



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

**PLANIFICACIÓN DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN
EN FUNCIÓN DE LA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN BAJA
TENSIÓN**

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELECTRICISTA

CHRISTINE ANDREA LOZANO ORTIZ

**PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ
MIGUEL ARIAS ALBORNOZ**

**SANTIAGO DE CHILE
MAYO 2011**

AGRADECIMIENTOS

Con esta tesis cierro uno de los ciclos más importantes de mi vida, lleno de sacrificios y satisfacciones. Por eso, en primer lugar, le agradezco a Dios por la fuerza, la energía y la perseverancia que me dio durante estos años.

A mis padres por su comprensión, paciencia y fe en mí. A mis tres hermanas por su incondicionalidad. A Juan Carlos por su apoyo y contención.

Por supuesto a mis familiares que creyeron que este proyecto finalizaría de manera exitosa y a mis amigos que me acompañaron día a día.

Agradezco a mi profesor guía, Rodrigo Palma por la confianza puesta en mi para llevar a cabo este trabajo, a Guillermo Jiménez por su siempre buena disposición y tiempo, a Miguel Arias por sus comentarios y observaciones. Y al financiamiento del programa Basales Cod.FBO-16.

Esta tesis refleja todo mi esfuerzo, por como empezó, como se desarrolló y como terminó. Por lo que me costó. Pero por sobre todo, por el maravilloso futuro que vendrá.

PLANIFICACIÓN DE UN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN EN FUNCIÓN DE LA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN BAJA TENSIÓN

Los nuevos escenarios energéticos plantean nuevos desafíos en cuanto a la generación eléctrica. La inserción de pequeños medios de generación distribuida resulta ser una opción interesante especialmente en países, como Chile, con gran disponibilidad de recursos energéticos de tipo renovable. En septiembre del 2005 se promulga el Decreto Supremo 244 del Reglamento de Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación (PMGD). Sin embargo, se observa que el reglamento contempla que la conexión de estos medios de generación puede implicar un costo adicional para la distribuidora, especificándose los pasos a seguir para el reembolso a la distribuidora por parte de los PMGD.

En este contexto, el objetivo de esta tesis consiste en disponer de un modelo y una herramienta matemática que permita incluir la operación de los PMGD en el cálculo de los costos asociados a la distribución, de modo de identificar tanto los costos adicionales como los posibles ahorros. El modelo desarrollado contempla la planificación de largo plazo de un alimentador de media tensión, minimizando los costos de inversión, operación y mantención y considerando las siguientes variables a ser optimizadas: las secciones por tramo, la capacidad de los equipos de regulación de tensión así como la tensión en cada barra. Además, se modela la posibilidad de regulación de tensión por parte de los PMGD.

El modelo se aplica a dos tipos de alimentadores, rural y urbano, basándose en datos reales del alimentador Gabriela Mistral de CONAFE y Forestal de Chilectra, respectivamente. Se estudian 54 casos de modo de analizar los escenarios más generales de distribución de la demanda y generación, además de la selección de tecnologías de la generación.

Los resultados que se obtienen permiten identificar envolventes superiores e inferiores de los costos totales en función de la penetración de los PMGD. Las superiores corresponden a tecnologías intermitentes con distribución de demanda y generación distintas, mientras que las inferiores corresponden a tecnologías convencionales con distribuciones de demanda y generación iguales.

De las envolventes inferiores se concluye que los PMGD implican ahorros hasta grandes penetraciones (del orden de 160%), mientras que para las envolventes superiores los ahorros se obtienen sólo hasta bajas penetraciones (40%). El alimentador rural resulta ser más caro que el urbano debido principalmente a la relevancia de los costos de inversión en los conductores. Por otra parte, la consideración de los PMGD en la regulación de tensión implica menores costos de cada componente y por ende totales.

Finalmente, se dispone de una herramienta analítica y de simulación para el estudio sistemático de penetración de PMGD en distintos escenarios parametrizables. Esta herramienta puede ser extendida para incorporar la planificación en baja tensión, el cumplimiento de los indicadores de calidad y de seguridad, la incertidumbre de la generación y de la demanda etc.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos específicos	3
1.3. Alcances	4
1.4. Hipótesis	4
1.5. Estructura del trabajo	7
2. La Distribución y los PMGD en Chile	8
2.1. Reglamentación de la ERNC y de los PMGD	8
2.2. Tarificación a nivel de distribución	13
2.3. Descomposición del costo asociado a la distribución	15
3. Metodología propuesta	17
3.1. Esquema general de la metodología propuesta	17
3.1.1. Definición de escenarios a estudiar	17
3.1.2. Planteamiento matemático de la optimización	18
3.1.3. Análisis	20
3.2. Definición de los escenarios a estudiar	22
3.2.1. Alimentador tipo	22
3.2.2. Representación de las cargas	24
3.2.3. Definición de Penetración de GD	28
3.2.4. Dispersión de los PMGD en el alimentador	30
3.2.5. Tecnologías de PMGD	33
3.2.6. Regulación de tensión	34
3.2.6.1. Inserción de una tensión serie adicional.....	34
3.2.6.2. Inyección/absorción de potencia reactiva	35
3.2.6.3. Modificación de la reactancia.	37
3.2.7. Tipos de operación para regulación de tensión	39
3.3. Desarrollo matemático del modelo de planificación con PMGD	43
3.3.1. Introducción	43

3.3.2.	Función objetivo.....	45
3.3.2.1.	Costos anuales de inversión.....	45
a)	Costos anuales de inversión del conductor del alimentador	45
b)	Costos anuales de inversión de los t/d.....	47
c)	Costos anuales de inversión de de los equipos de regulación de tensión.....	49
3.3.2.2.	Costos anuales de Explotación.....	51
a)	Costos de las pérdidas de energía en los t/d.....	52
b)	Costos de las pérdidas de energía en el conductor.....	53
3.3.2.3.	Expresión final de la función objetivo.....	55
3.3.3.	Restricciones	59
4.	Aplicación de la metodología y validación de la hipótesis: Caso base	61
4.1.	Resultados obtenidos	65
4.2.	Análisis de las envolventes según el tipo de alimentador y tipo de regulación de tensión	69
4.2.1.	Desglose de los costos totales del alimentador rural.....	69
4.2.2.	Desglose de los costos totales del alimentador urbano.....	74
4.2.3.	Análisis de las pérdidas totales de energía	79
4.3.	Análisis de las envolventes según la distribución de las cargas, la distribución de los GD y las tecnologías de los GD.....	83
4.3.1.	Alimentador urbano operación activa	86
4.3.2.	Alimentador rural con operación activa.....	92
4.3.3.	Capacidades instaladas de GD.....	98
4.4.	Justificación de los costos mínimos	101
4.4.1.	Alimentador Rural	101
4.4.2.	Alimentador Urbano	103
4.5.	Verificación de los límites de la optimización.....	105
5.	Aplicación de la metodología y validación de la hipótesis: Análisis de sensibilidad	108
5.1.	Límites máximos de las secciones.....	108
5.2.	Límites máximos de las capacidades de los t/d	114
5.3.	Dimensionamiento de los t/d en caso de operación activa	115
5.4.	Mayor precio de energía	117
5.5.	Distintas tasas de crecimiento de la generación	118
5.6.	Factor de coincidencia entre generación y demanda máxima	119

5.7. Costos con bajas penetraciones de GD v/s no considerar GD	120
6. Conclusiones y propuestas para futuros trabajos	122
6.1. Conclusiones.....	122
6.2. Ideas para futuros trabajos	128
Bibliografía.....	129
Anexos	133
A Rango de reactancia inductiva	133
B Demanda residual máxima para dimensionar la capacidad de los t/d.....	136
C Costo de inversión de los t/d	137
D Pérdidas de potencia de los t/d en función de su capacidad.....	137
E Algoritmos usados para la operación de redes de distribución con PMGD	138
F Justificación análisis tecnología int v/s conv en el alimentador urbano	141
G Análisis de la tecnología y distribución de GD en el alimentador urbano activo	143
H Análisis en el alimentador rural activo	151
I Detalle de los costos del alimentador rural	158
J Detalle de los costos del alimentador urbano	159
K SENSIBILIDAD DEL LÍMITE MÁXIMO DE LAS SECCIONES.....	160
L SENSIBILIDAD DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ALIMENTADOR RURAL PASIVO	161
M SENSIBILIDAD DE LA TASA DE CRECIMIENTO DE GENERACIÓN DE LOS GD EN ALIMENTADOR RURAL PASIVO	162
N SENSIBILIDAD DEL FACTOR DE COINCIDENCIA ENTRE LA GENERACIÓN Y DEMANDA MÁXIMA.....	163
O PLANIFICACIÓN DE OPERACIÓN SUPONIENDO RED EXISTENTE.....	164

Índice de Figuras

FIGURA 1 VISIÓN DE DESARROLLO FUTURO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	1
FIGURA 2 COSTO DE UN ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN ÓPTIMO V/S PENETRACIÓN DE GD	5
FIGURA 3 ESCENARIO IDEAL	6
FIGURA 4 ESCENARIO INTERMEDIO FIGURA 5 ESCENARIO BAJO	6
FIGURA 6 COSTOS DE DISTRIBUCIÓN EN ALTA Y BAJA TENSIÓN.....	15
FIGURA 7 ESQUEMA GENERAL DE LA METODOLOGÍA.....	21
FIGURA 8 DISTRIBUCIÓN UNIFORME DE LA ENERGÍA DEMANDADA.....	25
FIGURA 9 DISTRIBUCIÓN LINEALMENTE DECRECIENTE DE LA ENERGÍA DEMANDADA	26
FIGURA 10 DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA DEMANDADA POR BARRA	26
FIGURA 11 ENERGÍA GENERADA SEGÚN DISTINTAS PENETRACIONES Y TASAS DE CRECIMIENTO.....	29
FIGURA 12 DISTRIBUCIÓN LINEALMENTE CRECIENTE DE ENERGÍA GENERADA	31
FIGURA 13 DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA GENERADA POR BARRA	31
FIGURA 14 MODELO DEL SVC (A) CONFIGURACIÓN (B) MODELO EQUIVALENTE.....	37
FIGURA 15 INFLUENCIA DE CONEXIÓN DE PMGD A BARRA PQ Y PV EN LAS PÉRDIDAS DEL ESCENARIO IDEAL CON TECNOLOGÍA CHP	41
FIGURA 16 IDENTIFICACIÓN DE CORRIENTES DE LÍNEA Y CORRIENTES EN CADA NODO.....	54
FIGURA 17 CAÍDAS/ALZAS DE TENSIÓN A LO LARGO DEL ALIMENTADOR.....	59
FIGURA 18 COSTO TOTAL DE LOS ALIMENTADORES SEGÚN EL TIPO DE REGULACIÓN ACTIVA (IZQ) Y PASIVA (DER) V/S PENETRACIÓN DE GD	65
FIGURA 19 DESCOMPOSICIÓN DE LOS COSTOS QUE COMPONEN LAS ENVOLVENTES DEL COSTO TOTAL DEL ALIMENTADOR RURAL V/S PENETRACIÓN DE GD	70
FIGURA 20 PARTICIPACIÓN DE CADA COSTO EN LAS ENVOLVENTES DEL COSTO TOTAL DEL ALIMENTADOR RURAL V/S PENETRACIÓN DE GD	70
FIGURA 21 DESCOMPOSICIÓN DE LAS PÉRDIDAS QUE COMPONEN LAS ENVOLVENTES DEL ALIMENTADOR RURAL SEGÚN EL TIPO DE REGULACIÓN V/S PENETRACIÓN DE GD	72
FIGURA 22 DESCOMPOSICIÓN DE LOS COSTOS QUE COMPONEN LAS ENVOLVENTES DEL COSTO TOTAL DEL ALIMENTADOR URBANO V/S PENETRACIÓN DE GD.....	74
FIGURA 23 PARTICIPACIÓN DE CADA COSTO EN LAS ENVOLVENTES DEL COSTO TOTAL DEL ALIMENTADOR URBANO V/S PENETRACIÓN DE GD	74
FIGURA 24 DESCOMPOSICIÓN DE LAS PÉRDIDAS QUE COMPONEN LAS ENVOLVENTES DEL ALIMENTADOR URBANO SEGÚN EL TIPO DE REGULACIÓN V/S PENETRACIÓN DE GD	78
FIGURA 25 PÉRDIDAS ENERGÉTICAS TOTALES EN LAS ENVOLVENTES DE CADA ALIMENTADOR SEGÚN EL TIPO DE REGULACIÓN.....	80
FIGURA 26 REPRESENTACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TOTALES RESPECTO DE LA DEMANDA TOTAL EN LAS ENVOLVENTES DE AMBOS ALIMENTADORES SEGÚN EL TIPO DE REGULACIÓN.....	80
FIGURA 28 COMPARACIÓN CON [27] DEL PORCENTAJE QUE REPRESENTAN LAS PÉRDIDAS TOTALES RESPECTO DE LA DEMANDA TOTAL EN EL ALIMENTADOR RURAL SEGÚN EL TIPO DE REGULACIÓN.....	82
FIGURA 27 COMPARACIÓN CON [27] DEL PORCENTAJE QUE REPRESENTAN LAS PÉRDIDAS TOTALES RESPECTO DE LA DEMANDA TOTAL EN EL ALIMENTADOR RURAL CON OPERACIÓN PASIVA	82
FIGURA 29 RELACIÓN DE LOS ESCENARIOS DEL ALIMENTADOR URBANO-ACTIVO DESDE 60%.....	89
FIGURA 30 RELACIÓN DE LOS ESCENARIOS DEL ALIMENTADOR URBANO-ACTIVO CON UN 40%.....	90
FIGURA 31 RELACIÓN DE LOS ESCENARIOS DEL ALIMENTADOR URBANO-ACTIVO CON UN 20%.....	91
FIGURA 32 RELACIÓN DE LOS ESCENARIOS DEL ALIMENTADOR RURAL-ACTIVO CON DEMANDA U DESDE 60%	93
FIGURA 33 RELACIÓN DE LOS ESCENARIOS DEL ALIMENTADOR RURAL-ACTIVO CON DEMANDA LD DESDE 60%.....	93
FIGURA 34 RELACIÓN DE LOS ESCENARIOS DEL ALIMENTADOR RURAL -ACTIVO CON DEMANDA U CON 40%.....	95

FIGURA 35 RELACIÓN DE LOS ESCENARIOS DEL ALIMENTADOR RURAL -ACTIVO CON DEMANDA LD CON 40%	95
FIGURA 36 RELACIÓN DE LOS ESCENARIOS DEL ALIMENTADOR RURAL -ACTIVO CON DEMANDA U CON 20%.....	97
FIGURA 37 RELACIÓN DE LOS ESCENARIOS DEL ALIMENTADOR RURAL -ACTIVO CON DEMANDA LD CON 20%	97
FIGURA 38 COSTO TOTAL EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE GD	100
FIGURA 39 MÍNIMO ENVOLVENTE INFERIOR	101
FIGURA 40 MÍNIMO ENVOLVENTE SUPERIOR	102
FIGURA 41 MÍNIMO ENVOLVENTE INFERIOR	103
FIGURA 42 MÍNIMO ENVOLVENTE SUPERIOR	104
FIGURA 43 ANÁLISIS SENSIBILIDAD LÍMITE MÁXIMO DE SECCIONES EN ENVOLVENTE SUPERIOR DEL ALIMENTADOR URBANO-PASIVO DESDE 60%	110
FIGURA 44 ANÁLISIS SENSIBILIDAD LÍMITE MÁXIMO DE SECCIONES EN ENVOLVENTE SUPERIOR DEL ALIMENTADOR RURAL -PASIVO DESDE 40%.....	112
FIGURA 45 ANÁLISIS SENSIBILIDAD DIMENSIONAMIENTO DE LOS T/D EN ENVOLVENTE INFERIOR DEL ALIMENTADOR URBANO-ACTIVO DESDE 80%.....	116
FIGURA 46 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PRECIO DE LA ENERGÍA PARTICIPACIÓN DE LAS INVERSIONES Y DE LA OPERACIÓN EN LOS CTT	117
FIGURA 47 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD TASA DE CRECIMIENTO GENERACIÓN DE GD EN ALIMENTADOR RURAL-PASIVO	118
FIGURA 48 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD FACTOR DE COINCIDENCIA DEMANDA Y GENERACIÓN MÁXIMA EN ENVOLVENTES INFERIORES A BAJAS PENETRACIONES.....	119
FIGURA 49 COSTOS TOTALES ÓPTIMOS DE LOS ALIMENTADORES URBANO Y RURAL CON OPERACIÓN ACTIVA (IZQ) Y PASIVA (DER) V/S PENETRACIÓN DE GD	120
FIGURA 50 DEMANDA RESIDUAL MÁXIMA	136
FIGURA 51 INVERSIÓN EN T/D TRIFÁSICOS EN FUNCIÓN DE LOS KVA.....	137
FIGURA 52 PÉRDIDAS NOMINALES EN T/D TRIFÁSICOS EN FUNCIÓN DE LOS KVA. IZQ AT<25 KV, DER AT<15KV	137
FIGURA 53 POTENCIA RESIDUAL MEDIA, POTENCIA RESIDUAL MÁXIMA Y FACTOR DE CARGA RESIDUAL PARA CUALQUIER NODO DEL ESCENARIO U-U-CONV.....	145
FIGURA 54 POTENCIA RESIDUAL MEDIA, POTENCIA RESIDUAL MÁXIMA Y FACTOR DE CARGA RESIDUAL EN NODO 1 DEL ESCENARIO U-LC-INT	145
FIGURA 55 POTENCIA RESIDUAL MEDIA, POTENCIA RESIDUAL MÁXIMA Y FACTOR DE CARGA RESIDUAL EN NODO 15 DEL ESCENARIO U-LC-INT	146

Índice de Tablas

TABLA 1 MVA/ km ² SEGÚN TIPO DE RED	23
TABLA 2 FUENTES, CONSUMIDORES, CONTROLADORES DE REACTIVOS EN DISTRIBUCIÓN	34
TABLA 3 RESUMEN DE LOS SUPUESTOS QUE DEFINEN LOS ESCENARIOS A ESTUDIAR	42
TABLA 4 RESTRICCIONES PRÁCTICAS DE SECCIONES POR TENSIÓN.....	46
TABLA 5 LOS 54 ESCENARIOS	64
TABLA 6 DIFERENCIA PORCENTUAL DEL COSTO TOTAL ENTRE LAS ENVOLVENTES DE AMBOS ALIMENTADORES V/S PENETRACIÓN DE GD.....	66
TABLA 7 DIFERENCIA PORCENTUAL ENTRE LAS ENVOLVENTES DEL ALIMENTADOR URBANO SEGÚN EL TIPO DE REGULACIÓN V/S PENETRACIÓN DE GD.....	67
TABLA 8 DIFERENCIA PORCENTUAL ENTRE LAS ENVOLVENTES DEL ALIMENTADOR RURAL SEGÚN EL TIPO DE REGULACIÓN V/S PENETRACIÓN DE GD.....	67
TABLA 9 AHORROS OBTENIDOS CON GD, EN CADA ALIMENTADOR SEGÚN EL TIPO DE REGULACIÓN.....	68
TABLA 10 SECCIÓN PROMEDIO DEL ALIMENTADOR RURAL EN CADA ENVOLVENTE SEGÚN EL TIPO DE REGULACIÓN V/S PENETRACIÓN DE GD	71
TABLA 11 CAPACIDADES TOTAL DE LOS T/D EN EL ALIMENTADOR RURAL EN CADA ENVOLVENTE SEGÚN EL TIPO DE REGULACIÓN V/S PENETRACIÓN DE GD.....	71
TABLA 12 DIFERENCIA PORCENTUAL DEL COSTO DE INVERSIÓN EN CONDUCTORES ENTRE AMBOS ALIMENTADORES V/S PENETRACIÓN DE GD	75
TABLA 13 DIFERENCIA PORCENTUAL DEL COSTO DE INVERSIÓN EN T/D ENTRE AMBOS ALIMENTADORES V/S PENETRACIÓN DE GD.....	75
TABLA 14 DIFERENCIA PORCENTUAL DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN T/D ENTRE AMBOS ALIMENTADORES V/S PENETRACIÓN DE GD.....	75
TABLA 15 DIFERENCIA PORCENTUAL DEL COSTO DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN T/D ENTRE AMBOS ALIMENTADORES V/S PENETRACIÓN DE GD	75
TABLA 16 DIFERENCIA PORCENTUAL DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN LAS LÍNEAS ENTRE AMBOS ALIMENTADORES V/S PENETRACIÓN DE GD	76
TABLA 17 DIFERENCIA PORCENTUAL DEL COSTO DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN LAS LÍNEAS ENTRE AMBOS ALIMENTADORES V/S PENETRACIÓN DE GD	76
TABLA 18 SECCIÓN PROMEDIO EN EL ALIMENTADOR URBANO EN CADA ENVOLVENTE SEGÚN EL TIPO DE REGULACIÓN V/S PENETRACIÓN DE GD.....	77
TABLA 19 CAPACIDAD TOTAL DE LOS T/D EN EL ALIMENTADOR URBANO EN CADA ENVOLVENTE SEGÚN EL TIPO DE REGULACIÓN V/S PENETRACIÓN DE GD.....	77
TABLA 20 ESCENARIOS DEL ALIMENTADOR RURAL V/S PENETRACIÓN DE GD.....	83
TABLA 21 ESCENARIOS DEL ALIMENTADOR URBANO V/S PENETRACIÓN DE GD	83
TABLA 22 CAPACIDADES INSTALADAS EN EL ALIMENTADOR RURAL EN FUNCION DE LA PENETRACIÓN	99
TABLA 23 CAPACIDADES INSTALADAS EN EL ALIMENTADOR URBANO EN FUNCIÓN DE LA PENETRACIÓN.....	99
TABLA 24 VALORES MÁXIMOS Y MÍNIMOS DE LAS SECCIONES, CAPACIDADES DE T/D, CAPACIDADES DE CONDENSADORES Y DE REACTORES EN CADA ESCENARIO DEL ALIMENTADOR URBANO Y RURAL	107
TABLA 25 SECCIONES MÁXIMAS EN LAS ENVOLVENTES DEL ALIMENTADOR URBANO SEGÚN EL TIPO DE REGULACIÓN V/S PENETRACIÓN DE GD.....	108
TABLA 26 SECCIONES MÁXIMAS EN LAS ENVOLVENTES DEL ALIMENTADOR RURAL SEGÚN EL TIPO DE REGULACIÓN V/S PENETRACIÓN DE GD	111
TABLA 27 CAPACIDADES DE T/D MÁXIMAS EN LAS ENVOLVENTES DEL ALIMENTADOR RURAL SEGÚN TIPO DE REGULACIÓN V/S PENETRACIÓN DE GD.....	114
TABLA 28 CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES.....	135

TABLA 29 EN PORCENTAJE, CUANTO MÁS CAROS SON LOS ESCENARIOS U-U-INT Y U-U-MIX RESPECTO DE U-U-CONV.	141
TABLA 30 EN PORCENTAJE, CUANTO MÁS CARO ES U-LD-INT RESPECTO DE U-LD-CONV Y U-LD-INT RESPECTO DE U-LD-MIX.	141
TABLA 31 COMPARACIÓN EN BASE A LA TECNOLOGÍA DEL GD.....	143
TABLA 32 COMPARACIÓN EN BASE A LA DISTRIBUCIÓN DEL GD CON TECNOLOGÍA CONV.....	147
TABLA 33 COMPARACIÓN EN BASE A LA DISTRIBUCIÓN DEL GD CON TECNOLOGÍA INT.....	149
TABLA 34 DEMANDA UNIFORME-COMPARACIÓN EN BASE A LA TECNOLOGÍA DE GD.....	151
TABLA 35 DEMANDA UNIFORME-COMPARACIÓN EN BASE A LA DISTRIBUCIÓN DE GD CON TECNOLOGÍA CONV..	152
TABLA 36 DEMANDA UNIFORME-COMPARACIÓN EN BASE A LA DISTRIBUCIÓN DE GD CON TECNOLOGÍA INT.....	153
TABLA 37 DEMANDA LD-COMPARACIÓN EN BASE A LA TECNOLOGÍA DE GD.....	154
TABLA 38 DEMANDA LD-COMPARACIÓN EN BASE A LA DISTRIBUCIÓN DE GD CON TECNOLOGÍA CONV.....	155
TABLA 39 DEMANDA LD-COMPARACIÓN EN BASE A LA DISTRIBUCIÓN DE GD CON TECNOLOGÍA INT.....	155
TABLA 40 COMPARACIÓN DE U-LC-INT CON LD-LC-INT.....	156
TABLA 41 COMPARACIÓN DE U-U-CONV CON LD-LD-CONV.....	157
TABLA 42 COSTOS ENVOLVENTES INFERIORES ALIMENTADOR RURAL.....	158
TABLA 43 COSTOS ENVOLVENTES SUPERIORES ALIMENTADOR RURAL.....	158
TABLA 44 COSTOS ENVOLVENTES INFERIORES ALIMENTADOR URBANO.....	159
TABLA 45 COSTOS ENVOLVENTE SUPERIOR ALIMENTADOR URBANO. SUP PASIVO-INF-ACTIVO.....	159
TABLA 46 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL LÍMITE MÁXIMO DE LAS SECCIONES -REPRESENTACIÓN EN PORCENTAJE DE CADA COSTO.....	160
TABLA 47 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL LÍMITE MÁXIMO DE LAS SECCIONES -REPRESENTACIÓN EN PORCENTAJE DE CADA COSTO.....	160
TABLA 48 DESCOMPOSICIÓN DE CADA COSTO DE LAS ENVOLVENTES DEL ALIMENTADOR RURAL PASIVO CON 170 US\$/MWH.....	161
TABLA 49 COMPARACIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS DE OPERACIÓN SEGÚN EL PRECIO DE LA ENERGÍA.....	161
TABLA 50 COSTOS EN LAS ENVOLVENTES DEL ALIMENTADOR RURAL PASIVO SEGÚN LA TASA DE CRECIMIENTO DE LA GENERACIÓN.....	162
TABLA 51 COSTOS DE LAS ENVOLVENTES INFERIORES DEL ALIMENTADOR RURAL SEGÚN EL FACTOR DE COINCIDENCIA.....	163
TABLA 52 COSTOS DE LAS ENVOLVENTES INFERIORES DEL ALIMENTADOR URBANO SEGÚN EL FACTOR DE COINCIDENCIA.....	163
TABLA 53 COSTOS DE LAS ENNVOLVENTES DEL ALIMENTADOR RURAL.....	164
TABLA 54 COSTOS DE LAS ENNVOLVENTES DEL ALIMENTADOR URBANO.....	165

Nomenclatura

k	Índice asociado a cada barra de un alimentador	
n	Cantidad de barras en un alimentador, el número es creciente desde la cola del alimentador hasta S/E.	
l	Longitud del alimentador	[m]
R_k	Resistencia del conductor del tramo k	[k Ω]
X_k	Reactancia del conductor del tramo k	[k Ω]
ρ_{AL}	Resistividad del aluminio	$\left[\frac{\text{k}\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}\right]$
σ_k	Sección del conductor en el tramo k	[mm ²]
T_k	Transformador de distribución asociado a la barra k	
C	Constante de proporcionalidad de la capacidad de los transformadores de distribución	
Cap_k	Capacidad del transformador de distribución asociado a la barra k	[kVA]
r	Tasa de crecimiento de la demanda de las cargas	
g	Tasa de crecimiento de la generación de los GD	
E_{d_total}	Demanda energética total de un alimentador al inicio del periodo de evaluación (año 0)	[kWh]
p	Penetración de GD	
E_{gd_total}	Generación energética total de GD en un alimentador al inicio del periodo de evaluación (año 0)	[kWh]
cdd_k	Coeficiente de distribución de la demanda en la barra k	
cgd_k	Coeficiente de distribución de la demanda en la barra k	
$E_{dk}(t)$	Energía demandada en la barra k en función del tiempo t	[kWh]
$E_{gdk}(t)$	Energía generada en la barra k en función del tiempo t	[kWh]
fp	Factor de potencia de las cargas	
fp_l_k	Factor de planta del GD conectado en la barra k	
fc	Factor de carga de las cargas	
$f_{s_gd_d}$	Factor de coincidencia entre la generación y la demanda máxima	
$P_{dmaxk}(t)$	Demanda máxima de potencia activa en la barra k en el año t	[kW]
$P_{gdmaxk}(t)$	Generación máxima de potencia activa en la barra k en el año t	[kW]
$Q_{dkmax}(t)$	Demanda máxima de potencia reactiva en la barra k en el año t	[kVAR]
$Q_{gdk}(t)$	Generación máxima de potencia reactiva en la barra k en el año t	[kVAR]
$P_{dmedk}(t)$	Demanda media de potencia activa en la barra k en el año t	[kW]
$P_{gdmedk}(t)$	Generación media de potencia activa en la barra k en el año t	[kW]
$P_{rmedk}(t)$	Demanda residual media de potencia activa en la barra k en el año t	[kW]
$P_{rmaxk}(t)$	Generación residual media de potencia activa en la barra k en el año t	[kW]

P_{cunomk}	Pérdidas nominales en los enrollados del transformador de distribución asociado a la barra k	[kW]
P_{fenomk}	Pérdidas nominales en el hierro del transformador de distribución asociado a la barra k	[kW]
$f_{uk}(t)$	Factor de utilización del transformador de distribución asociado a la barra k	
$P_{cuk}(t)$	Pérdidas en los enrollados del transformador de distribución asociado a la barra k en el año t	[kW]
P_{fek}	Pérdidas en el hierro del transformador de distribución asociado a la barra k	[kW]
$Q_{Rk}(t)$	Capacidad de un reactor conectado en la barra k en el año t	[kW]
$Q_{ck}(t)$	Capacidad de un condensador conectado en la barra k en el año t	[kVAR]
$P_{eq,k}(t)$	Demanda activa equivalente vista desde la barra k en el año t	[kW]
$Q_{eq,k}(t)$	Demanda reactiva equivalente vista desde la barra k en el año t	[kVAR]
V_{nom}	Voltaje nominal fase-fase de un alimentador	[kV]
V_{nom-fn}	Voltaje nominal fase-neutro de un alimentador	[kV]
$V_{S/E}$	Voltaje de la subestación de un alimentador	[kV]
$V_{fn-k}(t)$	Voltaje fase-neutro en la barra k en el año t	[kV]
$I_{Lk}(t)$	Corriente de línea en un tramo k en el año t	[A]
$I_k(t)$	Corriente aguas arriba del transformador de distribución asociado a la barra k en el año t	[A]
$P_{Lk}(t)$	Pérdidas de línea en el tramo k en el año t	$\left[\frac{\text{kW}}{\text{fases}} \right]$
i	Tasa de actualización	
V_{uc}	Años de vida útil del conductor	
V_{uT}	Años de vida útil de cada transformador de distribución	
V_{uQc}	Años de vida útil de cada condensador	
V_{uQR}	Años de vida útil de cada reactor	
mt	Porcentaje de los costos de inversión que representan los costos de mantención.	
T	Periodo de planificación, en años.	
$f_{cr_k}(t)$	Factor de carga residual asociado a la demanda residual de la barra k en el año t	
$f_{cp_k}(t)$	Factor de pérdidas asociado a las pérdidas en la barra y tramo k en el año t	
C_{MWh}	Costo de la energía	$\left[\frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \right]$
C_{INV-ck}	Costo de inversión del conductor del tramo k	[US \$]
C_{INV-CT}	Costo de inversión total de los conductores del alimentador	[US \$]
C_c	Anualidad del costo de inversión total de los conductores del alimentador	[US \$]
C_{INV-Tk}	Costo de inversión del transformador asociado a la barra k	[US \$]
C_{INV-TT}	Costo de inversión total de los transformadores del alimentador	[US \$]

C_T	Anualidad del costo de inversión total de los transformadores del alimentador	[US \$]
$C_{INV-Qck}(t)$	Costo de inversión del condensador conectado a la barra k en el año t	[US \$]
$C_{INV-Qc}(t)$	Costo de inversión total de los condensadores conectados en el año t	[US \$]
$C_{Qc}(t)$	Anualidad del costo de inversión total de los condensadores conectados en el año t	[US \$]
$C_{INV-QRk}(t)$	Costo de inversión del reactor conectado a la barra k en el año t	[US \$]
$C_{INV-QR}(t)$	Costo de inversión total de los reactores conectados en el año t	[US \$]
$C_{QR}(t)$	Anualidad del costo de inversión total de los reactores conectados en el año t	[US \$]

1. Introducción

1.1. Motivación

El escenario energético a nivel mundial, donde Chile no constituye una excepción, permite prever que los futuros sistemas de potencia eléctrica emigrarán gradualmente desde los grandes sistemas de potencia tradicionales, con generación eléctrica provista por las grandes plantas generadoras, hacia sistemas más flexibles (ver Figura 1). En este nuevo escenario, coexistirán grandes plantas de generación tradicionales (centrales hidráulicas de gran tamaño, térmicas a base de combustibles fósiles, centrales nucleares, etc.) con distintas tecnologías de generación distribuida (GD o pequeños medios de generación distribuida PMGD); micro-hidráulicas, eólicas, solares, geotérmicas, biomasa, etc. [39]

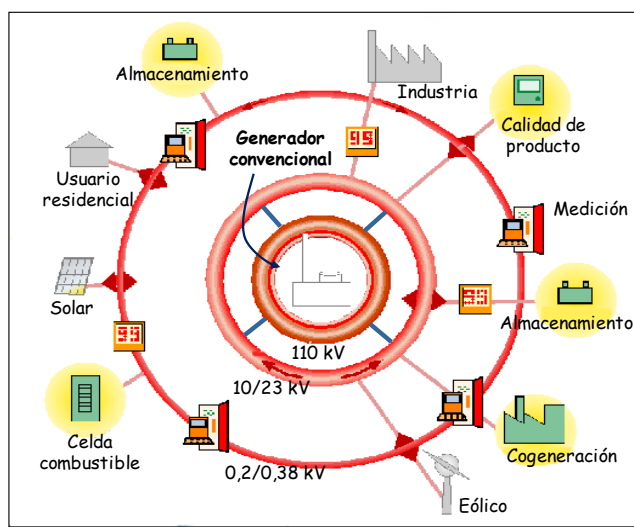


Figura 1 Visión de desarrollo futuro de los sistemas eléctricos
Fuente: Handschin, UNIDO, Universidad de Chile, Dortmund DortmundDorst

Dada la disponibilidad de recursos energéticos de tipo renovable no aprovechados en el país¹, el desarrollo y realización de este tipo de esquemas flexibles de generación en forma de parques de generación de gran escala representa una oportunidad para el desarrollo energético nacional. En efecto, los tres pilares de la política energética en Chile son: la obtención de la energía a precios más competitivos, aumentar la seguridad de suministro y respetar el medio ambiente. Hoy, las condiciones de precio de la energía en Chile hacen que proyectos competitivos de recursos energéticos de tipo renovable sean atractivos. Estas tecnologías también pueden contribuir a aumentar la seguridad del suministro, haciendo posible la

¹ En Chile, la generación eléctrica se obtiene en una alta proporción a partir de fuentes hidráulicas. Sin embargo, las fuentes renovables no convencionales representan el 3% de la capacidad instalada de generación eléctrica (421 MW de 14.871 MW) mientras que a nivel mundial representa un 4% de la capacidad instalada total (182 GW de 4.100 GW).

diversificación de actores y de fuentes de generación, y reduciendo la dependencia externa. Además contribuyen al respeto del medio ambiente siendo tecnologías de menor impacto ambiental que las formas de generación eléctrica tradicionales.

Luego, con el fin de aprovechar de manera sustentable los recursos energéticos existentes, los nuevos esquemas de generación plantean desafíos de modelación, técnicos, económicos y regulatorios, no resueltos a nivel internacional. En Chile, para favorecer que los inversionistas puedan asumir de igual forma los riesgos de comercialización final de la energía, tanto en proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC) como en iniciativas de energías convencionales, el gobierno ha impulsado diversas modificaciones a la Ley general de servicios eléctricos (LGSE) para potenciar el desarrollo de las no convencionales. Estas reformas se centran básicamente en la eliminación de las barreras a la integración de las ERNC en los sistemas eléctricos nacionales. De esta forma la Ley 19.940 oficializada en marzo de 2004, el reglamento del Decreto Supremo (DS) 244 promulgado en septiembre del 2005 y la Ley 20.257 oficializada en abril del 2008 confieren derechos y obligaciones particulares a las ERNC.

En este trabajo, se presta especial atención a los pequeños medios de generación pues es en estos tamaños que normalmente se encuentran muchas ERNC. Luego se considera como punto de partida lo estipulado en el DS 244 Reglamento de Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación (MGNC y PMG respectivamente).

Se observa que lo dispuesto en cuanto al régimen de operación, remuneración y pagos de un PMGD y de un PMG resulta, a lo menos, no perjudicial para estos medios de generación; autodespacho obligatorio para los PMGD, opcional para los PMG en caso de corresponder a una fuente no convencional; derecho de participación en mercado spot mediante el precio de energía que prefieran entre costo marginal (CMg) y precio nudo de la energía (PNe); excepción de peaje de distribución (Dx) para los PMGD y exención de peaje en transmisión troncal (TTx) para los PMG en caso de corresponder a fuentes no convencionales (esto último también estipulado en la Ley 19.940). Además la ley 20257 asegura que un cierto porcentaje de los retiros efectuados en los sistemas eléctricos, provengan de fuentes no convencionales (llegando al 10% en el año 2024).

En cuanto a la conexión de los PMGD, si bien el DS 244 asegura el derecho a conexión a las redes de distribución, supone que esta conexión puede implicar un costo para la distribuidora. En efecto, el costo de conexión es determinado a partir del balance entre los ahorros obtenidos de la operación del PMGD y los costos adicionales requeridos, pero el DS 244 supone que los ahorros serán siempre menores a los costos adicionales pues sólo especifica los pasos a seguir para el reembolso a la distribuidora por parte de los PMGD.

Los costos y ahorros se basan en criterios y periodos de evaluación establecidos para empresas modelo en el cálculo del valor agregado por concepto de distribución (VAD), los que consideran la planificación desde cero de la red de distribución.

Luego, de modo de visualizar un efecto más real de los PMGD en las redes de distribución y así poder orientar en la toma de decisiones futuras, se decide analizar la influencia del PMGD en la planificación de un alimentador tipo de distribución de media tensión (MT) bajo supuestos de eficiencia como en la empresa modelo. La planificación se basará en la minimización de los costos asociados a la Dx en función de la penetración de los PMGD conectados en baja tensión (BT).

La presente investigación constituye un aporte al estado del arte de la disciplina, pues a nivel nacional, los trabajos se han centrado en definir metodologías para determinar los costos de expansión de un alimentador rural dado un caso particular de penetración de PMGD [22,23, 38]. Por otra parte, de la literatura estudiada, sólo uno planteó una metodología para la planificación desde cero de alimentadores de distribución con PMGD [17]. Los restantes, en general, proponen metodologías para determinar la ubicación y/o la capacidad óptima de los PMGD en redes de distribución existentes. De esta forma, la optimización de un alimentador tipo en función de la penetración de PMGD le dará mayor robustez a los resultados debido a la generalización de éstos y a la posibilidad de plantear una ecuación representativa de los costos v/s la penetración.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es conocer el efecto de los PMGD en los costos asociados a la distribución mediante la planificación de un alimentador tipo de distribución de MT bajo supuestos de eficiencia como en la empresa modelo en función de la penetración de PMGD en BT.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos son:

- Definir escenarios que permitan validar la generalización de los resultados. Los escenarios serán definidos según el alimentador tipo, las características de las cargas, de los PMGD y la operación del alimentador para la regulación de tensión.
- Plantear el modelo matemático de optimización a ser usado en cada escenario, considerando la función objetivo, compuesta de los diversos costos asociados a la

distribución, los límites de las variables a ser optimizadas y las restricciones a las que el problema esté sujeto.

- Identificar para qué penetración(es) de PMGD y en qué escenario(s), el costo total del alimentador óptimo de distribución es menor y/o mayor al costo que se obtendría sin considerar PMGD. De esta forma se visualizará cuando la operación de los PMGD implica reales ahorros y/o costos adicionales a la empresa distribuidora.
- Justificar los resultados analizando la influencia de cada costo de la función objetivo y de las consideraciones que definen los escenarios (con énfasis en los valores máximos y mínimos) para posteriormente efectuar diferentes análisis de sensibilidad que se consideren interesantes de analizar.
- Plantear una formulación analítica que relacione el costo óptimo de un alimentador de distribución con la penetración de los PMGD.

1.3. Alcances

Si bien los informes del estudio de costos de componentes del VAD representan el punto de partida de este trabajo, las consideraciones de estos superan lo planteado en el objetivo general de este trabajo. En efecto, el desarrollo de la empresa modelo se realiza planificando las redes de AT y BT de distribución y optimizando la calidad de servicio. Luego es importante recalcar que la metodología y los resultados de este trabajo deben ser considerados como una herramienta de orientación en la toma de decisiones reglamentarias y tarifarias futuras.

Por otra parte, el modelo de minimización de los costos asociados a la distribución se plantea desde el punto de vista de la empresa distribuidora y sin considerar que esta pueda ser propietaria de los GD. Luego, no se considera la inversión en GD ni los costos de conexión al sistema.

Tampoco es parte del alcance de esta investigación realizar un análisis multiobjetivo que considere además la optimización del abastecimiento de energía y/o potencia ya sea mediante el GD o bien desde el sistema.

El objetivo de este trabajo es analizar el efecto de la penetración de los GD, por lo que no se busca optimizar la ubicación ni la generación de estos. En efecto, el análisis realizado puede ser considerado como teórico debido a las definiciones del alimentador, de las cargas y de los GD.

1.4. Hipótesis

La hipótesis central del trabajo es que es factible establecer en forma paramétrica el efecto de la penetración de GD en los costos de un alimentador de distribución y que esta posee la forma general descrita en la Figura 2.

Debido a la relevancia que tienen los costos de las pérdidas energéticas en los costos de distribución, se supondrá que éstos se relacionan de forma similar con la penetración de PMGD. Además se analiza la validez de considerar que con bajas penetraciones la operación de los PMGD puede implicar costos adicionales mayores a los ahorros por implicar inversiones que para mayores penetraciones se supondrán ya realizadas. Luego, de los resultados que se obtengan de los diversos escenarios que serán estudiados, se espera obtener una tendencia de puntos como en la Figura 2 para poder plantear una ecuación que represente la curva en rojo de esta figura.

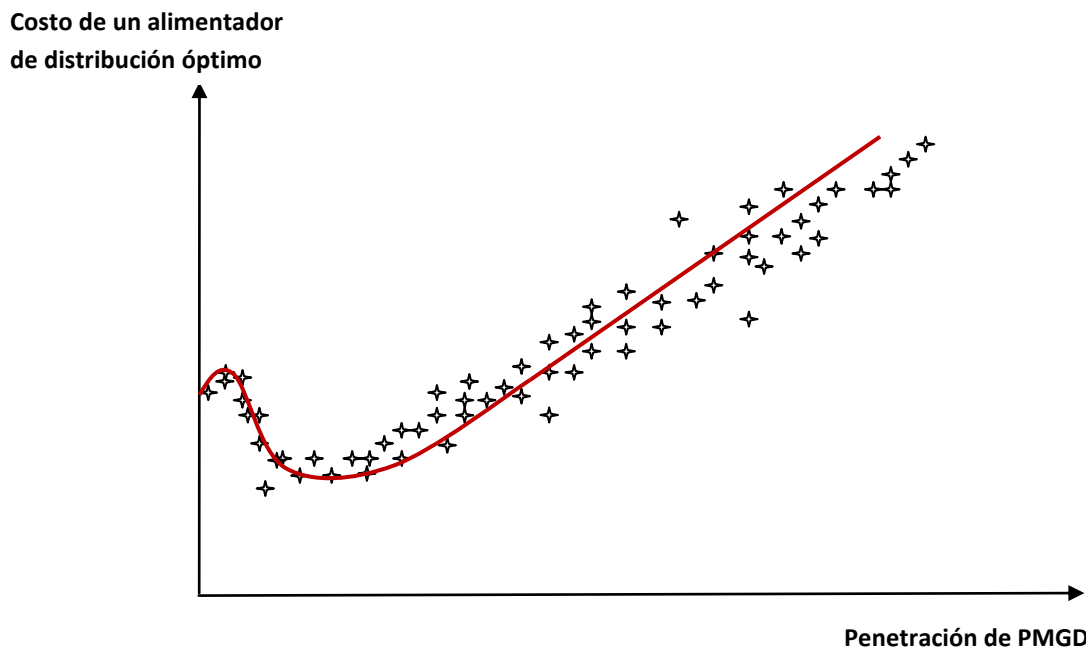


Figura 2 Costo de un alimentador de distribución óptimo v/s penetración de GD

En este sentido, de la literatura, en [27] se determinan las pérdidas energéticas de un alimentador de distribución en función de la penetración de PMGD para distintos escenarios de tecnología y concentración de PMGD.

La penetración se define como el cociente entre la energía inyectada por los PMGD y la capacidad del alimentador.

Las tecnologías de PMGD consideradas son la fotovoltaica, eólica, cogeneración (CHP), un modelo genérico, "base load", representativo de las tecnologías capaces de inyectar constantemente su generación máxima (celdas de combustible y micro turbinas) y un mix tecnológico que considera al PMGD con igual capacidad instalada de eólico como de CHP.

La concentración corresponde a la cantidad de PMGD conectados en el alimentador. La concentración “ideal” considera un PMGD conectado en todas las barras con carga, cuya capacidad instalada es proporcional a la demanda de la carga correspondiente. La concentración “intermedia” considera la conexión de tres PMGD, de igual capacidad, ubicados de forma estratégica en el alimentador y por último la concentración baja que considera la conexión de un solo PMGD en el alimentador.

Los resultados muestran el cociente entre las pérdidas energéticas totales en el alimentador con respecto a la demanda energética total del alimentador en un año dado v/s la penetración de PMGD.

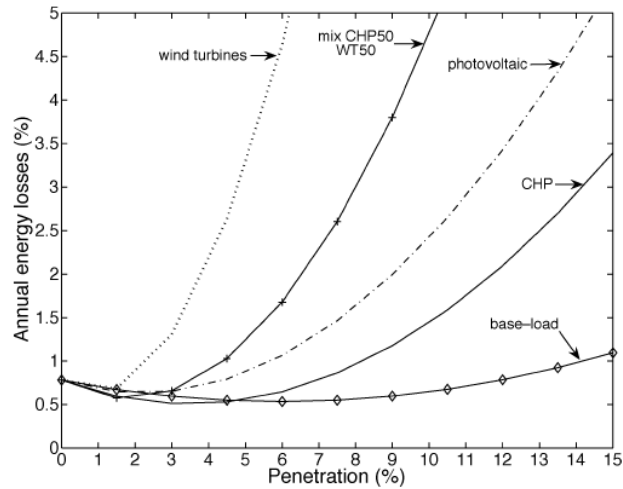


Figura 3 Escenario ideal

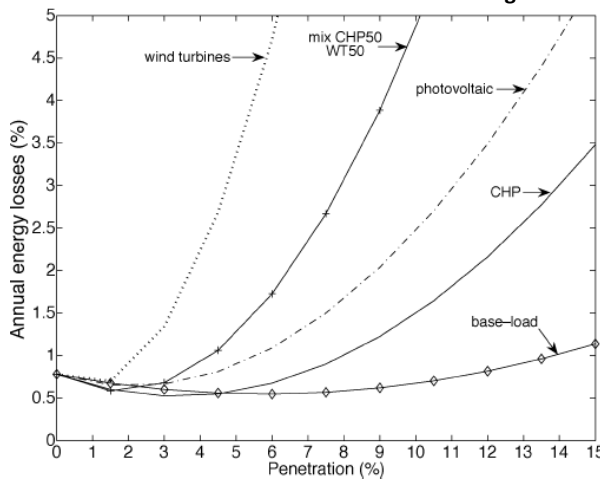


Figura 4 Escenario intermedio

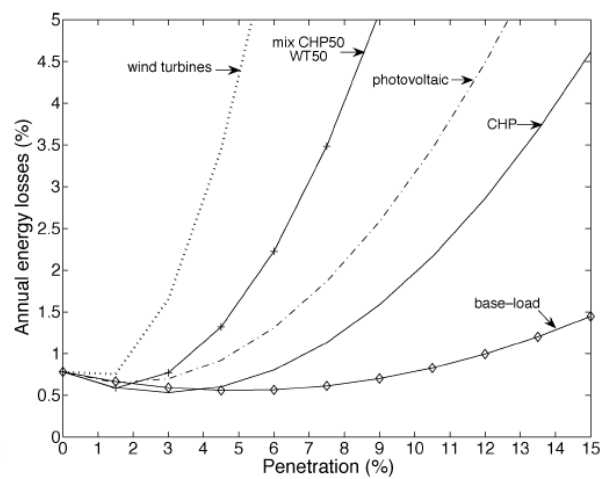


Figura 5 Escenario bajo

Los tres escenarios de concentración presentan curvas similares para cada tecnología. Las pérdidas decrecen y alcanzan un mínimo para penetraciones mayores a medida que la intermitencia disminuye. Luego las pérdidas crecen con mayores pendientes a medida que la intermitencia aumenta sin converger a un valor máximo.

1.5. Estructura del trabajo

A continuación se describe brevemente el contenido de cada capítulo desarrollado.

- En el capítulo 2 se describe el actual escenario de los PMGD en Chile según las últimas reglamentaciones, incluidas aquellas dirigidas a las ERNC debido al interés que generan estas tecnologías a baja escala. De igual forma se describe el proceso de tarificación a nivel de distribución en Chile, destacando en particular la componente correspondiente a los costos asociados a la distribución de modo de identificar los parámetros a ser analizados con la inserción de los PMGD.
- En el capítulo 3 se presenta la metodología propuesta. El esquema y descripción general. Los escenarios considerados para el análisis, describiendo y justificando: la definición del alimentador tipo; la representación de las cargas; la definición de penetración, de dispersión y de las tecnologías de los PMGD; los equipos para la regulación de tensión; y finalmente los dos tipos de operación del alimentador consideradas para la regulación de tensión.
Luego se desarrolla el modelo matemático de optimización; se plantea el tipo de análisis que será llevado a cabo; la función objetivo, describiendo los costos de inversión, de operación y mantención; los límites de las variables a optimizar y las restricciones a las que el problema está sujeto.
- En el capítulo 4 se aplica la metodología a un caso base de modo de verificar la hipótesis del trabajo. Para esto se organizan los resultados de modo de identificar y analizar la influencia de cada costo de la función objetivo y de las consideraciones que definen los escenarios (con énfasis en los valores máximos y mínimos).
- En el capítulo 5 se aplica la metodología al caso base evaluando la influencia particular de ciertos parámetros por medio de análisis de sensibilidad. Analizando las variaciones que se obtengan con respecto de los resultados obtenidos en el capítulo 4 se podrá corroborar la validez tanto de los supuestos del caso base como de la hipótesis adoptada.
- En el capítulo 6 a partir de los resultados obtenidos, se entregan las conclusiones de esta investigación. Se hace referencia a los supuestos, casos de estudio y análisis de sensibilidad de modo de plantear ideas para futuras reglamentaciones con respecto a los PMGD, particularmente en cuanto a su efecto en la tarificación a nivel de distribución. Finalmente se proponen mejoras a lo planteado entregando ideas para futuros trabajos que complementen lo realizado en esta tesis.

2. La Distribución y los PMGD en Chile

2.1. Reglamentación de la ERNC y de los PMGD

Las reformas llevadas a cabo se centran básicamente en la eliminación de las barreras a la integración de las ERNC en los sistemas eléctricos nacionales. Estas barreras pueden clasificarse de la siguiente forma: Participación en el mercado, Acceso a redes, Financiamiento, Desconocimiento de Tecnología, Económicas y Culturales.

Ley 19.940

La Ley 19.940, introduce una serie de modificaciones al mercado de generación eléctrica que afecta a todos los medios de generación², introduciendo elementos especialmente aplicados a las ERNC. Se abre el mercado spot y se asegura el derecho a conexión a las redes de distribución de pequeñas centrales, tamaño en el que normalmente se encuentran muchas ERNC. Adicionalmente, establecen una exención total o parcial del pago de peajes por el sistema de transmisión troncal para los MGNC cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20 MW (peaje nulo en caso que excedentes sean menores a 9MW, o bien proporcional a un factor igual al exceso por sobre los 9 MW).

Decreto Supremo N°244

Las disposiciones del Reglamento de Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación, se aplica a las empresas que posean medios de generación conectados y sincronizados a un sistema eléctrico y que se encuentre en algunas de las siguientes categorías.

- PMGD: Pequeño Medio de Generación Distribuido. Sus excedentes de potencia son menores o iguales a 9 MW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público. A los PMGD se les confiere el derecho a conectarse a las redes de distribución.

² Otros aspectos centrales son: 1. se precisa el procedimiento de determinación de peajes de transmisión, 2. se estabiliza la determinación de los PN por la vía de disminuir su banda de variación en torno al precio libre de un 10% a un 5%. 3. se amplía el mercado no regulado, rebajando el límite de caracterización de clientes libres desde 2 MW a 500 kW. 4. se introduce el mercado de SSCC, estableciendo la transacción y valoración de recursos técnicos que permiten mejorar la calidad y seguridad de servicios. 5. se establece un mecanismo de solución de controversias en el sector eléctrico, tanto entre las empresas y la autoridad, como entre empresas, a través del establecimiento del Panel de Expertos.

- PMG: Pequeño Medio de Generación. Sus excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9 MW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional.
- MGNC: Medios de Generación No Convencional. Su fuente es no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema son inferiores a 20 MW. La categoría de MGNC, no es excluyente con las categorías indicadas en los literales precedentes. Por otro lado, considerando la cogeneración eficiente a base de combustibles fósiles, esta categoría también puede incluir proyectos clasificados como energías convencionales.

Este reglamento tiene una normativa asociada: Norma Técnica para Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión (NTCO), promulgada en mayo del 2007.

A continuación los aspectos más relevantes del contenido del reglamento.

- PMGD y PMG
Procedimientos y condiciones para la conexión, mantenimiento e intervención de las instalaciones de un PMGD:
 - Sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes, las empresas distribuidoras deberán permitir la conexión a sus instalaciones de los PMGD cuando estos puedan acceder a dichas instalaciones mediante líneas propias o de terceros.
 - PMGD adquiere calidad de usuario de red de distribución
 - Las obras adicionales necesarias para la inyección de los excedentes de potencia de los PMGD deberán ser ejecutadas por las empresas distribuidoras correspondientes.
 - Los empalmes necesarios para la conexión a las instalaciones de la empresa distribuidora de un PMGD serán de propiedad de este, quien deberá hacerse cargo de los costos asociados a su construcción y la mantención.
 - NTCO establecerá formatos estándares tanto de solicitud como de entrega de información
 - NTCO establecerá los procedimientos, metodologías y requisitos técnicos para la conexión y operación de los PMGD
 - Toda intervención u operación del PMGD deberá ser en coordinación con la empresa distribuidora
 Determinación de los costos de las obras adicionales para la conexión de un PMGD:
 - Los costos de conexión serán de cargo de los propietarios de los PMGD
 - Los costos de conexión se determinan mediante un balance entre los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD y los ahorros por la operación del PMGD respectivo
 - La empresa distribuidora podrá acreditar que los costos son mayores a los ahorros emitiendo un informe. En caso contrario los costos de conexión serán nulos.

- Los costos y ahorros se basarán en criterios y periodos de evaluación establecidos para empresas modelo en el cálculo del valor agregado por concepto de distribución considerados por la comisión nacional de energía (CNE). El informe, como mínimo, deberá contener el estudio de impacto del PMGD en la determinación del costo fijo, de las pérdidas medias de distribución de potencia y energía y de los costos estándares de inversión, mantención y operación, asociados a la distribución (el valor de estas instalaciones no se considera parte del valor nuevo de reemplazo de la empresa correspondiente).

Régimen de operación, remuneración y pagos de un PMGD y un PMG:

- Todo PMGD operará con autodespacho, en el caso de un PMG si la fuente es no convencional podrá optar operar con autodespacho. En este caso, el propietario u operador determina la potencia y energía a inyectar y se considera que los medios de generación no disponen de capacidad de regulación de sus excedentes.
 - Operación coordinada con centro de despacho económico y carga (CDEC) y con distribuidora en el caso del PMGD.
 - Derecho a participar de transferencia de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a coordinación del CDEC. Para esto las inyecciones de energía y potencia del PMGD se referirán a la barra de más alta tensión de la S/E de distribución más cercana eléctricamente a este.
 - Al estar incluidos en balances de energía y potencia, tienen dos opciones de venta de energía al sistema, a costo marginal instantáneo o a régimen de precio establecido (PNe) pero valoración de inyecciones de potencia a PNP.
 - El retiro es valorizados con el mismo régimen de precios utilizados para valorizas inyecciones.
 - CDEC efectuará las reliquidaciones que corresponda.
 - El uso de las instalaciones de la empresa de distribución por el PMGD no da lugar al pago de peajes, a menos que sea para dar suministro a un usuario no sometido a regulación de precios ubicado dentro de su área de concesión. Pero el uso de instalaciones de transmisión troncal y subtransmisión (TTx y STx) y adicionales por parte del PMG da lugar al pago de costos de transmisión (Tx).
- MGNC
Se describe la clasificación de MGNC según la fuente energética y la exención del pago por uso de los sistemas de TTx (puntos tratados en la Ley 20.257 y 19.940 respectivamente).

Ley 20.257

Esta Ley modifica y detalla la definición de las ERNC.

- Medios de generación renovables no convencionales: aquellos cuya fuente de energía primaria provenga de la energía de la biomasa, de la geotermia, de la solar, de la eólica, de los mares, de la hidráulica con una potencia máxima inferior a 20 MW o bien de cualquier otro medio de generación determinado fundadamente por la CNE que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.
- Energía renovable no convencional: aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales.
- Instalación de cogeneración eficiente (CHP: Combined heat and power): instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético, cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20 MW y que cumpla los requisitos a establecerse en un futuro reglamento. En especial, no se considera ERNC las instalaciones de cogeneración eficiente a menos que utilicen biomasa como energético primario u otro energético primario de tipo renovable.

Por otra parte, esta Ley establece que aquellas empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales (cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza), deberán acreditar que un cierto porcentaje de sus retiros en cada año calendario, a partir del 1 de enero del 2010, provenga de fuentes ERNC³ (propios o contratados, conectadas al sistema a partir del 1 de enero de 2007).

Entre los años 2010 y 2014 el porcentaje será igual al 5%. A partir de 2015, este porcentaje se incrementará gradualmente en 0,5% anual, hasta llegar al 10% en el año 2024.

La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM/ MWh de déficit.

Sólo para los efectos de esta acreditación, se reconocerán también las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40 MW, las que se corregirán por un factor proporcional igual a uno menos el cociente entre el exceso sobre 20 MW de la potencia máxima de la central y 20 MW .

A continuación se presenta de qué forma las barreras que han sido abordadas, en mayor o menor grado, por los cambios reglamentarios experimentados [40]:

³ En la terminología internacional este modelo se conoce como un modelo de cuotas, a diferencia del modelo tipo "Feed-in Tariff" común en Europa, donde las distribuidoras deben comprar toda la energía generada por fuentes renovables a un precio previamente fijado, el que depende del tipo de tecnología de generación utilizada, desarrollo tecnológico y otros factores.

- **Participación en el mercado:** La Ley 20.257 y el DS 244 de 2005 permiten asegurar a las ERNC una participación en las transferencias de energía y potencia del mercado mayorista. Esta participación regulada, sirve a las empresas ERNC como referente para una eventual negociación bilateral con las empresas de distribución, bajo condiciones más atractivas. Este efecto se percibe como un subsidio directo, en la medida que la tecnología no sea competitiva.
- **Acceso a redes:** La Ley Corta I y el DS 244 aseguran la conexión a las redes de distribución a los PMGD, lo que les permite acceder a potenciales clientes. Además cabe recalcar que la definición de los peajes de Dx y de Tx permite asegurar una postura neutral para la empresa distribuidora.
- **Financiamiento:** Con el fin de poder entregar mayor claridad respecto de los ingresos esperados en un proyecto ERNC, la reglamentación ha incluido una metodología para referir los precios del mercado mayorista a las barras de inyección de los proyectos ERNC. Asimismo, se ha incorporado un mecanismo de estabilización de precios, que busca eliminar barreras financieras presentes en los procesos de negociación de créditos para estos proyectos.
- **Desconocimiento tecnológico:** El desconocimiento en el país de tecnologías se manifiesta en una mayor incertidumbre respecto de los costos de operación, mantenimiento y formas de aplicación de reglamentos específicos. La obligatoriedad de incorporación de energía a base de ERNC definida en la Ley 20.257 permite la diseminación del conocimiento en el uso de estas tecnologías. Es discutible si el efecto de poder derribar esta barrera es consistente con posibles efectos negativos de este cambio legal en la operación del mercado (precios, costos).
- **Económicas:** La liberación parcial o total de pagos de peajes del sistema troncal y la liberación del pago de peajes de los PMGD si bien es un beneficio económico también es un reconocimiento a la externalidad positiva de los desarrollos renovables ya que evitarían o retrasarían inversiones en los sistemas de transmisión al abastecer localmente consumos eléctricos.
Por otra parte, se reconoce que los costos de conexión de una empresa ERNC deben tomar en cuenta las inversiones requeridas, pero también los ahorros para la distribuidora.
- **Cultural:** Para la incorporación de estas tecnologías se deben abordar las barreras culturales y educativas que hoy existe respecto de ellas. Por ejemplo mediante iniciativas tales como: creación de programas de perfeccionamiento, educación en eficiencia energética y recursos naturales, proyectos de investigación asociados. Ejemplos de estas iniciativas son el Programa País de Eficiencia Energética (PPEE) y los Consorcios de Innovación de Corfo.

2.2. Tarificación a nivel de distribución

En la LGSE, su Reglamento y una serie de textos legales, reglamentarios y/o normativos que le son complementarios, se establece el sistema de precios y su aplicación, el procedimiento de cálculo y fijación de las tarifas, y también la validez de las fórmulas y de los precios fijados para los suministros de electricidad. El proceso tarifario establecido en la Ley se centra principalmente en el procedimiento de cálculo de los costos de distribución y factores de pérdidas, mientras que no se extiende respecto del procedimiento para el cálculo de los precios de nudo establecidos en el punto de ingreso al sector de distribución, así como en el cálculo de los factores de coincidencia.

Dada la separación existente entre las actividades de generación (Gx), transmisión (Tx) y de distribución (Dx), la regulación de precios a nivel de clientes regulados de empresas distribuidoras concibe los precios a nivel de distribución como la suma del precio de nudo (PN), establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución y del valor agregado de distribución (VAD). Pero además, dado que las empresas distribuidoras se conectan al sistema en subestaciones (S/E) de STx, el PN establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, debe incorporar el costo asociado a la STx y a la TTx. Hasta antes de la promulgación de la Ley Corta I estos costos son considerados implícitamente en el valor del precio de nudo, sin embargo, a partir de las modificaciones introducidas por esa ley, se establece un proceso de tarificación formal tanto para la obtención de los peajes de STx como el de TTx.

La estructura tarifaria a nivel de cliente final de distribución, tiene la siguiente composición:

$$T_{\text{final}} = PN_{dx} + VAD + CU_{Tx} \Rightarrow \quad (2.1a)$$

$$T_{\text{final}} = PN_{dx} F_{\text{PERDg}} + CF_{\text{CLIENTE}} + CDF_{\text{COINCd}} + CU_{Tx} \quad (2.1b)$$

$$T_{\text{final}} = PN_{dx_E} F_{\text{PERDg}_E} + PN_{dx_P} F_{\text{PERDg}_P} F_{\text{COINCg}} + CF_{\text{CLIENTE}} + CDF_{\text{COINCd}} + CU_{Tx} \quad (2.1c)$$

El término de la suma asociada a PN_{dx} representa la componente tarifaria por concepto de recuperación de compras de energía y potencia a los suministradores, cuyos precios de nudo (PN_{dx}) consideran los costos de generación incluidos los costos medios de TTX y de STX hasta el punto de ingreso al sector de distribución correspondiente. Esta componente se separa en dos partes, una asociada a las compras de energía (PN_{dx_E}) y otra a las compras de potencia en horas de punta del sistema eléctrico (PN_{dx_P}). Se le asocia, a cada una, un factor de expansión de pérdidas en las redes de la empresa modelo, F_{PERDg_E} y F_{PERDg_P} respectivamente, calculados en la hora de demanda máxima del sistema eléctrico. Los factores de coincidencia son aplicables sólo en el caso de la potencia, para horas de máxima demanda de Generación (F_{COINCg}) y para horas de máxima demanda de Distribución (F_{COINCd}).

Se expresa en \$/kWh para la energía y \$/kW/mes para la potencia.

El término asociado a CUTx corresponde al cargo único en base a uso del sistema de transmisión troncal. Este cargo se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente. Se expresa en \$/cliente.

Del informe técnico de la fijación de formulas tarifarias para concesionarios de servicio público de distribución (noviembre 2008-noviembre 2012), el VAD corresponde a los costos medios por potencia instalada de distribución de una empresa modelo eficiente representativa de un Área Típica de Distribución (ATD), y se fija cada cuatro años sobre la base de un estudio realizado, para cada ATD. La CNE, en cada proceso de fijación tarifaria, define las áreas típicas a considerar en las Bases Técnicas del estudio del VAD, elaboradas seis meses antes, y clasifica en ellas a todas las empresas concesionarias del país. Conforme a las Bases Técnicas se deben realizar los estudios de dimensionamiento de redes de distribución y costos de la empresa modelo. Estos costos se ponderan en dos tercios el estudio de la CNE y en un tercio el estudio de las empresas. El VAD incluye las siguientes componentes:

- CF: costos fijos asociados a los gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo. Esta componente tendrá distintos valores de acuerdo al tipo de medidor que posea el cliente, esto es medidor simple de energía, medidor simple de energía y demanda máxima leída, o bien, medidor simple de energía y demanda máxima leída, y demanda máxima leída en horas de punta del sistema eléctrico. Se expresa en \$/cliente.
- CD: costos de distribución en base a a costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Esta componente se diferencia entre alta y baja tensión de distribución (CDAT y CDBT), según se aplique a clientes conectados en alta o baja tensión, respectivamente. Consumos AT, son los que están conectados en un voltaje superior a 400 V y menor o igual a 23 kV, los consumos BT, son los que están conectados en un voltaje igual o inferior a 400 V. Estos costos se expresan en \$/kW/mes pues, el dimensionamiento de la red de distribución depende de la potencia suministrada.
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía, se expresan en p.u.

Con los VAD para cada ATD, la CNE elabora las tarifas preliminares para cada distribuidora. Una vez determinadas las tarifas preliminares, la CNE verifica que a partir de los ingresos que las distribuidoras obtendrían aplicando dichas tarifas a sus consumos actuales la rentabilidad a nivel de toda la industria de distribución, considerándola como un conjunto, este dentro de una banda del $10\% \pm 4\%$. [20]

2.3. Descomposición del costo asociado a la distribución

De acuerdo al objetivo, la idea de este trabajo es conocer el efecto de los PMGD en los costos asociados a la distribución bajo supuestos de eficiencia como en la empresa modelo. Luego la atención se pondrá en la componente correspondiente a los costos de distribución CD del VAD, pues esta debiera ser la más afectada por la presencia de GD en distribución.

Se diferencia para alta tensión y para baja tensión. En ambos casos se compone de un valor base, de un factor de asignación de costos sectorizados FSTCD (para cada empresa y sector de distribución), de un factor de corrección por reasignación de cargos fijos FVAD (para cada empresa) y es indexado mensualmente⁴ [Decreto 385- Fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que indica]:

$$CDAT = FSTCD * FVAD * CDAT_0 * \text{indexaciónAT} \left[\frac{\$}{\frac{kW}{\text{mes}}} \right] \quad (2.2a)$$

$$CDBT = FSTCD * FVAD * CDBT_0 * \text{indexaciónBT} \left[\frac{\$}{\frac{kW}{\text{mes}}} \right] \quad (2.2b)$$

La composición de los valores base se describe mediante la siguiente ejemplificación: en la Figura 6, se aprecia una red de distribución, en donde se puede identificar la distribución en AT y BT [31]:

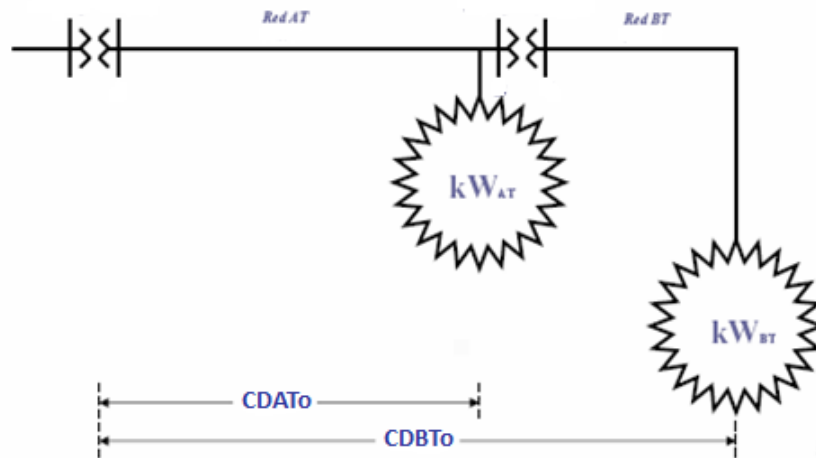


Figura 6 Costos de distribución en alta y baja tensión

Valor agregado de distribución ponderado de alta tensión. Se expresa en \$/kW/mes:

⁴ Índice de precios al consumidor IPC, Índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, IPMN, Índice de precio del cobre IPCu e Índice de productos importados D

$$VA_{AT} = \frac{COyM_{AT} + \overbrace{VNR_{AT} * fcr}^{AVNR}}{kW_{AT} + kW_{BT} * F_{PERDg_P_BT}} \quad (2.3a)$$

Valor agregado de distribución ponderado de baja tensión. Se expresa en \$/kW/mes:

$$VA_{BT} = \frac{COyM_{BT} + \overbrace{VNR_{BT} * fcr}^{AVNR}}{kW_{BT}} \quad (2.3b)$$

Costo de distribución base en alta tensión. Se expresa en \$/kW/mes y se establece como valor base de las fórmulas de indexación. Se determina como:

$$CDAT_0 = VA_{AT} \quad (2.4a)$$

Costo de distribución base en baja tensión. Se expresa en \$/kW/mes y se establece como valor base de las fórmulas de indexación. Se determina como:

$$CDBT_0 = F_{PERDg_P_BT} * VA_{AT} + VA_{BT} \quad (2.4b)$$

Donde:

- $COyM$ son los costos de operación y mantención
- VNR corresponde al costo de reemplazar a la fecha del estudio, las instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, utilizando los precios actualizados de materiales y utensilios. El VNR de las instalaciones adaptadas, considerando la vida útil y una tasa de descuento del 10%, es calculado para obtener los costos anuales de inversión de la empresa distribuidora.
- $F_{PERDg_P_BT}$: Factor de expansión de pérdidas de potencia ponderado en baja tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución.
- kW_{BT} y kW_{AT} potencia máxima coincidente en BT y AT.

3. Metodología propuesta

El desarrollo de la empresa modelo para la determinación de los costos de inversión y pérdidas en las redes de distribución se basa en:

- Considerar como fijas las subestaciones primarias de entrada a la red de distribución de la empresa de referencia y la demanda referenciada al punto físico desde donde se conecta el cliente.
- El diseño de una red óptima que parte desde cero, cuya modelación se lleva a cabo con la herramienta de planificación de redes de distribución de energía eléctrica denominada Modelo PECO (Planificación Eléctrica de Cobertura Óptima). Partiendo de la información de coordenadas GPS de los clientes y de las subestaciones de entrada a distribución, determina el diseño y trazado de las redes de AT y de BT, la localización de las subestaciones de distribución (AT/BT) y optimiza de la calidad de servicio (determinando la localización y número de elementos de protección y maniobra).

Cabe recalcar que, si bien los informes del estudio de costos de componentes del VAD para noviembre 2008-noviembre 2012 encargados por la CNE [32] y por las empresas son públicos, las consideraciones de estos superan lo planteado en el objetivo general de este trabajo.

A continuación se describen los criterios que definen la metodología de planificación elaborada en este trabajo.

3.1. Esquema general de la metodología propuesta

3.1.1. Definición de escenarios a estudiar

Lo primero que se observa es que los supuestos permiten establecer escenarios que validan la generalización de los resultados. Estos escenarios se basan en [2, 4, 17, 27].

- Planificación desde cero del **nivel de distribución primario de media tensión** (alta tensión en distribución), es decir desde la subestación de bajada (S/E) hasta los transformadores de distribución (t/d). Las cargas de BT y MT serán reagrupadas y vistas como una sola para cada t/d correspondiente. Cada t/d corresponderá a un nodo y será conectado a una barra del alimentador.
- Se considerará la planificación de **alimentadores “tipo”**. No se planifican redes ni tampoco alimentadores reales. Los alimentadores “tipo” se caracterizan por la tensión nominal, la cantidad de fases, la ubicación y cantidad de nodos (t/d) y la longitud del alimentador. Estas características se definirán de acuerdo a criterios de planificación.

Se definirán dos tipos de alimentadores: urbano y rural.

- **Las cargas** se caracterizan por una tasa de crecimiento de su demanda, un factor de carga, un factor de potencia y la distribución del conjunto a lo longitud del alimentador (según el alimentador tipo, rural o urbano, en cuestión).
- Se conectará a lo menos **un GD en lado BT de cada t/d**. Los GD se caracterizan por una tasa de crecimiento de su generación, un factor de planta, el rango de operación y la distribución del conjunto a lo longitud del alimentador tipo.
Se estudiará el efecto de la operación de **distintos tipos de tecnología de GD** por sí solas y combinadas. Esto se llevará a cabo considerando **distintas opciones de distribución de los GD** a lo longitud del alimentador. Finalmente los resultados se obtendrán para **distintos niveles de penetración de generación de GD**.
- Con el fin de simular una operación más real del alimentador de distribución y de cuantificar los reales beneficios que el GD puede aportarle, se comparará la **operación pasiva del alimentador con la operación activa de éste con respecto a la regulación de tensión**.

3.1.2. Planteamiento matemático de la optimización

Una vez definido el escenario a estudiar, se realiza el diseño óptimo del alimentador correspondiente en función de la penetración de GD. El planteamiento matemático de la optimización se basa en [22,23].

- **Tipo de análisis**
Pseudodinámico: si bien la optimización considera la planificación del alimentador para un cierto periodo de años, se plantearán las ecuaciones correspondientes a la operación anual de los equipos del alimentador.
Determinístico: no se considerará incertidumbre en la demanda de las cargas ni en la generación de los GD.
Sin variabilidad anual: la operación anual del alimentador no considerará las variaciones horarias de la demanda de las cargas ni de la generación de los GD. Para cada carga y para cada GD se considerará, respectivamente, el promedio anual de su demanda y generación máxima en cada una de las 8760 horas anuales.
- **Función objetivo** Se basa en el planteamiento del costo de distribución $CDAT_0$ aplicado a un alimentador de MT y en función de la penetración de GD. Luego, se tiene:

$$\text{Min } f_o = \text{COyM}_{\text{AT}} + \text{AVNR}_{\text{AT}} \quad (3.1)$$

Donde

AVNR_{AT}: El modelo PECO incluye los costos de las unidades constructivas de las redes de distribución de la empresa modelo, los costos por concepto de derechos municipales, servidumbres, bienes intangibles, capital de explotación, costos de ingeniería conceptual, ingeniería de detalle, inspección y gastos generales de administración de las obras. Además de bienes muebles e inmuebles, resultante del diseño de la empresa modelo para la explotación técnica y comercial. Sin embargo, en este trabajo se considerarán solamente las inversiones en t/d, en equipos de regulación de tensión y en los conductores del alimentador de MT (AT en distribución). En [US \$].

COyM_{AT}: El modelo PECO considera los costos de explotación, de atención a clientes que reflejan los costos directos e indirectos de la dotación de personal (remuneraciones), los bienes y servicios, valorizados a precios de mercado y debidamente asignados a las distintas actividades. El cálculo de las pérdidas energéticas se utiliza para la determinación de los factores de expansión de pérdidas. Cabe recalcar que a las pérdidas técnicas determinadas por el modelo PECO se le adicionan en un “modelamiento post-PECO” las pérdidas técnicas por desequilibrios de fases en las redes, las pérdidas en acometidas y medidores y las pérdidas por Fugas y Pérdidas Dieléctricas. Además, las Bases Técnicas establecen que el Consultor debe considerar, a los efectos de establecer el Balance de Energía y Potencia, las pérdidas por hurto y pérdidas por concepto de incobrables.

En este trabajo se considerarán costos de operación debido a las pérdidas de energía (en los t/d y en el conductor) y costos de mantención equivalentes a un porcentaje de los costos totales de inversión. En [US \$].

Variables a optimizar:

Voltaje en cada barra del alimentador y de la S/E, para cada año del periodo de planificación. En [kV].

Sección del conductor por tramo para todo periodo de planificación. En [mm²].

Capacidades de equipos reguladores de tensión para cada año del periodo de planificación. En [kVAR].

Generación de reactivos de GD para cada año del periodo de planificación. En [kVAR].

- **Límites de las variables**

Voltaje máximo y mínimo en cada barra

Capacidad mínima y máxima de los t/d

Capacidad mínima y máxima de los equipos de compensación

Sección mínima y máxima de los conductores

Carta de operación de los GD

- **Restricción**⁵
La planificación debe ser realizada considerando los requerimientos técnicos a los que está sometido el sistema o los que desee estudiar el planificador. En este trabajo se considerará la regulación de tensión (Ley de kirckoff de voltaje)
- **Datos económicos**⁶: para llevar a cabo la optimización se requiere definir ciertos datos de entrada invariantes como el periodo de planificación, la tasa de actualización, el costo energía, los costos y vidas útiles de los equipos y del conductor.

3.1.3. Análisis

Los alimentadores óptimos de cada escenario deben ser reagrupados de modo a concluir sobre la influencia de los parámetros que definen el escenario. Es decir, identificar; las diferencias entre un alimentador urbano y uno rural, los efectos de cada tipo de regulación de tensión, la implicancia de las combinaciones de las distribuciones de las cargas con las distribuciones de los GD así como la tecnología de estos.

Estos análisis permitirán generalizar los resultados de los costos asociados a un alimentador tipo de distribución de MT bajo supuestos de eficiencia en función de la penetración de los GD en BT.

En caso de considerarse relevante, se realizará un análisis de sensibilidad a los casos bases estudiados para de esta forma proponer una conclusión final del trabajo.

A continuación se presenta el esquema de la metodología.

⁵ Se suelen considerar también: presupuesto de la distribuidora, capacidad térmica de las líneas.

⁶ Cabe recordar que los proyectos de Gx pueden tener distinta vida útil (a la generación fotovoltaica se le estiman 10 años).

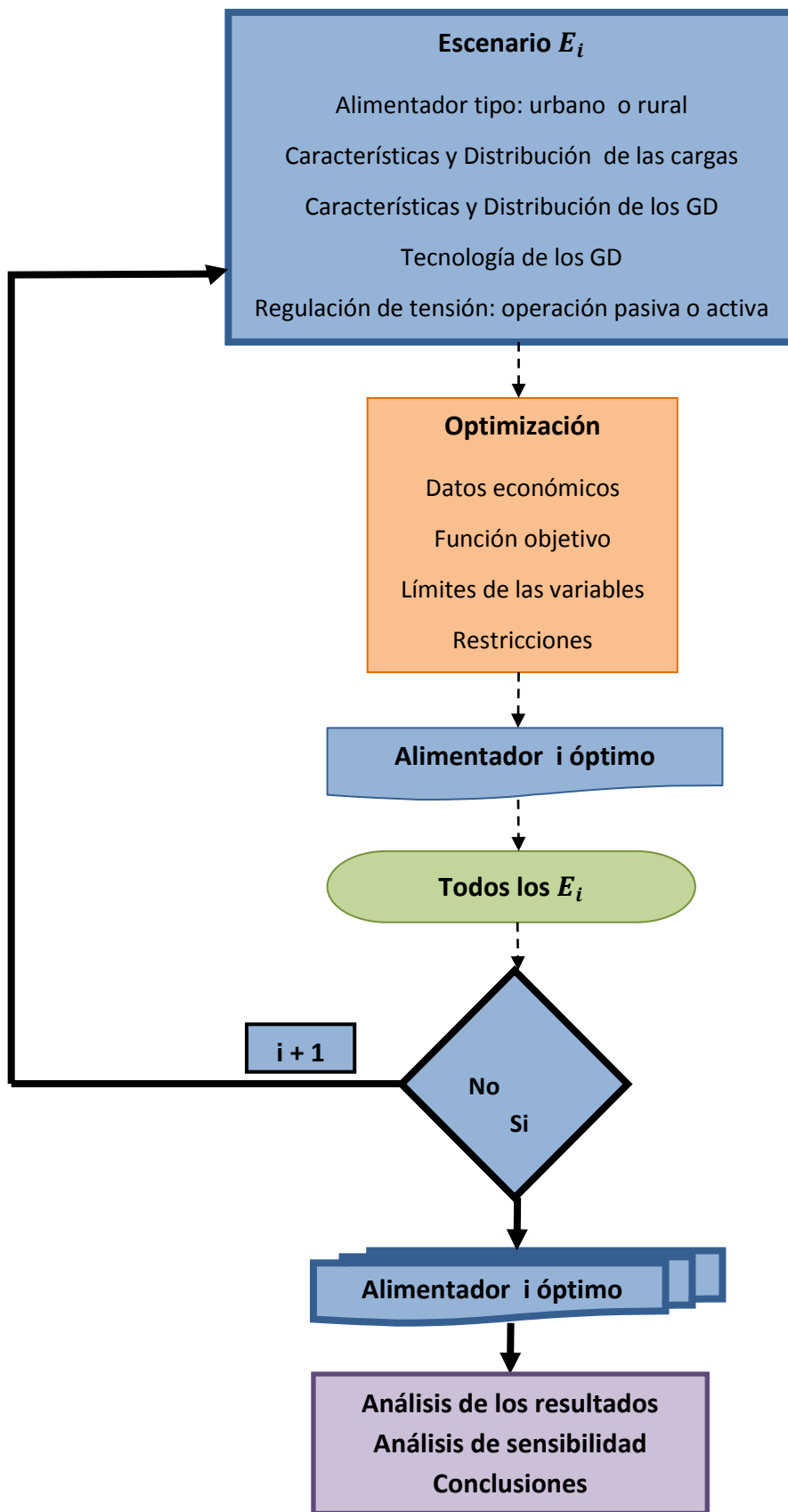


Figura 7 Esquema general de la metodología

3.2. Definición de los escenarios a estudiar

3.2.1. Alimentador tipo

- Planificación en el nivel de distribución.

Las principales dificultades se producen en el nivel de distribución, ya que se asume que la energía inyectada por el GD es consumida en el mismo alimentador o en otra rama del transformador principal que abastece varios alimentadores. Por esta razón, el presente análisis asume que la red de STx es capaz de evacuar la energía inyectada por un generador conectado a la red de distribución o simplemente esta energía es consumida por los otros alimentadores adheridos al transformador principal.[22]

Por otra parte, solo se considera la planificación en MT. De las ecuaciones 2.3a y 2.4a y de la implementación del modelo PECO [32] se observa que la planificación de BT y MT pueden realizarse separadamente. En efecto, en [32] el diseño de las redes de distribución se procesa en dos etapas para considerar las tasa de crecimiento de ambas redes (pues el modelo PECO efectúa los cálculos con una única tasa para los dos niveles de tensión): en la primera etapa, se diseña la red de BT, incluidos t/d y en la segunda etapa se diseña la red de AT considerando los t/d y los transformadores de los clientes conectados en AT.

De esta forma, se decide reagrupar todas las cargas, tanto de BT como de MT en los t/d correspondientes. Cada t/d será visto entonces como un nodo.

- Se optimiza un alimentador en vez de la red de distribución. Como en [4] y [22].

Se considera el circuito más sencillo de un alimentador con una S/E de bajada y varios t/d y cuyo circuito lo constituye una impedancia serie (el sistema de distribución es una transmisión radial que no incluyen admitancias [28]).

Esto, por simplificación y por considerarse una buena aproximación para el caso chileno compuesto de redes radiales.

De hecho en la mayoría de los trabajos se estudian redes radiales y con una sola S/E ([5], [16], [19], [8], [7], [6]). En muy pocos trabajos con redes radiales se considera más de una S/E ([10], [2]).

Además, los trabajos que consideran redes enmalladas, no consideran más de 60 barras ni más de 2 S/E como en [1-3-4-12-14-16].

La S/E (transformador de poder, interruptor, etc.) no se planifica pues su diseño no debiese influir en la planificación del alimentador MT (su capacidad puede ser dimensionada en un análisis expost), además se supondrá que la demanda no suplida por los GD será suplida por el sistema.

- Valores de tensión nominal para redes rurales y urbanas.

De la literatura, [4-16-17-3-1-2-5-8-20], se desprende que el rango de la tensión de los alimentadores de MT es 11 y 33 kV.

Se considera que para el caso urbano la tensión debe ser de 12 kV, como la empresa distribuidora Chilectra que tiene un 81% de sus alimentadores a ese voltaje y un 19% a 23 kV. En cambio para el caso rural, dada la mayor longitud de sus líneas se propone considerar una tensión nominal de 23 kV como [22].

En [6], [4] y [12] se considera 33 kV sin embargo a este nivel de tensión es poco común tener cargas conectadas a la red [2], suelen ser líneas de TTx/STx. De hecho en [32] no se considera para ninguna ATD redes de 33 kV (solo tres opciones, 12kV, 13,2 kV y 23kV)

- Se consideran alimentadores trifásicos.
- Las líneas serán todas aéreas. Para el caso chileno no se justifica considerar línea subterránea dada la baja densidad de carga a diferencia de otros países donde existen ciudades con mayor concentración de población.

Por ejemplo en [2] a los 33 kV las líneas son aéreas (pues no hay cargas conectadas), sin embargo a los 11 kV las líneas urbanas son subterráneas y las rurales aéreas, finalmente a los 400 V tanto las líneas urbanas como las rural son subterráneas.

- Se consideran tramos de igual longitud como en [4].

Se define un tramo como la distancia entre dos nodos (entre dos barras). Todos los tramos serán de igual longitud, es decir cada nodo se ubicará equi-espaciadamente a lo longitud del alimentador. La longitud de cada tramo corresponderá a la longitud del alimentador dividido en el número de nodos. Cada nodo representa un t/d (y por ende la cargas asociada a éste). Se considera un alimentador más longitud en el caso rural pero una mayor cantidad de nodos en el caso urbano. En efecto, las redes urbanas son más densas que las rurales de [31]:

	Densidades típicas MVA/km ²
Centro urbano	40-100
Urbano	5-40
Semi-urbano	3-5
Rural	<5

Tabla 1 MVA/ km² según tipo de red

3.2.2. Representación de las cargas

- Se consideraran clientes regulados cuya dependencia con la energía no sea sensible (cargas sensibles: hospitales, cárceles etc.). Luego estas cargas se consideran por lo general inductivas (RL).
- Se considera una tasa de crecimiento r igual para todas las cargas y para ambos alimentadores.

Lo primero se justifica de [32], donde como resultado de un análisis tendiente a sensibilizar los resultados respecto de las distintas tasas de crecimiento que pueden presentar las distintas comunas de una unidad de análisis (UA) del ATD, se concluye que el dimensionamiento de la red de media tensión es poco sensible a las tasas de crecimiento, toda vez que al sensibilizar la tasa existe un trade-off entre la inversión en redes y las pérdidas. Al aumentar la tasa de crecimiento desde un 6% a un 8,5%, los kilómetros de red MT disminuyen levemente (esto debido a cambios de trazado), el costo de la red aumenta en un 3,6% mientras el costo de las pérdidas disminuye en un 6,1%, con lo que el VPN o la función objetivo del modelo presenta una pequeña variación aumentando un 1,8%.

Por otra parte, para MT se debe considerar tasa de crecimiento global, es decir, tanto el crecimiento vegetativo (conjunto de casas o servicios que inicialmente son atendidos por la red) de las redes BT iniciales como el crecimiento adicional que representa la aparición de nuevas cargas (puntuales o no) de importancia. De [32] la tasa global varía entre 3,3% y 11,1% dependiendo del sector del área típica. Para el alimentador rural de [22] se considera 3,5%. Luego se decide considerar una tasa de crecimiento igual para ambos alimentadores $r = 5\%$.

- En la mayoría de los trabajos, se estudian redes existentes o bien se consideran los valores reales de esta y por ende valores reales de demanda por nodo. Sin embargo al tratarse de alimentadores tipo, se decide considerar la demanda, y por ende la ubicación de las cargas, según una distribución a lo largo del alimentador. De esta forma, la ubicación de las cargas es un dato de entrada como en [32], aunque en ese trabajo se determina según las coordenadas GPS.

En [17] se considera densidad de carga MVA/km^2 , y en [4] se considera densidad de la corriente carga A/m .

En este trabajo se considera la distribución de la energía total demandada, E_{d_total} en el alimentador en función de la distancia a la S/E de bajada y por ende en función de la barra correspondiente.

Como simplificación se consideran distribuciones lineales como en [17], [4] y [2]. Se asignan tipos de distribución según el tipo de alimentador: para el alimentador rural se consideran dos opciones de distribución, linealmente decreciente y uniforme, para el alimentador urbano se considera únicamente distribución uniforme. A continuación la descripción de éstas.

Sea:

x Distancia desde la S/E a un nodo.

l Longitud del alimentador

n Nodos en alimentador (número creciente desde la cola del alimentador hasta S/E)

r Tasa de crecimiento de las cargas

T_k t/d conectado a la barra k .

E_{d_total} Demanda energética total para año 0.

Caso Distribución uniforme

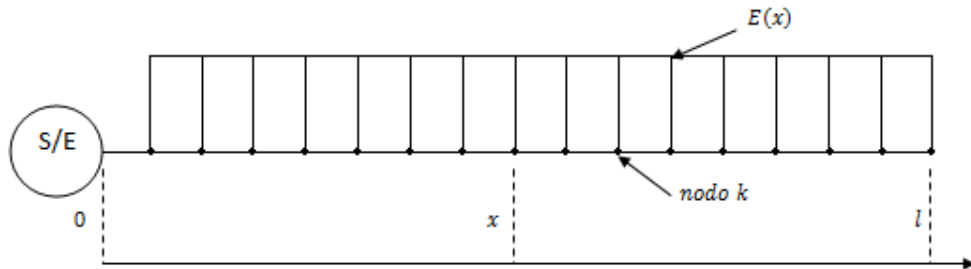


Figura 8 Distribución uniforme de la energía demandada

La energía demandada en la barra k para el año 0:

$$E_{dk} = E$$

Luego:

$$\begin{aligned} \sum_{k=1}^n E &= E_{d_total} \\ \Rightarrow n * E &= E_{d_total} \\ \Rightarrow E &= \frac{E_{d_total}}{n} \end{aligned}$$

Luego en función del tiempo, año t :

$$\Rightarrow E_{dk}(t) = (1 + r)^t * \frac{E_{d_total}}{n} \quad (3.2a)$$

Caso Distribución linealmente decreciente

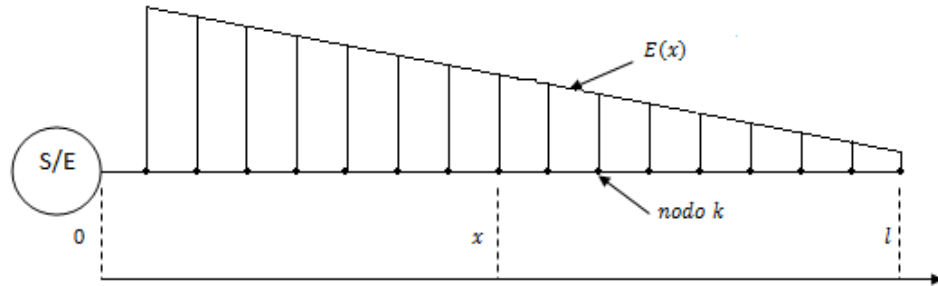


Figura 9 Distribución linealmente decreciente de la energía demandada

La energía en función de x:

$$E_d(x) = E_d\left(\frac{l}{n}\right) * \left(\frac{n+1}{n} - \frac{x}{l}\right)$$

La energía en función de la barra k:

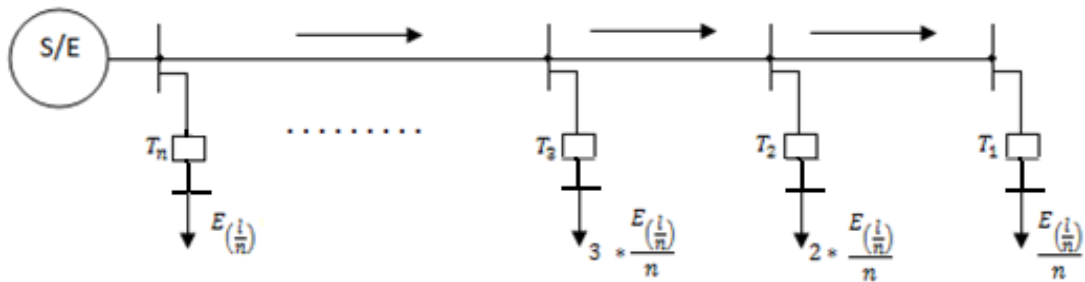


Figura 10 Distribución de la energía demandada por barra

$$E_{dk} = \frac{k}{n} * E_d\left(\frac{l}{n}\right)$$

Se debe encontrar $E_d\left(\frac{l}{n}\right)$:

$$\Rightarrow \sum_{k=1}^n \frac{k}{n} * E_d\left(\frac{l}{n}\right) = E_{d_total}$$

$$\Rightarrow E_d\left(\frac{l}{n}\right) = \frac{2}{(n+1)} * E_{d_total}$$

Luego la energía en función de la barra k para el año 0:

$$\Rightarrow E_{dk} = \frac{k}{n} * \frac{2}{(n+1)} * E_{d_total}$$

Luego en función del año t :

$$\Rightarrow E_{dk}(t) = (1+r)^t * \frac{k}{n} * \frac{2}{(n+1)} * E_{d_total} \quad (3.2.b)$$

Se generaliza la energía por barra en función del tiempo con un coeficiente de distribución de la demanda cdd_k :

$$E_{dk}(t) = (1+r)^t * cdd_k * E_{d_total} \quad (3.2.c)$$

$$\text{distribucion uniforme: } cdd_k = \frac{1}{n}$$

$$\text{distribucion decreciente: } cdd_k = k * \frac{2}{n(n+1)}$$

- Se considera un factor de carga, constante durante el periodo de planificación, cuyo valor dependerá del alimentador tipo correspondiente, rural f_{c_r} , urbano f_{c_u}
Para un alimentador rural, [22] considera 0.5, en [2] se considera un factor de carga promedio de 0,55 con un 80% de la carga residencial, 10% comercial y 10% industrial ([30] caso chileno, Industria pesada 48%, Industria liviana 17%, Residencial 17%, Públicos 13%, Alumbrado 3%, Transporte 2%)
- Se considerara un factor de potencia, constante durante el periodo de planificación, cuyo valor dependerá del alimentador tipo correspondiente, rural f_{p_r} , urbano f_{p_u}
En la mayoría de los trabajos es mayor a 0,95 ([22], [27], [23], [15], [12], [2]).

3.2.3. Definición de Penetración de GD

En la mayoría de los trabajos se define la penetración⁷ como el porcentaje que representa la capacidad instalada o la generación de los PMGD respecto de la demanda total del sistema estudiado en MW o MVA ([12], [17], [27] y en [2]).

En este trabajo se decide considerar la penetración de GD como un porcentaje p de la energía total demandada en el alimentador E_{d_total} , para poder comparar los efectos de distintas tecnologías de GD con respecto a una misma base. Este porcentaje será con respecto a la energía total demandada en el alimentador en el año inicial ($t=0$)

$$E_{gd_total} = p * E_{d_total} \quad (3.3)$$

Por otra parte, en la mayoría de los trabajos se consideraron capacidades instaladas de GD constantes durante el periodo de estudio, pero en [2] y [17] se consideraron crecimientos lineales de éstas. Luego, se decidió asignarle una tasa de crecimiento g a la generación de cada GD (esta tasa será la misma para todos los GD sin importar el tipo de alimentador en cuestión, y corresponderá a un aumento de capacidad instalada de cada GD). Por otra parte, se debe recalcar que la tasa de crecimiento de los GD es fundamental para el análisis de los resultados, pues, junto con el valor de p determina la inversión (o no) y la anulación del flujo en un nodo dado.

Esto se aprecia en la Figura 11, donde:

$$p_1 < 100\%$$

$$p_2 > 100\%$$

curva negrita: demanda energética de un nodo durante el periodo T con tasa de crecimiento r

curva negra : generación en un nodo durante el periodo T con $g = r$

curva verde : generación en un nodo durante el periodo T con $g < r$

curva roja : generación en un nodo durante el periodo T con $g > r$

⁷ De hecho, [10] estudia correlaciones de las demandas entre sí, con los generadores y de los generadores entre sí.

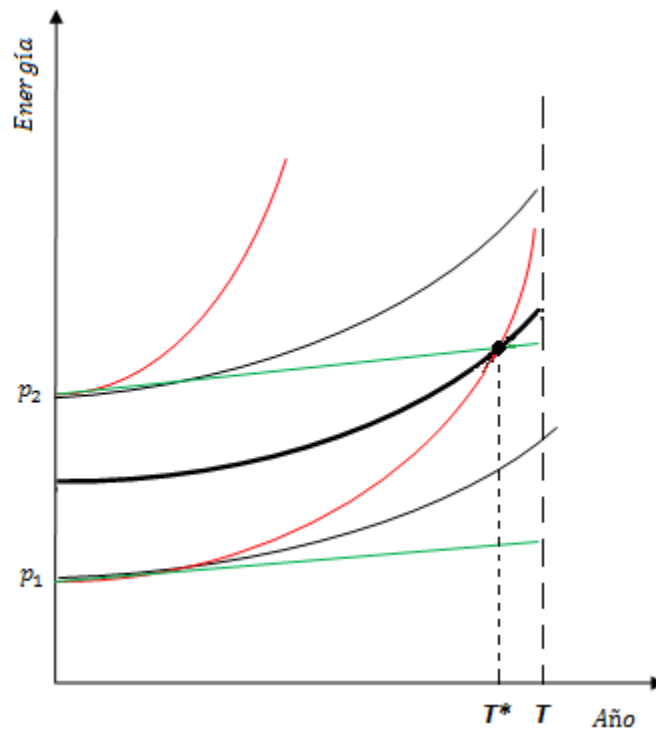


Figura 11 Energía generada según distintas penetraciones y tasas de crecimiento

Con $g = r$, la penetración de GD es constante durante el periodo de planificación. En caso de penetración p_1 la demanda será siempre mayor a la generación y en caso de penetración p_2 la generación será siempre mayor a la demanda (flujo invertido). Cabe destacar el caso en que $p = 100\%$, pues en ese caso la demanda será siempre suplida por la generación.

Con $g < r$, la penetración de GD es decreciente durante el periodo de planificación. En caso de penetración p_1 la demanda será siempre mayor a la generación y en caso de penetración p_2 la generación es mayor a la demanda (flujo invertido) hasta T^* , y desde T^* a T la demanda es mayor a la generación.

Con $g > r$, la penetración de GD es creciente durante el periodo de planificación. En caso de penetración p_2 la generación será siempre mayor a la demanda (flujo invertido) y en caso de penetración p_1 la demanda es mayor a la generación hasta T^* , y desde T^* a T la generación es mayor a la demanda.

En este trabajo se considerará una tasa de crecimiento igual a 7%.

3.2.4. Dispersión de los PMGD en el alimentador

En la mayoría de la literatura el objetivo es el de optimizar la ubicación y/o la capacidad a instalar de los GD. Sin embargo, es importante recalcar que la dispersión/concentración depende de la factibilidad del recurso en caso de las ERNC [1], no así en caso de las energías convencionales.

Además, para el caso chileno la mayoría de los consumos se encuentran repartidos a lo longitud del centro del país, en la TTx, lo que se contrapone con la ubicación de los recursos renovables que se encuentran en el poniente (eólica), y al oriente (mini-hidráulica, geotérmica) justificando los alimentadores cónicos y la ubicación al final de éstos de los GD como en [22].

Por lo tanto la ubicación de los GD no será una variable a optimizar en este trabajo, pero de todas formas se deben tener consideraciones para su ubicación. Por ejemplo en [12] las barras factibles para la conexión de un GD son aquellas que solamente tienen cargas conectadas, además específica que como máximo se puede instalar un GD por barra. En [3] se conecta un DG en cada barra para estudiar el caso extremo. Otros plantean una ubicación óptima a 2/3 de la S/E para una distribución de demanda uniforme. Similar planteamiento se observa en [2] donde se estudia el impacto de los GD a 1/3 y a 2/3 de los GSP (grid support point), sugiriendo que los CHP deberían ser obligatorios donde hayan cargas. Finalmente en [27] se consideran tres tipos de dispersión; la “ideal” un GD en cada nodo con carga, “intermedia” un GD en tres nodos estratégicamente ubicados y el escenario “bajo” donde solo un GD es conectado al alimentador.

En este trabajo se considera que los GD se conectan en todas las barras pero para analizar efectos de dispersión se les asocian distintas distribuciones⁸ de generación a lo largo del alimentador. Se consideran tres posibles distribuciones, uniforme, linealmente decreciente y linealmente creciente. Las dos primeras tienen el mismo desarrollo que para el caso de la demanda, luego se describe el caso linealmente creciente:

Caso Distribución linealmente creciente

⁸ En caso de que la demanda y la generación tengan la misma distribución a lo longitud del alimentador, se puede decir que la penetración es la misma en cada nodo.

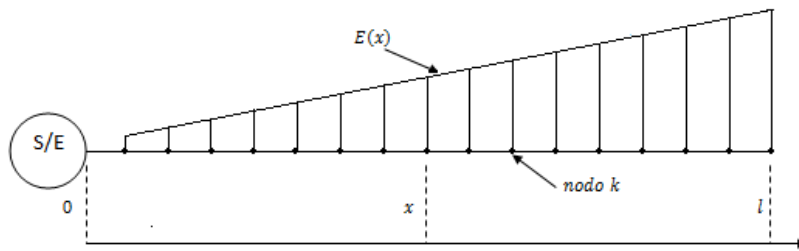


Figura 12 Distribución linealmente creciente de energía generada

La energía en función de x :

$$E_{gd}(x) = E_{gd}(l) * \frac{x}{l}$$

Luego la energía en función de la barra k para el año 0:

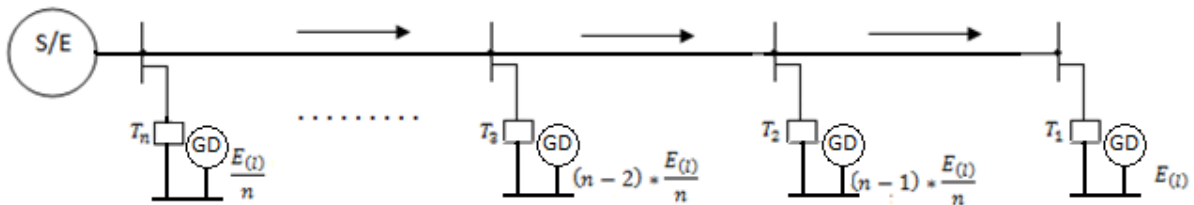


Figura 13 Distribución de la energía generada por barra

$$E_{gdk} = \frac{(n + 1 - k)}{n} * E_{gd}(l)$$

Se debe despejar $E_{gd}(l)$:

$$\Rightarrow \sum_{k=1}^n (n + 1 - k) * \frac{E_{gd}(l)}{n} = E_{gd_total}$$

$$\Rightarrow E_{gd}(l) = \frac{2}{(n + 1)} * E_{gd_total}$$

Luego la energía en función del año t :

$$\Rightarrow E_{gdk}(t) = (1 + g)^t * \frac{(n + 1 - k)}{n} * \frac{2}{(n + 1)} * E_{gd_total}$$

Se generaliza la energía por barra en función del tiempo con un coeficiente de distribución de la generación cdg :

$$E_{gd_k(t)} = (1 + g)^t * cdg_k * E_{gd_total}$$

Finalmente, dada la definición de penetración:

$$\Rightarrow E_{gd_k(t)} = (1 + g)^t * cdg_k * p * E_{d_total} \quad (3.4)$$

$$\text{distribucion uniforme: } cdg_k = \frac{1}{n}$$

$$\text{distribucion decreciente: } cdg_k = k * \frac{2}{n(n+1)}$$

$$\text{distribucion creciente: } cdg_k = (n+1-k) * \frac{2}{n(n+1)}$$

Es necesario especificar que los GD se conectarán en el lado BT del t/d como en [23] y [17] (En [22] y [4] se supone una conexión en el lado AT de los t/d).

3.2.5. Tecnologías de PMGD

Se busca estudiar la influencia de la tecnología del PMGD. Para esto se consideran tecnologías convencionales y energías renovables ya sea por separado o bien combinadas como en [27], [15] y [23]. Según la tecnología se tienen dos características⁹ fundamentales, la intermitencia de esta y el rango de operación del PMGD.

- Intermitencia dada por el factor de planta

A pesar de que a cada tecnología se le puede determinar un factor de planta, se decide diferenciar entre tecnologías intermitentes (energías renovables) y tecnologías no-intermitentes (tecnologías convencionales) y asociarles un factor de planta promedio como en [2] de 0.3 y 0.7 respectivamente.

- Rango de operación

Las tecnologías convencionales se asocian por lo general con máquinas sincrónicas y por ende los límites de su generación de potencia (activa y reactiva) son definidos por su carta de operación. Así cabe destacar que se puede determinar la máxima generación/absorción de reactivos cuando el GD opera a máxima generación activa según el factor de potencia nominal.

Para el caso de rotor cilíndrico (termoeléctrico, diesel, cogeneración CHP, biomasa) la potencia reactiva máxima entregada y absorbida, es del orden del 50 – 70% y del 30 – 40% de la potencia máxima activa, respectivamente.

Para el caso de rotor polos salientes (hidroeléctricas), la diferencia con el rotor cilíndrico, es que el mínimo de potencia activa puede ser cero, pero lo más importante que el límite de estabilidad queda más a la izquierda (es capaz de absorber mas reactivos), del orden del 70 – 90% de la potencia activa máxima.

Como aproximación, se considera la operación de un motor de polos salientes como la operación de un motor cilíndrico pues esto equivale a emplear un coeficiente de seguridad mayor para el límite práctico de estabilidad [28].

En el caso de las ERNC, su factor de potencia puede ser controlable para aquellas que usan inversores mediante interfaces basadas en self commutated converters (Turbina eólica con velocidades variables y fotovoltaica y celdas de combustible que generan voltaje DC) y debe ser corregido en caso de máquina de inducción (eólico). [23], [27], [21].

⁹ Características de cada tecnología y de los costos asociados. [11], [6], [22], [15], [16], [10], [19], [5], [24].

3.2.6. Regulación de tensión

De los tres tipos de variaciones de tensión (variación lenta, variación del tipo parpadeo, caídas de tensión), se estudiarán solo las variaciones lentas previsibles debidas a los cambios periódicos de los consumos.

El análisis experimental de los consumos reales, muestra que generalmente su tangente está entre 0.5 y 1. Para el sistema eléctrico esto implica transportar cantidades de potencia reactiva similares a las de potencia activa, con el consiguiente aumento de las pérdidas y de la caída de tensión, por lo tanto el camino básico para mejorar la regulación de tensión será reducir el flujo de reactivos, produciéndolos directamente donde se necesiten y no trayéndolos desde las centrales (salvo que estén inmediatas a los consumos). Es preferible concentrar en pocos puntos la inyección de reactivos.

Fuentes de reactivos	Consumos de reactivos	Controlables
Cables subterráneos	Transformadores	Generadores síncronos
Líneas aéreas con baja carga	Líneas aéreas con alta carga	Condensadores switch
Condensadores fijos	Consumidores como motores de inducción	Reactores switch
	Turbinas eólicas sin compensación de carga	Unidades convertidoras de alimentación; eólicas, micro gas, PV.
	Reactores fijos	Statcom, SVC

Tabla 2 Fuentes, Consumidores, Controladores de reactivos en distribución

Los elementos de la Tabla 2 se pueden agrupar en tres grupos según el método para regular tensión (en orden de menos a más caro y por ende en orden de prioridad).

3.2.6.1. Inserción de una tensión serie adicional

- Cambiadores de derivación (tap changer)

Son incorporados a los transformadores que unen sistemas con niveles de tensión diferente. Se caracterizan por el rango total de variación y la magnitud del paso entre derivaciones.

Cambiadores en vacío: principal medio en MT para mantener la tensión media (en transformador de poder). Se debe desconectar el transformador cada vez que se desee modificar la relación. [28]

Cambiadores bajo carga: con cambiador automático para neutralizar fluctuaciones de la tensión (ULTC/LTC/OLTC, under load tap changing transformer junto con un line drop compensation

(LDC). Se cortocircuitan las tomas o derivaciones involucradas, para que la corriente no se interrumpa. Usado en [21, 26, 24, 25, 2, 19].

- Transformadores reguladores (booster)

Usados para compensar un transformador sin cambiador, o bien para reemplazar un transformador con cambiador en la labor de mantener o regular tensión, esto atendiendo a condiciones de seguridad de servicio pues siendo el cambiador de derivación la componente más sujeta a fallas o al menos la que requiere mayor mantenimiento, se tendrá cierta ventaja en tenerlo por separado del transformador.

En líneas largas se puede requerir un regulador de voltaje de línea. Sin embargo, coordinarlos junto con los GD es muy complejo. En [26] y [22] se especifica que la operación de estos es compleja en presencia de GD, pues el GD puede confundirlo modificando su rango de operación, lo que además limita la generación del GD o bien requiere de algoritmos de coordinación complicados. De [26, 25], en redes en las cuales ciertos alimentadores tengan GD y otros no, no se recomienda usar el LDC en la SE (pues en caso de alta demanda y alta generación, el voltaje al final del alimentador con GD aumenta mientras que el voltaje en el alimentador con demanda disminuye) sino un booster aunque en la práctica no se usa mucho.

Además, su ubicación no es sencilla: en [19] donde se optimiza la generación activa y reactiva de GD, los reguladores de tensión se encuentran a lo largo del alimentador principal, después de un GD y antes de un arranque. En [25] se ubica al medio del alimentador, después del GD. En [24] donde se determina la potencia reactiva óptima del GD solo se considera tap de S/E y condensadores. En [22] se incluye regulador (autotransformador con cambiador tap bajo carga), pero no especifica ninguna restricción a su ubicación, aunque se supone que se ubica antes del GD, pues éste se conecta al final del alimentador.

3.2.6.2. Inyección/absorción de potencia reactiva

- Condensadores shunt

Es la segunda opción más económica, se conectan a nivel de distribución primaria bajo la configuración de banco de condensadores. Varían entre los 50 kVAR y 2,5 MVAR.

Usualmente constan de dos partes, una fija que constantemente inyecta reactivos [12], [24] y otra variable para suplir las horas punta [33]. En transmisión, estos condensadores suelen ser automáticos [21], inyectando solo cuando es necesario [19], [25], [21], [26].

En cuanto a su ubicación, lo ideal es que sea en cada carga inductiva (o donde haya un GD eólico). En [25] se instalan nodo por nodo del alimentador principal junto con reactores en

paralelo, pero en la barra del GD se pone un Static Var Compensation (SVC). Cabe destacar que en ciertos estudios, se agrega un condensador a la S/E, [24], [19], [12]. El propósito es compensar las pérdidas de potencia reactiva de transformadores (fugas y excitación) que son comparativamente grandes y para regular tensión en líneas de transmisión y de subtransmisión muy cargadas.

En sistemas de Tx suelen ser conectados mediante tiristores, para evitar corrientes transitorias peligrosas durante la conexión/desconexión y para que el proceso sea más rápido [28].

- Reactores

En sistemas de transmisión suelen ser switcheable. Según [21], tienen un elevado costo y fuertes pérdidas (1% de capacidad nominal) por lo que se restringe su empleo a casos en que resulten indispensables como la energización u operación con cargas bajas en líneas largas de EAT o redes importantes de cables de poder. Además, de [28], dadas las tensiones nominales usadas y la menor longitud de las líneas, es raro que en distribución se necesiten reactores.

- Compensadores (capacidad de absorber/inyectar reactivos):

Síncronos: Toda máquina síncrona sobreexcitada entrega potencia reactiva y subexcitada la absorbe. Se ocupan fundamentalmente en transmisión debido a cargas fluctuantes importantes (hornos eléctricos de arco, tracción) y/o S/E muy alejadas de las centrales. Su instalación y mantención es cara. Se fabrican en rango de 15 – 60 MVAR. Sus pérdidas son mayores a las de los condensadores [21,28].

Los GD síncronos (tecnología convencional, sin intermitencia) pueden ser usados como compensadores síncronos como en [27] y [24]. Se determina la cantidad de reactivos necesarios para la regulación de tensión según la carta de operación del generador.

Por otra parte, los GD de energías de renovables, caracterizados por la intermitencia de su generación, no suelen ser considerados para la regulación de tensión [10], [15], [3], [12], [17] y [4]. Sin embargo, hoy en día, estas tecnologías usan interfaces de electrónica de potencia basadas en self-commutated converters, IGBT devices y pueden por ende ser operadas al factor de potencia deseado conectándose a la red mediante un convertidor ac-dc [27]. En efecto, en [2] se regula tensión mediante tap de S/E y GD tanto intermitente como no intermitente. Cabe destacar que si bien se considera la intermitencia de la generación, ésta es determinística y caracterizada por su curva horaria.

Estáticos: El SVC¹⁰, es un banco de condensadores estáticos con un reactor conectado en paralelo controlado con tiristores que permiten controlar la potencia reactiva absorbida por

¹⁰ SVC es estático en el sentido de que está hecho para regular tensión; inyectar o absorber reactivos sin embargo se puede considerar dinámico en el sentido de que regula automáticamente en función de la demanda.

reactor y así manejar el conjunto como inductivo o capacitivo. [28,25]. Generalmente es usado en sistemas de Tx para la regulación de tensión y control de variaciones rápidas (pestañeos) de tensión (hornos eléctricos de arco) [21,28]. En [25] se considera para la regulación de tensión en distribución ubicándose en la barra del GD.

Dinámicos: Sistemas SATCOM, equipos de compensación más usados en sistemas de transmisión y cuyas representaciones características se pueden ver en [21] y en [25].

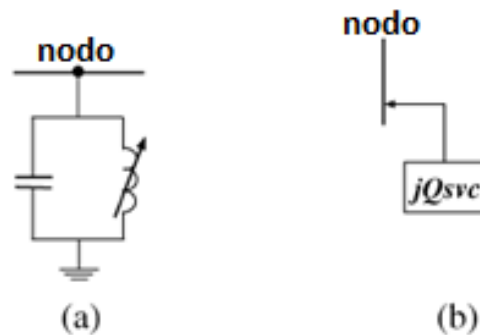


Figura 14 Modelo del SVC (a) Configuración (b) Modelo equivalente

3.2.6.3. Modificación de la reactancia.

La idea es mantener la caída longitudinal constante mediante; conductores fasciculados, condensadores serie, líneas en paralelo o bien disminuyendo el longitud de las líneas (acercando transformadores de distribución a los consumos).

En MT, en caso que la compensación con condensadores no sea suficiente, se recurre al acortamiento de las líneas mediante la construcción de nuevas SE transformadoras más cercanas a los consumos. Si esto no es suficiente, se refuerza el sistema mediante líneas paralelas.

Los condensadores estáticos serie, no se usan mucho por debilidad constructiva frente a movimientos sísmicos, además la reducción de la reactancia serie aumenta la corriente de corto circuito (CCC). Los reactores serie, solo se usan en corriente continua.

Por su parte, el aumento de la sección de los conductores no es una medida adecuada para mejoras de tensión y además, en este trabajo se optimiza el conductor, luego no se considera la opción de agrandar la sección del conductor.

Como conclusión, se considera para la regulación de tensión, el cambiador en derivación bajo carga de la S/E, se descarta la opción de transformadores reguladores por su mayor complejidad de coordinación con los GD y el mayor costo que representa frente a otras opciones. En efecto, se considera también la operación de banco de condensadores automáticos por ser los más usados en MT. Además, de modo a poder considerar reactores, se representaran los condensadores conectados en paralelo con los reactores, lo que podrá ser visto como una compensación mediante SVC. Por otra parte, si bien se recomienda usar lo más posible compensación estática en MT (y BT) para evitar pérdidas provocadas por el GD y para mantener reservas dinámicas para situaciones extremas, de modo a considerar los beneficios reales que el GD puede aportar al alimentador, se deja la opción de que éste pueda regular tensión.

3.2.7. Tipos de operación para regulación de tensión

La integración de los PMGD a la redes de Dx implica desafíos en cuanto a la coordinación de la operación entre estas unidades y con las centrales convencionales de gran escala. El desarrollo y realización de este esquema flexible de generación puede llevarse a cabo mediante una operación descentralizada en sistemas aislados o con una coordinación a través de un Operador de Sistema (OS) mediante estándares ya establecidos. La plataforma de coordinación ¹¹ que esto requiere, implica la definición de redes inteligentes y su aplicación a los GD da origen al concepto de Generador Virtual (GV) o Virtual Power Plant (VPP).

La red inteligente se entiende como una red eléctrica transformada (en los niveles de transmisión y distribución) que utiliza sistemas de comunicación bidireccionales (sensores, actuadores, tecnologías de medición, sistema de información e inteligencia basados en modelos estocásticos y criterios de seguridad y confiabilidad) permitiendo un mayor monitoreo y control de la red eléctrica. Lo que a su vez implica:

- Participación informada del cliente/consumidor (las señales de precio recibidas por los clientes permitirían el uso eficiente de los artefactos electrodomésticos y equipos eléctricos, por otra parte, en situaciones de emergencia se podrán aplicar esquemas automáticos y económicos de reducción de cargas no-críticas)
- Incorporación de nuevos medios de generación (PMGD y vehículos eléctricos, que por un lado demandan nuevas estructuras para posibilitar su carga en distintos puntos, pero asimismo permiten disponer de una capacidad de almacenamiento y la posibilidad de que éstos se transformen en pequeñas fuentes de generación en situaciones de congestión).
- Habilitación de nuevos productos, servicios y mercados (Uso de tecnologías avanzadas, tales como: superconductores de alta temperatura, ultracapacitores, transformadores y motores de alta eficiencia, equipos FACTS, etc).
- Provee potencia de calidad para la economía digital.
- Optimización de las instalaciones y operación eficientemente.
- Anticipación y respuesta ante perturbaciones en el sistema.
- Operación robusta frente a ataques y desastres naturales.

Un GV corresponde a un agregado de PMGD operando bajo un esquema de coordinación cuyas consignas responden a objetivos conjuntos (maximizar producción de energía eléctrica, proveer

¹¹ A nivel internacional se identifican las siguientes: Laboratorio ISET, STEAG Project, Encorp Virtual Power Plant, Virtual FC Power Plant, proyectos relacionados de la Unión Europea (Fenix Project, CRISP, DISPOWER, MICROGRIDS, EUDEEP), Virtual Power Plant NATCON7, Decentralized Energy Management System de Siemens, SmartGridCity (Boulder, Colorado), Xcelenergy. Sin embargo, estas iniciativas se encuentran en general en una fase experimental y no constituyen aún productos comerciales.

SSCC a la empresa de distribución) mediante la operación eficiente del conjunto de GD con los consumos. El propósito es el de lograr un impacto en la red eléctrica similar al de un generador convencional con la ventaja de que la salida de cualquiera de sus unidades no significaría un riesgo para la estabilidad del sistema y que la característica distribuida de las fuentes permite aportar a la calidad del servicio [41].

En este trabajo se analizarán las diferencias entre considerar un alimentador “real” de uno “inteligente” pero sin ver al conjunto de PMGD como un GV. Se le asocia la definición de operación pasiva y activa a cada alimentador respectivamente. Esta diferenciación solo fue analizada en [2] por lo que se considera un aporte su análisis. Luego, se realizará regulación de tensión pero no se considerará control de fallas debido a que el tema de protecciones es por sí solo un tema complejo de tratar y porque implica incertidumbre en la optimización debido a las tasas de falla de los diversos equipos.

La operación pasiva considerará la regulación de tensión solo mediante SVC, planificando la operación de éstos para cada año. Luego se considerará que en todas las barra es factible la conexión de un SVC, que los GD no inyectan ni absorben reactivos (factor de potencia unitario) y que el tap de la S/E está fijo y seteado a tensión nominal (sin embargo la condición para una operación pasiva es que la tensión de la SE esté fija, luego podría ser a otra tensión que no fuese la nominal).

La operación activa, en cambio considerará una regulación de tensión más dinámica, por lo que además de la planificación de los SVC, se planificará el seteo del tap de la S/E y la optimización de los reactivos de los GD por año.

Es decir, se optimizará la tensión en la S/E dentro de los valores máximo y mínimo permitidos en distribución. Del Artículo 3-19 de la NTCO de PMGD en instalaciones de MT; La elevación de tensión originada por los PMGD que operan en una red de MT de un SD no debe exceder, en el punto de repercusión asociado a cada uno de ellos, el 6% de la tensión existente sin dichas inyecciones.

Por otra parte, la regulación mediante GD considerara la optimización de los reactivos de cada GD por año. En 0 y 3.2.6 se especificó que hoy en día, el factor de potencia de las tecnologías intermitentes puede ser controlado, luego por razones de simplificación y de modo a poder comparar las tecnologías intermitentes con aquellas no intermitentes, se supondrá para ambas un mismo rango de variación para los reactivos. Se consideran los valores límites de un motor de rotor cilíndrico. Y como se está trabajando con potencias máximas, los límites de los reactivos serán determinados por el factor de potencia nominal. La potencia reactiva máxima entregada, es del orden del 50 – 70% de la potencia máxima activa, se considerará un 60% y la potencia máxima reactiva absorbida es del orden del 30 – 40% de la potencia activa máxima, se considerará un 35%.

En [27] se compara la conexión de los PMGD a barras PQ y barras PV en la determinación de las pérdidas energéticas en función de la penetración de PMGD. La conexión a barras PQ considera un factor de potencia unitario para los PMGD y la conexión a barras PV permite la regulación de tensión en dicha barra a valor nominal y el suministro de reactivos por parte de los PMGD considerando inyección/absorción máxima de reactivos con un factor de potencia igual a 0.8 (pero sin optimización de reactivos). Luego la distinción entre ambos tipos de barras es similar a la distinción que se realizara en este trabajo entre operación pasiva y operación activa. El trabajo concluye que la consideración de barra PV permite disminuir en mayor cantidad las pérdidas debido al mejor control de reactivos. Al no haber considerado la optimización del control de reactivos ni de la regulación de voltaje, el trabajo concluye que el diseño de estos permitiría obtener incluso mejores resultados.

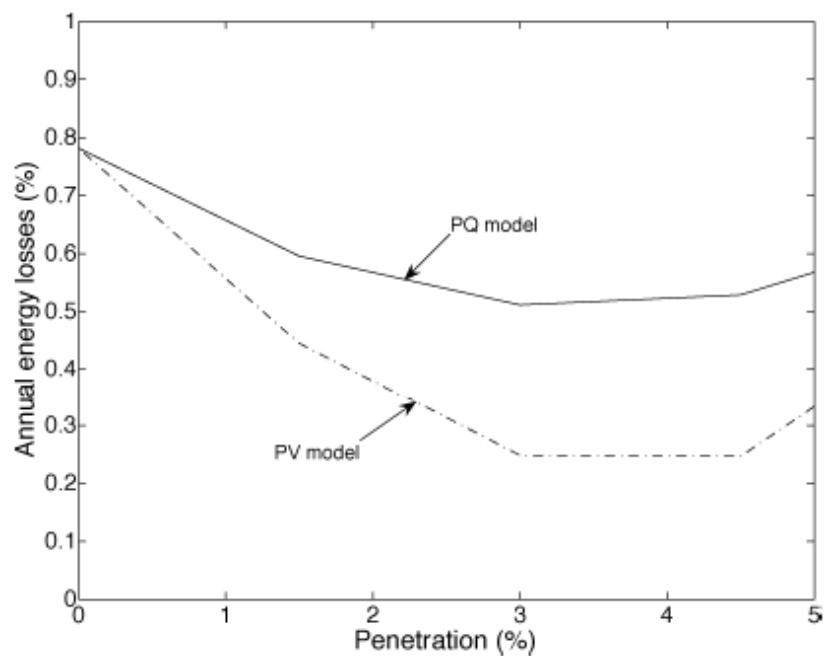


Figura 15 Influencia de conexión de PMGD a barra PQ y PV en las pérdidas del escenario ideal con tecnología CHP

A continuación se presentan la tabla resumen de los los escenarios a estudiar:

	Alimentador tipo	Cargas	GD	Tecnología	Regulación de tensión
Rural	<p>MT de 23 kV</p> <p>Líneas aéreas</p> <p>Trifásicas unifilar</p> <p>Tramos de igual longitud $\frac{l_r^*}{n_r^*}$</p> <p>l_r: longitud alimentador rural</p> <p>n_r: cantidad de nodos en alimentador rural</p>	<p>Inductiva (RL)</p> <p>Demanda definida por energía total del alimentador</p> <p>Todas las cargas misma tasa crecimiento $r = 5\%$</p> <p>Dos opciones de distribución: Uniforme y Linealmente decreciente</p> <p>Factor de carga f_{c_r} y Factor de potencia f_{p_r} por carga</p>	<p>Penetración: Porcentaje del total de la demanda energética del alimentador para el año inicial (t=0).</p> <p>Todos los GD misma tasa de crecimiento $g = 7\%$</p> <p>Tres opciones de distribución: Uniforme, Linealmente decreciente y Linealmente creciente.</p> <p>Ubicación: en BT del t/d</p>	<p>Dos opciones para cada GD (combinables o no en el alimentador):</p> <p>Intermitente (energías renovables)</p> <p>Factor de planta $f_{pl} = 0,3$</p> <p>No Intermitente (energías convencionales)</p> <p>Factor de planta $f_{pl} = 0,7$</p>	<p>Dos opciones:</p> <p>Pasiva</p> <p>Solo SVC.</p> <p>Tap S/E fijo en tensión nominal.</p> <p>Factor de potencia de todos los GD unitario.</p> <p>Activa</p> <p>SVC + Tap S/E + Reactivos de todos los GD</p>
Urbano	<p>MT de 12 kV</p> <p>Líneas aéreas</p> <p>Trifásicas unifilar</p> <p>Tramos de igual longitud $\frac{l_u^*}{n_u^*}$</p> <p>Con: $n_u > n_r$ y $l_u < l_r$</p>	<p>Inductiva (RL)</p> <p>Todas las cargas misma tasa crecimiento $r = 5\%$</p> <p>Una opción de distribución: Uniforme</p> <p>Factor de carga f_{c_u} y Factor de potencia f_{p_u} por carga</p>	Ídem	Ídem	Ídem

Tabla 3 Resumen de los supuestos que definen los escenarios a estudiar

3.3. Desarrollo matemático del modelo de planificación con PMGD

3.3.1. Introducción

El análisis es **pseudo dinámico**. Solo [16] presentó un análisis de planificación con GD dinámico, es decir optimizando en cada intervalo del periodo de estudio. El resto de los estudios planifican la operación del alimentador (o red) para el conjunto de los intervalos del periodo de planificación, es decir de forma estática. Por lo que se considera relevante presentar un análisis intermedio que permita una planificación para un cierto periodo de años, pero considerando la operación anual de los equipos.

En segundo lugar, el análisis será **determinístico**. Cabe destacar que al ser un estudio que considera planificación de longitud plazo, la incertidumbre está presente en el análisis. En especial en cuanto a la proyección de los valores de la demanda de las cargas y de la generación de los GD. En efecto, existen diversas formas de expresar la incertidumbre.

En [10], [27] y [15] se plantean las funciones de densidad probabilística de generación de distintas tecnologías de GD. En [17], la densidad de carga es representada mediante un planteamiento fuzzy.

Desde otro punto de vista, se pueden determinar las probabilidades de generación y demanda máximas y mínimas en la curva de duración y generar diversos escenarios con Montecarlo como en [22]. Algo similar ocurre en [12] y [13] donde la generación es considerada binaria (“on-off”, “1-0”) para cada hora de las 8760 horas del año (también se generan escenarios mediante Montecarlo).

Finalmente para el caso chileno se suele tomar en cuenta la incertidumbre considerando diversas hidrologías, con distintas probabilidades de ocurrencia, definiendo así la generación de cada unidad generadora.

Sin embargo, en este estudio no se considerará incertidumbre en la optimización¹². La energía total demanda en el alimentador y en cada nodo será un valor conocido. Luego debido a la definición de penetración de GD en 0, la energía generada por cada GD será un valor conocido.

Finalmente, este trabajo **no considerará variabilidad** de las demandas ni de las generaciones. Ciertos trabajos consideran variabilidad mediante curvas horarias de 24 horas (promedio anual); en [6] y [4] se consideran curvas iguales para todas las cargas y para el GD eólico estudiado, mientras que en [12] se considera curvas horarias según el tipo de carga correspondiente (residencial, comercial e industrial), finalmente en [25] se considera la curva horaria del factor de potencia de un GD fotovoltaico.

¹² En los trabajos estudiados no existe una clara tendencia a la incertidumbre. [2], [19], [6], [4], [8] y [14] son determinísticos. Sin embargo los que presentan incertidumbre, no suelen considerar al GD en la regulación de tensión.

Otros trabajos consideran curvas horarias para las 8760 horas del año como en [3] y en [2]. Para este último, todas las cargas tienen la misma curva horaria, considerando un promedio entre cargas residenciales, comerciales e industrial y considera curva horaria para GD CHP y fotovoltaico (tomando en cuenta fines de semana y estaciones del año).

Una última forma de variabilidad que se distinguió en los estudios corresponde a bloques de demanda y de generación cuyas unidades puede ser de horas/mes, hora/día como en [16] o bien en horas/año como en [27] y [22].

Sin embargo este trabajo no considerará variabilidad anual para las demandas ni para las generaciones. Esto aumentaría la complejidad de la optimización pues se aumentaría la cantidad de variables a optimizar. Los valores de éstas se determinan por nodo y para cada año, si se considerara variabilidad se determinarían por nodo, por hora (o por bloques de horas) para cada año. Luego, para cada carga y para cada GD se considerará, respectivamente, el promedio anual de su demanda y generación máxima en cada una de las 8760 horas anuales.

Esto pues resulta ser una mejor consideración para dimensionar la sección del conductor necesaria en cada tramo. Además conviene considerar generación máxima en el caso de las tecnologías intermitentes, para así aprovechar al máximo la disponibilidad del recurso. Este no es el caso de las tecnologías convencionales, pues por lo general pueden ser usadas en cualquier momento (en especial, en las horas punta). Por otra parte, usualmente solo se plantean relaciones en función de las pérdidas óhmicas máximas de potencia, ya que las pérdidas de energía se relacionarán con ellas por medio del factor de pérdidas o factor de carga de pérdidas [28]. En efecto en [32] se calculan las pérdidas de energía y las de potencia para la hora de demanda máxima de la distribuidora. Se recuerda que las cargas de BT y MT son reagrupadas y vistas como una sola carga conectada al t/d correspondiente, luego se supondrá que todas las cargas tienen demanda máxima coincidente. Este modelamiento es similar al realizado en [23] y [32] donde se considera la demanda máxima coincidente de las cargas en BT en cada t/d.

De las ecuaciones (3.2. c) y (3.4) se tiene la energía demandada y generada en cada barra k en función del tiempo y de la distribución de la demanda. Luego, la demanda y generación máxima se expresan respectivamente de la siguiente forma:

$$P_{dmaxk}(t)[kW] = \frac{E_{dk}(t)}{f_c * 8760} \quad (3.5a)$$

$$P_{gdmaxk}(t)[kW] = \frac{E_{gdk}(t)}{f_{pl_k} * 8760} \quad (3.5b)$$

Donde:

f_c : es el factor de carga de las cargas (dependerá del tipo de alimentador)

f_{pl_k} : es el factor de planta del GD conectado en la barra k

Además, se debe considerar un factor de coincidencia $f_{s_{gd_d}}$ entre la generación y la demanda máxima. En este trabajo se supondrá igual a 1.

3.3.2. Función objetivo

Como se aprecia en el esquema general de 0, la metodología considera la planificación de los alimentadores para distintos escenarios, sin embargo cabe destacar que la optimización de la función objetivo, en cada escenario, se realizará para distintos valores de penetración p , luego la simulación de cada escenario dará como resultado un alimentador óptimo para cada p . Dejar p como una variable complejiza demasiado la optimización y no es necesario tomando intervalos adecuados, pues se espera que los valores de la función objetivo minimizada sigan una tendencia clara en función de p . Se considerará un intervalo desde 0% a 200%, con un paso de 20%.

Por otra parte, la optimización de las variables será continua, esto a pesar que como resultado se obtengan valores que no se encuentran en la práctica. En efecto, este trabajo se considera como una herramienta de ayuda para tomar decisiones, es decir los resultados que se obtengan deben ser considerados solo como una orientación para lo que se debería realmente realizar.

La función objetivo considera los costos de inversión, operación y mantención de un alimentador MT en función de la penetración de GD. De la ecuación (3.1):

$$\text{Min} \quad f_o = \text{COyM}_{AT} + \text{AVNR}_{AT}$$

3.3.2.1. Costos anuales de inversión

El modelo PECO incluye los costos de las unidades constructivas de las redes de distribución de la empresa modelo, los costos por concepto de derechos municipales, servidumbres, bienes intangibles, capital de explotación, costos de ingeniería conceptual, ingeniería de detalle, inspección y gastos generales de administración de las obras. Además de bienes muebles e inmuebles, resultante del diseño de la empresa modelo para la explotación técnica y comercial. En este trabajo se considerará el valor presente de los costos anuales de inversión, AVNR, de los conductores del alimentador, de los t/d y de los equipos reguladores de tensión.

a) Costos anuales de inversión del conductor del alimentador

El alimentador se divide en tramos de igual magnitud determinados según su longitud y la cantidad de nodos presentes. Luego se decide optimizar el conductor del alimentador por tramo como en [22], esto a pesar que en otros trabajos se consideró un solo conductor por nivel de tensión ([17], [21], [23]). De hecho la red usada en [2] muestra que la cantidad de conductores distintos en un alimentador es inversamente proporcional con la tensión (A los 132 kV el alimentador está compuesto por un solo conductor tanto en caso urbano como rural, a los

33 y 11 kV el alimentador está compuesto por 3 conductores y a los 400 V el alimentador está compuesto por 5 conductores).

El conductor se caracteriza por dos parámetros, su resistencia y su reactancia. La resistencia considera dos variables, la resistividad y la sección: $R = \frac{\rho}{\sigma}$

Se optimizarán las secciones de cada tramo, sin embargo optimizar además la resistividad del tramo implicaría mezclar optimización de variables continuas con discretas (pues se tendría que elegir el material, aluminio o cobre) lo que complejiza la optimización además de que el optimizador usado en MAPLE, no lo permite. Se decide optimizar solo la sección por tramo dejando como dato de entrada la resistividad del conductor. De hecho en [32] se obtiene que tanto para red rural como urbana en MT, el conductor óptimo es de Aluminio (en BT el conductor óptimo es Cu). Luego se considerará un solo material de conductor para todo el alimentador y éste será aluminio, la resistividad del aluminio es:

$$\rho_{Al} = 0,028 * 10^{-3} \left[\frac{\text{k}\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right]$$

Por otra parte se debe considerar que las secciones de cada tramo no pueden ser negativas ni nulas, es mas en [30] se indica que la sección económicamente óptima no puede ser muy pequeña, ya que por efecto corona no es posible usar secciones inferiores a las que resulten de: $r * \ln \frac{GMD}{r} \geq \frac{kV}{16}$ (r: radio conductor cm). Por otra parte, no se fabrican comercialmente conductores con una sección superior a unos 800 mm². Las restricciones prácticas se muestran en la Tabla 4.

Tensión kV	23	66	110	154	220	500
$\sigma_{min} \text{ mm}^2$	10	27	50	110	300	4*300
$\sigma_{max} \text{ mm}^2$	66	66	110	240	800	4*600

Tabla 4 Restricciones prácticas de secciones por tensión

Luego, se considerará solo un límite inferior de 13 mm².

De la tabla de características de conductores evaluados de [22] (Anexo A) se observa que los valores las reactancias inductivas varían entre 0,21 y 0,43 Ω /km (excepto para el conductor de aluminio AAAC para el cual entre 1,5 y 2,3 Ω /km).

Luego se decide considerar la reactancia como un valor fijo $X_L = 0,31 \Omega/\text{km} = 0,31 * 10^{-6} \text{ k}\Omega/\text{m}$.

En efecto, en [2] se afirma que la reactancia se mantiene constante; en una red de 400 V es de 0,1 Ω /km (sección de 70 – 95 mm²) y para redes 11 kV, de 33 kV y 132 kV (con secciones de 70 – 95 mm², 185 mm² y 300 mm² respectivamente) es de 0,4 Ω /km.

Finalmente en cuanto al costo de inversión, se considera la expresión de [30]:

$$C_{INV-c} \left[\frac{\text{US\$}}{\text{fases}} \right] = a + bV_{nom} + (c + d(nc - 1))\sigma + e\sigma_{cg} \quad (3.6. a)$$

Donde:

V_{nom}	Tensión nominal [kV]
σ	Sección total de conductores por fase [mm ²]
nc	Número de subconductores por fase (líneas fasciculadas)
σ_{cg}	Sección cable de guardia [mm ²]

Los coeficientes a, b, c, d, e dependen de los materiales utilizados, de los precios vigentes, derechos de internación etc. Se utiliza una aproximación numérica hecha en 1990 para el caso chileno y para el conductor aluminio, actualizada en 10%, para cada tramo k es:

$$C_{INV-ck} [\text{US\$/fases}] = (18.2 + 0.12V_{nom} + 0,061\sigma_k) \frac{1}{n} \quad (3.6. b)$$

Expresando este costo mediante su anualidad, se tiene:

$$C_{INV-CT} [\text{US\$/fases}] = C_c \sum_{t=0}^{V_{uc}} \frac{1}{(1+i)^t} \Rightarrow C_c [\text{US\$/fases}] = \frac{\sum_{k=1}^n C_{INV-ck}}{\frac{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^{V_{uc}+1}}{1 - \frac{1}{1+i}}} \quad (3.6. c)$$

Donde:

V_{uc}	Años de vida útil del conductor, considerados en 30 años.
i	Tasa de actualización

b) Costos anuales de inversión de los t/d

Para determinar el costo de inversión de un t/d, se debe estimar su capacidad instalada. Ésta se considerará constante para el periodo de planificación y se dimensionará para el flujo máximo que pase por el transformador durante el periodo de estudio T . Como se consideró que todos los GD estarían conectados en el lado BT de cada t/d, la generación de cada GD influirá en el flujo que atraviese cada t/d, y por ende en su dimensionamiento definiéndose así una demanda residual (Anexo B). Se impondrá además un límite inferior para evitar que la optimización no considere t/d en caso que la demanda sea igual a la generación y para además considerar el mínimo técnico de construcción de los transformadores; 15 kVA en caso de

alimentador trifásico. Aunque no se considera límite superior es importante tener en cuenta que de [29] se tiene que la capacidad máxima en la práctica es de 3750 kVA para transformadores trifásicos, independientemente de la tensión. Luego la capacidad del t/d en el la barra k queda expresada como:

$$\begin{aligned} \text{Cap}_k[\text{kVA}] &= C \\ & * \max \left\{ \max \left\{ \sqrt{\left(P_{d\max k}(t) - f_{sgd_d} P_{gd\max k}(t) \right)^2 + \left(Q_{d\max k}(t) - f_{sgd_d} Q_{gdk}(t) \right)^2}, t \right. \right. \\ & \left. \left. = 0 \dots T \right\}; 15 \right\} \quad (3.7. a) \end{aligned}$$

Donde:

- $Q_{dk\max}(t)$ Es la demanda máxima de reactivos de la carga k en el año t [kVAR]
- C Una constante de proporcionalidad¹³ que permite considerar holgura en la capacidad de los transformadores. Se dejará igual a uno, para no sobredimensionar dicha capacidad.
- T Es el periodo de planificación en años.

Si bien $P_{d\max k}(t)$, $P_{gd\max k}(t)$ y $Q_{d\max k}(t)$ son datos de entrada (pues el factor de potencia de cada carga es dato), $Q_{gdk}(t)$ es una variable a optimizar en caso de operación activa y es nulo en caso de operación pasiva. Luego, para no considerar la capacidad de los t/d como una variable a optimizar, en caso de operación activa, pues complejizaría demasiado la optimización y no se considera indispensable, se supondrá un valor $\overline{Q_{gdk}}(t)$ [kVAR], éste será igual a la potencia máxima inyectada por los GD, del orden del 60% de la potencia activa máxima (ya que se tiene una demanda inductiva). La constante C permitirá flexibilizar este supuesto.

En cuanto a los costos de inversión, de los datos usados en [32] se obtiene una línea de tendencia lineal que relaciona los costos con la capacidad del transformador (Anexo C).

El costo de inversión para el t/d de la barra k es:

$$C_{INV-Tk}[\text{US\$}] = (22,5 * \text{Cap}_k + 1828,5) \quad (3.7. b)$$

Esta expresión se considera independiente de la tensión, pues las diferencias no son relevantes.

¹³ De [32] El modelo PECO incorpora como uno de sus parámetros la reserva de los transformadores, el cual se utiliza como un factor multiplicador para el dimensionamiento de los transformadores. Como valor base de este parámetro de reserva para transformadores de distribución se ha determinado un valor de 8%, esto puesto a la demanda coincidente que ven los transformadores al ser dimensionados, se debe agregar la holgura producto de las tasas de crecimiento que se aplican para los horizontes de planificación óptimos determinados. Con tasas del orden del 2% como crecimiento vegetativo de la demanda creciendo durante periodos de 15 años, sumado al factor de reserva se obtienen holguras del orden del 45% en los transformadores. Las holguras en empresas rurales son bajas debido a tasas de crecimiento nulas o muy bajas en comparación a las áreas con mayor proporción urbana.

Expresando este costo mediante su anualidad, se tiene:

$$C_T[\text{US\$}] = \frac{\sum_{k=1}^n C_{\text{INV-Tk}}}{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^{V_{\text{uT}}+1}} \cdot \frac{1}{1 - \frac{1}{1+i}} \quad (3.7. c)$$

Donde

V_{uT} Años de vida útil de cada t/d, considerados en 20 años.

c) Costos anuales de inversión de de los equipos de regulación de tensión

Para la regulación de tensión se considera la operación anual de:

- El tap de la S/E: fijo en caso de operación pasiva, a tensión nominal V_{nom} [kV] y variable en caso de operación activa, es decir tensión en S/E es optimizada dentro del rango permitido en distribución $\pm 6\%$.

$$V_{\text{nom}} * 0,94 \leq V_{\text{SE}} \leq V_{\text{nom}} * 1,06$$

- Los reactivos de los GD: nulos en caso de operación pasiva y variables en caso de operación activa. Se considera como máxima potencia reactiva inyectada el 65% de la potencia activa máxima y como máxima potencia reactiva absorbida el 35% de la potencia activa máxima.
- Los SVC: tanto en operación pasiva como activa y con factibilidad de conexión en todas la barras del alimentador.

Sin embargo, la S/E no se planifica ni se dimensiona, luego no se considera su costo en la optimización y por ende tampoco el costo de su tap pues éste suele venir incorporado a los transformadores de poder (los t/d no tienen incorporados los tap). Por otra la generación de reactivos no implica ningún costo adicional al GD, pues se limitan al rango de operación de cada GD y el único costo de generar reactivos son las pérdidas en la armadura. Otros trabajos como [6], [10] y [24] le asocian un costo a la generación de reactivos debido a que se incluye en la optimización la minimización de los costos de comprar potencia.

Luego el único costo a considerar es el de los SVC. Para poder modelar los SVC se considera la operación por separado de condensadores y reactores conectados en paralelo. Luego se deben considerar los costos anuales de inversión de condensadores y reactores por separado. Al optimizar las capacidades anualmente, los condensadores/reactores son vistos como

condensadores/reactores automáticos. La expresión general de estos costos de [33] consta de un costo fijo de instalación [\\$] y de un costo variable para cada escalón en [\$/kVAR].

Tanto para los condensadores como para los reactores se decide considerar capacidades superiores o iguales a cero, para dejar la opción de no necesitar ninguno de los dos.

Por otra parte, anteriormente se planteó que los bancos de condensadores varían entre los 50 kVAR y 2,5 MVAR. Del catalogo 2007 de Merlin Gerin se tiene la siguiente información¹⁴; la capacidad de condensador trifásico varía entre 150 y 450 kVAR para tensiones de 12kV. La capacidad de un banco de condensadores fijos varía entre 150 y 3570 kVAR para tensiones de 12 kV y entre 720 y 5760 kVAR para tensiones inferiores de 23 kV. Finalmente, la capacidad de un banco de condensadores automático varía entre 150 y 4500 kVAR para tensiones de 12 kV y entre 720 y 5760 kVAR para tensiones de 23 kV.

Luego se decide fijar un límite superior para los condensadores y para los reactores de 10MVAR y 10 MW respectivamente de modo a no tener problemas de convergencia por falta/sobra de reactivos.

De esta forma, al dejar la opción de no necesitar ni condensadores ni reactores no se considerarán los costos fijos. De [22] se tiene la siguiente relación entre el costo, en pesos chilenos, de un condensador y su capacidad Q_{ck} en [kVAR]. Para expresarlos en dólares se considera un valor del dólar representativo del momento en el que se realizó este trabajo: 1 dólar a 520 pesos. Además, a pesar de considerar los costos de los reactores por separado de los costos de los condensadores, tendrán la misma relación con respecto a su capacidad Q_{Rk} en [kW] para considerar un costo único del SVC (en la práctica los reactores suelen ser más caros que los condensadores). Luego:

$$C_{INV-Qck}[\text{US\$}] = 57 * Q_{ck} \quad \text{y} \quad C_{INV-QRk}[\text{US\$}] = 57 * Q_{Rk} \quad (3.8. a)$$

A diferencia de los conductores y de los transformadores, la planificación de los condensadores y de los reactores es anual y como además se pueden instalar de forma modular, se decide considerar inversiones anuales, es decir anualidades distintas para cada año:

$$C_{Qc}(t)[\text{US\$}] = \frac{\sum_{k=1}^n C_{INV-Qck}(t)}{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^{V_{uQc}+1}} \quad \text{y} \quad C_{QR}(t)[\text{US\$}] = \frac{\sum_{k=1}^n C_{INV-QRk}(t)}{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^{V_{uQR}+1}} \quad (3.8. b)$$

$$\frac{1 - \frac{1}{1+i}}{1 - \frac{1}{1+i}}$$

¹⁴ La elección de un condensador se basa en los requerimientos de demanda de reactivos, regulación de tensión y la filtración de armónicas de la red, pero además existen distintos modelos en función de la conexión (delta o doble estrella), de las protecciones y de la forma limitar la corriente del condensador. Además, cada modelo tiene distintas variantes según la tensión, la cantidad de fases, la congestión y la frecuencia de la red considerada y las dimensiones y peso requeridas del banco.

Donde

V_{uQc} Años de vida útil de cada condensador, considerados en 20 años.

V_{uQR} Años de vida útil de cada reactor, considerados en 20 años.

d) Implementación de la operación activa

Una operación activa requiere de una serie de equipos de comunicación, monitoreo y control. En este trabajo no se consideró este costo por falta de información precisa al respecto y por ende para no concluir erróneamente acerca de los resultados obtenidos.

Por otra parte, cabe recalcar que en este trabajo se ha definido la operación activa en función de la regulación de tensión, por lo que los equipos corresponden a aquellos necesarios para la coordinación del tap de la SE, de los SVC y de los reactivos de los GD. En el caso de Chile, la operación activa para la regulación de tensión involucraría características distintivas debido a; la estructura longitudinal de los sistemas interconectados, especialmente en áreas rurales donde los alimentadores son de gran longitud cubriendo áreas con baja densidad de habitantes; la presencia de comunidades aisladas de la red, dependientes de una única solución energética basada en grupos electrógenos diesel; las ERNC difieren dramáticamente en las diferentes zonas del sistema. En la zona norte predomina la energía solar mientras que en el sur se observa que las soluciones micro y mini hidráulicas y de biomasa son estándares.

Por ejemplo en [2], para evitar los altos costos de una operación activa, se supuso que el costo de la implementación es independiente de la penetración de GD (aunque en la realidad no es así). Para una red rural el costo es de 10 000 lb por unidad de GD, en una red urbana el costo es de 100.000 lb por SE de 33/11kV.

Sin embargo, cabe destacar que estos costos debiesen disminuir en el futuro, por una tendencia a una visión de mercado; disminución de los precios de los equipos y de las reservas dinámicas necesarias en distribución siendo más necesarias a nivel de transmisión (en Dinamarca, el control de reactivos es para mantener equilibrio entre distribución y transmisión) [21].

3.3.2.2. Costos anuales de Explotación

El modelo PECO considera los costos de explotación, de atención a clientes que reflejan los costos directos e indirectos de la dotación de personal (remuneraciones), los bienes y servicios, valorizados a precios de mercado y debidamente asignados a las distintas actividades. El cálculo de las pérdidas energéticas se utiliza para la determinación de los factores de expansión de pérdidas. Cabe recalcar que a las pérdidas técnicas determinadas por el modelo PECO se le adicionan en un “modelamiento post-PECO” las pérdidas técnicas por desequilibrios de fases en las redes, las pérdidas en acometidas y medidores y las pérdidas por Fugas y Pérdidas

Dieléctricas. Además, las Bases Técnicas establecen que el Consultor debe considerar, a los efectos de establecer el Balance de Energía y Potencia, las pérdidas por hurto y pérdidas por concepto de incobrables.

En este trabajo se considerarán costos de operación debido a las pérdidas de energía y costos de mantención equivalentes a un porcentaje de los costos totales de inversión.

Las pérdidas de energía considerarán las pérdidas en los t/d y en el conductor. Éstas se relacionan con las pérdidas óhmicas máximas de potencia por medio del factor de pérdidas. Por otra parte, si bien las pérdidas en los reactores pueden llegar a ser importantes, para los alcances de este estudio no se consideran relevantes. Por otra parte, no se consideran pérdidas reactivas, en caso de querer incorporarlas se podría desmejorar el factor de potencia de la demanda y en cuanto a los condensadores, sus pérdidas son despreciables.

a) Costos de las pérdidas de energía en los t/d

Se consideran transformadores no ideales¹⁵, luego las pérdidas óhmicas corresponden a las pérdidas en el hierro¹⁶ y en los enrollados:

- Las pérdidas en los enrollados dependen del flujo que los atraviesa, de la tensión en el nodo correspondiente y de la resistencia de los enrollados (determinada mediante prueba de corto circuito).
- Las pérdidas en el hierro son causadas por la corriente de Foucault (producida por flujo de corriente parásita inducida). Se representan por una resistencia en la rama de magnetización (determinada mediante la prueba de circuito abierto), dependen de la tensión en el nodo correspondiente pero son independientes de la demanda.

Sin embargo, las tensiones en cada nodo para cada año no son conocidas, de hecho se consideran variables a optimizar. Luego como simplificación se propone remplazar la representación de las pérdidas mediante las resistencias respectivas por una representación mediante los valores nominales de dichas pérdidas como en [23]. Los valores nominales se pueden expresar en función de la capacidad instalada del transformador correspondiente como se aprecia en las fichas técnicas de los transformadores de Rohna y de Tusan. De [29] se cuenta con una mayor cantidad de valores (que además concuerdan con los valores chilenos), luego se deducen las líneas de tendencia de las pérdidas nominales, en el hierro y en los enrollados, en función de la capacidad del transformador (Anexo D). Para todos los casos la aproximación lineal es una estimación casi perfecta.

¹⁵ Se debería considerar también la permeabilidad del hierro no infinita mediante una inductancia de magnetización y flujos de fuga no nulos mediante una inductancia de fuga en ambos enrollados. Pero las pérdidas reactivas no son consideradas.

¹⁶ De [30], para estudios estáticos se puede incluso no considerar las pérdidas en el núcleo

De esta forma, las pérdidas en los enrollados quedan en función de sus pérdidas nominales P_{cunomk} y de un factor de utilización $f_{\text{uk}}(t)$ para expresar su dependencia con la demanda:

$$P_{\text{cuk}}(t)[\text{kW}] = P_{\text{cunomk}} * f_{\text{uk}}(t)^2 = (E_T * \text{Cap}_k + b_2) * f_{\text{uk}}(t)^2 \quad (3.9)$$

El factor de utilización determina cuanta capacidad del transformador se está realmente usando, por lo que se define como la relación entre el flujo que pasa por el transformador en [kVA] y la capacidad de éste:

$$f_{\text{uk}}(t) = \frac{\sqrt{\left(P_{\text{dmaxk}}(t) - f_{\text{sgd}_d} P_{\text{gdmaxk}}(t)\right)^2 + \left(Q_{\text{dmaxk}}(t) - f_{\text{sgd}_d} Q_{\text{gdk}}(t)\right)^2}}{\text{Cap}_k} \quad (3.10)$$

Cabe destacar que el flujo que pasa por el t/d considera la potencia reactiva del GD, $Q_{\text{gdk}}(t)$, como una variable a optimizar a diferencia de lo realizado para el dimensionamiento de la capacidad de los t/d (en estricto rigor solo se debería optimizar en caso de operación activa, luego en caso de operación pasiva se suponen límites máximos y mínimos cercanos al cero).

Por otra parte se supondrá que las pérdidas en el hierro son igual a sus pérdidas nominales:

$$P_{\text{fek}}[\text{kW}] = P_{\text{fenomk}} = E_p * \text{Cap}_k + b_1 \quad (3.11)$$

Donde

E_T y E_p son las pendientes de la ecuación lineal que relaciona las pérdidas de cobre nominales y pérdidas del hierro nominales, respectivamente, con las capacidades del transformador. Dependen de la tensión nominal en AT y de la cantidad de fases del transformador.

b_1 y b_2 son las intersecciones con el eje de las ordenadas de las ecuaciones lineales que relacionan las pérdidas de cobre nominales y las pérdidas del hierro nominales, respectivamente, con las capacidades del transformador. Dependen de la tensión nominal en AT y de la cantidad de fases del transformador.

b) Costos de las pérdidas de energía en el conductor.

Las pérdidas óhmicas en la línea son provocadas por la resistencia del conductor. Como el conductor se define por tramo, las pérdidas también se definirán para cada tramo del alimentador.

Las pérdidas en el tramo k dependen de la corriente de línea I_{Lk} [A] y de la resistencia R_k correspondiente:

$$P_{Lk}(t) \left[\frac{\text{kW}}{\text{fases}} \right] = R_k * I_{Lk}(t)^2 = \frac{\rho_{AL}}{\sigma_k} \frac{l}{n} * I_{Lk}(t)^2 \quad (3.12. a)$$

Por otra parte, la corriente I_k [A] que ve el nodo k es agua arriba de su t/d por lo que no solo considera la demanda de la carga y la generación del GD sino que también las pérdidas del t/d (descritas en el punto anterior) como se aprecia en la Figura 16.

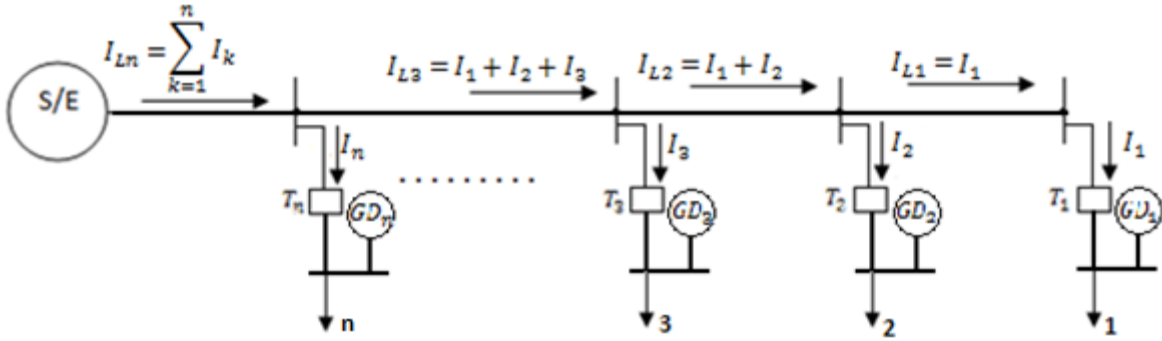


Figura 16 Identificación de corrientes de línea y corrientes en cada nodo

Luego las pérdidas de línea se reformulan en función de las corrientes por nodo, y por ende en función de la demanda, la generación y las pérdidas de en los t/d por nodo:

$$P_{Lk}(t) \left[\frac{\text{kW}}{\text{fases}} \right] = \frac{\rho_{AL}}{\sigma_k} \frac{l}{n} * \left(\sum_{h=1}^k I_h(t) \right)^2 = \frac{\rho_{AL}}{\sigma_k} \frac{l}{n} * \left(\sum_{h=1}^k \frac{\sqrt{P_{eqh}(t)^2 + Q_{eqh}(t)^2}}{3 V_{fn-h}(t)} \right)^2 \quad (3.12. b)$$

Donde:

$V_{fn-h}(t)$ Tension fase neutro en la barra h, en el año t [kV]. Todos los voltajes deben estar dentro del rango permitido en distribucion de +/- 6% V_{nom-fn} :

$$\frac{V_{nom}}{\sqrt{3}} * 0.94 \leq V_{fnh}(t) \leq \frac{V_{nom}}{\sqrt{3}} * 1.06$$

$P_{eq,h}(t)$ Es la demanda activa equivalente vista en la barra h en el año t [kW]:

$$P_{eq,h}(t) = P_{dmaxh}(t) - f_{sgda} P_{gdmaxh}(t) + P_{feh} + P_{cuh}(t) \quad (3.13)$$

$Q_{eq,h}(t)$ Es la demanda reactiva equivalente vista en la barra h en el año t [kVAR]:

$$Q_{eq,h}(t) = Q_{dmaxh}(t) - f_{sgda} Q_{gdh}(t) - Q_{ch}(t) + Q_{Rh}(t) \quad (3.14)$$

3.3.2.3. Expresión final de la función objetivo

La función objetivo tiene la siguiente expresión de acuerdo a las componentes anteriormente descritas:

$$f_o = \sum_{t=0}^T \frac{(1+mt)}{(1+i)^t} (3C_c + C_T + C_Q(t) + C_R(t)) + \frac{C_{MWh}}{1000} 8.760 \sum_{t=0}^T \frac{1}{(1+i)^t} \sum_{k=1}^n f_{cp_k}(t) (P_{fek} + P_{cuk}(t) + 3P_{Lk}(t)) \quad (3.15)$$

Donde:

- mt Porcentaje de los costos de inversión que representan los costos de mantención.
- C_{MWh} Costo de la energía [US\$/MWh].
- $f_{cp_k}(t)$ Factor de pérdida en el nodo k , en el año t .

El factor de pérdidas, permite relacionar las pérdidas óhmicas máximas de potencia con las pérdidas de energía. Se define como el cociente entre las pérdidas reales de energía durante un cierto periodo y aquellas pérdidas teóricas máximas que se tendrían en caso de mantener pareja la demanda máxima y representa el porcentaje de tiempo que requiere el valor de punta de una carga para producir las mismas pérdidas que las producidas por la carga real en un periodo dado.

El factor de pérdida está relacionado con el tipo de transmisión/distribución, de manera que en último término es función del factor de carga de transmisión/distribución. Para transmisiones esporádicas, con bajo factor de carga, $f_{cp} = f_c$. Para transmisiones planas, con factor de carga cercano a uno, $f_{cp} = f_c^2$. Las situaciones reales de la práctica serán intermedias entre estas dos, de manera que la función de f_{cp} con f_c también lo será [28].

La relación usada por la CNE en el cálculo del VAD corresponde a la relación de Buller y Woodrow: $f_{cp} = \alpha f_c + (1 - \alpha) f_c^2$. Donde α es una constante que toma valores entre 0 y 1, y que para sistemas de distribución adopta un valor típico de 0.3. Luego:

$$f_{cp} = 0.3f_c + 0.7f_c^2 \quad (3.16.a)$$

Como los GD se conectan en el lado BT de los t/d, se considera una demanda residual. Luego de modo a considerar el efecto de los GD en las pérdidas se decide considerar un factor de carga residual. Tanto la demanda como la generación se definen por nodo y en función del tiempo, luego el factor de carga residual se define por nodo y por año:

$$fcr_k(t) = \frac{P_{rmedk}(t)}{P_{rmaxk}(t)} = \frac{P_{dmedk}(t) - P_{gdmedk}(t)}{P_{dmaxk}(t) - f_{sgd_d}P_{gdmaxk}(t)} \quad (3.16. b)$$

El factor de carga residual debe ser rectificado, pues al suponer una demanda residual, ni su valor medio $P_{rmedk}(t)$ ni su valor máximo $P_{rmaxk}(t)$ pueden ser negativos, luego ni la resta entre la demanda media y la generación media $P_{dmedk}(t) - P_{gdmedk}(t)$, ni la resta entre la demanda máxima y la generación máxima $P_{dmaxk}(t) - f_{sgd_d}P_{gdmaxk}(t)$ pueden ser negativas, como esto ocurre cuando la generación es mayor a la demanda, se supondrá que en ese caso no hay demanda, pues estará enteramente cubierta por la generación. Por otra parte, un factor de carga no puede ser mayor a uno, pues esto significaría que la demanda media es mayor a la demanda máxima, sin embargo esto puede ocurrir en la expresión del factor de carga residual, en el caso que la resta de la demanda y la generación máxima disminuya más rápido que la resta de la demanda y la generación media, por lo que en este caso se supondrá que la demanda media residual es igual a la demanda máxima residual. El factor de carga residual queda definido de la siguiente forma:

$$fcr_k(t) = \min \left(\frac{\max(P_{dmedk}(t) - P_{gdmedk}(t), 0)}{\max(P_{dmaxk}(t) - f_{sgd_d}P_{gdmaxk}(t), 0)}, 1 \right) \quad (3.16. c)$$

A continuación, un análisis de la implicancia de esta rectificación. Desarrollando la definición del factor de carga residual por nodo y por año (recordando que $f_{s_gd_d} = 1$),:

$$\begin{aligned} fcr_k(t) &= \frac{P_{rmedk}(t)}{P_{rmaxk}(t)} = \frac{P_{dmedk}(t) - P_{gdmedk}(t)}{P_{dmaxk}(t) - P_{gdmaxk}(t)} = \frac{E_{dk}(t) - E_{gdk}(t)}{\frac{E_{dk}(t)}{fc} - \frac{E_{gdk}(t)}{fpl_k}} \\ \Rightarrow fcr_k(t) &= \frac{(1+r)^t * cdd_k - (1+g)^t * cdg_k * p}{\frac{(1+r)^t * cdd_k}{fc} - \frac{(1+g)^t * cdg_k * p}{fpl_k}} \end{aligned}$$

Luego:

Si $fpl_k < fc$, $P_{rmaxk}(t)$ se invierte antes (para una menor penetración) que $P_{rmedk}(t)$, luego se anula antes, imponiendo el valor unitario a $fcr_k(t)$ a partir de esa penetración, lo que puede ser visto como una sobrestimación del flujo invertido.

Además, si $g > r$ a medida que avanzan los años, la inversión de $P_{rmaxk}(t)$ y de $P_{rmedk}(t)$ y por ende $fcr_k(t) = 1$ es desde penetraciones cada vez menores (y viceversa).

Si $fpl_k > fc$ $P_{rmedk}(t)$ se invierte antes (para una menor penetración) que $P_{rmaxk}(t)$, luego se anula antes, imponiendo el valor cero a $fcr_k(t)$ a partir de esa penetración, hasta que $P_{rmaxk}(t)$ se invierta, se anule e imponga el valor unitario $fcr_k(t)$ a partir de esa penetración. La anulación de $fcr_k(t)$ puede ser visto como una subestimación del flujo invertido pero su posterior valor unitario es una sobrestimación del flujo invertido.

Además, si $g > r$ a medida que avanzan los años, la inversión de $P_{r_{\max k}}(t)$ y de $P_{r_{\text{med}k}}(t)$ y por ende la anulación y posterior valor igual a uno de $f_{cr_k}(t)$ es desde penetraciones cada vez menores (y viceversa).

Finalmente, el factor de pérdidas también se definirá por nodo y por año:

$$f_{cpk}(t) = 0.3f_{crk}(t) + 0.7f_{crk}(t)^2 \quad (3.16.d)$$

Por otra parte, recordando las variables a ser optimizadas, considerando n nodos en el alimentador y un periodo de T , se tiene:

- Las n secciones de cada tramo k del alimentador σ_k
- El voltaje fase-neutro en cada barra k para cada año t $V_{fn-k}(t)$. En caso de operación pasiva son $n(T + 1)$ variables mientras que en caso operación activa son $(n + 1)(T + 1)$ variables.
- Las capacidades de los $n(T + 1)$ condensadores en cada barra k para cada año t $Q_{Ck}(t)$
- Las capacidades de los $n(T + 1)$ reactores en cada barra k para cada año t $Q_{Rk}(t)$
- Los reactivos anuales inyectados/absorbidos por los GD en cada barra $Q_{gdk}(t)$. Tanto en operación pasiva como en operación activa representarán $n(T + 1)$ variables.

Además, tanto los costos de inversión de los t/d como sus pérdidas en el hierro no consideran variables a optimizar pues dependen de su capacidad instalada, dimensionada para la demanda residual máxima durante T .

Luego, la cantidad total de variables a ser optimizadas es de $n + 4n(T + 1)$ en caso de operación pasiva y de $n + (4n + 1)(T + 1)$ en caso de operación activa.

A continuación los límites máximos y mínimos de cada variable.

Secciones:

$$13 < \sigma_1 < \infty$$

$$13 < \sigma_n < \infty$$

Voltajes en caso activo y pasivo:

$$\begin{array}{ll}
0.94 \frac{V_{\text{nom}}}{\sqrt{3}} < V_{\text{fn}-1}(0) < 1.06 \frac{V_{\text{nom}}}{\sqrt{3}} & 0.94 \frac{V_{\text{nom}}}{\sqrt{3}} < V_{\text{fn}-1}(0) < 1.06 \frac{V_{\text{nom}}}{\sqrt{3}} \\
\vdots & \vdots \\
0.94 \frac{V_{\text{nom}}}{\sqrt{3}} < V_{\text{fn}-n+1}(0) < 1.06 \frac{V_{\text{nom}}}{\sqrt{3}} & 0.94 \frac{V_{\text{nom}}}{\sqrt{3}} < V_{\text{fn}-n}(0) < 1.06 \frac{V_{\text{nom}}}{\sqrt{3}} \\
\vdots & \vdots \\
0.94 \frac{V_{\text{nom}}}{\sqrt{3}} < V_{\text{fn}-1}(T) < 1.06 \frac{V_{\text{nom}}}{\sqrt{3}} & 0.94 \frac{V_{\text{nom}}}{\sqrt{3}} < V_{\text{fn}-1}(T) < 1.06 \frac{V_{\text{nom}}}{\sqrt{3}} \\
\vdots & \vdots \\
0.94 \frac{V_{\text{nom}}}{\sqrt{3}} < V_{\text{fn}-n+1}(T) < 1.06 \frac{V_{\text{nom}}}{\sqrt{3}} & 0.94 \frac{V_{\text{nom}}}{\sqrt{3}} < V_{\text{fn}-n}(T) < 1.06 \frac{V_{\text{nom}}}{\sqrt{3}}
\end{array}$$

Capacidades de condensadores:

$$\begin{array}{l}
0 < Q_{C-1}(0) < 10,000 \\
\vdots \\
0 < Q_{C-n}(0) < 10,000 \\
\vdots \\
0 < Q_{C-1}(T) < 10,000 \\
\vdots \\
0 < Q_{C-n}(T) < 10,000
\end{array}$$

Capacidades de reactores:

$$\begin{array}{l}
0 < Q_{R-1}(0) < 10,000 \\
\vdots \\
0 < Q_{R-n}(0) < 10,000 \\
\vdots \\
0 < Q_{R-1}(T) < 10,000 \\
\vdots \\
0 < Q_{R-n}(T) < 10,000
\end{array}$$

Reactivos inyectados/absorbidos por los GD en caso activo y pasivo:

$$\begin{array}{ll}
-0.35P_{\text{gdmax}-1}(0) < Q_{\text{gd}-1}(0) < 0.65P_{\text{gdmax}-1}(0) & -0.001 < Q_{\text{gd}-1}(0) < 0.001 \\
\vdots & \vdots \\
-0.35P_{\text{gdmax}-n}(0) < Q_{\text{gd}-n}(0) < 0.65P_{\text{gdmax}-n}(0) & -0.001 < Q_{\text{gd}-n}(0) < 0.001 \\
\vdots & \vdots \\
-0.35P_{\text{gdmax}-1}(T) < Q_{\text{gd}-1}(T) < 0.65P_{\text{gdmax}-1}(T) & -0.001 < Q_{\text{gd}-1}(T) < 0.001 \\
\vdots & \vdots \\
-0.35P_{\text{gdmax}-n}(T) < Q_{\text{gd}-n}(T) < 0.65P_{\text{gdmax}-n}(T) & -0.001 < Q_{\text{gd}-n}(T) < 0.001
\end{array}$$

3.3.3. Restricciones

Se considera solo la ley de tensiones de kirchhoff en cada barra para cada año como restricción. A pesar que la capacidad térmica de los conductores suele ser considerada como una restricción, no lo será en este trabajo. Al ser una planificación desde cero que no considera una red existente, no se busca saber cuando conviene cambiar el conductor, luego el interés no está puesto en su capacidad si no en su sección óptima.

Por otra parte, el hecho de considerar las tensiones de cada barra, en cada año como variables a ser optimizadas implica asociarle a cada t/d un tap, a pesar de no ser considerados explícitamente en este trabajo, pues en la práctica los t/d no suelen incluir tap como sí lo hacen los transformadores de poder, los valores de las tensiones optimizadas permiten determinar cuál sería la operación óptima de estos tap en caso de usarlos para reemplazar otros medios de compensación de reactivos.

Se recuerda que estos supuestos se sustentan sobre la base que este trabajo se considera solo como una herramienta de ayuda para tomar decisiones, es decir los resultados que se obtengan deben ser considerados solo como una orientación.

Se considera el circuito más sencillo de un alimentador que corresponde a la simplificación para un sistema radial de distribución; con una S/E de bajada y varios t/d y cuyo circuito lo constituye una impedancia serie. Este resulta ser el circuito más sencillo desde el punto de vista de la regulación de tensión:

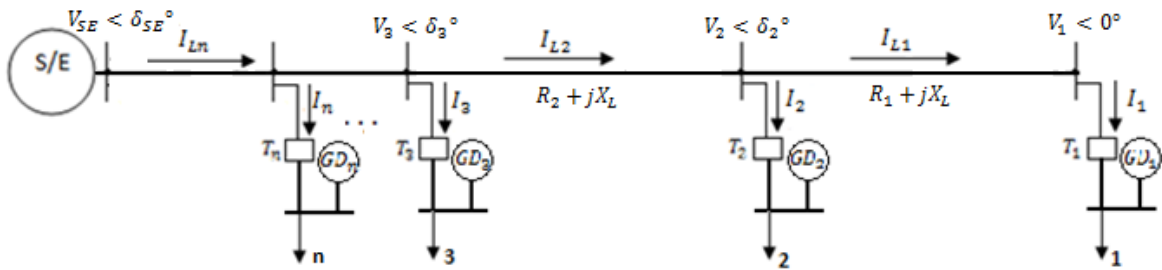


Figura 17 Caídas/Alzas de tensión a lo largo del alimentador

$$V_{fn-2}(t) < \delta_2^\circ = V_{fn-1}(t) < 0^\circ + (R_1 + jX_L) \frac{l}{n} I_{L1}(t) < \theta^\circ \quad (3.17. a)$$

Como se vió para las pérdidas de línea, la corriente de línea es igual a la suma de las corrientes en los nodos aguas abajo el tramo correspondiente, quedando expresada en función de la demanda equivalente y de la tensión vistas en cada nodo, en el ejemplo queda:

$$V_{fn-2}(t) < \delta_2^\circ = V_{fn-1}(t) < 0^\circ + (R_1 + jX_L) \frac{l}{n} \frac{(P_{eq1}(t) + jQ_{eq1}(t))^*}{V_{fn-1}(t) < 0^\circ} \quad (3.17. b)$$

Desarrollando:

$$\begin{aligned}
 V_{fn-2}(t)(\cos \delta_2 + j \sin \delta_2) \\
 &= V_{fn-1}(t) \\
 &+ \frac{l}{n} \frac{1}{3} \left(\frac{R_1 P_{eq1}(t) + X_L Q_{eq1}(t)}{V_{fn-1}(t)} + \frac{j (X_L P_{eq1}(t) - R_1 Q_{eq1}(t))}{V_{fn-1}(t)} \right) \quad (3.17. c)
 \end{aligned}$$

En los sistemas de distribución se tiene que: $0^\circ < \delta < 4^\circ$, y para desfases $< 10^\circ$ (sin transformadores en serie) el gradiente longitudinal de tensión valdrá básicamente la parte real. El supuesto de no considerar desfase, flujo DC, es una buena aproximación para un alimentador.

Luego se tiene:

$$V_{fn-2}(t) = V_{fn-1}(t) + \frac{l}{n} \frac{1}{3} \left(\frac{R_1 P_{eq1}(t) + X_L Q_{eq1}(t)}{V_{fn-1}(t)} \right) \quad (3.17. d)$$

Generalizando para cualquier barrak:

$$V_{fn-k+1}(t) = V_{fn-k}(t) + \frac{l}{n} \frac{1}{3} \sum_{h=1}^k \frac{R_k P_{eqh}(t) + X_L Q_{eqh}(t)}{V_{fn-h}(t)} \quad (3.17. e)$$

Luego, se debe minimizar una función objetivo no lineal sujeta a restricciones no lineales. Para esto, la optimización es realizada mediante programación matemática usando el modelo SQP (del inglés Sequential quadratic programming) del software MAPLE.

Más detalle del modelo SQP en el Anexo E.

A continuación, se aplica la metodología para poder validarla.

4. Aplicación de la metodología y validación de la hipótesis: Caso base

En el punto 3 se describieron los supuestos que permiten definir escenarios a ser estudiados y se planteó la formulación matemática de la optimización. En ambos casos se explicitaron supuestos basándose en criterios de planificación y en los trabajos analizados. Sin embargo, en cuanto a la longitud, la cantidad de nodos, la demanda energética, el factor de carga y el factor de potencia de las cargas para cada uno de los dos tipos de alimentador, se consideran los valores correspondientes al alimentador real más sencillo que sea representativo del tipo de alimentador en cuestión. De este modo se considera el alimentador Forestal de Chiletra representativo de un alimentador tipo urbano y el alimentador Gabriela Mistral de Conafe representativo de un alimentador tipo rural. A continuación, el resumen de los supuestos.

1. Alimentador tipo

Trifásico y con líneas aéreas.

Caso rural: 23 kV y una longitud de 20 km y 6 nodos.

Caso urbano: 12 kV y una longitud de 3,348 m y 18 nodos.

2. Cargas

Todas inductivas (RL), con $r = 5\%$

Caso rural: Distribuciones uniforme y linealmente decreciente. $E_{d_total} = 15,378$ MWh , $f_{cr} = 0.48$ (Promedio anual de los 12 meses) y $f_{pr}=0.98$

Caso urbano: Distribución uniforme. $E_{d_total} = 20,539$ MWh, $f_{cu} = 0.63$ y $f_{pu} = 0.99$.

3. GD

Penetración porcentaje con respecto a energía total demandada en año inicial, $g = 7\%$, conectados al lado BT de los t/d y distribuciones uniforme, linealmente decreciente y linealmente creciente.

4. Tecnología

No-intermitente con $f_{pl} = 0.7$ e Intermitente con $f_{pl} = 0.3$. Además se consideran tres combinaciones: intermitentes, no intermitente y un tipo de tecnología por medio.

5. Regulación de tensión

Operación pasiva: solo SVC, TAP de S/E fijo en tensión nominal y factor de potencia de todos los GD es unitario.

Operación activa: SVC + TAP SE (+/- 6% tensión nominal) + reactivos de todos los GD (igual rango de reactivos para ambas tecnologías; entre -35% y 65% de la potencia activa máxima.).

En cuanto al análisis, éste es pseudo dinámico, la demanda de las cargas y la generación de los GD son determinísticas y no se considera variabilidad anual en la demanda (y por ende tampoco en la generación), se supone que para cada carga su demanda es igual a su potencia máxima anual en cada una de las 8,760 horas del año. Se considera luego que cada GD inyecta su generación máxima y que ésta es coincidente con la demanda máxima de cada carga mediante un factor de coincidencia $f_{s_gd_d}$ igual a uno.

En cuanto a los conductores del alimentador, se consideró que su material sería aluminio y que las secciones debían ser mayores a 13 mm^2 . El costo de inversión esta dado por la expresión de [30] y se definió la anualidad de estos costos considerando una vida útil de 30 años.

En cuanto a los t/d, su capacidad está dimensionada para la máxima demanda residual (el coeficiente de proporcionalidad C que permite considerar holguras se deja igual a 1) y se considera además que los reactivos de los GD son iguales a la potencia máxima inyectable (65% de la potencia activa máxima). Sus costos de inversión se basan en valores usados por la CNE definiéndose luego la anualidad de estos costos considerando una vida útil de 20 años.

Para los SVC, se consideraron capacidades anuales superiores a cero tanto para su modelación como condensador como para su modelación como reactor. Sus costos de inversión se basan en valores usados por [22] definiéndose luego la anualidad de estos costos distinta para cada año, considerando una vida útil de 20 años.

Las pérdidas de potencia se relacionan con las pérdidas de energía mediante un factor de pérdidas, el que a su vez es función del factor de carga. Para el estudio se definió un factor de carga residual (para cada nodo para cada año). Este factor debe ser mayor a uno y la demanda máxima y la demanda media residual no pueden ser negativas.

Por otra parte, la única restricción considerada es la ley de tensiones de kirchhoff en cada barra para cada año sin desfases.

Finalmente para esta aplicación se consideran los siguientes datos económicos:

C_{MWh}	Costo de la energía es igual a 70 US\$/MWH.
T	Periodo de planificación se considera de 10 años (en [32] se considera la planificación para abastecer el crecimiento de la demanda en 15 años)
i	Tasa de actualización se considera igual al 10%.
mt	Porcentaje que representan los costos de mantención, igual al 7%

Los supuestos permiten considerar 54 escenarios como se puede apreciar en la Tabla 5.

Alimentador tipo		Cargas	GD	Tecnología de GD	Regulación de tensión	Escenario
Rural	Trifásica Líneas aéreas 23kV 20 km 6 nodos	Inductiva $r = 5\%$ Distribución Uniforme $E_{d_total} = 15,378\text{MWh}$ $fcr = 0.48$ $fpr=0.98$	Penetración c/r a E_{d_total} $g = 7\%$ Conexión en BT de t/d Distribución Linealmente decreciente	No intermitente $fpl = 0.7$	Activo	1
				Mix	Pasivo	2
					Activo	3
				Intermitente $fpl = 0.3$	Pasivo	4
					Activo	5
				Pasivo	6	
		Penetración c/r a E_{d_total} $g = 7\%$ Conexión en BT de t/d Distribución Uniforme	No intermitente $fpl = 0.7$	Activo	7	
			Mix	Pasivo	8	
				Activo	9	
			Intermitente $fpl = 0.3$	Pasivo	10	
				Activo	11	
			Pasivo	12		
		Penetración c/r a E_{d_total} $g = 7\%$ Conexión en BT de t/d Distribución Linealmente creciente	No intermitente $fpl = 0.7$	Activo	13	
			Mix	Pasivo	14	
				Activo	15	
			Intermitente $fpl = 0.3$	Pasivo	16	
				Activo	17	
			Pasivo	18		
	Distribución Linealmente decreciente $E_{d_total} = 15,378\text{MWh}$ $fcr = 0.48$ $fpr=0.98$	Penetración c/r a E_{d_total} $g = 7\%$ Conexión en BT de t/d Distribución Linealmente decreciente	No intermitente $fpl = 0.7$	Activo	19	
			Mix	Pasivo	20	
				Activo	21	
			Intermitente $fpl = 0.3$	Pasivo	22	
				Activo	23	
			Pasivo	24		
		Penetración c/r a E_{d_total} $g = 7\%$ Conexión en BT de t/d Distribución Uniforme	No intermitente $fpl = 0.7$	Activo	25	
			Mix	Pasivo	26	
				Activo	27	
			Intermitente $fpl = 0.3$	Pasivo	28	
				Activo	29	
			Pasivo	30		
		Penetración c/r a E_{d_total} $g = 7\%$ Conexión en BT de t/d Distribución Linealmente creciente	No intermitente $fpl = 0.7$	Activo	31	
			Mix	Pasivo	32	
				Activo	33	
			Intermitente $fpl = 0.3$	Pasivo	34	
				Activo	35	
			Pasivo	36		

Urbano	Trifásica Líneas aéreas 12kV 3.348 km 18 nodos	Inductiva $r = 5\%$ Distribución Uniforme $E_{d_total} = 20,539\text{MWh}$ $f_{cu} = 0.63$ $f_{pu} = 0.99.$	Penetración c/r a E_{d_total} $g = 7\%$ Conexión en BT de t/d Distribución Linealmente decreciente	No intermitente $f_{pl} = 0.7$	Activo	37
				Mix	Pasivo	38
					Activo	39
			Intermitente $f_{pl} = 0.3$	Pasivo	40	
			Distribución Uniforme	No intermitente $f_{pl} = 0.7$	Activo	41
					Pasivo	42
	Mix	Activo			43	
		Pasivo		44		
	Intermitente $f_{pl} = 0.3$	Activo		45		
		Pasivo		46		
	Distribución Linealmente creciente	No intermitente $f_{pl} = 0.7$	Activo	47		
			Pasivo	48		
Mix			Activo	49		
		Pasivo	50			
Intermitente $f_{pl} = 0.3$		Activo	51			
		Pasivo	52			
Activo	53					
Pasivo	54					

Tabla 5 Los 54 escenarios

Se simulan los 54 escenarios, en cada uno de éstos se obtiene el valor de la función objetivo (y de los demás parámetros que se desee visualizar) para distintos niveles de penetración p de GD, es decir un alimentador óptimo para cada p . Se considera un intervalo desde 0% a 200%, con un paso de 20%.

Cabe destacar los tiempos de simulación, cada escenario del alimentador rural tarda aproximadamente 2 horas y cada escenario del alimentador urbano tarda aproximadamente 16 horas (esto debido a la mayor cantidad de nodos considerados en este caso). La gran cantidad de tiempo de las simulaciones de cada escenario justifica la reducción al máximo de la cantidad de variables a optimizar.

4.1. Resultados obtenidos

En la Figura 18 se presentan los costos totales de los alimentadores obtenidos en cada uno de los 54 escenarios para cada valor de p , porcentaje de penetración de GD.

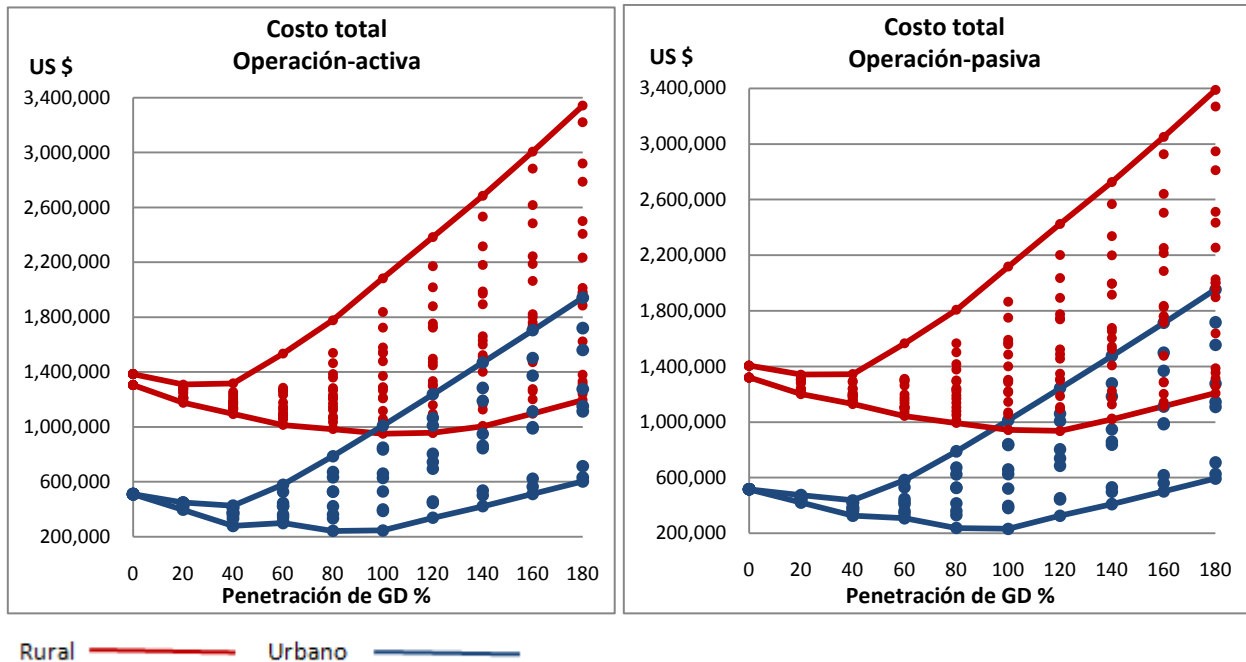


Figura 18 Costo total de los alimentadores según el tipo de regulación activa (izq) y pasiva (der) v/s penetración de GD

De los resultados obtenidos se distingue claramente el alimentador tipo urbano del alimentador tipo rural.

Sin embargo, para ambos alimentadores en escenarios similares, se observan iguales curvas que relacionan los costos óptimos con la penetración de GD. En cuanto a las envolventes, las superiores son decrecientes hasta bajas penetraciones de GD y luego crecen mientras que las inferiores son decrecientes hasta altas penetraciones de GD y luego crecen (manteniéndose, hasta el 180%, casi siempre por debajo del valor sin GD).

Luego, de modo a realizar un análisis de forma simplificada, se estudiarán solamente las envolventes máximas y mínimas de los resultados que se requiera describir.

Por otra parte, si bien las diferencias entre la operación pasiva y activa son leves se considera importante notar dicha diferencia.

De esta forma se plantean ocho ecuaciones representativas del costo óptimo de un alimentador [US \$] en función de la penetración de PMGD [%].

Operación activa

Alimentador rural

$$\text{Envolvente superior: } \text{Costo}_{\text{op}} = -0.47p^3 + 182.4p^2 - 6,702.2p + 1,371,807 \quad (4.1)$$

$$\text{Envolvente inferior: Costo}_{op} = 0.04p^3 + 24.1p^2 - 6,344.6p + 1,301,843 \quad (4.2)$$

Alimentador urbano

$$\text{Envolvente superior: Costo}_{op} = -0.41p^3 + 154.5p^2 - 6,475.5p + 504,596 \quad (4.3)$$

$$\text{Envolvente inferior: Costo}_{op} = -0.09p^3 + 62.8p^2 - 7,689.1p + 513,926 \quad (4.4)$$

Operación pasiva

Alimentador rural

$$\text{Envolvente superior: Costo}_{op} = -0.47p^3 + 182.1p^2 - 6,569.1p + 1,395,825 \quad (4.5)$$

$$\text{Envolvente inferior: Costo}_{op} = 0.10p^3 + 9.5p^2 - 5,628p + 1,320,198 \quad (4.6)$$

Alimentador urbano

$$\text{Envolvente superior: Costo}_{op} = -0.40p^3 + 151.6p^2 - 6,422.1p + 518,299 \quad (4.7)$$

$$\text{Envolvente inferior: Costo}_{op} = -0.03p^3 + 46p^2 - 6,832p + 527,455 \quad (4.8)$$

A continuación se presentan las observaciones generales de los resultados obtenidos.

- Costo alimentador urbano v/s costo alimentador rural

Si bien el alimentador urbano tiene una demanda distinta (mayor) a la demanda del alimentador rural y se le asignan dos tipos de distribución de demanda en vez de tres como al alimentador rural, se considera interesante analizar la diferencia de costo entre ambos alimentadores, pudiendo ser útil desde el punto de vista del GD que debe decidir entre ambos tipos de alimentador para conectarse considerando solo los costos de distribución asociados.

Para participaciones de GD inferiores al 100% el alimentador urbano será siempre más económico que el rural mientras que para participaciones superiores o iguales al 100% esto dependerá de los escenarios que se esté comparando.

En particular, tanto la envolvente superior como la inferior del costo del alimentador rural son siempre superiores a las envolventes respectivas del alimentador urbano. Considerando el costo promedio entre los casos pasivos y activos, la envolvente superior de un alimentador rural es entre un 73 y un 209% superior a la envolvente superior de un alimentador urbano y entre un 101.1 y un 312.3% para la envolvente inferior.

Penetración de GD %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Diferencia entre envolventes inferiores %	156.3	191.1	267.9	238.2	312.3	296.9	185.5	143.2	118.5	101.1
Diferencia entre envolventes superiores %	172.2	187	208.9	167	127.5	107.9	93.8	83.7	77.2	72.8

Tabla 6 Diferencia porcentual del costo total entre las envolventes de ambos alimentadores v/s penetración de GD

- Costo de regulación pasiva v/s costos de regulación activa

La diferencia entre el costo de un alimentador con regulación pasiva y uno con regulación una activa es pequeña para ambos tipos de alimentador. Esto se aprecia en la Tabla 7 y la Tabla 8.

Penetración de GD %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Diferencia entre envoltentes inferiores %	1.4	6.5	17.3	3.1	-1.5	-5.3	-3.3	-2.7	-2	-1.5
Diferencia entre envoltentes superiores %	1.4	5.9	2.8	0.8	0.5	0.4	0.5	0.4	0.5	0.6

Tabla 7 Diferencia porcentual entre las envoltentes del alimentador urbano según el tipo de regulación v/s penetración de GD

Penetración de GD %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Diferencia entre envoltentes inferiores %	1.2	2.1	3.3	3	1	-0.8	-2.1	1.6	1.6	1
Diferencia entre envoltentes superiores %	1.6	2.4	2.1	2.1	1.7	1.7	1.7	1.6	1.5	1.4

Tabla 8 Diferencia porcentual entre las envoltentes del alimentador rural según el tipo de regulación v/s penetración de GD

Para el alimentador urbano, el costo de la regulación activa es siempre menor que el costo de la regulación pasiva para participaciones iguales e inferiores al 60%.

Para el alimentador rural, el costo de la regulación activa es siempre menor que el costo de la regulación pasiva para participaciones iguales e inferiores al 80%.

En particular, para ambos alimentadores las envoltentes superiores en el caso de regulación pasiva son siempre mayores al caso de regulación activa, entre un 0.4 y 5.9%. Por otra parte, la envoltente inferior del alimentador rural puede ser mayor en el caso activo para participaciones mayores al 80%. Y la envoltente inferior del alimentador urbano es siempre mayor en el caso activo para participaciones superiores al 60%. El valor absoluto de la diferencia se encuentra en un rango similar al caso de la envoltente superior, entre 0.8 y 6.5. Excepto un caso puntual para el alimentador urbano, con penetración de GD del 40%, donde el costo con regulación pasiva es un 17.3% mayor al costo con regulación activa.

- Costos sin GD v/s costo con GD

La generación de GD permitir ahorros con respecto a un escenario sin GD como se puede apreciar en la Tabla 9 .

Penetración GD %	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Alimentador Rural-pasivo									
Ahorro envoltente inferior %	10	16.9	26.6	33.1	40.1	41.1	29.7	18.6	9.4
Ahorro envoltente superior %	4.9	4.5	-10.2	-22.2	-33.6	-42	-48.5	-53.9	-58.5
Alimentador Rural-activo									
Ahorro envoltente inferior %	11	19.4	28.9	32.8	37.3	36.5	30.2	19.1	9.2

Ahorro envolvente superior %	5.7	5.1	-9.8	-22.1	-33.6	-41.9	-48.4	-54	-58.6
Alimentador Urbano-pasivo									
Ahorro envolvente inferior %	22.6	58.2	67.2	117	122.4	58.3	25.9	3	-13
Ahorro envolvente superior %	8.7	18.2	-11.5	-34.7	-49	-58.5	-65	-69.9	-73.6
Alimentador Urbano-activo									
Ahorro envolvente inferior %	28.7	82.9	69.9	110.8	107.6	51	20.8	-0.4	-15.5
Ahorro envolvente superior %	13.5	19.8	-12	-35.3	-49.6	-58.9	-65.4	-70.1	-73.8

Tabla 9 Ahorros obtenidos con GD, en cada alimentador según el tipo de regulación.

Se destacan los máximos ahorros, lo que corresponde a la penetración en la cual los costos son mínimos.

Se obtienen ahorros en cualquier escenario para participaciones inferiores e iguales al 40% de GD, tanto para el alimentador urbano como para el alimentador rural. Estos ahorros son mayores, porcentualmente, en el caso de regulación activa (como se vio anteriormente, hasta el 60% de penetración un alimentador pasivo es siempre más caro que un alimentador activo) y lo son aun mas en el caso de alimentador urbano, destacando el caso de penetración igual al 40% donde el ahorro puede llegar al 82.9%.

A mayores participaciones los ahorros dependerán del escenario estudiado. En efecto, en el caso de la envolvente superior, no se obtiene ahorros en ninguno de los dos alimentadores, mientras que en el caso de la envolvente inferior, se obtienen ahorros, siempre en el alimentador rural, y prácticamente siempre en el alimentador urbano (exceptuando a un 180% de penetración).

Se observa de esta forma que a partir del 60% de penetración la diferencia entre las envolventes superiores e inferiores crece significativamente con respecto de la diferencia para participaciones inferiores al 60%.

4.2. Análisis de las envolventes según el tipo de alimentador y tipo de regulación de tensión

Se desglosan las componentes de las envolventes; costos de inversión de conductores, costos de inversión de t/d, costos de inversión de condensadores, costos de inversión de reactores, costos de pérdidas en los t/d y costos de pérdidas en las líneas correspondientes a cada punto de las envolventes. Es importante recalcar que estos costos no necesariamente son los valores máximos/mínimos de cada costo, sino que son los correspondientes a los costos totales máximos y mínimos de la Figura 18.

4.2.1. Desglose de los costos totales del alimentador rural

Las envolventes de cada costo muestran la misma tendencia que las envolventes de los costos totales.

Cabe destacar la relevancia de los costos de inversión de los conductores, estos representan entre el 70 – 95% de la envolvente inferior y entre el 50 – 80% de la envolvente superior del costo total. Además para ninguna penetración de GD el costo de inversión en conductores es superado por otro costo. Le sigue la envolvente superior de las pérdidas en las líneas (debido a la longitud del alimentador), la envolvente superior de las pérdidas en los t/d y la envolvente superior de las inversiones en t/d. Las envolventes inferiores de estos tres costos son muy similares excepto en el caso de regulación activa, en que los costos de inversión en t/d son superiores a los otros dos costos.

Por otra parte, los costos de inversión de los condensadores (y reactores aunque debido a que las cargas son inductivas (RL) se supone que no se debería necesitar reactores) son nulos en caso de operación activa. Si bien la mayoría de los escenarios pasivos consideran condensadores, sus costos de inversión son despreciables con respecto a todos los demás costos. Sin embargo, se esperaba una mayor penetración de estos costos en el caso de regulación pasiva para la regulación de tensión. Esto podría haber justificado el mayor costo de la operación pasiva en comparación a una operación activa pues en esta última se puede disponer de los reactivos de los GD para la regulación de tensión sin costo adicional de operación.



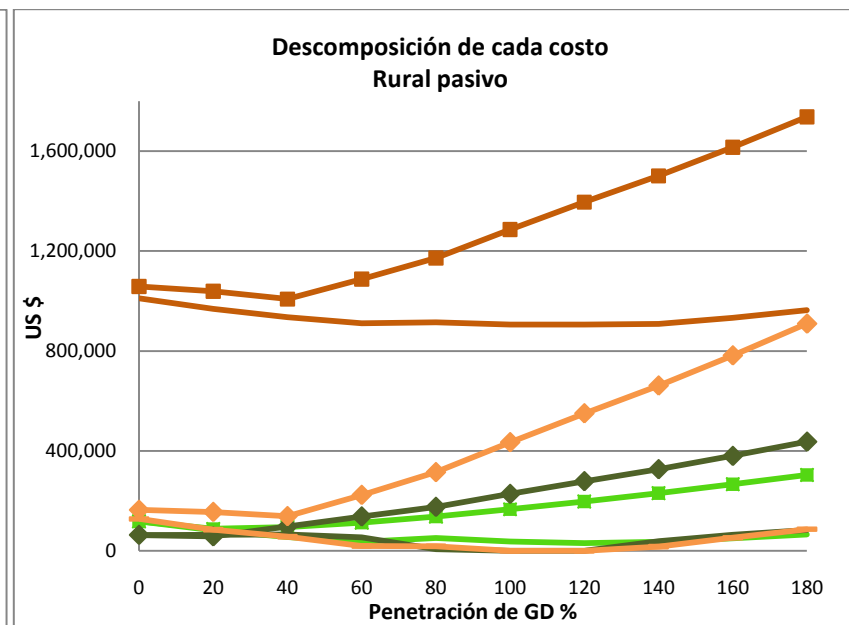
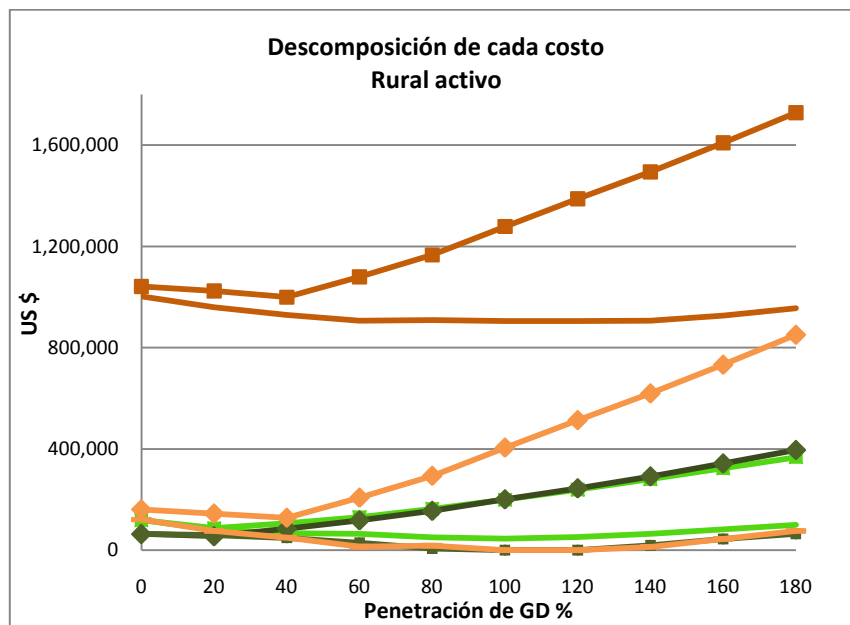


Figura 19 Descomposición de los costos que componen las envolturas del costo total del alimentador rural v/s penetración de GD

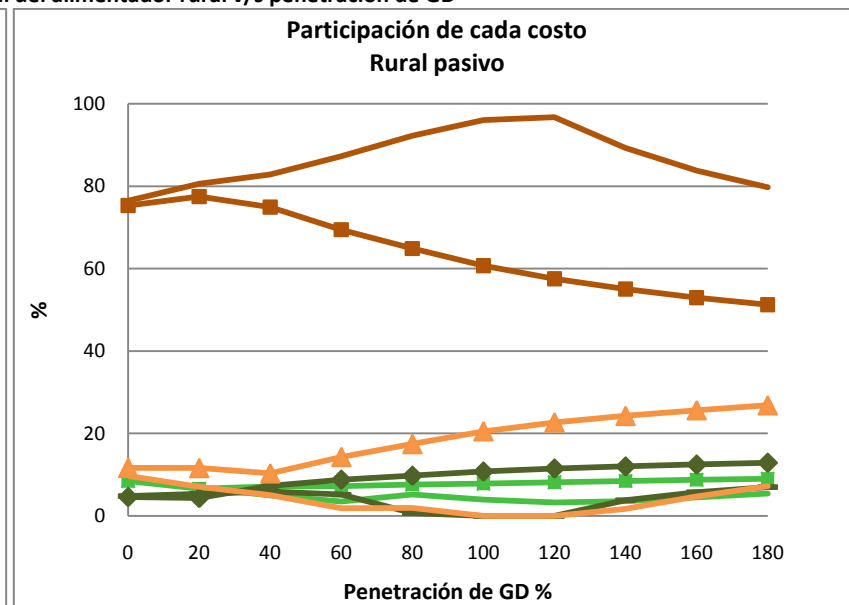
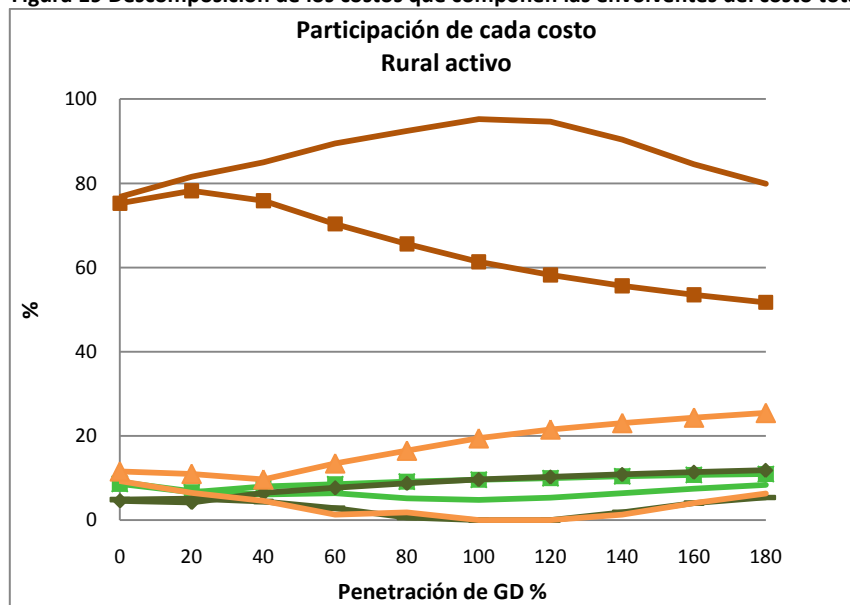


Figura 20 Participación de cada costo en las envolturas del costo total del alimentador rural v/s penetración de GD

Los costos de inversión en conductores son mayores en caso de regulación pasiva pues se deben considerar mayores secciones de conductores en el caso pasivo. Esto pues al considerar el tap de la S/E fijo y en tensión nominal, la caídas y alzas de tensión están más limitadas que en caso de considerar el tap libre, luego se deben considerar mayores secciones de conductores para obtener resistencias menores y así disminuir las pérdidas en la línea y por ende disminuir las caídas y alzas de tensión (excepto con un 100% y 120% ambas envolventes inferiores consideran secciones mínimas).

		Penetración GD %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Pasivo	Sección promedio mm ² envoltente inferior		52.2	36.3	24.2	14.8	16.6	13	13	14.3	23.2	34.4
	Sección promedio mm ² envoltente superior		70.1	62.6	51.1	80.8	112.4	154.9	195.7	234.8	277.6	322.9
Activo	Sección promedio mm ² envoltente inferior		49.2	33	21.8	13.4	14.2	13	13	13.3	20.9	31.7
	Sección promedio mm ² envoltente superior		63.8	57.1	48	77.7	110.1	152	192.8	232.5	275.1	319.7

Tabla 10 Sección promedio del alimentador rural en cada envoltente según el tipo de regulación v/s penetración de GD

En cuanto a los costos de inversión de los t/d, se observa que son mayores en caso de regulación activa (excepto con un 0% donde las capacidades de los t/d tienen un valor independiente de la envoltente y de la regulación de tensión y el caso particular de 20%). Esto debido a que en el caso de regulación activa, para dimensionar la capacidad de los t/d, se supuso una inyección de reactivos del GD, fija igual al 60 % de la máxima potencia activa. Luego el flujo residual que atraviesa los t/d resulta ser mayor en el caso activo que en el caso pasivo donde no se considera inyección de reactivos por parte de los GD y por ende se tienen t/d de mayor capacidad en caso activo.

		Penetración GD %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Pasivo	Capacidad total kVA envoltente inferior		6,079	4,053	2,620	1,538	2,346	1,585	1,210	1,538	2,283	3,163
	Capacidad total kVA envoltente superior		6,079	4,407	4,823	5,773	7,113	8,731	10,451	12,315	14,312	16,364
Activo	Capacidad total kVA envoltente inferior		6,079	3,998	3,204	3,084	2,320	2,028	2,343	3,084	4,023	5,050
	Capacidad total kVA envoltente superior		6,079	4,303	5,360	6,728	8,523	10,540	12,721	15,032	17,416	19,840

Tabla 11 Capacidades total de los t/d en el alimentador rural en cada envoltente según el tipo de regulación v/s penetración de GD

Para analizar los costos de operación de las pérdidas en los t/d y en la línea, se presentan dichas pérdidas a continuación. Es importante recalcar nuevamente que estas pérdidas no necesariamente son las pérdidas máximos/mínimos de línea, en el hierro de los t/d ni en los enrollados de los t/d solo son las pérdidas correspondientes a los costos totales máximos y mínimos de la Figura 18.

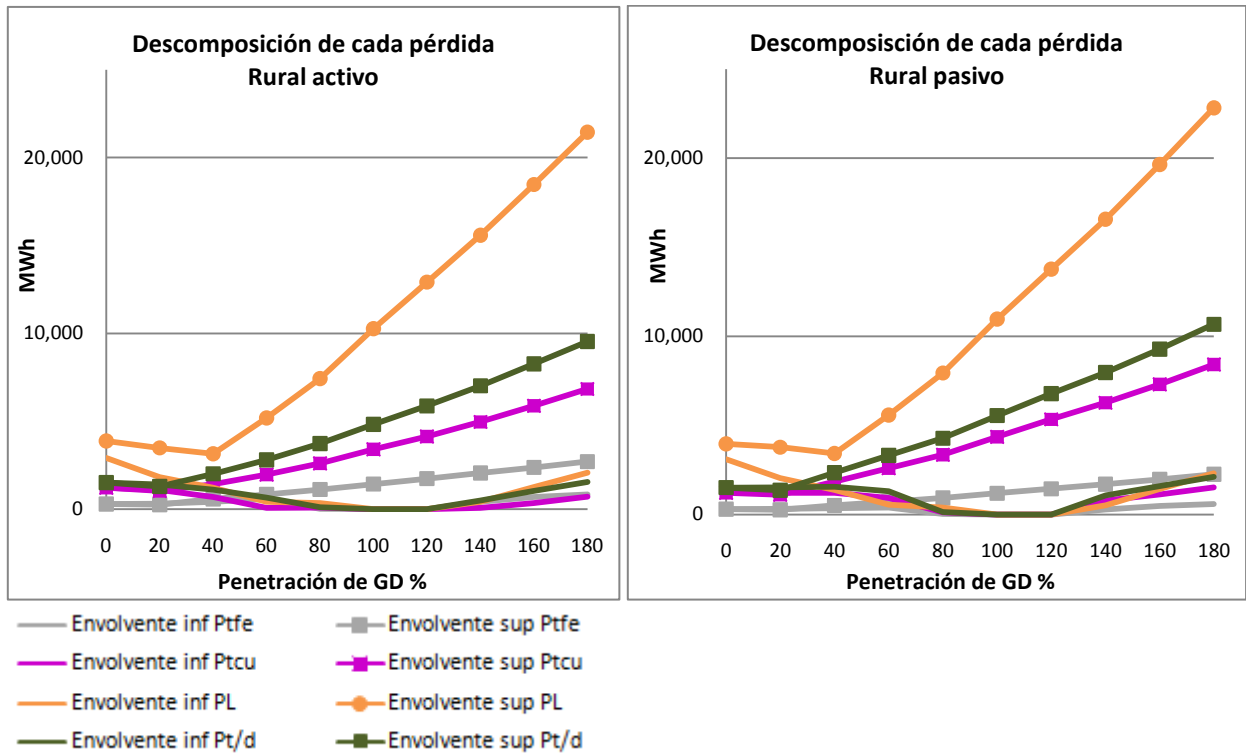


Figura 21 Descomposición de las pérdidas que componen las envoltentes del alimentador rural según el tipo de regulación v/s penetración de GD

Las pérdidas en el hierro, y por ende sus costos, tienden a disminuir en el caso pasivo. Esto debido a que las pérdidas en el hierro son directamente proporcionales a la capacidad de los t/d (excepto con un 0% y un 20%).

Las pérdidas en los enrollados, y por ende sus costos, aumentan (y son mayores que las pérdidas en el hierro) en caso pasivo pues son inversamente proporcionales¹⁷ a la capacidad de los t/d. A esto se le suma el hecho que en caso pasivo no se cuenta con los reactivos de los GD, luego el flujo residual que atraviesa los t/d es mayor que el flujo que atraviesa los t/d en caso activo, donde los reactivos son optimizados, con lo que las pérdidas en los enrollados son mayores en caso pasivo (excepto con un 0%).

¹⁷ La capacidad al cuadrado en el denominador, es mayor que la capacidad en el numerador.

Al ser las pérdidas en los enrollados mayores a las pérdidas en el hierro se explica que las pérdidas totales en los t/d, y por ende sus costos, aumenten en caso pasivo (excepto 0%).

El aumento de las pérdidas totales en los t/d junto con no contar con los reactivos de los GD implican un mayor flujo equivalente por la línea en caso pasivo y por ende mayores pérdidas de línea, y por ende de sus costos, en caso de regulación pasiva. Esto permite justificar también el uso de mayores secciones en caso pasivo.

Cabe destacar, sin embargo, que todas las pérdidas energéticas de las envolventes inferiores son nulas con un 100% y 120%, justificando el uso de secciones mínimas antes planteado.

Finalmente, se concluye que el mayor costo de regulación pasiva se debe a mayores costos de inversión de los conductores, mayores costos de operación por las pérdidas en las líneas y por mayores costos de operación por las pérdidas en los t/d. Salvo con 100% y 120% donde la operación activa es mas cara debido a los costos de inversión en t/d (las pérdidas energéticas son nulas y los costos de inversión en conductores son iguales).

4.2.2. Desglose de los costos totales del alimentador urbano

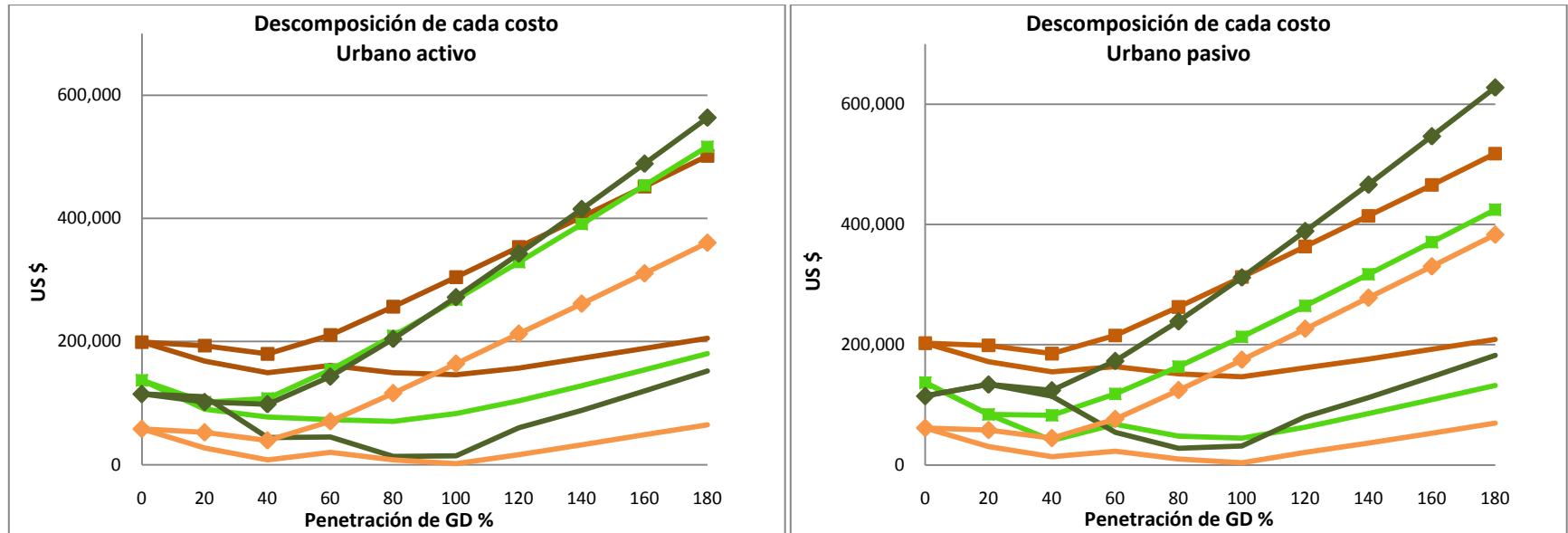


Figura 22 Descomposición de los costos que componen las envolventes del costo total del alimentador urbano v/s penetración de GD

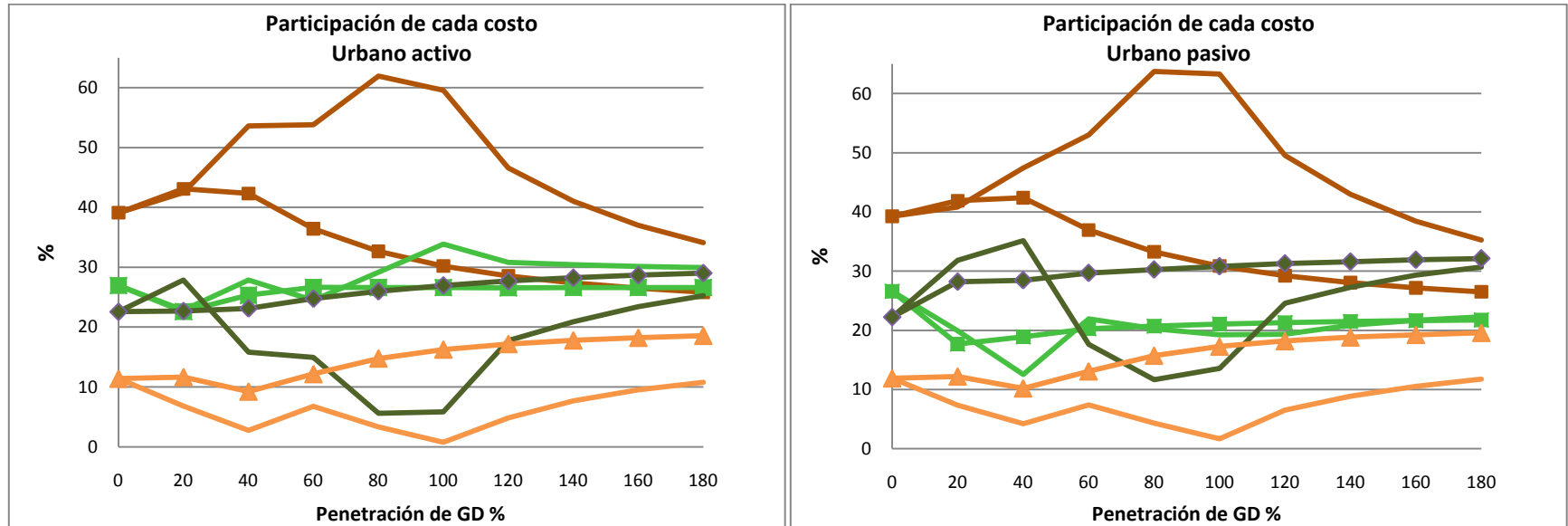


Figura 23 Participación de cada costo en las envolventes del costo total del alimentador urbano v/s penetración de GD

Las envolventes de cada costo muestran la misma tendencia que las envolventes de los costos totales. Como se vió anteriormente, las envolventes de los costos totales del alimentador rurales son mayores a las envolventes respectivas de los costos totales de un alimentador urbano.

Los costos de inversión en conductores son entre un 239.9 y un 518.3% mayores en el caso de un alimentador rural. Comparando la Tabla 10 con la Tabla 18, queda en evidencia que las secciones son mayores en el caso de alimentador urbano, luego el mayor costo de inversión en conductores en el caso de alimentador rural, se debe a su mayor longitud; casi 6 veces más largo que el alimentador urbano.

Penetración de GD %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Diferencia entre envolventes inferiores %	401.3	467.2	513.6	459.3	505.8	518.3	468.6	420.2	387.7	363.1
Diferencia entre envolventes superiores %	423	425.9	450	408.5	350.3	315.6	288.3	266.8	251.5	239.9

Tabla 12 Diferencia porcentual del costo de inversión en conductores entre ambos alimentadores v/s penetración de GD

Por otra parte en el alimentador urbano, la mayor cantidad de nodos, implica mayor cantidad de t/d y por ende mayores inversiones en estos (excepto caso penetración 40%) que en el caso rural; entre un 5.6 y un 52.7% mayor. Así también implica mayores pérdidas asociadas a los t/d; entre un 17 y un 68.6% mayor y por ende mayores costos de operación debido a estas pérdidas; entre un 16.7 y un 100% mayor.

Penetración de GD %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Diferencia entre envolventes inferiores %	-13.6	-6.5	3.7	-28.4	-14.1	-35.1	-51	-52.7	-49.9	-46.9
Diferencia entre envolventes superiores %	-13.6	-5.6	5.9	-10.7	-19.6	-24.1	-26.6	-27.8	-28.4	-28.7

Tabla 13 Diferencia porcentual del costo de inversión en t/d entre ambos alimentadores v/s penetración de GD

Penetración de GD %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Diferencia entre envolventes inferiores %	-44.3	-48.2	-23.2	-11.7	-68.6	-100	-100	-68	-59.3	-55.1
Diferencia entre envolventes superiores %	-44.3	-51.3	-17	-19.3	-25.2	-26.6	-28.7	-29.9	-30.2	-30

Tabla 14 Diferencia porcentual de las pérdidas energéticas en t/d entre ambos alimentadores v/s penetración de GD

Penetración de GD %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Diferencia entre envolventes inferiores %	-44.4	-49.4	-27.8	-16.7	-68.7	-100	-100	-71.3	-59.5	-55.6
Diferencia entre envolventes superiores %	-44.4	-52.1	-18	-19.2	-25.3	-26.6	-28.5	-29.9	-30.2	-30.1

Tabla 15 Diferencia porcentual del costo de las pérdidas energéticas en t/d entre ambos alimentadores v/s penetración de GD

Por otra parte, a pesar de las mayores pérdidas en los t/d en el alimentador urbano, las pérdidas en las líneas y sus costos siguen siendo mayores en el alimentador rural (salvo algunos casos puntuales); entre un 1 y un 520.3 % y entre un 21 y un 398.7% mayor respectivamente. Esto debido a que en el caso rural, la longitud del alimentador es mayor y las secciones son menores que en el caso urbano.

Penetración de GD %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Diferencia entre envolventes inferiores %	108.8	189.9	520.3	0.5	105.3	-100	-100	-48.7	1	25.2
Diferencia entre envolventes superiores %	172.1	175.5	226.8	186.5	150.9	147.2	140.6	136.5	136.2	136.7

Tabla 16 Diferencia porcentual de las pérdidas energéticas en las líneas entre ambos alimentadores v/s penetración de GD

Penetración de GD %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Diferencia entre envolventes inferiores %	108.4	178.9	398.7	-23.3	101.1	-100	-100	-55.9	-4.9	21
Diferencia entre envolventes superiores %	171.6	171.5	217.4	193.7	153	147.8	142.3	137.5	136.4	136.8

Tabla 17 Diferencia porcentual del costo de las pérdidas energéticas en las líneas entre ambos alimentadores v/s penetración de GD

De esta forma, si bien los costos de inversión en los t/d y los costos de operación asociados a las pérdidas en los t/d son mayores en el caso del alimentador urbano, los costos de inversión en conductores son los principales responsables del mayor costo total del alimentador rural.

De hecho para el alimentador urbano, los costos de inversión en conductores representan un menor porcentaje del costos total (35 – 60% de la envolvente inferior y entre el 30 – 40% de la envolvente superior del costo total) en comparación a lo que representan en el caso del alimentador rural. Además, a pesar que su envolvente inferior es siempre mayor a las envolventes inferiores de los demás costos, la envolvente superior de los costos de las pérdidas en los t/d supera a la envolvente superior de los costos de inversión de los conductores para participaciones superiores al 100% y la envolvente superior de los costos de inversión de los t/d la supera para participaciones superiores al 140% en caso activo.

Por otra parte, cabe recalcar que ambas envolventes de los costos de las pérdidas de líneas son menores a las envolventes respectivas de los costos de inversión y pérdidas en los t/d. A diferencia de lo que ocurre en el caso del alimentador rural, en que la envolvente superior de los costos en las líneas es mayor a las envolventes superiores de los costos de inversión y de las pérdidas en los t/d y la envolvente inferior es similar a las envolventes inferiores de los costos de inversión y de las pérdidas en los t/d.

Por otra parte, de igual forma que para el caso rural, los costos de los condensadores y reactores son nulos en caso de regulación activa, y despreciables en el caso de operación pasiva.

En cuanto a la diferencia entre los costos en caso de regulación activa y pasiva, las observaciones son las mismas que para el alimentador rural. En caso pasivo, aumentan los costos de inversión de los conductores debido a mayores secciones.

	Penetración GD %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Pasivo	Sección promedio mm ² envoltorio inferior	139.1	70.6	32.6	52.5	25.4	15.1	47.6	80.4	116.3	153.4
	Sección promedio mm ² envoltorio superior	139.1	130.9	100.1	167.6	272.9	383.8	496.8	610.1	724.7	840.5
Activo	Sección promedio mm ² envoltorio inferior	131.1	62.1	20	46.8	21	13	37.6	72.6	108.6	144.9
	Sección promedio mm ² envoltorio superior	131.1	118.3	88.3	157	259.3	366.3	475	583.8	693.9	805.1

Tabla 18 Sección promedio en el alimentador urbano en cada envoltorio según el tipo de regulación v/s penetración de GD

En caso pasivo, disminuyen los costos de inversión de los t/d debido a las menores capacidades.

	Penetración GD %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Pasivo	Capacidad total kVA envoltorio inferior	6,132	3,189	802	2,287	1,207	1,008	2,029	3,270	4,554	5,854
	Capacidad total kVA envoltorio superior	6,132	3,189	3,113	5,083	7,602	10,343	13,196	16,114	19,073	22,050
Activo	Capacidad total kVA envoltorio inferior	6,132	3,539	2,826	2,599	2,433	3,131	4,292	5,635	7,058	8,520
	Capacidad total kVA envoltorio superior	6,132	4,145	4,496	7,071	10,129	13,391	16,758	20,186	23,653	27,147

Tabla 19 Capacidad total de los t/d en el alimentador urbano en cada envoltorio según el tipo de regulación v/s penetración de GD

En caso pasivo, aumentan las pérdidas totales en los t/d y las pérdidas en las líneas y por ende sus costos respectivos.

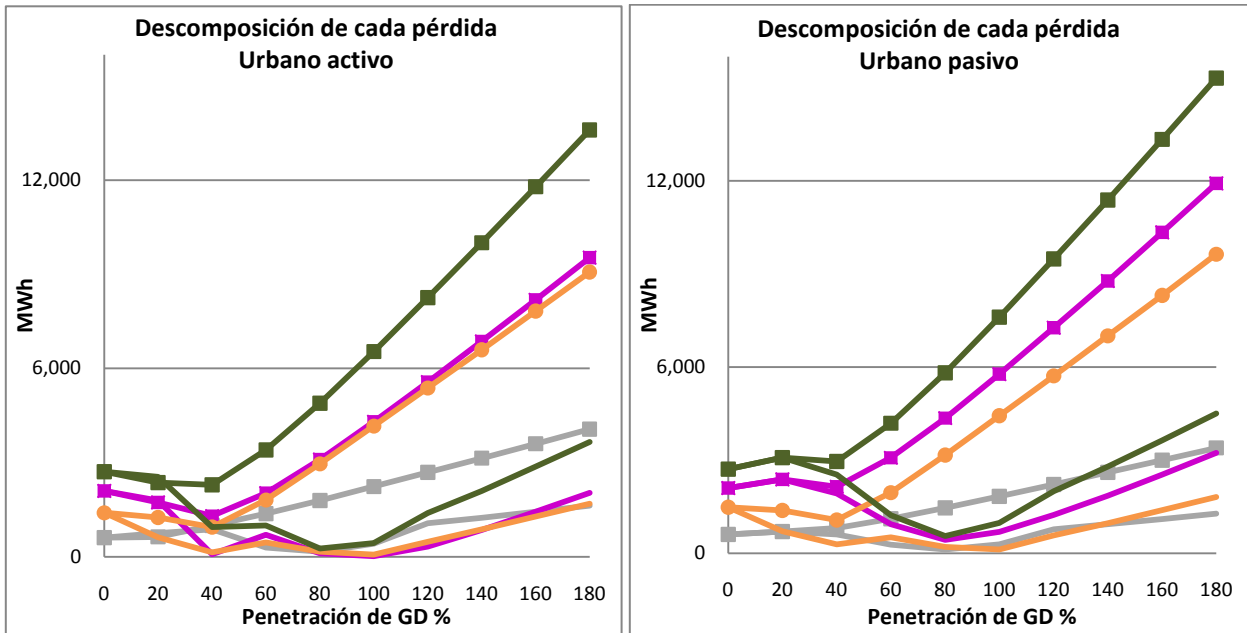


Figura 24 Descomposición de las pérdidas que componen las envolventes del alimentador urbano según el tipo de regulación v/s penetración de GD

Pero al igual que para el alimentador rural, con un 0% las capacidades de los t/d y las pérdidas energéticas en los t/d tienen un valor independiente de la envolvente y de la regulación de tensión.

Finalmente, de igual forma que para el alimentador rural, se concluye que el mayor costo de regulación pasiva se debe a mayores costos de inversión de los conductores, mayores costos de operación por las pérdidas en las líneas y por mayores costos de operación por las pérdidas en los t/d. Sin embargo, a diferencia del alimentador rural, para el alimentador urbano a partir de una penetración del 80%, la envolvente inferior de los costos totales es mayor en caso de regulación activa. La única justificación para esto podría ser que algún costo que disminuye en caso pasivo no lo hace lo suficiente o bien que algún costo que aumenta en caso pasivo no lo hace lo suficiente. Como ejemplo podría considerarse el caso de las pérdidas en los t/d. En efecto, en caso pasivo, se observa que para participaciones inferiores al 60% la envolvente inferior de los costos de estas pérdidas es mayor que la envolvente inferior de los costos de inversión de los t/d, lo que podría justificar el mayor costo en caso pasivo. Pero a partir del 60% la envolvente inferior de las pérdidas en los t/d es menor que la envolvente inferior de los costos de inversión de los t/d y aunque desde el 120% de penetración es nuevamente mayor, la diferencia entre ambas envolventes no es tan grande como para las participaciones menores al 60%, lo que podría justificar el mayor costo de la regulación activa.

4.2.3. Análisis de las pérdidas totales de energía

Un punto importante de analizar en particular son las pérdidas totales, en especial para dimensionar el porcentaje que representan con respecto a la demanda total del alimentador correspondiente.

De la Figura 25 se puede apreciar que la envolvente superior de las pérdidas totales en el alimentador rural es mayor que la del alimentador urbano. Esto se debe a que la envolvente superior de las pérdidas de línea es mayor en el alimentador rural con porcentajes superiores a los porcentajes por los cuales la envolvente superior de las pérdidas en los t/d es mayor en caso urbano.

En cuanto a la envolvente inferior, de la Tabla 14 y Tabla 16 se observa que la envolvente inferior de las pérdidas de línea es mayor en el alimentador rural con porcentajes superiores a los porcentajes por los cuales la envolvente inferior de las pérdidas en los t/d es mayor en caso urbano, pero hasta el 40% de penetración incluyendo el 80%.

Con un 60% de penetración, la envolvente inferior de las pérdidas de línea es mayor en el alimentador rural pero con un porcentaje inferior (0.5%) al porcentaje por el cual la envolvente inferior de las pérdidas en los t/d es mayor en caso urbano (11.7%).

Desde el 100% de penetración la envolvente inferior de las pérdidas de línea es mayor/menor en el alimentador rural pero con porcentajes inferiores a los porcentajes por los cuales la envolvente inferior de las pérdidas en los t/d es mayor en caso urbano.

Es cuanto al porcentaje que representan las pérdidas totales con respecto a la demanda total, para el caso del alimentador rural, la demanda considerada en el año 0 (inicio del periodo) es de 15,378MWh, considerando la tasa de crecimiento del 5% la demanda total durante el periodo de 10 años es de 218,472 MWh. Para el caso del alimentador urbano, la demanda considerada en el año 0 (inicio del periodo) es de 20,539MWh, considerando la tasa de crecimiento del 5% la demanda total durante el periodo de 10 años es de 291,794MWh. Los porcentajes que representan las pérdidas totales con respecto a la demanda total se presentan en la Figura 26.

La tendencia de las curvas es la misma que la tendencia de las pérdidas totales pues la demanda es independiente de la penetración de los GD y de si trata de una regulación pasiva o activa.

La envolvente superior del porcentaje de las pérdidas es mayor en el alimentador rural, pues la demanda es menor y las pérdidas son mayores que para el alimentador urbano. Lo mismo ocurre para la envolvente inferior hasta el 40% de penetración incluyendo el 80%. A partir del 100% los porcentajes de las pérdidas de ambos alimentadores tienden a igualarse pues si bien la demanda es mayor en el alimentador urbano, también lo son sus pérdidas.

Finalmente, cabe recalcar que la envolvente inferior de los porcentajes de ambos alimentadores es ideal pues no supera el 2%. En cuanto a la envolvente superior del alimentador urbano, esta se encuentra dentro de lo aceptable pues su valor máximo no supera el 9%. Pero para el caso del alimentador rural, las pérdidas son aceptables solo hasta el 100% de penetración, donde bordean el 8%, luego empieza a aumentar, llegando incluso al 15%.

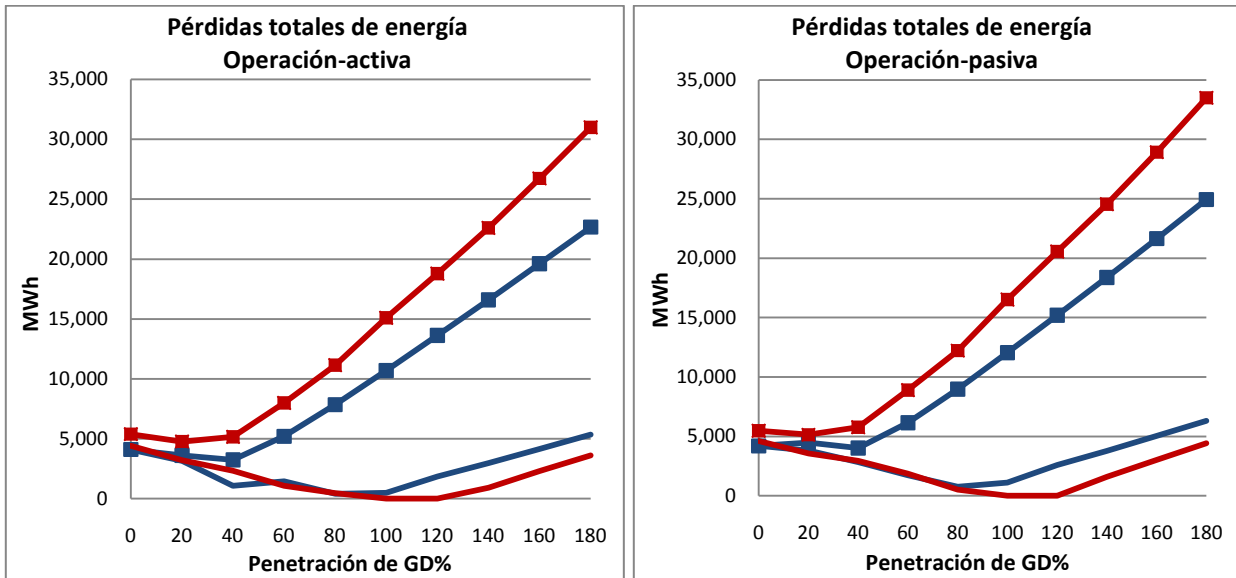


Figura 25 Pérdidas energéticas totales en las envolventes de cada alimentador según el tipo de regulación

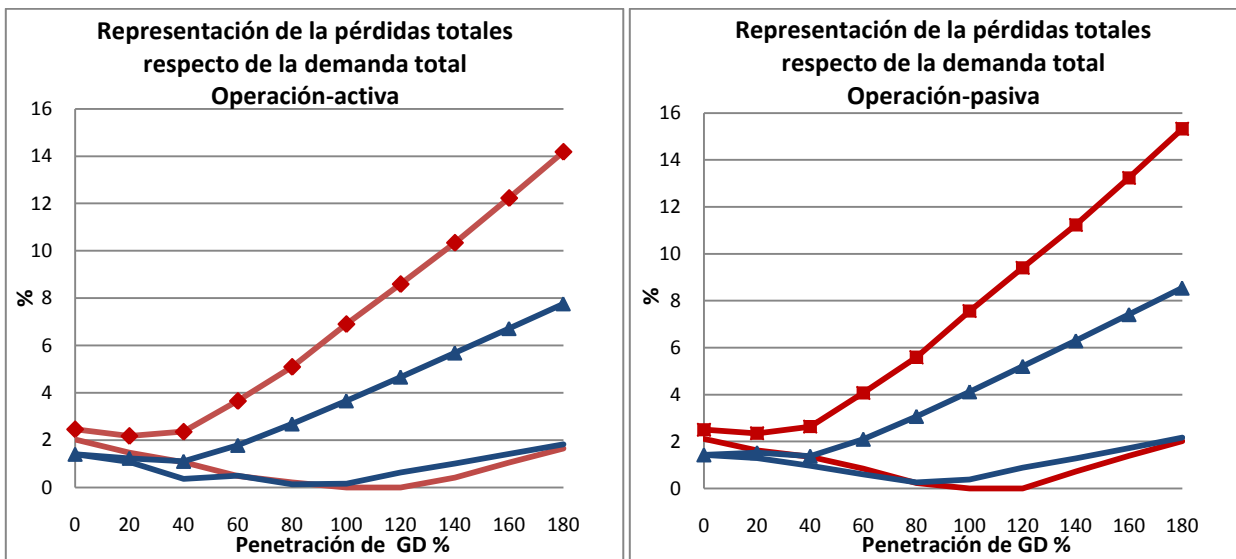


Figura 26 Representación de las pérdidas totales respecto de la demanda total en las envolventes de ambos alimentadores según el tipo de regulación

Cabe recordar lo planteado en 1.4 para argumentar la hipótesis del trabajo. Se presentaron los resultados de [27]; porcentaje que representan las pérdidas energéticas totales con respecto a la demanda energética total en un alimentador de distribución en función de la penetración de PMGD (definida de forma similar que en este trabajo) para un año dado. El alimentador

corresponde a un alimentador de prueba de 34 barras de la IEEE que puede ser considerado como rural (**24.9 kV y 90 km**) y las barras de conexión de los PMGD son modeladas como barras PQ. En particular la Figura 3 presenta el escenario en que se conecta un PMGD en cada nodo con carga y por ende puede ser comparada con los resultados de este trabajo, para el alimentador rural con operación pasiva, presentados en la Figura 26.

Por otra parte, en [27] también se comparó la influencia de la conexión de los PMGD a barras PQ y barras PV en la determinación de las pérdidas energéticas en función de la penetración de PMGD. Este análisis se aplicó al caso de tecnología CHP y conexión de los PMGD en todos los nodos con carga. El resultado, presentado en la Figura 15, se usó este trabajo para plantear la diferencia entre la operación pasiva y la operación activa del alimentador en cuanto a la regulación de tensión. De esta forma, se comparará con los resultados obtenidos en este trabajo para el alimentador rural, presentados en la Figura 26.

Comparando la Figura 3 con la Figura 26 en la Figura 27, se observa que los resultados son muy similares. Las pérdidas con tecnología eólica, mix de CHP y eólica y fotovoltaica de la Figura 3 se asemejan a la envolvente superior de la Figura 26; decrecen alcanzando un mínimo para bajas penetraciones y luego crecen sobrepasando rápidamente el valor de las pérdidas con penetración nula y sin alcanzar un valor máximo. A su vez las pérdidas con tecnología “base load” de la Figura 3 se asemejan a la envolvente inferior de la Figura 26; decrecen alcanzando un mínimo para mayores participaciones que las tecnología eólica, mix y fotovoltaica, luego crecen sobrepasando el valor de las pérdidas con penetración nula con altas penetraciones y sin alcanzar un valor máximo. De esta forma se puede empezar a relacionar los mayores costos (envolvente superior) con las tecnologías intermitentes y los menores costos (envolvente inferior) con las tecnologías no-intermitentes.

Además, los resultados de la Figura 15 son similares a los resultados de las envolventes superiores (del alimentador rural) de la Figura 26. En efecto, la tecnología CHP pareciera comportarse como las tecnologías intermitentes en cuanto a las pérdidas en función de la penetración de PMGD. De esta forma, en la Figura 28 se puede verificar que las pérdidas energéticas totales son efectivamente menores en caso de operación activa.

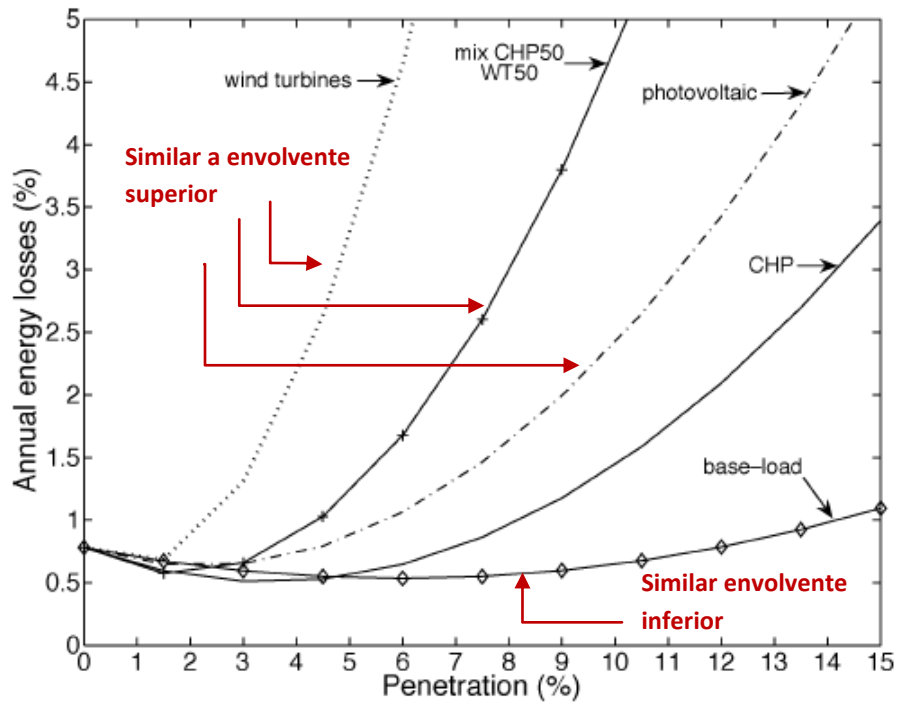


Figura 27 Comparación con [27] del porcentaje que representan las pérdidas totales respecto de la demanda total en el alimentador rural con operación pasiva

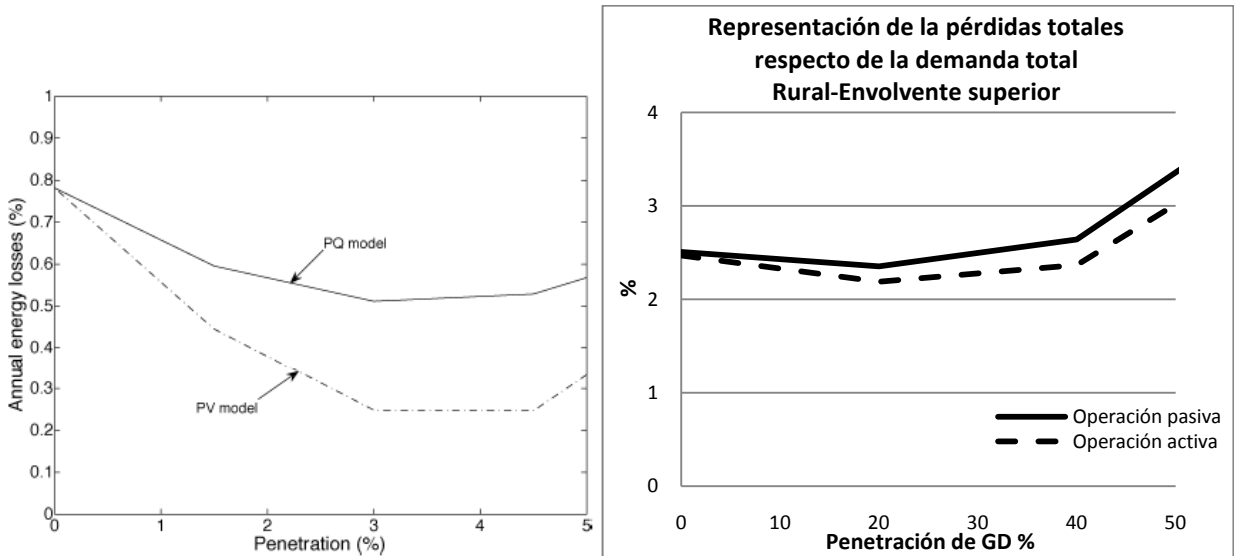


Figura 28 Comparación con [27] del porcentaje que representan las pérdidas totales respecto de la demanda total en el alimentador rural según el tipo de regulación

La correspondencia de los mayores costos (envolvente superior) con las tecnologías intermitentes y de los menores costos (envolvente inferior) con las tecnologías convencionales, se verificará a continuación.

4.3. Análisis de las envolventes según la distribución de las cargas, la distribución de los GD y las tecnologías de los GD

Se presentan los escenarios que componen las envolventes de los costos totales. Se destacan los escenarios correspondientes a los mínimos de cada envolvente.

Penetración de GD %		0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Pasivo	Esc. Envolvente inferior	(30)	30	18	24	20	20	8	20	20	20
	Distribución demanda	Ld	Ld	U	Ld	Ld	Ld	U/Ld	Ld	Ld	Ld
	Distribución GD		U	Lc	Ld	Ld	Ld	U/Ld	Ld	Ld	Ld
	Tecnología		Int	Int	Int	Conv	Conv	Conv	Conv	Conv	Conv
	Esc. Envolvente superior	(4)	4	36	36	36	36	36	36	36	36
	Distribución demanda	U	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
	Distribución GD		Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
	Tecnología		Mix	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
Activo	Esc. Envolvente inferior	(29)	29	17	23	19	7	7	19	19	19
	Distribución demanda	Ld	Ld	U	Ld	Ld	U/Ld	U/Ld	Ld	Ld	Ld
	Distribución GD		U	Lc	Ld	Ld	U/Ld	U/Ld	Ld	Ld	Ld
	Tecnología		Int	Int	Int	Conv	Conv	Conv	Conv	conv	Conv
	Esc. Envolvente superior	(3)	3	35	35	35	35	35	35	35	35
	Distribución demanda	U	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
	Distribución GD		Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
	Tecnología		Mix	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int

Tabla 20 Escenarios del alimentador rural v/s penetración de GD

Penetración de GD %		0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Pasivo	Esc. Envolvente inferior	(54)	54	48	44	44	44	44	44	44	44
	Distribución GD		Lc	U	U	U	U	U	U	U	U
	Tecnologías		Int	Int	Conv	Conv	Conv	Conv	Conv	Conv	Conv
	Esc. Envolvente superior	(42)	42	42	54	54	54	54	54	54	54
	Distribución GD		Ld	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
	Tecnologías		Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
Activo	Esc. Envolvente inferior	(53)	53	47	43	43	43	43	43	43	43
	Distribución GD		Lc	U	U	U	U	U	U	U	U
	Tecnologías		Int	Int	Conv	Conv	Conv	Conv	Conv	Conv	Conv
	Esc. Envolvente superior	(39)	39	41	53	53	53	53	53	53	53
	Distribución GD		Ld	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
	Tecnologías		Mix	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int

Tabla 21 Escenarios del alimentador urbano v/s penetración de GD

Donde:

U: distribución uniforme

Ld: distribución linealmente decreciente

Lc: distribución linealmente creciente

Int: tecnología intermitente

Conv: tecnología convencional

Mix: tecnología convencional intercalada con tecnología intermitente

Tanto en el alimentador urbano como en el rural, los escenarios que componen las envolventes superiores e inferiores son los mismos en ambos tipos de operación, activo y pasivo (excepto las envolventes superiores en el 20% de penetración del alimentador urbano). Por lo que se analizará un solo tipo de operación para cada alimentador: activa.

Se debe indicar que a los casos de 0% de penetración se le asignaron escenarios entre paréntesis. Esto pues, en el alimentador rural, los costos de la operación pasiva se diferencian de los costos de la operación activa, pero en cada uno los costos mínimos se obtienen para cualquier escenario cuyas cargas tengan distribución de demanda Ld y los costos máximos se obtienen para cualquier escenario cuyas cargas tengan distribución de demanda U. En el alimentador urbano, los costos de la operación pasiva se diferencian de los costos de la operación activa pero en cada uno no hay mínimos ni máximos pues todos los escenarios tienen los mismos costos.

A continuación, una observación general de las combinaciones. Cabe destacar las semejanzas de los escenarios que componen las envolventes de ambos alimentadores.

Para participaciones iguales y superiores al 60% se tiene que:

La envolvente inferior, en ambos alimentadores, corresponde al escenario donde las cargas y los GD tienen misma distribución y con tecnología Conv. En el caso urbano ambas distribuciones serán U, mientras que en el caso rural, donde se tienen dos opciones de distribución de cargas, resulta ser más económico considerar ambas distribuciones Ld (en el 100% y 120% el escenario en que ambas distribuciones son U y el escenario en que ambas son Ld tienen igual costo). Con 60% se tiene un caso particular pues en el alimentador rural la tecnología cambia a intermitente.

La envolvente superior, en ambos alimentadores, corresponde al escenario con distribución Lc de GD y con tecnología Int de este. Sin embargo, la distribución de las cargas más cara en el alimentador rural, es la Ld.

Para el 40% de penetración:

En la envolvente inferior del alimentador urbano sucede lo que sucede en el rural con un 60%, se mantiene la distribución de carga y de GD, U, pero cambia la tecnología a int. Mientras que en el alimentador rural el escenario cambia completamente, siendo la distribución de los GD, Lc, su tecnología int y la distribución de las cargas U.

En la envolvente superior del alimentador urbano, la distribución de los GD cambia a Ld.

Mientras que el alimentador rural mantiene el escenario correspondiente a penetraciones superiores al 60%.

Para el 20% de penetración:

En la envolvente inferior del alimentador urbano sucede lo que sucede en el rural con un 40%, distribución de cargas U y distribución de GD Lc con tecnología int. Mientras que en el alimentador rural el escenario cambia completamente, siendo la distribución de los GD, U, su tecnología int y la distribución de las cargas Ld.

La envolvente superior del alimentador urbano es igual que para 40% y el alimentador rural cambia a ese mismo escenario (en realidad para ambos la tecnología es mix, pero se considerará que la tecnología int es una buena aproximación).

El análisis se basará en justificar las combinaciones de la distribución de las cargas, la distribución de los PMGD y de las tecnologías de los GD que componen las envolventes de los costos totales de los alimentadores en operación activa, en cada penetración. Para esto se comparará, en primer lugar los escenarios por tecnología de GD y luego se compararán por distribución de GD.

4.3.1. Alimentador urbano operación activa

Para reducir los escenarios a analizar, y dado que las tecnologías presentes en los envolventes son la conv y la int se considerará que los costos de un escenario con tecnología “mix” se encuentran entre los costos del escenario de igual distribución de GD con tecnología int y con tecnología conv. Se considerará que el escenario más caro con un 20% de penetración es U-Ld-int ya que de hecho, este es el escenario con mayor costo en caso pasivo. Ver el Anexo F.

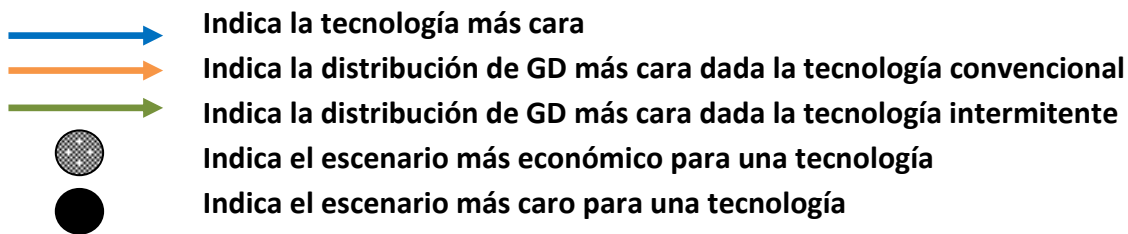
Se definen las siguientes nomenclaturas para llegar a cabo este análisis. Los parámetros son:

- FRTPA: Flujo residual total Potencia activa igual a la suma de las demandas residuales máximas promedio de cada nodo. Se calcula el promedio de cada nodo en el periodo, con el valor de las demandas residuales máximas en cada año. [kW]
- FRTPR: Flujo residual total Potencia reactiva igual a la suma de las demandas reactivas residuales máximas promedio de cada nodo. Se calcula el promedio de cada nodo en el periodo, con el valor de las demandas residuales máximas en cada año. [kVAR]
- FRTPRt/d: Flujo residual total Potencia reactiva para t/d igual a la suma de los flujos de reactivos considerando inyecciones máximas de GD promedio en cada nodo. Se calcula el promedio de cada nodo en el periodo, con el valor de las demandas e inyecciones máximas en cada año. [kVAR]
- CapT: Capacidad total de t/d igual a la suma de las capacidades de todos los t/d. [kVA]
- PPTFe: Pérdidas de potencia totales en Fe de t/d igual a la suma de las pérdidas de potencia en el Fe de los t/d asociadas en cada año a cada nodo. [kW]
- PPTCu: Pérdidas de potencia totales en Cu de t/d igual a la suma de las pérdidas de potencia en el Cu de los t/d asociadas en cada año a cada nodo. [kW]
- PPTL: Pérdidas de potencia totales en líneas igual a la suma de las pérdidas de potencia asociadas en cada año a cada tramo. [kW]
- FCPERD: escenario con mayor cantidad de nodos con factores de pérdidas mayores.
- PETFe: Pérdidas energéticas totales en Fe de t/d igual a la suma de las pérdidas energéticas en el Fe de los t/d en cada año en cada nodo. [MWh]
- PETCu: Pérdidas energéticas totales en Cu de t/d igual a la suma de las pérdidas energéticas en el Cu de los t/d en cada año en cada nodo. [MWh]
- PETt/d: Pérdidas energéticas totales en t/d igual a la suma de las pérdidas energéticas totales en el Fe y en el Cu de t/d. [MWh]
- PETL: Pérdidas energéticas totales líneas igual a la suma de las pérdidas energéticas en cada año en cada tramo. [MWh]
- CPETt/d: Costo total de las pérdidas energéticas en los t/d [US\$]
- CPETL: Costo total de las pérdidas energéticas en las líneas [US\$]
- CINVCT: Inversión total en conductores para el periodo de planificación. [US\$]

- CINVT: Inversión total en t/d para el periodo de planificación. [US\$]
- CTT: costo óptimo del alimentador para el periodo de planificación. [US\$]

Los análisis según la tecnología y las distribuciones de GD se realizan en tres intervalos: con un 20%, con un 40% y desde un 60% de penetración.

Además, se adjuntan figuras que permiten entender de mejor forma la relación entre cada escenario. Donde:



Cabe recalcar que las pérdidas de potencia están directamente relacionadas con el FRTPA.

Además, PPTFe, CapT y CINVT presentan las mismas variaciones.

Las CapT están fuertemente influenciadas por el FRTPRt/d en caso activo.

El factor de pérdidas es determinante para definir las pérdidas energéticas.

Cada costo de pérdidas energéticas presentará las mismas variaciones que las pérdidas respectivas.

En prácticamente todos los casos PETt/d estarán determinadas por PETCu y los CINVT por las PETL.

Por otra parte, los análisis con distribuciones Ld y Lc de GD son análogos. Dada una tecnología, las inyecciones de potencia activa son iguales simétricamente a lo largo del alimentador, por lo que los flujos residuales de potencia activa son iguales simétricamente a lo largo del alimentador. Además es importante recalcar que para una tecnología de GD, independiente de la distribución de las cargas y de los GD, el flujo residual total potencia activa y el flujo residual total potencia reactiva para t/d son iguales para cualquier escenario.

Entre el 60% y 180% de penetración

Tecnología intermitente v/s convencional:

- Entre 80% y 180% el FRTPA es mayor con tecnología intermitente, con menores penetraciones es mayor con tecnología convencional.

- Esto implica que con un 60% se tengan mayores PPTL con tecnología convencional en el caso U y Ld.
- Pero los mayores FCPERD con tecnología int implican mayores PTEL con tecnología int.
- Luego, **todos los costos son más caros con la tecnología intermitente.**

Comparación de las distribuciones de GD con tecnología convencional:

- Las pérdidas de potencia del caso Lc son mayores que las del caso U (pero con un 60% los flujos residuales al final del alimentador son mayores en el caso U implicando mayores PPTCu y PPTL en el caso U).
Desde 120%, los mayores FCPERD en el caso U implican mayores PETFe en el caso U.
Todos los costos y el costo total del caso Lc son mayores que los del caso U (salvo las PETL y CINVCT con un 60% y las PETFe desde el 120%).
- Las pérdidas de potencia del caso Ld son mayores que las del caso U (salvo las PPTCu con un 60%).
Desde 120%, los mayores FCPERD en el caso U implican mayores PETFe y desde el 160% mayores PETL en el caso U.
Todos los costos y el costo total del caso Ld son mayores que los del caso U (salvo las PETL y CINVCT desde el 160% y las PETFe desde el 120%).
- Los flujos residuales de potencia activa al final del alimentador del caso Lc empiezan a ser mayores que los del caso Ld desde el 120%, implicando **mayores PPTL y PETL y CINVCT y CTT en el caso Lc desde 120%** (las pérdidas y costos relacionados con los t/d además de los FCPERD son iguales en los casos Ld y Lc).

Comparación de las distribuciones de GD con tecnología intermitente¹⁸:

- Las pérdidas de potencia del caso Lc son mayores que las del caso U.
A pesar de presentar mayores FCPERD el caso U, **todos los costos son mayores en el caso Lc.**
- Las PPTFe y PPTCu son mayores en el caso Ld, pero desde el 80% los mayores FRTPA al final del alimentador implican mayores PPTL con U.
Los mayores FCPERD en el caso U refuerzan las mayores PETL en el caso U.
Los costos de las pérdidas energéticas en las líneas y CINVCT es mayor en el caso U desde el 80%. **Los CTT son mayores en el caso U desde el 100%**
- Los flujos residuales de potencia activa al final del alimentador del caso Lc empiezan a ser mayores que los del caso Ld desde el 60%, **implicando mayores PPTL y PETL y CINVCT y CTT en el caso Lc desde 60%.**

¹⁸ Con tecnología intermitente, la inyección de potencia activa es mayor que con tecnología convencional

Distribución GD \ Tecnología GD	Uniforme	Linealmente decreciente	Linealmente creciente
Intermitente			
Convencional			

Figura 29 Relación de los escenarios del alimentador urbano-activo desde 60%

El escenario U-U-conv es el más económico con tecnología conv y resulta ser el más económico para penetraciones desde el 60%.

El escenario U-Lc-int es el más caro con tecnología int y resulta ser el más caro para penetraciones desde el 60%.

Con 40% de penetración

Tecnología intermitente v/s convencional:

- El FRTPA es mayor con tecnología convencional.
- Esto implica mayores PPTL y PPTCu con tecnología convencional. Incluso implica mayores CapT y PPTFe en el caso U.
- Los mayores FCPERD con tecnología int logran mayores PETL y PETCu con tecnología int en los casos Lc y Ld pero no para el caso U debido a los bajos flujos residuales de potencia activa con intermitencia.
- Luego, para los casos Ld y Lc todos los costos son mayores con intermitencia pero para el caso U, todos los costos son mayores con tecnología conv (a pesar que los FCPERD logran mayores PETFe con int)

Comparación de las distribuciones de GD con tecnología convencional:

- Para penetraciones inferiores al 60% los flujos residuales al final del alimentador son mayores en el caso U implicando mayores PPTCu y PPTL en el caso U (pero mayores PPTFe en el caso Lc).
Los FCPERD prácticamente iguales en ambos casos, implican mayores PETCu, PETt/d y PETL en el caso U (las PETFe son prácticamente iguales).
Todos los costos y el costo total del caso U mayores.
- Las pérdidas de potencia del caso Ld son mayores que las del caso U (salvo las PPTCu).
Los FCPERD prácticamente iguales en ambos casos, implican mayores PETCu y PETt/d en el caso U.
Los CTT son mayores en el caso Ld (debido a las PETL y CINVC)
- Los flujos residuales de potencia activa al final del alimentador del caso **Lc empiezan a ser mayores que los del caso Ld desde el 120%.**

Comparación de las distribuciones de GD con tecnología intermitente:

- Las pérdidas de potencia del caso Lc son mayores que las del caso U.
A pesar de presentar mayores FCPERD el caso U, **todos los costos son mayores en el caso Lc.**
- Las pérdidas de potencia del caso Ld son mayores que las del caso U.
A pesar de presentar mayores FCPERD el caso U, **todos los costos son mayores en el caso Ld.**
- Los flujos residuales de potencia activa al final del alimentador del **caso Lc empiezan a ser mayores que los del caso Ld desde el 60%.**

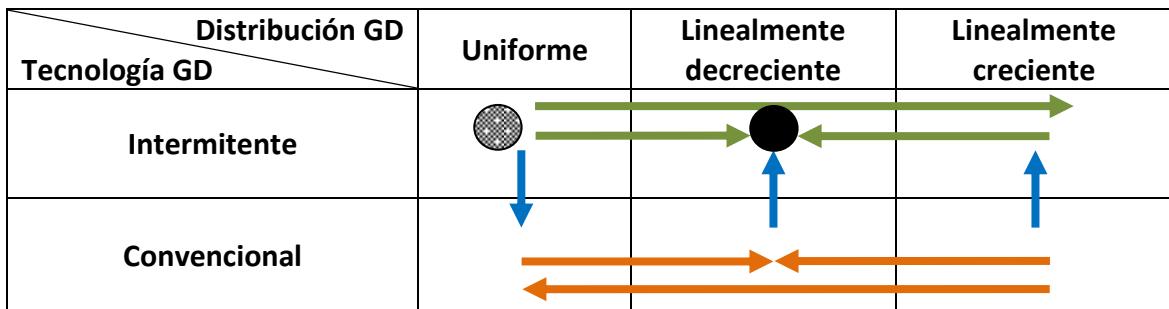


Figura 30 Relación de los escenarios del alimentador urbano-activo con un 40%

El escenario U-U-int es el más económico con tecnología int y el escenario U-Lc-conv es el más económico con tecnología conv, pero los costos totales del escenario U-Lc-int son mayores que los del escenario U-U-int en un porcentaje mayor al porcentaje por el cual son mayores a los del escenario U-Lc-conv y luego U-U-int resulta ser el más económico para una penetración de 40%. El escenario U-Ld-int es el más caro con tecnología int y resulta ser el más caro para una penetración de 40%.

Con 20% de penetración

Tecnología intermitente v/s convencional:

- El FRTPA es mayor con tecnología convencional.
- Esto implica mayores pérdidas de potencia con tecnología convencional.
- Los mayores FCPERD con tecnología int logran que las PETCu y PETFe sean mayores con tecnología int en los tres casos. Pero solo logran mayores PETL con int en el caso Ld.
- Luego todos los **costos son mayores con tecnología intermitente en el caso Ld.**
Para U y Lc, las PETL y CINVCT son mayores con conv, **con lo que CTT del caso U es mayor con int mientras que CTT de Lc es mayor con conv.**

Comparación de las distribuciones de GD con tecnología convencional:

- Para penetraciones inferiores al 60% los FRTPA al final del alimentador son mayores en el caso U implicando mayores PPTL en el caso U (las pérdidas de potencia en los t/d son prácticamente iguales).
Los FCPERD prácticamente iguales en ambos casos, implican iguales PETt/d y mayores PETL en el caso U.
Los costos de las pérdidas energéticas en las líneas y CINVC son mayores en el caso U (los demás costos son iguales).
- Las PPTL del caso Ld son mayores que las del caso U (las demás son iguales).
Los FCPERD prácticamente iguales en ambos casos, implican iguales PETt/d.
Los CTT son mayores en el caso Ld (debido a las PETL y a CINVC)
- Los FRTPA al final del alimentador del caso **Lc** empiezan a ser mayores que los del caso **Ld** desde el **120%**.

Comparación de las distribuciones de GD con tecnología intermitente:

- Las PPTCu y PPTL son mayores en el caso U.
Los FCPERD prácticamente iguales, implican mayores pérdidas energéticas en el caso U.
Todos los costos (salvo CINVT) y CTT son mayores en el caso U.
- Las PPTCu son mayores en el caso U.
Los FCPERD prácticamente iguales, implican mayores PETt/d en el caso U.
Los CTT son mayores en el caso Ld (debido a las PETL y CINVC)
- Los flujos residuales de potencia activa al final del alimentador del caso **Lc** empiezan a ser mayores que los del caso **Ld** desde el **60%**.

Distribución GD Tecnología GD	Uniforme	Linealmente decreciente	Linealmente creciente
Intermitente			
Convencional			

Figura 31 Relación de los escenarios del alimentador urbano-activo con un 20%

El escenario U-Lc-int es el más económico con tecnología int y resulta ser el más económico para una penetración de 20%.

El escenario U-Ld-int es el más caro con tecnología int y resulta ser el más caro para una penetración de 20%. Mayor detalle Anexo G.

4.3.2. Alimentador rural con operación activa

Entre el 60% y 180% de penetración

Tecnología intermitente v/s convencional:

- De igual forma que para el alimentador urbano, entre 80% y 180% el FRTPA es mayor con tecnología intermitente, con menores penetraciones es mayor con tecnología convencional.
- Esto implica que con un 60% se tengan mayores PPTL y además mayores PPTCu con tecnología convencional.
- Los mayores FCPERD con tecnología int logran mayores PETCu y PETL con tecnología int excepto cuando las cargas y los GD tienen igual distribución.
- **Todos los costos son más caros con la tecnología int salvo con un 60% en los escenarios donde las cargas y los GD tienen la misma distribución.**

Comparación de las distribuciones de GD con tecnología convencional:

Dada la distribución U de la demanda,

- Las PPTFe y CINVT del caso Lc son mayores que las del caso U. Pero hasta el 120%, los flujos residuales al final del alimentador son mayores en el caso U implicando mayores PPTCu y PPTL en el caso U.
Desde 160%, los mayores FCPERD en el caso U implican mayores PETFe en el caso U.
Todos los costos de Lc son mayores que los de U (salvo PETL y CINVT con un 60% y PETFe desde el 160%).
- Las pérdidas de potencia del caso Ld son mayores que las del caso U (salvo PPTCu y PPTL con un 100% y 120%).
Desde 160%, los mayores FCPERD en el caso U implican mayores PETFe.
Todos los costos de Ld son mayores que los de U (salvo PETL y CINVT con un 60% y PETFe desde el 160%).
- Los flujos residuales de potencia activa al final del alimentador del caso Lc empiezan a ser mayores que los del caso Ld desde el 120%, implicando mayores PPTL en el caso Lc desde 120%. Sin embargo, las PETL, CINVC y CTT **en el caso Lc son mayores desde el 160% y con un 60%.**

Dada la distribución Ld de la demanda,

- Las pérdidas de potencia, los FCPERD, las pérdidas energéticas y todos los costos del **caso Lc son mayores a los del caso U.**
- Las PPTCu y PPTFe del caso U son mayores que las del caso Ld y las PPTL empiezan a ser mayores en el caso U desde el 140%.
Desde 160%, los mayores FCPERD en el caso Ld implican mayores PETFe en el caso Ld.
Todos los costos de U son mayores que los del caso Ld (salvo las PETFe desde el 160%).

- Las pérdidas de potencia, los FCPERD, las perdidas energéticas y todos los costos del caso Lc son mayores a los del caso Ld.

Comparación de las distribuciones de GD con tecnología intermitente:

Dada la distribución U de la demanda,

- Las pérdidas de potencia de Lc son mayores que la de U. A pesar de presentar mayores FCPERD el caso U, **todos los costos son mayores en el caso Lc.**
- Las PPTFe y PPTCu son mayores en el caso Ld, pero desde el 100% los mayores flujos residuales de potencia activa al final del alimentador implican mayores PPTL con U. Los mayores FCPERD en el caso U refuerzan las mayores PETL en el caso U. **Desde el 100%, los CTT con mayores en el caso U** debido a las PETL y CINVC.
- Los flujos residuales de potencia activa al final del alimentador del caso Lc empiezan a ser mayores que los del caso Ld desde el 60%, implicando **mayores PPTL y PETL y CINVC y CTT en el caso Lc desde 60%.**

Dada la distribución Ld de la demanda,

- Las pérdidas de potencia del caso Lc son mayores que las del caso U. A pesar de presentar mayores FCPERD el caso U, **todos los costos son mayores en el caso Lc.**
- Las pérdidas de potencia, los FCPERD, las perdidas energéticas y todos **los costos del caso U son mayores que las del caso Ld.**
- A pesar de presentar mayores FCPERD el caso Ld, **todos los costos son mayores con Lc.**

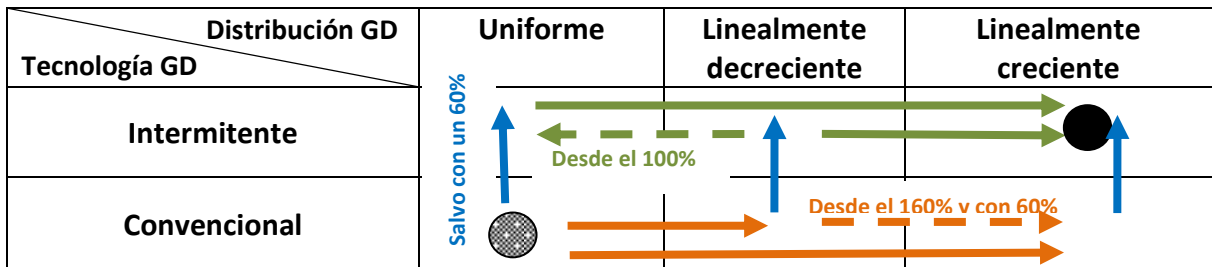


Figura 32 Relación de los escenarios del alimentador rural-activo con demanda U desde 60%

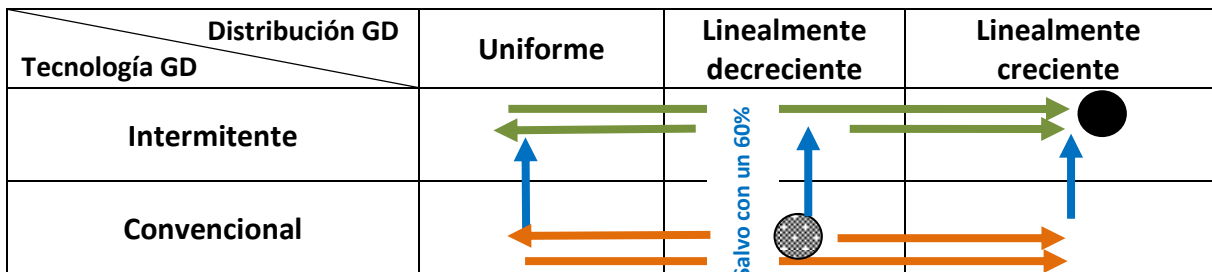


Figura 33 Relación de los escenarios del alimentador rural-activo con demanda Ld desde 60%

El escenario U-U-conv es el más económico con tecnología conv. Luego U-U-int resulta ser el más económico para una penetración igual a 60% y U-U-conv resulta ser el más económico para

penetraciones desde 80%. El escenario U-Lc-int es el más caro con tecnología int y resulta ser el más caro para penetraciones desde 60%.

El escenario Ld-Ld-conv es el más económico con tecnología conv. Luego Ld-Ld-int y resulta ser el más económico para una penetración igual a 60% y Ld-Ld-conv resulta ser el más económico para una penetraciones desde 80%.

El escenario Ld-Lc-int es el más caro con tecnología int y resulta ser el más caro para penetraciones desde 60%.

Todos los costos del escenario U-U-int son mayores que los costos del escenario Ld-Ld-int para una penetración igual 60% y todos los costos del escenario U-U-conv son mayores que los costos del escenario Ld-Ld-conv para penetraciones desde 80% (salvo con un 100% y 120% donde son iguales). Por último, todos los costos del escenario Ld-Lc-int son mayores que los costos del escenario U-Lc-int para penetraciones desde 60%.

Con 40% de penetración

Tecnología intermitente v/s convencional:

- FRTPA es mayor con tecnología convencional.
- Esto implica mayores pérdidas de potencia con tecnología convencional.
- Los mayores FCPERD con tecnología int logran mayores PETCu y PETFe int. Pero mayores PETL con int solo en el escenario U-Ld, Ld-Lc y en Ld-U.
- **Luego, los CTT de los escenarios U-Ld, Ld-Lc y en Ld-U son mayores con int. Pero los demás escenarios son más caros con conv** debido a los costos de PETL y CINVCT.

Comparación de las distribuciones de GD con tecnología convencional:

Dada la distribución de demanda U

- Para penetraciones inferiores al 60% los flujos residuales al final del alimentador son mayores en el caso U implicando mayores PPTCu y PPTL en el caso U (pero mayores PPTFe en el caso Lc). Los FCPERD prácticamente iguales en ambos casos, implican mayores PETCu y PETFe en el caso Lc pero mayores PETL en el caso U. **El CTT del caso U es mayor** debido a las PETL y CINVC.
- Las pérdidas de potencia del caso Ld son mayores que las del caso U (salvo PPTCu). Los FCPERD prácticamente iguales en ambos casos, implican mayores pérdidas energéticas en el caso Ld. **Todos los costos son mayores en el caso Ld.**
- Los flujos residuales de potencia activa al final del alimentador del caso **Ld son mayores que los del caso Lc.**

Dada la distribución de demanda Ld

- Las pérdidas de potencia, los FCPERD, las perdidas energéticas y todos los costos del **caso Lc son mayores a los caso U.**
- Las PPTCu y PPTL del caso Ld son mayores que las del caso U. Los FCPERD mayores en el caso U logran mayores PETt/d pero no mayores PETL con U. **Los CTT resultan ser mayores con U** (debido a los asociados a los t/d)
- Las pérdidas de potencia, los FCPERD, las perdidas energéticas y todos los costos **del caso Lc son mayores a los caso Ld.**

Comparación de las distribuciones de GD con tecnología intermitente:

Dada la distribución de demanda U

- Las pérdidas de potencia del caso Lc son mayores que las de U. Sin embargo, los FCPERD prácticamente iguales implican mayores perdidas energéticas, CINVC y CTT **con U.**
- Las pérdidas de potencia del caso Ld son mayores que las del caso U. Los FCPERD prácticamente iguales implican PETt/d mayores con **U. Sin embargo los CTT son mayores con Ld.**
- Los flujos residuales de potencia activa al final del alimentador del caso **Ld son mayores que los del caso Lc.**

Dada la distribución de demanda Ld

- Las pérdidas de potencia del caso Lc son mayores que las del caso U. A pesar de presentar mayores FCPERD el caso U, **todos los costos son mayores con Lc.**
- Las pérdidas de potencia del caso U son mayores que las del caso Ld. Los FCPERD prácticamente iguales confirman que todos **los costos son mayores con U.**
- Todos los costos de **Lc son mayores que los del caso Ld.**

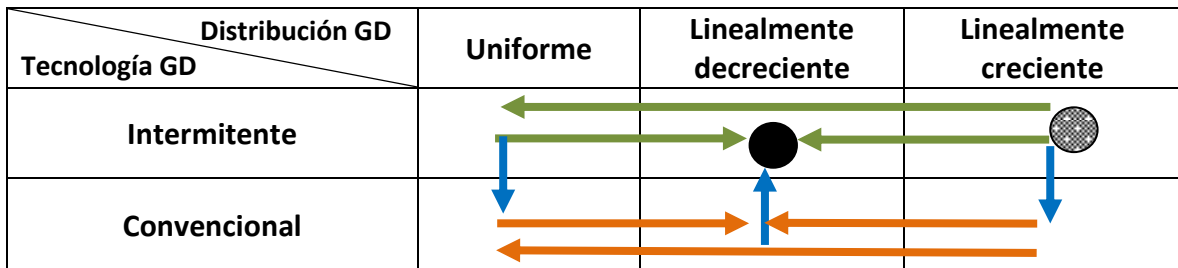


Figura 34 Relación de los escenarios del alimentador rural -activo con demanda U con 40%

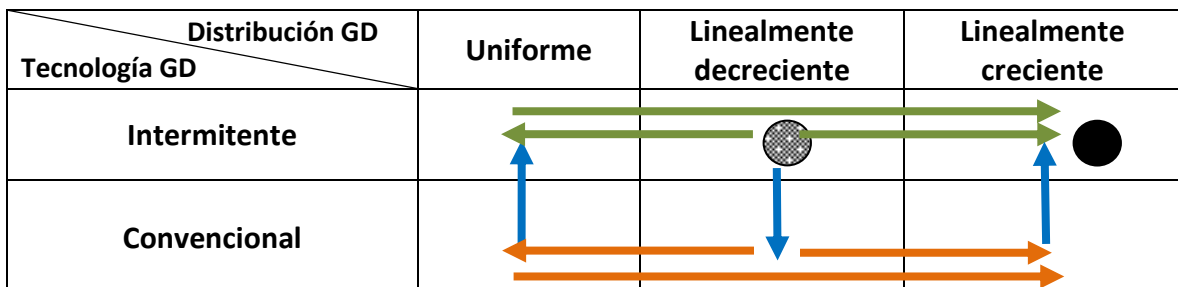


Figura 35 Relación de los escenarios del alimentador rural -activo con demanda Ld con 40%

El escenario U-Lc-int es el más económico con tecnología int y resulta ser el más económico para una penetración de 40%.

El escenario U-Ld-int es el más caro con tecnología int y resulta ser el más caro para una penetración de 40%.

El escenario Ld-Ld-int es el más económico con tecnología int y resulta ser el más económico para una penetración de 40%.

El escenario Ld-Lc-int es el más caro con tecnología int y resulta ser el más caro para una penetración de 40%.

Todos los costos del escenario Ld-Lc-int con mayores a los del escenario U-Ld-int desde el 40% (salvo la inversión en conductores que es prácticamente igual con un 40%, de hecho con un 20%, las pérdidas energéticas en las líneas y la inversión en conductores son mayores en el escenario U-Ld-int implicando mayores costos totales en ese escenario). El escenario U-Lc-int es más económico que Ld-Ld-int con un 40%.

Con 20% de penetración

Tecnología intermitente v/s convencional:

- El FRTPA es mayor con tecnología convencional.
- Esto implica mayores pérdidas de potencia con tecnología convencional.
- Los mayores FCPERD con tecnología int logran mayores PETCu y PETFe con int. Pero mayores PETL con int solo en el escenario U-Ld.
- Luego, los CTT de los escenarios U-Ld son mayores con int. Pero los demás escenarios son más caros con conv debido a los costos de PETL y CINVC.

Comparación de las distribuciones de GD con tecnología convencional:

Dada la distribución de demanda U

- Las PPTCu y PPTFe del caso Lc son mayores que las del caso U.
Los FCPERD prácticamente iguales en ambos casos, implican mayores PETCu y PETFe en el caso Lc pero mayores PETL en el caso U.
El CTT del caso U es mayor debido a las PETL y CINVC.
- Las pérdidas de potencia del caso Ld son mayores que las del caso U.
Los FCPERD prácticamente iguales en ambos casos, implican mayores pérdidas energéticas en el caso Ld.
Todos los costos son mayores en el caso Ld.
- Los flujos residuales de potencia activa al final del alimentador del caso **Ld son mayores que los del caso Lc.**

Dada la distribución de demanda Ld

- Las PPTCu y PPTL del caso U son mayores que las del caso Lc, los FCPERD prácticamente iguales implican mayores PETt/d en el caso Lc pero mayores PETL en el caso U. **Los CTT son mayores con U debido** a PETL y CINVC.
- Las PPTCu y PPTFe del caso U son mayores que las del caso Ld. Los FCPERD prácticamente iguales implican mayores pérdidas energéticas en el caso Ld. Todos los **costos y CTT resultan ser mayores con Ld** (salvo CINVT)
- Los CTT **son mayores con Ld debido** a las PETL y CINVC.

Comparación de las distribuciones de GD con tecnología intermitente:

Dada la distribución de demanda U

- Las PPTCu y PPTL del caso U son mayores que las del caso Lc. Los FCPERD prácticamente iguales implican **mayores pérdidas energéticas y CINVC y CTT con el caso U**.
- Las pérdidas de potencia del caso Ld son mayores que las del caso U. Los FCPERD prácticamente iguales implican mayores pérdidas energéticas en el caso Ld. **Todos los costos son mayores con Ld.**
- Los flujos residuales de potencia activa al final del alimentador de **Ld son mayores que los de Lc.**

Dada la distribución de demanda Ld

- Las pérdidas de potencia del caso Lc son mayores que las del caso U. A pesar de presentar mayores FCPERD el caso U, todos **los costos son mayores en el caso Lc.**
- Las PPTCu y PPTL del caso Ld son mayores que las del caso U. Los FCPERD prácticamente iguales confirman **que todos los costos son mayores con Ld.**
- Los CTT de Lc **son mayores que los del caso Ld.**

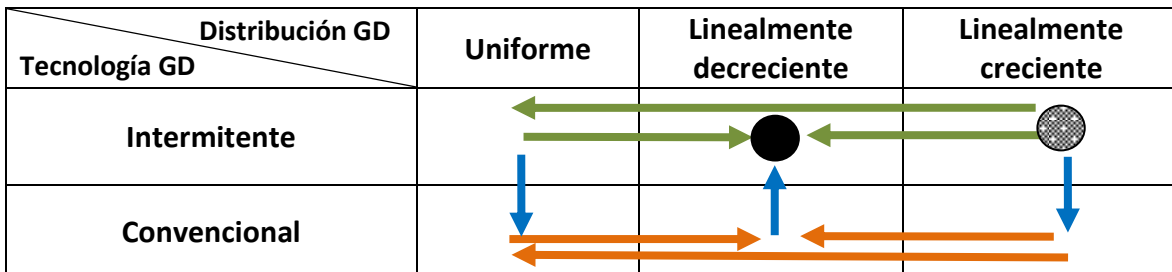


Figura 36 Relación de los escenarios del alimentador rural -activo con demanda U con 20%

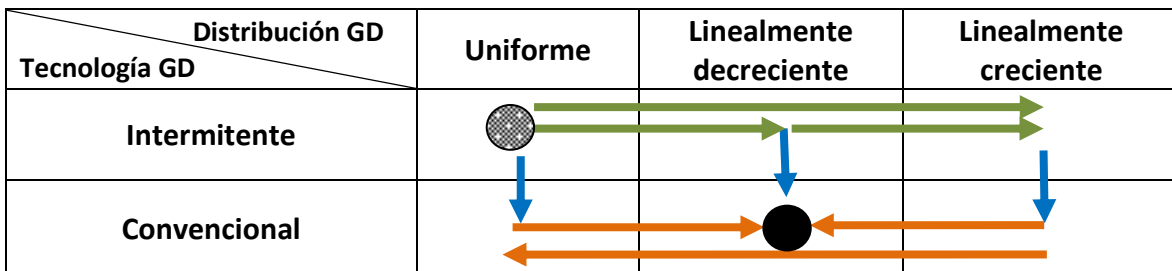


Figura 37 Relación de los escenarios del alimentador rural -activo con demanda Ld con 20%

El escenario U-Lc-int es el más económico con tecnología int y resulta ser el más económico para una penetración de 20%.

El escenario U-Ld-int es el más caro con tecnología int y resulta ser el más caro para una penetración de 20%.

El escenario Ld-U-int es el más económico con tecnología int y resulta ser el más económico para una penetración de 20%.

El escenario Ld-Ld-conv es el más caro con tecnología conv y resulta ser el más caro para una penetración de 20%.

El escenario U-Ld-int es más caro que Ld-Ld-conv y el escenario U-Lc-int es más caro que Ld-U-int. Mayor detalle Anexo H.

4.3.3. Capacidades instaladas de GD

Identificada la tecnología de GD correspondiente a los escenarios en cada penetración, se puede deducir la equivalencia en cuanto a capacidad instalada de GD en el alimentador. En efecto, sea la capacidad instalada en cada barra k igual a la generación máxima en dicha barra k . Como se definió en la ecuación (3.5.b):

$$P_{gdmaxk}(t) = \frac{E_{gdk}(t)}{fpl_k * 8760} = \frac{(1 + g)^t * cdg_k * p * E_{d_total}}{fpl_k * 8760}$$

Luego, la capacidad instalada de GD en el alimentador en un año t :

$$\sum_{k=1}^n P_{gdmaxk}(t) = \left(\frac{(1 + g)^t * p * E_{d_total}}{8760} \right) \sum_{k=1}^n \left(\frac{cdg_k}{fpl_k} \right) \quad (4.9)$$

Si todos los GD conectados al alimentador corresponden a una misma tecnología, la capacidad instalada es independiente de la distribución de los GD en el alimentador. De esta forma se determina la capacidad instalada de GD en cada alimentador para el año 0 y el año T . No se diferencia entre operación activa y pasiva.

Rural

Penetración de GD %	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Envolvente inferior Tecnología	Int	Int	Int	Conv	Conv	Conv	Conv	Conv	Conv
Capacidad inst MW año 0	1.2	2.3	3.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5
Capacidad inst MW año T	2.3	4.6	6.9	4	4.9	5.9	6.9	7.9	8.9
Envolvente superior Tecnología	Mix GD-Ld	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
Capacidad inst MW año 0	0.8	2.3	3.5	4.7	5.9	7	8.2	9.4	10.5
Capacidad inst MW año T	1.6	4.6	6.9	9.2	11.5	13.9	16.1	18.4	20.7

Tabla 22 Capacidades instaladas en el alimentador rural en función de la penetración

Urbano

Penetración de GD %	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Envolvente inferior Tecnología	Int	Int	Conv	Conv	Conv	Conv	Conv	Conv	Conv
Capacidad inst MW año 0	1.6	3.1	2	2.7	3.4	4	4.7	5.4	6
Capacidad inst MW año T	3	6.2	4	5.3	6.6	7.9	9.2	10.5	11.9
Envolvente superior Tecnología	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
Capacidad inst MW año 0	1.6	3.1	4.7	6.3	7.8	9.4	10.9	12.5	14.1
Capacidad inst MW año T	3	6.2	9.2	12.3	15.4	18.5	21.5	24.6	27.7

Tabla 23 Capacidades instaladas en el alimentador urbano en función de la penetración

Por otra parte, en [22] se implementó una metodología para determinar los costos de expansión de un alimentador rural (demanda máxima 2.1 MW, 23 kV, 75 km, 118 barras, factor de potencia 0.98, tasa crecimiento de la demanda 3.5%, horizonte de estudio 30 años, curva de duración con demanda/generación máxima y mínima) para distintas capacidades instaladas de un PMGD conectado al final del alimentador. El alimentador es cónico, el PMGD conectado es de tecnología renovable y no se le considera tasa de crecimiento a su generación. Luego se decide comparar los resultados de [22] con aquellos que se obtengan en este trabajo al considerar tasa de crecimiento de generación nula al escenario con distribución de demanda Ld, distribución de generación Lc, tecnología intermitente y operación pasiva.

De hecho, cabe recordar que el escenario Ld-Lc-int compone la envolvente superior de los costos totales del alimentador rural desde el 40% (luego, [22] aplica su metodología al escenario mas caro en un alimentador rural).

Lo primero que se observa es que, en ambos trabajos, hasta una capacidad instalada de 2.3 MW (40% de penetración en los resultados de la tesis), el costo total del alimentador óptimo con GD es menor que sin considerar GD.

Por otra parte, se verifica que los costos de inversión en conductores son decisivos en un alimentador rural.

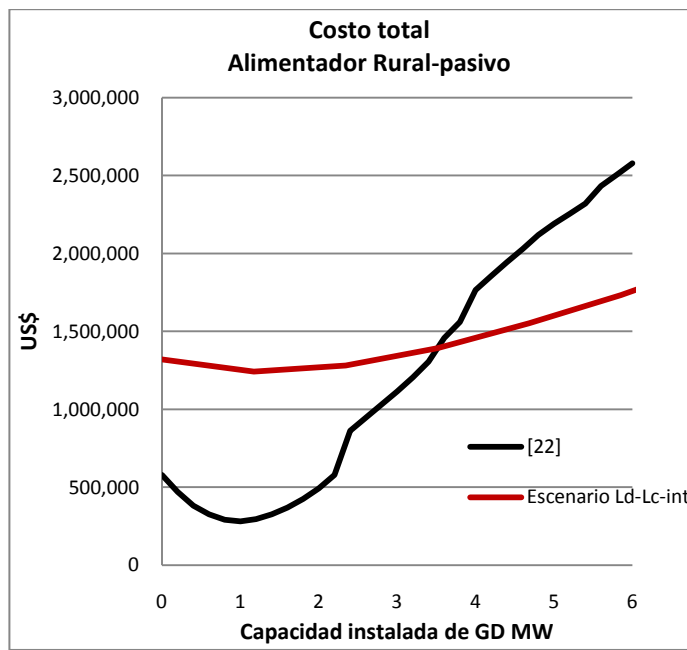


Figura 38 Costo total en función de la capacidad instalada de GD

En efecto, para capacidades instaladas inferiores a los 4 MW, los costos de expansión son notoriamente inferiores a los costos de planificación en verde. Esto se explica debido a que [22] considera la inversión en conductores solo en los tramos donde se requiera una ampliación de estos. Luego, a pesar de presentar mayores pérdidas energéticas que los resultados de esta tesis (alimentador más largo, un solo GD, mayor demanda máxima) y de ser estos costos los más relevantes del costo total, los menores costos de inversión en conductores implican menores costos totales en [22].

A partir de capacidades instaladas superiores a 4 MW, los costos de expansión superan los costos de la planificación en verde, pues junto con presentar mayores pérdidas energéticas que los resultados de esta tesis, la inversión en conductores es mayor en [22] (alimentador más largo y con mayores secciones debido a conductores elegidos en función de Ω/km , $\text{US}\$/\text{km}$ y capacidad [A]) y representan los costos más relevantes del costo total.

Cabe recalcar que si bien en [22] se considera el cambio del transformador de la S/E por uno de mayor capacidad en caso de ser necesario, este valor es siempre menor a la inversión en los t/d incluida en este trabajo. Además se verifica que la inversión en reguladores de tensión para las caídas de tensión (ni el tap de la SE ni los condensadores paralelos son suficientes) representa una pequeña parte del costo total (decrece desde el 10% sin GD hasta ser 0% desde los 3 MW).

4.4. Justificación de los costos mínimos

A continuación se presentan tablas que muestran las variaciones de los flujos residuales, las pérdidas de potencia, pérdidas energéticas y todos los costos de las envolventes de ambos alimentadores según el tipo de regulación de modo de justificar la penetración a la cual se obtiene el CTT mínimo. Las flechas indican las variaciones y los círculos los valores mínimos.

4.4.1. Alimentador Rural

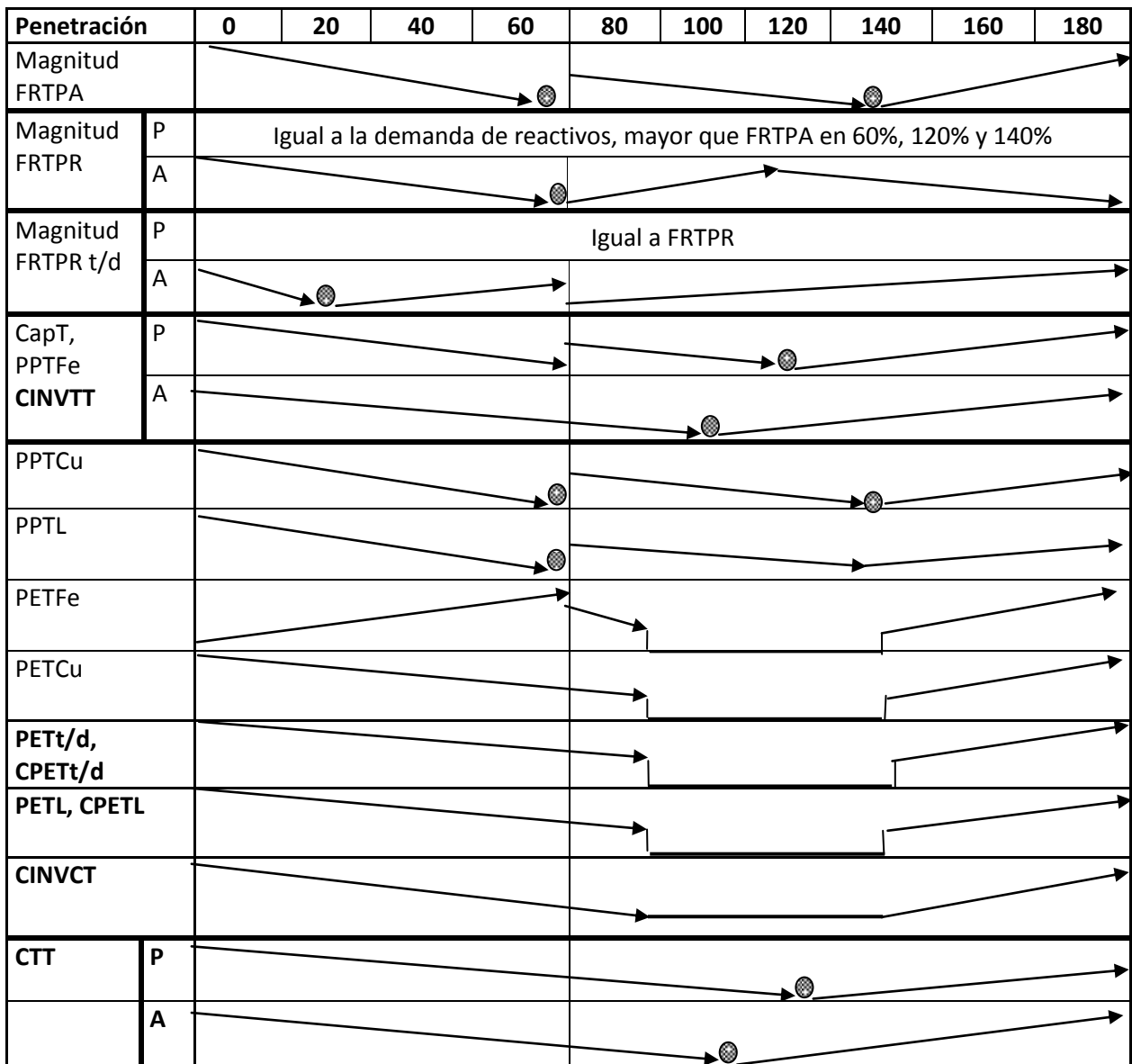


Figura 39 Mínimo envolvente inferior

- PPTCu y PPTL presentan mínimos en las mismas penetraciones que FRTPA, en 60% y 140%.

- PPTFe, CapT y CINVTT presentan las mismas variaciones. Cabe recalcar la influencia de FRTPr/d, en el caso pasivo, si bien no varía con las penetraciones implica que el mínimo se obtenga con un 120% y en el caso activo desde el 100% estos flujos son mayores que el FRTPA implicando que el mínimo sea con un 100%
- Los FCPERD son nulos con un 100% y 120% implicando pérdidas energéticas nulas con un 100% y 120%
- Luego, dado que los costos de las pérdidas energéticas y CINVTCT son iguales y mínimos con un 100% y 120%, CINVTT determina a que penetración se obtiene CTT mínimo, en el caso pasivo con un 120% y en el caso activo con un 100%.

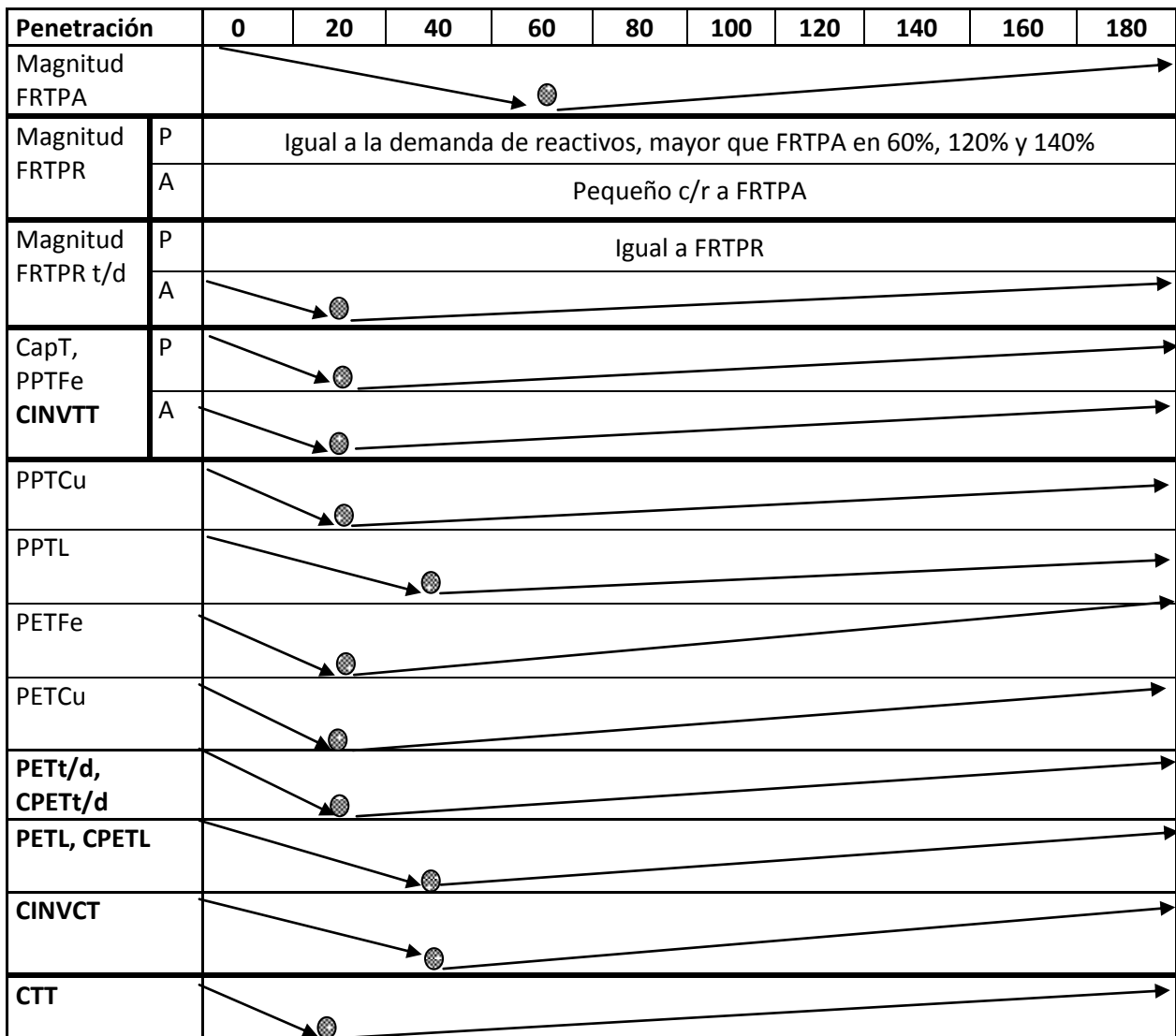


Figura 40 Mínimo envolvente superior

Desde el 40%, las envolventes superiores están compuestas por un mismo escenario.

- CapT presenta su mínimo con un 20%, luego PPTFe, PETFe y CINVTT también tienen su mínimo con un 20%

- PPTCu, PETCu PETt/d presentan su mínimo con un 20%.
- Para PPTL y PETL, el FRTPA influye más, implicando mínimos con un 40%. Luego CINVCT también tiene su mínimo con un 40%.
- Luego, los mínimos de CTT son determinados por CINVTT y CPETt/d, con un 20%.

El valor de cada parámetro se puede ver en el Anexo I.

4.4.2. Alimentador Urbano

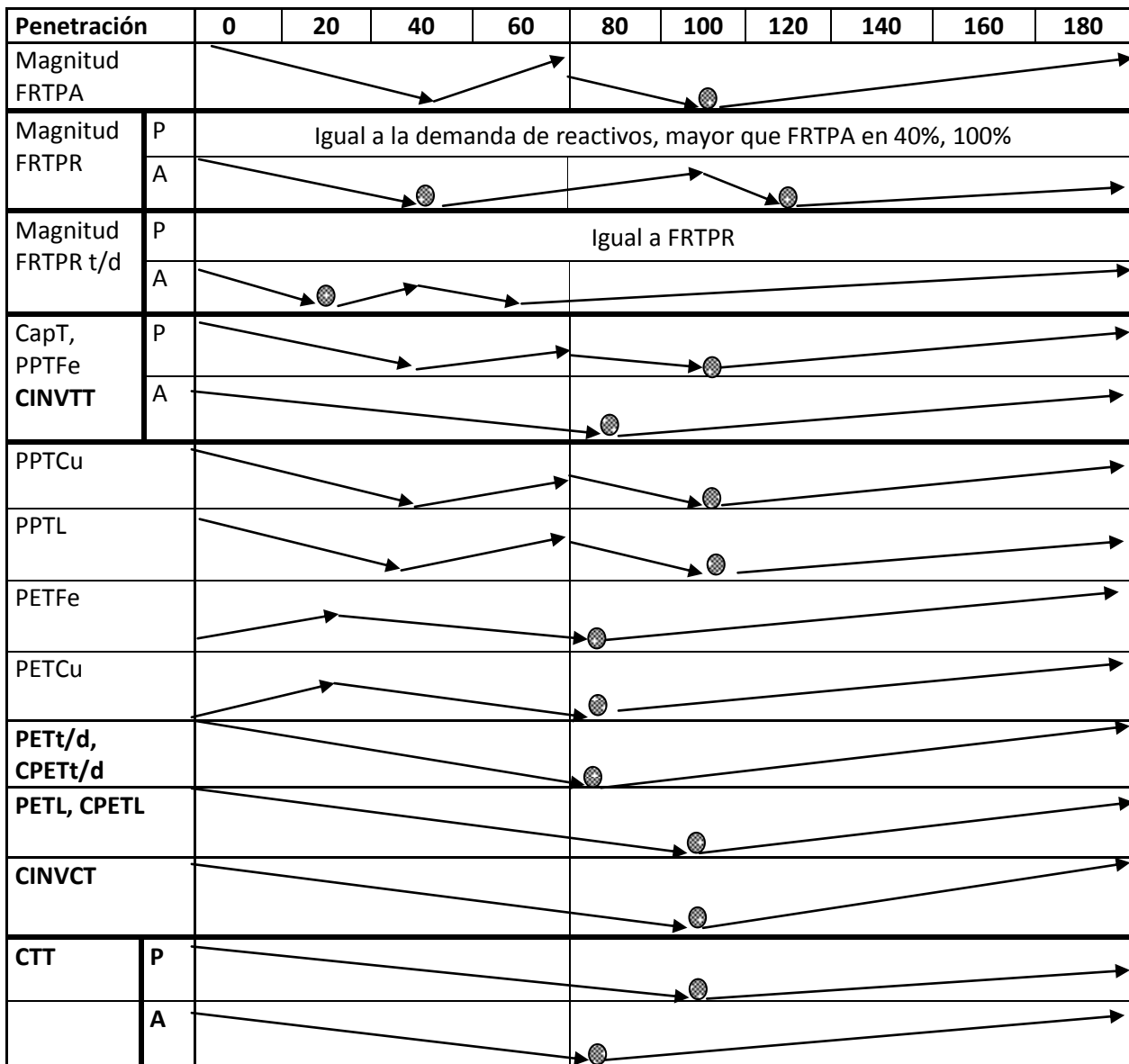


Figura 41 Mínimo envolvente inferior

- FRTPA es mínimo con un 100%, implica CapT (PPTFe y CINVTT) mínimo con 100% en caso pasivo pero FRTPr/d implica CapT (PPTFe y CINVTT) mínimo con un 80%.

- Para PPTCu y PPTL influye más FRTPA, luego sus mínimos son con 100%.
- PETFe, PETCu y PETt/d son mínimos con un 80%
- PETL y CINVCT son mínimos con un 100%
- Luego CINVTT determina para que penetracion se obtiene CTT mínimo; 100% en el caso pasivo y 80% en el caso activo.

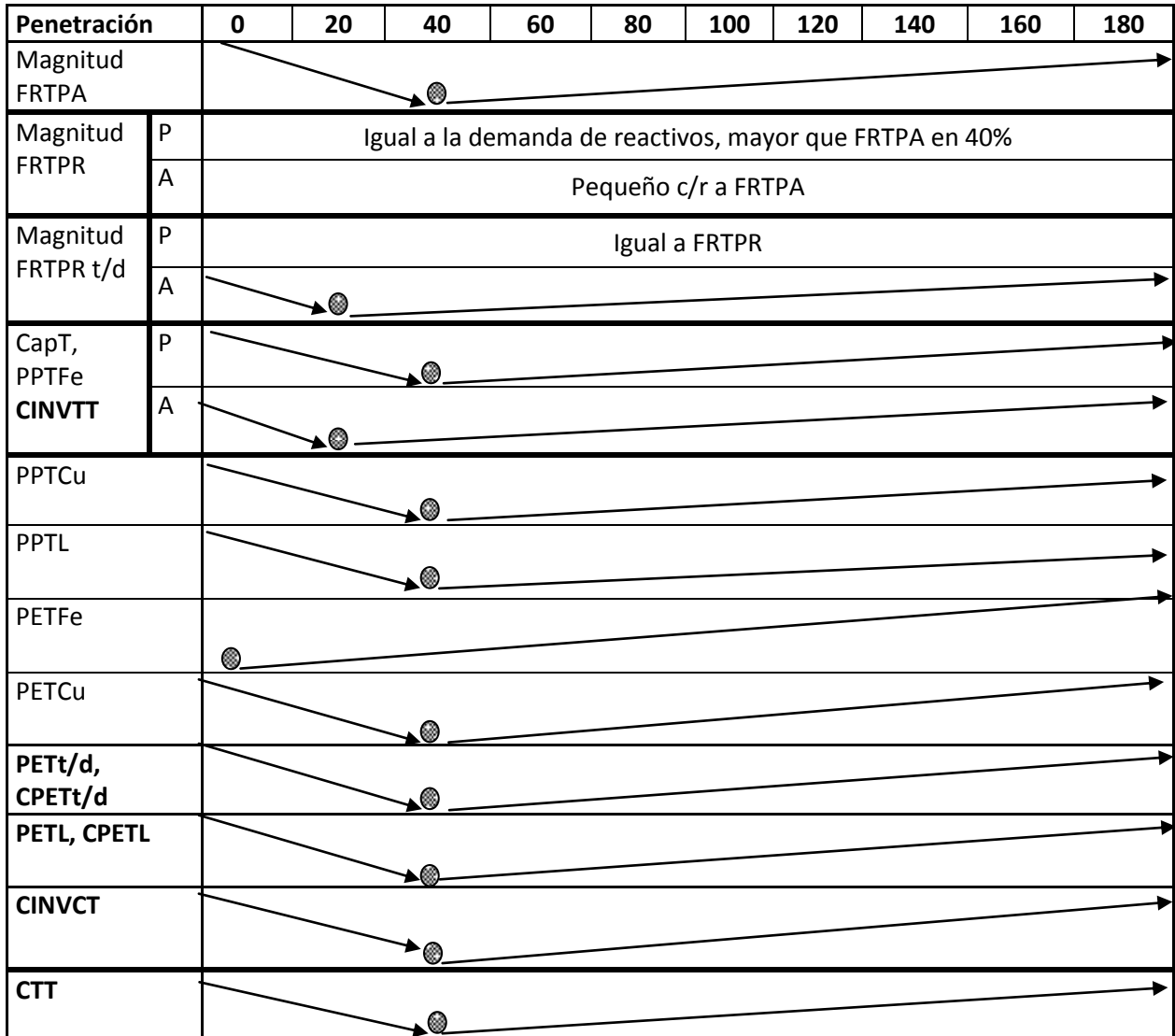


Figura 42 Mínimo envolvente superior

- FRTPA mínimo con un 40% implica PPTCu, PPTL, PETCu, PETt/d, PETL y CINVCT mínimos con un 40%.
- Para este caso no fue determinante que CINVTT fuera mínimo en caso activo y pasivo. CTT es mínimo con un 40%.

El valor de cada parámetro se puede ver en el Anexo J.

4.5. Verificación de los límites de la optimización

En este trabajo se supusieron ciertos límites mínimos y máximos para las variables y para las capacidades de los t/d:

- Secciones por tramo mayores a 13 mm^2 , considerando que el mínimo usado en la práctica para alimentadores de 23 kV es de 10 mm^2 . No se considera límite máximo.
- Capacidades anuales de condensadores y reactores por nodo mayores a cero, para dejar la opción de no necesitar estos equipos y capacidades máximas de 10MVAR y 10 MW respectivamente de modo a no tener problemas de convergencia por falta/sobra de reactivos.
- Capacidad mínima para los t/d de modo a asegurar la instalación de t/d aunque no haya demanda residual. Este mínimo corresponde a la capacidad mínima usada en la práctica para t/d trifásicos, tanto a 15 como a 25 kV, y es de 15 kVA. No se considera límite máximo.

Sin embargo en la práctica existen otros valores para estos límites:

- Las secciones de alimentadores de 23 kV tienen un límite máximo de 66 mm^2 . Además existe un límite máximo de construcción de 800 mm^2 .
- Capacidad de los bancos de condensadores fijos varía entre 150 y 3,570 kVAR para tensiones de 12 kV y entre 720 y 5,760 kVAR para tensiones de 23 kV.
- Capacidad máxima para los t/d trifásicos es de 3,750 kVA, tanto a 15 como a 25 kV.

En la Tabla 24 se presentan los valores máximos y mínimos obtenidos en cada una de las 54 simulaciones.

Se observa que:

- Ningún condensador ni reactor sobrepasa siquiera el límite mínimo práctico de 150 kVAR en el caso urbano y 720 kVAR en el caso rural.
- Por otra en el alimentador rural, en ciertos escenarios se sobrepasa la capacidad máxima de los t/d 3,750 kVA (verde).
- Los más destacable, es notar que todas las secciones máximas superan el límite máximo de 66 mm^2 (verde) y de hecho en el alimentador urbano en algunos escenarios incluso superan el límite máximo de construcción de 800 mm^2 (rojo).

	Escenario	Sección mm ²		Capacidad de transformador kVA		Capacidad de condensador kVAR		Capacidad de reactor kW	
		máxima	mínima	máxima	mínima	máxima	mínima	máxima	mínima
RURAL	1	115	13	2032	339				
	2	124	13	1557	202	484	0		
	3	287	13	5958	339				
	4	300	13	4931	202	199	0		
	5	396	13	5958	343				
	6	410	13	4931	202	200	0		
	7	108	13	1013	338				
	8	117	13	1013	202	290	0		
	9	229	13	3091	338				
	10	236	13	2469	202	193	0		
	11	391	13	3091	343				
	12	400	13	2469	256	180	0		
	13	108	13	2032	339				
	14	117	13	1557	202	176	0	7	0
	15	223	13	4810	339				
	16	236	13	3946	202	197	0	424	0
	17	394	13	5958	343				
	18	405	13	4931	202	199	0		
	19	106	13	1737	97				
	20	113	13	1737	58	219	0		
	21	252	13	5298	97				
	22	262	13	4232	58	262	0		
	23	392	13	5298	98				
	24	403	13	4232	73	215	0		
	25	106	13	1737	126				
	26	113	13	1737	73	259	0	106	0
	27	233	13	3487	126				
	28	243	13	2888	73	273	0	331	0
	29	390	13	3756	200				
	30	400	13	3170	115	242	0		
	31	123	13	2688	112				
	32	124	13	2254	58	178	0	260	0
	33	247	13	5211	112				
	34	250	13	4367	58	159	0		
	35	413	13	6632	215				
	36	421	13	5637	117	241	0		

URBANO	37	358	13	1150	132			0	0
	38	384	13	912	46	48	0		
	39	764	13	3086	132				
	40	809	13	2576	46	48	0	0	0
	41	1127	13	3086	132				
	42	1188	13	2576	52	41	0	0	0
	43	274	13	473	135				
	44	291	13	341	56	37	0	0	0
	45	688	13	1485	135			0	0
	46	723	13	1201	45	45	0	0	0
	47	1102	13	1485	157				
	48	1154	13	1201	45	39	0		
	49	315	13	1150	132			0	0
	50	333	13	912	46	0	0	0	0
	51	697	13	2897	132				
52	733	13	2414	52	34	0			
53	1115	13	3086	132			0	0	
54	1169	13	2576	52	32	0			

Tabla 24 Valores máximos y mínimos de las secciones, capacidades de t/d, capacidades de condensadores y de reactores en cada escenario del alimentador urbano y rural

De esta forma, en cuanto a los condensadores no es necesario variar sus límites y en caso de discrepancias debido a capacidades muy pequeñas, se podría suponer la conexión de condensadores trifásicos en vez de bancos de condensadores pues estos tienen un rango entre valores menores, por ejemplo para tensiones de 12 kV, el rango es 150 y 450 kVAR.

En cuanto a los t/d del alimentador rural, al limitar las capacidades máximas se disminuirían los costos de inversión en t/d, disminuirían las pérdidas en el hierro pero aumentarían las pérdidas en los enrollados aumentando las pérdidas en los t/d y por ende en las líneas, aumentando los costos de dichas pérdidas en los escenarios correspondientes.

Lo que sí se debiera analizar son los resultados que se obtendrían imponiendo límites máximos a las secciones de los conductores de ambos alimentadores. Al contar con menores secciones, se tendrían mayores pérdidas y por ende mayores caídas/alzas de tensión, lo que podría ser especialmente interesante en la operación pasiva, pues se podría requerir de mayores capacidades de condensadores/reactores para poder regular tensión (como así también en la operación activa en caso que los GD no den a basto). De esta forma se debiesen esperar menores costos de inversión en conductores y mayores costos de inversión en condensadores al limitar las secciones máximas. Esto se verá con más detalle en el próximo punto.

5. Aplicación de la metodología y validación de la hipótesis: Análisis de sensibilidad

Las sensibilizaciones consisten en variar los valores de ciertos supuestos del estudio para corroborar o evaluar la pertinencia de lo asumido.

5.1. Límites máximos de las secciones

Se propone analizar el efecto de considerar límites máximos para las secciones de los conductores de modo de obtener resultados más consecuentes y porque además, pueden implicar un uso más importante de condensadores y reactores en comparación al caso base. Además, no se contempla el costo de la instalación de postes o aisladores, sin embargo esto es posible solo considerando conductores cuyos diámetros no varíen considerablemente.

Las secciones máximas de los escenarios que componen las envolventes del alimentador urbano en cada penetración son:

	Penetración de GD %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
	Pasivo	Esc.Envolvente inferior	44	54	48	44	44	44	44	44	44
Sección máxima mm ²		262.4	148.9	61.4	98.1	45	24.6	89.2	152.2	220.9	291.3
Esc.Envolvente superior		54	42	42	54	54	54	54	54	54	54
Sección máxima mm ²		262.4	214.5	178.6	226.5	372.5	521.2	686.7	845.1	1,007	1,169
Esc.Envolvente inferior		43	53	47	43	43	43	43	43	43	43
Activo	Sección máxima mm ²	247.4	134.5	33.9	87.1	35.8	13	69.5	136.9	205.4	274.2
	Esc.Envolvente superior	53	39	41	53	53	53	53	53	53	53
	Sección máxima mm ²	247.4	238.1	156.2	208.3	349.6	493.2	652.1	803.9	959.3	1,115
	Esc.Envolvente superior	53	39	41	53	53	53	53	53	53	53

Tabla 25 Secciones máximas en las envolventes del alimentador urbano según el tipo de regulación v/s penetración de GD

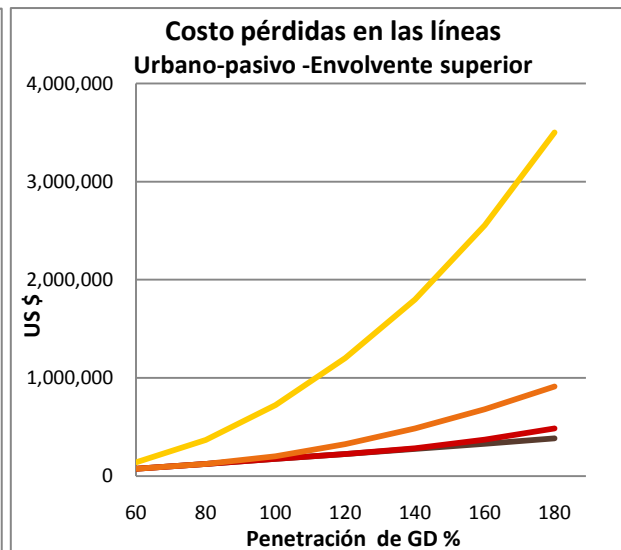
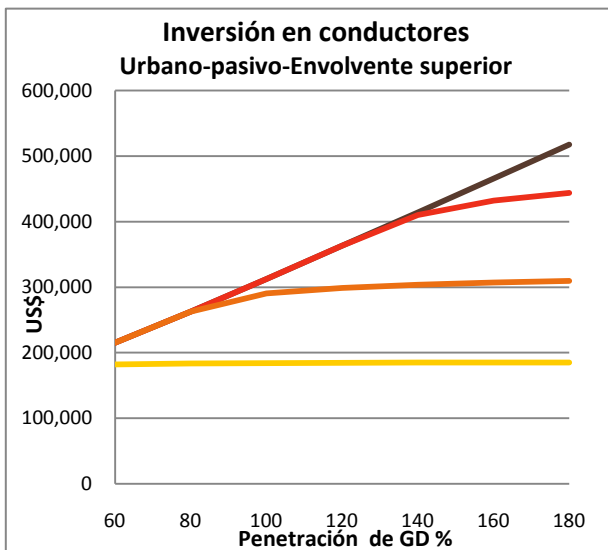
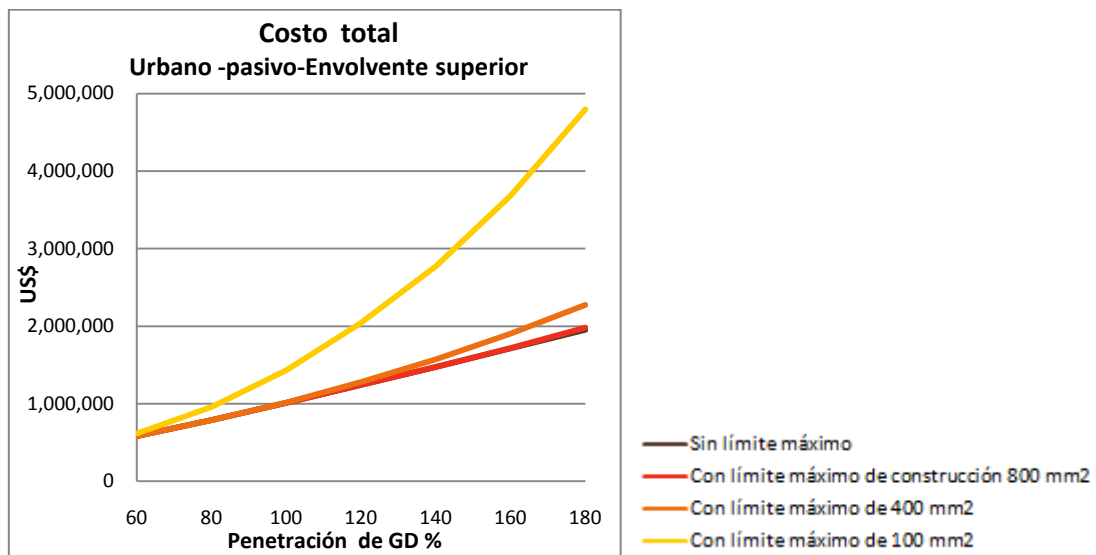
Se destacan en verde los casos que superan el límite máximo de 66 mm² y en rojo los casos que superan el límite máximo de construcción 800 mm².

En las envolventes inferiores, las secciones máximas corresponden al tramo 18, lo mismo ocurre en las envolventes superiores hasta el 40% de penetración, en el 60% corresponden al tramo 15, para el 80% y 100% corresponden al tramo 16 y entre el 120% y 180% al tramo 17.

Por simplificación, se estudia la envolvente superior desde el 60% de penetración:

- Se impone el límite máximo de construcción (se simulan las tres últimas penetraciones). Sin embargo CINVQT y/o CINVRT sigue siendo nula.
- Se impone un límite máximo de 400 mm² (se simulan las cinco últimas penetraciones), obteniendo nula inversión en equipos reguladores nuevamente.
- Se impone un límite máximo de 100 mm² (se simulan todas las penetraciones desde 60%), con el cual la optimización requiere de equipos reguladores para converger.

A continuación los resultados del caso pasivo:



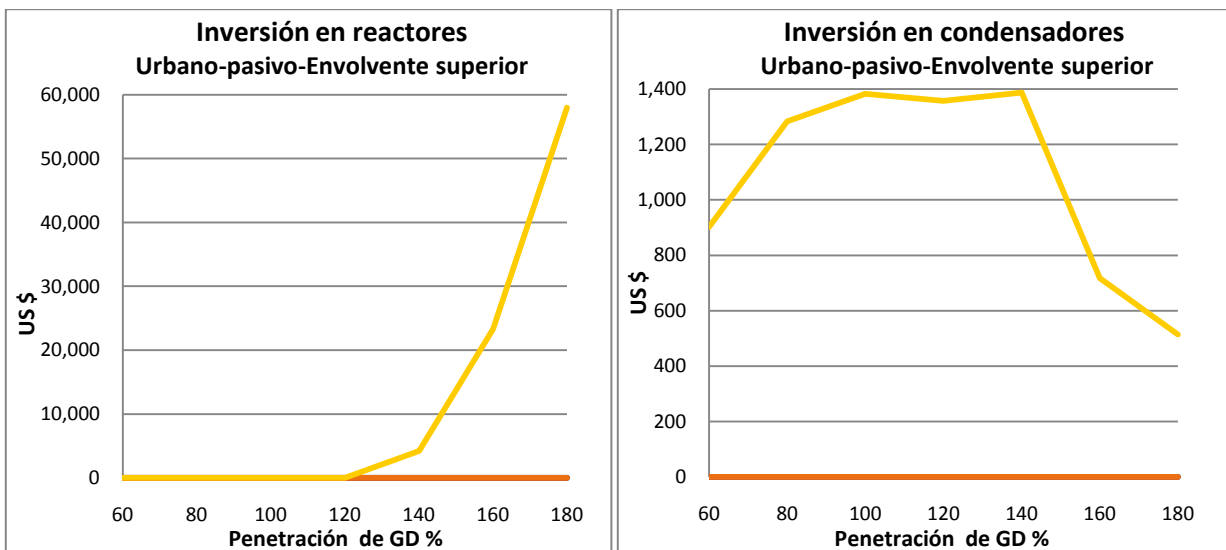


Figura 43 Análisis sensibilidad límite máximo de secciones en envolvente superior del alimentador urbano-pasivo desde 60%

En las penetraciones donde influye el límite máximo impuesto, el CTT aumenta a medida que el límite disminuye. Pues si bien CINVT disminuye, CPETL aumenta. En algunos casos incluso es mayor a CINVT; considerando el límite máximo de construcción, con un 180% de penetración, considerando el límite máximo de 400 mm^2 desde el 120% y considerando el límite máximo de 100 mm^2 desde el 80% (sin límite máximo, los CINVT son siempre mayores). Cabe recordar que los demás costos no se ven afectados por esta sensibilidad.

Desde el 40%, el FRPA de las barras al final del alimentador se empieza a invertir. La cantidad de nodos con flujo invertido aumenta con la penetración, al igual que la magnitud de los flujos. Luego para evitar alzas de tensión en esas barras, la optimización opta por usar secciones de conductores cada vez más grandes de modo de disminuir las PETL. Sin embargo, el límite máximo de 100 mm^2 resulta ser muy pequeño, siendo necesaria la inversión de reactores en las últimas barras del alimentador desde el 140% (con 140% en el noveno y décimo año, con un 160% desde el séptimo año y con un 180% desde el cuarto año, la cantidad de nodos que requiere reactores aumenta con los años).

Si bien la cantidad de nodos con flujo invertido aumenta con la penetración, entre el 140% y 180%, los dos primeros nodos se mantienen con flujo no-invertido. Luego, se observa que la magnitud de los flujos disminuye a lo largo del alimentador, es mínima cuando el flujo cambia de sentido y luego es creciente hasta el final del alimentador. Para evitar caídas de tensión en los nodos con flujos mínimos, la optimización usa secciones de conductores cada vez más grandes de modo de disminuir las pérdidas en las líneas. Sin embargo, el límite máximo de 100 mm^2 resulta ser muy pequeño, siendo necesaria la inversión de condensadores en los nodos con flujos mínimos desde el 60% (no más de tres nodos).

Para la operación activa, las conclusiones son las mismas con respecto a los CTT, los CINVT y los CPETL (éstas son mayores a CINVT; considerando el límite máximo de 400 mm^2 desde el

140% y considerando el límite máximo de 100 mm² desde el 80%). Sin embargo, con el límite máximo de 100 mm², no se observan inversiones en equipos reguladores de tensión pues la función de los condensadores y reactores es suplida por la inyección y absorción de reactivos de parte de los GD.

Las secciones máximas de los escenarios que componen las envolventes del alimentador rural en cada penetración son:

Penetración de GD %		0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Pasivo	Esc. Envolverte inferior	20	30	18	24	20	20	8	20	20	20
	Sección máxima mm ²	113.1	82.1	46.2	23.9	26.3	13	13	20.7	48.2	74.7
	Esc. Envolverte superior	4	4	36	36	36	36	36	36	36	36
	Sección máxima mm ²	117	122.2	85.7	100.3	134.2	190.8	252.9	301.2	359.1	421.3
Activo	Esc. Envolverte inferior	19	29	17	23	19	7	7	19	19	19
	Sección máxima mm ²	106.4	74.3	41	15.2	19.2	13	13	15	39.5	66.1
	Esc. Envolverte superior	3	3	35	35	35	35	35	35	35	35
	Sección máxima mm ²	107.9	111	78.4	93.7	131.5	185.1	245.5	295.2	352.6	412.6

Tabla 26 Secciones máximas en las envolventes del alimentador rural según el tipo de regulación v/s penetración de GD

En ambas envolventes superiores, se sobrepasa el límite máximo para alimentadores de 23 kV, 66 mm².

Por simplificación, se estudian las envolventes superiores desde el 40% de penetración. Dado los resultados obtenidos para el alimentador urbano, se decide imponer solamente el límite máximo de 66 mm². A continuación los resultados para el caso de operación pasiva.

Las conclusiones son las mismas que para el alimentador urbano con respecto a CTT, CINVCT y CPETL (éstas son mayores a CINVCT desde el 120%).

De igual forma, desde el 20%, el FRPA de las barras al final del alimentador se empieza a invertir. La cantidad de nodos con flujo invertido aumenta con la penetración, al igual que la magnitud de los flujos. Luego es necesaria la inversión de reactores en los últimos nodos del alimentador desde el 100% (a medida que aumenta la penetración, los reactores son requeridos más temprano y además la cantidad de nodos que requiere reactores aumenta con los años).

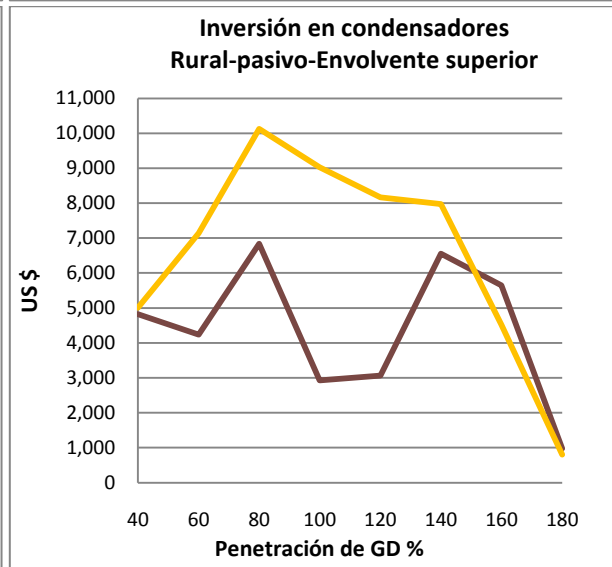
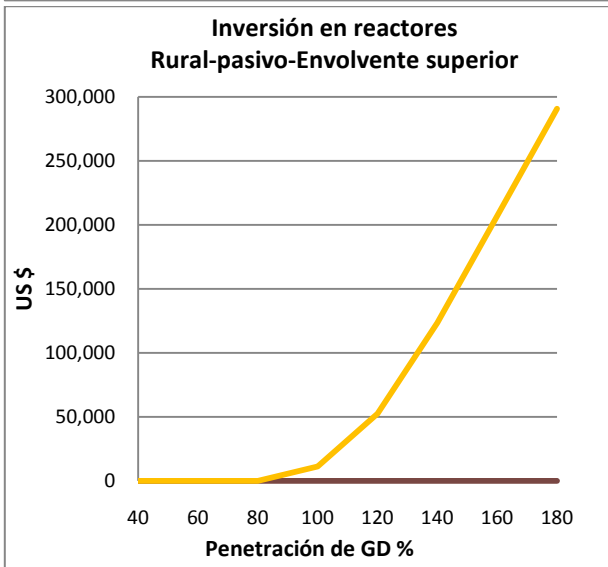
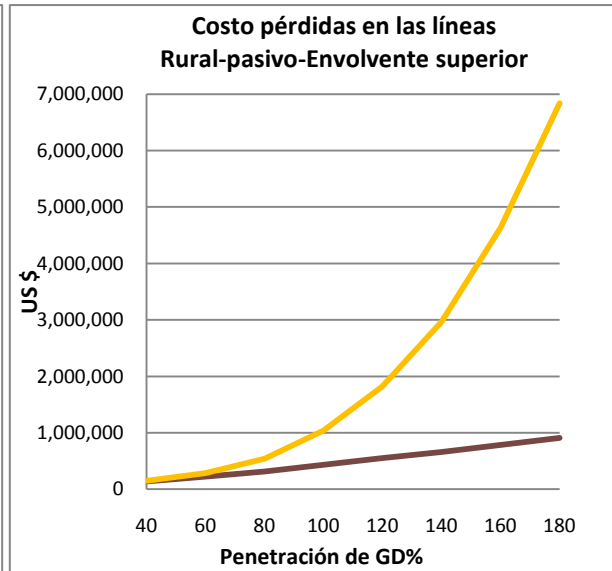
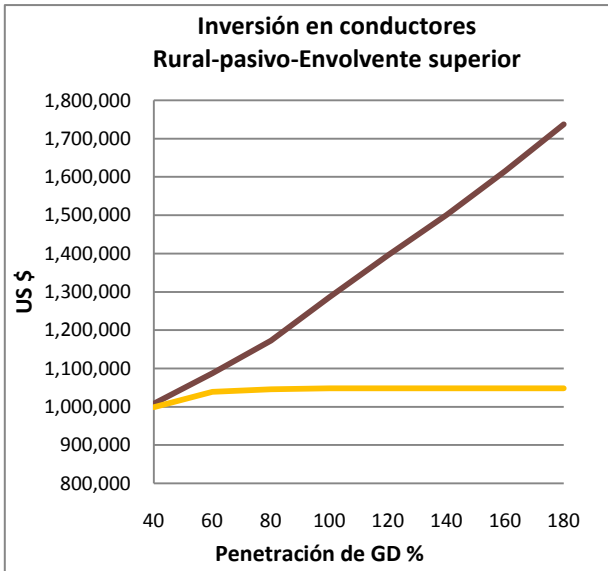
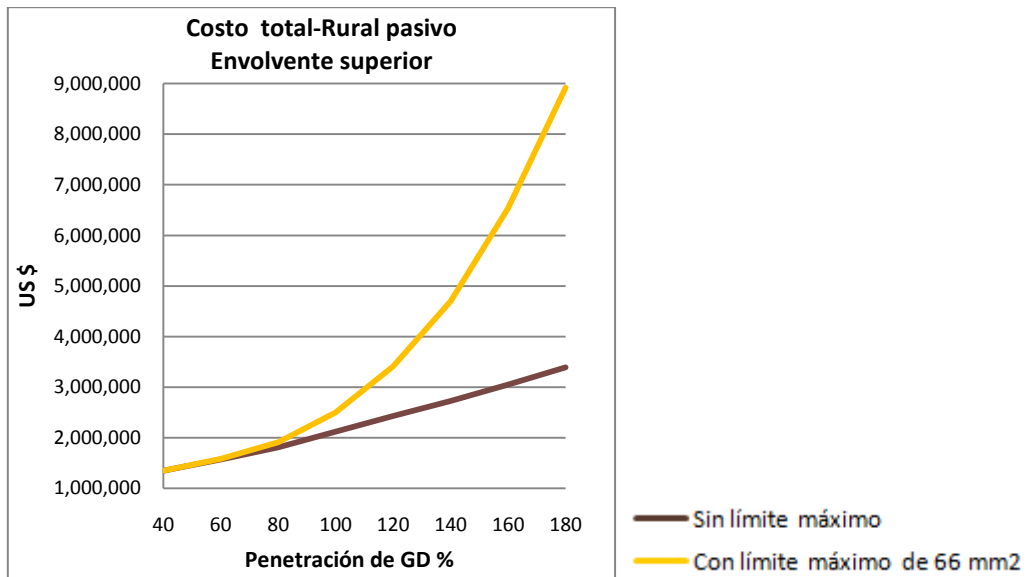


Figura 44 Análisis sensibilidad límite máximo de secciones en envolvente superior del alimentador rural -pasivo desde 40%

Además, si bien la cantidad de nodos con flujo invertido aumenta con la penetración, entre el 160% y 180%, el primer nodo se mantiene con flujo no-invertido. Luego, se observa que la magnitud de los flujos disminuye a lo longitud del alimentador, es mínima cuando el flujo cambia de sentido y luego es creciente hasta el final del alimentador. Para evitar caídas de tensión en los nodos con flujos mínimos, la optimización en el caso base usa condensadores desde el 20%, pues la inversión en conductores es muy elevada debido a la longitud del alimentador rural. Luego al imponer el límite máximo se refuerza el uso de condensadores en los nodos con flujos mínimos (para los casos de 160% y 180% los costos de inversión en condensadores son menores con límite máximo, debido a la relevancia de los reactores, incluso necesarios en el primer nodo desde el 120%).

Para la operación activa, las conclusiones son las mismas con respecto a los CTT, CINVCT y CPETL. Sin embargo, no se observan inversiones en equipos reguladores de tensión, a excepción del caso con límite máximo, con un 180% se observan inversiones en reactores durante los últimos dos años en los últimos dos nodos del alimentador, pues si bien los GD absorben los máximos reactivos posibles, esto no es suficiente para cumplir con las restricciones.

De esta forma se verifica la relevancia del límite máximo de las secciones, pues permite obtener resultados más reales; los CTT aumentan debido al aumento de CPETL a pesar de la disminución de CINVCT. Incluso, a menores límites máximos, los CPETL son mayores a CINVCT desde menores penetraciones, llegando a representar en algunos casos el costo más relevante, en desmedro de CINVTT y CPETt/d.

Por otra parte, si bien eligiendo un límite máximo adecuado se obtienen inversiones en reguladores de tensión en la operación pasiva, estos costos siguen siendo despreciables respecto de los demás. Los condensadores no representan más del 0,15% y del 0,5% en el alimentador urbano y rural respectivamente. En cuanto a los reactores, los porcentajes para cada alimentador son 1,21% y 3,3% respectivamente. (Anexo K).

Luego, eligiendo menores límites máximos para las secciones se podría esperar mayor participación de los equipos reguladores. Cabe mencionar que además del límite máximo, mayores CINVCT podrían favorecer el uso de equipos reguladores.

En este trabajo se consideró que el material del conductor óptimo para alimentadores de MT era el aluminio y para alimentadores de BT era el cobre. Luego, resultaría interesante analizar los resultados que se obtendrían considerando conductores de cobre, pues su resistividad es menor que la resistividad del aluminio, pero sus costos de inversión son mayores. Se esperaría que la optimización considerara mayores pérdidas en las líneas de modo de disminuir los costos de inversión en conductores.

5.2. Límites máximos de las capacidades de los t/d

Las capacidades máximas de los escenarios que componen las envolventes del alimentador rural en cada penetración son:

	Penetración de GD %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Pasivo	Esc. Envolverte inferior	20	30	18	24	20	20	8	20	20	20
	Capacidad máxima kVA	1,737	1,363	800	439	670	453	202	439	652	904
	Esc. Envolverte superior	4	4	36	36	36	36	36	36	36	36
	Capacidad máxima kVA	1,013	967	1,523	1,691	1,629	3,006	3,663	4,321	4,979	5,637
	Esc. Envolverte inferior	19	29	17	23	19	7	7	19	19	19
Activo	Capacidad máxima kVA	1,737	1,323	777	881	663	338	390	881	1,149	1,443
	Esc. Envolverte superior	3	3	35	35	35	35	35	35	35	35
	Capacidad máxima kVA	1,013	962	1,499	2,031	2,797	3,564	4,331	5,098	5,865	6,632
	Esc. Envolverte inferior	19	29	17	23	19	7	7	19	19	19

Tabla 27 Capacidades de t/d máximas en las envolventes del alimentador rural según tipo de regulación v/s penetración de GD

Se presentan en verde las capacidades que superan el límite máximo práctico de 3.750 kVA. Las capacidades máximas se presentan en la barra 6, salvo en el caso de las envolventes superiores en el 20% y a partir del 60% de penetración donde se presentan en la barra 1.

Cabe recordar que cada t/d fue dimensionado para la máxima demanda residual máxima durante el periodo de planificación, para lo cual se consideró una constante de proporcionalidad C igual a 1. Luego, los t/d estarán sobredimensionados para el resto de los años donde no se tenga esta máxima demanda residual máxima. De esta forma, para evitar superar el límite máximo de las capacidades se podría modificar el valor de la constante C a un valor menor a 1 para los casos particulares en que se requiera.

En cuanto al alimentador urbano, ninguna capacidad máxima de los escenarios que componen sus envolventes supera el límite máximo práctico.

5.3. Dimensionamiento de los t/d en caso de operación activa

La demanda residual máxima se definió como la demanda máxima vista aguas abajo de cada t/d es decir en función de la demanda máxima de las cargas y de la generación de los GD. La generación de potencia reactiva para una operación pasiva es nula. Sin embargo, para una operación activa se supuso igual a la máxima potencia reactiva capaz de ser inyectada por el GD (60% de la potencia activa máxima). Con lo que la capacidad de los t/d en caso de operación activa quedó expresada mediante la ecuación (3.7. a).

Es interesante analizar este supuesto pues es el responsable que en operación activa, CapT y CINVTT sean mayores que en operación pasiva. Implicando para el alimentador urbano, que la operación activa sea más cara que la operación pasiva desde el 80% de la envolvente inferior. Además, es el responsable de que los mínimos de las envolventes inferiores del caso activo y pasivo del alimentador urbano, sean distintos.

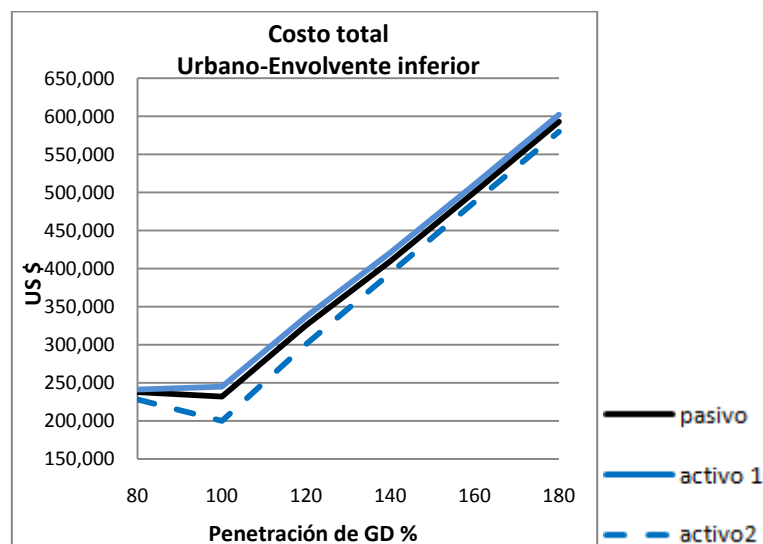
Luego, se redefinirá la capacidad de los t/d, para una operación activa de la siguiente forma:

$$Cap_k[kVA] = C * \max \left\{ \max \left\{ \sqrt{\left(P_{dmaxk}(t) - f_{sgd_d} P_{gdmaxk}(t) \right)^2 + \left(Q_{dmaxk}(t) - Q_{gdk}(t) \right)^2}, t = 0 \dots T \right\}; 15 \right\} \quad (5.1)$$

Donde:

$$Q_{gdk}(t) = \begin{cases} Q_{gdmaxk}(t) = f_{sgd_d} * 0,6 * P_{gdmaxk}(t) & \text{si } f_{sgd_d} * Q_{gdmaxk}(t) < Q_{dmaxk}(t) \\ Q_{gdmink}(t) = f_{sgd_d} * (-0,35) * P_{gdmaxk}(t) & \text{si } Q_{dmaxk}(t) < f_{sgd_d} * Q_{gdmink}(t) \\ Q_{dmaxk}(t) & \text{si } f_{sgd_d} * Q_{gdmink}(t) < Q_{dmaxk}(t) < f_{sgd_d} * Q_{gdmaxk}(t) \end{cases}$$

Los resultados de la envolvente inferior del alimentador urbano desde el 80% son:



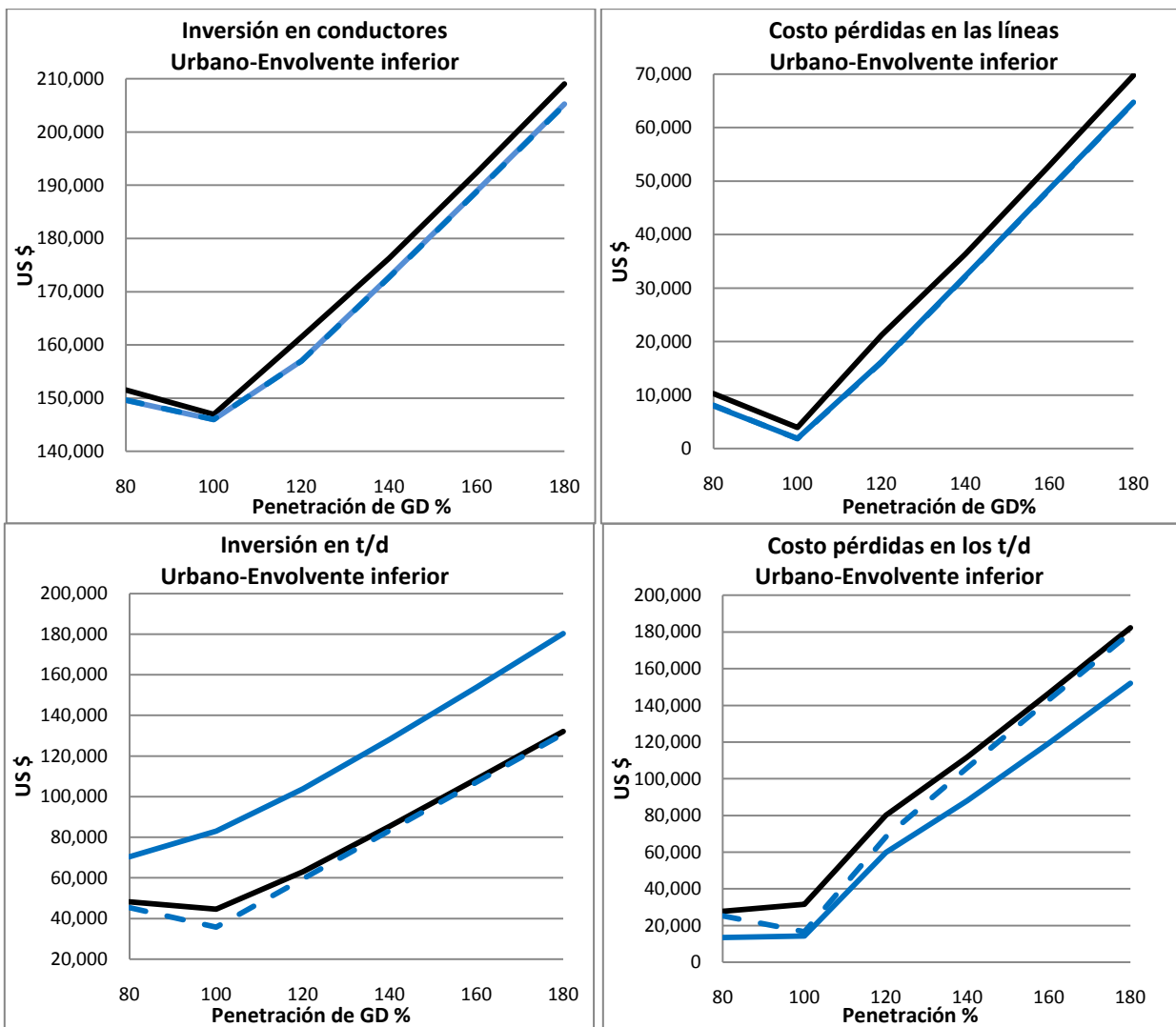


Figura 45 Análisis sensibilidad dimensionamiento de los t/d en envolvente inferior del alimentador urbano-activo desde 80%

Esta nueva formulación es más realista pues define la generación de reactivos en función de la demanda máxima de reactivos. Dejando en evidencia que (3.7. a) perjudica la operación activa. En efecto, los CTT de la envolvente inferior del alimentador urbano desde el 80% de penetración, son mayores con operación activa con la formulación (3.7. a) debido a CINVT (los demás costos son menores con operación pasiva). La formulación (5.1) permite obtener CINVT menores en el caso activo, implicando CTT menores en caso activo (los demás costos se mantienen menores con operación pasiva, incluso los CINVT y los CPETL no se ven afectados por la nueva formulación).

El CINVT determina a qué penetración se obtiene el CTT mínimo de las envolventes inferiores. En efecto, se observó que tanto en el caso pasivo como en el caso activo con la formulación (3.7. a) los CINVT y los CPETL son mínimas con un 100%, mientras que los CPETt/d son mínimos con un 80%, luego el CTT mínimo es definido por los CINVT, mínimos con un 80% con la formulación (3.7. a) y con un 100% en caso pasivo. Por otra parte, con la formulación (5.1) de la operación activa, todos los costos y por ende el CTT, son mínimos con un 100%.

5.4. Mayor precio de energía

De modo de analizar la importancia de los costos de operación con respecto a los costos de inversión, se analiza el efecto de considerar un mayor precio de la energía. De hecho, en [32] se ocupa un precio monómico de 162 US\$/MWh para Chilectra (alimentador urbano) y de 169.6 US\$/MWh para Frontel (alimentador rural). Luego se aplicará un precio igual a 170 US\$/MWh a los escenarios que componen las envolventes del alimentador rural con operación pasiva.

En efecto, el CINVCT es el costo más relevante en el alimentador rural, sus dos envolventes son mayores a las envolventes superiores de los demás costos.

En cambio, en el alimentador urbano, los CINVCT representan un menor porcentaje del CTT.

De hecho, si bien los CINVTT y los CPETt/d son mayores en el caso del alimentador urbano, los CINVCT son los principales responsables del mayor CTT del alimentador rural.

Luego, suponiendo un precio de energía igual a 170 US\$/MWh en el alimentador rural con operación pasiva, las envolventes superiores e inferiores de todos los costos aumentan en relación a sus valores con un precio de energía igual a 70 US\$/MWh. A excepción de CINVTT que no varían en función del precio de la energía.

Sin embargo, el porcentaje que representan las inversiones efectivamente disminuye con respecto al porcentaje que representan los costos por las pérdidas, principalmente debido a la disminución del porcentaje correspondiente a los CINVCT (Anexo L).

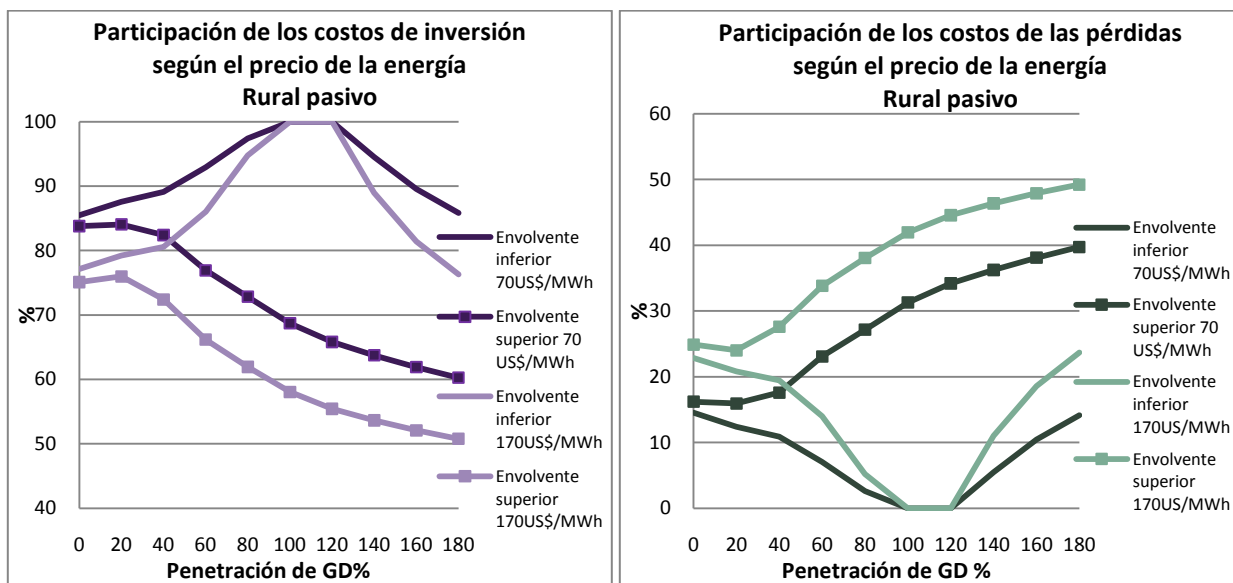


Figura 46 Análisis de sensibilidad precio de la energía Participación de las inversiones y de la operación en los CTT

5.5. Distintas tasas de crecimiento de la generación

Se definió una tasa de crecimiento de la generación de los GD (7%) mayor a la tasa de crecimiento de la demanda (5%). Por lo que resulta interesante analizar los resultados que se obtendrían considerando tasa de GD, igual y menor a la tasa de la demanda. A continuación se presentan los resultados para el alimentador rural con operación pasiva (Anexo M).

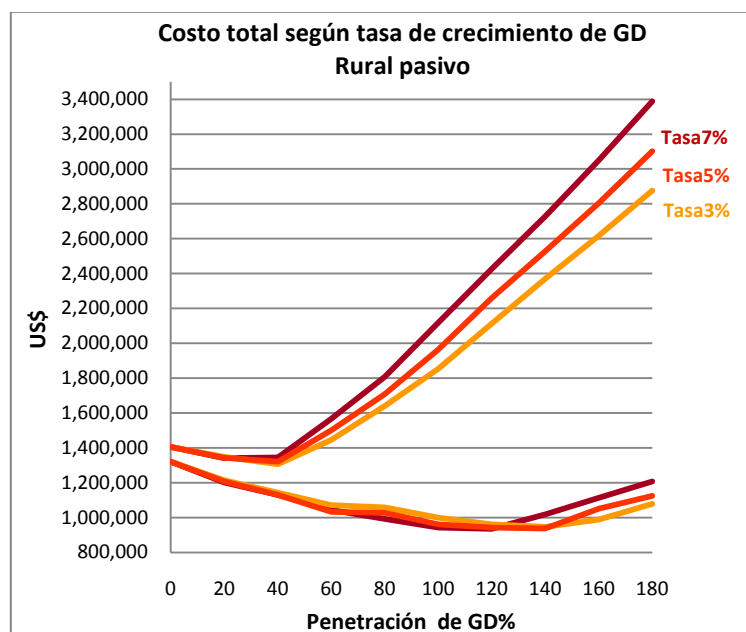


Figura 47 Análisis de sensibilidad tasa de crecimiento generación de GD en alimentador rural-pasivo

Con un 0% de penetración los costos son independientes de la tasa de crecimiento de los GD. La diferencia de CTT que implica cada tasa se empieza a notar desde el 40%.

De hecho, en el caso de la envolvente superior, todos los costos aumentan con la tasa de crecimiento de los GD (escenario Ld-Lc-int). Luego, en los tres casos, con un 40%, los flujos de los dos últimos nodos del alimentador están invertidos y la cantidad de nodos con flujo invertido aumenta con la penetración hasta llegar a ser 5. Incluso desde el 80% la suma total de los flujos da negativa y crece, en magnitud, con la tasa de los GD.

En cuanto a la envolvente inferior, entre el 20% y 120% todos los costos aumentan a medida que disminuye la tasa de los GD, pero desde el 140% se observa lo mismo que para la envolvente superior, todos los costos aumentan con la tasa de los GD. Desde el 80%, se tiene el escenario Ld-Ld-conv. Luego, hasta el 120% ningún flujo se invierte y la suma total aumenta a medida que disminuye la tasa de los GD. Sin embargo, con una tasa de crecimiento del 7% desde el 140% de penetración y con una tasa del 5% desde el 160% y con una tasa del 3% desde el 180%, todos los flujos se invierten (Con un 20% y 40% la suma total de los flujos aumenta a medida que disminuye la tasa de los GD).

5.6. Factor de coincidencia entre generación y demanda máxima

El supuesto de considerar que la demanda máxima coincide con la generación máxima es una buena aproximación para las tecnologías convencionales. Se consideró este mismo supuesto para las tecnologías intermitentes de modo a comprar ambas tecnologías desde un mismo punto de vista. Sin embargo resulta ser un supuesto optimista para las tecnologías intermitentes, pues se le saca todo el provecho posible. Sin embargo en la práctica es más probable que la demanda máxima no coincida con la generación máxima. Y por ende no se obtendrían economías con tecnología intermitente.

Luego, se propone analizar qué CTT se obtendrían con un factor de coincidencia igual a 0.5 en los casos en que la tecnología intermitente resulta ser mas económica que la convencional; es decir en las envolventes inferiores del alimentador rural hasta el 60% de penetración y en las envolventes inferiores del alimentador urbano hasta el 40% de penetración.

La operación pasiva y activa de cada alimentador, presentan resultados semejantes (Anexo N) por lo que a continuación se muestran solo los correspondientes a la operación pasiva.

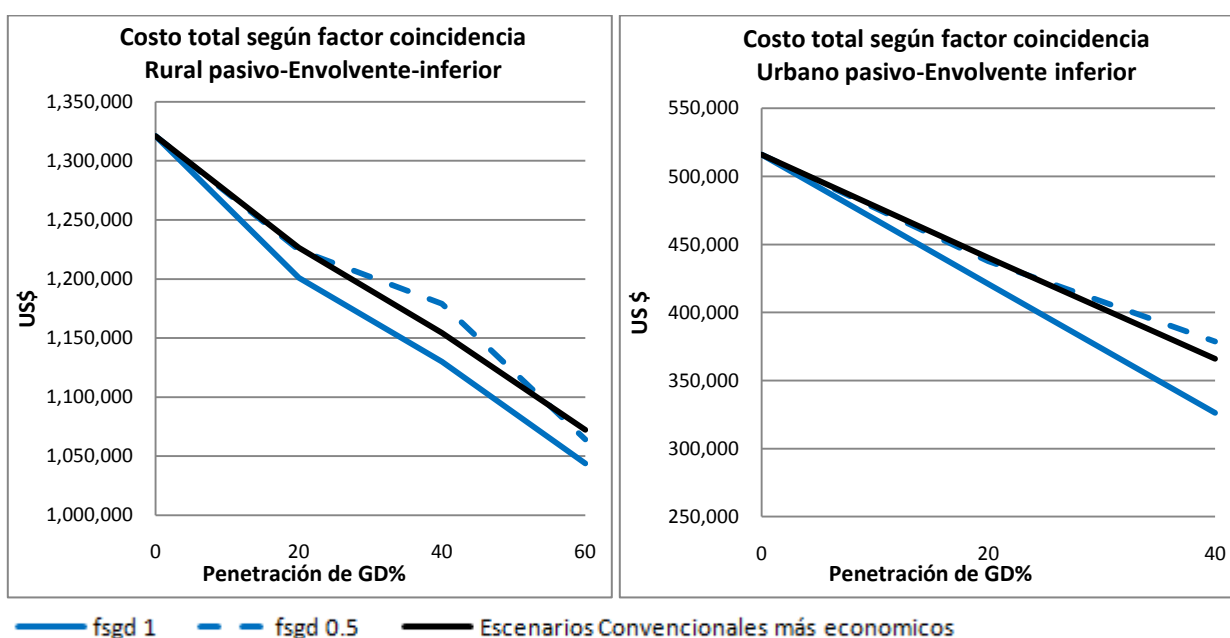


Figura 48 Análisis de sensibilidad factor de coincidencia demanda y generación máxima en envolventes inferiores a bajas penetraciones

Con un 0% de penetración los costos son independientes de la tecnología. Para mayores penetraciones, en ambos alimentadores se observa que los CTT con factor 0.5 son mayores a los costos con factor igual a 1. Todos los costos aumentan, salvo CINVTT que disminuye.

Por lo que se decide comparar los costos con factor 0.5 con los menores costos que se obtendrían con tecnología convencional. En ambos alimentadores la tecnología intermitente sigue siendo la mas económica con un 20% y con un 40% la convencional es mas económica. Luego, en el alimentador urbano desde el 40% la tecnología convencional es la más económica

pero en el alimentador rural con un 60% la tecnología intermitente sigue siendo la más económica.

Es de esperarse que con un menor factor de coincidencia entre la demanda máxima y la generación máxima de las tecnologías intermitentes, la tecnología convencional sea la más económica para todas las penetraciones.

5.7. Costos con bajas penetraciones de GD v/s no considerar GD

Si bien se verificó en términos generales la hipótesis, no se pudo identificar el alza de costos que podría implicar la conexión de GD en bajas penetraciones. Luego, se propone optimizar la operación del alimentador en cada penetración, considerando las inversiones máximas necesarias entre la penetración respectiva y sin GD. Es decir optimizar la operación de un alimentador existente, frente a la entrada en operación de un GD. Se minimizan las pérdidas energéticas sujetas a las restricciones de la Ley de Kirchoff para la tensión y de esta forma se obtienen los valores óptimos del voltaje en cada barra, en cada año y los reactivos de los GD, en cada año, en caso de regulación activa.

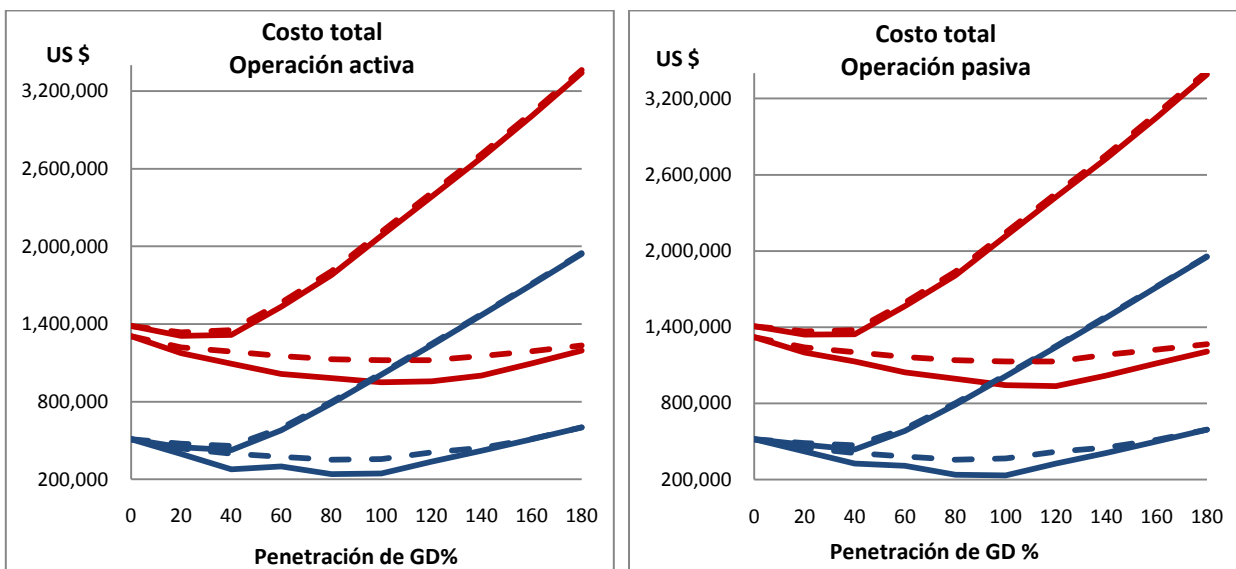


Figura 49 Costos totales óptimos de los alimentadores urbano y rural con operación activa (izq) y pasiva (der) v/s penetración de GD

La Figura 49 muestra los resultados; las líneas continuas corresponden a la planificación total del alimentador mientras que las líneas cortadas corresponden a la optimización de la operación.

Si bien, en ambos alimentadores, con ambos tipos de regulación de tensión los CTT aumentan, no cambian la tendencia que tenían sin red existente. En efecto, las inversiones totales aumentan (debido al aumento de cada inversión), pero los costos totales de las pérdidas

energéticas disminuyen (debido a la disminución de las pérdidas en las líneas y en los t/d por las pérdidas en los enrollados). Anexo O.

Cabe recordar que en este trabajo se consideraron los GD conectados directamente al lado BT de los t/d omitiendo los costos de conexión necesarios en caso que las fuentes energéticas de los GD se encuentren lejos de la red. Luego, este costo adicional podría explicar un aumento de los costos totales con bajas penetraciones debido a las economías de escala que presentaría con mayores penetraciones.

Por otra parte, el desarrollo de la empresa modelo realizado en [32] para la determinación de los costos de inversión y pérdidas en las redes de distribución se corre en modo cumplimiento de indicadores de calidad, que corresponde a dimensionar las redes de MT y los elementos de protección y maniobra teniendo como función objetivo la minimización de los costos de inversión y pérdidas sujeto al cumplimiento de los indicadores FMIK y TTIK que establece la reglamentación chilena.

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVA_{fs_i}}{kVA_{inst}} \quad TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVA_{fs_i} * T_{fs_i}}{kVA_{inst}} \quad (5.2)$$

kVA_{fs_i} : Potencia interrumpida en la Instalación de Conexión, expresada en [kVA].

kVA_{inst} : Capacidad de la Instalación de Conexión, expresada en [kVA].

T_{fs_i} : Tiempo de duración de cada interrupción.

n : Número de interrupciones en el período.

La potencia interrumpida se debe a la(s) falla(s) de algún(os) equipo(s), línea(s) o GD(s), pero se espera que a mayor penetración de GD, menor será la probabilidad de falla y el tiempo de duración de ésta. Implicando que los costos de inversión en equipos de protección y los costos de falla (energía no suministrada) sean mas relevantes en los escenarios con bajas penetraciones de GD que en aquellos sin GD. Con lo que se podría justificar el aumento de los costos totales con bajas penetraciones.

6. Conclusiones y propuestas para futuros trabajos

6.1. Conclusiones

En este trabajo se presenta en detalle la propuesta, el desarrollo y la validación de un modelo de planificación en verde de un alimentador de distribución de MT en función de la penetración de PMGD en BT, objetivo general de este trabajo.

El análisis de escenarios cuyos resultados puedan ser generalizados permite obtener un abanico de posibilidades según se trate de un alimentador urbano o rural. Sin embargo, las envolventes superiores e inferiores son claramente identificables, permitiendo de esta forma corroborar en términos generales la hipótesis planteada en la introducción.

Al considerar como base del estudio las envolventes, se obtienen ocho ecuaciones cúbicas representativas de la variación del costo óptimo del alimentador en función de la penetración de GD. Sin embargo, cabe recalcar que el uso directo de estas ecuaciones no es recomendable, ya que los parámetros técnicos y costos utilizados pueden variar en un caso particular y en el tiempo. Por lo tanto, se sugiere una planificación siguiendo el procedimiento descrito, integrando además algunas de las extensiones que se detallarán más adelante.

A continuación, se describen los patrones de comportamiento que se lograron establecer.

Alimentador urbano v/s alimentador rural

Análisis interesante desde el punto de vista del GD:

- Si $p < 100\%$ el alimentador urbano es siempre más económico que el rural.
- Si $p \geq 100\%$ depende del escenario.

Las envolventes del CTT del alimentador rural son siempre superiores a las del alimentador urbano debido a los mayores CINVCT.

Descomponiendo CTT:

- Las envolventes de cada costo muestran la misma tendencia que las envolventes de CTT.
- En ambos alimentadores, CINVRT y CINVQT son nulos o bien despreciables.
- La mayor cantidad de nodos en el alimentador urbano, implica mayor cantidad de t/d, mayores CINVTT, PETt/d y CPETt/d.

- Los CINVCT son los costos más relevantes en el alimentador rural (en el alimentador urbano cada costo tiene una importancia similar) y son mayores que los del alimentador urbano por su mayor largo.
- El mayor largo del alimentador rural y sus menores secciones implican mayores PETL y CPETL.
- Se obtienen, mayores pérdidas energéticas totales en el alimentador rural en la envolvente superior y en la envolvente inferior, hasta el 40% de penetración incluyendo el 80%. Para las demás penetraciones, se obtienen mayores pérdidas energéticas totales en el alimentador urbano.

Por otra parte, se verificaron los porcentajes que representan las pérdidas energéticas totales con respecto a la demanda energética total para el periodo de estudio.

En el caso de la envolvente inferior, en ambos alimentadores es ideal pues no supera el 2%. En cuanto a la envolvente superior del alimentador urbano, esta se encuentra dentro de lo aceptable pues su valor máximo no supera el 9%. Pero para el caso del alimentador rural, las pérdidas son aceptables solo hasta el 100% de penetración, donde bordean el 8%, luego empieza a aumentar, llegando incluso al 15%.

Regulación pasiva v/s regulación activa

Si bien la diferencia es pequeña, los CTT son siempre mayores en el caso pasivo. Salvo desde el 80% de la envolvente inferior del alimentador urbano, debido a los CINVTT:

- CapT, PETFe y CINVTT son mayores en el caso activo, debido a los mayores FRTPRt/d.
- PETCu, PETt/d y CPETt/d son mayores en el caso pasivo debido a los mayores FRTPR.
- Luego, se obtienen mayores PETL y CINVCT en el caso pasivo.
- CINVCT es mayor en el caso pasivo, también debido al menor rango de las caídas y alzas de tensión, por lo que las secciones deben ser mayores para disminuir las PETL.

Existen excepciones; con un 0%, CapT y PETt/d tienen un valor para cada alimentador, independiente de la envolvente y de la regulación de tensión.

Además, en el alimentador rural, con 100% y 120% en las envolventes inferiores, las pérdidas energéticas son iguales a cero por los FCPERD nulos y por ende los CINVCT son iguales al mínimo. Luego los CTT son mayores en el caso activo por los mayores CINVTT.

Las envolventes superiores del porcentaje que representan las pérdidas energéticas totales del alimentador rural pueden ser comparadas con [27]; corroborando que son mayores con regulación pasiva.

Ahorros con GD

- Si $p \leq 40\%$, en ambos alimentadores se obtienen ahorros en cualquier escenario.
- Si $p > 40\%$ en el caso de la envolvente superior no se obtiene ahorros, mientras que en las envolventes inferiores siempre se obtienen ahorros (salvo con un 180% en el alimentador urbano).

Los ahorros son mayores, porcentualmente, en el caso de regulación activa y en el caso del alimentador urbano.

Los CINVTT determinan a que penetración se obtiene el CTT mínimo en las envolventes inferiores. En el alimentador rural con operación pasiva se obtiene con un 120% mientras que con operación activa con un 120%. En el alimentador urbano, con operación pasiva se obtiene con un 100% mientras que con operación activa con un 80%.

Los CINVTT junto con el CPETt/d determinan a que penetración se obtiene el CTT de las envolventes superiores. En el alimentador rural se obtiene con un 20% y en el alimentador urbano con un 40%.

Análisis según las distribuciones de las cargas y la distribución y tecnología de los GD

Los escenarios que componen las envolventes no cambian según el tipo de operación (salvo la envolvente superior del alimentador urbano con un 20%). Luego se analizó solo la operación activa.

Además se observa cierta similitud entre los escenarios que componen las envolventes de ambos alimentadores, distinguiéndose tres intervalos a analizar; penetraciones iguales y superiores al 60%, con un 40% y con un 20%.

Las envolventes del porcentaje que representan las pérdidas energéticas totales del alimentador rural con operación pasiva pueden ser comparadas con [27]; corroborando que las superiores corresponden a tecnología de GD intermitente mientras que las inferiores corresponden a tecnología convencional.

Desde 80%, los FRTPA son mayores con tecnología int, luego:

- Desde 80% todas las pérdidas de potencia son mayores con int
- Con 60%, PPTL son mayores con conv en el caso U y Ld.
- Con 40%, PPTL y PPTCu mayores con conv y PPTFe mayor con conv en el caso U
- Con 20% todas las pérdidas de potencia son mayores con conv.

Por otra parte, los FCPERD son siempre mayores con int, luego:

- Desde el 60% todos los costos sean mayores con int.
- Con un 40% se obtienen mayores PETL y PTCu con int en los casos Ld y Lc pero no en el caso U, luego todos los costos son mayores con int para los casos Ld y Lc pero todos son mayores con conv para el caso U
- Con 20%, se obtienen mayores PETCu y PETFe con int. Pero mayores PETL con int solo en el caso Ld. Luego todos los costos de Ld son mayores con int, los CTT de U son mayores con int, pero CTT de Lc es mayor con conv.

Comparación de las distintas distribuciones de GD:

Ld v/s U

- Hasta 80%, Ld es más cara que U; PPTL y PETL y CINVCT
- Para penetraciones mayores depende de la tecnología:
Si es int, U es más cara que Ld, debido a mayores PPTL y PETL y CINVCT
Si es conv, Ld es más cara que U, debido a mayores pérdidas de potencia y energéticas.

Lc v/s U

- Desde 60% Lc es más cara que U, debido a mayores pérdidas de potencia y debido a que casi todos los costos son mayores con Lc
- Con 40%,
Si es conv, U es más cara que Lc (todos los costos son mayores con U)
Si es int, Lc es más cara que U (todos los costos mayores con Lc).
- Con 20%, U es más cara que Lc (debido a PETL y CINVCT).

Ld v/s Lc

- Hasta el 100% con tecnología conv y hasta el 40% con tecnología int, Ld es más cara que Lc. Debido a mayores PPTL y PETL y CINVCT, los demás costos son iguales en ambas distribuciones.

Con respecto al alimentador rural.

Desde 80%, los FRTPA son mayores con tecnología int, luego:

- Desde 80% todas las pérdidas de potencia son mayores con int
- Para penetraciones inferiores todas son mayores con conv.

Por otra parte, los FCPERD son siempre mayores con int, luego:

- Desde el 60% todos los costos son mayores con int. Salvo con un 60%, U-U y Ld-Ld.
- Con un 40%, mayores PETFe, PETCu con int y PETL y CTT salvo en U-U, Ld-Ld y U-Lc.
- Con 20%, mayores PETFe, PETCu con int, pero mayores PETL y CTT solo en U-Ld.

Comparación de las distintas distribuciones de GD, dada una distribución U de las cargas:

Ld v/s U

- Hasta un 80%, todos los costos de Ld son más caros que los de U (salvo con 60%, PETL y CINVCT)
- Para penetraciones mayores depende de la tecnología:
Si es intermitente, U es más cara (debido a mayores FRPA al final del alimentador que implican mayores a PETL y CINVCT)
Si es convencional, todos los costos de Ld son mayores a los de U.

Lc v/s U

- Desde el 60%, todos los costos de Lc son mayores a los de U (salvo con un 60% PETL y CINVCT)
- Para penetraciones menores, U es más cara (debido los FRPA al final del alimentador que implican mayores PETL y CINVCT)

Ld v/s Lc

- Hasta 40%, CTT de Ld son mayores a los CTT de Lc (Los FRPA al final del alimentador de Ld son mayores que los de Lc. CINVTT y CPETt/d son iguales con ambas distribuciones).
- Desde 60% depende la tecnología:
Si es int los CTT son mayores con Lc
Si es conv, con 60% y desde 160% los CTT son mayores con Lc (FRPA al final del alimentador de Lc son mayores que los de Ld desde 120%).

Comparación de las distintas distribuciones de GD, dada una distribución Ld de las cargas:

Ld v/s U

- Solo con un 20%, Ld es más cara que U (solo CINVTT son mayores con U)
- Desde el 40%, casi todos los costos son mayores con U

Lc v/s U

- Desde el 40%, todos los costos de Lc son mayores a los de U
- Con un 20%, con tecnología conv, U es más cara debido a PETL y CINVCT, pero con tecnología int todos los costos siguen siendo más caros con Lc.

Ld v/s Lc

- Desde el 40% todos los costos de Lc son mayores a los de Ld
- Con un 20%, con int los CTT son mayores con Lc (a pesar de tener mayores PETL y CINVCT con Ld)
Con conv, las mayores PETLy CINVCT con Ld implican mayores CTT con Ld.

Se deducen los CTT del escenario Ld-Lc-int del alimentador rural-pasivo, en función de la capacidad instalada de GD sin considerar tasa de crecimiento de generación, de modo a compararlos con los resultados obtenidos en [22]. En ambos casos, hasta una capacidad instalada de 2.3 MW (40% de penetración) la conexión de GD implica ahorros. Se verifica que los CINVCT son decisivos en un alimentador rural y que la inversión en reguladores de tensión para las caídas de tensión representa una pequeña parte del CTT.

Análisis de sensibilidad

El límite máximo a las secciones permite obtener resultados más reales; los CTT aumentan debido al aumento de CPETL a pesar de la disminución de CINVCT. Incluso, los CPETL pueden ser superiores a CINVCT, llegando a representar en algunos casos el costo más relevante. Por otra parte, si bien eligiendo un límite máximo de 100 mm² y 66 mm² para el alimentador urbano y rural respectivamente, se obtienen inversiones en reguladores de tensión en la operación pasiva, estos costos siguen siendo despreciables respecto de los demás (en operación activa las inversiones siguen siendo nulas). Luego, eligiendo menores límites máximos, mayores CINVCT y el cobre como material de los conductores, se esperarían mayores participaciones de los equipos reguladores.

El dimensionamiento de los t/d considerando la generación de reactivos en función de la demanda máxima de reactivos es más realista y además permite afirmar que la operación activa es siempre más económica que la operación pasiva.

Al considerar un mayor precio de la energía en el alimentador rural con operación pasiva, todos los costos aumentan (salvo CINVTT) y el porcentaje que representan las inversiones disminuye respecto al porcentaje que representan los costos por las pérdidas.

Al variar la tasa de crecimiento de la generación en el alimentador rural con operación pasiva, los CTT de la envolvente superior aumentan con la tasa desde el 40%, los CTT de la envolvente inferior aumentan a medida que disminuye la tasa entre el 20% y 120% y desde el 140% aumentan con la tasa.

Al considerar un menor factor de coincidencia entre la demanda máxima y la generación máxima con tecnología int todos los costos aumentan (salvo CINVTT que disminuye). Y comparándolos con los menores costos que se obtendrían con tecnología convencional, en ambos alimentadores con un 40%, la tecnología convencional pasa a ser la más económica. Es de esperarse que con un menor factor de coincidencia la tecnología convencional sea la más económica para todas las penetraciones.

Al considerar las inversiones máximas necesarias, los CTT aumentan pero no cambian de tendencia pues si bien las inversiones totales aumentan, los costos totales de las pérdidas energéticas disminuyen. Luego, el alza de los CTT que la conexión de GD a bajas penetraciones podría implicar, puede deberse a que en este trabajo se omiten los costos de conexión de los GD y que además, no se consideran elementos de protección.

6.2. Ideas para futuros trabajos

Extender la metodología considerando supuestos del modelo PECO:

- Planificación de alimentadores de BT como en [23] y [17]. La conexión de PMGD residenciales implicando desafíos regulatorios (los medidores no miden dirección del flujo).
- Dimensionamiento de la capacidad del transformador de la S/E (en un análisis expost, considerando la conexión de otras cargas a la S/E, en caso de considerar la conexión de otros alimentadores a la misma S/E se debe incluir elementos de protección y maniobra).
- Inversiones en elementos de seccionamiento y maniobra sujetas al cumplimiento de los indicadores de calidad y de seguridad (determinar la contribución de los GD a la CCC, estimación de la potencia interumpida y por ende las tasas de falla de los diversos componentes del alimentador).
- Evaluar alimentadores monofásicos (con retorno).

Por otra parte, el modelo PECO incluye en el VNR de las redes de distribución de la empresa modelo; los costos por concepto de derechos municipales, servidumbres, bienes intangibles, capital de explotación, costos de ingeniería conceptual, ingeniería de detalle, inspección y gastos generales de administración de las obras. Además de bienes muebles e inmuebles, resultante del diseño de la empresa modelo para la explotación técnica y comercial.

Y considera en los costos de explotación; los costos de remuneraciones, costos de materiales, infraestructura y servicios. Pero no considera los costos de las pérdidas energéticas, pues estas las utiliza para el cálculo de los factores de expansión de pérdidas.

Cabe recalcar que a las pérdidas técnicas determinadas por el modelo PECO se le adicionan en un “modelamiento post-PECO” las pérdidas técnicas por desequilibrios de fases en las redes, pérdidas en acometidas y medidores y pérdidas por Fugas y Pérdidas Dieléctricas. Por último, las Bases Técnicas establecen que el Consultor debe considerar, a los efectos de establecer el Balance de Energía y Potencia, las pérdidas por hurto y pérdidas por concepto de incobrables.

Además de las consideraciones del modelo PECO de [32], se proponen las siguientes ideas:

- Considerar incertidumbre en la demanda y/o en la generación.
- Respecto de las cargas; estudiar el caso en que todas o algunas fuesen capacitivas, considerar distintos factores de carga en un mismo alimentador, considerar variabilidad de la demanda y/o generación mediante curvas horarias.
- Plantear una función multiobjetivo con el fin de incluir la optimización de la compra de energía y potencia por parte de la distribuidora, al sistema o bien al GD. Así como la opción de que la distribuidora pueda invertir en GD, minimizando la energía no suministrada.

Bibliografía

- [1] G.W. Ault, J.R. McDonald and G.M. Burt. Strategic analysis framework for evaluating distributed generation and utility strategies. *IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol.150, No. 4, Julio 2003.*
- [2] DG-GRID Enhancement of sustainable electricity supply through improvements of the regulatory framework of distribution networks for distributed generation. *Research Project supported by the European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, under the Energy Intelligent Europe (EIE).*
D. Pudjianto, D.M. Cao, S. Grenard, G. Strbac. Method for Monetisation of Cost and Benefits of DG Options. University of Manchester and Imperial College London, Enero 2006.
D.M. Cao, D. Pudjianto, G. Strbac, A. Martikainen, S. Kärkkäinen, J. Farin. Costs and Benefits of DG Connections to Grid System – Studies on the UK and Finnish Systems. Imperial College London, UK and VTT Technical Research Centre of Finland, Finland, Diciembre 2006.
Goran Strbac, Nick Jenkins, Tim Green, Danny Pudjianto. Review of Innovative Network Concepts. Imperial College London and University of Manchester, Diciembre 2006.
- [3] Y. G. Hegazy, Member, M. M. A. Salama, A. Y. Chikhani. Adequacy Assessment of Distributed Generation systems Using Monte Carlo Simulation. *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, Febrero 2003.*
- [4] Caisheng Wang, and M. Hashem Nehrir. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 4, Noviembre 2004.*
- [5] Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighzadeh, M. R. Bayat, M. E. Khodayar. Using genetic algorithm for distributed generation allocation to reduce losses and improve voltage profile. *Proceedings of the 42nd International Universities Power Engineering Conference, 2007. UPEC 2007. On page(s): 954 – 959.*
- [6] Walid El-Khattam, Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy, M. M. A. Salama. Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market. *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 3, Agosto 2004.*
- [7] M. Gandomkar, M. Vakilian, M. Ehsan. Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Network Using Hereford Ranch Algorithm. *Proceedings of the Eighth International Conference on Electrical Machines and Systems, 2005. ICEMS 2005. On page(s): 916 - 918 Vol. 2.*
- [8] M. Mardaneh, G. B. Gharehpetian. Siting and sizing of DG units using GA and OPF based technique. *IEEE 10 Conference TENCON 2004. On page(s): 331 - 334 Vol. 3.*

- [9] S. Kamalinia, S. Afsharnia, M. E. Khodayar, A. Rahimikian, M.A. Sharbafi. A combination of madm and genetic algorithm for optimal dg allocation in power systems. *Proceedings of the 42nd International Universities Power Engineering Conference, 2007. UPEC 2007. On page(s): 1031 – 1035.*
- [10] Gianni Celli, Emilio Ghiani, Susanna Mocci, Fabrizio Pilo. A Multiobjective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 2, Mayo 2005.*
- [11] S. M. Sadeghzadeh, and M. Ansarian. Distributed Generation and Renewable Planning with a Linear Programming Model. *First International Power and Energy Coference pecon 2006, Noviembre 28-29, 2006, Putrajaya, Malaysia.*
- [12] Walid El-Khattam, Y. G. Hegazy, and M. M. A. Salama. Investigating Distributed Generation Systems Performance Using Monte Carlo Simulation. *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 2, Mayo 2006.*
- [13] Richard E. Brown, Jiuping Pan, Xiaoming Feng, Krassimir Koutlev. Siting Distributed Generation to Defer T&D Expansion. *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES.*
- [14] Xiaoming Feng, Yuan Liao, Jiuping Pan, Richard E. Brown. An Application of Genetic Algorithms to Integrated System Expansion Optimization. *Power Engineering Society General Meeting, Julio 2003, IEEE.*
- [15] Chen Hai-yan, CHEN Jin-fu, DUAN Xian-zhong. Integrated Planning of Distributed Generation Sources and Networks in Distribution Systems. *41st International Universities Power Engineering Conference, 2006. UPEC '06. On page(s): 207 – 211.*
- [16] Sérgio Haffner, Luís Fernando Alves Pereira, Luís Alberto Pereira, Lucio Sangio Barreto. Multistage Model for Distribution Expansion Planning With Distributed Generation—Part I: Problem Formulation. *IEEE Transactions, Vol. 23, No. 2, Abril 2008.*
- [17] M. G. Ippolito, G. Morana, E. Riva Sanseverho, F. Vuinovich. Risk based optimization for strategical planning of electrical distribution systems with dispersed generation. *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna. On page(s): 7 pp. Vol.1.*
- [18] G. Celli, F. Pilo. Optimal distributed generation allocation in MV distribution networks. *Proceedings of the 22nd IEEE Power Engineering Society International Conference on*

Power Industry Computer Applications, 2001. PICA 2001. Innovative Computing for Power - Electric Energy Meets the Market. On page(s): 81 - 86

- [19] T. Niknam, A.M. Ranjbar, A.R. Shirani, B. Mozafari, A. Ostadi. Optimal Operation of Distribution System with Regard to Distributed Generation: A comparison of Evolutionary Methods. *Conference Record of the 2005 Industry Applications Conference, 2005. Fourtieth IAS Annual Meeting.*
- [20] Guillermo Jiménez Estévez. Planificación de Sistemas de Distribución por medio de Técnicas Evolutivas. *Phd Thesis Universidad de Chile, Ingeniería Eléctrica, 2010.*
- [21] Torsten Lund. Analysis of distribution systems with a high penetration of distributed generation. *Phd Thesis, Technical University of Denmark. Sept 2007.*
- [22] Ricardo Alberto Mohr Rioseco. Inserción de generadores de energía renovable en redes de distribución. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. *Pontificia Universidad Católica de Chile Escuela de Ingeniería. Ago 2007.*
- [23] Rodrigo Palma Behnke, Guillermo Jiménez Estévez, Rigoberto Torres Avila, Carlos Gherardelli. Revisión y Extensión de Modelo de Evaluación de Alternativas de proyectos de electrificación rural. *Informe Final Preliminar 2009.*
- [24] R. Caldon, F. Rossetto, A. Scala. Reactive power control in distribution networks with dispersed generators: a cost based method. *Electric Power Systems Research 64 (2003) 209 - 217.*
- [25] Tomonobu Senjyu, Yoshitaka Miyazato, Atsushi Yona, Naomitsu Urasaki, Toshihisa Funabashi. Optimal Distribution Voltage Control and Coordination With Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23, No. 2, Abril 2008.*
- [26] Philip Brady, Chensong Dai, Y. Baghzouz. Need to Revise Switched Capacitor Controls on Feeders with Distributed Generation. *2003 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. On page(s): 590 - 594 vol.2.*
- [27] Víctor H. Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad, Tomás Gómez San Román. Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 2, Mayo 2006.*
- [28] Walter Brokering Christie, Rodrigo Palma Behnke, Luis Vargas Diaz. Ñom lufke (el Rayo Domado) o los Sistemas Eléctricos de potencia.
- [29] Ecuatran S.A Transformadores de distribución de energía eléctrica. Basado en la norma técnica ecuatoriana.

- [30] Apunte cátedra Planificación de Sistemas eléctricos de potencia. Departamento Ingeniería Eléctrica. Universidad de Chile.
- [31] Apunte cátedra Gestión de la Distribución de Energía Eléctrica. Departamento Ingeniería Eléctrica. Universidad de Chile.
- [32] Comisión Nacional de Energía. Estudio de costos de componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2008-noviembre 2012 (Informe Área 1 e Informe Área 5)
- [33] J. Riquelme Santos, A. Gomez Exposito, J.L. Martinez Ramos. A Reduced-Size Genetic Algorithm for Optimal Capacitor Placement on Distribution Feeders. *Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, 2004. MELECON 2004. On page(s): 963 - 966 Vol.3.*
- [34] Peter M. Hogan, John D. Rettkowski, Juan L. Bala, Jr. Optimal Capacitor Placement Using Branch and Bound. *37 th Annual North American Power Symposium, 2005.*
- [35] Geovanny Pan-Echeverría, Teddy Gaumer-Araujo, Daniel Pacho-Carrillo. Simulación y optimización de una planta de separación y estabilización de gas y condensados. *Tecnología, Ciencia, Educación, Vol. 24, Núm. 1, enero-junio, 2009, pp. 66-75, Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos, México.*
- [36] Mark S. Gockenbach. Introduction to sequential quadratic programming.
- [37] Alaa Sheta, HamzaTurabieh. A Comparison between Genetic Algorithms and Sequential Quadratic Programming in Solving Constrained Optimization Problems. *AIML Journal, Volume (6), Issue (1), January, 2006, Information Technology Department, Al-Balqa Applied University Al-Salt, Jordan.*
- [38] Maria Gabriela Alcazar. Metodología de Evaluación de Costos para una Empresa Distribuidora para Distintos Niveles de Penetración de Generación Distribuida. Memoria para optar al grado de Ingeniero civil electricista. Universidad de Chile, 2009.
- [39] Rodrigo Palma, Guillermo Jiménez, Ignacio Alarcón. Las Energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno. *Cooperación intergubernamental Chile-Alemania, 2009.*
- [40] Rodrigo Palma, Guillermo Jiménez, Pilar Moraga. Barreras de mercado al fomento de las ERNC (pp 497-507). *Desarrollo sustentable gobernanza y derecho. Actas de las cuartas jornadas de derecho ambiental. Legal publishing 2008.*
- [41] Compendio energético de Chile 2010. *Revista EDITEC.*

Anexos

A Rango de reactancia inductiva

Nombre	Tamaño	Tipo	Metal	Resistencia [Ω /km]	Capacitancia [Ω /km]	Inductancia [Ω /km]	Precio [US\$/Km]	Capacidad [A]
Copper n°6	Copper n°6	Solid	Cobre	1,348425	0,000003	0,3258	3.240,6	125
Copper n°5	Copper n°5	Solid	Cobre	1,100000	0,000004	0,3184	2.600,0	145
Copper n°4	Copper n°4	Solid	Cobre	0,846457	0,000004	0,3110	5.323,5	170
Copper n°2	Copper n°2	Solid	Cobre	0,534777	0,000004	0,2969	8.467,7	225
Copper n°8	Copper n°8	Strand	Cobre	2,186024	0,000003	0,3399	2.173,9	95
Copper n°6	Copper n°6	Strand	Cobre	1,375000	0,000003	0,3258	3.430,8	125
Copper n°4	Copper n°4	Strand	Cobre	0,864829	0,000004	0,3110	5.430,8	170
Copper n°2	Copper n°2	Strand	Cobre	0,544619	0,000004	0,2969	8.618,0	225
Copper 1/0	Copper 1/0	Strand	Cobre	0,341864	0,000004	0,2791	12.774,0	310
Copper 2/0	Copper 2/0	Strand	Cobre	0,271227	0,000004	0,2718	16.090,6	355
Copper 3/0	Copper 3/0	Strand	Cobre	0,215092	0,000004	0,2644	20.324,7	410
Copper 4/0	Copper 4/0	Strand	Cobre	0,170571	0,000005	0,2509	25.519,4	480
Rose	4	AAC	Aluminio	1,358268	0,000004	0,3740	471,98	138
Iris	2	AAC	Aluminio	0,853018	0,000005	0,3566	780,81	185
Poppy	1/0	AAC	Aluminio	0,538058	0,000005	0,3392	1.098,95	247
Aster	2/0	AAC	Aluminio	0,426509	0,000005	0,3307	1.385,04	286
Phlox	3/0	AAC	Aluminio	0,337927	0,000005	0,3219	1.684,55	331
Oxlip	4/0	AAC	Aluminio	0,268045	0,000005	0,3133	2.032,91	383
Valerian	250	AAC	Aluminio	0,226706	0,000006	0,3025	2.302,33	426
Daisy	266,8	AAC	Aluminio	0,212598	0,000006	0,3038	2.334,06	443
Laurel	266,8	AAC	Aluminio	0,212598	0,000006	0,3002	2.876,48	444
Tulip	336,4	AAC	Aluminio	0,168635	0,000006	0,2913	3.491,63	513
Canna	397,5	AAC	Aluminio	0,142717	0,000006	0,2851	3.979,33	570
Cosmos	477	AAC	Aluminio	0,118766	0,000006	0,2782	4.613,16	639
Zinnia	500	AAC	Aluminio	0,113517	0,000006	0,2766	4.743,27	658
Syringa	477	AAC	Aluminio	0,118766	0,000006	0,2772	4.936,38	639
Dahlia	556,5	AAC	Aluminio	0,102034	0,000006	0,2723	5.381,69	703
Meadowsweet	600	AAC	Aluminio	0,074803	0,000006	0,2684	5.691,14	738
Mistletoe	556,5	AAC	Aluminio	0,102034	0,000006	0,2710	5.810,17	704
Orchid	636	AAC	Aluminio	0,089239	0,000006	0,2661	6.032,68	765
Violet	715,5	AAC	Aluminio	0,079396	0,000007	0,2615	6.787,53	823
Petunia	750	AAC	Aluminio	0,075459	0,000007	0,2598	7.391,08	847
Arbutus	795	AAC	Aluminio	0,071194	0,000007	0,2559	7.614,80	878
Lilac	795	AAC	Aluminio	0,071194	0,000007	0,2572	7.663,78	879
Lilac	795	AAC	Aluminio	0,071194	0,000007	0,2572	7.663,78	879
Magnolia	954	AAC	Aluminio	0,059383	0,000007	0,2503	8.697,44	982
Magnolia	954	AAC	Aluminio	0,059383	0,000007	0,2503	8.697,44	982
Goldenrod	954	AAC	Aluminio	0,059383	0,000007	0,2503	9.001,31	983
Larkspur	1033,5	AAC	Aluminio	0,054790	0,000007	0,2474	9.294,55	1.032
Bluebell	1033,5	AAC	Aluminio	0,054790	0,000007	0,2480	10.217,65	1.031
Marigold	1113	AAC	Aluminio	0,050853	0,000007	0,2441	10.251,15	1.079

Columbine	1351,5	AAC	Aluminio	0,041995	0,000007	0,2369	11.366,04	1.212
Hawthorn	1192,5	AAC	Aluminio	0,047572	0,000007	0,2418	11.784,74	1.124
Carnation	1431	AAC	Aluminio	0,039698	0,000007	0,2346	12.028,84	1.253
Narcissus	1272	AAC	Aluminio	0,044619	0,000007	0,2392	12.378,74	1.169
Coreopsis	1590	AAC	Aluminio	0,035761	0,000007	0,2313	13.911,15	1.333
Jessamine	1750	AAC	Aluminio	0,032415	0,000008	0,2274	15.740,03	1.408
Lupine	2500	AAC	Aluminio	0,022900	0,000008	0,2139	25.115,16	1.706
Alton	48,69	AAAC	Aluminio	1,358268	0,000029	2,3458	695,70	143
Ames	77,47	AAAC	Aluminio	0,853018	0,000031	2,2244	927,82	191
Azusa	123,3	AAAC	Aluminio	0,534777	0,000032	2,1063	1.393,11	256
Anaheim	155,4	AAAC	Aluminio	0,426509	0,000033	2,0472	1.708,86	296
Amherst	195,7	AAAC	Aluminio	0,337927	0,000034	1,9882	2.145,57	342
Alliance	246,9	AAAC	Aluminio	0,267717	0,000035	1,9291	2.661,75	395
Butte	312,8	AAAC	Aluminio	0,211286	0,000037	1,8602	3.679,63	460
Canton	394,5	AAAC	Aluminio	0,167651	0,000038	1,8012	4.264,27	532
Cairo	465,4	AAAC	Aluminio	0,142060	0,000039	1,7585	5.031,23	590
Darien	559,5	AAAC	Aluminio	0,118110	0,000040	1,7126	5.892,98	663
Elgin	652,4	AAAC	Aluminio	0,101378	0,000040	1,6732	6.871,42	729
Flint	740,8	AAAC	Aluminio	0,089239	0,000041	1,6371	7.141,08	790
Greeley	927,2	AAAC	Aluminio	0,071194	0,000043	1,5814	8.938,16	908
Swanate	4	ACSR	Aluminio	1,309055	0,000005	0,4065	624,28	140
Swan	4	ACSR	Aluminio	1,322178	0,000005	0,4311	644,06	140
Sparrow	2	ACSR	Aluminio	0,833333	0,000005	0,4052	802,76	184
Sparate	2	ACSR	Aluminio	0,823491	0,000005	0,3858	882,15	184
Raven	1/0	ACSR	Aluminio	0,521654	0,000005	0,3734	1.201,31	242
Quail	2/0	ACSR	Aluminio	0,413386	0,000005	0,3665	1.478,58	276
Pigeon	3/0	ACSR	Aluminio	0,328084	0,000005	0,3553	1.900,62	315
Penguin	4/0	ACSR	Aluminio	0,260827	0,000005	0,3435	2.339,90	357
Waxwing	266,8	ACSR	Aluminio	0,210958	0,000006	0,3064	3.096,36	449
Merlin	336,4	ACSR	Aluminio	0,167323	0,000006	0,2877	3.546,56	519
Partridge	266,8	ACSR	Aluminio	0,208990	0,000006	0,2890	3.723,62	475
Chickadee	397,5	ACSR	Aluminio	0,141732	0,000006	0,2808	4.191,40	576
Linnet	336,4	ACSR	Aluminio	0,165682	0,000006	0,2802	4.234,42	529
Ibis	397,5	ACSR	Aluminio	0,140420	0,000006	0,2740	4.841,93	587
Pelican	477	ACSR	Aluminio	0,118110	0,000006	0,2740	4.894,49	646
Lark	397,5	ACSR	Aluminio	0,139436	0,000006	0,2703	5.189,99	594
Oriole	336,4	ACSR	Aluminio	0,164698	0,000006	0,2766	5.239,86	535
Osprey	556,5	ACSR	Aluminio	0,101050	0,000006	0,2684	5.589,11	711
Hawk	477	ACSR	Aluminio	0,116798	0,000006	0,2671	5.681,89	659
Flicker	477	ACSR	Aluminio	0,117454	0,000006	0,2684	5.862,01	655
Dove	556,5	ACSR	Aluminio	0,100394	0,000006	0,2608	6.433,60	726
Hen	477	ACSR	Aluminio	0,116142	0,000006	0,2635	6.473,56	666
Parakeet	556,5	ACSR	Aluminio	0,100722	0,000006	0,2628	7.079,63	721
Rook	636	ACSR	Aluminio	0,087927	0,000007	0,2579	7.122,31	784
Kingbird	636	ACSR	Aluminio	0,088583	0,000006	0,2641	7.161,84	773
Grosbeak	636	ACSR	Aluminio	0,087598	0,000007	0,2559	7.350,75	789
Apricot	4	AAC	Aluminio	1,35826772	4,49677E-06	0,37401575	859,5801	138
Peach	2	AAC	Aluminio	0,85301837	4,73494E-06	0,3566273	1194,226	185
Quince	1/0	AAC	Aluminio	0,53805774	5,00892E-06	0,33923885	1528,871	247

Orange	2/0	AAC	Aluminio	0,42650919	5,16993E-06	0,33070866	2185,039	286
Olive	4/0	AAC	Aluminio	0,26804462	5,44176E-06	0,31332021	2683,727	383
Fig	3/0	AAC	Aluminio	0,33792651	5,30194E-06	0,32185039	2723,097	331
Mulberry	266,8	AAC	Aluminio	0,21259843	5,64688E-06	0,30380577	4133,858	443
Anona	336,4	AAC	Aluminio	0,16863517	5,85864E-06	0,29133858	4845,801	513
Molles	397,5	AAC	Aluminio	0,14271654	5,97603E-06	0,28510499	5324,803	570
Paw Paw	556,5	AAC	Aluminio	0,10203412	6,28513E-06	0,27230971	7112,861	703
Huckleberry	477	AAC	Aluminio	0,1187664	6,15542E-06	0,27821522	7221,129	639
Breadfruit	636	AAC	Aluminio	0,08923885	6,42043E-06	0,26607612	9117,454	765
Persimmon	795	AAC	Aluminio	0,07119423	6,64138E-06	0,25590551	10787,4	878
Grapefruit	1033,5	AAC	Aluminio	0,05479003	6,93624E-06	0,24737533	12214,57	1032
Butternut	4	ACSR	Aluminio	1,30905512	4,6196E-06	0,40649606	1040,026	140
Hickory	4	ACSR	Aluminio	1,30905512	4,6196E-06	0,40649606	1181,102	140
Pignut	2	ACSR	Aluminio	0,83333333	4,83543E-06	0,40518373	1295,932	184
Almond	1/0	ACSR	Aluminio	0,52165354	5,10955E-06	0,37335958	1896,325	242
Pecan	2/0	ACSR	Aluminio	0,41338583	5,25691E-06	0,36646982	2401,575	276
Filbert	3/0	ACSR	Aluminio	0,32808399	5,4175E-06	0,35531496	3008,53	315
Buckeye	4/0	ACSR	Aluminio	0,26082677	5,49923E-06	0,34350394	3129,921	357

Tabla 28 Características de conductores

B Demanda residual máxima para dimensionar la capacidad de los t/d

Para determinar la capacidad de los transformadores se debe determinar la demanda residual máxima durante el periodo del estudio. El momento en el que esta ocurre no es evidente pues depende de la tasa de crecimiento del GD y de la penetración inicial (año 0) de GD.

A continuación un ejemplo que muestra esta característica: caso en que la generación en año 0 es menor a la demanda en año 0.

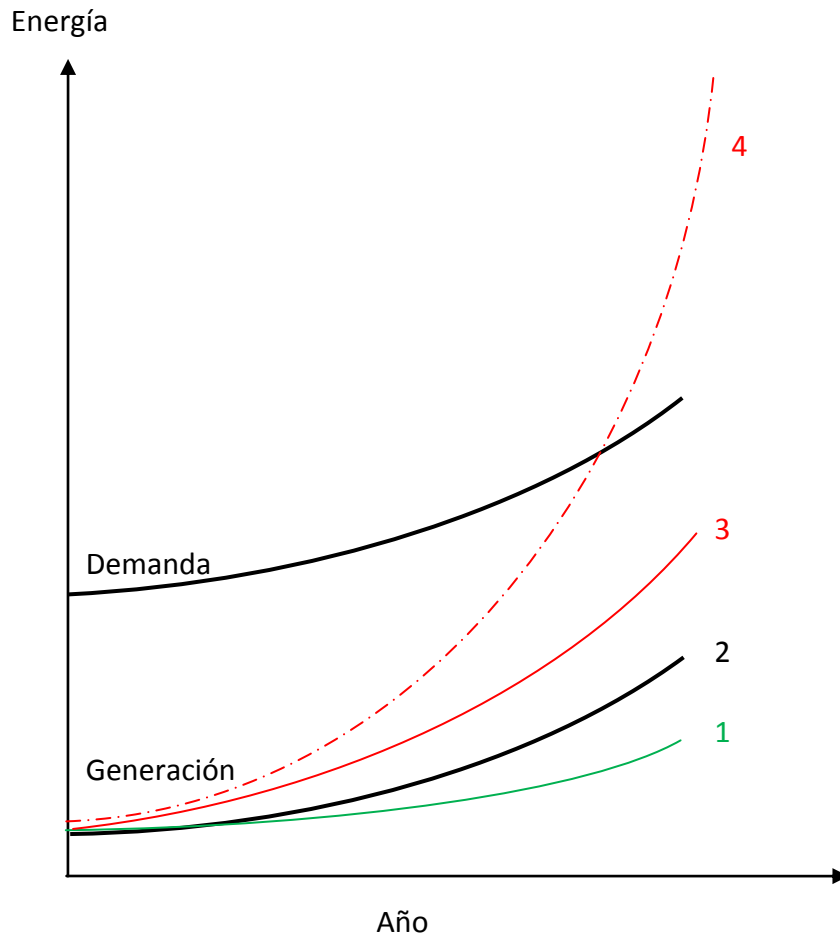


Figura 50 Demanda residual máxima

Si la tasa de crecimiento del GD es igual a la tasa de crecimiento de la demanda (2), la demanda residual será la misma para todos los años.

Si la tasa de crecimiento del GD es menor a la tasa de crecimiento de la demanda (1), la demanda residual máxima siempre corresponderá a la del último año T del periodo de estudio.

Sin embargo si la tasa de crecimiento del GD es mayor a la tasa de crecimiento de la demanda no se puede generalizar, pues en algunos casos la demanda residual máxima corresponderá a la del último año T del periodo de estudio (4) y en otros corresponderá a la del año inicial 0 del periodo de estudio (3).

C Costo de inversión de los t/d

De los datos entregados en [32], se pueden encontrar representaciones lineales de los costos de inversión en t/d en función de la capacidad en kVA; para t/d monofásicos y trifásicos para niveles de tensión de 23 Kv y 13.2 Kv. Se decide considerar la relación a los 13.2 kV tanto para el alimentador rural como para el urbano. Los costos usados por la CNE están en unidades de peso, por lo que para expresarlos en dólares se considera un valor del dólar representativo del momento en el que se realizó este trabajo: 1 dólar a 520 pesos.

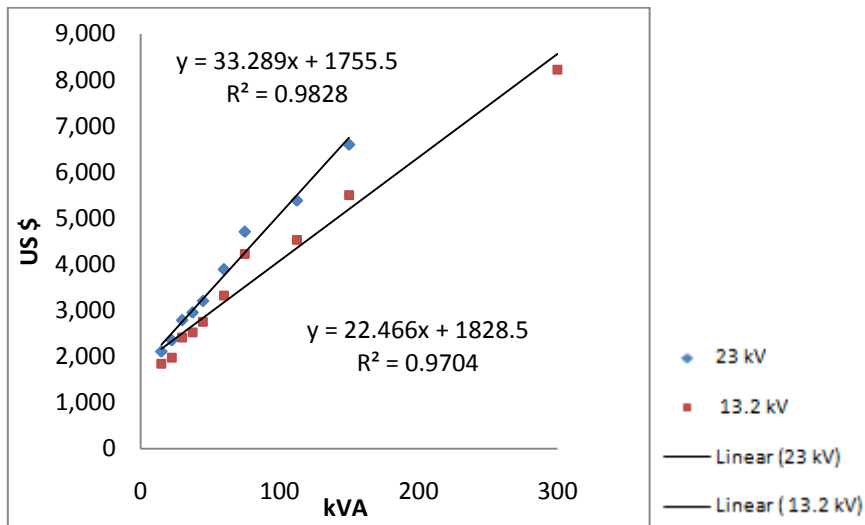


Figura 51 Inversión en t/d trifásicos en función de los kVA

D Pérdidas de potencia de los t/d en función de su capacidad

Se presentan las pérdidas nominales en el cobre de los enrollados y en el hierro de los t/d en función de la capacidad de éstos.

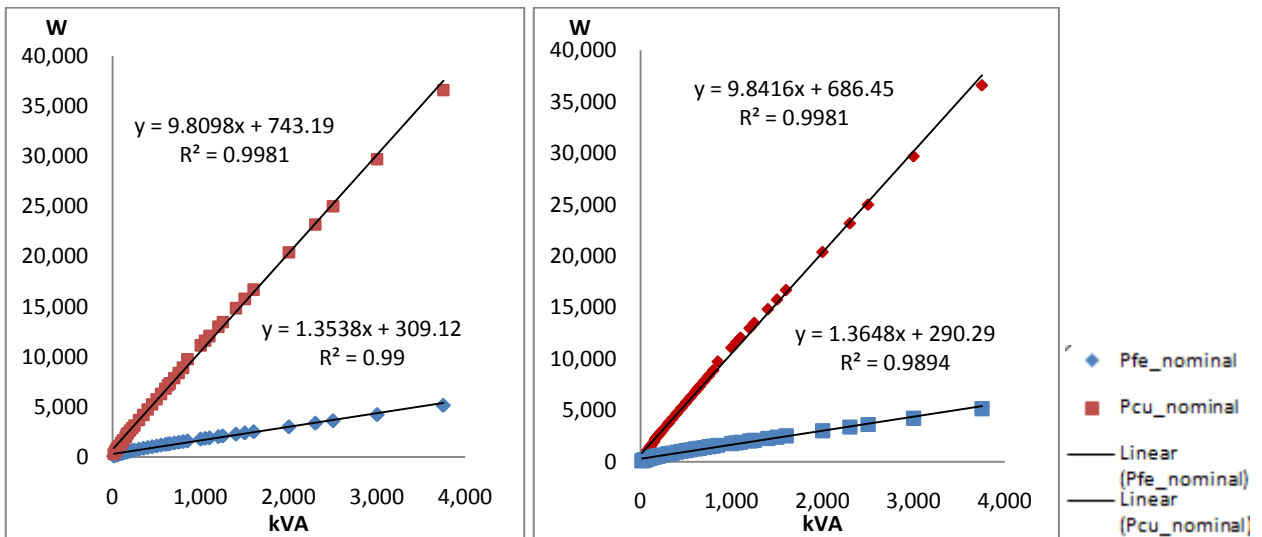


Figura 52 Pérdidas nominales en t/d trifásicos en función de los kVA. Izq AT < 25 Kv, Der AT < 15kV

E Algoritmos usados para la operación de redes de distribución con PMGD

Se identifican dos tendencias:

- Programación matemática (programación mixta, no lineal, dinámica, lineal)
- Métodos heurísticos (incluyen los algoritmos evolutivos como colonia de hormigas, búsqueda Tabú, algoritmo genético)

El diseño de redes se trata de un problema de naturaleza combinatorial luego el tiempo computacional es muy grande cuando se usan métodos tradicionales o procedimientos heurísticos. [20] explicita que el orden de crecimiento del algoritmo para encontrar la solución no está acotado por un polinomio de orden n ; luego las herramientas tradicionales están acotadas a problemas de pequeña escala. Es por esto que la tendencia actual para el diseño de redes es hacia los métodos meta-heurísticos, a pesar que estos no garanticen una solución óptima si no una buena solución (pudiendo incluso ser una cota superior de la solución óptima) especialmente en caso de tener funciones multiobjetivo (como en [17], [19] y [9]).

La aplicación más común es el algoritmo genético (AG). Este aplica el concepto de selección natural; codifica las soluciones candidatas con dígitos binarios definiéndolas como cromosomas; los cromosomas evolucionan en cada interacción dando paso a nuevas generaciones mediante el cruce o la mutación; la nueva generación se obtiene de la selección de los mejores cromosomas de la generación anterior mediante criterios de evaluación; la selección guía a la solución óptima eligiendo cada vez los cromosomas mejor evaluados.

La popularidad de este método se debe a que; puede ser usado tanto en problemas de optimización discretos como continuos; tiene pocas probabilidades de quedar atrapado en un mínimo local; tiene menos probabilidades de quedar atrapado en un óptimo local como el método de Newton o del gradiente descendente; usa operadores probabilísticos (cruce y mutación). Si bien durante el proceso evolutivo pueden aparecer soluciones no factibles, existen diversos métodos para manejar este inconveniente. En [37] se aplica el AG y el método SQP para la optimización de problemas con restricciones no lineales, los resultados permiten concluir que el AG es robusto y permite incluso superar la solución óptima del método SQP.

Sin embargo en este trabajo, al tratarse de la optimización de un alimentador, el número de variables a optimizar permite considerar la programación matemática como una buena opción. El software MAPLE ofrece distintos métodos matemáticos para resolver problemas no lineales (minimizar o maximizar), en orden de menor a mayor generalidad:

Interpolación cuadrática: válido para problemas univariados sin restricciones generales pero con límites finitos. Este método asume que la función objetivo tiene una derivada de primer orden, continua pero no requiere que se le sea entregada explícitamente.

Branch-and-Bound (búsqueda global): valido para problemas univariables sin restricciones generales pero con límites finitos. Se diferencia de los otros métodos debido a que inicialmente realiza una búsqueda global, asumiendo continuidad de Lipschitz, y luego afina la solución mediante una búsqueda localizada.

Newton modificado: valido para problemas sin restricciones o con límites finitos. El método requiere que se le entregue el gradiente de la función objetivo explícitamente.

Simplex no-lineal (o Nelder-Mead): valido para problemas sin límites ni restricciones generales. No requiere las derivadas, tiende a ser lento pero robusto.

Gradiente conjugado precondicionalmente (PCG): valido para problemas sin límites ni restricciones generales. Usa el gradiente de la función objetivo, entregado explícitamente.

Programación cuadrática secuencial (SQP): válido arbitrariamente para problemas con y sin restricciones. El método usa las derivadas automáticamente entregadas por MAPLE o explícitamente entregadas.

Este último método es el único que sirve para la optimización de este trabajo.

El método SQP

Debido a la naturaleza no-lineal de la función objetivo y de las restricciones, se debe recurrir a algoritmos de búsqueda que se adapten bien a regiones de búsqueda donde la razón de cambio esté en la vecindad del punto óptimo. Al adaptarse mejor a la curvatura de las ecuaciones, estos algoritmos convergen más rápidamente y son más estables. Entre los algoritmos más usados en estos sistemas están los algoritmos de programación cuadrática, PC (QP). [35]

Considerando un problema de optimización no lineal de la forma [36]:

$$\begin{array}{ll} \text{Min } f(x) \\ \text{Sujeto a } & h(x) = 0 \\ & g(x) \leq 0 \end{array}$$

Donde $f: R^n \rightarrow R$ es la función objetivo y las funciones $h: R^n \rightarrow R$ y $g: R^n \rightarrow R$ describen las restricciones de igualdad y desigualdad.

El método SQP es un procedimiento iterativo que modela el problema de optimización no lineal para una solución iterativa $x^k, k \in N_0$ dada, mediante un subproblema PC, resuelve este subproblema PC, y usa la solución para construir una nueva iteración x^{k+1} . Esta construcción es realizada de forma tal que la secuencia $(x^k)_{k \in N_0}$ con $k \rightarrow \infty$, converja a un mínimo local x^* del problema. En este sentido, el método SQP es una extensión del método de Newton. Sin embargo, la presencia de restricciones implica que la implementación y el análisis del método SQP sean mucho más complicados.

El planteamiento de PC consiste en una función objetivo cuadrática y restricciones lineales. Estas son obtenidas de la aproximación de la función objetivo y de las restricciones del problema mediante la expansión de series de Taylor de segundo y primer orden respectivamente (los códigos de programación cuadrática permiten introducir límites superiores e inferiores de las variables). Sin embargo, la curvatura de las restricciones debe ser capturada por la modelación del problema. Por otra parte, suponiendo multiplicadores de lagrange λ^* y μ^* correspondientes al mínimo local x^* del problema, se cumple que el lagrangeano $L(x, \lambda^*, \mu^*)$ es igual a $f(x)$ para todos los x candidatos. Se propone plantear la minimización del lagrangeano, y por ende de su modelación cuadrática.

Con

$$L(x, \lambda, \mu) = f(x) + \lambda * h(x) + \mu * g(x)$$

Se tienen las siguientes aproximaciones:

$$L(x^k + d, \lambda^k, \mu^k) = L(x^k, \lambda^k, \mu^k) + \nabla L(x^k, \lambda^k, \mu^k) * d + \frac{1}{2} d * \nabla^2 L(x^k, \lambda^k, \mu^k) * d$$

$$h(x^k + d) = h(x^k) + \nabla h(x^k) * d$$

$$g(x^k + d) = g(x^k) + \nabla g(x^k) * d$$

Por lo que el subproblema PC queda expresado de la siguiente forma:

$$\text{Min } L(x^k, \lambda^k, \mu^k) + \nabla L(x^k, \lambda^k, \mu^k) * d + \frac{1}{2} d * \nabla^2 L(x^k, \lambda^k, \mu^k) * d$$

$$\text{Sujeto a } \quad h(x^k) + \nabla h(x^k) * d = 0$$

$$\quad \quad \quad g(x^k) + \nabla g(x^k) * d \leq 0$$

El método SQP es uno de los algoritmos preferidos en la resolución de problemas continuos de programación no-lineal debido a su facilidad de programación y estabilidad numérica. Su característica principal es que requiere de menos evaluaciones de funciones que los métodos basados en reducción del gradiente y otros algoritmos desarrollados. [35]

F Justificación análisis tecnología int v/s conv en el alimentador urbano

Penetración GD	20%	40%	60%	80%	100%	120%	140%	160%	180%
U int -U conv									
CTT	2	-24	41	162	246	216	205	194	186
CINVC	-2	-14	7	41	70	83	88	92	96
CINVTT	-26	-14	75	169	204	204	197	189	182
CPERTt/d	46	-39	97	1,109	1,583	430	348	295	261
CPERTL	-7	-77	59	777	5,607	800	471	358	302
PETFe	57	120	321	987	416	145	148	148	147
PETCu	44	-94	21	1,913	19,155	1,440	656	446	354
PETL	-7	-82	91	1,071	4,106	689	433	339	289
U mix - U conv									
CTT	2	-10	20	74	116	106	100	95	91
CINVC	0	-5	4	15	29	39	42	44	45
CINVTT	-13	-7	37	84	102	102	98	94	91
CPERTt/d	23	-20	48	555	792	215	174	147	131
CPERTL	1	-24	31	289	2,385	377	223	170	143
PETFe	28	60	160	494	208	72	74	74	74
PETCu	22	-47	11	957	9,577	720	328	223	177
PETL	2	-27	44	384	1,883	325	205	160	137

Tabla 29 En porcentaje, cuanto más caros son los escenarios U-U-int y U-U-mix respecto de U-U-conv.

Desde 60%, todos los costos son más caros en los escenarios U-U-Int y U-U-Mix, respecto del escenario U-U-Conv. Solo con un 40% la tecnología conv es más cara que las otras dos. Además, los costos del escenario U-U-Int son más caros que los del escenario U-U-Mix. A continuación, se verifica la pertinencia de considerar el escenario U-Ld-int como el más caro con un 20% de penetración.

Penetración GD	20%	40%	60%	80%	100%	120%	140%	160%	180%
Ld int Ld conv									
CTT	1	13	54	86	111	127	137	143	147
CINVC	3	1	8	16	26	35	44	52	59
CINVTT	-20	15	73	114	137	148	154	156	157
CPERTt/d	17	42	175	243	254	246	234	222	212
CPERTL	11	7	48	88	134	172	195	206	211
PETFe	49	150	239	194	175	167	161	157	153
PETCu	6	8	152	295	328	311	287	265	248
PETL	10	9	50	94	141	178	199	208	211
Ld int Ld mix									
CTT	-0.1	3.6	18.6	27.6	33.0	35.9	37.8	39.1	40.1
CINVC	0.5	-0.9	3.1	6.8	11.1	14.7	17.6	20.4	23.0
CINVTT	-10.8	5.3	23.6	32.8	36.9	38.9	39.8	40.2	40.4
CPERTt/d	8.4	14.8	41.4	49.8	50.5	49.6	49.2	48.4	48.0
CPERTL	1.9	-3.5	14.8	27.7	39.1	44.8	47.2	49.5	51.3
PETFe	18.5	38.9	50.6	45.8	43.3	41.8	41.3	40.6	40.8
PETCu	3.7	1.9	37.0	53.3	55.3	54.3	53.4	52.5	51.4
PETL	1.4	-2.6	15.5	29.3	40.3	46.0	47.6	50.2	51.5

Tabla 30 En porcentaje, cuanto más caro es U-Ld-int respecto de U-Ld-conv y U-Ld-int respecto de U-Ld-mix.

El escenario int es siempre mas caro que el conv y solo con un 20% de penetración, el escenario mix es más caro que el escenario int, en un 0.1 % debido únicamente a los mayores costos de inversión en los t/d.

En efecto, desde el 60% el FRTPA es mayor en el caso int (desde el 60% la suma es negativa en ambos casos). Pero con un 20% y 40% es mayor en el caso mix; en ambos casos los flujos se empiezan a invertir desde el 40%, luego, con un 20%, en los nodos con distinta tecnología, el flujo es mayor con mix pues la inyección es menor mientras que con 40% el flujo total es mayor con mix pues hay menos flujos invertidos que con int.

Luego, con un 20% y 40%, las PPTCu y PPTL son mayores en el caso mix, y las PPTFe son mayores en el caso mix con un 20%. Luego los mayores FCPERD en el caso int logran mayores PETt/d en el caso int, con ambas penetraciones, pero los CINVTT definen los mayores CTT con mix con un 20%.

Las observaciones para el caso pasivo, son prácticamente las mismas. Sin embargo, con un 20%, los mayores CINVTT en el caso mix no son suficientes para obtener mayores CTT en el caso mix. Los mayores CPETt/d el caso int son más importantes en el caso pasivo que en el caso activo. En efecto, las CapT, PPTFe y PETFe son mayores en el caso activo pero las PPTCu, PETCu, PPTL y PETL son mayores en el caso pasivo.

G Análisis de la tecnología y distribución de GD en el alimentador urbano activo

A continuación se presenta, para cada penetración, el escenario de mayor valor según el parámetro evaluado. Las PPTCu son debidas principalmente a los FRTPA, las PPTL debido a los FRTPA y a las PPTCu, las Pérdidas energéticas al FCPERD y los CINVCT debidos a las PETL.

Penetración	20	40	60	80	100	120	140	160	180
U-U-Conv v/s U-U-Int									
FRTPA	Conv	Conv	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int
FRTPR	Conv	-	-	-	Conv	-	-	-	-
FRTPRT/d	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
CapT y PPTFe	Conv	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PPTCu	Conv	Conv	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PPTL	Conv	Conv	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int
FCPERD	Int	Int	Int	Int	Int	ig	ig	lg	ig
PETFe	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PETCu	Int	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PETt/d	Int	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PETL	Conv	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
CINVC	Conv	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
CTT	Int	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
U-Lc-Conv v/s U-Lc-Int									
FRTPA	Conv	Conv	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int
FRTPR	Conv	Conv	Conv	Conv	-	-	-	-	-
FRTPRT/d	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
CapT y PPTFe	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PPTCu	Conv	Conv	ig	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PPTL	Conv	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
FCPERD	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PETFe	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PETCu	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PETt/d	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PETL	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
CINVC	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
CTT	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
U-Ld-Conv v/s U-Ld-Int									
FRTPA	Conv	Conv	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int
FRTPR	Conv	Conv	Conv	Conv	-	-	-	-	-
FRTPRT/d	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
CapT y PPTFe	Conv	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PPTCu	Conv	Conv	ig	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PPTL	Conv	Conv	Conv	Conv	Int	Int	Int	Int	Int
FCPERD	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PETFe	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PETCu	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PETt/d	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
PETL	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
CINVC	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int
CTT	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int	Int

Tabla 31 Comparación en base a la tecnología del GD

FRTPA: En caso U el flujo de cada nodo invertido desde 60% en caso Int y desde 120% en caso Conv. En el caso Ld y Lc, la suma total negativa desde 60% en el caso int y desde 120% en el caso

conv. En el caso Int, flujos se empiezan a invertir desde 40%, en caso conv desde 60%. Cantidad de nodos invertidos aumenta con penetración, mayor cantidad y mayor magnitud en el caso int.

FRTPR: Pequeño en cada nodo con respecto al flujo residual de potencia activa.

En el caso U, con int representa entre el 0.1-0.3% del flujo de potencia activa (dado los flujos de potencia activa, desde el 60% la absorción de reactivos va aumentando a lo largo del alimentador). Con conv pasa de un 0.03-0.09% para penetraciones superiores al 120% hasta alcanzar el 3% con un 20% pues se alcanza el límite máximo de inyección de reactivos de los GD en todos los nodos (dado los flujos de potencia activa, hasta el 100% la inyección de reactivos y desde el 120% la absorción de reactivos, van aumentando a lo largo del alimentador).

La absorción de reactivos es mayor en el escenario Int, pues la inyección de potencia activa es mayor.

El porcentaje de reactivos inyectados con respecto a los disponibles disminuye a medida que la penetración aumenta, pues la potencia activa inyectada aumenta pero la demanda es independiente de la penetración de los GD. Además, es mayor en el escenario Conv pues se cuenta con una potencia activa máxima menor que en el caso Int.

En el caso Ld y Lc, con int llega a un 3% para una penetración del 20% (en menos de la mitad de los nodos se alcanza límite máximo de inyección de reactivos y disminuye hasta que con el 80% solo en un nodo se alcanza el límite). Con conv, hay una menor potencia activa máxima de los GD, luego llega a un 5% con una penetración del 20% (en la mitad de los nodos se alcanza límite máximo de inyección de reactivos lo que va disminuyendo hasta que con el 180% solo en un nodo se alcanza el límite máximo de inyección).

FRTPRt/d: En el caso U, invertidos en todos los nodos, en cada año, en ambos casos desde 40%. Además invertidos con un 20% en el caso int.

En el caso Ld y Lc, suma total negativa en ambos casos en todas las penetraciones. Se empiezan a invertir desde 20% en ambos casos, cantidad de nodos invertidos aumenta con penetración, mayor cantidad y mayor magnitud en caso int.

Capacidad total de t/d: En el caso U, mayor FRTPRt/d desde 60% implica mayores CapT desde 60% en el caso Int. Pero para 20% y 40% el mayor FRTPA en el caso conv, implica mayor CapT en el caso conv. En el caso Ld y Lc, mayor cantidad de nodos con capacidad superior en el caso int (más de la mitad desde 60%), salvo con 20%.

PPTCu: En el caso Ld y Lc, con 60%, los flujos de la mitad de los nodos son superiores en el caso int (los invertidos) y la otra mitad en el caso conv (los no-invertidos), en magnitud.

PPTL: En el caso Lc con un 60% los flujos invertidos al final del alimentador son mayores, en magnitud en el caso int. En cambio en el caso Ld con un 60% y un 80% predominan los mayores flujos no invertidos al final del alimentador en el caso conv.

FCPERD: En el caso U, con un 20% y 40%, la demanda máxima residual es menor en el caso int, desde el 60% la demanda máxima residual es negativa en el caso int y desde 120% la demanda media residual también es negativa en el caso int.

Por otra parte, en el caso conv, el FCPERD disminuye hasta llegar a cero en el 100% durante la primera mitad del periodo, dado que la demanda residual media disminuye más rápido que la demanda máxima residual (llegando a cero en el 100%) y desde 120% la demanda media residual y la demanda máxima residual son negativas.

Luego el FCPERD es igual a uno desde 40% en el caso int y desde 120% en el caso conv.

A continuación se presentan gráficos que permiten visualizar lo que ocurre. El color verde corresponde al año T y el color rojo al año 0.

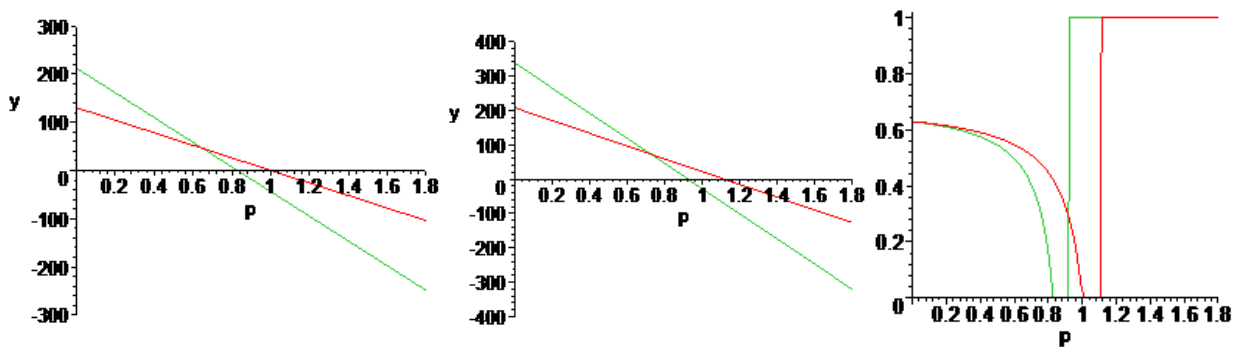


Figura 53 Potencia residual Media, Potencia residual Máxima y Factor de carga residual para cualquier nodo del escenario U-U-conv

Para los casos Lc y Ld, desde 20% los nodos de los extremos empiezan a tener factor de pérdidas unitario en el caso int, mientras que en el caso conv desde 60% (al final en el caso Lc, al principio en el caso Ld). La cantidad de nodos con factor de pérdida unitario aumenta en ambos casos a medida que aumenta la penetración de los GD y los nodos cuyo factor de pérdidas es distinto de uno, es mayor en el caso int.

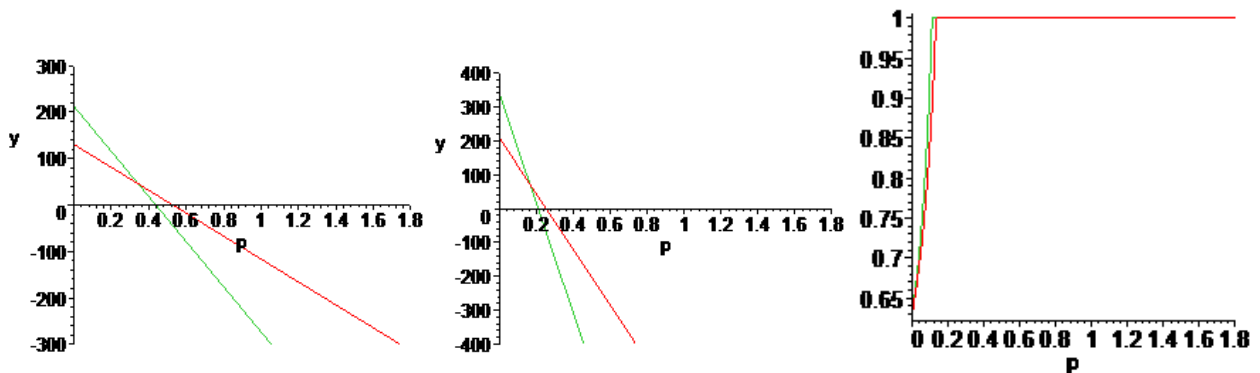


Figura 54 Potencia residual Media, Potencia residual Máxima y Factor de carga residual en nodo 1 del escenario U-Lc-int

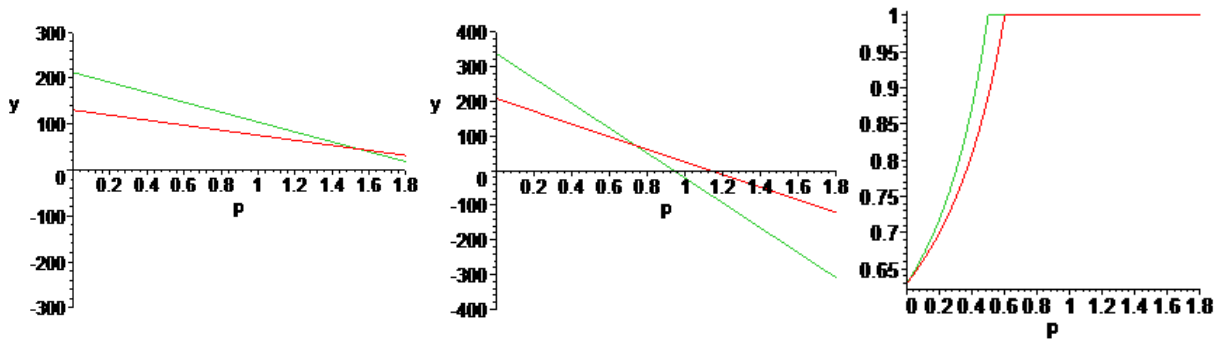


Figura 55 Potencia residual Media, Potencia residual Máxima y Factor de carga residual en nodo 15 del escenario U-Lc-int

El caso de la penetración 100% en el escenario conv es un caso particular; al ser el factor de planta de los GD similar al factor de carga de las demandas y al tener ambos la misma distribución, prácticamente no hay flujos de potencia activa. Luego la optimización considera la sección mínima en todos los tramos, aumentando en gran medida las pérdidas de línea y por ende las caídas de tensión, pero compensándolo con mayores inyecciones de reactivos. De esta forma logra minimizar los costos de inversión de conductores usando una gran cantidad de inyección de reactivos de los GD sin costo alguno.

La penetración del 40% puede ser vista como un excepción pues los flujos residuales de potencia activa en cada nodo son muy bajos en el caso int pues la demanda de potencia activa es prácticamente suplida, implicando que el escenario U int sea el más económico con 40% de penetración.

Penetración	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Urbano U-U-con v/s U-Ld-conv									
FRTPA	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
FRTPR	Ld	Ld	Ld	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
FRTPrT/d	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
CapT y PPTFe	Ig Aprox. Levemente mayor Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PPTCu	Ig Aprox. Levemente mayor Ld	U	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PPTL	Ld	Ld	Ld	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
FCPERD	Ig	Ig	Ld	Ld	Ld	U	U	U	U
PETFe	Ig	Ig	Ld	Ld	Ld	U	U	U	U
PETCu	Ig	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PETt/d	Ig	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PETL	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	U	U
CINVC	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	U	U
CTT	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
Urbano U-U-con v/s U-Lc-conv									
FRTPA	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
FRTPR	Lc	Lc	Lc	Lc	U	Lc	Lc	Lc	Lc
FRTPrT/d	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
CapT y PPTFe	Ig Aprox. Levemente mayor Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PPTCu	Ig Aprox. Levemente mayor Lc	U	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PPTL	U	U	Lc	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FCPERD	Ig	Ig	Lc	Lc	Lc	U	U	U	U
PETFe	Ig	Ig	Lc	Lc	Lc	U	U	U	U
PETCu	Ig	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETt/d	Ig	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETL	U	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CINVC	U	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CTT	U	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
Urbano- U-Lc-conv v/s U-Ld-conv									
FRTPA	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
FRTPR	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FRTPrT/d	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
CapT y PPTFe	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
PPTCu	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
PPTL	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc
FCPERD	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
PETFe	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
PETCu	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
PETt/d	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
PETL	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc
CINVC	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc
CTT	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc

Tabla 32 Comparación en base a la distribución del GD con tecnología conv

FRTPA: Entre 20% y 100% los flujos de la ultima/primer mitad de los nodos son mayores, en magnitud, en el caso Ld/Lc que en el caso U.

Entre 100% y 180% los flujos de la primera/última mitad de los nodos son mayores, en magnitud, en el caso Ld/Lc que en el caso U y la cantidad de nodos de la ultima/primer mitad, con flujos mayores, disminuye con la penetración.

Entre Lc y Ld, los flujos son iguales simétricamente en todas las penetraciones.

FRTPR: Pequeño pero mayor, en magnitud, en caso Ld/Lc por requerimiento de reactivos de los nodos el final/principio del alimentador; al contar con menos inyección de potencia activa máxima de los GD, cuentan con un límite máximo de inyección de reactivos menor que en el escenario U, y al no suplir la demanda de reactivos, crean un flujo residual importante (ocurre lo contrario para los nodos al inicio/final del alimentador)

Con un 20%, la diferencia con el caso U es muy pequeña, pues en el caso U en todos los nodos se inyecta el 100% de los reactivos disponibles.

Comparando Ld con Lc, el flujo total es positivo y mayor en el caso Lc para todas las penetraciones. Pues en el caso Ld, a bajas penetraciones, se requiere inyectar reactivos al principio del alimentador para suplir la falta al final (compensándose ambos flujos), a medida que aumenta la penetración se requiere absorber reactivos debido a la inversión de los flujos iniciales. Por otra parte, en el caso Lc, siempre se debe absorber y en mayor cantidad a medida que aumenta la penetración debido a la inversión de los flujos finales. No conviene inyectar para suplir la necesidad de reactivos al principio, pues aumentaría las pérdidas, las necesidades del principio se suplen del sistema.

FRTPRt/d: Con 20% casi todos son mayores en magnitud en Ld/Lc, desde 40% los flujos de la primera/última mitad de los nodos son mayores, en magnitud, en el caso Ld/Lc.

CapT: Con 20% y 40% las capacidades de los últimos/primeros nodos son mayores en el caso Ld/Lc. Con 60% y 80% casi todas las capacidades son mayores en el caso Ld/Lc. Desde 100% las capacidades de los primeros/últimos nodos son mayores en el caso Ld/Lc.

PPTL: En el 100% debido a la gran cantidad de reactivos necesarios en el caso U-conv. Además, para bajas penetraciones, entre 20% y 60%, las PPTL al final del alimentador son más bajas en el caso Lc que en el caso Ld por el menor FRTPA de cada nodo (las pérdidas al inicio no muestran tanta diferencia), esto implica que las pérdidas en el caso U sean mayores a las pérdidas del caso Lc. Además hasta el 100%, las pérdidas en las líneas del caso Ld son mayores que las del caso Lc debido a las mayores pérdidas al final del alimentador. En cambio para altas penetraciones se observan mayores pérdidas al final del alimentador en el caso Lc debido a los flujos invertidos.

FCPERD: Entre el 20% y 100% (hasta la primera mitad del periodo), el factor de la última/primer mitad de los nodos es mayor en el caso Ld/Lc y desde el 60% hasta el 100% la cantidad de nodos con mayor factor desde el principio aumenta. Desde la segunda mitad del periodo con un 100%, el factor de la mayoría de los nodos es mayor en el caso U (iguales a uno).

Pérdidas energéticas: A diferencia de las bajas penetraciones, a altas penetraciones, las PETL al final del alimentador son más altas en el caso Lc que en el caso Ld por el mayor FRTPA de cada nodo.

Para la comparación Ld y Lc, FRTPRr/d, CapT, PPTFe y PPTCu, FCPERD y Pérdidas energéticas son iguales simétricamente en todas las penetraciones (salvo PETL).

Penetración	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Urbano U-U-int v/s U-Ld-int									
FRTPA	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
FRTPR	Ld	Ld	Ld	Ld	U	U	U	U	U
FRTPRt/d	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
CapT y PPTFe	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PPTCu	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PPTL	Ld	Ld	Ld	U	U	U	U	U	U
FCPERD	Ig	U	U	U	U	U	U	U	U
PETFe	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PETCu	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PETt/d	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PETL	Ld	Ld	Ld	U	U	U	U	U	U
CINVC	Ld	Ld	Ld	U	U	U	U	U	U
CTT	Ld	Ld	Ld	Ld	U	U	U	U	U
Urbano U-U-int v/s U-Lc-int									
FRTPA	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
FRTPR	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FRTPRt/d	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
CapT y PPTFe	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PPTCu	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PPTL	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FCPERD	Ig	U	U	U	U	U	U	U	U
PETFe	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETCu	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETt/d	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETL	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CINVC	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CTT	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
Urbano- U-Lc-int v/s U-Ld-int									
FRTPA	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
FRTPR	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FRTPRt/d	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
CapT y PPTFe	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
PPTCu	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
PPTL	Ld	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FCPERD	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
PETFe	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
PETCu	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
PETt/d	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig	Ig
PETL	Ld	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CINVC	Ld	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CTT	Ld	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc

Tabla 33 Comparación en base a la distribución del GD con tecnología int

FRTPA: Entre 20% y 40% (20% y 100% en caso conv) los flujos de la ultima/primera mitad de los nodos son mayores, en magnitud, en el caso Ld/Lc que en el caso U. Entre 40% y 180% (100% y

180% en caso conv) los flujos de la primera/última mitad de los nodos son mayores, en magnitud, en el caso Ld/Lc que en el caso U y la cantidad de nodos de la última/primer mitad, con flujos mayores, disminuye con la penetración.

Entre Lc y Ld, los flujos son iguales simétricamente en todas las penetraciones. Entre 20% y 60%, la suma es mayor, en magnitud, en el caso conv y desde 80% en el caso int.

FRTPR: En el caso U con ninguna penetración se alcanza el límite máximo de reactivo.

Entre el 20% y 80% de penetración, el flujo total es mayor, en magnitud, en el caso Ld/Lc que en el caso U por los requerimientos de reactivos de los nodos del final/principio del alimentador, pero desde el 100% se debe absorber en total una mayor cantidad de reactivos en el caso U con respecto de Ld y en el caso Lc con respecto del caso U.

Comparando Ld con Lc, mismas observaciones que con tecnología conv.

FRTPRt/d: Los flujos de la primera/última mitad de los nodos son mayores, en magnitud, en el caso Ld/Lc para todas las penetraciones.

CapT: Con 20% debido a mayores capacidades en la mitad final/inicial del alimentador, con 40%, mayores capacidades en casi todos los nodos y desde 60% mayores capacidades desde la mitad inicial/final del alimentador.

PPTL: A diferencia del caso conv, en el caso int al haber una mayor inyección de potencia activa, solo con un 20% las pérdidas de las líneas al final del alimentador son más bajas en el caso Lc que en el caso U. Y así también desde el 80%, las mayores inyecciones implican mayores pérdidas en el caso U que en el caso Ld. Además para bajas penetraciones, hasta el 40%, las pérdidas en las líneas del caso Ld son mayores que las del caso Lc debido a las mayores pérdidas al final del alimentador. En cambio para altas penetraciones se observan mayores pérdidas al final del alimentador en el caso Lc debido a los flujos invertidos.

FCPERD: Con un 20% el factor de pérdidas de la primera/última mitad de los nodos es mayor en el caso Ld/Lc y desde el 40% hay una mayor cantidad de nodos con mayor factor en el caso U (pero en menos de la mitad de los nodos y desde 140% solo un nodo tiene mayor factor).

Para la comparación Ld y Lc, FRTPRr/d, CapT, PPTFe y PPTCu, FCPERD y Pérdidas energéticas son iguales simétricamente en todas las penetraciones (salvo PETL).

H Análisis en el alimentador rural activo

Penetración	20	40	60	80	100	120	140	160	180
U-U-Conv con el escenario U-U-Int									
FRTPA	conv	conv	conv	Int	Int	Int	Int	int	int
FRTPR	conv	conv	conv	Conv	conv	Conv	conv	int	int
FRTPRt/d	conv	int	int	int	Int	Int	Int	int	int
CapT y PPTFe	conv	conv	int	int	Int	Int	Int	int	int
PPTCu	conv	conv	conv	conv	Int	Int	Int	int	int
PPTL	conv	conv	conv	conv	conv	Conv	Int	int	int
FCPERD	int	int	int	int	Int	Int	Int	ig	ig
PETFe	int	int	int	int	Int	Int	Int	int	int
PETCu	int	int	conv	int	Int	Int	Int	int	int
PETt/d	int	int	int	int	Int	Int	int	int	int
PETL	conv	conv	conv	int	Int	Int	int	int	int
CINVC	conv	conv	conv	int	Int	Int	int	int	int
CTT	conv	conv	conv	int	Int	Int	int	int	int
U-Lc-Conv con el escenario U-Lc-Int									
FRTPA	conv	conv	conv	int	Int	Int	int	int	int
FRTPR	conv	conv	conv	conv	conv	Conv	int	int	int
FRTPRt/d	conv	int	int	int	Int	Int	int	int	int
CapT y PPTFe	conv	conv	int	int	Int	Int	int	int	int
PPTCu	conv	conv	conv	int	Int	Int	int	int	int
PPTL	conv	conv	conv	int	Int	Int	int	int	int
FCPERD	int	int	int	int	Int	Int	int	int	int
PETFe	int	int	int	int	Int	Int	int	int	int
PETCu	int	int	int	int	Int	Int	int	int	int
PETt/d	int	int	int	int	Int	Int	int	int	int
PETL	conv	conv	int	int	Int	Int	int	int	int
CINVC	conv	conv	int	int	Int	Int	int	int	int
CTT	conv	conv	int	int	Int	Int	int	int	int
U-Ld-Conv con el escenario U-Ld-Int									
FRTPA	conv	conv	conv	int	Int	Int	int	int	int
FRTPR	conv	conv	conv	conv	conv	Conv	int	int	int
FRTPRt/d	conv	int	int	int	Int	Int	int	int	int
CapT y PPTFe	conv	conv	int	int	Int	Int	int	int	int
PPTCu	conv	conv	conv	int	Int	int	int	int	int
PPTL	conv	conv	conv	conv	conv	int	int	int	int
FCPERD	int	int	int	int	Int	int	int	int	int
PETFe	int	int	int	int	Int	int	int	int	int
PETCu	int	int	int	int	Int	int	int	int	int
PETt/d	int	int	int	int	Int	int	int	int	int
PETL	int	int	int	int	Int	int	int	int	int
CINVC	int	int	int	int	Int	int	int	int	int
CTT	int	int	int	int	Int	int	int	int	int

Tabla 34 Demanda Uniforme-Comparación en base a la tecnología de GD

Penetración	20	40	60	80	100	120	140	160	180
U-U-Conv con el escenario U-Ld-conv									
FRTPA	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
FRTPR	ig	Ld	Ld	Ld	U	U	U	Ld	U
FRTPRt/d	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
CapT y PPTFe	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PPTCu	Ld	U	Ld	Ld	U	U	Ld	Ld	Ld
PPTL	Ld	Ld	Ld	Ld	U	U	Ld	Ld	Ld
FCPERD	ig	ig	lg	ig	Ld	Ld	U	U	U

PETFe	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	U	U
PETCu	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PETt/d	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PETL	Ld	Ld	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
CINVC	Ld	Ld	U-Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
CTT ¹⁹	Ld	Ld	U-Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
U-U-Conv con el escenario U-Lc-conv									
FRTPA	ig	ig	Ig	ig	Ig	ig	ig	ig	ig
FRTPR	ig	Lc	Lc	Lc	U	U	U	Lc	Lc
FRTPRt/d	ig	ig	Ig	ig	Ig	ig	ig	ig	ig
CapT y PPTFe	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PPTCu	Lc	U	U	U	U	U	Lc	Lc	Lc
PPTL	U	U	U	U	U	U	Lc	Lc	Lc
FCPERD	ig	ig	Ig	ig	Lc	Lc	U	U	U
PETFe	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	U	U
PETCu	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETt/d	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETL	U	U	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CINVC	U	U	Lc-U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CTT ²⁰	U	U	Lc-U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
U-Lc-conv con el escenario U-Ld-conv									
FRTPA	ig	ig	Ig	ig	Ig	ig	ig	ig	ig
FRTPR	ig	Lc	Ld	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FRTPRt/d	ig	ig	Ig	ig	Ig	ig	ig	ig	ig
CapT y PPTFe	ig	ig	Ig	ig	Ig	ig	ig	ig	ig
PPTCu	ig	ig	Ig	ig	Ig	ig	ig	ig	ig
PPTL	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc
FCPERD	ig	ig	Ig	ig	Ig	ig	ig	ig	ig
PETFe	ig	ig	Ig	ig	Ig	ig	ig	ig	ig
PETCu	ig	ig	Ig	ig	Ig	ig	ig	ig	ig
PETt/d	ig	ig	Ig	ig	Ig	ig	ig	ig	ig
PETL	Ld	Ld	Lc	Ld	Ld	Ld	Ld	Lc	Lc
CINVC	Ld	Ld	Lc	Ld	Ld	Ld	Ld	Lc	Lc
CTT	Ld	Ld	Lc	Ld	Ld	Ld	Ld	Lc	Lc

Tabla 35 Demanda Uniforme-Comparación en base a la distribución de GD con tecnología conv

Penetración	20	40	60	80	100	120	140	160	180
U-U-int con el escenario U-Ld-int									
FRTPA	ig	ig	Ig	ig	Ig	ig	ig	ig	ig
FRTPR	Ld	Ld	Ld	U	U	U	U	U	U
FRTPRt/d	ig	ig	Ig	ig	Ig	ig	ig	ig	ig
CapT y PPTFe	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PPTCu	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PPTL	Ld	Ld	Ld	Ld	U	U	U	U	U
FCPERD	ig	ig	U	U	U	U	U	U	ig
PETFe	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PETCu	Ld	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PETt/d	Ld	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PETL	Ld	Ld	Ld	Ld	U	U	U	U	U
CINVC	Ld	Ld	Ld	Ld	U	U	U	U	U
CTT	Ld	Ld	Ld	Ld	U	U	U	U	U
U-U-int con el escenario U-Lc-int									
FRTPA	ig	ig	Ig	ig	Ig	ig	ig	ig	ig

¹⁹ Al igual que la inversión en conductores con un 60% U es mayor que Ld en un 0.6%

²⁰ Con 60%, los costos totales de Lc son mayores que los de U en un 0.15% y los costos de inversión en conductores en un 0.02%

FRTPR	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FRTPrT/d	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
CapT y PPTFe	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PPTCu	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PPTL	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FCPERD	ig	ig	U	U	U	U	U	U	ig
PETFe	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETCu	Lc	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETt/d	Lc	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETL	U	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CINVC	U	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CTT	U	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
U-Lc-int con el escenario U-Ld-int									
FRTPA	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
FRTPR	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FRTPrT/d	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
CapT y PPTFe	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
PPTCu	lg	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
PPTL	Ld	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FCPERD	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
PETFe	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
PETCu	ig	lg	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
PETt/d	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
PETL	Ld	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CINVC ²¹	Ld	Ld	lg	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CTT	Ld	Ld	lg	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc

Tabla 36 Demanda Uniforme-Comparación en base a la distribución de GD con tecnología int

Penetración	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Ld-Lc-Conv con el escenario Ld-Lc-Int									
FRTPA	conv	conv	Conv	int	Int	int	int	int	int
FRTPR	conv	conv	Conv	conv	conv	conv	conv	conv	conv
FRTPrT/d	conv	int	Int	int	Int	int	int	int	int
CapT y PPTFe	Conv	int	Int	int	Int	int	int	int	int
PPTCu	Conv	conv	Int	int	Int	int	int	int	int
PPTL	Conv	conv	Int	int	Int	int	int	int	int
FCPERD	Int	int	Int	int	Int	int	int	int	int
PETFe	Int	int	Int	int	Int	int	int	int	int
PETCu	Int	int	Int	int	Int	int	int	int	int
PETt/d	Int	int	Int	int	Int	int	int	int	int
PETL	Int	int	Int	int	Int	int	int	int	int
CINVC	conv	int	Int	int	Int	int	int	int	int
CTT	ig	int	Int	int	Int	int	int	int	int
Ld-U-Conv con el escenario Ld-U-Int									
FRTPA	conv	conv	Conv	int	Int	int	int	int	int
FRTPR	conv	conv	Conv	conv	Int	int	int	conv	conv
FRTPrT/d	conv	int	Int	int	Int	int	int	int	int
CapT y PPTFe	Conv	conv	Int	int	Int	int	int	int	int
PPTCu	Conv	conv	Conv	conv	Int	int	int	int	int
PPTL	Conv	conv	Conv	conv	Int	int	int	int	int
FCPERD	Int	int	Int	int	Int	int	int	int	int
PETFe	Int	int	Int	int	Int	int	int	int	int
PETCu	Int	int	Int	int	Int	int	int	int	int
PETt/d	Int	int	Int	int	Int	int	int	int	int
PETL	Conv	int	Int	int	Int	int	int	int	int

²¹ Con 60% de penetración, los costos son mayores en el caso Ld en un 0.1%

CINVC	conv	conv	Int	int	Int	int	int	int	int
CTT	conv	int	Int	int	Int	int	int	int	int
Ld-Ld-conv v/s Ld-Ld-int									
FRTPA	Conv	Conv	Conv	int	Int	int	int	int	int
FRTPR	conv	conv	Conv	conv	conv	conv	conv	int	int
FRTPRt/d	Conv	int	Int	int	Int	int	int	int	int
CapT y PPTFe	Conv	Conv	Int	int	Int	int	int	int	int
PPTCu	conv	conv	Conv	conv	Int	int	int	int	int
PPTL	conv	conv	Conv	conv	conv	conv	int	int	int
FCPERD	int	int	Int	int	Int	int	int	ig	ig
PETFe	int	int	Int	int	Int	int	int	int	int
PETCu	int	int	Conv	int	Int	int	int	int	int
PETt/d	int	int	Int	int	Int	int	int	int	int
PETL	Conv	Conv	Conv	int	Int	int	int	int	int
CINVC	Conv	Conv	Conv	int	Int	int	int	int	int
CTT	Conv	Conv	Conv	int	Int	int	int	int	int

Tabla 37 Demanda Ld-Comparación en base a la tecnología de GD

Penetración	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Ld-Ld-Conv con el escenario Ld-U-conv									
FRTPA	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
FRTPR	U	U	U	U	Ld	Ld	Ld	U	U
FRTPRt/d	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
CapT y PPTFe	U	U	U	U	U	U	U	U	U
PPTCu	U	Ld	U	U	U	Ld	U	U	U
PPTL	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	U	U	U
FCPERD	ig	ig	U	U	U	U	Ld	Ld	Ld
PETFe	Ld	U	U	U	U	U	U	Ld	Ld
PETCu	Ld	U	U	U	U	U	U	U	U
PETt/d	Ld	U	U	U	U	U	U	U	U
PETL	Ld	Ld	U	U	U	U	U	U	U
CINVC	Ld	Ld	U	U	U	U	U	U	U
CTT	Ld	U	U	U	U	U	U	U	U
Ld-Ld-Conv con el escenario Ld-Lc-conv									
FRTPA	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
FRTPR	Lc	Lc	Lc	Lc	Ld	Ld	Ld	Lc	Lc
FRTPRt/d	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
CapT y PPTFe	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PPTCu	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PPTL	Ld	Ld	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FCPERD	lg	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Ld	Ld	Ld
PETFe	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETCu	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETt/d	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETL	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CINVC	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CTT	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
Ld-U-conv con el escenario Ld-Lc-conv									
FRTPA	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
FRTPR	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	U	U
FRTPRt/d	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
CapT y PPTFe	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PPTCu	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PPTL	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FCPERD	ig	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETFe	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETCu	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETt/d	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc

PETL	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CINVC	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CTT	U	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc

Tabla 38 Demanda Ld-Comparación en base a la distribución de GD con tecnología conv

Penetración	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Ld-Ld-int con el escenario Ld-U-int									
FRTPA	ig	ig	lg	ig	ig	ig	ig	ig	ig
FRTPR	U	Ld	U	U	U	U	U	U	U
FRTPRt/d	ig	ig	lg	ig	ig	ig	ig	ig	lg
CapT y PPTFe	U	U	U	U	U	U	U	U	U
PPTCu	Ld	U	U	U	U	U	U	U	U
PPTL	Ld	U	U	U	U	U	U	U	U
FCPERD	ig	ig	Ld	ig	lg	ig	ig	ig	ig
PETFe	U	U	U	U	U	U	U	U	U
PETCu	Ld	U	U	U	U	U	U	U	U
PETt/d	U	U	U	U	U	U	U	U	U
PETL	Ld	U	U	U	U	U	U	U	U
CINVC	Ld	U	U	U	U	U	U	U	U
CTT	Ld	U	U	U	U	U	U	U	U
Ld-Ld-int con el escenario Ld-Lc-int									
FRTPA	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
FRTPR	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FRTPRt/d	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	ig	ig
CapT y PPTFe	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PPTCu	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PPTL	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FCPERD	ig	ig	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PETFe	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETCu	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETt/d	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETL	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CINVC	Ld	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CTT	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
Ld-U-int con el escenario Ld-Lc-int									
FRTPA	ig	ig	lg	ig	ig	ig	ig	ig	ig
FRTPR	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FRTPRt/d	ig	ig	lg	ig	ig	ig	ig	ig	ig
CapT y PPTFe	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PPTCu	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PPTL	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
FCPERD	U	U	U	U	U	U	U	U	U
PETFe	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETCu	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETt/d	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
PETL	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc
CINVC	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc	Lc

Tabla 39 Demanda Ld-Comparación en base a la distribución de GD con tecnología int

Casos especiales

Penetración	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Rural-U-Lc-int v/s Ld-Lc-int									
FRTPA	lg	lg	lg	ig	ig	ig	ig	ig	ig
FRTPR	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
FRTPrT/d	lg	lg	lg	ig	ig	ig	ig	ig	ig
CapT y PPTFe	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PPTCu	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PPTL	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
FCPERD	lg	U	U	U	U	U	U	U	U
PETFe	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PETCu	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PETt/d	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
PETL	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
CINVC	U	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld
CTT	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld	Ld

Tabla 40 Comparación de U-Lc-int con Ld-Lc-int

FRTPA: En el caso Ld se empiezan a invertir dese el 20%, en el caso U desde 40%. Desde el 40% en 5 de los 6 nodos la magnitud es mayor en el caso Ld.

FRTPR: En ambos casos se deben absorber reactivos con 20% y 40% y se deben inyectar reactivos desde 60%. En mayor magnitud en el caso Ld.

FRTPrT/d: con 20% el flujo en cada nodo es mayor en el caso Ld, la cantidad de nodos con mayor flujo disminuye hasta tres con un 180%

PPTL: Con 20% la diferencia es pequeña y se debe a los flujos al final del alimentador.

FCPERD: Con un 20%, el factor de los tres primer nodos es mayor en el caso U. Por otra parte, en el caso Ld los nodos del final del alimentador empiezan a tener factor igual a uno desde 20% mientras que en el caso U desde el 40%. Luego, los factores de los nodos al inicio son mayores en el caso U y los factores de los nodos al final tienden a igualarse a uno.

Penetración	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Rural-U-U-conv v/s Ld-Ld-conv									
FRTPA	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	lg	ig
FRTPR	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	lg	ig
FRTPrT/d	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	lg	ig
CapT y PPTFe	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	lg	ig
PPTCu	ig	ig	lg	ig	lg	ig	ig	lg	ig
PPTL	U	U	U	U	U	U	U	U	U
FCPERD	ig	ig	lg	ig	nulo	nulo	ig	lg	ig
PETFe	ig	ig	lg	ig	Nulo	Nulo	ig	lg	ig
PETCu	ig	ig	lg	ig	Nulo	Nulo	ig	lg	ig
PETt/d	ig	ig	lg	ig	Nulo	Nulo	ig	lg	ig

PETL	U	U	U	U	Nulo	nulo	U	U	U
CINVC	U	U	U	U	Ig	Ig	U	U	U
CTT	U	U	U	U	Ig	Ig	U	U	U

Tabla 41 Comparación de U-U-conv con Ld-Ld-conv

FRTPA: En ambos casos los flujos de todos los nodos se invierten desde 140%. Flujos de la primera mitad del alimentador son mayores en magnitud en el caso Ld.

FRTPR: Con 100%, 120% y 140% es mayor al FRTPA (con un 100% y 120% se inyectan los reactivos máximos)

FRTPRt/d: En ambos casos los flujos de todos los nodos se invierten desde 60%. Flujos de la primera mitad del alimentador son mayores en magnitud en el caso Ld.

CapT y PPTCu: Los valores de la primera mitad del alimentador son mayores con Ld.

PPTL: Las pérdidas al final del alimentador son mayores en el caso U

FCPERD: Iguales en ambos casos en todos los nodos para todas las penetraciones. Decrecen hasta que con un 100% son nulos hasta el tercer año del periodo con 140%, luego es igual a uno. Para el año cero, con el 100% de penetración la potencia media demandada y la potencia media generada en cada nodo, son iguales, por ende la demanda media residual es nula.

Para el resto de los años con 100% y con el 120% de penetración, como la generación tiene una tasa de crecimiento mayor, la potencia media generada es mayor que la potencia media demanda en cada nodo, luego la potencia media residual es negativa. Además, como el factor de planta de los GD convencionales (0.7) es mayor que el factor de carga de las cargas (0.48), la demanda máxima residual es positiva en ambos escenarios, tanto en el 100% como en el 120% de penetración. Por otra parte, entre el 20% y 80% de participaciones tanto la demanda media residual como la demanda máxima residual son positivas, siendo la demanda máxima residual mayor. Para las participaciones iguales y superiores al 140% ambas demandas residuales son negativas, con lo que el factor de pérdidas es igual a uno.

Pérdidas energéticas: se anulan en 100% y 120% por el factor de pérdidas

Inversión en conductores: Con 100% y 120% se considera sección mínima. Cabe recalcar que la pérdidas de potencia no son nulas, luego al considerar las secciones mínimas, para evitar que el voltaje sean menor al límite mínimo, lo GD inyectan todos sus reactivos, cuyo flujo es incluso mayor que el flujo de potencia activa en cada nodo.

I Detalle de los costos del alimentador rural

	Penetración	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Pasivo	FRTPA kW	4,723	3,044	1,365	-314	1,845	1,125	405	-314	-1,034	-1,754
	FRTPR kVar	959	959	959	959	959	959	959	959	959	959
	FRTPR t/d kVar	959	959	959	959	959	959	959	959	959	959
	CapT kVA	6,079	4,053	2,620	1,538	2,346	1,585	1,210	1,538	2,283	3,163
	CINVT US\$	118,560	81,984	56,114	36,575	51,176	37,427	30,664	36,575	50,027	65,918
	PPTFe kW	10	7	5	4	5	4	3	4	5	6
	PPTCu kW	454	330	223	106	239	194	140	106	128	173
	PPTL kW	1,159	618	326	63	821	670	328	97	164	263
	PETFe MWh	297	311	343	379	28	0	0	276	477	591
	PETCu MWh	1,213	1,205	1,220	924	112	0	0	790	1,122	1,519
	CPETt/d US\$	63,796	64,105	66,325	53,820	6,960	0	0	38,671	63,907	84,167
	PETL MWh	3,100	2,036	1,384	554	384	0	0	522	1,433	2,305
	CPETL US\$	128,080	85,023	56,658	19,631	18,917	0	0	17,138	52,437	86,792
	CINVT US\$	1,010,689	968,081	935,689	910,462	915,267	905,602	905,602	909,029	933,079	962,963
CTT US\$	1,321,119	1,201,082	1,130,072	1,043,757	992,526	943,029	936,266	1,018,531	1,113,606	1,207,401	
Activo	FRTPA kW	4,723	3,044	1,365	-314	1,845	1,125	405	-314	-1,034	-1,754
	FRTPR kVar	959	177	61	0	-11	-1,200	-1,632	-403	1	2
	FRTPR t/d kVar	959	-48	-1,056	-2,064	-768	-1,200	-1,632	-2,064	-2,495	-2,927
	CapT kVA	6,079	3,998	3,204	3,084	2,320	2,028	2,343	3,084	4,023	5,050
	CINVT US\$	118,560	80,987	66,659	64,491	50,706	45,424	51,106	64,491	81,437	99,981
	PPTFe kW	10	7	6	6	5	5	5	6	7	9
	PPTCu kW	454	309	158	9	190	183	167	33	39	82
	PPTL kW	1,092	555	289	49	751	872	940	205	144	237
	PETFe MWh	297	315	424	581	28	0	0	423	703	837
	PETCu MWh	1,213	1,086	690	77	91	0	0	76	345	714
	CPETt/d US\$	63,797	59,604	48,228	28,835	5,932	0	0	18,658	44,022	64,304
	PETL MWh	2,921	1,823	1,223	427	357	0	0	424	1,261	2,072
	CPETL US\$	120,720	76,125	49,682	13,407	17,753	0	0	13,113	43,938	75,936
	CINVT US\$	1,002,642	959,367	929,149	906,581	908,791	905,602	905,602	906,482	926,829	955,650
CTT US\$	1,305,716	1,176,083	1,093,719	1,013,313	983,181	951,026	956,708	1,002,744	1,096,226	1,195,872	

Tabla 42 Costos envolventes inferiores alimentador rural

Pasivo	FRTPA kW	4,723	3,044	1,365	-314	-1,994	-3,673	-5,352	-7,031	-8,711	-10,390
	FRTPR kVar	959	959	959	959	959	959	959	959	959	959
	FRTPR t/d kVar	959	959	959	959	959	959	959	959	959	959
	CapT kVA	6,079	3,869	4,823	5,773	7,113	8,731	10,451	12,315	14,312	16,364
	CINVT US\$	118,560	78,655	95,887	113,030	137,220	166,430	197,490	231,140	267,180	304,230
	PPTFe kW	10	7	8	10	11	14	16	19	21	24
	PPTCu kW	454	326	358	405	470	562	661	762	874	994
	PPTL kW	1,483	922	774	1,008	1,293	1,603	1,927	2,267	2,629	2,979
	PETFe MWh	297	286	507	715	932	1,190	1,439	1,696	1,969	2,251
	PETCu MWh	1,213	1,209	1,836	2,599	3,346	4,361	5,337	6,271	7,308	8,422
	CPETt/d US\$	63,797	63,525	97,827	137,571	176,069	227,981	279,022	327,031	380,248	437,360
	PETL MWh	3,965	3,822	3,424	5,584	7,938	10,972	13,771	16,572	19,639	22,823
	CPETL US\$	163,980	157,580	138,750	223,850	314,910	434,810	550,410	661,460	782,120	909,280
	CINVT US\$	1,058,669	1,037,810	1,007,787	1,087,456	1,172,399	1,286,234	1,395,824	1,500,807	1,615,618	1,737,120
CTT US\$	1,405,889	1,337,688	1,345,075	1,566,141	1,807,439	2,118,377	2,425,811	2,726,997	3,050,823	3,388,965	
Activo	FRTPA kW	4,723	3,044	1,365	-314	-1,994	-3,673	-5,352	-7,031	-8,711	-10,390
	FRTPR kVar	959	178	219	137	93	52	29	38	53	73
	FRTPR t/d kVar	959	-48	-1,056	-2,064	-3,071	-4,079	-5,086	-6,094	-7,101	-8,109
	CapT kVA	6,079	3,742	5,360	6,728	8,523	10,540	12,721	15,032	17,416	19,840
	CINVT US\$	118,560	76,360	105,580	130,270	162,680	199,090	238,470	280,180	323,220	366,980
	PPTFe kW	10	7	9	11	13	16	19	22	25	29
	PPTCu kW	454	307	307	329	381	448	522	610	708	810
	PPTL kW	1,451	838	716	937	1,208	1,496	1,802	2,127	2,468	2,796
	PETFe MWh	297	279	584	846	1,120	1,429	1,740	2,054	2,378	2,707
	PETCu MWh	1,213	1,121	1,428	1,965	2,608	3,401	4,135	4,965	5,885	6,839
	CPETt/d US\$	63,797	59,692	84,777	117,907	155,324	200,771	244,206	291,139	342,341	395,339
	PETL MWh	3,881	3,466	3,154	5,193	7,424	10,269	12,916	15,587	18,469	21,451
	CPETL US\$	160,270	143,150	127,280	206,760	293,330	404,830	513,540	619,220	732,680	851,100
	CINVT US\$	1,041,800	1,022,246	999,389	1,079,280	1,166,300	1,278,596	1,388,046	1,494,508	1,608,975	1,728,482
CTT US\$	1,384,422	1,301,450	1,317,023	1,534,219	1,777,642	2,083,287	2,384,263	2,685,050	3,007,208	3,341,892	

Tabla 43 Costos envolventes superiores alimentador rural

J Detalle de los costos del alimentador urbano

	Penetración	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Pasivo	FRTPA kW	4,813	2,571	328	1,930	969	7	-954	-1,915	-2,876	-3,837
	FRTPR kVar	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686
	FRTPR t/d kVar	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686
	CapT kVA	6,132	3,189	802	2,287	1,207	1,008	2,029	3,270	4,554	5,854
	CINVTT US\$	137,150	84,022	40,923	67,741	48,232	44,651	63,085	85,483	108,670	132,120
	PPTFe kW	150	105	70	92	76	73	88	107	126	145
	PPTCu kW	515	356	220	310	261	135	141	212	290	369
	PPTL kW	364	128	33	170	124	52	66	111	158	207
	PETFe MWh	610	702	609	281	125	289	770	934	1,102	1,273
	PETCu MWh	2,100	2,382	1,928	942	432	691	1,232	1,858	2,539	3,231
	CPETt/d US\$	114,815	133,994	114,647	54,428	27,756	31,539	80,087	111,881	146,760	182,234
	PETL MWh	1,484	714	286	519	205	127	577	971	1,387	1,810
	CPETL US\$	61,434	30,884	13,730	22,817	10,241	3,939	21,187	36,364	52,873	69,756
	CINVCT US\$	202,632	171,849	154,787	163,732	151,544	146,936	161,516	176,251	192,404	209,042
CTT US\$	516,030	421,062	326,253	308,718	237,773	232,046	325,952	409,979	500,702	593,151	
Activo	FRTPA kW	4,813	2,571	328	1,930	969	7	-954	-1,915	-2,876	-3,837
	FRTPR kVar	686	72	0	-4	-2	-841	0	1	2	3
	FRTPR t/d kVar	686	-660	-2,006	-1,044	-1,621	-2,198	-2,774	-3,351	-3,928	-4,505
	CapT kVA	6,132	3,539	2,826	2,599	2,433	3,131	4,292	5,635	7,058	8,520
	CINVTT US\$	137,150	90,329	77,462	73,366	70,367	82,979	103,920	128,170	153,860	180,260
	PPTFe kW	150	111	100	96	94	104	122	142	163	185
	PPTCu kW	515	288	9	231	64	70	37	97	164	232
	PPTL kW	343	112	15	150	89	259	54	100	146	193
	PETFe MWh	610	749	875	296	155	416	1,068	1,245	1,432	1,624
	PETCu MWh	2,100	1,793	75	704	111	19	328	853	1,437	2,036
	CPETt/d US\$	114,815	110,257	44,001	44,788	13,471	14,256	59,865	88,080	119,512	151,991
	PETL MWh	1,400	618	135	457	156	66	471	875	1,281	1,687
	CPETL US\$	57,943	26,900	7,595	20,231	7,995	1,895	16,233	32,258	48,486	64,738
	CINVCT US\$	199,024	167,999	149,150	161,157	149,560	145,986	157,020	172,777	188,936	205,235
CTT US\$	508,931	395,485	278,208	299,542	241,393	245,116	337,040	421,287	510,789	602,221	

Tabla 44 Costos envolventes inferiores alimentador urbano

	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180	
Pasivo	FRTPA kW	4,813	2,571	328	-1,915	-4,158	-6,401	-8,644	-10,886	-13,129	-15,372
	FRTPR kVar	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686
	FRTPR t/d kVar	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686
	CapT kVA	6,132	3,189	3,113	5,083	7,602	10,343	13,196	16,114	19,073	22,050
	CINVTT US\$	137,150	84,022	82,642	118,210	163,690	213,160	264,680	317,340	370,760	424,520
	PPTFe kW	150	105	104	134	172	213	256	299	344	389
	PPTCu kW	515	356	283	375	513	670	838	1,008	1,185	1,363
	PPTL kW	364	181	128	247	386	529	675	822	969	1,115
	PETFe MWh	610	702	812	1,111	1,462	1,834	2,218	2,605	2,998	3,394
	PETCu MWh	2,100	2,382	2,142	3,077	4,353	5,773	7,267	8,769	10,334	11,911
	CPETt/d US\$	114,815	133,994	124,352	173,099	239,046	312,030	389,116	466,301	546,719	627,793
	PETL MWh	1,484	1,384	1,070	1,954	3,162	4,432	5,714	7,004	8,309	9,631
	CPETL US\$	61,434	57,997	44,541	76,292	124,350	174,880	226,370	277,960	330,150	382,930
	CINVCT US\$	202,632	198,930	185,130	215,418	262,734	312,545	363,322	414,200	465,685	517,757
CTT US\$	516,030	474,943	436,714	583,019	789,821	1,012,624	1,243,492	1,475,806	1,713,318	1,952,994	
Activo	FRTPA kW	4,813	2,571	328	-1,915	-4,158	-6,401	-8,644	-10,886	-13,129	-15,372
	FRTPR kVar	686	69	25	17	13	13	20	31	44	60
	FRTPR t/d kVar	686	-660	-2,006	-3,351	-4,697	-6,043	-7,388	-8,734	-10,080	-11,425
	CapT kVA	6,132	3,539	4,496	7,071	10,129	13,391	16,758	20,186	23,653	27,147
	CINVTT US\$	137,150	90,329	107,620	154,090	209,300	268,180	328,970	390,850	453,440	516,520
	PPTFe kW	150	111	125	164	210	259	309	361	413	465
	PPTCu kW	515	288	186	255	369	502	643	790	940	1,091
	PPTL kW	343	167	113	228	361	497	635	774	913	1,050
	PETFe MWh	610	749	995	1,372	1,794	2,235	2,686	3,141	3,600	4,064
	PETCu MWh	2,100	1,793	1,298	2,029	3,098	4,302	5,567	6,865	8,188	9,532
	CPETt/d US\$	114,815	110,257	98,293	143,145	204,264	271,885	342,791	415,127	488,750	563,474
	PETL MWh	1,400	1,270	943	1,808	2,959	4,163	5,376	6,594	7,828	9,073
	CPETL US\$	57,943	53,308	39,264	70,318	116,100	163,980	212,680	261,350	310,620	360,370
	CINVCT US\$	199,024	194,152	179,804	210,688	256,621	304,669	353,535	402,387	451,837	501,778
CTT US\$	508,931	448,047	424,976	578,242	786,285	1,008,721	1,237,969	1,469,717	1,704,647	1,942,141	

Tabla 45 Costos envolvente superior alimentador urbano. Sup pasivo-Inf-activo

K SENSIBILIDAD DEL LÍMITE MÁXIMO DE LAS SECCIONES

Urbano Pasivo							
Penetración %	60	80	100	120	140	160	180
<i>Sin límite máximo de sección</i>							
CINVCT	37	33	31	29	28	27	27
CINVTT	20	21	21	21	22	22	22
CINVQ	0	0	0	0	0	0	0
CINVR	0	0	0	0	0	0	0
CPETt/d	30	30	31	31	32	32	32
CPETL	13	16	17	18	19	19	20
<i>Con límite máximo de construcción</i>							
CINVCT	37	33	31	29	28	25	22
CINVTT	20	21	21	21	22	22	21
CINVQ	0	0	0	0	0	0	0
CINVR	0	0	0	0	0	0	0
CPETt/d	30	30	31	31	32	32	32
CPETL	13	16	17	18	19	22	24
<i>Con límite máximo de 400 mm²</i>							
CINVCT	37	33	29	23	19	16	14
CINVTT	20	21	21	21	20	19	19
CINVQ	0	0	0	0	0	0	0
CINVR	0	0	0	0	0	0	0
CPETt/d	30	30	31	30	30	29	28
CPETL	13	16	20	26	31	36	40
<i>Con límite máximo de 100 mm²</i>							
CINVCT	30	19	13	9	7	5	4
CINVTT	19	17	15	13	11	10	9
CINVQ	0	0	0	0	0	0	0
CINVR	0	0	0	0	0	1	1
CPETt/d	28	25	22	19	17	15	13
CPETL	23	39	50	59	65	69	73

Urbano Activo							
Penetración %	60	80	100	120	140	160	180
<i>Sin límite máximo de sección</i>							
CINVCT	36	33	30	29	27	27	26
CINVTT	27	27	27	27	27	27	27
CINVQ	0	0	0	0	0	0	0
CINVR	0	0	0	0	0	0	0
CPETt/d	25	26	27	28	28	29	29
CPETL	12	15	16	17	18	18	19
<i>Con límite máximo de construcción</i>							
CINVCT	36	33	30	29	27	25	23
CINVTT	27	27	27	27	27	27	26
CINVQ	0	0	0	0	0	0	0
CINVR	0	0	0	0	0	0	0
CPETt/d	25	26	27	28	28	29	29
CPETL	12	15	16	17	18	20	22
<i>Con límite máximo de 400 mm²</i>							
CINVCT	36	33	29	24	20	16	14
CINVTT	27	27	27	26	25	24	23
CINVQ	0	0	0	0	0	0	0
CINVR	0	0	0	0	0	0	0
CPETt/d	25	26	27	27	27	26	25
CPETL	12	15	18	23	29	33	38
<i>Con límite máximo de 100 mm²</i>							
CINVCT	30	20	13	9	7	5	4
CINVTT	26	22	19	16	14	13	11
CINVQ	0	0	0	0	0	0	0
CINVR	0	0	0	0	0	0	0
CPETt/d	24	22	19	17	15	13	12
CPETL	20	36	48	57	64	69	73

Tabla 46 Análisis de sensibilidad al límite máximo de las secciones -Representación en porcentaje de cada costo

Rural Pasivo								
%	40	60	80	100	120	140	160	180
<i>Sin límite máximo de sección</i>								
CINVCT	74.9	69.4	64.9	60.7	57.5	55.0	53.0	51.3
CINVTT	7.1	7.2	7.6	7.9	8.1	8.5	8.8	9.0
CINVQ	0.4	0.3	0.4	0.1	0.1	0.2	0.2	0.0
CINVR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CPETt/d	7.3	8.8	9.7	10.8	11.5	12.0	12.5	12.9
CPETL	10.3	14.3	17.4	20.5	22.7	24.3	25.6	26.8
<i>Con límite máximo teórico</i>								
CINVCT	74.1	65.6	54.8	41.9	30.8	22.3	16.0	11.7
CINVTT	7.1	7.1	7.2	6.7	5.8	4.9	4.1	3.4
CINVQ	0.4	0.5	0.5	0.4	0.2	0.2	0.1	0.0
CINVR	0.0	0.0	0.0	0.4	1.5	2.6	3.2	3.3
CPETt/d	7.3	8.7	9.2	9.1	8.2	7.0	5.8	4.9
PETL	11.1	18.1	28.3	41.5	53.5	63.1	70.8	76.7

Rural Activo								
%	40	60	80	100	120	140	160	180
<i>Sin límite máximo de sección</i>								
CINVCT	75.9	70.3	65.6	61.4	58.2	55.7	53.5	51.7
CINVTT	8.0	8.5	9.2	9.6	10.0	10.4	10.7	11.0
CINVQ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CINVR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CPETt/d	6.4	7.7	8.7	9.6	10.2	10.8	11.4	11.8
CPETL	9.7	13.5	16.5	19.4	21.5	23.1	24.4	25.5
<i>Con límite máximo teórico</i>								
CINVCT	75.4	67.2	55.8	43.0	33.3	26.3	20.4	15.8
CINVTT	8.0	8.4	8.7	8.2	7.6	7.0	6.3	5.5
CINVQ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CINVR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.05
CPETt/d	6.4	7.6	8.3	8.2	7.8	7.3	6.8	6.2
CPETL	10.1	16.8	27.3	40.6	51.3	59.4	66.5	72.4

Tabla 47 Análisis de sensibilidad al límite máximo de las secciones -Representación en porcentaje de cada costo

L SENSIBILIDAD DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ALIMENTADOR RURAL PASIVO

	%	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Precio de la Energía 170 US\$/MWh	Envolvente inferior										
	CTT US\$	1,555,605	1,387,696	1,288,398	1,141,621	1,027,181	943,029	936,266	1,092,872	1,262,537	1,423,691
	CINVCT	1,081,627	1,012,979	962,924	915,579	922,454	905,602	905,602	913,706	956,819	1,005,750
	CINVTT	118,556	81,984	56,114	36,575	51,176	37,427	30,664	36,575	50,027	65,918
	CINVQ	52	4,234	18,876	29,908	0	0	0	21,954	21,291	14,796
	CINVR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CPETt/d	154,934	155,684	161,075	130,705	16,903	0	0	93,915	155,203	204,406
	CPETL	200,437	132,815	89,409	28,853	36,648	0	0	26,722	79,197	132,822
	Envolvente superior										
	CTT US\$	1,686,199	1,598,254	1,639,236	2,011,615	2,410,290	2,928,470	3,438,012	3,932,151	4,466,636	5,027,789
	CINVCT	1,147,466	1,124,224	1,083,705	1,209,882	1,346,955	1,525,891	1,699,762	1,867,835	2,049,642	2,240,315
	CINVTT	118,556	88,380	95,887	113,028	137,223	166,430	197,489	231,139	267,183	304,228
	CINVQ	483	1,855	7,371	8,219	8,886	7,764	8,481	10,104	9,834	8,269
	CINVR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CPETt/d	154,934	140,662	237,580	334,102	427,596	553,668	677,625	794,218	923,461	1,062,159	
CPETL	264,760	243,131	214,694	346,385	489,630	674,716	854,655	1,028,855	1,216,517	1,412,818	

Tabla 48 Descomposición de cada costo de las envolventes del alimentador rural pasivo con 170 US\$/MWh

	%	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Precio de la Energía 70 US\$/MWh	Envolvente inferior										
	CINVCT	76.5	80.6	82.8	87.2	92.2	96.0	96.7	89.2	83.8	79.8
	CINVTT	9.0	6.8	5.0	3.5	5.2	4.0	3.3	3.6	4.5	5.5
	CINVQ	0.0	0.2	1.4	2.2	0.0	0.0	0.0	1.7	1.3	0.6
	CINVR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	% de inversiones	85.5	87.6	89.1	93.0	97.4	100.0	100.0	94.5	89.6	85.8
	CPETt/d	4.8	5.3	5.9	5.2	0.7	0.0	0.0	3.8	5.7	7.0
	CPEL	9.7	7.1	5.0	1.9	1.9	0.0	0.0	1.7	4.7	7.2
	% de pérdidas	14.5	12.4	10.9	7.0	2.6	0.0	0.0	5.5	10.4	14.2
	Envolvente superior										
	CINVCT	75.3	77.5	74.9	69.4	64.9	60.7	57.5	55.0	53.0	51.3
	CINVTT	8.4	6.6	7.1	7.2	7.6	7.9	8.1	8.5	8.8	9.0
	CINVQ	0.1	0.0	0.4	0.3	0.4	0.1	0.1	0.2	0.2	0.0
	CINVR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
% de inversiones	83.8	84.1	82.4	76.9	72.8	68.7	65.8	63.8	61.9	60.3	
CPETt/d	4.5	4.3	7.3	8.8	9.7	10.8	11.5	12.0	12.5	12.9	
CPEL	11.7	11.6	10.3	14.3	17.4	20.5	22.7	24.3	25.6	26.8	
% de pérdidas	16.2	15.9	17.6	23.1	27.2	31.3	34.2	36.2	38.1	39.7	
Precio de la Energía 170 US\$/MWh	Envolvente inferior										
	CINVCT	69.5	73.0	74.7	80.2	89.8	96.0	96.7	83.6	75.8	70.6
	CINVTT	7.6	5.9	4.4	3.2	5.0	4.0	3.3	3.3	4.0	4.6
	CINVQ	0.0	0.3	1.5	2.6	0.0	0.0	0.0	2.0	1.7	1.0
	CINVR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	% de inversiones	77.2	79.2	80.6	86.0	94.8	100.0	100.0	89.0	81.4	76.3
	CPETt/d	10.0	11.2	12.5	11.4	1.6	0.0	0.0	8.6	12.3	14.4
	CPEL	12.9	9.6	6.9	2.5	3.6	0.0	0.0	2.4	6.3	9.3
	% de pérdidas	22.8	20.8	19.4	14.0	5.2	0.0	0.0	11.0	18.6	23.7
	Envolvente superior										
	CINVCT	68.1	70.3	66.1	60.1	55.9	52.1	49.4	47.5	45.9	44.6
	CINVTT	7.0	5.5	5.8	5.6	5.7	5.7	5.7	5.9	6.0	6.1
	CINVQ	0.0	0.1	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.3	0.2	0.2
	CINVR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
% de inversiones	75.1	76.0	72.4	66.2	61.9	58.1	55.4	53.6	52.1	50.8	
CPETt/d	9.2	8.8	14.5	16.6	17.7	18.9	19.7	20.2	20.7	21.1	
CPEL	15.7	15.2	13.1	17.2	20.3	23.0	24.9	26.2	27.2	28.1	
% de pérdidas	24.9	24.0	27.6	33.8	38.1	41.9	44.6	46.4	47.9	49.2	

Tabla 49 Comparación de la participación de los costos de inversión y costos de operación según el precio de la energía

M SENSIBILIDAD DE LA TASA DE CRECIMIENTO DE GENERACIÓN DE LOS GD EN ALIMENTADOR RURAL PASIVO

	%	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
tasa crecimiento GD 3%	Envolvente inferior										
	CTT US\$	1,321,119	1,214,701	1,142,266	1,071,581	1,057,866	999,304	961,748	945,676	987,787	1,078,474
	CINVCT	1,010,689	972,352	943,381	920,636	936,318	921,615	909,399	905,602	905,602	918,177
	CINVTT	118,556	91,432	65,679	40,074	71,606	60,371	49,674	40,074	32,917	30,743
	CINVQ	0	1,818	12,617	18,609	1,168	1,981	2,396	0	13,545	19,474
	CINVR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CPETt/d	63,796	60,839	59,623	57,640	14,298	4,093	34	0	27,704	77,062
	CPETL	128,078	88,260	60,966	34,622	34,477	11,244	244	0	8,019	33,017
	Envolvente superior										
	CTT US\$	1,405,889	1,347,908	1,305,421	1,446,527	1,640,229	1,852,540	2,112,425	2,370,002	2,616,353	2,875,422
	CINVCT	1,058,669	1,040,673	992,750	1,042,805	1,111,310	1,186,708	1,282,274	1,374,416	1,459,115	1,550,584
	CINVTT	118,556	97,738	92,099	96,514	107,862	122,097	140,421	160,012	180,646	202,299
	CINVQ	891	556	4,146	3,911	5,991	5,808	2,120	2,600	7,402	6,934
	CINVR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CPETt/d	63,796	55,645	94,555	127,424	166,200	208,958	258,390	306,784	353,518	403,866
	CPETL	163,977	153,296	121,872	175,874	248,866	328,970	429,220	526,190	615,672	711,740
tasa crecimiento GD 5%	Envolvente inferior										
	CTT US\$	1,321,119	1,207,279	1,129,294	1,033,622	1,026,365	960,899	943,398	936,675	1,051,558	1,124,429
	CINVCT	1,010,689	970,105	937,476	908,375	926,503	909,925	905,602	905,602	912,303	935,906
	CINVTT	118,556	86,730	58,738	31,073	62,050	49,057	37,796	31,073	33,024	42,159
	CINVQ	0	1,818	14,399	24,334	732	1,918	0	0	22,083	13,223
	CINVR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CPETt/d	63,796	62,267	63,552	58,002	10,639	0	0	0	61,369	77,133
	CPETL	128,078	86,359	55,128	11,838	26,440	0	0	0	22,779	56,007
	Envolvente superior										
	CTT US\$	1,405,889	1,343,359	1,321,269	1,500,288	1,707,573	1,964,361	2,259,805	2,526,669	2,803,545	3,101,164
	CINVCT	1,058,669	1,039,450	999,634	1,064,201	1,136,499	1,230,236	1,338,687	1,431,698	1,527,095	1,635,024
	CINVTT	118,556	93,415	93,066	103,266	119,705	141,160	165,474	190,995	218,144	247,248
	CINVQ	891	372	4,380	3,889	7,100	3,934	1,564	4,891	9,019	3,744
	CINVR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CPETt/d	63,796	56,280	94,654	130,275	168,094	213,875	265,108	311,742	361,239	414,179
	CPETL	163,977	153,842	129,536	198,658	276,175	375,156	488,972	587,343	688,047	800,969

Tabla 50 Costos en las envoltentes del alimentador rural pasivo según la tasa de crecimiento de la generación

N SENSIBILIDAD DEL FACTOR DE COINCIDENCIA ENTRE LA GENERACIÓN Y DEMANDA MÁXIMA

%	factor de coincidencia=1				factor de coincidencia=0.5				Escenarios mas economicos con tecnologia convencional			
	0	20	40	60	0	20	40	60	0	20	40	60
Rural pasivo Envolvente inferior												
CTT US\$	1,321,119	1,201,082	1,130,072	1,043,757	1,321,119	1,224,509	1,179,161	1,064,184	1,321,119	1,226,402	1,154,426	1,072,412
CINVCT	1,010,689	968,081	935,689	910,462	1,010,689	980,003	972,016	932,753	1,010,689	979,547	959,774	936,614
CINVTT	118,560	81,984	56,114	36,575	118,556	98,402	78,655	59,018	118,560	101,990	83,979	67,166
CINVQ	0	1,888	15,285	23,269	0	188	673	0	0	1,298	0	32
CINVR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CPETt/d	63,796	64,105	66,325	53,820	63,796	50,055	36,855	23,300	63,796	49,585	34,895	20,630
CPETL	128,080	85,023	56,658	19,631	128,078	95,862	90,961	49,113	128,080	93,986	75,778	47,971
Rural activo Envolvente inferior												
CTT US\$	1,305,716	1,176,083	1,093,719	1,013,313	1,305,716	1,205,104	1,153,591	1,046,111	1,305,716	1,209,272	1,134,868	1,055,616
CINVCT	1,002,642	959,367	929,149	906,581	1,002,642	971,781	961,240	926,592	1,002,642	971,878	951,758	928,491
CINVTT	118,560	80,987	66,659	64,491	118,556	96,586	76,360	56,625	118,560	101,700	80,739	63,883
CINVQ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CINVR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CPETt/d	63,797	59,604	48,228	28,835	63,796	49,114	35,364	21,176	63,797	49,105	33,807	19,470
CPETL	120,720	76,125	49,682	13,407	120,723	87,624	80,627	41,719	120,720	86,592	68,565	43,774

Tabla 51 Costos de las envolventes inferiores del alimentador rural según el factor de coincidencia

%	factor de coincidencia=1			factor de coincidencia=0.5			Escenarios mas economicos con tecnologia convencional		
	0	20	40	0	20	40	0	20	40
Urbano pasivo Envolvente inferior									
CTT US\$	516,030	421,062	326,253	516,030	437,639	378,718	516,030	440,338	366,022
CINVCT	202,632	171,849	154,787	202,632	184,809	175,870	202,632	186,375	170,946
CINVTT	137,150	84,022	40,923	137,150	109,816	82,743	137,150	113,690	90,844
CINVQ	0	312	2,166	0	0	0	0	0	0
CINVR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CPETt/d	114,815	133,994	114,647	114,815	99,217	85,123	114,815	94,951	74,448
CPETL	61,434	30,884	13,730	61,434	43,797	34,981	61,434	45,317	29,784
Urbano activo Envolvente inferior									
CTT US\$	508,931	395,485	278,208	508,931	428,441	368,022	508,931	431,464	357,579
CINVCT	199,024	167,999	149,150	199,024	181,378	172,673	199,024	182,936	167,961
CINVTT	137,150	90,329	77,462	137,150	108,851	83,353	137,150	112,610	93,639
CINVQ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CINVR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CPETt/d	114,815	110,257	44,001	114,815	97,789	80,170	114,815	93,974	69,237
CPETL	57,943	26,900	7,595	57,943	40,423	31,827	57,943	41,942	26,743

Tabla 52 Costos de las envolventes inferiores del alimentador urbano según el factor de coincidencia

O PLANIFICACIÓN DE OPERACIÓN SUPONIENDO RED EXISTENTE

Penetración %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Envolvente inferior pasivo										
CTT US\$	1,321,119	1,239,565	1,203,098	1,164,625	1,138,948	1,129,253	1,129,253	1,183,019	1,223,917	1,265,779
CINVCT	1,010,697	1,010,697	1,010,697	1,010,697	1,010,697	1,010,697	1,010,697	1,010,697	1,010,697	1,010,697
CINVTT	118,556	118,556	118,556	118,556	118,556	118,556	118,556	118,556	118,556	118,556
CINVQT	0	1,888	0	32	206	0	0	17,117	14,156	7,561
CINVRT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CPETt/d	63,796	51,154	28,109	15,071	4,790	0	0	33,146	58,398	72,189
CPEL	128,070	57,270	45,737	20,270	4,699	0	0	3,504	22,110	56,777
PETFe	297	439	213	147	56	0	0	707	972	972
PETCu	1,213	752	432	188	39	0	0	166	378	743
PETL	3,100	1,371	1,080	463	95	0	0	108	606	1,510
PETt/d	1,510	1,192	645	334	95	0	0	872	1,350	1,714
MWh total	4,610	2,563	1,725	798	190	0	0	980	1,956	3,225
% de demanda	2.1	1.2	0.8	0.4	0.1	0.0	0.0	0.4	0.9	1.5
Envolvente superior pasivo										
CTT US\$	1,405,889	1,366,226	1,377,086	1,593,885	1,838,391	2,146,077	2,452,290	2,756,078	3,079,508	3,414,195
CINVCT	1,058,690	1,058,690	1,033,564	1,093,203	1,172,426	1,286,233	1,395,832	1,500,824	1,615,584	1,737,142
CINVTT	118,556	118,556	131,987	152,953	175,602	205,171	234,796	265,023	300,533	336,080
CINVQT	891	891	4,822	4,236	6,842	2,924	3,068	6,558	5,649	977
CINVRT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CPETt/d	63,796	49,784	87,768	124,871	168,740	217,015	268,239	322,263	375,624	430,760
CPEL	163,957	138,306	118,945	218,621	314,781	434,734	550,355	661,410	782,119	909,235
PETFe	297	427	676	929	1,127	1,408	1,660	1,886	2,153	2,424
PETCu	1,213	732	1,416	2,067	2,954	3,855	4,846	5,950	6,986	8,062
PETL	3,965	3,347	2,942	5,457	7,935	10,971	13,770	16,571	19,638	22,823
PETt/d	1,510	1,159	2,092	2,996	4,081	5,263	6,506	7,836	9,139	10,485
MWh total	5,475	4,506	5,034	8,453	12,016	16,234	20,276	24,407	28,777	33,308
% de demanda	2.5	2.1	2.3	3.9	5.5	7.4	9.3	11.2	13.2	15.2
Envolvente inferior activo										
CTT US\$	1,305,716	1,218,749	1,187,502	1,152,035	1,129,186	1,121,212	1,121,212	1,151,994	1,189,879	1,234,178
CINVCT	1,002,656	1,002,656	1,002,656	1,002,656	1,002,656	1,002,656	1,002,656	1,002,656	1,002,656	1,002,656
CINVTT	118,556	118,556	118,556	118,556	118,556	118,556	118,556	118,556	118,556	118,556
CINVQT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CINVRT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CPETt/d	63,796	48,422	26,701	14,086	4,416	0	0	28,383	51,872	65,663
CPEL	120,708	49,115	39,589	16,737	3,559	0	0	2,399	16,795	47,303
PETFe	297	439	213	147	56	0	0	707	972	972
PETCu	1,213	686	398	165	31	0	0	36	220	585
PETL	2,921	1,176	933	381	71	0	0	78	482	1,290
PETt/d	1,510	1,125	611	311	87	0	0	743	1,192	1,557
MWh total	4,431	2,301	1,544	693	158	0	0	821	1,674	2,847
% de demanda	2.0	1.1	0.7	0.3	0.1	0.0	0.0	0.4	0.8	1.3
Envolvente superior activo										
CTT US\$	1,384,422	1,336,292	1,352,927	1,564,911	1,808,584	2,111,385	2,413,511	2,714,430	3,033,029	3,363,503
CINVCT	1,041,807	1,043,193	1,025,514	1,084,969	1,166,272	1,278,617	1,388,032	1,494,518	1,608,920	1,728,466
CINVTT	118,560	118,556	139,393	164,549	196,929	231,326	267,841	309,051	350,380	391,774
CINVQT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CINVRT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CPETt/d	63,796	46,012	80,278	113,724	152,155	196,705	244,085	291,696	341,090	392,215
CPEL	160,264	128,531	107,742	201,669	293,229	404,738	513,552	619,165	732,640	851,048
PETFe	297	362	730	1,013	1,281	1,597	1,899	2,204	2,513	2,826
PETCu	1,213	709	1,167	1,692	2,360	3,128	3,968	4,816	5,706	6,634
PETL	3,881	3,116	2,676	5,068	7,421	10,268	12,916	15,586	18,467	21,450
PETt/d	1,510	1,071	1,896	2,705	3,641	4,725	5,866	7,021	8,219	9,460
MWh total	5,391	4,187	4,573	7,773	11,062	14,993	18,782	22,606	26,687	30,910
% de demanda	2.5	1.9	2.1	3.6	5.1	6.9	8.6	10.3	12.2	14.1

Tabla 53 Costos de las envolventes del alimentador rural

Penetración %	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Envolvente inferior pasivo										
CTT US\$	516,030	448,465	409,924	381,286	356,366	366,690	417,816	452,803	511,596	593,294
CINVT	202,630	202,630	202,630	202,630	202,630	202,630	202,630	202,630	202,630	209,041
CINVT	137,150	137,150	137,150	137,150	137,150	137,150	137,150	137,150	137,150	137,150
CINVQT	0	312	2,166	0	0	4,981	77	0	0	0
CINVRT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CPETT/d	114,815	92,827	64,897	33,139	14,849	21,564	70,657	91,792	127,339	177,298
CPEL	61,436	15,546	3,081	8,366	1,738	365	7,302	21,231	44,478	69,805
PETFe	610	1,052	1,310	458	247	595	1,310	1,310	1,310	1,310
PETCu	2,100	1,073	118	273	50	61	304	862	1,781	3,060
PETL	1,484	360	64	190	35	12	200	568	1,168	1,811
PETT/d	2,710	2,125	1,428	731	297	656	1,614	2,172	3,091	4,369
MWh total	4,194	2,485	1,493	921	332	668	1,813	2,740	4,259	6,181
% de demanda	1.4	0.9	0.5	0.3	0.1	0.2	0.6	0.9	1.5	2.1
Envolvente superior pasivo										
CTT US\$	516,030	487,113	468,225	600,890	802,868	1,023,117	1,251,665	1,483,742	1,719,551	1,958,124
CINVT	202,630	202,920	202,630	218,572	262,734	312,538	363,323	414,198	465,697	517,714
CINVT	137,150	137,150	137,150	154,544	190,912	234,940	282,731	332,810	384,202	436,421
CINVQT	0	0	48	0	0	0	0	0	0	0
CINVRT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CPETT/d	114,815	92,827	95,772	154,005	224,872	300,746	379,240	458,770	539,513	621,017
CPEL	61,436	54,217	32,625	73,769	124,350	174,893	226,372	277,964	330,139	382,971
PETFe	610	1,052	1,191	1,363	1,651	1,986	2,344	2,713	3,091	3,477
PETCu	2,100	1,073	1,042	2,343	3,806	5,334	6,894	8,468	10,060	11,661
PETL	1,484	1,294	783	1,890	3,163	4,432	5,714	7,004	8,309	9,631
PETT/d	2,710	2,125	2,233	3,706	5,457	7,320	9,238	11,181	13,151	15,138
MWh total	4,194	3,419	3,016	5,596	8,620	11,753	14,952	18,185	21,460	24,769
% de demanda	1.4	1.2	1.0	1.9	3.0	4.0	5.1	6.2	7.4	8.5
Envolvente inferior activo										
CTT US\$	508,931	438,900	398,446	375,040	351,510	356,178	407,680	442,058	512,532	602,221
CINVT	199,026	199,026	199,026	199,026	199,026	199,026	199,026	199,026	199,026	205,238
CINVT	137,150	137,150	137,150	137,150	137,150	137,150	137,150	137,150	153,856	180,257
CINVQT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CINVRT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CPETT/d	114,815	89,960	61,177	31,839	14,149	19,861	66,937	88,072	119,512	151,991
CPEL	57,941	12,764	1,093	7,025	1,185	141	4,566	17,811	40,139	64,736
PETFe	610	1,052	1,310	458	247	595	1,310	1,310	1,432	1,624
PETCu	2,100	1,003	29	242	35	8	214	773	1,437	2,036
PETL	1,400	294	19	159	23	5	133	483	1,060	1,687
PETT/d	2,710	2,055	1,339	700	282	604	1,524	2,083	2,868	3,660
MWh total	4,110	2,349	1,358	859	305	609	1,656	2,566	3,929	5,346
% de demanda	1.4	0.8	0.5	0.3	0.1	0.2	0.6	0.9	1.3	1.8
Envolvente superior activo										
CTT US\$	508,931	475,076	458,525	596,483	799,529	1,019,117	1,246,545	1,477,287	1,711,452	1,948,166
CINVT	199,026	199,086	199,026	213,991	256,621	304,670	353,534	402,389	451,839	501,785
CINVT	137,150	137,150	141,496	176,584	226,232	281,497	339,956	400,405	461,742	523,886
CINVQT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CINVRT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CPETT/d	114,815	89,960	90,800	138,204	200,583	268,973	340,383	413,149	487,256	562,130
CPEL	57,941	48,880	27,203	67,704	116,094	163,976	212,672	261,343	310,614	360,365
PETFe	610	1,052	1,222	1,524	1,909	2,325	2,761	3,205	3,656	4,114
PETCu	2,100	1,003	881	1,753	2,891	4,138	5,432	6,751	8,094	9,447
PETL	1,400	1,165	652	1,741	2,959	4,162	5,376	6,594	7,828	9,073
PETT/d	2,710	2,055	2,103	3,277	4,799	6,463	8,193	9,956	11,750	13,561
MWh total	4,110	3,220	2,756	5,018	7,758	10,626	13,569	16,550	19,578	22,634
% de demanda	1.4	1.1	0.9	1.7	2.7	3.6	4.7	5.7	6.7	7.8

Tabla 54 Costos de las envoltentes del alimentador urbano