159	45	0,1002
Electroquil	U4	160	45	0,1002
Anibal Santos (Gas)	G1-GAS	161	23	0,1002
Anibal Santos (Gas)	G2-GAS	162	22	0,1002
Anibal Santos (Gas)	G5-GAS	163	24	0,1002
Anibal Santos (Gas)	G6-GAS	164	23	0,1002
Álvaro tinajero	G2-CAT	165	41	0,1002
Santa Rosa	TG1	166	17	0,1667
Santa Rosa	TG2	167	17	0,1667
Anibal Santos (Gas)	G3-GAS	168	15	0,1667
Gonzalo Zeballos	TV-2	169	73	0,0876
Gonzalo Zeballos	TV-3	170	73	0,0876
Anibal Santos (Gas)	V1-CAS	171	35	0,0876
Trinitaria	TV-1	172	133	0,1179
Termoesmeraldas	CTE	173	133	0,1179
Ecoelectric	Turbo # 5	174	3	0,0876
Ecoelectric	Turbo # 6	175	6	0,0876
Ecoelectric	Turbo # 7	176	27	0,0876
Ecudos A-G	TGE-1	177	3	0,0876
Ecudos A-G	TGE-2	178	3	0,0876
Ecudos A-G	TGE-3	179	7	0,0876
Ecudos A-G	TGE-4	180	17	0,0876
San Carlos	Turbo 1	181	3	0,0876
San Carlos	Turbo 2	182	4	0,0876
San Carlos	Turbo 3	183	16	0,0876
San Carlos	Turbo 4	184	12	0,0876

Tabla C1.5 Sistema de Generación del año 2008



C1.6

Sistema de Generación		Formato del S.G. para ingresar al programa CIC-SG		
Nombre de la central	Número de unidad de la central	Unidad	Potencia Nominal MW	FOR
Agoyán	U1	1	80	0,0404
Agoyán	U2	1	80	0,0404
Pucara	U1	1	37	0,0404
Pucara	U2	1	36	0,0404
Paute	1	1	100	0,0404
Paute	2	1	100	0,0404
Paute	3	1	100	0,0404
Paute	4	1	100	0,0404
Paute	5	1	100	0,0404
Paute	6	1	115	0,0404
Paute	7	1	115	0,0404
Paute	8	1	115	0,0404
Paute	9	1	115	0,0404
Paute	10	1	115	0,0404
Marcel Laniado	U1	1	71	0,0404
Marcel Laniado	U2	1	71	0,0404
Marcel Laniado	U3	1	71	0,0404
San francisco	U1	1	115	0,0404
San francisco	U2	1	115	0,0404
Guangopolo	U1	1	5	0,1297
Guangopolo	U3	1	5	0,1297
Guangopolo	U4	1	5	0,1297
Guangopolo	U6	1	5	0,1297
Guangopolo	U7	1	2	0,1297
Saucay	G1	1	4	0,008
Saucay	G2	1	4	0,0079
Saucay	G3	1	8	0,0018
Saucay	G4	1	8	0,0017
Saymirin	G1	1	1	0,0034
Saymirin	G2	1	1	0,0042
Saymirin	G3	1	2	0,0027
Saymirin	G4	1	2	0,0026
Saymirin	G5	1	4	0,0062
Saymirin	G6	1	4	0,0053
Loreto-Ex Inecel	Loreto	1	2	0,0773
El Carmen	U1	1	8	0,0773
Sibimbe	U1	1	8	0,0773
Sibimbe	U2	1	8	0,0773
Uravia	U2	1	1	0,0773
Península	G1	1	1	0,0773
Península	G2	1	1	0,0773
Península	G3	1	1	0,0773
Península	G4	1	1	0,0773
Chimbo	U2	1	1	0,0773



Ambi	G1	1	4	0,0773
Ambi	G2	1	4	0,0773
San Miguel de Car	G1	1	3	0,0773
Carlos Mora	U1	1	1	0,0773
Carlos Mora	U2	1	1	0,0773
Carlos Mora	U3	1	1	0,0773
Papallacta	G1	1	2	0,0773
Papallacta	G2	1	4	0,0773
Recuperadora	N1	1	14	0,0773
Calope	U1	1	9	0,0773
Calope	U2	1	9	0,0773
Hidroabanico	U1	1	8	0,0773
Hidroabanico	U2	1	8	0,0773
Hidroabanico	U3	1	8	0,0773
Hidroabanico	U4	1	8	0,0773
Hidroabanico	U5	1	8	0,0773
La calera	U3	1	1	0,0773
Vindobona	U1	1	2	0,0773
Vindobona	U2	1	2	0,0773
Geppert	Geppert	1	1	0,0773
Perlabi	U1	1	3	0,0773
Illuichi No. 1	Grupo 1	1	1	0,0773
Illuichi No. 2	Grupo 2	1	1	0,0773
Illuichi No. 3	Grupo 3	1	1	0,0773
Illuichi No. 4	Grupo 4	1	1	0,0773
Illuichi No 2	Grupo 1	1	3	0,0773
Illuichi No 3	Grupo 2	1	3	0,0773
Cumbaya	U1	1	10	0,0773
Cumbaya	U2	1	10	0,0773
Cumbaya	U3	1	10	0,0773
Cumbaya	U4	1	10	0,0773
Nayón	U1	1	15	0,0773
Nayón	U2	1	15	0,0773
Pasochoa	U1	1	2	0,0773
Los chillos	U1	1	1	0,0773
Los chillos	U2	1	1	0,0773
Guangopolo	U1	1	2	0,0773
Guangopolo	U2	1	2	0,0773
Guangopolo	U3	1	2	0,0773
Guangopolo	U4	1	2	0,0773
Guangopolo	U5	1	2	0,0773
Guangopolo	U6	1	11	0,0773
Aláo	Grupo 1	1	3	0,0773
Aláo	Grupo 2	1	2	0,0773
Aláo	Grupo 3	1	3	0,0773
Aláo	Grupo 4	1	3	0,0773
Rio Blanco	única	1	3	0,0773
La Propicia	U1	1	4	0,1297
Miraflores	7	1	3	0,1297
Miraflores	9	1	3	0,1297



Miraflores	10	1	3	0,1297
Miraflores	12	1	6	0,1297
Miraflores	13	1	3	0,1297
Miraflores	14	1	3	0,1297
Miraflores	16	1	3	0,1297
Miraflores	18	1	3	0,1297
Miraflores	TG1	1	22	0,1297
Pedernales	15	1	2	0,1297
Power bargue II	PB-1	1	12	0,1297
Power bargue II	PB-2	1	12	0,1297
Power bargue II	PB-3	1	13	0,1297
Power bargue II	PB-4	1	13	0,1297
Monay	G1	1	1	0,1297
Monay	G2	1	1	0,1297
Monay	G4	1	2	0,1297
Monay	G6	1	2	0,1297
Generoca	U1	1	4	0,1297
Generoca	U2	1	5	0,1297
Generoca	U3	1	5	0,1297
Generoca	U4	1	5	0,1297
Generoca	U5	1	5	0,1297
Generoca	U6	1	5	0,1297
Generoca	U8	1	5	0,1297
Lligua	G1	1	2	0,1297
Lligua	G2	1	2	0,1297
San Francisco Norte	G1	1	2	0,1297
Catamayo	U10	1	2	0,1297
Catamayo	U2	1	1	0,1297
Catamayo	U4	1	2	0,1297
Catamayo	U5	1	2	0,1297
Catamayo	U7	1	3	0,1297
Catamayo	U8	1	3	0,1297
Catamayo	U9	1	3	0,1297
Machala	G.M. # 4	1	2	0,1297
Machala	G.M. # 5	1	2	0,1297
G. Hernández	U1	1	6	0,1297
G. Hernández	U2	1	6	0,1297
G. Hernández	U3	1	6	0,1297
G. Hernández	U4	1	6	0,1297
G. Hernández	U5	1	6	0,1297
G. Hernández	U6	1	6	0,1297
Luluncoto	U1	1	3	0,1297
Luluncoto	U3	1	3	0,1297
Riobamba	única	1	3	0,1297
El Descanso	G1	1	5	0,0787
El Descanso	G2	1	5	0,0535
El Descanso	G3	1	4	0,4874
El Descanso	G4	1	5	0,0424
Termoguayas	U1	1	20	0,1297
Termoguayas	U2	1	40	0,1297



Termoguayas	U3	1	40	0,1297
Selva Alegre	U1	1	4	0,1297
Selva Alegre	U2	1	4	0,1297
Selva Alegre	U3	1	4	0,1297
Selva Alegre	U4	1	4	0,1297
Selva Alegre	U5	1	5	0,1297
Selva Alegre	U6	1	5	0,1297
Selva Alegre	U7	1	6	0,1297
Enrique García	TG-5	1	102	0,0699
Victoria II	Victoria II	1	105	0,0699
Machala power	A	1	70	0,0699
Machala power	B	1	70	0,0699
Álvaro Tinajero	G1-CAT	1	54	0,0699
Gonzalo Zeballos	TG-4	1	26	0,1002
Electroquil	U1	1	45	0,1002
Electroquil	U2	1	46	0,1002
Electroquil	U3	1	45	0,1002
Electroquil	U4	1	45	0,1002
Anibal Santos (Gas)	G1-GAS	1	23	0,1002
Anibal Santos (Gas)	G2-GAS	1	22	0,1002
Anibal Santos (Gas)	G5-GAS	1	24	0,1002
Anibal Santos (Gas)	G6-GAS	1	23	0,1002
Álvaro tinajero	G2-CAT	1	41	0,1002
Santa Rosa	TG1	1	17	0,1667
Santa Rosa	TG2	1	17	0,1667
Anibal Santos (Gas)	G3-GAS	1	15	0,1667
Gonzalo Zeballos	TV-2	1	73	0,0876
Gonzalo Zeballos	TV-3	1	73	0,0876
Anibal Santos (Gas)	V1-CAS	1	35	0,0876
Trinitaria	TV-1	1	133	0,1179
Termoesmeraldas	CTE	1	133	0,1179
Ecoelectric	Turbo # 5	1	3	0,0876
Ecoelectric	Turbo # 6	1	6	0,0876
Ecoelectric	Turbo # 7	1	27	0,0876
Ecudos A-G	TGE-1	1	3	0,0876
Ecudos A-G	TGE-2	1	3	0,0876
Ecudos A-G	TGE-3	1	7	0,0876
Ecudos A-G	TGE-4	1	17	0,0876
San Carlos	Turbo 3	1	16	0,0876
San Carlos	Turbo 4	1	12	0,0876

Tabla C1.6 Sistema de Generación del año 2009



C1.7

Empresa	Proyecto	Año ingreso	Mes ingreso	Unidad	Tipo de central	Energía primaria	Potencia Nominal MW	FOR
CELEC-Hidropaute	Mazar	2011	enero	1	H	Agua	80	0,0404
	Mazar	2011	enero	2	H	Agua	80	0,0404
Elecaastro S.A.	Ocaña	2011	julio	1	H	Agua	13	0,0773
	Ocaña	2011	julio	2	H	Agua	13	0,0773
Termopichincha	Cuba manta M.	2012	julio	1	T	Diesel	20	0,1297
Hidrolitoral S.A.	Baba	2012	enero	1	H	Agua	21	0,0773
	Baba	2012	enero	2	H	Agua	21	0,0773
S. José de Minas	San José de minas	2013	enero	1	H	Agua	6	0,0773
Ninguna	residuo 1	2013	enero	1	T	Residuo	50	0,1297
Termoesmeraldas	Esmeraldas	2013	enero	1	T	Residuo	144	0,1297
Ninguna	Residuo 2	2014	enero	1	T	Residuo	100	0,1297
Hidrotambo S.A.	S. José de tambo	2014	marzo	1	H	Agua	8	0,0773
Termoesmeraldas	Sushufindi	2014	Julio	1	T	Residuo	135	0,1297
H. Sigchos	Sigchos	2014	diciembre	1	H	Agua	17	0,0773
Current Energy of Ecuador S.A.	Apaquí	2014	diciembre	1	H	Agua	18	0,0773
	Apaquí	2014	diciembre	2	H	Agua	18	0,0773
Hidrotoapi S.A.	Toachi Pilatón	2014	marzo	1	H	Agua	15	0,0773
	Toachi Pilatón	2014	marzo	2	H	Agua	15	0,0773
	Toachi Pilatón	2014	marzo	3	H	Agua	15	0,0773
	Toachi Pilatón	2014	marzo	1	H	Agua	61	0,0404
	Toachi Pilatón	2014	marzo	2	H	Agua	61	0,0404
	Toachi Pilatón	2014	marzo	3	H	Agua	61	0,0404
Hidrozamora SA	Chorrillos	2015	enero	1	H	Agua	4	0,0773
Ninguna	C. combinado	2015	enero	1	T	-	87	0,059
Ninguna	TG Natural 1	2015	junio	1	T	Gas	100	0,0699
Hidroazogues	Mazar-Dudas	2015	agosto	1	H	Agua	21	0,0773
Hidroeléctrica Coca Codo S.	Coca Codo Sinclair	2015	abril	1	H	Agua	187	0,0404
	Coca Codo Sinclair	2015	abril	2	H	Agua	187	0,0404
	Coca Codo Sinclair	2015	abril	3	H	Agua	187	0,0404
	Coca Codo Sinclair	2015	abril	4	H	Agua	187	0,0404
	Coca Codo Sinclair	2015	abril	5	H	Agua	187	0,0404
	Coca Codo Sinclair	2015	abril	6	H	Agua	187	0,0404
	Coca Codo Sinclair	2015	abril	7	H	Agua	187	0,0404
	Coca Codo Sinclair	2015	abril	8	H	Agua	187	0,0404

Tabla C1.7 Expansión del Sistema de Generación¹⁶

¹⁶ El sustento de la información de los posibles ingresos, número de unidades y energía primaria se presenta en el siguiente anexo C1.8



Empresa	Proyecto	Año de ingreso	Mes de ingreso	Unidad	Tipo de central	Energía primaria	Potencia Nominal MW	FOR
Pemaf Cía. Ltda.	Topo	2016	julio	1	H	Agua	23	0.0773
Hidrovictoria S.A.	Victoria	2016	enero	1	H	Agua	5	0.0773
	Victoria	2016	enero	1	H	Agua	5	0.0773
H. Pilaló	Pilaló	2016	enero	1	H	Agua	9	0.0773
Hidroequinoccio	Chontal	2016	enero	1	H	Agua	72	0.0404
CELEC-Hidropaute	Sopladora	2016	enero	1	H	Agua	162	0.0404
	Sopladora	2016	enero	2	H	Agua	162	0.0404
	Sopladora	2016	enero	3	H	Agua	162	0.0404
Enerjubones S.A.	La unión	2016	julio	1	H	Agua	40	0.0404
	La unión	2016	julio	2	H	Agua	40	0.0404
Hidroeléctrica Angamarca	Angamarca	2017	enero	1	H	Agua	22	0.0773
	Angamarca	2017	enero	2	H	Agua	22	0.0773
	Angamarca	2017	enero	3	H	Agua	22	0.0773
Empresa Eléctrica Quito S.A.	Quijos	2017	abril	1	H	Agua	16	0.0773
	Quijos	2017	abril	1	H	Agua	16	0.0773
	Quijos	2017	abril	1	H	Agua	16	0.0773
	Baeza	2017	septiembre	1	H	Agua	16	0.0773
	Baeza	2017	septiembre	1	H	Agua	16	0.0773
	Baeza	2017	septiembre	1	H	Agua	16	0.0773
Enerjubones S.A.	Minas	2017	junio	1	H	Agua	91	0.0404
	Minas	2017	junio	2	H	Agua	91	0.0404
	Minas	2017	junio	3	H	Agua	91	0.0404
Hidroequinoccio HEQ S.A.	Chespi	2018	abril	1	H	Agua	167	0.0404
	Villadora	2018	junio	1	H	Agua	90	0.0404
	Villadora	2018	junio	2	H	Agua	90	0.0404
	Villadora	2018	junio	3	H	Agua	90	0.0404
	Cardenillo	2020	enero	1	H	Agua	100	0.0404
	Cardenillo	2020	enero	2	H	Agua	100	0.0404
	Cardenillo	2020	enero	3	H	Agua	100	0.0404
No	Residuo 3	2013	enero	1	T	Residuo	100	0.0595
Energyhdine S.A.	Rio Luis	2014	enero	1	H	Agua	16	0.0773
Hidronación SA.	Angamarca Sinda	2015	enero	1	H	Agua	29	0.0773
No	Ciclo Combinado	2015	Enero	1	T	-	60	0.0712

Tabla C1.7 Continuación



C1.8

Nombre de la central	Referencia
Mazar	http://www4.elcomercio.com/2010-08-21/Noticias/Negocios/Noticias-Secundarias/EC100821P7_ELECTRICAS.aspx
Ocaña	Dirección de planificación y Mercadeo de la Empresa Elecaastro
Cuba	-
Baba	http://www.eluniverso.com/2010/07/27/1/1356/reanudan-trabajos-proyecto-baba.html
San José de Minas	
Residuo 1	-
Esmeraldas	http://radioprimavera.com.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=1009:en-2011-ecuador-impulsara-8-proyectos-hidroelectricos-para-cambiar-matriz-energetica&catid=31:primavera-noticias&Itemid=27
Residuo 2	-
San José de Tambo	-
Sushufindi	http://www.termoesmeraldas.net/Default2.aspx
Sigchos	-
Apaquí	-
Toachi Pilatón	http://www.eluniverso.com/2010/12/29/1/1356/financiamiento-toachi-pilaton-tropieza.html
Chorrillos	-
Ciclo Combinado 1	-
T Gas Natural 1	-
Mazar-Dudas	http://www.elmercurio.com.ec/236394-analizan-estudios-de-proyecto-mazar-dudas.html
Coca Codo Sinclair	http://radioprimavera.com.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=1009:en-2011-ecuador-impulsara-8-proyectos-hidroelectricos-para-cambiar-matriz-energetica&catid=31:primavera-noticias&Itemid=27
Topo	
Victoria	http://www.eeq.com.ec/laEmpresa/listaPryHidroElect.php?mn=1.com
Pilaló	
Chontal	http://www.mer.gov.ec/
Sopladora	http://radioprimavera.com.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=1009:en-2011-ecuador-impulsara-8-proyectos-hidroelectricos-para-cambiar-matriz-energetica&catid=31:primavera-noticias&Itemid=27
La Unión	http://www.mer.gov.ec/
Angamarca	
Quijos	www.eeq.com.ec/upload/pryHidroElect/20030729081130.doc
Baeza	www.eeq.com.ec/opload/pryHidroElect/20030729034200.RESUMEN_EJECUTIVO_PROYECTO_BAEZA.doc
Minas	http://www.mer.gov.ec/
Chespi	http://www.mer.gov.ec/
Villadora	http://www.mer.gov.ec/
Cardenillo	
Residuo 3	-
Río Luis	-
Angamarca Sinde	-
Ciclo Combinado 1	-

Tabla C1.8 Actualización de fechas de ingreso de proyectos



C1.9

Proyecto	Unidad	Capacidad	H. Finalización	H. Inicio
Mazar	1	80	744	528
	2	80	7 464	7 248
Ocaña	1	13	696	528
	2	13	7 416	7 248
Cuba	1	20	4 032	3 624
Baba	1	21	7 632	7 464
	2	21	168	0
San José de Minas	1	6	600	432
Residuo 1	1	50	5 640	5 232
Esmeraldas	1	144	4 944	4 536
Residuo 2	1	100	5 352	4 944
San José de Tambo	1	8	8 304	8 136
Sushufindi	1	135	6 720	6 312
Sigchos	1	17	8 304	8 136
Apaquí	1	18	168	0
	2	18	7 800	7 632
Toachi Pilatón	1	15	1 440	1 272
	2	15	1 944	1 776
	3	15	168	0
	4	61	6 528	6 312
	5	61	7 128	6 912
	6	61	8 040	7 824
Chorrillos	1	4	3 456	3 288
Ciclo Combinado 1	1	87	6 048	5 640
T Gas Natural 1	1	100	3 864	3 576
Mazar-Dudas	1	21	3 984	3 816
Coca Codo Sinclair	1	187	648	432
	2	187	864	648
	3	187	1 080	864
	4	187	3 792	3 576
	5	187	5 856	5 640
	6	187	6 936	6 720
	7	187	7 152	6 936
	8	187	7 368	7 152
Topo	1	23	8 760	8 592
Victoria	1	5	4 704	4 536
	2	5	5 520	5 352
Pilaló	1	9	4 032	3 864
Chontal	1	72	7 680	7 464
Sopladora	1	162	216	0
	2	162	432	216
	3	162	960	744

Tabla C1.9 Mantenimiento de unidades del plan de expansión



Proyecto	Unidad	Capacidad	H. Finalización	H. Inicio
La Unión	1	40	1 488	1 272
	2	40	7 848	7 632
Angamarca	1	22	600	432
	2	22	168	0
	3	22	4 464	4 296
Quijos	1	16	7 848	7 680
	2	16	1 128	960
	3	16	504	336
Baeza	1	16	7 848	7 680
	2	16	1 128	960
	3	16	504	336
Minas	1	91	216	0
	2	91	648	432
	3	91	864	648
Chespi	1	167	432	216
Villadora	1	90	4 752	4 536
	2	90	1 080	864
	3	90	1 296	1 080
Cardenillo	1	100	552	336
	2	100	768	552
	3	100	984	768
	4	100	8 760	8 544
Residuo 3	1	100	5 640	5 232
Río Luis	1	16	912	744
Angamarca Sinde	1	29	7 632	7 224
Ciclo Combinado 1	1	60	6 048	5 640

Tabla C1.9 Continúa



C1.10

Central	Unidad	Tipo	Año de ingreso	Vida útil	Año de salida	Referencia
Enrique García	TG-5	T. turbogas	1998	20	2018	http://www.electroguayas.com.ec/index.php?Publico/
Gonzalo Zeballos	TG-4	T. turbogas	1979	20	1999	
	TV-2	T. turbovapor	1979	30	2009	
Trinitaria	TV-3	T. turbovapor	1979	30	2009	
	TV-1	T. turbovapor	1998	30	2028	
Pascuales II	TM1	T. turbogas	2010	20	2030	
	TM2	T. turbogas	2010	20	2030	
	TM3	T. turbogas	2010	20	2030	
	TM4	T. turbogas	2010	20	2030	
	TM5	T. turbogas	2010	20	2030	
Termo Esmeraldas	CTE	T. turbovapor	1982	30	2012	http://www.termoesmeraldas.net/institucional.aspx
Guangopolo	U1	T. MCI	1977	15	1992	http://www.termopichincha.com.ec/html/guangopolo.html
	U2	T. MCI	1977	15	1992	
	U3	T. MCI	1977	15	1992	
	U4	T. MCI	1977	15	1992	
	U5	T. MCI	1977	15	1992	
	U6	T. MCI	1977	15	1992	
La Propicia	U7	T. MCI	1977	15	1992	
	U1	T. MCI	-	15	-	
Miraflores	U2	T. MCI	-	15	-	
	1	T. MCI	-	15	-	
	2	T. MCI	-	15	-	
	3	T. MCI	-	15	-	
	4	T. MCI	-	15	-	
	7	T. MCI	-	15	-	
	8	T. MCI	-	15	-	
	9	T. MCI	-	15	-	
	10	T. MCI	-	15	-	
	11	T. MCI	-	15	-	
	12	T. MCI	-	15	-	
	13	T. MCI	-	15	-	
	14	T. MCI	-	15	-	
	16	T. MCI	-	15	-	
	Santa Rosa	18	T. MCI	-	15	-
22		T. MCI	-	15	-	
TG1		T. MCI	-	15	-	
Santa Rosa	TG1	T. turbogas	1981	20	2001	http://www.termopichincha.com.ec/html/santarosa.html
	TG2	T. turbogas	1981	20	2001	
	TG3	T. turbogas	-	20	-	
Pedernales	15	T. MCI	-	15	-	
Power bargue II	PB-1	T. MCI	2010	15	2025	http://www.termopichincha.com.ec/html/barcaza.html
	PB-2	T. MCI	2010	15	2025	
	PB-3	T. MCI	2010	15	2025	
	PB-4	T. MCI	2010	15	2025	
El Descanso	G1	T. MCI	-	-	-	
	G2	T. MCI	-	-	-	
	G3	T. MCI	-	-	-	
	G4	T. MCI	-	-	-	

Tabla C1.10 Año de ingreso - salida y vida útil de unidades térmicas del S.G.



Central	Unidad	Tipo	Año de ingreso	Vida útil	Año de salida	Referencia
Monay	G1	T. MCI	1971	15	1986	http://www.elecaastro.com.ec/index.php?seccion=U9zxH4J&codigo=t4CYtXguRm
	G2	T. MCI	1971	15	1986	
	G3	T. MCI	1971	15	1986	
	G4	T. MCI	1975	15	1990	
	G5	T. MCI	1975	15	1990	
	G6	T. MCI	1975	15	1990	
Electroquil	U1	T. turbogas	-	20	-	
	U2	T. turbogas	-	20	-	
	U3	T. turbogas	-	20	-	
	U4	T. turbogas	-	20	-	
Generoca	U1	T. MCI	2006	15	2021	http://www.ecuacier.org/index.php?option=com_content&view=article&id=1277:migrado1277&catid=72:noticiasnacionales&Itemid=119
	U2	T. MCI	2006	15	2021	
	U3	T. MCI	2006	15	2021	
	U4	T. MCI	2006	15	2021	
	U5	T. MCI	2006	15	2021	
	U6	T. MCI	2006	15	2021	
	U7	T. MCI	2006	15	2021	
	U8	T. MCI	2006	15	2021	
Victoria II	Victoria II	T. turbogas	2001	20	2021	http://www.allbusiness.com/energy-utilities/utilities-industry-electric-power/9722322-1.html
Machala power	A	T. turbogas	2002	20	2022	http://www.eluniverso.com/2002/09/22/0001/9/D71520098DFB4F0C80281C4CCA341612.html
	B	T. turbogas	2002	20	2022	
Termoguayas	U1	T. MCI	2006	15	2021	http://www.ecuacier.org/index.php?option=com_content&view=article&id=1482:migrado1482&catid=72:noticiasnacionales&Itemid=119
	U2	T. MCI	2006	15	2021	
	U3	T. MCI	2006	15	2021	
	U4	T. MCI	2006	15	2021	
Power Bargue I	PB1	T. MCI	-	15	-	
Batán	G1	T. MCI	-	15	-	
	G2	T. MCI	-	15	-	
	G3	T. MCI	-	15	-	
	G4	T. MCI	-	15	-	
Lligua	G1	T. MCI	-	15	-	
	G2	T. MCI	-	15	-	
Guaranda	U1	T. MCI	-	15	-	
	U2	T. MCI	-	15	-	
Centro Industrial	U1	T. MCI	-	15	-	
	U2	T. MCI	-	15	-	
	U3	T. MCI	-	15	-	
	U4	T. MCI	-	15	-	
Milagro	3	T. MCI	-	15	-	
	4	T. MCI	-	15	-	
	5	T. MCI	-	15	-	
	6	T. MCI	-	15	-	
	7	T. MCI	-	15	-	
	8	T. MCI	-	15	-	

Tabla C1.10 Continuación



Central	Unidad	Tipo	Año de ingreso	Vida útil	Año de salida	Referencia
Posorja	G1005	T. MCI	-	15	-	
La libertad	U1	T. MCI	-	15	-	
	U10	T. MCI	-	15	-	
	U11	T. MCI	-	15	-	
	U12	T. MCI	-	15	-	
	U3	T. MCI	-	15	-	
	U4	T. MCI	-	15	-	
	U5	T. MCI	-	15	-	
	U6	T. MCI	-	15	-	
	U7	T. MCI	-	15	-	
	U8	T. MCI	-	15	-	
U9	T. MCI	-	15	-		
Playas	G-1003	T. MCI	-	15	-	
	G-1004	T. MCI	-	15	-	
Aníbal Santos (Gas)	G1-GAS	Turbogas	1972	20	1992	http://www.bittium-energy.com/cms/content/view/32976/1/
	G2-GAS	Turbogas	1974	20	1994	
	G3-GAS	Turbogas	-	20	-	
	G5-GAS	Turbogas	-	20	-	
	G6-GAS	Turbogas	-	20	-	
	V1-CAS	Turbo vapor	-	30	-	
Álvaro Tinajero	G1-CAT	Turbogas	2005	20	2025	http://www.eluniverso.com/2005/12/11/0001/9/593CE436D2C54A60A6A50B52E9EFDB1E.html
	G2-CAT	Turbogas	-	20	-	
San Francisco Norte	G1	T. MCI	1982	15	1997	http://biyec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1198/7/T%2011063%20CAPITULO%202%20.pdf
Catamayo	U1	T. MCI	-	15	-	http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/248
	U10	T. MCI	1977	15	1992	
	U2	T. MCI	1977	15	1992	
	U3	T. MCI	-	15	-	
	U4	T. MCI	1977	15	1992	
	U5	T. MCI	1977	15	1992	
	U6	T. MCI	-	15	-	
	U7	T. MCI	1977	15	1992	
	U8	T. MCI	1977	15	1992	
U9	T. MCI	1977	15	1992		
Ecoelectric	Turbo # 5	Turbovapor	2007	30	2037	http://www.bnamericas.com/news/energiaelectrica/Ecoelectric_apunta_a_iniciar_pruebas_a_biomasa_en_ago,
	Turbo # 6	Turbovapor	2007	30	2037	
	Turbo # 7	Turbovapor	2007	30	2037	
Ecudos A-G	TGE-1	Turbovapor	2004	30	2034	http://www.sancarlos.com.ec/energia.php
	TGE-2	Turbovapor	2004	30	2034	
	TGE-3	Turbovapor	2004	30	2034	
	TGE-4	Turbovapor	2004	30	2034	

Tabla C1.10 Continuación



<i>Central</i>	<i>Unidad</i>	<i>Tipo</i>	<i>Año de ingreso</i>	<i>Vida útil</i>	<i>Año de salida</i>	<i>Referencia</i>
<i>Lasso</i>	<i>U1</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
<i>Selva Alegre</i>	<i>U1</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
	<i>U2</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
	<i>U3</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
	<i>U4</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
	<i>U5</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
	<i>U6</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
	<i>U7</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
<i>Kholer</i>	<i>Kholer</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
<i>San Carlos</i>	<i>Turbo 1</i>	<i>T. Turbovapor</i>	-	30	-	
	<i>Turbo 2</i>	<i>T. Turbovapor</i>	-	30	-	
	<i>Turbo 3</i>	<i>T. Turbovapor</i>	-	30	-	
	<i>Turbo 4</i>	<i>T. Turbovapor</i>	-	30	-	
<i>Macas</i>	<i>ALLEN # 1</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
	<i>ALLEN # 2</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
	<i>General</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
<i>Machala</i>	<i>Crossley #3</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
	<i>Crossley #4</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
<i>Collin Lockett</i>	<i>G.M. # 4</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
	<i>G.M. # 5</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
<i>G. Hernández</i>	<i>U1</i>	<i>T. MCI</i>	1977	15	1992	http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/11666/6/T11029 CAPITULO 2.pdf
	<i>U2</i>	<i>T. MCI</i>	1977	15	1992	
	<i>U3</i>	<i>T. MCI</i>	1977	15	1992	
	<i>U4</i>	<i>T. MCI</i>	1977	15	1992	
	<i>U5</i>	<i>T. MCI</i>	1977	15	1992	
	<i>U6</i>	<i>T. MCI</i>	1977	15	1992	
<i>Luluncoto</i>	<i>U1</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
	<i>U2</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
	<i>U3</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
	<i>U4</i>	<i>T. MCI</i>	-	15	-	
<i>Riobamba</i>	<i>Única</i>	<i>T. MCI</i>	1994	30	2024	http://www.eersa.com.ec/eersa.php?page=informative/histor y

Tabla C1.10 Continuación



C1.11

CENTRAL	UNIDAD	POTENCIA NOMINAL	AÑO DE INGRESO	FACTOR DE PLANTA (%)				FACTOR P. PROMEDIO	VIDA ÚTIL	HORAS VIDA ÚTIL	Horas en operación										
				2006	2007	2008	2009				2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Guangopolo	U1	5	1977	80,13	67,94	65,17	71,94	71,30	15	131,4	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
Guangopolo	U3	5	1977	72,58	76,85	59,52	86,2	73,79	15	131,4	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
Guangopolo	U4	5	1977	68,85	66,63	57,9	77,13	67,63	15	131,4	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
Guangopolo	U6	5	1977	80,07	70,06	65,2	53,86	67,30	15	131,4	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
Guangopolo	U7	2	1977	28,13	68,59	52,28	32,13	45,28	15	131,4	D	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
Miraflores	1	3	1973	0	0	0	0		15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Miraflores	7	3	1973	0,01	0	0	15,38	7,70	15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Miraflores	9	3	1973	0	3,52	0	2,56	3,04	15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Miraflores	10	3	1973	4,65	3,52	0	28,38	12,18	15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Miraflores	12	6	1973	9,36	4,1	0,36	34,9	12,18	15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Miraflores	13	3	1973	0	3,48	0	20,79	12,14	15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Miraflores	14	3	1973	1,89	3,48	0	14,76	6,71	15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Miraflores	16	3	1973	0	0	0	2,25	2,25	15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Miraflores	18	3	1973	0	0	0	21,23	21,23	15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
San Francisco Norte	G1	3	1982	12,4	5,42	8,08	27,19	13,27	15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Catamayo	U10	3	1977	14,35	7,77	10,67	10,51	10,83	15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Catamayo	U2	1	1977	13,07	9,31	14,1	29,1	16,40	15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Catamayo	U4	2	1977	2,37	4,89	2,41	29,96	9,91	15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Catamayo	U5	2	1977	0,01	0	1,57	29,98	10,52	15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Catamayo	U7	3	1977	21,35	13,15	0	34,79	23,10	15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Catamayo	U8	3	1977	11,05	6,18	10,18	30,72	14,53	15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Catamayo	U9	3	1977	10,12	8,48	9,92	40,1	17,16	15	131,4	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D

Tabla C1.11 Análisis de retiros de unidades térmicas



CENTRAL	UNIDAD	POTENCIA NOMINAL	AÑO DE INGRESO	FACTOR DE PLANTA (%)				FACTOR P. PROMEDIO	VIDA ÚTIL	HORAS VIDA ÚTIL	Horas en operación											
				2006	2007	2008	2009				2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
G. Hernández	U1	6	1977	0	0	0	44,57	44,57	15	131,4	D	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
G. Hernández	U2	5	1977	67,99	66,87	55,76	70,96	65,40	15	131,4	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
G. Hernández	U3	5	1977	62,72	70,33	51,64	64,62	62,33	15	131,4	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
G. Hernández	U4	5	1977	66,95	73,91	57,82	66,75	66,36	15	131,4	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
G. Hernández	U5	5	1977	67,24	68,71	46,73	59,85	60,63	15	131,4	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
G. Hernández	U6	5	1977	37,11	66,65	57,42	67,62	57,20	15	131,4	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
El Descanso ¹⁷	G1	5	1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
El Descanso	G2	5	1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
El Descanso	G3	5	1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
El Descanso	G4	5	1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enrique García	TG-5	102	1998	43,28	24,68	0	34,13	34,03	20	175,2	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Gonzalo Zeballos	TG-4	26	1979	0	0	0	2,9	2,90	20	175,2	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Aníbal Santos (Gas)	G1-GAS	23	1972	6,77	4,46	4,57	5,34	5,29	20	175,2	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Aníbal Santos (Gas)	G2-GAS	22	1974	5,37	3,95	2,15	4,32	3,95	20	175,2	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Aníbal Santos (Gas)	G5-GAS	24	1974	3,71	7,35	3,72	30,81	11,40	20	175,2	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Aníbal Santos (Gas)	G6-GAS	23	1974	15,32	6,33	1,71	26,32	12,42	20	175,2	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Santa Rosa	TG1	17	1981	10,49	7,05	4,62	20,14	10,58	20	175,2	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Santa Rosa	TG2	17	1981	11,38	9,4	6,02	26,12	13,23	20	175,2	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Gonzalo Zeballos	TV-2	73	1979	68,39	62,44	51,33	77,24	64,85	30	262,8	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Gonzalo Zeballos	TV-3	73	1979	70,59	54,03	64,01	76,69	66,33	30	262,8	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Termoesmeraldas	CTE	132	1982	83,23	79,,2	58,39	88,29	77,28	30	262,8	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D

Tabla C1.11 Continuación

¹⁷ La central El descanso no se considera en el análisis porque de la información facilitada en ELECAUSTRO S.A. Dirección de planificación y mercadeo



C1.12

Días del año	Demandas pico MW					
	2401	2424.2	2641.6	2706.3	2785.21	2909
	Demanda por unidad					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
1	0,707	0,770	0,731	0,769	0,748	0,742
2	0,789	0,861	0,867	0,915	0,879	0,834
3	0,803	0,959	0,895	0,936	0,910	0,869
4	0,820	0,963	0,882	0,938	0,904	0,858
5	0,887	0,970	0,899	0,941	0,851	0,962
6	0,884	0,929	0,878	0,877	0,829	0,983
7	0,874	0,919	0,826	0,843	0,906	0,979
8	0,880	0,880	0,805	0,911	0,909	0,961
9	0,874	0,872	0,886	0,943	0,920	0,966
10	0,811	0,953	0,892	0,923	0,923	0,900
11	0,808	0,968	0,902	0,939	0,908	0,847
12	0,899	0,981	0,906	0,928	0,848	0,930
13	0,920	0,983	0,892	0,886	0,801	0,940
14	0,917	0,937	0,836	0,845	0,912	0,944
15	0,906	0,880	0,802	0,953	0,896	0,805
16	0,898	0,868	0,888	0,963	0,927	0,919
17	0,838	0,957	0,904	0,949	0,918	0,871
18	0,809	0,970	0,881	0,939	0,915	0,866
19	0,916	0,969	0,895	0,928	0,832	0,944
20	0,897	0,961	0,883	0,853	0,824	0,962
21	0,900	0,937	0,828	0,836	0,927	0,926
22	0,907	0,883	0,811	0,936	0,947	0,938
23	0,894	0,853	0,903	0,934	0,928	0,943
24	0,838	0,942	0,913	0,916	0,909	0,878
25	0,818	0,956	0,924	0,926	0,898	0,852
26	0,910	0,958	0,904	0,922	0,856	0,948
27	0,919	0,955	0,892	0,860	0,837	0,969
28	0,916	0,936	0,843	0,834	0,897	0,965
29	0,912	0,871	0,809	0,958	0,917	0,953
30	0,886	0,857	0,897	0,960	0,895	0,945
31	0,816	0,936	0,894	0,952	0,904	0,880
32	0,811	0,937	0,900	0,937	0,894	0,852
33	0,887	0,925	0,907	0,933	0,840	0,957
34	0,915	0,927	0,875	0,863	0,766	0,976
35	0,892	0,917	0,796	0,838	0,778	0,969
36	0,902	0,842	0,784	0,924	0,816	0,953
37	0,874	0,798	0,899	0,948	0,897	0,938
38	0,810	0,824	0,905	0,944	0,932	0,892



39	0,790	0,847	0,907	0,943	0,911	0,859
40	0,890	0,921	0,900	0,920	0,881	0,947
41	0,902	0,935	0,875	0,872	0,842	0,966
42	0,902	0,902	0,832	0,851	0,929	0,940
43	0,891	0,855	0,798	0,931	0,934	0,951
44	0,885	0,847	0,878	0,950	0,934	0,938
45	0,837	0,928	0,896	0,950	0,912	0,862
46	0,802	0,919	0,911	0,958	0,925	0,851
47	0,894	0,945	0,916	0,912	0,855	0,956
48	0,908	0,958	0,891	0,841	0,823	0,967
49	0,897	0,920	0,833	0,784	0,891	0,957
50	0,880	0,860	0,809	0,802	0,907	0,939
51	0,873	0,844	0,887	0,832	0,900	0,934
52	0,805	0,933	0,899	0,924	0,919	0,857
53	0,766	0,950	0,890	0,934	0,927	0,799
54	0,779	0,954	0,909	0,923	0,862	0,820
55	0,802	0,957	0,878	0,849	0,833	0,869
56	0,871	0,952	0,803	0,839	0,912	0,930
57	0,901	0,898	0,743	0,929	0,939	0,929
58	0,895	0,859	0,751	0,937	0,937	0,960
59	0,835	0,960	0,817	0,943	0,936	0,887
60	0,804	0,972	0,876	0,938	0,921	0,856
61	0,890	0,968	0,918	0,923	0,869	0,954
62	0,900	0,939	0,898	0,852	0,824	0,952
63	0,897	0,913	0,862	0,832	0,857	0,968
64	0,893	0,844	0,822	0,914	0,912	0,967
65	0,873	0,840	0,911	0,930	0,922	0,955
66	0,825	0,937	0,896	0,937	0,931	0,909
67	0,807	0,916	0,901	0,936	0,903	0,867
68	0,909	0,946	0,898	0,921	0,850	0,963
69	0,903	0,958	0,894	0,864	0,802	0,974
70	0,901	0,940	0,828	0,826	0,919	0,963
71	0,923	0,860	0,791	0,868	0,913	0,945
72	0,895	0,855	0,905	0,938	0,936	0,948
73	0,847	0,943	0,904	0,930	0,936	0,898
74	0,809	0,952	0,917	0,927	0,917	0,868
75	0,910	0,946	0,919	0,921	0,874	0,963
76	0,911	0,968	0,902	0,849	0,814	0,934
77	0,910	0,930	0,843	0,833	0,918	0,981
78	0,913	0,879	0,813	0,906	0,924	0,947
79	0,892	0,855	0,907	0,940	0,925	0,956
80	0,837	0,948	0,919	0,937	0,898	0,866
81	0,809	0,966	0,920	0,929	0,772	0,843
82	0,915	0,931	0,919	0,919	0,824	0,961



83	0,932	0,901	0,903	0,867	0,826	0,976
84	0,892	0,788	0,834	0,833	0,937	0,960
85	0,901	0,839	0,811	0,930	0,935	0,978
86	0,891	0,850	0,914	0,947	0,953	0,962
87	0,827	0,947	0,933	0,944	0,956	0,902
88	0,803	0,960	0,925	0,938	0,932	0,880
89	0,908	0,963	0,948	0,937	0,867	0,991
90	0,923	0,962	0,906	0,875	0,840	0,994
91	0,904	0,961	0,848	0,835	0,934	0,982
92	0,894	0,896	0,815	0,940	0,938	0,986
93	0,881	0,883	0,912	0,954	0,941	0,979
94	0,827	0,973	0,923	0,938	0,955	0,915
95	0,810	0,971	0,918	0,903	0,942	0,875
96	0,900	0,984	0,918	0,783	0,881	0,985
97	0,925	0,970	0,905	0,829	0,844	0,961
98	0,913	0,957	0,845	0,814	0,947	0,963
99	0,875	0,887	0,809	0,933	0,957	0,944
100	0,731	0,881	0,919	0,944	0,961	0,806
101	0,815	0,971	0,924	0,958	0,960	0,862
102	0,817	0,992	0,925	0,963	0,943	0,849
103	0,920	0,976	0,875	0,928	0,885	0,982
104	0,890	0,990	0,757	0,878	0,869	0,998
105	0,909	0,973	0,803	0,827	0,954	0,982
106	0,910	0,902	0,829	0,954	0,950	1,000
107	0,898	0,879	0,924	0,955	0,961	0,998
108	0,848	0,983	0,941	0,941	0,967	0,896
109	0,839	0,995	0,935	0,942	0,953	0,886
110	0,919	0,952	0,926	0,933	0,896	0,988
111	0,927	0,965	0,916	0,876	0,870	0,980
112	0,920	0,967	0,860	0,859	0,961	0,998
113	0,911	0,882	0,842	0,953	0,984	0,997
114	0,887	0,861	0,930	0,947	0,983	0,983
115	0,833	0,981	0,942	0,957	0,961	0,909
116	0,824	1,000	0,944	0,937	0,955	0,852
117	0,900	0,980	0,938	0,940	0,882	0,985
118	0,920	0,961	0,920	0,879	0,852	0,982
119	0,925	0,965	0,859	0,859	0,954	0,962
120	0,930	0,883	0,808	0,925	0,958	0,975
121	0,897	0,858	0,849	0,887	0,920	0,876
122	0,833	0,964	0,939	0,961	0,876	0,881
123	0,801	0,969	0,929	0,960	0,877	0,868
124	0,912	0,968	0,944	0,936	0,847	0,973
125	0,941	0,978	0,924	0,868	0,846	0,969
126	0,925	0,942	0,868	0,853	0,917	0,990



127	0,929	0,872	0,818	0,952	0,946	0,978
128	0,899	0,821	0,905	0,956	0,960	0,980
129	0,845	0,945	0,942	0,956	0,962	0,894
130	0,786	0,978	0,932	0,946	0,950	0,842
131	0,930	0,950	0,944	0,948	0,875	0,982
132	0,943	0,954	0,920	0,859	0,801	0,988
133	0,950	0,954	0,844	0,820	0,952	0,983
134	0,933	0,880	0,783	0,967	0,961	0,977
135	0,905	0,888	0,912	0,953	0,968	0,946
136	0,838	0,945	0,935	0,953	0,949	0,891
137	0,835	0,963	0,943	0,940	0,929	0,866
138	0,915	0,982	0,934	0,925	0,867	0,964
139	0,904	0,915	0,901	0,881	0,840	0,980
140	0,893	0,940	0,846	0,837	0,939	0,974
141	0,911	0,871	0,834	0,945	0,935	0,959
142	0,887	0,837	0,913	0,954	0,943	0,970
143	0,829	0,943	0,929	0,945	0,947	0,899
144	0,778	0,966	0,911	0,939	0,947	0,857
145	0,834	0,957	0,914	0,856	0,878	0,972
146	0,910	0,952	0,871	0,826	0,836	0,985
147	0,897	0,883	0,836	0,797	0,947	0,968
148	0,914	0,856	0,818	0,913	0,946	0,968
149	0,893	0,856	0,934	0,924	0,940	0,965
150	0,834	0,950	0,946	0,929	0,954	0,891
151	0,790	0,966	0,921	0,923	0,940	0,824
152	0,896	0,952	0,904	0,901	0,855	0,964
153	0,904	0,970	0,900	0,839	0,835	0,963
154	0,891	0,953	0,850	0,828	0,925	0,957
155	0,888	0,871	0,817	0,922	0,942	0,971
156	0,881	0,847	0,916	0,926	0,938	0,944
157	0,814	0,946	0,921	0,924	0,958	0,876
158	0,811	0,974	0,906	0,927	0,941	0,860
159	0,885	0,955	0,914	0,895	0,872	0,972
160	0,901	0,959	0,875	0,848	0,844	0,953
161	0,906	0,931	0,850	0,812	0,945	0,958
162	0,894	0,859	0,816	0,922	0,948	0,993
163	0,878	0,838	0,900	0,927	0,957	0,939
164	0,817	0,938	0,916	0,883	0,934	0,866
165	0,804	0,939	0,923	0,914	0,905	0,822
166	0,903	0,942	0,905	0,898	0,859	0,955
167	0,892	0,939	0,895	0,849	0,811	0,972
168	0,906	0,928	0,827	0,819	0,939	0,967
169	0,900	0,858	0,784	0,943	0,942	0,945
170	0,891	0,795	0,904	0,932	0,934	0,933



171	0,816	0,937	0,915	0,921	0,940	0,871
172	0,771	0,943	0,912	0,912	0,917	0,812
173	0,885	0,934	0,906	0,888	0,859	0,954
174	0,900	0,947	0,899	0,851	0,831	0,955
175	0,896	0,935	0,842	0,817	0,944	0,942
176	0,895	0,870	0,797	0,902	0,942	0,970
177	0,875	0,833	0,907	0,928	0,931	0,927
178	0,809	0,923	0,911	0,899	0,949	0,866
179	0,787	0,934	0,918	0,904	0,927	0,833
180	0,877	0,931	0,899	0,903	0,840	0,937
181	0,887	0,958	0,896	0,834	0,812	0,939
182	0,888	0,913	0,836	0,792	0,876	0,945
183	0,877	0,859	0,790	0,900	0,940	0,943
184	0,872	0,840	0,906	0,904	0,928	0,923
185	0,820	0,928	0,911	0,916	0,915	0,863
186	0,788	0,936	0,909	0,910	0,938	0,828
187	0,866	0,931	0,906	0,898	0,856	0,940
188	0,897	0,929	0,893	0,833	0,828	0,950
189	0,895	0,922	0,840	0,795	0,922	0,946
190	0,879	0,864	0,803	0,905	0,932	0,923
191	0,855	0,822	0,896	0,907	0,926	0,933
192	0,807	0,932	0,909	0,905	0,929	0,874
193	0,774	0,919	0,903	0,910	0,929	0,825
194	0,873	0,938	0,901	0,906	0,853	0,937
195	0,882	0,932	0,879	0,832	0,818	0,960
196	0,880	0,908	0,826	0,793	0,919	0,953
197	0,887	0,848	0,792	0,894	0,924	0,959
198	0,868	0,812	0,881	0,897	0,928	0,924
199	0,795	0,923	0,902	0,921	0,926	0,866
200	0,769	0,933	0,897	0,932	0,919	0,814
201	0,880	0,932	0,906	0,906	0,858	0,924
202	0,889	0,920	0,894	0,836	0,822	0,951
203	0,882	0,928	0,834	0,790	0,911	0,957
204	0,871	0,863	0,789	0,911	0,936	0,954
205	0,867	0,822	0,891	0,923	0,932	0,931
206	0,806	0,888	0,878	0,880	0,934	0,861
207	0,761	0,943	0,909	0,915	0,886	0,823
208	0,870	0,949	0,906	0,905	0,834	0,936
209	0,874	0,935	0,874	0,836	0,814	0,941
210	0,886	0,929	0,840	0,785	0,920	0,933
211	0,878	0,866	0,802	0,911	0,919	0,926
212	0,866	0,821	0,886	0,916	0,928	0,919
213	0,812	0,919	0,897	0,902	0,910	0,818
214	0,772	0,950	0,908	0,897	0,915	0,829



215	0,877	0,949	0,900	0,880	0,852	0,936
216	0,887	0,952	0,883	0,821	0,819	0,962
217	0,886	0,919	0,831	0,774	0,924	0,950
218	0,895	0,872	0,793	0,899	0,932	0,946
219	0,880	0,833	0,899	0,898	0,916	0,946
220	0,805	0,933	0,902	0,888	0,932	0,875
221	0,770	0,944	0,901	0,889	0,913	0,818
222	0,881	0,935	0,889	0,837	0,848	0,878
223	0,896	0,923	0,840	0,816	0,819	0,939
224	0,877	0,873	0,815	0,789	0,941	0,965
225	0,879	0,845	0,806	0,894	0,936	0,972
226	0,827	0,830	0,891	0,915	0,937	0,944
227	0,802	0,927	0,896	0,921	0,946	0,862
228	0,771	0,933	0,911	0,918	0,936	0,825
229	0,872	0,936	0,892	0,911	0,847	0,943
230	0,892	0,947	0,893	0,847	0,816	0,949
231	0,891	0,920	0,837	0,799	0,900	0,962
232	0,895	0,874	0,801	0,910	0,938	0,946
233	0,880	0,836	0,896	0,914	0,940	0,936
234	0,825	0,910	0,920	0,900	0,942	0,879
235	0,789	0,924	0,920	0,910	0,936	0,849
236	0,878	0,919	0,926	0,896	0,842	0,951
237	0,879	0,925	0,895	0,826	0,811	0,960
238	0,883	0,917	0,834	0,773	0,900	0,960
239	0,899	0,858	0,788	0,894	0,926	0,949
240	0,878	0,835	0,905	0,904	0,930	0,941
241	0,807	0,920	0,920	0,917	0,930	0,870
242	0,777	0,942	0,913	0,913	0,912	0,823
243	0,880	0,950	0,907	0,901	0,845	0,959
244	0,906	0,947	0,883	0,818	0,833	0,967
245	0,906	0,943	0,835	0,811	0,908	0,976
246	0,885	0,861	0,811	0,901	0,922	0,970
247	0,880	0,839	0,897	0,924	0,926	0,937
248	0,825	0,973	0,900	0,912	0,942	0,872
249	0,788	0,963	0,913	0,923	0,919	0,857
250	0,881	0,965	0,923	0,913	0,869	0,966
251	0,904	0,967	0,905	0,846	0,855	0,973
252	0,885	0,945	0,836	0,822	0,937	0,997
253	0,902	0,890	0,818	0,918	0,952	0,971
254	0,895	0,864	0,920	0,937	0,954	0,977
255	0,815	0,970	0,945	0,932	0,939	0,886
256	0,793	0,979	0,916	0,933	0,923	0,869
257	0,895	0,975	0,941	0,918	0,853	0,962
258	0,905	0,983	0,915	0,840	0,848	0,958



259	0,917	0,956	0,840	0,823	0,934	0,962
260	0,899	0,877	0,802	0,927	0,934	0,946
261	0,902	0,865	0,907	0,943	0,924	0,933
262	0,844	0,956	0,932	0,929	0,943	0,880
263	0,838	0,961	0,930	0,932	0,945	0,860
264	0,915	0,971	0,931	0,919	0,849	0,978
265	0,916	0,969	0,915	0,849	0,839	0,957
266	0,932	0,940	0,859	0,836	0,935	0,960
267	0,923	0,876	0,822	0,931	0,938	0,965
268	0,915	0,851	0,926	0,938	0,943	0,955
269	0,849	0,928	0,937	0,939	0,943	0,893
270	0,818	0,942	0,935	0,951	0,909	0,868
271	0,906	0,965	0,943	0,924	0,838	0,970
272	0,929	0,967	0,915	0,852	0,788	0,988
273	0,928	0,960	0,855	0,791	0,915	0,986
274	0,932	0,885	0,832	0,938	0,918	0,978
275	0,908	0,857	0,938	0,951	0,920	0,947
276	0,848	0,955	0,939	0,953	0,932	0,895
277	0,822	0,955	0,944	0,950	0,944	0,853
278	0,926	0,933	0,923	0,939	0,841	0,941
279	0,938	0,931	0,912	0,864	0,830	0,972
280	0,931	0,913	0,857	0,837	0,924	0,987
281	0,932	0,828	0,809	0,931	0,938	0,974
282	0,920	0,811	0,876	0,928	0,943	0,903
283	0,814	0,909	0,939	0,941	0,936	0,849
284	0,830	0,942	0,943	0,929	0,869	0,859
285	0,937	0,948	0,944	0,874	0,829	0,951
286	0,943	0,942	0,923	0,831	0,804	0,986
287	0,935	0,912	0,838	0,814	0,914	0,979
288	0,930	0,846	0,795	0,925	0,938	0,975
289	0,914	0,831	0,928	0,933	0,957	0,951
290	0,838	0,932	0,952	0,933	0,948	0,882
291	0,781	0,934	0,933	0,946	0,923	0,842
292	0,934	0,927	0,938	0,921	0,856	0,958
293	0,925	0,915	0,921	0,851	0,821	0,955
294	0,935	0,906	0,859	0,830	0,943	0,955
295	0,942	0,852	0,841	0,930	0,939	0,971
296	0,916	0,831	0,937	0,930	0,943	0,945
297	0,833	0,908	0,938	0,927	0,926	0,872
298	0,828	0,912	0,950	0,944	0,938	0,865
299	0,900	0,943	0,957	0,924	0,863	0,952
300	0,945	0,932	0,926	0,853	0,832	0,975
301	0,937	0,902	0,860	0,825	0,937	0,968
302	0,945	0,846	0,814	0,946	0,970	0,967



303	0,917	0,820	0,924	0,937	0,957	0,897
304	0,841	0,913	0,917	0,926	0,943	0,839
305	0,792	0,911	0,905	0,904	0,925	0,791
306	0,824	0,803	0,803	0,789	0,834	0,786
307	0,773	0,856	0,821	0,799	0,756	0,865
308	0,865	0,891	0,813	0,804	0,843	0,960
309	0,945	0,858	0,814	0,915	0,948	0,859
310	0,921	0,852	0,919	0,952	0,961	0,826
311	0,847	0,944	0,942	0,932	0,953	0,809
312	0,834	0,948	0,927	0,951	0,917	0,844
313	0,935	0,959	0,942	0,936	0,868	0,795
314	0,932	0,934	0,904	0,866	0,835	0,812
315	0,924	0,924	0,861	0,817	0,936	0,801
316	0,934	0,866	0,811	0,939	0,949	0,816
317	0,920	0,844	0,924	0,957	0,950	0,789
318	0,860	0,956	0,918	0,951	0,948	0,843
319	0,830	0,953	0,905	0,952	0,931	0,813
320	0,944	0,957	0,924	0,951	0,870	0,792
321	0,949	0,953	0,893	0,860	0,836	0,800
322	0,944	0,937	0,837	0,851	0,947	0,797
323	0,935	0,877	0,835	0,949	0,947	0,821
324	0,922	0,847	0,942	0,961	0,955	0,817
325	0,864	0,953	0,941	0,982	0,952	0,870
326	0,837	0,967	0,941	0,969	0,929	0,855
327	0,940	0,966	0,943	0,945	0,856	0,836
328	0,946	0,968	0,935	0,908	0,843	0,868
329	0,955	0,939	0,846	0,882	0,961	0,870
330	0,949	0,877	0,823	0,977	0,956	0,879
331	0,938	0,864	0,943	0,987	0,963	0,832
332	0,873	0,960	0,962	0,975	0,951	0,886
333	0,848	0,974	0,940	0,978	0,945	0,850
334	0,953	0,976	0,942	0,954	0,893	0,861
335	0,958	0,974	0,935	0,881	0,860	0,864
336	0,956	0,951	0,881	0,863	0,953	0,895
337	0,959	0,883	0,858	0,960	0,957	0,889
338	0,952	0,844	0,933	0,972	0,963	0,876
339	0,877	0,941	0,953	0,959	0,956	0,874
340	0,849	0,945	0,933	0,939	0,924	0,857
341	0,948	0,985	0,960	0,960	0,880	0,865
342	0,980	0,990	0,941	0,905	0,847	0,890
343	0,971	0,967	0,896	0,878	0,957	0,870
344	0,979	0,902	0,876	0,985	0,989	0,903
345	0,957	0,868	0,973	0,996	0,989	0,884
346	0,904	0,989	0,979	0,977	0,974	0,911

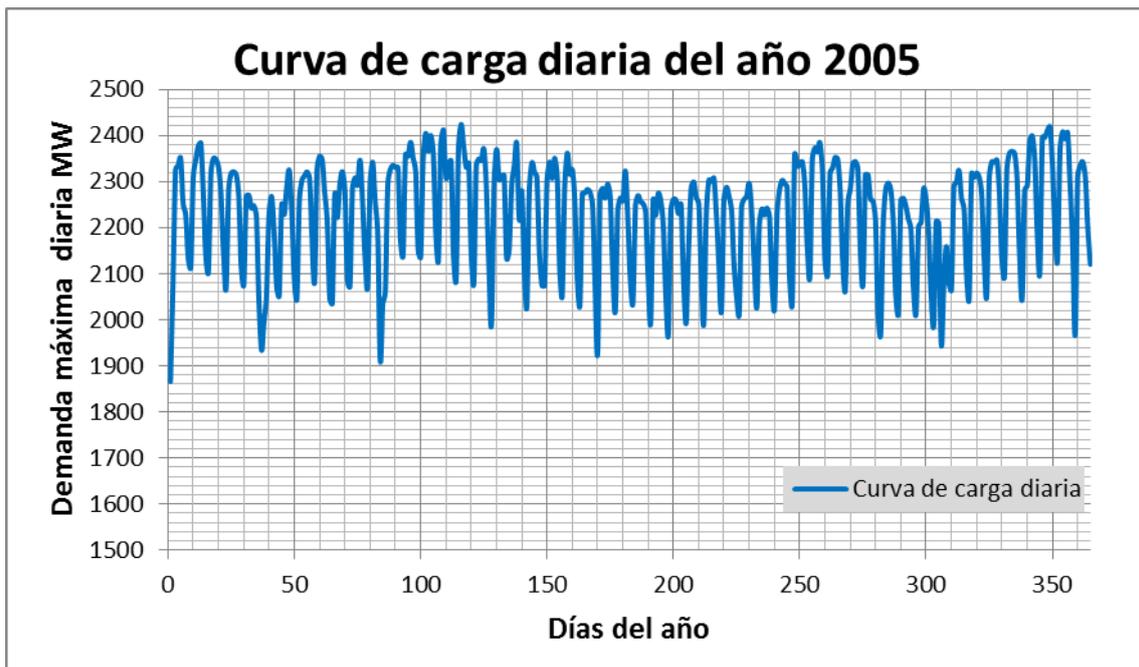
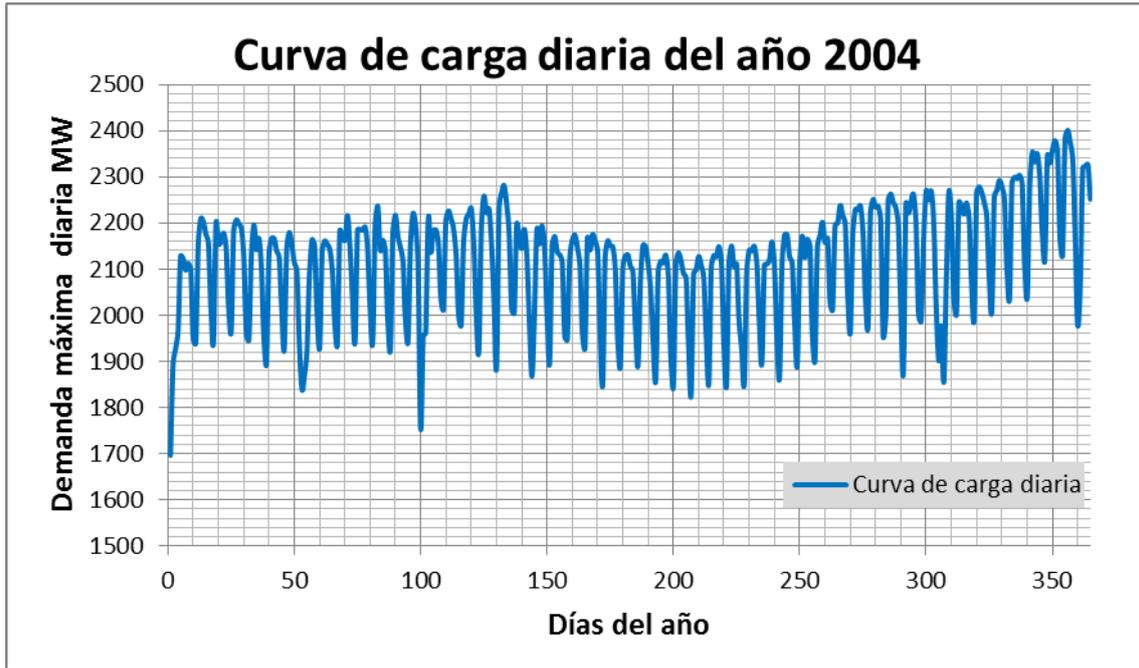


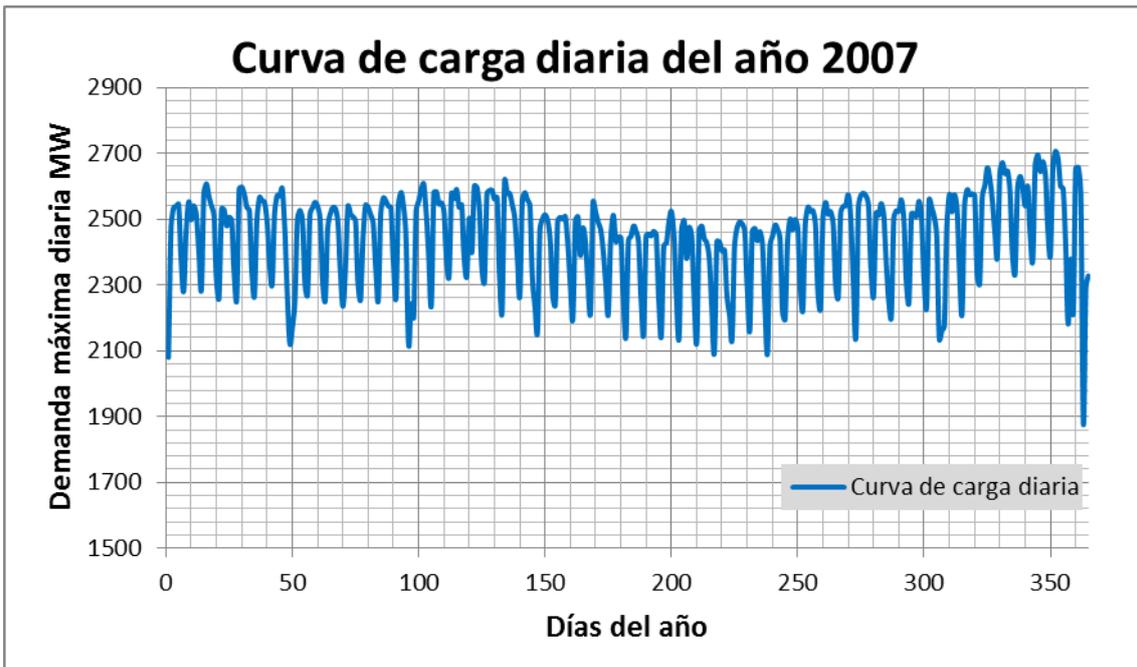
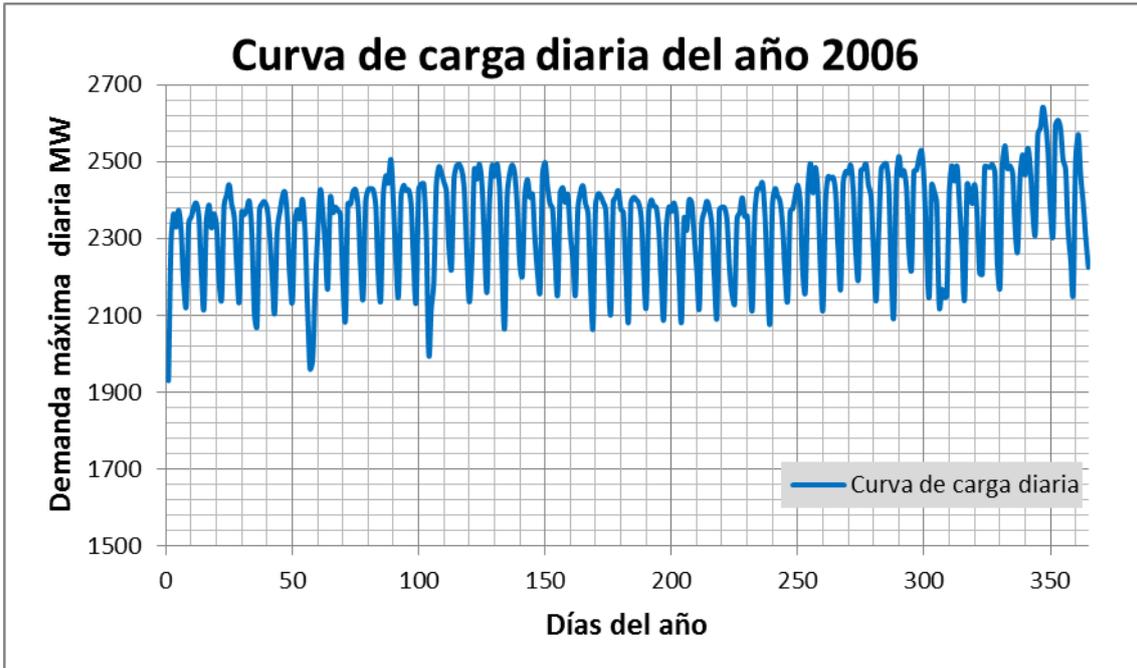
347	0,884	0,988	1,000	0,989	0,949	0,877
348	0,977	0,995	0,985	0,973	0,893	0,877
349	0,970	0,998	0,958	0,910	0,862	0,903
350	0,982	0,963	0,898	0,883	0,962	0,877
351	0,991	0,904	0,874	0,983	0,980	0,874
352	0,981	0,878	0,982	1,000	1,000	0,850
353	0,900	0,978	0,987	0,991	0,988	0,866
354	0,888	0,993	0,979	0,961	0,948	0,853
355	0,992	0,987	0,948	0,958	0,870	0,865
356	1,000	0,992	0,938	0,897	0,861	0,859
357	0,989	0,945	0,878	0,806	0,967	0,843
358	0,974	0,891	0,849	0,879	0,938	0,876
359	0,903	0,812	0,817	0,819	0,880	0,813
360	0,824	0,954	0,948	0,981	0,798	0,865
361	0,861	0,963	0,973	0,982	0,898	0,843
362	0,966	0,966	0,931	0,953	0,901	0,851
363	0,968	0,952	0,904	0,694	0,856	0,921
364	0,969	0,905	0,870	0,846	0,921	0,909
365	0,938	0,875	0,842	0,860	0,908	0,831
366	0,878	-	-	-	0,832	-

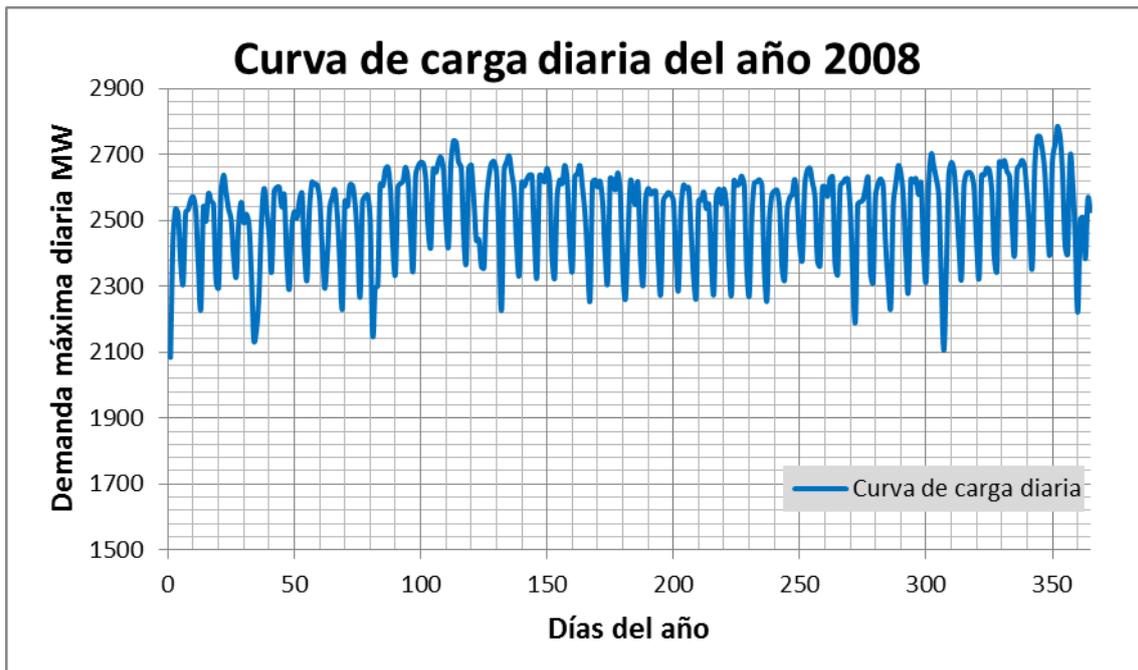
Tabla C1.12 Curva de carga máxima diaria para los años 2004-2009



C1.13







Graficas C1.13 *Curvas de demanda máxima diaria para el periodo 2004 - 2008*



C1.14

Central	Unidad	Factores de planta			
		2007	2008	2009	2009 corregido
Agoyán	U1	0,649	0,839	0,771	0,752
Agoyán	U2	0,721	0,852	0,614	0,599
Pucara	U1	0,333	0,411	0,361	0,341
Pucara	U2	0,337	0,401	0,458	0,445
Paute	1	0,528	0,666	0,480	0,480
Paute	2	0,551	0,698	0,478	0,478
Paute	3	0,548	0,689	0,493	0,493
Paute	4	0,541	0,420	0,530	0,530
Paute	5	0,568	0,709	0,495	0,495
Paute	6	0,507	0,728	0,520	0,520
Paute	7	0,496	0,709	0,522	0,522
Paute	8	0,562	0,701	0,532	0,532
Paute	9	0,573	0,706	0,525	0,525
Paute	10	0,522	0,628	0,510	0,510
Marcel Laniado	U1	0,188	0,339	0,143	0,143
Marcel Laniado	U2	0,350	0,529	0,443	0,443
Marcel Laniado	U3	0,312	0,490	0,378	0,378
San francisco	U1	0,412	0,541	0,302	0,284
San francisco	U2	0,457	0,487	0,823	0,773
Guangopolo	U1	0,679	0,652	0,719	0,734
Guangopolo	U3	0,769	0,595	0,862	0,879
Guangopolo	U4	0,666	0,579	0,771	0,787
Guangopolo	U6	0,701	0,652	0,539	0,549
Guangopolo	U7	0,686	0,523	0,321	0,225
Saucay	G1	0,201	0,435	0,267	0,267
Saucay	G2	0,186	0,431	0,277	0,277
Saucay	G3	0,798	0,909	0,713	0,713
Saucay	G4	0,815	0,906	0,712	0,712
Saymirin	G1	0,331	0,614	0,290	0,366
Saymirin	G2	0,331	0,660	0,323	0,407
Saymirin	G3	0,484	0,738	0,438	0,429
Saymirin	G4	0,426	0,740	0,434	0,425
Saymirin	G5	0,993	0,993	0,908	0,908
Saymirin	G6	0,934	0,000	0,920	0,920
Loreto-Ex Inecel	Loreto	0,746	0,805	0,780	0,823
El Carmen	U1	0,546	0,555	0,650	0,666



Sibimbe	U1	0,704	0,671	0,635	0,576
Sibimbe	U2	0,704	0,671	0,635	0,576
Uravia	U2	0,000	0,000	0,685	0,315
Península	G1	0,629	0,796	0,110	0,055
Península	G2	0,480	0,663	0,305	0,153
Península	G3	0,403	0,925	0,623	0,249
Península	G4	0,390	0,584	0,534	0,801
Chimbo	U1	0,374	0,142	0,374	0,375
Chimbo	U2	0,006	0,467	0,426	0,375
Ambi	G1	0,150	0,309	0,154	0,154
Ambi	G2	0,498	0,541	0,539	0,539
San Miguel de Car	G1	0,789	0,860	0,682	0,670
Carlos Mora	U1	0,838	0,721	0,811	0,487
Carlos Mora	U2	0,920	0,740	0,799	0,479
Carlos Mora	U3	0,898	0,647	0,756	0,907
Papallacta	G1	0,452	0,497	0,050	0,048
Papallacta	G2	0,452	0,497	0,657	0,698
Recuperadora	N1	0,761	0,777	0,803	0,776
Calope	U1	0,532	0,633	0,540	0,515
Calope	U2	0,532	0,633	0,540	0,515
Hidroabanico	U1	0,629	0,960	0,963	0,909
Hidroabanico	U2	0,629	0,960	0,963	0,909
Hidroabanico	U3	0,629	0,960	0,953	0,909
Hidroabanico	U4	0,629	0,960	0,953	0,909
Hidroabanico	U5	0,629	0,960	0,953	0,909
La calera	U3	0,574	0,343	0,714	0,643
Vindobona	U1	0,763	0,675	0,794	0,556
Vindobona	U2	0,763	0,675	0,797	0,570
Geppert	Geppert	0,507	0,885	0,412	0,268
Perlabi	U1	0,439	0,732	0,637	0,797
Illuichi No. 1	Grupo 1	0,092	0,500	0,194	0,116
Illuichi No. 2	Grupo 2	0,383	0,638	0,319	0,191
Illuichi No. 3	Grupo 3	0,617	0,201	0,650	0,910
Illuichi No. 4	Grupo 4	0,804	0,913	0,689	0,964
Illuichi No 2	Grupo 1	0,535	0,683	0,489	0,424
Illuichi No 3	Grupo 2	0,569	0,674	0,517	0,448
Cumbaya	U1	0,343	0,479	0,470	0,470
Cumbaya	U2	0,386	0,635	0,425	0,425
Cumbaya	U3	0,352	0,684	0,518	0,518
Cumbaya	U4	0,481	0,374	0,417	0,417
Nayón	U1	0,404	0,598	0,488	0,483
Nayón	U2	0,484	0,648	0,522	0,517



Pasocha	U1	0,657	0,657	0,657	0,657
Los chillos	U1	0,739	0,670	0,705	0,705
Los chillos	U2	0,796	0,670	0,138	0,121
Guangopolo	U1	0,000	0,076	0,076	0,076
Guangopolo	U2	0,000	0,222	0,222	0,223
Guangopolo	U3	0,036	0,275	0,275	0,234
Guangopolo	U4	0,113	0,224	0,224	0,190
Guangopolo	U5	0,009	0,281	0,281	0,281
Guangopolo	U6	0,658	0,802	0,802	0,772
Aláo	Grupo 1	0,946	0,989	0,923	0,769
Aláo	Grupo 2	0,000	0,000	0,953	0,794
Aláo	Grupo 3	0,808	0,879	0,819	0,682
Aláo	Grupo 4	0,866	0,932	0,920	0,767
Rio Blanco	Única	0,710	0,303	0,618	0,618
La Propicia	U1	0,031	0,031	0,626	0,564
Miraflores	1	0,000	0,000	0,225	0,151
Miraflores	7	0,000	0,000	0,154	0,103
Miraflores	9	0,035	0,000	0,026	0,017
Miraflores	10	0,035	0,000	0,284	0,189
Miraflores	12	0,041	0,004	0,349	0,291
Miraflores	13	0,035	0,000	0,208	0,139
Miraflores	14	0,035	0,000	0,148	0,098
Miraflores	16	0,000	0,000	0,023	0,015
Miraflores	18	0,000	0,000	0,212	0,142
Miraflores	TG1	0,035	0,017	0,017	0,015
Pedernales	15	0,000	0,000	0,238	0,159
Power bargue II	PB-1	0,000	0,000	0,091	0,080
Power bargue II	PB-2	0,000	0,000	0,065	0,052
Power bargue II	PB-3	0,000	0,000	0,069	0,056
Power bargue II	PB-4	0,000	0,000	0,067	0,054
Generoca	U1	0,606	0,522	0,720	0,756
Generoca	U2	0,645	0,571	0,568	0,596
Generoca	U3	0,725	0,507	0,639	0,746
Generoca	U4	0,736	0,566	0,518	0,577
Generoca	U5	0,455	0,599	0,736	0,773
Generoca	U6	0,673	0,570	0,717	0,753
Generoca	U8	0,666	0,613	0,696	0,731
Lligua	G1	0,029	0,066	0,012	0,007
Lligua	G2	0,016	0,008	0,036	0,018
San Francisco Norte	G1	0,054	0,081	0,272	0,163
Catamayo	U10	0,078	0,107	0,105	0,077
Catamayo	U2	0,093	0,141	0,291	0,291



Catamayo	U4	0,049	0,024	0,300	0,195
Catamayo	U5	0,000	0,016	0,300	0,195
Catamayo	U7	0,132	0,000	0,348	0,290
Catamayo	U8	0,062	0,102	0,307	0,246
Catamayo	U9	0,085	0,099	0,401	0,294
Machala	G.M. # 4	0,000	0,055	0,083	0,055
Machala	G.M. # 5	0,061	0,067	0,023	0,015
G. Hernández	U1	0,000	0,000	0,446	0,425
G. Hernández	U2	0,669	0,558	0,710	0,812
G. Hernández	U3	0,703	0,516	0,646	0,739
G. Hernández	U4	0,739	0,578	0,668	0,764
G. Hernández	U5	0,687	0,467	0,599	0,685
G. Hernández	U6	0,667	0,574	0,676	0,774
Luluncoto	U1	0,098	0,387	0,090	0,091
Luluncoto	U3	0,000	0,000	0,123	0,124
Riobamba	Única	0,038	0,020	0,159	0,159
El Descanso	G1	0,194	0,689	0,351	0,302
El Descanso	G2	0,633	0,516	0,847	0,729
El Descanso	G3	0,072	0,000	0,234	0,201
El Descanso	G4	0,676	0,526	0,845	0,726
Termoguayas	U1	0,903	0,902	0,995	0,995
Termoguayas	U2	0,726	0,665	0,889	0,889
Termoguayas	U3	0,578	0,169	0,264	0,264
Selva Alegre	U1	0,649	0,727	0,658	0,543
Selva Alegre	U2	0,649	0,727	0,756	0,623
Selva Alegre	U3	0,649	0,727	0,593	0,489
Selva Alegre	U4	0,649	0,727	0,150	0,124
Selva Alegre	U5	0,000	0,000	0,133	0,104
Selva Alegre	U6	0,000	0,000	0,624	0,586
Selva Alegre	U7	0,000	0,000	0,557	0,524
Enrique García	TG-5	0,247	0,000	0,341	0,311
Victoria II	Victoria II	0,215	0,152	0,153	0,149
Machala power	A	0,835	0,750	0,889	0,847
Machala power	B	0,804	0,560	0,684	0,655
Álvaro Tinajero	G1-CAT	0,108	0,261	0,415	0,357
Gonzalo Zeballos	TG-4	0,000	0,000	0,029	0,022
Pascuales II	TM1	0,000	0,000	0,000	0,582
Pascuales II	TM2	0,000	0,000	0,000	0,582
Pascuales II	TM3	0,000	0,000	0,000	0,582
Pascuales II	TM4	0,000	0,000	0,000	0,582



Pascuales II	TM5	0,000	0,000	0,000	0,582
Pascuales II	TM6	0,000	0,000	0,000	0,582
Electroquil	U1	0,268	0,163	0,378	0,378
Electroquil	U2	0,204	0,180	0,376	0,376
Electroquil	U3	0,376	0,163	0,282	0,282
Electroquil	U4	0,270	0,176	0,341	0,341
Aníbal Santos (Gas)	G1-GAS	0,045	0,046	0,053	0,046
Aníbal Santos (Gas)	G2-GAS	0,039	0,022	0,043	0,039
Aníbal Santos (Gas)	G5-GAS	0,074	0,037	0,308	0,231
Aníbal Santos (Gas)	G6-GAS	0,063	0,017	0,263	0,217
Álvaro Tinajero	G2-CAT	0,264	0,106	0,187	0,160
Santa Rosa	TG1	0,071	0,046	0,201	0,201
Santa Rosa	TG2	0,094	0,060	0,261	0,261
Aníbal Santos (Gas)	G3-GAS	0,038	0,047	0,132	0,123
Gonzalo Zeballos	TV-2	0,624	0,513	0,772	0,772
Gonzalo Zeballos	TV-3	0,540	0,640	0,767	0,767
Aníbal Santos (Gas)	V1-CAS	0,655	0,255	0,165	0,155
Trinitaria	TV-1	0,607	0,692	0,642	0,642
Termoesmeraldas	CTE	0,792	0,584	0,883	0,876
Ecoelectric	Turbo # 5	0,000	0,243	0,243	0,243
Ecoelectric	Turbo # 6	0,000	0,243	0,243	0,243
Ecoelectric	Turbo # 7	0,000	0,243	0,243	0,243
Ecudos A-G	TGE-1	0,357	0,274	0,320	0,320
Ecudos A-G	TGE-2	0,357	0,274	0,352	0,352
Ecudos A-G	TGE-3	0,357	0,274	0,263	0,319
Ecudos A-G	TGE-4	0,357	0,274	0,218	0,215
San Carlos	Turbo 3	0,225	0,480	0,315	0,252
San Carlos	Turbo 4	0,225	0,480	0,420	0,336

Tabla C1.14 Factores de planta de las unidades para el periodo 2007-2009



C1.15

Proyecto	Unidad	Potencia Nominal MW	Factor de planta
Mazar	1	80	0,571
	2	80	0,571
Ocaña	1	13	0,844
	2	13	0,844
Cuba manta Miraflores	1	20	0,819
Baba	1	21	0,438
	2	21	0,438
San José de minas	1	6	0,704
residuo 1	1	50	0,805
Esmeraldas	1	144	0,793
Residuo 2	1	100	0,799
San José de tambo	1	8	0,721
Sushufindi	1	135	0,676
Sigchos	1	17	0,840
Apaquí	1	18	0,744
	2	18	0,744
Toachi Pilatón	1	15	0,590
	2	15	0,590
	3	15	0,590
	1	61	0,590
	2	61	0,590
	3	61	0,590
Chorrillos	1	4	0,599
Ciclo combinado 1	1	87	0,787
TG Natural 1	1	100	0,799
Mazar-Dudas	1	21	0,796
Coca codo singlair	1	187	0,605
	2	187	0,605
	3	187	0,605
	4	187	0,605
	5	187	0,605
	6	187	0,605
	7	187	0,605
	8	187	0,605
Topo	1	23	0,764
Victoria	1	5	0,719
	1	5	0,719
Pilaló	1	9	0,888
Chontal	1	72	0,704
Sopladora	1	162	0,601
	2	162	0,601
	3	162	0,601



La unión	1	40	0,635
	2	40	0,635
Angamarca	1	22	0,553
	2	22	0,553
	3	22	0,553
Quijos	1	16	0,809
	1	16	0,809
	1	16	0,809
	1	16	0,809
Baeza	1	16	0,792
	1	16	0,792
	1	16	0,792
Minas	1	91	0,574
	2	91	0,574
	3	91	0,574
Chespi	1	167	0,684
Villadora	1	90	0,674
	2	90	0,674
	3	90	0,674
Cardenillo	1	100	0,599
	2	100	0,599
	3	100	0,599
	3	100	0,599
Residuo 3	1	100	0,799
Rio Luis	1	16	0,642
Angamarca Sinde	1	29	0,819
Ciclo Combinado	1	60	0,761

Tabla C1.15 Factores de planta de las centrales del plan de expansión



C1.16

Escenario de demanda menor	Requerimiento de interconexión MW				
	Análisis completo	Análisis mediante periodos			
		Primer periodo	Segundo periodo	Tercer periodo	Cuarto periodo
Año					
2010	85,96	-	-	-	-
2011	-	120	99	-	-
2012	-	154	142	-	-
2013	77,51	-	-	-	-
2014	-	209	-	-	-

Tabla C1.16a *Requerimiento de capacidad escenario 1 caso 1*

Escenario de demanda mayor	Requerimiento de interconexión MW				
	Análisis completo	Análisis mediante periodos			
		Primer periodo	Segundo periodo	Tercer periodo	Cuarto periodo
Año					
2010	162	-	-	-	-
2011		243	222	-	-
2012		320	308	-	-
2013	210	-	-	-	-
2014		381	63	6	108

Tabla C1.16b *Requerimiento de capacidad escenario 1 caso 2*

Escenario de demanda menor	Requerimiento de interconexión MW				
	Análisis completo	Análisis mediante periodos			
		Primer periodo	Segundo periodo	Tercer periodo	Cuarto periodo
Año					
2010	79				
2011		145	124		
2012	156				
2013	134				
2014		346	69		
2015		388,97			

Tabla C1.16c *Requerimiento de capacidad escenario 2 caso 1*



Escenario de demanda mayor	Requerimiento de interconexión MW				
	Análisis completo	Análisis mediante periodos			
		Primer periodo	Segundo periodo	Tercer periodo	Cuarto periodo
Año					
2010	162				
2011		268	247		
2012	323				
2013	346				
2014		608	331		
2015		746			
2016					
2017					
2018	38				
2019	271				
2020	484				

Tabla C1.16d *Requerimiento de capacidad escenario 2 caso 2*