



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

IMPLICANCIAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA TARIFICACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

JAVIER IGNACIO SALCEDO MORALES

PROFESOR GUÍA:

JUAN ALBERTO BRAVO CERDA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

FERNANDO FLATOW GARRIDO

NELSON MORALES OSORIO

SANTIAGO DE CHILE

MARZO 2013

RESUMEN

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: JAVIER SALCEDO MORALES
FECHA: 25 DE OCTUBRE DEL 2012
PROF. GUÍA: SR. JUAN ALBERTO BRAVO
CERDA

IMPLICANCIAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA TARIFICACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

Actualmente la forma de tarificar la distribución se basa en que los flujos de potencia tienen un sentido aguas abajo. La inclusión de nuevas tecnologías, como PMGD y generadoras residenciales, permiten inyectar energía a las redes de distribución desde los puntos de consumo, siendo necesario estudiar los fenómenos que potencialmente pueden ocurrir en esta situación y esbozar cómo enfrentarse desde la perspectiva tarifaria.

El objetivo general de esta memoria es estudiar las implicancias en la tarificación de la distribución mediante la confección de un modelo básico que permita estudiar los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración (A&C), pérdidas técnicas y sus efectos en las utilidades de las empresas. Así, se busca ver la respuesta en términos tarifarios de la conexión de tecnología de generación distribuida (GD) a las redes de distribución. Para ello se estudian los aspectos legales y regulatorios a nivel nacional.

El modelo básico tarifario consiste en considerar al servicio de distribución como una caja negra cuyos parámetros son la anualidad de los costos totales representados como A&C, las pérdidas medias de las redes y el precio de compra de la energía desde las redes de subtransmisión. Además sus variables de entrada son la demanda, con distinción de alta y baja tensión, y la capacidad de generación distribuida, conectada en cuatro puntos de inyección. Las variables de salida son las pérdidas técnicas y la energía ingresada desde subtransmisión. Con los parámetros y variables antes mencionados se construye una función de utilidad, la que será objeto de análisis. Además, se establecerán 3 escenarios distintos en la influencia que tiene la conexión de GD sobre los costos A&C distinguiendo alta, media y baja penetración.

La implementación del modelo se realiza con el programa DigSilent Power Factory 14.0 Para ello se utiliza el alimentador *IEEE 34 nodes* al cual se modifica su longitud para obtener 2 alimentadores diferentes, con el fin de poder aplicar los parámetros tarifarios relativos a 2 áreas típicas de distribución diferentes: ATD 1 y ATD 4. En ambas áreas típicas se obtienen utilidades negativas para los 3 escenarios.

Finalmente, se concluye que, de acuerdo al modelo utilizado, se observa un decremento en las utilidades de las distribuidoras frente a GD, haciendo necesario un análisis profundo de las implicancias desde la perspectiva de la señal tarifaria al cliente final y la forma de introducción y financiamiento ya sea por parte del propio distribuidor como del Estado. Lo anterior hace necesaria la definición de una política energética que aborde esta problemática.

Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a mi mamá, Ema Morales, y mi papá, Alejandro Salcedo, por su apoyo incondicional, confianza ciega y esfuerzo que depositaron en mí. Que a pesar de la gran distancia que nos separaba los sentía día a día muy cerca de mí, gracias a los llamados diarios de mi mamá. A mi hermana, Paulina, por llenar nuestro departamento con mucho amor en el diario vivir. A mi tía Teresa por regalarme a la distancia, mi tío Lucho siempre estar pendiente de mí, mi tía Nina y mi tía Juana por hacerme la estadía más cálida en los primeros y más difíciles años.

En segundo lugar, agradecer a mi polola, Lía, una de las mujeres más influyente en mi vida y mi forma de ser, por llenarme la vida de alegría y amor, por apoyarme a través de los años y por todas las horas de conversación sobre temas interesantes que seguimos teniendo. Y por hacerme sentir cada día más orgullo de estar a su lado.

En tercer lugar, agradecer a mi amigos: Jaime Medina por compartir su amistad y hacerme sentir parte de su familia; Eduardo y Oriel Nuñez por hacerme reír siempre con sus maneras de ser; Juan Pablo Valenzuela por compartir el fútbol en el FIFA y en el estadio; y, por supuesto, a los otros dos integrantes del trío inseparable de eléctrica, Sebastián Tapia y Gustavo Muñoz, con ellos todo fue más fácil. Gracias a ellos mi paso por la universidad los recuerdo como años de alegría, compañerismo y amistad.

En cuarto lugar, agradecer a mi profesor guía Juan Alberto Bravo y profesor co-guía Fernando Flatow por la confianza puesta en mí para llevar a cabo esta memoria.

Finalmente, decir que cada uno de ellos aportó en gran o menor medida para que pudiera terminar satisfactoriamente esta etapa de mi vida.

Tabla de contenido

RESUMEN	i
RESUMEN.....	i
Agradecimientos	ii
Índice de figuras.....	vi
Índice de tablas.....	vi
1 Introducción	1
1.1 Motivación	1
1.2 Objetivos	1
1.2.1 Objetivos Generales	1
1.2.2 Objetivos Específicos.....	1
1.3 Alcances.....	2
1.4 Estructura del trabajo.....	2
2 Estructura tarifaria vigente	4
2.1 Consideraciones económicas	4
2.1.1 Definición	4
2.1.2 Barreras de entrada	4
2.1.3 Monopolio Natural.....	5
2.1.4 Monopolio de la distribución eléctrica	6
2.1.5 Punto de Operación	6
2.1.6 Formas de regular un monopolio.....	9
2.2 Estructura de costos en Chile: el VAD	11
2.3 Tarifas vigentes	15
2.3.1 Modelo tarifario básico	15
2.3.2 Descripción conceptual de las tarifas.....	17
3 Generación Distribuida	20
3.1 Definición general	20
3.2 Ventajas y desventajas.....	22
3.3 Generación distribuida en Chile.....	23
3.3.1 Reglamento para la conexión de pequeños medios de GD (Decreto Supremo N° 244)	23
3.3.2 Ley de Net Metering.....	26

3.4	Implicancias de la Generación Distribuida en la tarificación de la distribución.....	27
3.4.1	Redes eléctricas.....	27
3.4.2	Operación y mantenimiento	30
3.4.3	Pérdidas.....	31
3.4.4	Energía E2	31
3.4.5	Modelo tarifario básico con inclusión de GD	31
4	Modelo tarifario	34
4.1	Modelo base.....	34
4.1.1	Descripción alimentador	34
4.1.2	Parámetros del modelo base	35
4.2	Conexión de GD.....	40
4.2.1	Unidades de Generación Distribuida	40
4.2.2	Puntos de conexión.....	41
4.2.3	Penetración de GD	42
4.3	Supuestos utilizados.....	44
5	Estudio de casos	46
5.1	ATD 1	46
5.1.1	Alimentador sin inyección de GD	46
5.1.2	Alimentador con inyección de GD.....	47
5.2	ATD 4	49
5.2.1	Alimentador sin inyección de GD	49
5.2.2	Alimentador con inyección de GD.....	50
5.3	Análisis.....	53
5.3.1	Pérdidas.....	53
5.3.2	A&C.....	56
5.3.3	Utilidades.....	58
5.3.4	Relación pérdidas y A&C	59
6	Conclusiones y trabajo futuro	61
6.1	Conclusiones.....	61
6.2	Trabajo futuro	63
7	Bibliografía	64

ANEXO A: Costo medio a largo plazo como solución eficiente.....	66
ANEXO B: Desarrollo de las fórmulas del valor agregado de distribución.....	68
ANEXO C: Ítems de costos en inversión, operación y mantenimiento.	70
ANEXO D: Detalle de las tarifas.....	72
Opciones tarifarias para baja tensión	72
Opciones tarifarias para alta tensión	74
ANEXO E: Detalle de los parámetros del alimentador del IEEE de 34 nodos.....	78

Índice de figuras

Figura 1 Punto operación de una empresa monopólica	7
Figura 2 Beneficios del monopolio con precio fijado por éste.....	8
Figura 3 Beneficios del monopolio con precio regulado igual a los costos medios.....	9
Figura 4 Esquema sistema de distribución.....	11
Figura 5 Distinción de VADAT y VADBT	14
Figura 6 básico del servicio de distribución eléctrica.....	15
Figura 7 Curva de carga típica en distribución	19
Figura 8 Modelo básico de sistema de distribución con GD	22
Figura 9 Aporte de potencia de la generación distribuida.....	28
Figura 10 Nueva curva de carga en presencia de GD.....	29
Figura 11 Esquema Alimentador IEEE de 34 nodos [17]	35
Figura 12 Barra Polpaico 220 kV en SIC.....	39
Figura 13 Barra Puerto Montt 220 kV en SIC	40
Figura 14 Representación gráfica a escala de la longitud de cada línea del alimentador	41
Figura 15 Puntos de conexión de generadores distribuidos.....	42
Figura 16 Pérdidas del alimentador ATD 1 versus el nivel de penetración de GD.....	47
Figura 17 A&C versus penetración de GD en ATD 1.....	48
Figura 18 Costos de A&C versus penetración de GD relativos al ATD 1	49
Figura 19 Pérdidas del alimentador ATD 4 versus el nivel de penetración de GD.....	51
Figura 20 A&C versus penetración de GD en ATD 4.....	52
Figura 21 Costos de A&C versus penetración de GD relativos al ATD 4	53
Figura 22 Pérdidas versus penetración de GD	54
Figura 23 π pérdidas versus penetración de GD para el ATD 1	55
Figura 24 π pérdidas versus penetración de GD para el ATD 4	56
Figura 25 π (A&C) versus penetración de GD para el ATD 1.....	57
Figura 26 π (A&C) versus penetración de GD para el ATD 4.....	58

Índice de tablas

Tabla 1 Códigos para el cálculo de las pérdidas medias	13
Tabla 2 Denominación de categorías según nivel de generación distribuida.....	20
Tabla 3 Resumen parámetros del alimentador del IEEE de 34 nodos	35
Tabla 4 Detalle de la demanda por nodo y tramos.....	36
Tabla 5 Factores de carga de los consumos.....	37
Tabla 6 Parámetros para el cálculo de A&C *.....	37
Tabla 7 Definición factores de corrección.....	38
Tabla 8 Valor de factores de corrección.....	38
Tabla 9 Precio de la energía en subtransmisión.....	39
Tabla 10 Factores de planta	41

Tabla 11 Total generado versus penetración de GD	42
Tabla 12 Porcentajes de generación de cada unidad de GD.....	43
Tabla 13 Detalle de potencia de GD por unidad generadora.....	43
Tabla 14 Detalle de energía de GD por unidad generadora para ATD 1	43
Tabla 15 Detalle de energía de GD por unidad generadora para ATD 4	44
Tabla 16 Factor de carga para las pérdidas.....	45
Tabla 17 Parámetros del alimentador sin inyecciones de GD para ATD 1 en unidades de potencia	46
Tabla 18 Parámetros del alimentador sin inyecciones de GD para ATD 1 en unidades de energía .	46
Tabla 19 Pérdidas para el ATD 1.....	47
Tabla 20 Costos de inversión, operación y mantenimiento en los 3 escenarios relativos al ATD 1 .	48
Tabla 21 Utilidades para los tres casos descritos relativos al ATD 1.....	49
Tabla 22 Parámetros del alimentador sin inyecciones de GD para ATD 4 en unidades de potencia	50
Tabla 23 Parámetros del alimentador sin inyecciones de GD para ATD 4 en unidades de energía .	50
Tabla 24 Pérdidas para el ATD 4.....	50
Tabla 25 Costos de inversión, operación y mantenimiento en los 3 escenarios relativos al ATD 4 .	51
Tabla 26 Utilidades para los tres casos descritos relativos al ATD 4.....	52
Tabla 27 Valores de <i>πpérdidas</i> en los distintos escenarios para el ATD 1.....	54
Tabla 28 Valores de <i>πpérdidas</i> en los distintos escenarios para el ATD 4.....	55
Tabla 29 Valores de <i>πA&C</i> en los distintos escenarios para el ATD 1.....	56
Tabla 30 Valores de <i>πA&C</i> en los distintos escenarios para el ATD 4.....	57
Tabla 31 Variaciones porcentuales entre <i>πpérdidas</i> y <i>πA&C</i> para el ATD 1	60
Tabla 32 Variaciones porcentuales entre <i>πpérdidas</i> y <i>πA&C</i> para el ATD 4	60
Tabla 33 Ítem de costos para líneas aéreas y subterráneas para AT y BT	70
Tabla 34 Ítem de costos para subestaciones de distribución aéreas y subterráneas.....	70
Tabla 35 Ítem de costos para bienes muebles e inmuebles	70
Tabla 36 Longitud de las líneas	78
Tabla 37 Parámetros de los transformadores.....	78
Tabla 38 Parámetros de los reguladores.....	79
Tabla 39 Cargas puntuales	79
Tabla 40 Cargas distribuidas a través de la línea	80
Tabla 41 Capacitancia en paralelo	80
Tabla 42 Configuración de las líneas	80

1 Introducción

1.1 Motivación

En Chile la forma de pagar la distribución de electricidad se construye en base a que el flujo de potencia sigue un comportamiento convencional, esto es, desde las subestaciones de poder primarias hasta las cargas conectadas a los alimentadores, y luego hacia las redes de baja tensión, pasando por las subestaciones de distribución, hasta los consumos finales.

La entrada de tecnologías que permiten la generación distribuida (GD), tanto residencial como de pequeños medios de generación distribuida (PMGD), modifica el sentido de los flujos de potencia. Esto tiene un impacto directo en las holguras y diseños de las redes de distribución, sin embargo, la magnitud de este impacto en la forma en que el segmento de distribución es tarifado no ha sido medida.

Por los motivos antes mencionados es que en este estudio se busca evaluar las consecuencias que conlleva la introducción de GD en los costos de las redes de distribución.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivos Generales

El objetivo general de este estudio consiste en evaluar el impacto que tendrá la introducción de GD en la manera que se tarifica el segmento de distribución. Además, establecer señales de alerta en diversos escenarios de entrada de GD para los cuales el modo de tarificación vigente quede obsoleto.

1.2.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos que persigue este estudio son los siguientes:

1. Analizar ventajas y desventajas de la GD.
2. Revisar el estado del arte a nivel nacional respecto de la GD.
3. Proponer un modelo básico para el estudio del impacto de GD desde el punto de vista de la empresa distribuidora.
4. Establecer límites de penetración de GD para los cuales la empresa distribuidora se vea favorecida o afectada.
5. Establecer límites de penetración de GD para los cuales la estructura tarifaria no cumpla con los conceptos con los que fue construida.

1.3 Alcances

Este estudio pretende investigar el efecto tarifario desde el punto de vista de la empresa distribuidora. Para esto se analizan las variaciones en las utilidades frente a distintos escenarios de penetración de GD. Además, se utilizará un alimentador ficticio, por lo que no se calcularán los costos reales del alimentador y se asumirá eficiente en la inversión, operación y mantención utilizando los parámetros de costos medios que resulten del proceso de tarificación de este segmento eléctrico.

Asimismo, el estudio abarcará 2 escenarios de alimentadores distintos, uno al que se le aplicarán los parámetros tarifarios del Área Típica de Distribución N°1 (ATD °1) y otro al que se le aplicarán del Área Típica de Distribución N°4 (ATD 4).

En un principio, se explicarán cualitativamente las distintas opciones tarifarias, sin embargo, debido al enfoque del estudio no serán utilizadas en la elaboración del modelo. Por consiguiente, serán expuestas sólo para ejemplificar y aclarar la estructura tarifaria. Luego, el modelo que se construirá será básico en sus componentes, pero esclarecedor y fuerte conceptualmente.

Las fuentes de energía no serán relevantes en el estudio ya que éste se enfocará en las variables económicas, por lo que la estabilidad del sistema tanto en niveles de voltaje y frecuencia no se consideran como relevantes. Por esto las unidades generadoras se caracterizarán por ser fuentes de suministro de potencia y energía activa con un factor de planta asociado.

1.4 Estructura del trabajo

El presente estudio se estructurará en 5 capítulos:

- En el Capítulo 2 se describe la estructura tarifaria nacional vigente. Con el objeto de cumplir lo anterior se introducirán las bases teóricas económicas que impulsan la forma en que se tarifica, luego, se detallará la estructura de costos de la distribución y, por último, se explicarán los términos que componen las tarifas.
- En el Capítulo 3 se definirá el concepto de GD; se especificarán sus ventajas y desventajas; se mostrará el contexto legislativo actual en Chile; y de acuerdo a lo anterior, se estudiará el efecto de su introducción en los términos que componen las tarifas.

- En el Capítulo 4 se definirá el modelo a utilizar para estudiar el efecto en los costos mencionados en los capítulos anteriores y así generar los resultados que permitan evaluar de manera concisa las consecuencias en los costos de distribución.
- En el Capítulo 5 se hará el estudio de casos donde se implementará el modelo descrito en el capítulo 4. Se obtendrán los datos necesarios y se analizarán para los 3 escenarios.
- En el Capítulo 6 se entregan las conclusiones correspondientes y las recomendaciones para trabajos futuros en los que se busque extender este estudio.

2 Estructura tarifaria vigente

2.1 Consideraciones económicas

2.1.1 Definición

Un monopolio es la condición que adquiere una empresa o firma cuando tiene carácter de única en un determinado mercado [1]. Esta condición tiene implicancias directas en el precio y la cantidad del bien o servicio que se vende o proporciona. Un monopolio maximiza sus utilidades fijando el precio y el tamaño de su producción; al contrario de una firma en una industria competitiva que maximiza sus utilidades tomando el precio como un dato fijado por el mercado.

2.1.2 Barreras de entrada

La existencia de monopolios se debe a barreras de entrada técnico – económicas y legales. Estas barreras técnico – económicas aparecen en mercados en que los costos medios en que incurre la industria para producir el total que satisface la demanda íntegra son mayores cuando participan dos o más firmas en vez de sólo una. Asimismo, los costos medios disminuyen al alcanzar un nivel de producción específico¹; esto, sumado al factor de oferente único, permite al monopolio fijar precios arbitrariamente, en particular más bajos de los que habrían con dos o más firmas compitiendo.

Estos precios bajos² se traducen en que la participación de cualquier otra firma en el mercado sea rentable sólo si cuenta con la tecnología adecuada y suficiente para reducir los costos con bajos niveles de producción, pues el monopolio satisface toda la demanda, de otra manera no podrá participar competitivamente del mercado. Otro aspecto de una barrera técnico-económica es el conocimiento exclusivo de una técnica de producción por parte del monopolio o la posesión de concesiones para explotar recursos naturales, como yacimientos minerales o recursos hídricos³.

En algunas industrias los costos medios y costos marginales disminuyen considerablemente cuando el nivel de productividad es muy grande, por lo tanto se asume que se podrá alcanzar el mínimo costo medio de producción sólo si la industria es organizada como un monopolio. Las redes de distribución tienen esta característica, sin embargo cumplen adicionalmente con ser un Servicio Básico para el desarrollo de la producción nacional, siendo deseable evitar la imperfección de mercado y pérdida social asociada a un mercado monopólico en estas condiciones. Por esta razón,

¹ Esta condición es conocida como economías de escala, concepto que será explicado más adelante.

² Los precios bajos a los que se hacen referencia son considerados como tal para una firma que desea entrar en el mercado, sin embargo están por sobre el deseado socialmente.

³ En Chile la concesión para el uso de recursos hídricos se les denomina derechos de agua, éstos son otorgados por un período de tiempo indefinido.

el Estado establece que estas industrias deben ser consideradas como monopolios sujetos a regulación, entregando concesiones del servicio por una tarifa establecida mediante un proceso reglado y regulado. Algunas industrias que son catalogadas como monopolio son la del agua potable, telefonía fija y electricidad, en algunos casos, los servicios de comunicaciones de radio o televisión, y más excepcionalmente, el transporte público como el metro de Santiago. Lo mencionado anteriormente se conoce como barreras legales. Otra manera en que se presenta una barrera legal es el caso en que una firma crea un laberinto de patentes para proteger una tecnología exclusiva en la elaboración de un producto o prestación de un servicio.

Por último, existen barreras de entrada que son creadas por el mismo monopolio como crear y ocultar tecnologías únicas, adquisición mayoritaria de insumos reducidos que son necesarios para la producción, ejercer presión política para establecer nuevas normas sanitarias o de calidad en la producción aumentando más los costos de inversión.

2.1.3 Monopolio Natural

En las industrias⁴ donde suele aparecer un monopolio natural es en aquellas en que los niveles de inversión son altos, frente a una escasa o nula presencia de bienes sustitutos, existencia de importantes economías de escala, economías de densidad y/o economías de ámbito; estos 3 últimos puntos significan una función de costos decreciente. En un mercado con las características antes mencionadas, y en la medida que preste un servicio esencial para la sociedad, el Estado regulará un monopolio natural sustentado en la premisa que es la forma más óptima de desarrollar el mercado.

En un mercado donde existe un monopolio y cuyos montos de inversión son suficientemente grandes, la decisión de una empresa externa de participar o no en él se ve fuertemente afectada por este factor volviéndose determinante. Independiente a lo anterior, la operación de dos empresas en un mercado con características de monopolio geográfico implica pérdidas sociales, debido principalmente a duplicidad de inversiones [2].

Las economías de escala están presentes en procesos productivos en que los costos medios disminuyen notablemente cuando las cantidades producidas se incrementan en gran proporción.

Asimismo, existen economías de densidad donde el costo medio implicado en la distribución de un bien se ve favorecido en la medida que aumenta la densidad de usuarios o clientes en una

⁴ Una condición es que la entrada a la industria sea libre.

zona en particular. De esta manera, servicios públicos como la electricidad y agua potable se ven favorecidos con un crecimiento de la población en una zona geográfica específica.

Por último, en monopolios naturales también existen las economías de ámbitos⁵, éstas significan una disminución de los costos de operación en los casos que una empresa atiende más de un mercado con características similares.

2.1.4 Monopolio de la distribución eléctrica

En Chile el sector eléctrico está dividido verticalmente en 3 segmentos diferentes [3]: generación, transmisión y distribución. En sólo uno de ellos se considera que existe competencia, en el de generación; mientras que los dos restantes se consideran monopolios naturales.

Las condiciones de mercado de la electricidad ocasionan que el servicio de distribución eléctrica sea considerado un monopolio natural, debido a la ausencia de un bien sustituto y la existencia de economías de densidad y ámbito, principalmente. Por otro lado, los costos medios de explotación en una determinada área de concesión son menores si sólo participa una única empresa distribuidora eléctrica, pues multiplicar las redes resulta menos eficiente.

2.1.5 Punto de Operación

El nivel de producción de un monopolio que maximiza sus beneficios se fija como aquel que satisface la siguiente ecuación:

$$IMg(q) = CMg(q) \quad (2.1)$$

Donde,

IMg: Ingreso marginal.

CMg: Costo marginal.

q: Nivel de producción.

En la Figura 1 se observa el punto de operación (Q_0, P_0) de una empresa monopólica

⁵ También conocidas con el nombre de subaditividad [23].

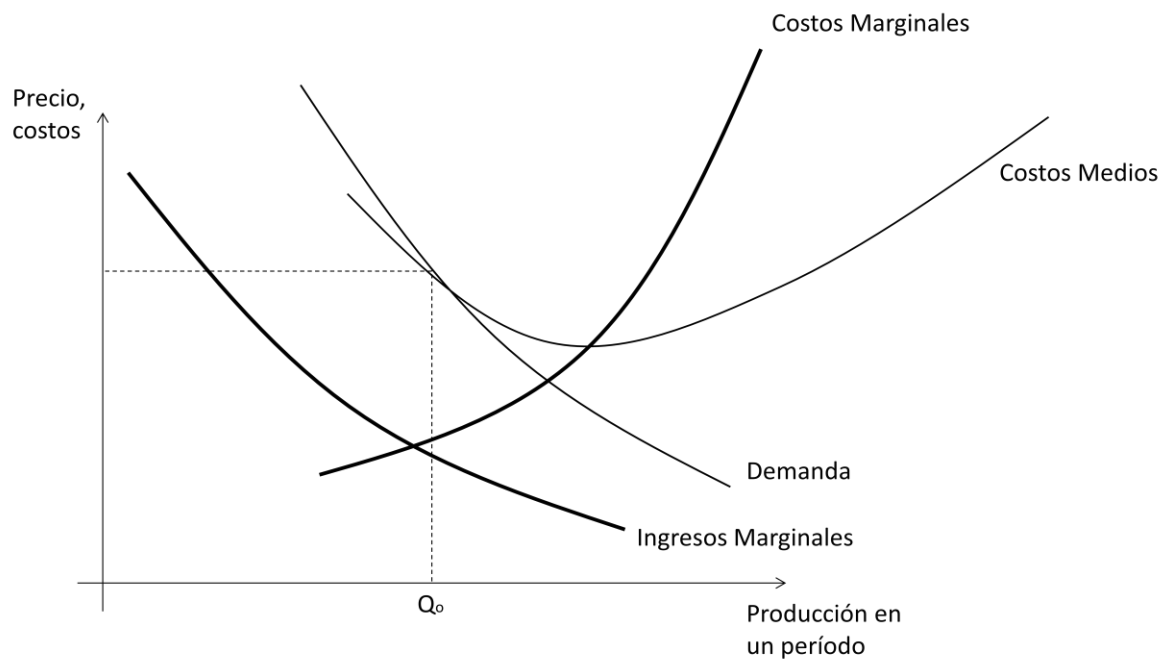


Figura 1 Punto operación de una empresa monopolística

De la Figura 2 se desprende que el precio impuesto por el monopolio es mayor que el precio obtenido en un mercado con características de competencia perfecta. Luego, el monopolio percibe beneficios positivos (sólo si los costos medios permanecen bajo la curva de demanda). En la Figura 2 se observan los beneficios logrados (representados por el área achurada) por fijar un precio (P_0) mayor al costo marginal (y al costo medio).

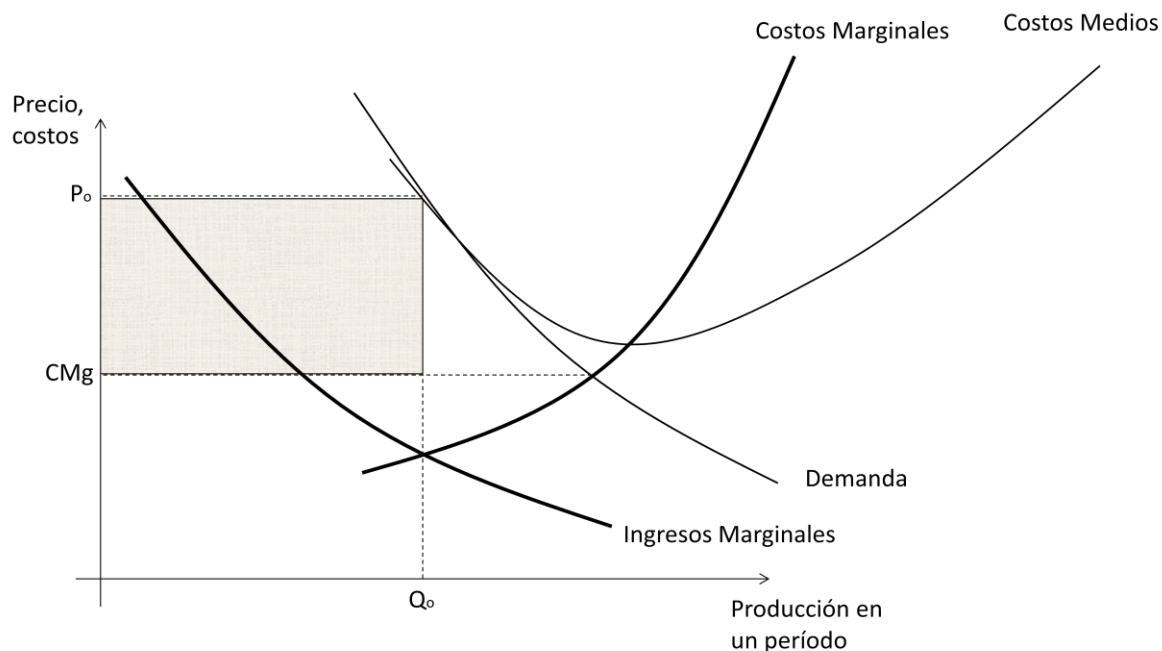


Figura 2 Beneficios del monopolio con precio fijado por éste

Por otra parte, se deduce de la Figura 2 que si el precio se fija igual al costo medio entonces el monopolio percibe beneficios nulos. Entonces, si se busca que un monopolio no obtenga beneficios aparte de recuperar el capital invertido más una tasa de descuento para compensar el costo de oportunidad, se debe fijar una tarifa que contemple un precio igual a los costos medios, en particular igual a los costos medios de largo plazo (Ver Figura 3). De esta forma el precio se acerca al costo marginal y se aumenta la cantidad producida (de Q_0 a Q_{CM_e}).

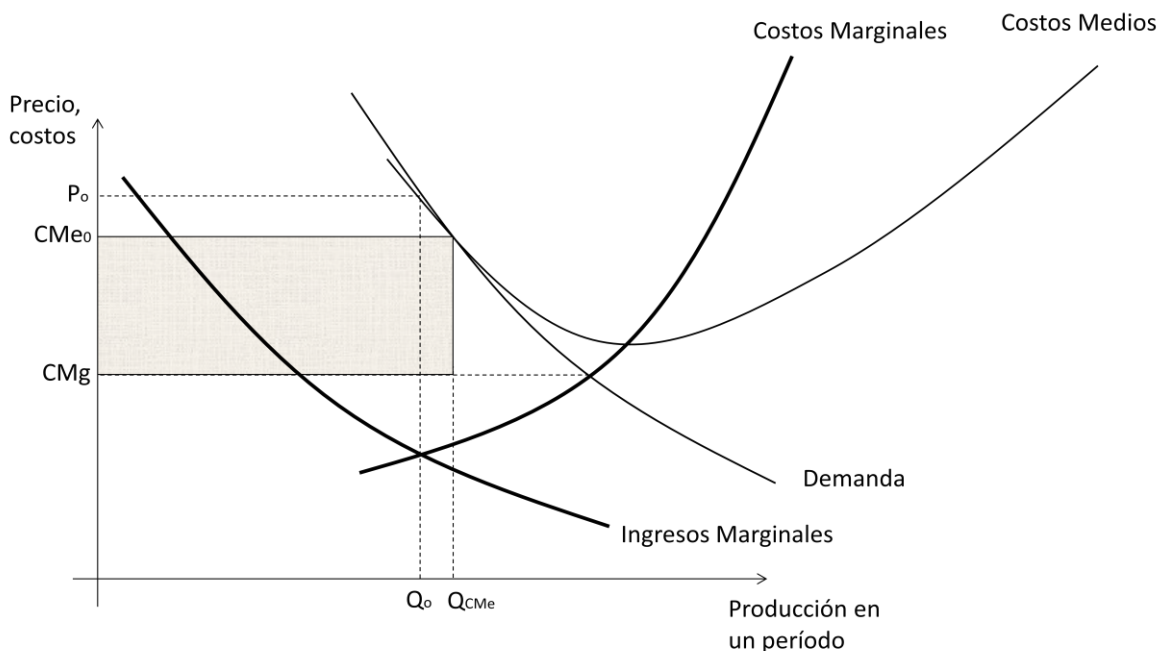


Figura 3 Beneficios del monopolio con precio regulado igual a los costos medios

La fijación del precio en un valor igual al costo medio de largo plazo representa la solución eficiente en que debe operar el monopolio [4], y por ende, y dado que corresponde a un servicio esencial, es necesario regular el monopolio del servicio de la distribución eléctrica⁶.

2.1.6 Formas de regular un monopolio

Para asegurar que un monopolio opere estableciendo precios para la sociedad equivalentes a los que se obtendrían en un mercado competitivo, ya sea en términos económicos como técnicos se obliga a ser regulado, con el fin de mantener los precios en el nivel de equilibrio competitivo, mantener las condiciones de calidad del producto o servicio por sobre un estándar mínimo, incentivar inversiones que permitan satisfacer adecuadamente la demanda y dar señales claras de eficiencia económica para la operación. En relación a lo antes mencionado existen 3 formas importantes de regular un mercado monopólico: por tasa de retorno, por Price-cap y por empresa eficiente [5].

Regulación por Tasa de Retorno

La regulación por tasa de retorno consiste en la fijación de tarifas que aseguren el retorno de los montos de inversión más los costos de explotación (costos medios de largo plazo). Este tipo de regulación tiene el problema de la asimetría de la información, pues la empresa real tiende a

⁶ El respaldo analítico de este párrafo se encuentra en el ANEXO A

declarar costos superiores a los reales para elevar el precio establecido. Además, no incentiva a mejorar la eficiencia en la gestión de los recursos, pues tiene el estímulo negativo de no reducir los costos; y por otro lado, se estimula una sobre inversión.

Finalmente, es improbable, aún en condiciones ideales como en la simetría de información, que la reguladora fije los precios iguales al costo medio de largo plazo, tendiendo a establecerlos por sobre este último.

Un ejemplo donde se aplique este tipo de regulación en el segmento de distribución es en el país de Finlandia [6].

Regulación por Price-cap

La regulación por Price-cap consiste en la fijación de una tarifa por un período determinado de tiempo. De esta manera se regula el precio y no las utilidades de la empresa regulada por lo que ésta deberá gestionar sus recursos con el fin de disminuir sus costos y así obtener un mayor margen de ganancias.

Este tipo de regulación mejora los incentivos de eficiencia productiva, ya que fomenta la reducción de costos por un período de tiempo estipulado. Sin embargo, requiere que el regulado tenga gran conocimiento de información relacionada con los costos involucrados en el mercado, para poder establecer precios adecuados.

Un ejemplo donde se aplique este tipo de regulación en el segmento de distribución es en el país de Noruega.

Regulación por Empresa Eficiente

La regulación por empresa eficiente consiste en la fijación de tarifas, por un determinado período de tiempo, de acuerdo a los costos que tendría una empresa eficiente⁷. De esta manera, la empresa real deberá competir contra una empresa modelo ficticia, incentivándola a gestionar sus recursos para emular su comportamiento y así lograr beneficios económicos. Este tipo de regulación estimula una mejora en la eficiencia en la expansión de las instalaciones, su operación y mantención.

⁷ Se le llama empresa eficiente a aquella que opera en el país a mínimo costo con la mejor tecnología disponible en ese momento y los estándares de calidad de servicio exigidos por la ley, pero adaptándose a la propiedades de la geografía y la demanda en cada área de servicio.

Un ejemplo donde se aplique este tipo de regulación en el segmento de distribución es en el país de Suecia.

2.2 Estructura de costos en Chile: el VAD

Como se mencionó anteriormente, en Chile el sector eléctrico está dividido verticalmente en 3 partes: generación, transmisión y distribución. Esta separación reconoce que el flujo de la energía y potencia se da en un sentido unidireccional, es decir, transitan desde las centrales generadoras, pasando por el sistema de transmisión, hasta llegar a los consumos finales abastecidos por las empresas distribuidoras⁸.

Particularmente, en un sistema de distribución el flujo de potencia y energía va desde la subestación primaria (S/E primaria) hasta los clientes finales, ya sean regulados o no, y estén en alta tensión (AT) o baja tensión⁹ (BT), en otras palabras el flujo es del tipo aguas abajo. En la Figura 4 se muestra, de manera simplificada, la dirección del flujo de potencia en una red de distribución.

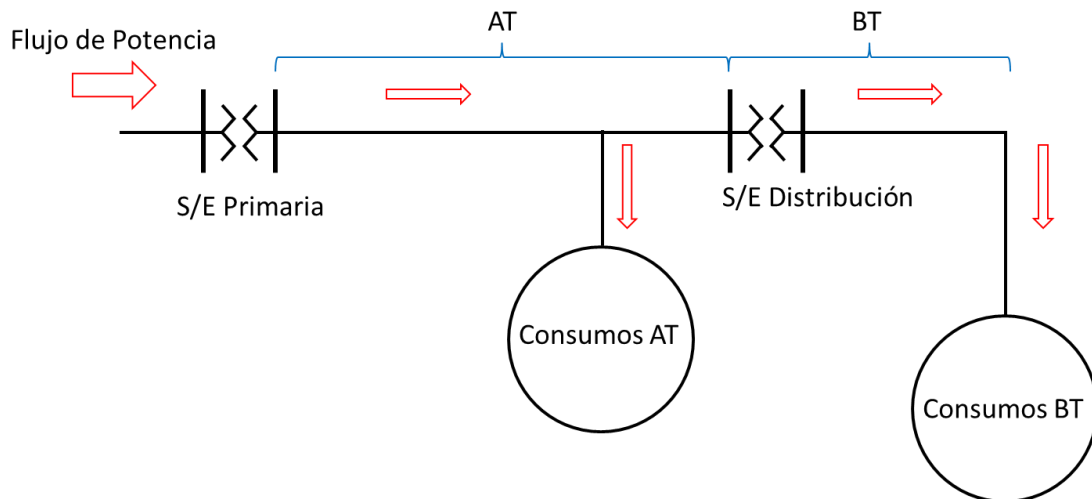


Figura 4 Esquema sistema de distribución

Donde la S/E primaria es la subestación que reduce los niveles de tensión desde los de transporte hasta el nivel de alta tensión en distribución; mientras que la S/E de distribución corresponde a la subestación que reduce el nivel de tensión desde la alta tensión a la baja tensión en distribución.

De acuerdo a lo mencionado arriba, el servicio que entrega la empresa distribuidora eléctrica corresponde esencialmente a transportar la potencia y energía a los consumidores finales. Al valor

⁸ También existen consumos conectados al sistema de transmisión.

⁹ Ver artículo 13° de [22].

de este servicio se le llama Valor Agregado de Distribución (VAD). En virtud de lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos el VAD contempla los siguientes costos¹⁰:

- a) Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo.
- b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía.
- c) Costos estándares de inversión¹¹, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Los costos en los que se basa el VAD se detallan a continuación [7].

- a) Costos fijos.

Estos costos se clasifican en 3 tipos:

- i. Costos de lectura de medidores. Corresponden a costos asociados a lectura de los 3 tipos de medidores: medidor simple de energía¹²; medidor de energía y potencia máxima; y medidor de energía y demanda horaria.
- ii. Costos de facturación y cobranza.
- iii. Costos varios de atención al cliente que no sean costos de lectura de medidores ni de facturación y cobranza.

Donde todos son costos medios y están en unidades de pesos divididos por cliente por año [\$/cliente/año]. Por lo tanto a clientes con medidores del mismo tipo les estarán asociados costos fijos iguales.

- b) Pérdidas medias.

Las pérdidas medias de potencia y energía se representan a través de 6 factores:

- i. PMPBD: Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en baja tensión. Según la Tabla 1 se calcula como

$$\frac{PD_{AT}}{PDC_{AT}+PD_{BT}}$$

¹⁰ Artículo 182° de [22]

¹¹ Los costos de inversión se anualizan con una vida útil de 30 años y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

¹² Los medidores simples de energía sólo son utilizados en baja tensión pues su capacidad límite es de 10 kW.

- ii. PMPBG: Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en baja tensión en horas de punta de generación. Según la Tabla 1 se calcula como $\frac{PG_{AT}}{PG_{AT}+PG_{BT}}$
- iii. PMEB: Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en baja tensión. Según la Tabla 1 se calcula como $\frac{E_{AT}}{EC_{AT}+E_{BT}}$
- iv. PMPAD: Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en alta tensión. Según la Tabla 1 se calcula como $\frac{PD_{BT}}{PDC_{BT}}$.
- v. PMPAG: Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en alta tensión en horas de punta de generación. Según la Tabla 1 se calcula como $\frac{PG_{BT}}{PG_{BT}}$
- vi. PMEAA: Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en alta tensión. Según la Tabla 1 se calcula como $\frac{E_{BT}}{EC_{BT}}$

Tabla 1 Códigos para el cálculo de las pérdidas medias

	Energía GWh	Potencia máxima coincidente Distribución kW	Potencia coincidente Generación kW
Total ingresado a distribución AT	E_{AT}	PD_{AT}	PG_{AT}
Cobrables AT	EC_{AT}	PDC_{AT}	PGC_{AT}
Total ingresado a distribución BT	E_{BT}	PD_{BT}	PG_{BT}
Cobrables BT	EC_{BT}	PDC_{BT}	PGC_{BT}

Los factores de pérdidas están calculados de manera que los niveles de energía y potencia consumidos son considerados como un todo, por lo tanto representan factores de pérdidas medias. Esto significa que no discriminan la cantidad consumida, la ubicación de un cliente en particular ni la opción tarifaria escogida. Además, es importante recalcar que estos factores por la manera en que son calculados consideran un flujo del tipo aguas abajo.

c) Costos de inversión, operación y mantención.

En los documentos regulatorios se suelen separar los costos de inversión, operación y mantención según el nivel de tensión, denominándose como valor agregado de distribución de alta tensión (VADAT) y uno de baja tensión (VADBT). En la Figura 5, se observan las zonas que delimitan el VADAT y el VADBT.

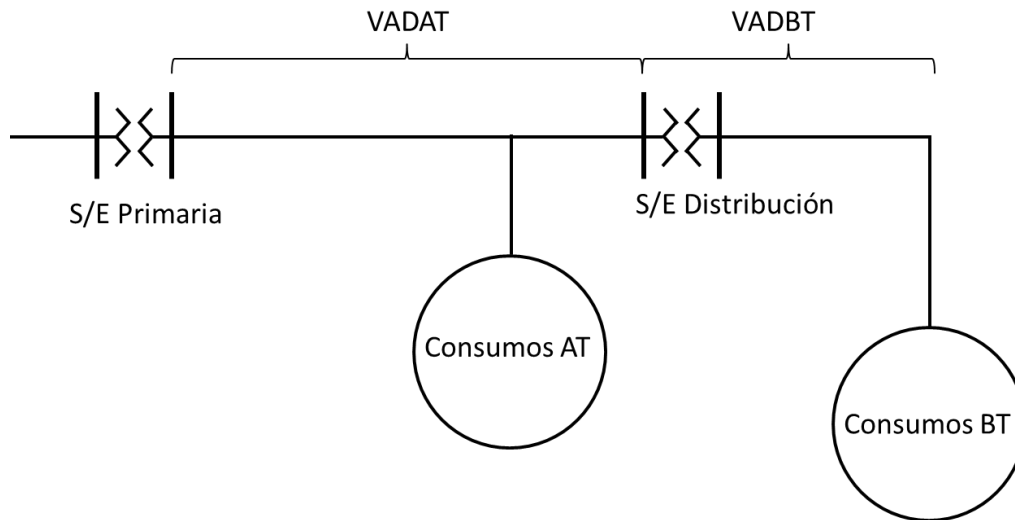


Figura 5 Distinción de VADAT y VADBT

Tanto el VADAT como el VADBT tienen una componente que incorpora la inversión anualizada sumada a otra que incorpora la operación y mantenimiento de las redes.

$$VAD_{AT} = \frac{aVI + COyM}{kW_{AT}}$$

$$VAD_{AT} = a \cdot kiat + koymat \quad [$/kW/año]^{13} \quad (2.1)$$

$$VAD_{BT} = \frac{aVI + COyM}{kW_{BT}}$$

$$VAD_{BT} = a \cdot kibt + koymbt \quad [$/kW/año] \quad (2.2)$$

¹³ Donde a es el factor de recuperación del capital para un período de 30 años y una tasa de actualización del 10% real.

El VADAT corresponde a los costos en que se incurren para satisfacer los ítems de la Tabla 1 del ANEXO C relativos a alta tensión, mientras que el VADBT corresponde a los costos en que se incurren para satisfacer los ítems de la Tabla 1 y Tabla 2 del ANEXO C relativos a baja tensión.

Al igual que los costos fijos y los factores de expansión de pérdidas, los costos de inversión, mantenimiento y operación están en términos de valores medios¹⁴, por lo que no discriminan por capacidad consumida ni por ubicación del cliente.

2.3 Tarifas vigentes

2.3.1 Modelo tarifario básico

Como ya se ha mencionado, la manera de regular el sector de la distribución en Chile es por costos medios con señal de eficiencia a largo plazo, lo que significa que la empresa distribuidora mediante su entrada al mercado deberá recuperar el capital invertido en las instalaciones como en la explotación del servicio, y por lo tanto las utilidades que obtenga, en el largo plazo, deben ser iguales a cero. Dicho lo anterior es posible modelar el servicio de distribución de forma muy simple como se muestra en la Figura 6. Este modelo tiene como entrada la energía que se inyecta desde la subtransmisión hacia las redes de distribución (E_1) y como salida la energía consumida cobrable¹⁵ por los usuarios finales (E_2) sin distinción entre ellos.

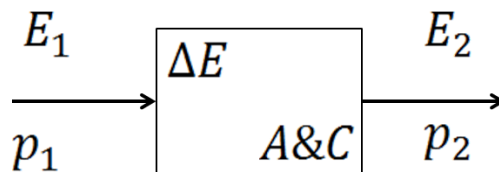


Figura 6 básico del servicio de distribución eléctrica

El resto de las variables que se muestran en la Figura 6 corresponden a parámetros del modelo donde: p_1 es el precio al que se compra la energía E_1 , p_2 es precio al que se vende la energía E_2 , ΔE son las pérdidas por distribución que cumplen con la ecuación $E_1 = \Delta E + E_2$ y, por último, $A\&C$ son los costos de inversión, operación, administración y mantenimiento.

¹⁴ Las fórmulas para el cálculo del VADAT y VADBT se encuentran en el ANEXO B.

¹⁵ No considera las pérdidas no técnicas.

Entonces, si se escribe la función de utilidad se tiene que:

$$\pi = E_2 \cdot p_2 - E_1 \cdot p_1 - A\&C \quad (2.3)$$

Luego, como es tarificación a costo medio con señal de eficiencia de largo plazo las utilidades deben igualarse a 0, y despejando p_2 :

$$\pi = 0 \Rightarrow p_2 = \frac{E_1 \cdot p_1 + A\&C}{E_2} \quad (2.4)$$

Reemplazando $E_1 = E_2 + \Delta E$:

$$p_2 = \left(1 + \frac{\Delta E}{E_2}\right) \cdot p_1 + \frac{A\&C}{E_2} \quad (2.5)$$

Notar que en la ecuación (2.5) el primer término de la derecha se correlaciona con las pérdidas mientras que el segundo con los costos de inversión, operación, administración y mantenimiento.

En los estudios, se obtienen señales de largo plazo para las pérdidas medias ΔE en base a una previsión de demanda E_2 que es abastecida por una empresa con costos $A\&C$ eficientes. Distinguiendo estos términos con un asterisco “*” y reemplazando p_2 en (2.3) se tiene:

$$\pi = \left(\frac{E_2}{E_2^*} \cdot \Delta E^* - \Delta E\right) \cdot p_1 + \left(\frac{E_2}{E_2^*} \cdot A\&C^* - A\&C\right) \quad (2.6)$$

Donde $\Delta E^*, E_2^*, A\&C^*$ corresponden a los parámetros obtenidos de un estudio tarifario¹⁶ los cuales se condicen con los calculados para la empresa modelo.

Consecuentemente, el nivel de ingreso que percibirá la empresa distribuidora dependerá de su gestión en inversión, operación, mantenimiento y control de pérdidas como de la estimación de la demanda del estudio tarifario. Por lo que si logra disminuir las pérdidas y controlar los costos de inversión, mantención y operación entonces percibirá mayores utilidades; lo mismo ocurrir-a si la demanda real es mayor a la estimada por el estudio. La ecuación (2.6), por tanto, presenta las señales de eficiencia que enfrenta el monopolista frente a una señal tarifaria de costos medios

¹⁶ El estudio tarifario es el descrito en Documentos Técnicos para la Elaboración del “Estudio Para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio Noviembre 2008- Noviembre 2012” y del “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”

eficientes de largo plazo, modelo que en Chile se implementa en base a la técnica de la empresa modelo.

2.3.2 Descripción conceptual de las tarifas

Dependiendo del nivel de tensión al que estén conectados o que tengan acceso los clientes podrán escoger libremente una de las tarifas descritas en el Decreto Supremo N°385 [8].

Más en detalle las opciones tarifarias vigentes están estructuradas de manera que el usuario pague por los siguientes términos [9] [10]:

a) Cargo único.

Éste es independiente de la tarifa escogida, y corresponde al cargo por uso del sistema troncal (sistema de transmisión). Es igual al cargo único por la energía consumida.

$$CU \times E$$

b) Cargo fijo.

El cargo fijo depende del tipo de medidor que tenga el cliente: medidor simple, medidor de demanda máxima o medidor de demanda horaria. En este cargo están incluidos los costos de lectura de medidores, atención al cliente, administración, factura y cobranza, luego no depende de la energía ni de la potencia consumida. Entonces dependiendo del tipo de medidor que se tenga, y por ende la opción tarifaria, el costo fijo será uno de los que se muestran a continuación:

$$CFES, CFDS \text{ ó } CFHS$$

c) Cargo por consumo de energía

El cargo por consumo de energía corresponde al costo unitario de ésta multiplicado por el consumo mensual. Sin embargo, el costo unitario de la energía es igual al precio nudo de la energía a nivel de distribución, por lo que se debe multiplicar la energía consumida por factores de expansión de pérdidas de energías tanto en alta como en baja tensión:

$$P_e \times E \times PEBT \times PEAT$$

En este punto es posible advertir que el cargo por energía asume un flujo de energía aguas abajo.

d) Cargo por compras de potencia.

El cargo por compras de potencia está asociado a las instalaciones del sistema eléctrico (sistema de generación). Éste corresponde al costo unitario de la potencia multiplicado por la potencia consumida. Sin embargo, si se usan medidores simples, los cuales no están acondicionados para medir potencia, entonces ésta se debe calcular a partir de la energía leída dividida por las horas de uso en horas de punta del sistema. En baja tensión el cargo para clientes con medidores simples queda expresado de la siguiente manera:

$$P_p \times \frac{E}{NHUNB} \times PPBT \times PPAT$$

Por otro lado, para clientes con medidores de demanda máxima y demanda horaria se debe incorporar un factor de coincidencia de las demandas presentes en la punta del sistema, tanto en baja como en alta tensión. Entonces el cargo se calcula como sigue, para baja y alta tensión, respectivamente:

$$\begin{aligned} P_p \times P_{m\acute{a}x} \times PPBT \times PPAT \times FNPPB \\ P_p \times P_{m\acute{a}x} \times PPAT \times FNPPA \end{aligned}$$

Notar que $P_{m\acute{a}x}$ no es necesariamente la demanda máxima leída por el medidor, sino que obedece a una forma de determinación levemente más compleja¹⁷ que considera los consumos de potencia de los últimos 12 meses.

e) Cargo por servicio de distribución.

El cargo por el servicio de distribución está asociado a las instalaciones del sistema de distribución (instalaciones mínimas necesarias para satisfacer la máxima demanda de potencia, en la Figura 7 P_{MAX}) sumado a su operación y mantenimiento tanto en baja como en alta tensión. Para clientes con medidores simples el cargo se determina multiplicando el costo unitario por potencia de distribución en baja tensión por la potencia consumida, ésta se obtiene como la división entre la energía consumida por las horas de uso del sistema de distribución en horas de punta, quedando definido por:

$$\frac{E}{NHUDB} \times CDBT$$

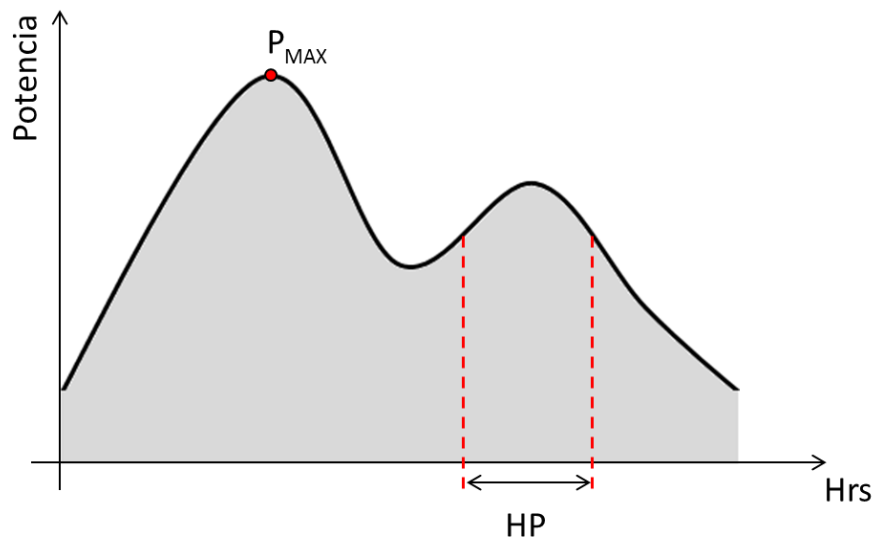
¹⁷ La forma de obtención de la demanda máxima no se determina en este informe pues no es relevante a los objetivos. Se obtiene del Decreto Supremo N° 385.

En cambio, cuando los clientes poseen otro tipo de medidores el cargo se determina como el costo unitario por potencia de distribución, ya sea en alta o baja tensión, multiplicado por la potencia máxima corregido por un factor de coincidencia de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución, resultando para baja y alta tensión, respectivamente:

$$CDBT \times FDPPB \times P_{m\acute{a}x}$$

$$CDAT \times FDPPA \times P_{m\acute{a}x}$$

Al igual que el punto anterior $P_{m\acute{a}x}$ no es necesariamente la demanda máxima leída por el medidor, sino que obedece a una forma de determinación levemente más compleja que considera los consumos de potencia de los últimos 12 meses.



HP: horas punta

Figura 7 Curva de carga típica en distribución

3 Generación Distribuida

Hoy en día, las distintas instituciones y los diferentes expertos no han acordado una definición formal para la GD. Sin embargo, existen ciertas ideas que acotan el significado de este término. Estas ideas tienen relación con el nivel de tensión y punto de conexión a la red; propiedad, tipo y magnitud de las generadoras; impacto medio ambiental y, por último, si están sujetas o no a una planificación y despacho centralizado. A continuación, se dará la definición de Ackermann [11] que permitirá acercar ideas.

3.1 Definición general

La definición de Ackermann sobre la GD está desglosada por conceptos:

a) Propósito de la GD

El propósito de la GD es suministrar potencia activa a una determinada red. Por lo tanto quedan descartadas las exigencias de potencia reactiva.

b) Punto de conexión

El generador distribuido debe estar conectado en las redes de distribución, luego depende de cómo esté definido legalmente este último término. En el caso particular de Chile el servicio eléctrico público de distribución está definido como el servicio de transportar la energía desde un sistema de transmisión hasta usuarios finales que se encuentran en la una zona de concesión y que están sujetos a fijación de precios. Además, el máximo nivel de tensión (AT) corresponde a 23 kV.

c) Nivel de generación

El nivel de generación no está definido, sin embargo dependiendo de éste se puede hacer la distinción de las categorías de la Tabla 2.

Tabla 2 Denominación de categorías según nivel de GD

Categoría	Nivel de Generación
Micro	1 W < 5 kW
Pequeño	5 kW < 5 MW
Medio	5 MW < 50 MW
Grande	50 MW < 300 MW

Debido a que no existe una cota superior en esta definición el límite estará impuesto por restricciones técnicas del sistema de distribución. A pesar de esto, posteriormente se establecerán límites concretos.

d) Tecnología

Las fuentes de energía ni el tipo de tecnología de generación están definidas. Este punto en particular desvincula el concepto de GD con el uso de energías renovables no convencionales, incluso incluyendo aquellas como la que utiliza diesel. No obstante, como se verá más adelante, la legislación chilena favorecerá el uso de energías verdes¹⁸ y la cogeneración eficiente¹⁹.

e) Impacto medio ambiental

Haciendo referencia al punto anterior, las repercusiones en el medio ambiente que puede tener la instalación de un generador distribuido está correlacionado con el tipo de fuente energética que se emplee; por esta razón el impacto medio ambiental no interesa al momento acuñar una definición.

f) Operación

La operación no es relevante, por lo que lo que se puede categorizar en despachada centralmente o no despachada centralmente.

g) Propietario

El propietario no tiene mayores implicancias en el concepto, por lo que es considerado irrelevante.

h) Penetración

La penetración se refiere a la proporción de potencia suministra a través de GD en relación al total demandado. Por lo tanto este factor no es importe pues es sólo un índice que da cuenta de la cantidad de GD.

Luego, al incorporar la GD al modelo mostrado en la Figura 4 resulta en lo siguiente:

¹⁸ Energía proveniente de la biomasa, energía hidráulica de centrales de no más de 20.000 kW, energía geotérmica, energía solar, energía eólica, energía mareomotriz y cualquier otro tipo especificado por la CNE (Art. 225° aa del DFL N°4).

¹⁹ Proceso en que simultáneamente se genera energía eléctrica y calor obteniéndose un elevado rendimiento energético. Asimismo la potencia máxima suministrada no debe superar los 20.000 kW (Art. 225° ac del DFL N°4).

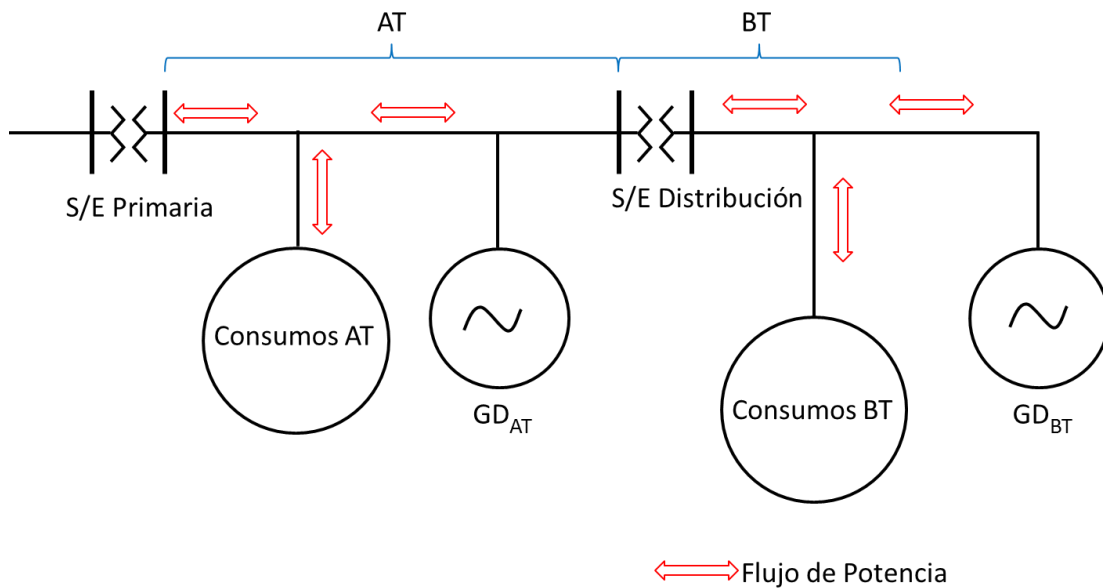


Figura 8 Modelo básico de sistema de distribución con GD

En la Figura 8 se puede observar que las inyecciones de energía y potencia no sólo siguen un flujo desde la S/E primaria hasta los consumos finales. Por el contrario, debido a la conexión de tecnologías de GD tanto en alta como en baja tensión, estos flujos cambian sus sentidos dependiendo de los puntos de conexión y la topología del sistema de distribución.

3.2 Ventajas y desventajas.

Una vez realizada la definición es posible extraer en forma general ventajas y desventajas del ingreso de la GD en los sistemas de distribución

Ventajas

Desde el punto de vista de la distribuidora, el hecho que se conecten pequeñas generadoras eléctricas cerca del punto de consumo trae ventajas, las más importantes son:

- Reducción de pérdidas técnicas: Debido a la cercanía del consumo respecto de la generación, se reducen las pérdidas técnicas por efecto Joule [12].
- Funcionamiento en pequeñas islas: En caso de corte de suministro, el sistema puede seguir funcionando en pequeñas “islas” si existe una coordinación y un sistema de protección adecuados.
- Cumplimiento del artículo 150° bis de [13]: En caso que el GD produzca la energía en base a ERNC, la distribuidora podrá utilizar estas inyecciones, en parte, para acreditar que

un 10% de la energía que retira desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada a 200 MW proviene de ERNC.

Desventajas

Desde el punto de vista de la distribuidora las desventajas aparecen cuando la penetración de medios de GD aumenta considerablemente, pues podría tener efectos adversos en el funcionamiento del sistema y consecuencias económicas relativas a la planificación de las redes.

- El ingreso de un número importante de GD puede provocar problemas en la operación del sistema, porque, eventualmente, según las señales de precios los GD podrían conectarse o desconectarse (auto despacho) según les convenga. Lo que produciría inestabilidades en el perfil de tensión. Por otro lado, en caso de alguna falla, la detección del origen de ésta se puede ver dificultada a causa del gran número de fuentes de generación, por lo que se deberían aumentar los costos del sistema de protección.
- El aumento excesivo de la penetración es la sobrecarga de las redes y eventualmente la inversión del sentido del flujo de la energía. Esto tendría como consecuencia el adelanto de inversiones correspondientes al aumento de capacidad de las líneas de distribución.

3.3 Generación distribuida en Chile

La legislación chilena reconoce y define a la GD en el Decreto supremo N°244 que corresponde al reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. Además, promueve la generación de energía mediante unidades generadoras residenciales establecidas por la Ley N°20.571 (conocida como “Ley de Net Metering”).

3.3.1 Reglamento para la conexión de pequeños medios de GD (Decreto Supremo N° 244)

En el Artículo 1° se define los medios de generación que estén conectados y sincronizados a un sistema eléctrico. Se distinguen 3 categorías [14]:

- a) Pequeños medios de generación distribuida (PMGD).

Medios de generación cuyos excedentes de potencia son menores o iguales a 9.000 kW, 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.

Por razones técnicas de construcción de alimentadores y de las capacidades máximas de las subestaciones de distribución que se instalan en la actualidad, que no superan los 500 kVA para S/E aéreas y los 1000 kVA en S/E subterráneas²⁰, el término de PMGD estará vinculado a conexiones en niveles de AT.

b) Pequeños medios de generación (PMG).

Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kW, conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional.

Con el objetivo de ser coherente con la definición entregada los PMG no serán considerados como unidades de GD debido a que se conectan en el sistema de transmisión.

c) Medios de generación no convencionales (MGNC).

Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kW. La categoría de MGNC, no es excluyente con las categorías indicadas en los puntos precedentes.

En las definiciones anteriores tanto para PMGD o PMG como MGNC no se estableció un límite en la capacidad de la instalación, sólo se hizo referencia a los niveles de excedentes que inyectarían a la red. Por este motivo, se asumirá como supuesto para este estudio que la capacidad máxima de instalación de un PMGD será de 9.000 kW.

Conexión

Como ya se dijo, una unidad de GD se conectará al sistema de distribución mediante un procedimiento que sólo podrá ser efectuado por la empresa concesionaria. Las instalaciones de la conexión deberán cumplir con la Norma Técnica de Conexión y Operación para PMGD.

Operación

Un PMGD opera con auto despacho, ya que se asume que no tienen la condición para regular los excedentes, pudiendo, entonces, inyectar la cantidad de energía y potencia que estimen

²⁰ Estos valores de referencia se obtuvieron del ANEXO N°9 del Informe Final del Estudio de costos de componentes del valor agregado de distribución cuatrienio noviembre 2008 - noviembre 2012 confeccionado por la empresa consultora SINEX.

conveniente. No obstante, deben coordinar la operación con la empresa distribuidora y el CDEC respectivo (Artículo 35°).

A pesar de no tener capacidad para regular los excedentes el PMGD deberá enviar un informe a la dirección de operaciones del CDEC respectivo con una planificación esperada de operación mensual, para así ser considerada en la planificación del sistema (Artículo 36°). Además, un PMGD debe informar al CDEC y a la CNE sobre sus estadísticas anuales y proyecciones para los próximos 12 meses (Artículo 46°).

De acuerdo a lo anterior, sólo se puede tener una estimación de los potenciales excedentes de energía y potencia que un PMGD suministrará a los 12 meses. Por lo tanto, con una mirada a largo plazo, las consideraciones y ajustes necesarios que se deben tener en cuenta para el desarrollo de la red de distribución, tanto en su expansión como su operación y mantenimiento dependerán en principio de la penetración de GD.

Costos y Tarificación

La construcción del empalme indispensable para la conexión del PMGD a la red será de propiedad del dueño de éste, el que tendrá que hacerse cargo de los costos de construcción y de mantenimiento (Artículo 22°).

Los excedentes de energía que un PMGD inyectará a la red podrán ser vendidos a costo marginal instantáneo y los excedentes de potencia a precio nudo de potencia (Artículo 2°).

Los costos de conexión son con cargo al propietario de un PMGD y se determinarán mediante un balance entre los costos adicionales en que se debe incurrir en las zonas adyacentes al punto de conexión del PMGD y los ahorros (de energía y potencia) por la operación del PMGD respectivo (Artículo 29°). En cualquier caso, ya sea en que el balance sea positivo (costos mayores a los ahorros) o negativo (costos menores a los ahorros), el valor de estas instalaciones adicionales no se considerará parte del VNR de la empresa distribuidora correspondiente (Artículo 149°). Por esta razón, se deberá tener especial cuidado en distinguir si parte del desarrollo de la red corresponde expansiones normales²¹ o expansiones causadas por la presencia de un PMGD.

Un PMGD deberá contar con los equipos de medida y facturación suficientes que permitan registrar las lecturas de energía y potencia suministradas al sistema. Sin embargo, no se exigirá que

²¹ Entiéndase como expansión normal a aquella que la empresa distribuidora debe realizar con el fin de satisfacer la demanda bajo los reglamentos y normas vigentes.

dichos equipos permitan facilidades de monitoreo en línea. El propietario u operador de un PMGD podrá efectuar por sí mismo, o contratar con la empresa distribuidora el servicio de medición y contabilización de la energía evacuada al sistema (Artículo 45°).

3.3.2 Ley de Net Metering

Durante el 2012, se promulgó la Ley conocida como “Ley de Net Metering”²² la cual regula el pago de tarifas eléctricas de los generadores residenciales, es decir, regula las inyecciones de energía por parte de usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o instalaciones de cogeneración eficiente.

Además, en esta ley [15] se establece que la capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 100 kW, aunque esta cota podrá ser modificada en situaciones que las seguridad operacional lo requieran. A diferencia de los PMGD, se restringe la capacidad instalada y no la inyección de excedentes. Sin embargo, el espíritu de la ley persigue que los medios de generación residenciales sean instalados para satisfacer el consumo propio (mediante ERNC), y en caso de existir excedentes estos sean inyectados a la red.

Conexión

Las inyecciones de energía serán a través del empalme, sin embargo, y a pesar que el empalme es de responsabilidad del usuario, la empresa distribuidora deberá velar por que la habilitación se realice bajo el reglamento. Además, deberá tener en consideración la penetración y su localización pues eventualmente tendrá repercusiones en el costo de las instalaciones, de la operación, del mantenimiento y de la seguridad.

Operación

La operación de la generación residencial no estará sujeta a planificación centralizada ni se deberá informar sobre las estimaciones futuras de inyección de excedentes. Muy por el contrario, la operación será independiente de algún organismo coordinador y de la concesionaria, sin perjuicio de lo que pueda establecer el reglamento en cuanto a temas de seguridad y calidad de servicio.

Costos y Tarificación

²² Ley N° 20.571. Para entrar en vigencia está en espera de la publicación del reglamento que determinará las condiciones que se deberán cumplir para conectar el medio de generación a la red, como costos de protección, mecanismo para determinar los costos de las modificaciones necesarias de realizar a la red y capacidad instalada.

Como se mencionó antes la conexión se hará a través del empalme, por lo tanto los costos de instalación asociados de la conexión a la red es de exclusiva responsabilidad del propietario del medio de generación y no podrá significar costos adicionales al resto de los usuarios.

Las inyecciones de energía que se realicen serán valorizadas al precio que la empresa concesionaria traspasa a sus clientes regulados mediante Decreto del Ministerio de Energía, previo informe de la CNE²³. Aunque, los procedimientos específicos no han sido detallados debido a la falta del reglamento.

El concepto de generadores residenciales se ajusta perfectamente a la definición entregada anteriormente. Pues cumple con estar conectada al sistema de distribución y con el propósito de suministrar energía activa.

3.4 Implicancias de la Generación Distribuida en la tarificación de la distribución

La conexión de GD a las redes de distribución tiene un impacto en su estructura física como operacional debido a los cambios en los flujos de potencia del sistema. Es por esto que afecta en los costos e ingresos involucrados de la empresa distribuidora y por ende en la forma en que se tarifica este servicio.

Legal y técnicamente la conexión de unidades generadoras en un sistema de distribución requiere de estándares mínimos, lo que se ve reflejado principalmente en una variación en su estructura de costos a nivel de redes eléctricas, estructura de costos operacional, de mantenimiento y una variación en el nivel de pérdidas de potencia y energía. Además, parte de la energía que la empresa distribuidora cobra a los clientes finales será compensada por el ingreso de estos generadores.

3.4.1 Redes eléctricas.

Como se dijo anteriormente una de las ventajas de la GD es la disminución de las pérdidas debido a su cercanía a los puntos de consumo, y debido a esta misma razón es posible inferir que esto permitiría un retraso en las inversiones del tendido eléctrico. Esto a causa que el sistema se vería menos exigido debido a una disminución de la potencia máxima consumida del sistema que es proporcionada por la GD (el bloque de color rojo de la Figura 9).

²³ Artículo 158° DFL N°4.

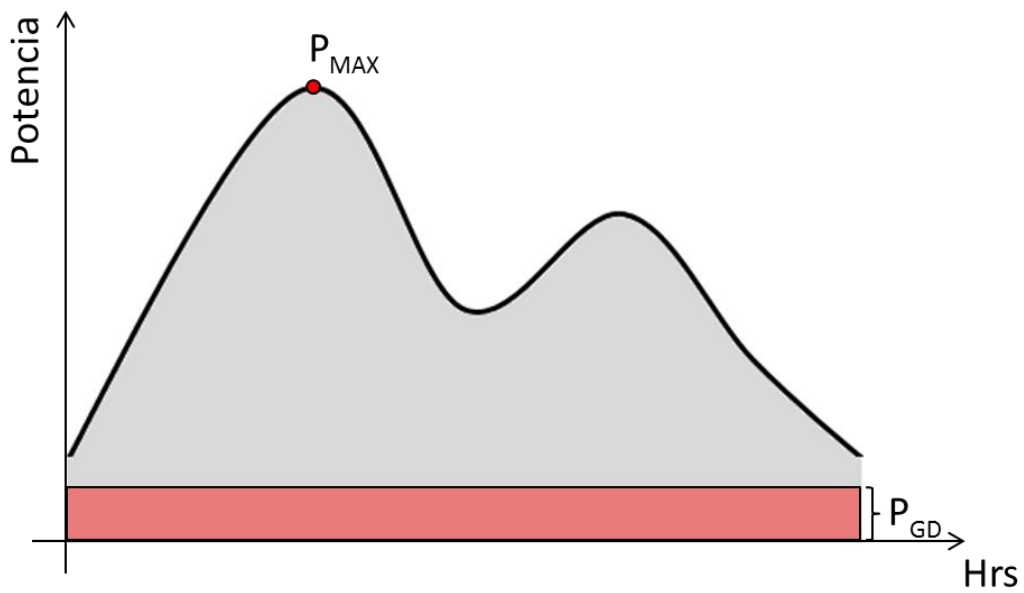


Figura 9 Aporte de potencia de la generación distribuida

Al restar a la curva de carga tipo el bloque suministrado por la GD se obtiene la curva de carga mostrada en la Figura 10, donde es posible observar como la potencia máxima consumida disminuye.

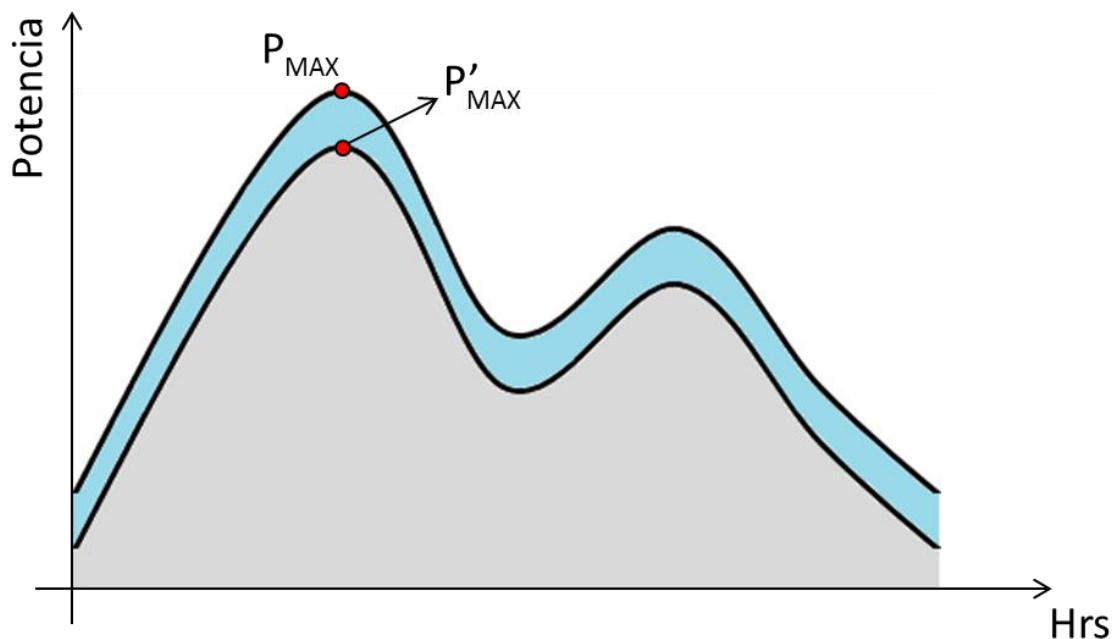


Figura 10 Nueva curva de carga en presencia de GD

La suposición antes realizada es correcta bajo el supuesto que la GD sea confiable, sin embargo, el artículo 35° de DS N°244 establece que un PMGD operará con autodespacho debiendo informar sus inyecciones esperadas sólo con 1 mes de anticipación (Art. 36° DS N°244). Es por esto que la inclusión de GD es considerada corto plazo en los planes de inversión de la empresa concesionaria.

Por otro lado, según el artículo 46° del DS N°244 el PMGD debe emitir un informe en el mes de diciembre de la proyección de inyección de los próximos 12 meses para permitir una mayor planificación del sistema eléctrico, pero el incumplimiento de la proyección de este informe sólo debe ser rectificada por el operador del PMGD sin consecuencias negativas para este. Por lo tanto, aunque se avise con 1 año de anticipación sobre la operación del PMGD la empresa concesionaria no puede tomarla fuertemente en cuenta en sus planes de inversiones.

Más aún, según el artículo 125° del DFL N°4, la empresa concesionaria está obligada a dar suministro a todo aquel que se encuentre dentro de la zona de concesión o se acerque a ella mediante líneas propias o de terceros. Por lo tanto, la empresa concesionaria debe tener una capacidad instalada apta para responder ante la falla en la operación de un PMGD. Por consiguiente, se descarta una disminución en las inversiones.

Existe un segundo factor que surge como fuente de costos de inversión que es la seguridad y la incorporación de protecciones. En la situación en que se desee conectar un PMGD a la red eléctrica se deberán tomar las precauciones necesarias para mantener la seguridad. No obstante, el artículo 33° del DS N°244 establece que el dueño del PMGD debe hacerse cargo de los costos en las zonas adyacentes si estos son mayores a los ahorros que le significan a la empresa concesionaria su conexión, por lo que la empresa deberá correr con los gastos en las zonas diferentes a las adyacentes. Además, los empalmes necesarios para la conexión de un PMGD son de exclusiva responsabilidad de éste tanto en su coste como su mantenimiento (art. 8 y art. 22 del DS N°244). Estas instalaciones no pueden ser consideradas en el VNR y por ende no pueden ser incluidas en el VAD.

Además, dependiendo del nivel de generación del PMGD éste deberá incurrir en gastos de obras adicionales en protección (art. 2-4 de [16]). Si la razón entre la potencia aparente de corto circuito en el punto de repercusión²⁴ y la potencia aparente instalada del PMGD es superior a 20 entonces el PMGD se eximirá de los gastos mencionados. En los casos en que la razón sea menor a 20²⁵ la empresa concesionaria deberá incurrir en los gastos de protección.

Y por último, el artículo 139° del DFL N°4 indica que es deber de la empresa concesionaria la mantención de las instalaciones en buen estado, por lo que ésta debe incurrir en los gastos necesarios de protección y ampliación de las redes ante la eventual conexión de generadores distribuidos.

3.4.2 Operación y mantenimiento

Los costos que surgen ante la conexión de GD se deben principalmente a dos situaciones generales. La primera de ellas es en estado normal, la que contempla la salida o falla del generador distribuido; y la segunda en estado de falla, la que se da en casos en que el sistema de distribución o el suministro desde subtransmisión falle.

En estado normal, como ya se ha dicho, la operación es exclusiva del dueño u operador del generador distribuido, sin embargo, se considera que éste no tiene capacidad de regular sus inyecciones de energía. Por esta razón, cuando las variaciones en la inyección son considerables se deben tomar medidas necesarias que permitan la continuidad del suministro. Sin perjuicio de lo

²⁴ La NTCO para PMGD define a un punto de repercusión como el punto del sistema de distribución más cercano a un PMGD, en que están conectados otros clientes o en que existe la posibilidad real y pronta de que se conecten otros clientes.

²⁵ Que la razón sea menor a 20 indica que el aporte a un corto circuito por parte del PMGD es poco relevante. Aunque, eventualmente, puede causar problemas en la calidad y seguridad del servicio.

anterior, el artículo 12° del DS N°244 apunta que la mantención del empalme, incluyendo el punto de conexión, es de responsabilidad del operador del PMGD.

Según el artículo 3-35 de la NTCO para PMGD en caso de falla del sistema eléctrico, el generador distribuido puede quedar operando en isla de manera involuntaria debiendo desconectarse de la red en a lo más 2 segundos. La protección necesaria para su desconexión debe ser dispuesta y costeadada por el dueño del PMGD. Sin embargo, el artículo 3-36 de la misma norma técnica permite la operación en isla por parte del generador distribuido, siempre y cuando exista un acuerdo previo entre éste y la empresa concesionaria. En caso de existir acuerdo la empresa concesionaria deberá incurrir en los gastos necesarios para permitir la continuidad, seguridad y calidad del servicio.

En los dos casos descritos, tanto en situación normal como de falla, es necesario un aumento en las horas hombre para operación y mantención pues se instalan más equipos de protección y más puntos de conexión.

Luego, de acuerdo a las secciones 3.4.1 y 3.4.2, los costos representados por *A&C* aumentan en presencia de GD.

3.4.3 Pérdidas

Como se dijo en las ventajas de la incorporación de GD las pérdidas técnicas disminuyen ante la cercanía de los puntos de inyección y consumo de energía.

3.4.4 Energía E_2

Desde el punto de vista de la empresa concesionaria la energía consumida en el sistema de distribución se reducirá pues un bloque de ésta será suministrado por la GD. En la Figura 10 se muestra la disminución de energía consumida (reducción del área bajo la curva) cuando un bloque de ésta se provee en un punto cercano al del consumo.

3.4.5 Modelo tarifario básico con inclusión de GD

Luego, aplicando los cuatro aspectos antes descritos a la ecuación (2.6) del modelo tarifario básico descrito en la sección 2.3.1 al introducir GD resulta:

$$\begin{aligned} \pi_{GD} = & \left(\frac{E_2 \cdot (1 - X_{E_2})}{E_2^*} \cdot \Delta E^* - \Delta E \cdot (1 - X_{\Delta E}) \right) \cdot p_1 \\ & + \left(\frac{E_2 \cdot (1 - X_{E_2})}{E_2^*} \cdot A\&C^* - A\&C \cdot (1 + X_{A\&C}) \right) \end{aligned} \quad (3.1)$$

Donde $X_{E_2}, X_{\Delta E}, X_{A\&C}$ son números positivos menores que 1 y corresponden a la razón de variación de la energía total consumida E_2 , de las pérdidas ΔE y de las inversiones, operación y mantenimiento $A\&C$, respectivamente.

La ecuación anterior puede ser escrita como una parte relacionada con las pérdidas y otra con los costos $A\&C$

$$\begin{aligned} \pi_{GD} = \pi_{p\acute{e}rdidas} + \pi_{A\&C} \\ \pi_{p\acute{e}rdidas} = & \left(\frac{E_2 \cdot (1 - X_{E_2})}{E_2^*} \cdot \Delta E^* - \Delta E \cdot (1 - X_{\Delta E}) \right) \cdot p_1 \\ \pi_{A\&C} = & \left(\frac{E_2 \cdot (1 - X_{E_2})}{E_2^*} \cdot A\&C^* - A\&C \cdot (1 + X_{A\&C}) \right) \end{aligned} \quad (3.2)$$

Además, se deduce que la energía consumida cobrable por la empresa distribuidora (E_2) disminuye pues parte de ella es satisfecha por la energía suministrada por las unidades de generación residencial mientras que $A\&C$ y ΔE varían según lo dicho en las secciones (3.4.1), (3.4.2) y (3.4.3), respectivamente.

Realizando un primer análisis a la ecuación (3.1) se puede apreciar que los ingresos disminuyen y los costos aumentan, obteniéndose como resultado menores utilidades a mayor costo ($\pi_{s/GD} > \pi_{GD}$). Sin embargo, puede ocurrir que el efecto de las pérdidas sea mayor que el de las inversiones, operación y mantenimiento; es por esto que es necesario modelar esta situación para comprender de mejor manera las implicancias de la GD en la tarificación de la distribución.

Adicionalmente, podría existir, en el largo plazo una compensación de los mayores costos traducida en alzas tarifarias. Este punto es esencial debido a que los usuarios sin GD verán incrementadas sus tarifas producto de la existencia de GD que no poseen. Equivalentemente, los poseedores de GD aumentarán los costos de la red utilizándola menos y, por tanto, transfiriendo externalidades negativas a sus vecinos sin GD. Éste puede ser un incentivo discriminatorio en tanto

el acceso a la GD sea privativo de grupos de alto poder económico, cuestión que debe ser abordada integralmente dentro de un programa de política energética.

4 Modelo tarifario

En este capítulo se definirán los parámetros y variables de estudio presentados en la ecuación (3.1) y se le aplicarán a un alimentador tipo que se modificará para obtener 2 alimentadores diferentes. Al primero de ellos se le aplicarán los parámetros técnico - económicos referentes al ATD 1²⁶ y al segundo parámetros técnico - económicos referentes al ATD 4²⁷.

De acuerdo a lo visto en el capítulo anterior el estudio del impacto de la GD en las utilidades que percibe la empresa de distribución abarcará las siguientes variables:

- a) A&C: costos de inversión, operación y mantención.
- b) Nivel de penetración de GD: porcentaje de GD en relación a la demanda.
- c) Pérdidas: si bien es una variable dependiente de la anterior, las pérdidas técnicas, tanto en alta como baja tensión, se deben tomar en cuenta para el análisis.
- d) Utilidades: las utilidades al igual que las pérdidas es una variable dependiente, y para calcularlas se utiliza la ecuación (3.1).

4.1 Modelo base

Se utilizará el programa computacional DigSilent Power Factory 14.0 para simular el alimentador tipo bajo para distintos niveles de penetración de GD. De la simulación se obtendrán las pérdidas técnicas (ΔE) y la energía inyectada desde la subtransmisión (E_1).

4.1.1 Descripción alimentador

El alimentador que se empleará es del IEEE de 34 nodos al cual se le ajustará la longitud de su red eléctrica para adaptarlo a uno similar del ATD 1 y ATD 4. El esquema del alimentador es el mostrado en la Figura 11.

²⁶ Área típica de Distribución N°1, empresa Chilectra S.A.

²⁷ Área Típica de Distribución N°4, empresa SAESA.

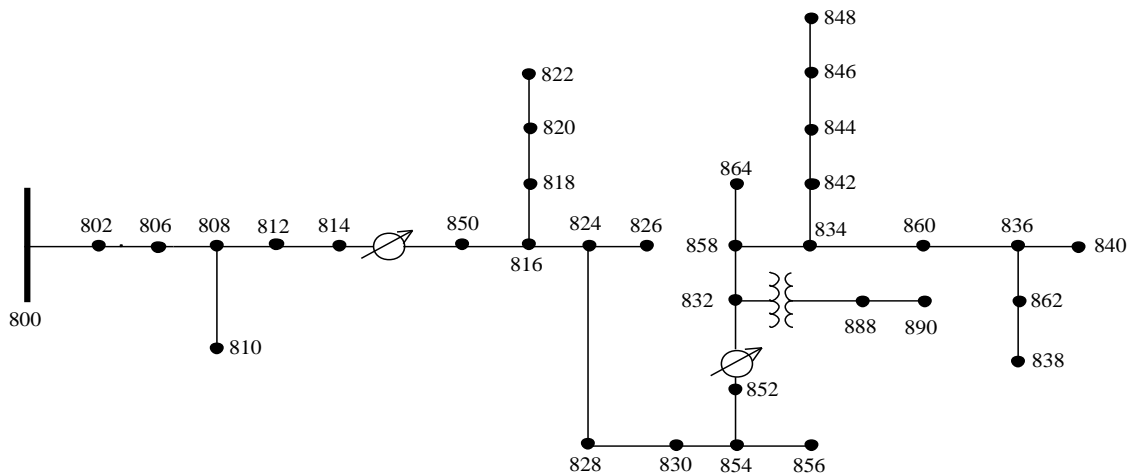


Figura 11 Esquema Alimentador IEEE de 34 nodos [17]

El alimentador IEEE posee 2 reguladores de voltaje, 1 S/E de distribución, compensaciones reactivas, cargas puntuales y cargas distribuidas. En relación a la S/E primaria ésta se considerará como barra infinita. Los parámetros más relevantes que permiten dimensionar el alimentador de la Figura 11 se muestran en la Tabla 3; el resto de los parámetros es posible encontrarlo en detalle en el ANEXO E.

Tabla 3 Resumen parámetros del alimentador del IEEE de 34 nodos

Parámetro	Alimentador Original	Alimentador Adaptado ATD 1	Alimentador Adaptado ATD 4
Capacidad abastecida	2 MVA	2 MVA	2 MVA
Km de red	90 km	15 km	45 km
Tensión AT	24,9 kV	24,9 kV	24,9 kV
Tensión BT	4,16 kV	4,16 kV	4,16 kV
Frecuencia	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Nodos	34	34	34
Nº de S/E distribución	1	1	1
Capacidad S/E distribución	500 kVA	500 kVA	500 kVA
Tipo alimentador	Rural-urbano	Urbano	Rural-urbano
Configuración	Radial	Radial	Radial

4.1.2 Parámetros del modelo base

A continuación se presentan los valores de los parámetros que se utilizarán en el modelo.

4.1.2.1 Demanda

La demanda (E_2) viene dada como parámetro del alimentador IEEE. Existen 2 tipos de cargas: cargas puntuales y cargas distribuidas, las cuales vienen dadas por la Tabla 4.

Tabla 4 Detalle de la demanda por nodo y tramos

Nodo-Tramo	Fase 1		Fase 2		Fase 3		Potencia activa		Potencia reactiva		Potencia aparente	
	kW		kVAr		kW		kVAr		kW		kVAr	
Puntuales												
860	20	16	20	16	20	16	60	48	76,8375			
840	9	7	9	7	9	7	27	21	34,2053			
844	135	105	135	105	135	105	405	315	513,0789			
848	20	16	20	16	20	16	60	48	76,8375			
890	150	75	150	75	150	75	450	225	503,1153			
830	10	5	10	5	25	10	45	20	49,2443			
Distribuidas												
802 - 806	0	0	30	15	25	14	55	29	62,1772			
808 - 810	0	0	16	8	0	0	16	8	17,8885			
818 - 820	34	17	0	0	0	0	34	17	38,0132			
820 - 822	135	70	0	0	0	0	135	70	152,0691			
816 - 824	0	0	5	2	0	0	5	2	5,3852			
824 - 826	0	0	40	20	0	0	40	20	44,7214			
824 - 828	0	0	0	0	4	2	4	2	4,4721			
828 - 830	7	3	0	0	0	0	7	3	7,6158			
854 - 856	0	0	4	2	0	0	4	2	4,4721			
832 - 858	7	3	2	1	6	3	15	7	16,5529			
858 - 864	2	1	0	0	0	0	2	1	2,2361			
858 - 834	4	2	15	8	13	7	32	17	36,2353			
834 - 860	16	8	20	10	110	55	146	73	163,233			
860 - 836	30	15	10	6	42	22	82	43	92,5905			
836 - 840	18	9	22	11	0	0	40	20	44,7214			
862 - 838	0	0	28	14	0	0	28	14	31,305			
842 - 844	9	5	0	0	0	0	9	5	10,2956			
844 - 846	0	0	25	12	20	11	45	23	50,5371			
846 - 848	0	0	23	11	0	0	23	11	25,4951			
Total	606	357	584	344	579	343	1769	1044	2063,335			

Además, como se explicará más adelante en la sección 4.2.3, el estudio se hará considerando 1 año, por lo tanto los factores de carga para los consumos en AT y BT que se utilizarán serán los mostrados en la Tabla 5.

Tabla 5 Factores de carga de los consumos

ATD	Factor de carga consumo en AT	Factor de carga consumo en BT
1	0,776	0,600
4	0,874	0,571

4.1.2.2 AVI&COMA

El cálculo de los costos de inversión, operación y mantenimiento (A&C*) se calcularán utilizando la ecuación (2.2) y la ecuación (2.3) con los parámetros respectivos a cada área típica de distribución obtenidos de [18] y [19] que se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6 Parámetros para el cálculo de A&C*

	ATD 1	ATD 4	Unidades
$a *$	0,10608	0,10608	-
$kiat *$	116006	210903	\$/kW
$koymat *$	5843	12351	\$/kW/año
$kibt *$	291712	475823	\$/kW
$koymbt *$	10679	14125	\$/kW/año
$VAD_{AT} *$	18148,91648	34723,59024	\$/kW
$VAD_{BT} *$	41623,80896	64600,30384	\$/kW
$PPBT *$	1,0593	1,0662	kW/kW
$CDAT *$	18148,91648	34723,59024	\$/kW
$CDBT *$	60848,95619	101622,5958	\$/kW
$kWAT^{28}$	1319	1319	kW
$kWBT^{29}$	450	450	kW
$A\&C *$	51320451,12	91530583,62	\$

Las siguientes ecuaciones permiten calcular los valores de $CDAT$ y $CDBT$ mostrados en la Tabla 6.

$$CDAT = VAD_{AT} \quad (4.1)$$

²⁸ Este valor representa la demanda en AT y no guarda relación con el término que aparece en la sección 2.2.

²⁹ Este valor representa la demanda en BT y no guarda relación con el término que aparece en la sección 2.2.

$$CDBT = VAD_{AT} \times PPBT + VAD_{BT} \quad (4.2)$$

$$A\&C * = kWAT \times CDAT + kWBT \times CDBT \quad (4.3)$$

Por otro lado, como se detallará en la sección 4.2, el modelo se simulará bajo distintos niveles de penetración de GD, los cuales irán desde 5% a 50%. Una vez dicho esto, en el modelo se analizará el valor de A&C para tres niveles distintos de variación: bajo, medio y alto, según el porcentaje de penetración de GD. En otras palabras, para cada nivel de penetración de GD se supondrá que éste afectará al valor de A&V de 3 formas distintas³⁰. Esto se expresará en el modelo multiplicando los parámetros *kiat*, *kibt*, *koymat* y *koymbt* por factores de corrección que representen el efecto mencionado (ver

Tabla 7). Los valores de los factores de corrección para los distintos niveles de penetración de GD para los 3 escenarios se muestran en la Tabla 8.

Tabla 7 Definición factores de corrección

Parámetro	Factor de corrección	Parámetro corregido
<i>kiat</i>	X_{kiat}	$kiat^* \times X_{kiat}$
<i>kibt</i>	X_{kibt}	$kibt^* \times X_{kibt}$
<i>koymat</i>	X_{koymat}	$koymat^* \times X_{koymat}$
<i>koymbt</i>	X_{koymbt}	$koymbt^* \times X_{koymbt}$

Tabla 8 Valor de factores de corrección³¹

%GD	Bajo	Medio	Alto
0%	1,000	1,000	1,000
5%	1,010	1,030	1,050
10%	1,020	1,060	1,100
15%	1,030	1,090	1,150
20%	1,040	1,120	1,200
25%	1,050	1,150	1,250
30%	1,060	1,180	1,300
35%	1,070	1,210	1,350
40%	1,080	1,240	1,400
45%	1,090	1,270	1,450
50%	1,100	1,300	1,500

³⁰ Existen 3 escenarios: uno en que la penetración de GD tiene baja influencia en los costos A&C, un segundo en que la influencia es media y un tercero en que la influencia es alta.

³¹ Los valores de los factores de corrección se considerarán todos iguales:

$$X_{kiat} = X_{kibt} = X_{koymat} = X_{koymbt}$$

4.1.2.3 Precios energía

Los precios de compra de energía correspondientes a p_1 de la ecuación (3.1) para cada una de las ATD se obtienen de [20] y se muestran en la Tabla 9. Para el ATD 1 se utilizará el precio en la barra Polpaico 220 kV (ver Figura 12) mientras que para el ATD 4 se utilizará el precio en la barra Puerto Montt 220 kV (ver Figura 13). Los precios utilizados han sido obtenidos de [20]

Tabla 9 Precio de la energía en subtransmisión

Barra	ATD	Precio \$/kWh
Polpaico 220 kV	1	42,12133
Puerto Montt 220 kV	4	39,76156

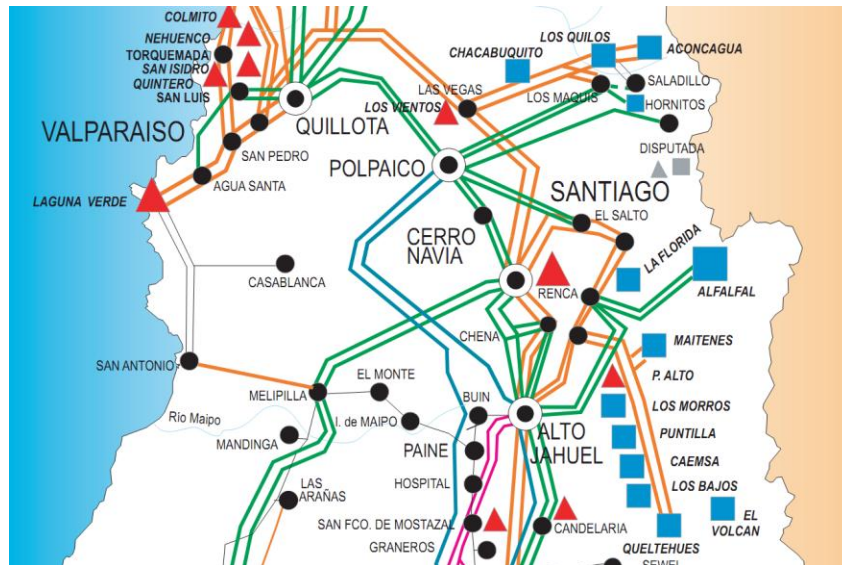


Figura 12 Barra Polpaico 220 kV en SIC³²

³² Figura obtenida del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central.

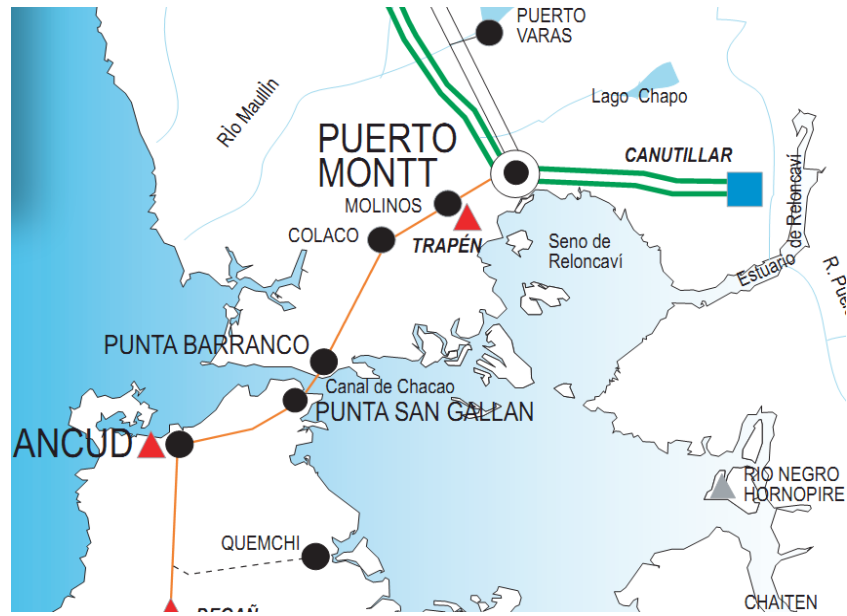


Figura 13 Barra Puerto Montt 220 kV en SIC³³

4.2 Conexión de GD

A continuación se detallan los parámetros y variables relacionados a la conexión de las unidades generadoras distribuidas, como nivel de generación y puntos de conexión.

4.2.1 Unidades de Generación Distribuida

En este modelo se considerarán 4 unidades de GD, de las cuales 3 corresponderán a PMGD³⁴, es decir conectadas en alta tensión con un límite de generación de 9 MVA. A las unidades de PMGD se les denominará: GD1, GD2 y GD3. La cuarta unidad generadora corresponde a una generadora residencial³⁵ en baja tensión con un límite de generación de 100 kW y se le denominará: GDNM.

La naturaleza de las fuentes energéticas son irrelevantes para este estudio, por lo tanto las unidades generadoras sólo se caracterizarán por cantidad de potencia activa y energía inyectada a la red y un factor de planta (ver Tabla 10); este último, será el que permita mantener el balance entre energía generada y energía consumida.

³³ Figura obtenida del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central.

³⁴ Estas unidades generadoras hacen referencia a [14].

³⁵ Esta unidad generadora hace referencia a las mencionadas en [15].

Tabla 10 Factores de planta

ATD	Factor de planta
1	0,7312
4	0,7969

4.2.2 Puntos de conexión

Las unidades generadoras GD1, GD2 y GD3 se conectarán en los puntos más alejados de la S/E primaria, y la unidad GDNM³⁶ se conectará en el extremo de la única red de baja tensión del alimentador. Por lo tanto, los puntos de conexión equivalen a puntos considerados como la “cola” del alimentador y es donde el efecto de la inversión en el sentido de los flujos se hará más evidente. En la Figura 14 se muestra la longitud a escala de las líneas del alimentador y los puntos escogidos para las conexiones. En la Figura 15 se muestran con mayor detalle los puntos de conexión.

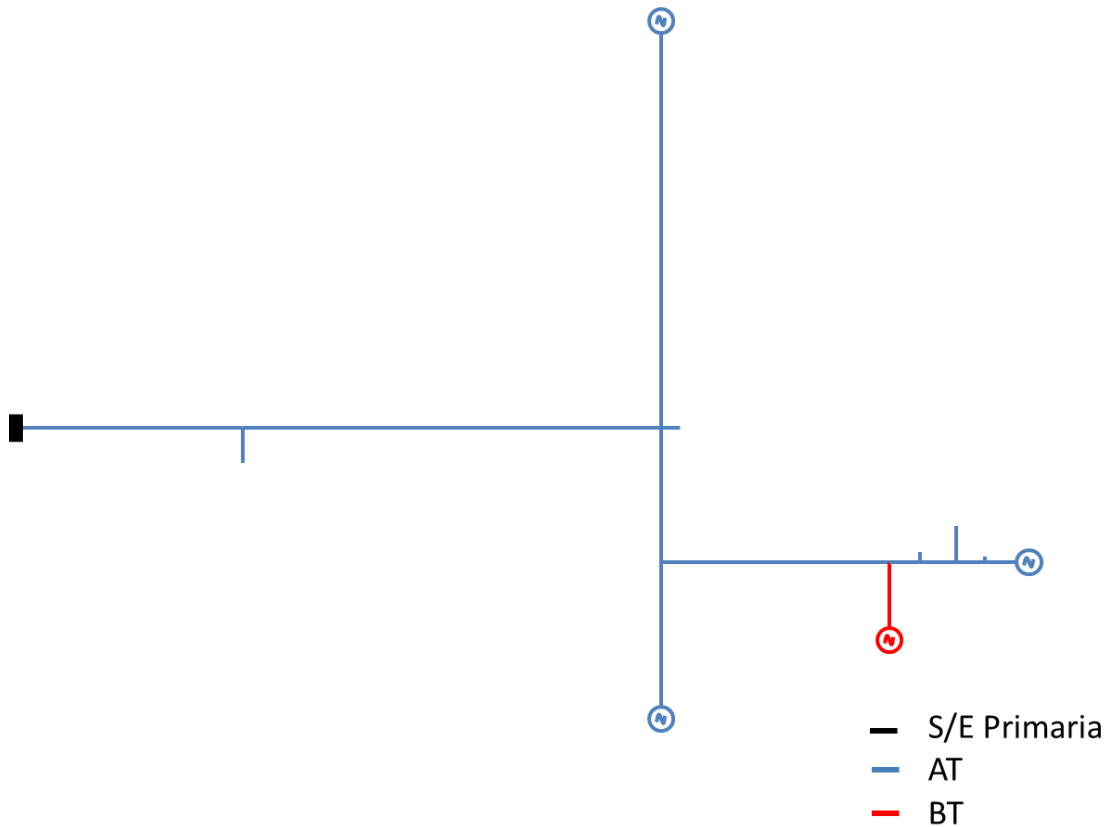


Figura 14 Representación gráfica a escala de la longitud de cada línea del alimentador

³⁶ Ver sección 4.2.1.

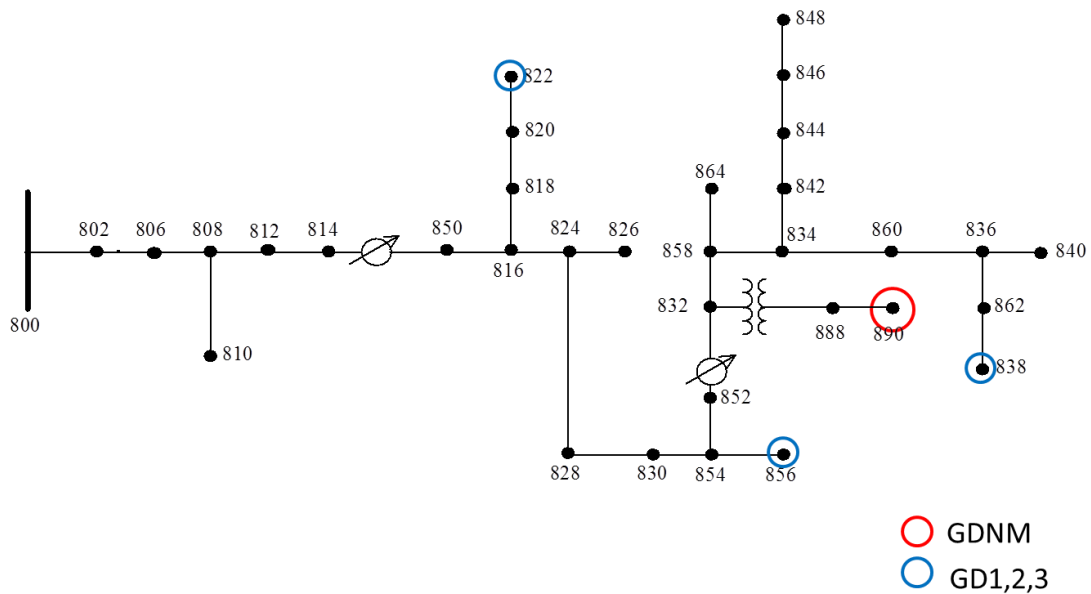


Figura 15 Puntos de conexión de generadores distribuidos

4.2.3 Penetración de GD

Como ya se ha dicho en reiteradas oportunidades, la potencia inyectada estará relacionada con el nivel de penetración. En la Tabla 11 se muestra en total generado mediante GD. Sin embargo, el detalle por unidad generadora se muestra en la Tabla 13. En las Tabla 14 y Tabla 15 se muestra el detalle de la energía inyectada para el ATD 1 y ATD 4, respectivamente.

Tabla 11 Total generado versus penetración de GD

%GD	Total inyectado kW
5%	88,4
10%	176,8
15%	265,5
20%	353,9
25%	442,3
30%	530,7
35%	619,1
40%	707,5
45%	796,2
50%	884,6

Según la penetración, cada unidad inyectará según los porcentajes mostrados en la Tabla 12. Los porcentajes se obtienen asumiendo que la proporción que GDNM generaba del total cumple con la siguiente relación:

$$\%GD_{GDNM} = \frac{100 \text{ kW}}{1.769 \text{ kW}}$$

La relación anterior se deduce suponiendo que para un nivel de penetración igual al 100% la unidad residencial (GDNM) estará generando al máximo de su capacidad (100 kW). El resto de las proporciones se determina con la siguiente relación:

$$\%GD_{GD1} = \%GD_{GD2} = \%GD_{GD3} = \frac{100\% - \%GD_{GDNM}}{3}$$

Tabla 12 Porcentajes de generación de cada unidad de GD

Unidad	% del Total
GD1	31,45%
GD2	31,45%
GD3	31,45%
GDNM	5,65%

Tabla 13 Detalle de potencia de GD por unidad generadora

%GD	GD1 kW	GD2 kW	GD3 kW	GDNM kW
5%	27,8	27,8	27,8	5
10%	55,6	55,6	55,6	10
15%	83,5	83,5	83,5	15
20%	111,3	111,3	111,3	20
25%	139,1	139,1	139,1	25
30%	166,9	166,9	166,9	30
35%	194,7	194,7	194,7	35
40%	222,5	222,5	222,5	40
45%	250,4	250,4	250,4	45
50%	278,2	278,2	278,2	50

Tabla 14 Detalle de energía de GD por unidad generadora para ATD 1

%GD	GD1 MWh	GD2 MWh	GD3 MWh	GDNM MWh	Total MWh
5%	178,075	178,075	178,075	32,028	566,252
10%	356,149	356,149	356,149	64,056	1.132,504
15%	534,865	534,865	534,865	96,083	1.700,678
20%	712,939	712,939	712,939	128,111	2.266,930

25%	891,014	891,014	891,014	160,139	2.833,182
30%	1.069,089	1.069,089	1.069,089	192,167	3.399,434
35%	1.247,164	1.247,164	1.247,164	224,195	3.965,686
40%	1.425,238	1.425,238	1.425,238	256,223	4.531,938
45%	1.603,954	1.603,954	1.603,954	288,250	5.100,111
50%	1.782,028	1.782,028	1.782,028	320,278	5.666,363

Tabla 15 Detalle de energía de GD por unidad generadora para ATD 4

%GD	GD1 MWh	GD2 MWh	GD3 MWh	GDNM MWh	Total MWh
5%	194,073	194,073	194,073	34,905	617,124
10%	388,146	388,146	388,146	69,810	1.234,248
15%	582,917	582,917	582,917	104,716	1.853,467
20%	776,990	776,990	776,990	139,621	2.470,591
25%	971,063	971,063	971,063	174,526	3.087,715
30%	1.165,136	1.165,136	1.165,136	209,431	3.704,839
35%	1.359,209	1.359,209	1.359,209	244,336	4.321,963
40%	1.553,282	1.553,282	1.553,282	279,242	4.939,087
45%	1.748,053	1.748,053	1.748,053	314,147	5.558,305
50%	1.942,126	1.942,126	1.942,126	349,052	6.175,429

4.3 Supuestos utilizados

En seguida se enlistan los supuestos utilizados:

- a) El alimentador es considerado eficiente, por lo que, según el modelo básico desarrollado, las utilidades son iguales a 0\$. Entonces se analizarán las variaciones en las utilidades.
- b) No se aplicarán factor de corrección que consideren economías de escala y de ámbito.
- c) Los consumos se encuentran en el período de 1 año equivalente a 8760 horas.
- d) La energía consumida vista por la empresa distribuidora es igual a la demanda menos la potencia y energía inyectada por las unidades de GD.
- e) El factor de carga de las pérdidas para cada ATD se obtiene de [18] y [19] y se resumen en la Tabla 16.

- f) Los registros de potencia que se harán serán de potencia activa, pues la potencia reactiva no está incluida en la tarificación ni en el modelo.
- g) El efecto de la GD sobre los costos A&C será lineal.

Tabla 16 Factor de carga para las pérdidas

ATD	Factor carga
1	0,6020
4	0,5633

5 Estudio de casos

En este capítulo se implementará el modelo definido en el capítulo N°4 para ambas ATD. Se realizarán las simulaciones correspondientes a cada caso consiguiendo la serie de datos que permitan realizar el análisis posterior.

5.1 ATD 1

5.1.1 Alimentador sin inyección de GD

En estado base sin inyecciones de GD los valores para E_1^* , E_2^* , A&C* y pérdidas* en potencia y energía se muestran en las Tabla 17 y Tabla 18, respectivamente. Es importante recordar que las utilidades son iguales a 0 a causa del supuesto a). Además, el valor de E_2^* está calculado como la suma de E_{2AT}^* y E_{2BT}^* .

Tabla 17 Parámetros del alimentador sin inyecciones de GD para ATD 1 en unidades de potencia

Parámetro	Valor	Unidad
E_1^*	1.826	kW
E_2^*	1.769	kW
E_{2AT}^*	1.319	kW
E_{2BT}^*	450	kW
A&C*	51,320	MM\$
Pérdidas* ³⁷	84	kW
Utilidades*	0	\$

Tabla 18 Parámetros del alimentador sin inyecciones de GD para ATD 1 en unidades de energía

Parámetro	Valor	Unidad
E_1^*	10.637.297	kWh
E_2^*	11.331.445	kWh
E_{2AT}^*	8.966.245	kWh
E_{2BT}^*	2.365.200	kWh
A&C*	51,320	MM\$
Pérdidas*	443.101	kWh
Utilidades*	0	\$

³⁷ Notar que E_1^* , E_2^* y las pérdidas* no satisfacen la ecuación $E_1^* = E_2^* + \Delta E^*$; esto porque la ecuación es válida para potencia aparentes, o en el caso que no hubiese energía reactiva involucrada.

5.1.2 Alimentador con inyección de GD

5.1.2.1 Pérdidas

Las pérdidas en función de la penetración de GD se muestran en la Tabla 19. Los valores para las pérdidas en unidades de energía se calcularon multiplicando por los factores de carga para pérdidas de la Tabla 15 y por las horas de un año.

Tabla 19 Pérdidas para el ATD 1

%GD	Pérdidas kW	Pérdidas kWh
5%	79	414.992
10%	74	388.359
15%	69	363.098
20%	64	339.366
25%	60	317.058
30%	56	296.121
35%	52	276.555
40%	49	258.361
45%	46	241.380
50%	43	225.769

En la Figura 16 se grafican las pérdidas en función del nivel de penetración. En ella es posible apreciar el comportamiento cuadrático que tienen las pérdidas en la realidad, al contrario del comportamiento lineal con el que son incluidas en la tarificación.

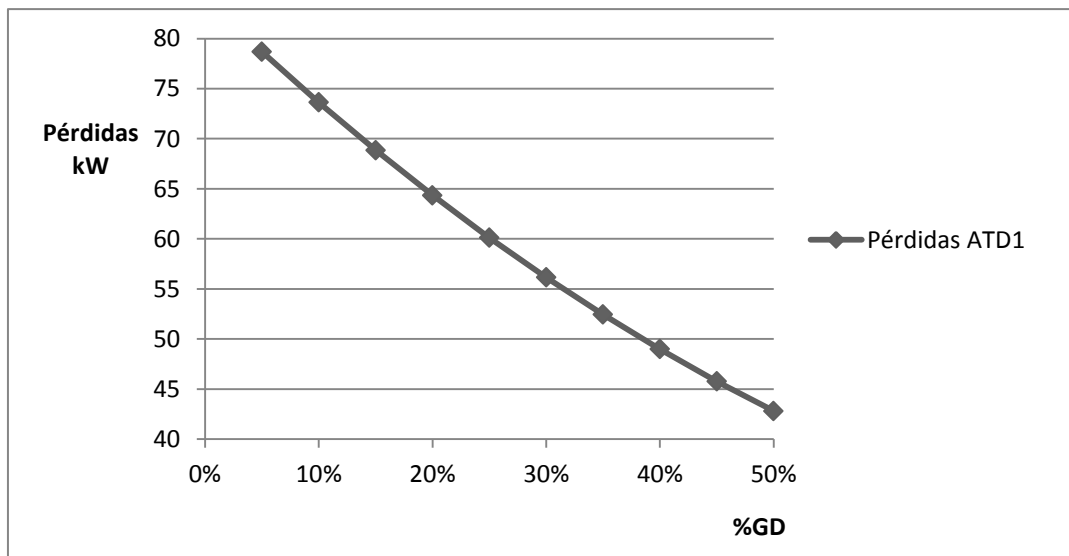


Figura 16 Pérdidas del alimentador ATD 1 versus el nivel de penetración de GD

5.1.2.2 A&C

Los costos de inversión, operación y mantenimiento con los distintos grados de influencias que tiene la penetración de GD sobre ellos calculados utilizando la ecuación (4.3) se muestran en la Tabla 20. Gráficamente, en la Figura 17 se exponen los costos de A&C para las diferentes situaciones.

Tabla 20 Costos de inversión, operación y mantenimiento en los 3 escenarios relativos al ATD 1

%GD	A&C influencia baja MM\$	A&C influencia media MM\$	A&C influencia alta MM\$
5%	51,834	52,860	53,886
10%	52,347	54,400	56,452
15%	52,860	55,939	59,019
20%	53,373	57,479	61,585
25%	53,886	59,019	64,151
30%	54,400	60,558	66,717
35%	54,913	62,098	69,283
40%	55,426	63,637	71,849
45%	55,939	65,177	74,415
50%	56,452	66,717	76,981

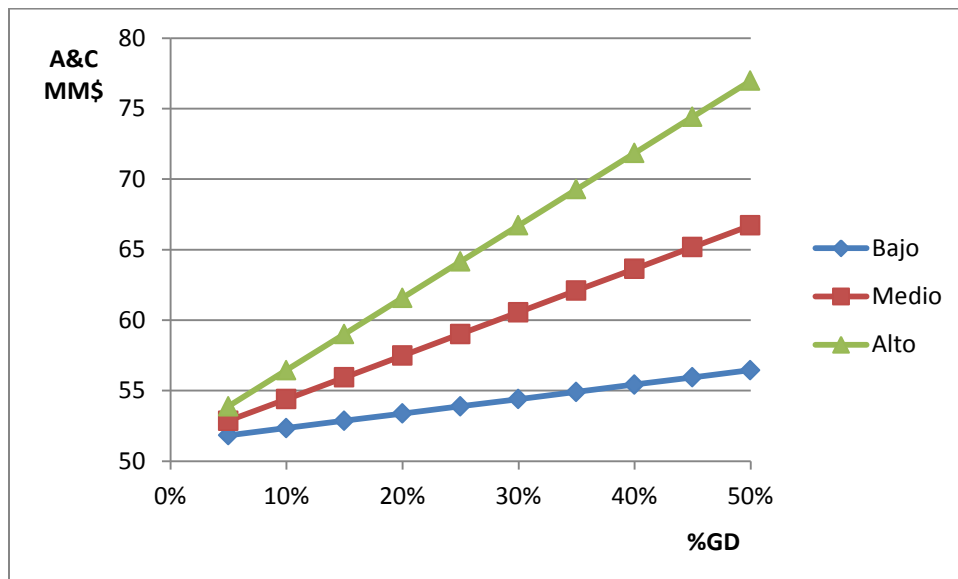


Figura 17 A&C versus penetración de GD en ATD 1³⁸

³⁸ Donde MM\$ corresponden a millones de pesos.

5.1.2.3 Utilidades

Las utilidades en los escenarios expuestos se muestran en la Tabla 21, estos valores se grafican en la Figura 18.

Tabla 21 Utilidades para los tres casos descritos relativos al ATD 1

%GD	Utilidades influencia baja MM\$	Utilidades influencia media MM\$	Utilidades influencia alta MM\$
5%	-2,826	-3,853	-4,879
10%	-5,715	-7,768	-9,821
15%	-8,673	-11,753	-14,832
20%	-11,684	-15,790	-19,895
25%	-14,755	-19,887	-25,019
30%	-17,884	-24,042	-30,200
35%	-21,070	-28,255	-35,440
40%	-24,314	-32,525	-40,737
45%	-27,621	-36,859	-46,096
50%	-30,974	-41,238	-51,502

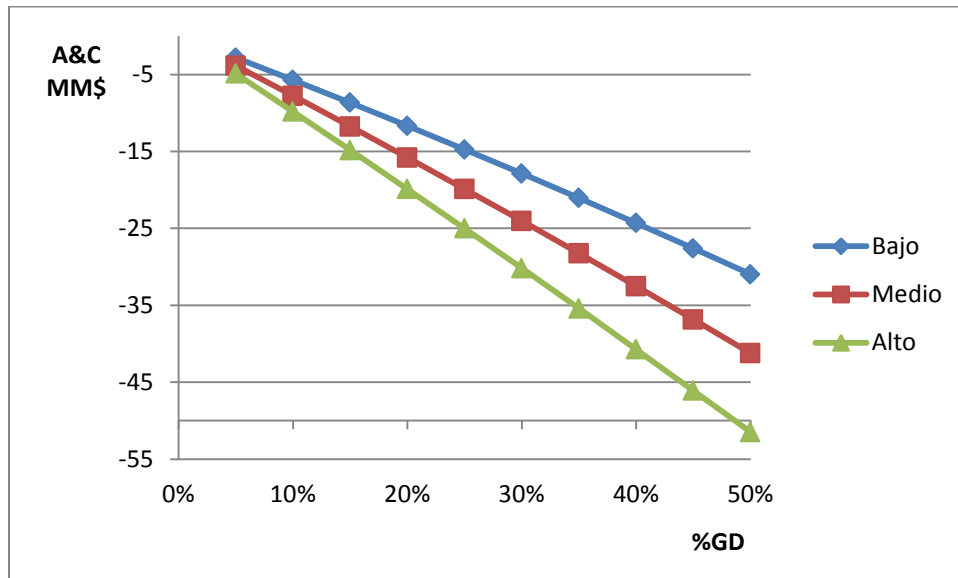


Figura 18 Costos de A&C versus penetración de GD relativos al ATD 1

5.2 ATD 4

5.2.1 Alimentador sin inyección de GD

En estado base sin inyecciones de GD los valores para E_1^* , E_2^* , $A\&C^*$ y pérdidas* en potencia y energía se muestran en las

Tabla 22 y Tabla 24, respectivamente. Es importante recordar, al igual que en los resultados para la ATD 1, que las utilidades son iguales a 0 a causa del supuesto a). Además, el valor de E_2^* está calculado como la suma de E_{2AT}^* y E_{2BT}^* .

Tabla 22 Parámetros del alimentador sin inyecciones de GD para ATD 4 en unidades de potencia

Parámetro	Valor	Unidad
E_1^*	1.977	kW
E_2^*	1.769	kW
E_{2AT}^*	1.319	kW
E_{2BT}^*	450	kW
$A\&C^*$	91,530	MM\$
Pérdidas*	235	kW
Utilidades*	0	\$

Tabla 23 Parámetros del alimentador sin inyecciones de GD para ATD 4 en unidades de energía

Parámetro	Valor	Unidad
E_1^*	12.241.407	kWh
E_2^*	12.349.463	kWh
E_{2AT}^*	10.098.581	kWh
E_{2BT}^*	2.250.882	kWh
$A\&C^*$	91,530	MM\$
Pérdidas*	1.158.492	kWh
Utilidades*	0	\$

5.2.2 Alimentador con inyección de GD

5.2.2.1 Pérdidas

Las pérdidas en función de la penetración de GD se muestran en la Tabla 24. Los valores para las pérdidas en unidades de energía se calcularon multiplicando por los factores de carga respectivos para las pérdidas de la Tabla 16 y por las horas del año.

Tabla 24 Pérdidas para el ATD 4

%GD	Pérdidas kW	Pérdidas kWh
5%	217	1.073.268
10%	201	993.916
15%	186	919.796
20%	172	851.104
25%	160	787.297

30%	148	728.129
35%	136	673.451
40%	126	622.919
45%	117	576.334
50%	108	533.796

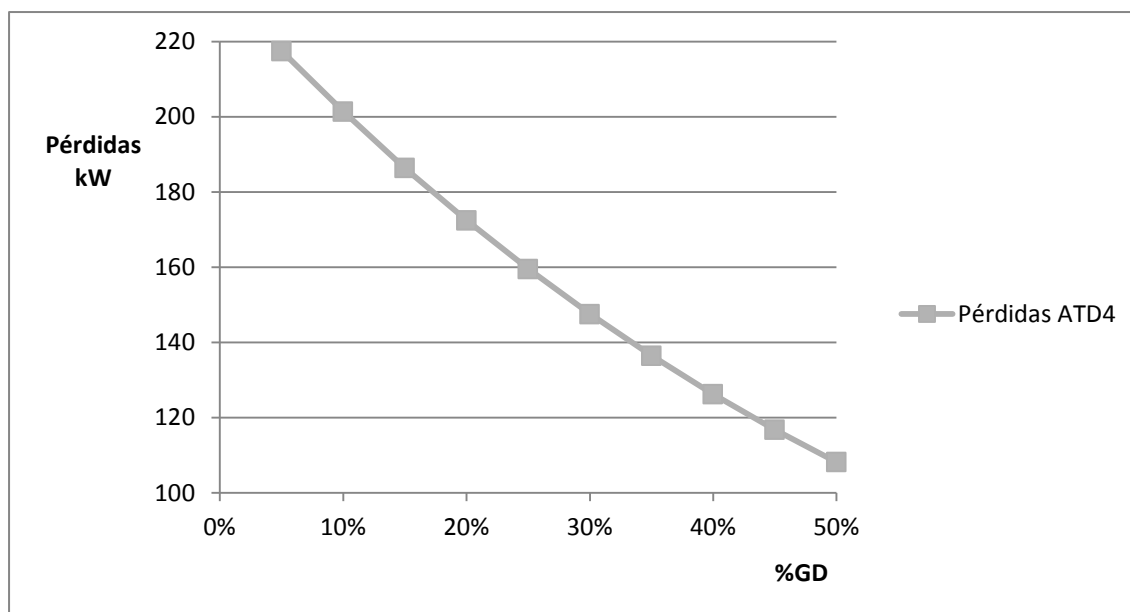


Figura 19 Pérdidas del alimentador ATD 4 versus el nivel de penetración de GD

5.2.2.2 A&C

Los costos de inversión, operación y mantenimiento con los distintos grados de influencias que tiene la penetración de GD sobre ellos calculados utilizando la ecuación (4.3) se muestran en la Tabla 25. Gráficamente, en la Figura 20 se exponen los costos de A&C para las diferentes situaciones.

Tabla 25 Costos de inversión, operación y mantenimiento en los 3 escenarios relativos al ATD 4

%GD	A&C influencia baja MM\$	A&C influencia media MM \$	A&C influencia alta MM \$
5%	92,446	94,277	96,107
10%	93,361	97,022	100,684
15%	94,277	99,768	105,260
20%	95,192	102,514	109,837
25%	96,107	105,260	114,413
30%	97,022	108,006	118,990
35%	97,938	110,752	123,566

40%	98,853	113,498	128,143
45%	99,768	116,244	132,719
50%	100,684	118,990	137,296

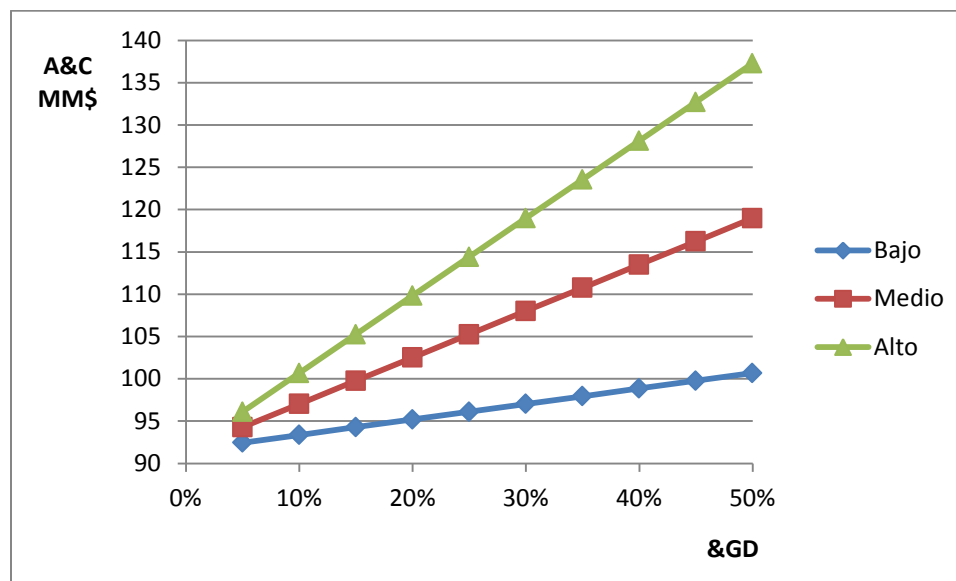


Figura 20 A&C versus penetraci3n de GD en ATD 4

5.2.2.3 Utilidades

Las utilidades en los escenarios expuestos se muestran en la Tabla 26, estos valores se grafican en la Figura 21.

Tabla 26 Utilidades para los tres casos descritos relativos al ATD 4

%GD	Utilidades influencia baja \$	Utilidades influencia media \$	Utilidades influencia alta \$
5%	-5.024.167	-6.854.779	-8.685.391
10%	-10.280.780	-13.942.003	-17.603.226
15%	-15.769.836	-21.261.672	-26.753.507
20%	-21.448.366	-28.770.813	-36.093.260
25%	-27.320.275	-36.473.333	-45.626.391
30%	-33.375.795	-44.359.465	-55.343.135
35%	-39.609.068	-52.423.350	-65.237.631
40%	-46.006.420	-60.651.313	-75.296.206
45%	-52.585.429	-69.060.934	-85.536.439
50%	-59.299.219	-77.605.335	-95.911.452

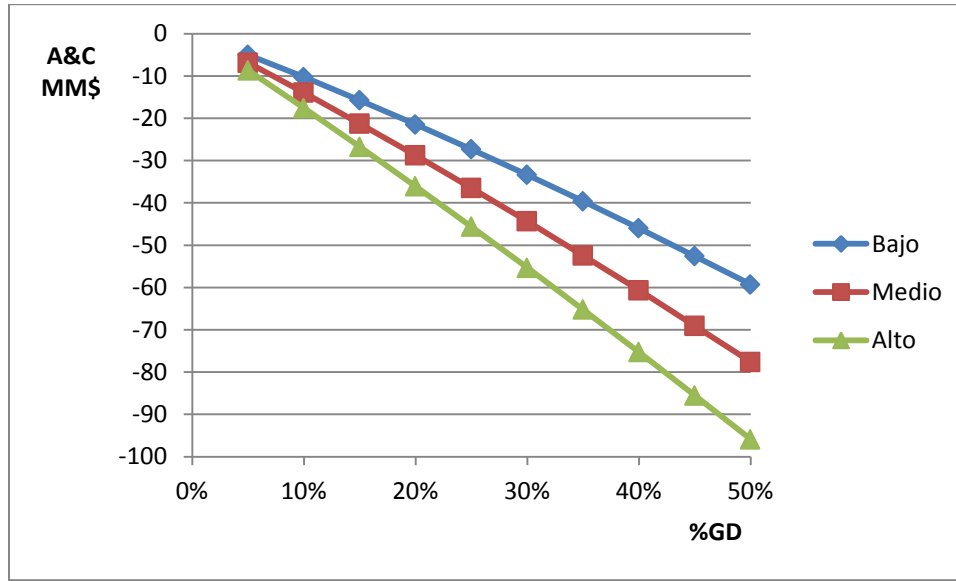


Figura 21 Costos de A&C versus penetración de GD relativos al ATD 4

5.3 Análisis

A continuación se analizarán los datos registrados en las secciones anteriores.

5.3.1 Pérdidas

En primer lugar, como era de esperar, las pérdidas disminuyen con el ingreso de GD tanto en el ATD 1 como el ATD 4. Esto debido a la cercanía del punto de generación con el punto de consumo.

Al observar los valores de las Tabla 19 y Tabla 24 se puede observar que las pérdidas para el ATD 4 son mayores a las del ATD 1 (ver Figura 22), esto se produce debido a que las líneas del alimentador del ATD 4 tienen una mayor longitud. Esto se condice con la ecuación (5.1), la cual permite calcular las pérdidas que se producen en una línea de resistencia R_L ³⁹ por la cual pasa una corriente I .

$$Pérdidas = R_L \times I^2 \quad (5.1)$$

Por otro lado, al graficar las pérdidas en función de la penetración de GD (ver Figura 22) se puede apreciar que tanto para el ATD 1 como para el ATD 4 disminuyen de forma cuadrática⁴⁰. Esto guarda relación con la forma en que se calculan las pérdidas en un sistema eléctrico (ver

³⁹ El parámetro R_L de la línea es directamente proporcional con la longitud de la misma.

⁴⁰ Esta afirmación se basa en que el coeficiente de correlación es igual a 1 para una aproximación de polinomio de segundo grado.

ecuación (5.1)). Sin embargo, el sistema tarifario chileno y mundial considera un comportamiento lineal con el fin de simplificar el proceso.

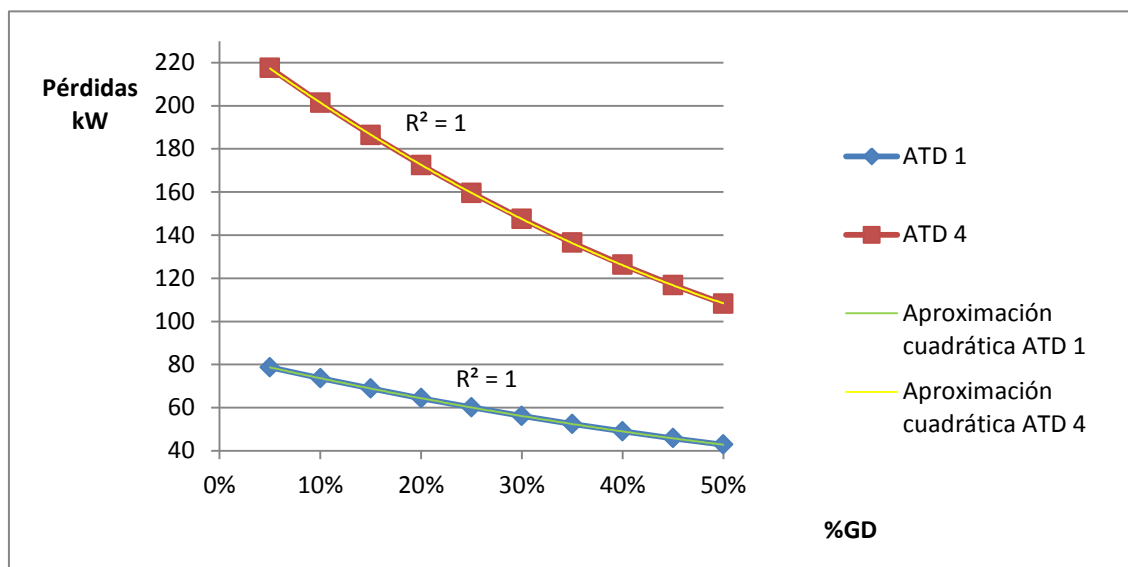


Figura 22 Pérdidas versus penetración de GD

Es interesante analizar el comportamiento cuadrático con el que disminuyen las pérdidas al conectar GD, pues, a simple vista, la empresa distribuidora se ve tremendamente favorecida. Al observar las ecuaciones de (3.2) se puede distinguir que el término $\pi_{pérdidas}$ crece si las pérdidas disminuyen cuadráticamente. No obstante, al considerar el efecto que tiene la disminución de la demanda que percibe la distribuidora sobre el término $\pi_{pérdidas}$ se obtienen los valores de la Tabla 27 y de la Tabla 28.

Tabla 27 Valores de $\pi_{pérdidas}$ en los distintos escenarios para el ATD 1

%GD	Influencia baja MM\$	Influencia media MM \$	Influencia alta MM \$
5%	0,251	0,251	0,251
10%	0,440	0,440	0,440
15%	0,569	0,569	0,569
20%	0,636	0,636	0,636
25%	0,643	0,643	0,643
30%	0,592	0,592	0,592
35%	0,483	0,483	0,483
40%	0,317	0,317	0,317
45%	0,096	0,096	0,096
50%	-0,179	-0,179	-0,179

Tabla 28 Valores de $\pi_{pérdidas}$ en los distintos escenarios para el ATD 4

%GD	Influencia baja MM\$	Influencia media MM \$	Influencia alta MM \$
5%	0,876	0,876	0,876
10%	1,520	1,520	1,520
15%	1,948	1,948	1,948
20%	2,169	2,169	2,169
25%	2,197	2,197	2,197
30%	2,042	2,042	2,042
35%	1,709	1,709	1,709
40%	1,212	1,212	1,212
45%	0,550	0,550	0,550
50%	-0,264	-0,264	-0,264

Al graficar los datos de las Tabla 27 y Tabla 28 se obtienen los gráficos de las Figura 23 y Figura 24. Allí se observa, nuevamente, que $\pi_{pérdidas}$ evoluciona cuadráticamente con el nivel de GD. Además, en ambas figuras se observa un máximo para un 25% de penetración de GD, aproximadamente.

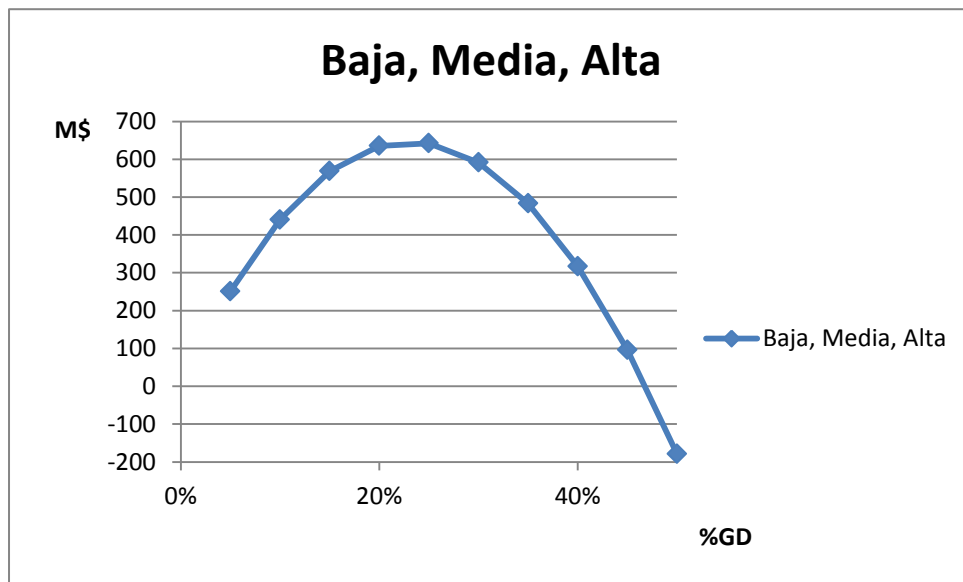


Figura 23 $\pi_{pérdidas}$ versus penetración de GD para el ATD 1

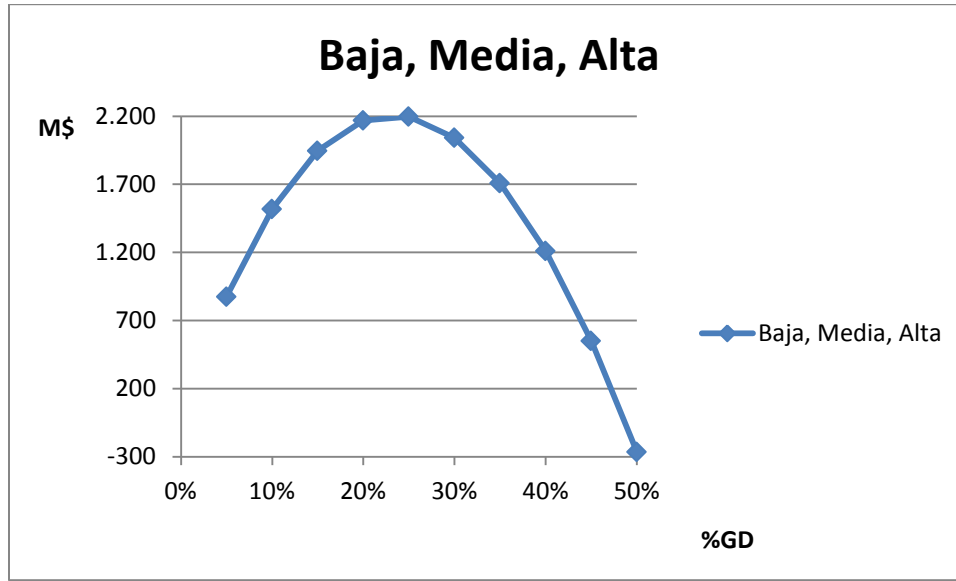


Figura 24 π pérdidas versus penetración de GD para el ATD 4

5.3.2 A&C

En primer lugar, se tiene que el valor de A&C para el ATD 1 es menor al del ATD 4 (ver Tabla 6), esto es coherente con el hecho que una empresa perteneciente al ATD 1 tiene los costos medios más bajos en relación a otra empresa perteneciente a otra ATD, esto por la forma en que están construidas las áreas típicas [21].

Por otro lado, de las Figura 17 y Figura 20 se tiene que los valores de A&C para ambas ATD aumentan conforme la penetración de GD. Es por esto que es necesario observar el término $\pi_{A\&C}$ de las ecuaciones (3.2). Los valores se muestran en las Tabla 29 y Tabla 30.

Tabla 29 Valores de $\pi_{A\&C}$ en los distintos escenarios para el ATD 1

%GD	Influencia baja MM\$	Influencia media MM\$	Influencia alta MM\$
5%	-3,078	-4,104	-5,131
10%	-6,156	-8,208	-10,261
15%	-9,242	-12,321	-15,400
20%	-12,320	-16,425	-20,531
25%	-15,398	-20,530	-25,662
30%	-18,475	-24,634	-30,792
35%	-21,553	-28,738	-35,923
40%	-24,631	-32,842	-41,053
45%	-27,717	-36,955	-46,193
50%	-30,795	-41,059	-51,323

Tabla 30 Valores de $\pi_{A\&C}$ en los distintos escenarios para el ATD 4

%GD	Influencia baja \$	Influencia media \$	Influencia alta \$
5%	-5,900	-7,731	-9,561
10%	-11,800	-15,462	-19,123
15%	-17,717	-23,209	-28,701
20%	-23,618	-30,940	-38,262
25%	-29,518	-38,671	-47,824
30%	-35,418	-46,402	-57,385
35%	-41,318	-54,132	-66,947
40%	-47,218	-61,863	-76,508
45%	-53,135	-69,611	-86,086
50%	-59,036	-77,342	-95,648

En las dos tablas anteriores se observa que el término $\pi_{A\&C}$ es siempre negativo; esto ocurre a causa del supuesto a) de la sección (4.3). El alimentador al ser considerado eficiente el término $\pi_{A\&C}$ es nulo antes de conectar algún medio de GD, pero cuando se comienza a inyectar potencia y energía desde unidades de GD la empresa distribidora comienza a incurrir en gastos de inversión, operación y mantenimiento de la red por lo tanto el término en cuestión comienza a volverse negativo. En las Figura 25 y Figura 26 se observa más claramente como el término $\pi_{A\&C}$ va disminuyendo en los 3 casos a medida que aumenta la penetración de GD.

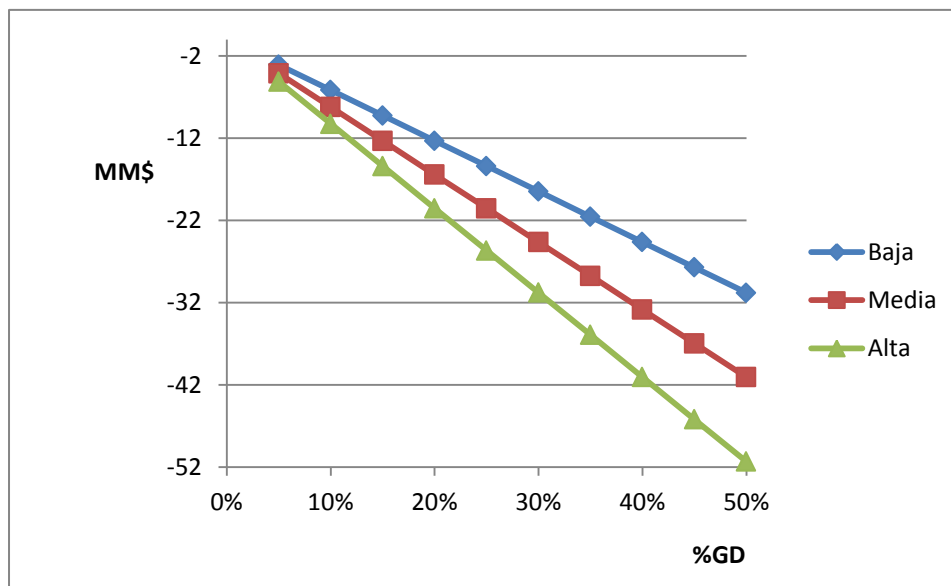


Figura 25 $\pi_{A\&C}$ versus penetración de GD para el ATD 1

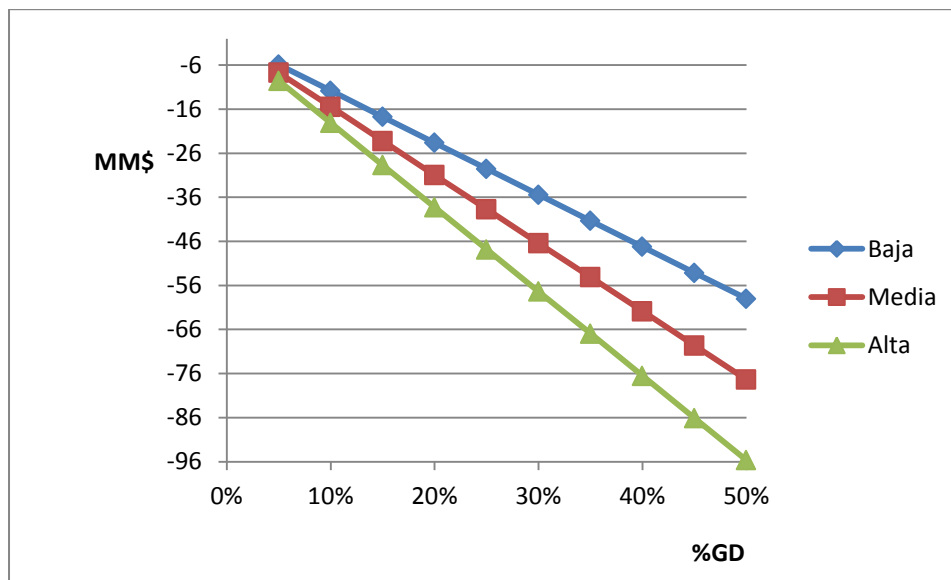


Figura 26 $\pi_{(A\&C)}$ versus penetración de GD para el ATD 4

El análisis anterior se basa en una modelación lineal del incremento de la variable A&C, al contrario de lo que ocurre en la realidad, pues las inversiones son discretas a través del tiempo, en otras palabras, la red eléctrica sufre modificaciones considerables cada cierta cantidad de años. Sin embargo, este inconveniente se ve contrarrestado al utilizar costos anualizados para las inversiones.

5.3.3 Utilidades

De las secciones anteriores se sabe que el término $\pi_{A\&C}$ decae en la medida que se aumente el nivel de inyección desde un GD. Por otro lado, el término $\pi_{pérdidas}$ para niveles pequeños de penetración tiene valores positivos, y luego comienza a disminuir desde un máximo hasta llegar a cifras negativas. Pese a lo anterior, la suma de ambos términos para los 3 escenarios resultan menores de 0. Por lo que el ahorro por la reducción de las pérdidas no es suficiente para equilibrar los costos en que la empresa distribuidora debe incurrir en zonas afectadas distintas a las adyacentes.

a) Utilidades negativas

Las utilidades negativas para todo nivel de penetración de GD se traducen en un desincentivo para la empresa distribuidora para seguir explotando el servicio de distribución pues se obtienen utilidades negativas a mayores costos. Luego, es imprescindible un modelamiento de la variación del A&C en función de la penetración de GD acucioso a fin de corroborar este resultado. Para ello, sin embargo, se requiere del conocimiento específico de las empresas distribuidoras, lo que escapa al alcance de este trabajo pudiendo ser abordado en memorias futuras.

Según el modelo de la ecuación (3.1), existen 2 formas para subsanar las utilidades negativas: la primera manera es modificando el valor del precio de compra en subtransmisión (p_1), pero este precio es un parámetro del modelo y no una variable.

La segunda manera de compensar este hecho es traspasando parte de los costos de A&C a los propietarios de los GD mediante algún tipo de peaje similar al que pagan los generadores por el uso del sistema de transmisión troncal o, por otro lado, traspasándolo a clientes finales, los que no posean GD, a través de las tarifas con el objeto de alcanzar utilidades nulas. No obstante, si los costos son traspasados a clientes que no son dueños de unidades de GD, la medida se transforma en una decisión sumamente impopular. De todas maneras esta compensación se logra mediante un cambio en la estructura tarifaria que permita dilucidar quién asumirá el costo.

b) Utilidades nulas

En caso que la empresa distribuidora resulte con utilidades nulas entonces se estará en el mejor de los escenarios. Esto porque se habrá logrado el objetivo de la regulación a costo medio con señal de eficiencia a largo plazo.

5.3.4 Relación pérdidas y A&C

Las diferencias existentes entre $\pi_{pérdidas}$ y $\pi_{A\&C}$ se expresan en las Tabla 31 y Tabla 32. Los valores entregados se obtiene como:

$$\%Razón = \frac{|\pi_{pérdidas}|}{|\pi_{A\&C}|} \times 100\%$$

Tabla 31 Variaciones porcentuales entre $\pi_{pérdidas}$ y $\pi_{A\&C}$ para el ATD 1

%GD	Influencia baja	Influencia media	Influencia alta
	%Razón	%Razón	%Razón
5%	8,17%	6,12%	4,90%
10%	7,16%	5,37%	4,29%
15%	6,15%	4,62%	3,69%
20%	5,16%	3,87%	3,10%
25%	4,17%	3,13%	2,50%
30%	3,20%	2,40%	1,92%
35%	2,24%	1,68%	1,35%
40%	1,29%	0,97%	0,77%
45%	0,35%	0,26%	0,21%
50%	0,58%	0,44%	0,35%
Promedio	3,85%	2,88%	2,31%

Tabla 32 Variaciones porcentuales entre $\pi_{pérdidas}$ y $\pi_{A\&C}$ para el ATD 4

%GD			
	%Razón	%Razón	%Razón
5%	14,85%	11,33%	9,16%
10%	12,88%	9,83%	7,95%
15%	10,99%	8,39%	6,79%
20%	9,18%	7,01%	5,67%
25%	7,44%	5,68%	4,59%
30%	5,77%	4,40%	3,56%
35%	4,14%	3,16%	2,55%
40%	2,57%	1,96%	1,58%
45%	1,03%	0,79%	0,64%
50%	0,45%	0,34%	0,28%
Promedio	6,93%	5,29%	4,28%

Como se puede observar, en el mejor de los situaciones el término $\pi_{pérdidas}$ no supera el 3,85% de $\pi_{A\&C}$ para el ATD 1, no supera el 2,57% para el ATD 4. Luego, se tiene que el efecto de las pérdidas, a pesar de ser cuadrático, no supera los valores de A&C, el cual incluye las pérdidas en la tarificación de manera lineal. Este hecho reafirma la idea planteada con anterioridad, sobre traspasar los gastos por efecto de introducción de tecnología GD al propietario de éste.

6 Conclusiones y trabajo futuro

6.1 Conclusiones

En Chile la regulación del monopolio del servicio de la distribución eléctrica se ejecuta mediante la competencia contra una empresa eficiente, tarifando a costo medio con señal de eficiencia a largo plazo. De acuerdo a esto las utilidades que perciben las distribuidoras deben ser, en el largo plazo, igual a 0. En caso contrario, no existirían incentivos para desarrollar el servicio de distribución.

A pesar que la conexión de unidades de GD al sistema de distribución sólo está regulada por el DS N° 244 y regida por la NTCO para PMGD, la espera del anuncio del reglamento y norma técnica para que la “Ley de Net Metering” entre en vigencia permite inferir que los niveles de penetración de GD aumentarán considerablemente en el futuro. La promesa de ahorro en el consumo de energía y la oportunidad de percibir ganancias por la inyección de energía reafirma la idea de un aumento en la capacidad instalada de generación residencial.

Los resultados de las simulaciones realizadas en el capítulo N°5 confirman las ventajas de conectar tecnología de GD en las redes de distribución en el ámbito de la reducción de pérdidas técnicas. En primer lugar, las pérdidas se reducen en la medida que aumenta la penetración de GD lo que significa un aumento en la eficiencia energética tanto en la generación como en el consumo. Aunque económicamente este ahorro no es considerable respecto al resto de los costos. En segundo lugar, la empresa distribuidora debe comprar menos energía a nivel de subtransmisión, disminuyendo los costos por causa de este ítem.

A pesar que el comportamiento real de las pérdidas es cuadrático éstas están tarifadas de manera lineal; esto ocurre por motivos históricos y de simplicidad, ya que en todo el mundo se hace de esta manera. Contrario a lo anterior, los beneficios por rebajas en las pérdidas no son importantes al ser comparados con los costos de inversión, operación y mantenimiento.

El modelo utilizado permitió dar cuenta de la tendencia en el comportamiento de los costos, desde el punto de vista de la empresa distribuidora, ante la aparición de GD. Sumado a lo anterior, los costos en que debe incurrir la empresa aumentan conforme crece la penetración. Al mismo tiempo, no se notaron diferencias sustanciales en los resultados para cada una de las ATD escogidas; por el contrario, en todos los casos se mantuvieron las mismas tendencias. Igualmente, si las inversiones se modelan como escalones (imitando la realidad) la tendencia no cambia pues los costos de inversión están anualizados para ser incluidos en el análisis,

El efecto de las pérdidas en el mejor de los escenarios sólo llega a ser un 3,85% en el ATD 1 y un 2,57% en el ATD 4 del efecto de los costos A&C; estos valores son determinantes en los resultados obtenidos para las utilidades, ya que en todas las condiciones fueron negativas.

Para hacer rentable el proyecto, se abren alternativas desde la iniciativa privada y pública:

- a) Traspasar parte de los costos de inversión, operación y mantención al propietario del GD hasta que las utilidades sean nulas. Al lograr esto se cumplirá con el propósito de tarificar a costos medios con señal de eficiencia a largo plazo. De lo contrario, bajo el sistema actual de tarificación la penetración de GD sólo será un factor negativo en la economía de la empresa. Sin embargo, esta estrategia implica no desarrollar proyectos de GD que no cumplan con criterios de eficiencia privados.
- b) Una alternativa equivalente a la anterior sería costear los mayores costos por parte de los usuarios. Sin embargo, es una alternativa impopular y riesgosa toda vez que terminan pagando la penetración de la GD los suministradores que no la poseen, beneficiando a terceros (al distribuidor y al GD).

Por el lado de la iniciativa pública, es materia de análisis el subsidio a esta tecnología bajo el supuesto que la inversión que el Estado hace en las redes concesionarias redunde en eficiencias de largo plazo en la operación y robustez de ésta. Si así fuera el caso, sin embargo, cabe la crítica de que si el proyecto de largo plazo tiene rentabilidades, debiera ser también una decisión del privado (distribuidor) abordarlo.

En caso que la empresa distribuidora desee instalar unidades de GD de su propiedad, será ésta quien deba asumir todos los costos involucrados en la conexión, tanto de instalaciones como de operación y mantenimiento. Sin embargo, se debe tener presente que el ser propietario le permite tener una mejor proyección de las magnitudes inyectadas tomándolas en cuenta en su plan de inversiones a costa de conflictos por la violación de los derechos adquiridos por sus suministradores a través de licitaciones de suministro para entregarles la electricidad desde el sistema y no a través de GD. Una versión mejorada de esta estrategia, entonces, es la instalación de GD de propiedad del generador que suministra al distribuidor, arrendándole, por ejemplo, el techo a los usuarios para la instalación de paneles fotovoltaicos.

6.2 Trabajo futuro

En este trabajo se simuló la GD como fuente de potencia confiable, es por esto que el desafío para trabajos futuros es incorporar la teoría de confiabilidad a este tipo de generación. Además, de aplicar probabilidades en la estimación de la demanda y proyección de GD. En la misma línea, se deberán considerar más detalles en la construcción del modelo, separando los costos de inversión de los de operación y mantención.

Asimismo, se recomienda utilizar modelos distintos al utilizado para representar el incremento de los costos de inversión, el cual tiene carácter lineal. Para ello se proponen modelos como crecimiento escalonado (inversiones discretas), crecimiento exponencial y crecimiento logarítmico. De esta manera se podrá tener un análisis más detallado de acuerdo a un medole que se asimile más a la realidad.

Además, con el fin de medir con mayor precisión las diferencias entre el efecto de la reducción de pérdidas y el aumento en los costos de explotación se recomienda utilizar un alimentador real para realizar las simulaciones. De esta manera se podrá presentar propuestas concretas sobre como subsanar las carencias del sistema tarifario actual.

Una de las ventajas mencionadas fue la de operar en isla cuando el suministro del sistema de distribución falle, es por esto que simular bajo estas condiciones permitiría calcular los beneficios económicos por ahorro en costos de falla detalladamente.

7 Bibliografía

- [1] Walter Nicholson, *Teoría Microeconómica, principios básicos y ampliaciones*, 8th ed. Madrid, España, 2006.
- [2] Jorge Alé. Centro de Estudios Públicos Chile. [Online]. www.cepchile.cl
- [3] Comisión Nacional de Energía, "La Regulación del Segmento Distribución en Chile," 2006.
- [4] Álvaro Bustos and Alexander Galetovic, "Regulación por empresa eficiente: ¿Quién es realmente usted?," Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, Santiago, Chile, 2002.
- [5] Hugh Rudnick and Ricardo Raineri, "Tarificación de la distribución en Chile - regulación por incentivos," Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, 1997.
- [6] Satu Viljainen, Kaisa Tahvanainen, Jukka Lassila, Samuli Honkapuro, and Jarmo Partanen, "Regulation of electricity distribution business," Lappeenranta University of Technology,.
- [7] Comisión Nacional de Energía, *Documentos técnicos para la Elaboración del "Estudio para el Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución"*. Santiago, Chile, 2008.
- [8] Ministerio de Economía, *Decreto N°385*. Santiago, Chile, 2009.
- [9] Juan Alberto Bravo and Fernando Flatow, "Clases Gestión de la Distribución de Energía Eléctrica," Universidad de Chile, Santiago, 2012.
- [10] Patricio Eugenio Molina, *Tarificación eléctrica chilena a nivel de empresas de distribución*. Santiago, Chile, 1998.
- [11] Thomas Ackermann, Göran Andersson, and Lennart Söder, *Distributed generation: a definition.*, 2000.
- [12] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D'haeseleer, *Distributed generation: definition, benefits and issues.*, 2005.
- [13] Fomento y Reconstrucción Ministerio de Economía, *Decreto con Fuerza de Ley N°4*. Santiago, Chile, 2007.
- [14] Ministerio de Economía, *Decreto Supremo 244*. Santiago, Chile, 2005.
- [15] Ministerio de Energía, *Ley N° 20.571*. Santi, 2012.
- [16] Fomento y Reconstrucción Ministerio de Economía, *Norma Técnica de Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en instalaciones de media tensión*. Santiago,

Chile, 2007.

- [17] IEEE, "IEEE 34 Node Test Feeder".
- [18] Synex, *Estudio de costos de componentes del valor agrado de distribución cuadrienio noviembre 2008 - noviembre 2012, Informe Final Área 1*. Santiago, Chile, 2008.
- [19] Synex, *Estudio de costos de componentes del valor agrado de distribución cuadrienio noviembre 2008 - noviembre 2012, Informe Final Área 4*. Santiago, Chile, 2008.
- [20] Comisión Nacional de Energía, *Informe Técnico Definitivo Fijación de precios de nudo abril de 2012 Sistema Interconectado Central*. Santiago, Chile, 2012.
- [21] Comisión Nacional de Energía, *Metodología y definición de las Áreas Típicas de Distribución*. Santiago, Chile, 2008.
- [22] Ministerio de Economía, "Decreto con fuerza de ley 4," Santiago, Chile, 2006.
- [23] W. Kip Viscusi, John M. Vernon, and Joseph M. Harrington, *Economics of regulation and antitrust*, 3rd ed. EEUU: Massachusetts Institute of Technology, 2000.

ANEXO A: Costo medio a largo plazo como solución eficiente.

Deducción del precio igual al costo medio como regulación eficiente.

Si se tiene el valor presente de las utilidades de la firma como en la ecuación (1).

$$VP_0 \equiv \sum_{t=0}^T \frac{(p_t - c) \cdot q}{(1 + r)^t} - K(q) \quad (1)$$

Donde:

VP_0 : valor presente neto de las utilidades generadas por la empresa.

p_t : precio del bien en función del período.

c : costo de producir una unidad del bien constante para todos los períodos.

q : cantidad a producir.

$K(q)$: costo capital a invertir.

r : tasa de costo de capital.

T : vida útil del capital.

Luego, si se considera el precio independiente de período, ya que será regulado, y el costo capital $K(q)$ se define como $K(q) = k \cdot q$, entonces se tiene lo siguiente:

$$VP_0 = (p - c) \cdot q \cdot \sum_{t=0}^T \frac{1}{(1 + r)^t} - k \cdot q \quad (2)$$

Para el caso del monopolio se desea que no obtenga beneficios más allá de recuperar el capital invertido más una tasa de descuento para compensar el costo de oportunidad. Por lo tanto, el valor presente de sus utilidades debe ser igual a 0:

$$VP_0 = 0 \quad (3)$$

Y por lo tanto se obtiene:

$$(p - c) \cdot q \cdot R - k \cdot q$$
$$\Rightarrow p = c + \frac{k}{R} \quad (4)$$

Donde $R = \sum_{t=0}^T \frac{1}{(1+r)^t}$ y es igual al factor de recuperación del capital.

De la ecuación (4) se tiene que la tarifa que se debe cobrar por unidad es igual al costo medio por unidad más una fracción del capital invertido por unidad, es decir, es igual al costo medio de largo plazo.

ANEXO B: Desarrollo de las fórmulas del valor agregado de distribución.

Desarrollo de las fórmulas para el cálculo del VAD_{AT} y VAD_{BT} . Para el cálculo de estos valores es necesarios calcular los siguientes costos medios:

$$kiat = \frac{CINSTAT + CIMIAT}{kWAT} \quad [$/kW]$$

$$kibt = \frac{CINSTBT + CIMIBT}{kWBT} \quad [$/kW]$$

$$koymat = \frac{COYMAT}{kWAT} \quad [$/kW/año]$$

$$koymbt = \frac{COYMBT}{kWBT} \quad [$/kW/año]$$

Donde:

CINSTAT: Costos de las instalaciones correspondientes a los ítems de la Tabla 1 del Anexo C asociados a alta tensión.

CIMIAT: Costo de las instalaciones muebles e inmuebles asociadas a alta tensión correspondiente a la Tabla 3 del Anexo C.

CINSTBT: Costos de las instalaciones correspondientes a los ítems de la Tabla 1 y Tabla 2 del Anexo C asociados a baja tensión.

CIMIBT: Costo de las instalaciones muebles e inmuebles asociadas a baja tensión correspondiente a la Tabla 3 del Anexo C.

kWAT: Potencia cobrable en alta tensión más la potencia total ingresada al sistema de baja tensión.

kWBT: Potencia cobrable en baja tensión.

Luego se obtiene el VAD_{AT} y VAD_{BT} como sigue:

$$VAD_{AT} = a \cdot kiat + koymat \quad [$/kW/año]$$

$$VAD_{BT} = a \cdot kibt + koymbt \quad [$/kW/año]$$

Donde a es el factor de recuperación del capital para un período de 30 años y una tasa de actualización del 10% real.

Desarrollo de las fórmulas para el cálculo de los costos fijos para cliente con medidor simple de energía (CFE), clientes con medidor de energía y demanda máxima (CFD) y clientes con medidor de energía y demanda horaria (CFH). Para el cálculo de estos valores es necesarios calcular los siguientes costos medios:

$$kav = \frac{CEXAV}{NC} \quad [$/cliente/año]$$

$$kfc = \frac{CEXFC}{NC} \quad [$/cliente/año]$$

$$ke = \frac{CEXME}{NCME}$$

$$kd = \frac{CEXMD}{NCMD}$$

$$kh = \frac{CEXMH}{NCMH}$$

Donde:

CEXAV: Costos varios de atención a clientes que no sean costos de lectura de medidores ni de facturación y cobranza.

CEXFC: Costo de facturación y cobranza.

NC: Número total de clientes.

CEXME: Costo de lectura de medidores simples de energía.

CEXMD: Costo de lectura de medidores de energía y demanda máxima.

CEXMH: Costo de lectura de medidores de energía y demanda horaria.

NCME: Número de clientes con medidor simple de energía.

NCMD: Número de clientes con medidor de energía y demanda máxima.

NCMH: Número de clientes con medidor de energía y demanda horaria.

Luego se obtiene CFE, CFD y CFH como sigue:

$$CFE = kav + ke + kfc \quad [$/cliente/año]$$

$$CFD = kav + kd + kfc \quad [$/cliente/año]$$

$$CFH = kav + kh + kfc \quad [$/cliente/año]$$

ANEXO C: Ítems de costos en inversión, operación y mantenimiento.

Tablas que contienen los ítems de costos para la inversión, operación y mantenimiento, tanto en alta como baja tensión⁴¹.

Tabla 33 Ítem de costos para líneas aéreas y subterráneas para AT y BT

Ítem
Km. de Red
Postes
Cámaras
Estructuras
Canalizaciones
Equipos Eléctricos
Toma a Tierra
Otros

Tabla 34 Ítem de costos para subestaciones de distribución aéreas y subterráneas

Ítem
Transformadores
Estructuras
Bóvedas
Equipos Eléctricos
Otras Disposiciones

Tabla que contiene los ítems de los bienes muebles e inmuebles.

Tabla 35 Ítem de costos para bienes muebles e inmuebles

Ítem
Terrenos
Edificios
Equipos y Vehículos de Transporte y Carga
Equipos de Bodega y Maestranza
Equipos de Laboratorio
Equipos de Comunicación
Equipos de Oficina
Equipos de Computación

⁴¹ Los ítems fueron obtenidos del Anexo de detalles de costos para la fijación del VNR.

Otros Equipos
Licencias y Softwares

ANEXO D: Detalle de las tarifas.

Detalle de las tarifas videntes para la distribución eléctrica.

Opciones tarifarias para baja tensión

Para niveles de baja tensión las opciones son las siguientes:

BT1

BT1a

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo por energía base
- Cargo por energía adicional de invierno

Cargo	Unidad	Fórmula
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía base	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times P_e + \frac{PPBT \times PPAT \times P_p}{NHUNB} + \frac{CDBT}{NHUDB}$
Energía adicional de invierno	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times P_e + \frac{FI \times PPBT \times PPAT \times P_p}{NHUNB} + \frac{FI \times CDBT}{NHUDB}$

BT1b

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo por energía
- Cargo por potencia base
- Cargo por potencia de invierno

Cargo	Unidad	Fórmula
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times P_e$
Potencia base	\$/kWh	$\frac{(P_p - PNPT) \times PPBT \times PPAT}{NHUNB} + \frac{CDBT}{NHUDB}$
Potencia de invierno	\$/kWh	$\frac{FI \times PPBT \times PPAT \times PNPT}{NHUNI}$

BT2

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo por energía base

d) Cargo por potencia contratada

Cargo	Unidad	Fórmula
Fijo	$\$/cliente$	$CFES$
Cargo único por uso de sistema troncal	$\$/kWh$	CU
Energía	$\$/kWh$	$PEBT \times PEAT \times P_e$
Potencia presente en punta	$\$/kW/mes$	$FNPPB \times PPBT \times PPAT \times P_p + FDPPB \times CDBT$
Potencia parcialmente presente en punta	$\$/kW/mes$	$FNDPB \times PPBT \times PPAT \times P_p + FDDPB \times CDBT$

BT3

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo por energía base
- Cargo por demanda máxima

Cargo	Unidad	Fórmula
Fijo	$\$/cliente$	$CFDS$
Cargo único por uso de sistema troncal	$\$/kWh$	CU
Energía	$\$/kWh$	$PEBT \times PEAT \times P_e$
Potencia presente en punta	$\$/kW/mes$	$FNPPB \times PPBT \times PPAT \times P_p + FDPPB \times CDBT$
Potencia parcialmente presente en punta	$\$/kW/mes$	$FNDPB \times PPBT \times PPAT \times P_p + FDDPB \times CDBT$

BT4

BT4.1

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo mensual por energía
- Cargo mensual por demanda máxima contratada en horas de punta
- Cargo mensual por demanda máxima contratada

Cargo	Unidad	Fórmula
Fijo	$\$/cliente$	$CFES$
Cargo único por uso de sistema troncal	$\$/kWh$	CU
Energía	$\$/kWh$	$PEBT \times PEAT \times P_e$
Potencia contratada	$\$/kW/mes$	$FDPPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Potencia contratada en horas de punta	$\$/kW/mes$	$FDPPB \times PPBT \times PPAT \times P_p + FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

BT4.2

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo mensual por energía
- d) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta
- e) Cargo mensual por demanda máxima contratada

Cargo	Unidad	Fórmula
Fijo	\$/cliente	$CFDS$
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times P_e$
Potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPB \times PPBT \times PPAT \times P_p + FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

BT4.3

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo mensual por energía
- d) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta
- e) Cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada

Cargo	Unidad	Fórmula
Fijo	\$/cliente	$CFHS$
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times P_e$
Demanda máxima suministrada	\$/kW/mes	$FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPB \times PPBT \times PPAT \times P_p + FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

Opciones tarifarias para alta tensión

En niveles de alta tensión las tarifas se denominan AT2, AT3, AT4.1, AT4.2 y AT4.3, comprenderán los mismos cargos y se facturarán de la misma forma que las tarifas BT2, BT3, BT4.1, BT4.2 y BT4.3, respectivamente, difiriendo sólo en los precios unitarios correspondientes.

AT2

Cargo	Unidad	Fórmula
Fijo	\$/cliente	$CFES$
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEAT \times P_e$
Potencia presente en	\$/kW/mes	$FNPPA \times PPAT \times P_p + FDPPA \times CDAT$

punta		
Potencia parcialmente presente en punta	$\$/kW/mes$	$FNDPA \times PPAT \times P_p + FDDPA \times CDAT$

AT3

Cargo	Unidad	Fórmula
Fijo	$\$/cliente$	$CFDS$
Cargo único por uso de sistema troncal	$\$/kWh$	CU
Energía	$\$/kWh$	$PEAT \times P_e$
Potencia presente en punta	$\$/kW/mes$	$FNPPA \times PPAT \times P_p + FDPPA \times CDAT$
Potencia parcialmente presente en punta	$\$/kW/mes$	$FNDPA \times PPAT \times P_p + FDDPA \times CDAT$

AT4

AT4.1

Cargo	Unidad	Fórmula
Fijo	$\$/cliente$	$CFES$
Cargo único por uso de sistema troncal	$\$/kWh$	CU
Energía	$\$/kWh$	$PEAT \times P_e$
Potencia contratada	$\$/kW/mes$	$FDFPA \times CDAT$
Potencia contratada en horas de punta	$\$/kW/mes$	$FNPPA \times PPAT \times P_p + FDPPA \times CDAT - FDFPA \times CDAT$

AT4.2

Cargo	Unidad	Fórmula
Fijo	$\$/cliente$	$CFDS$
Cargo único por uso de sistema troncal	$\$/kWh$	CU
Energía	$\$/kWh$	$PEAT \times P_e$
Potencia contratada	$\$/kW/mes$	$FDFPA \times CDAT$
Demanda máxima leída en horas de punta	$\$/kW/mes$	$FNPPA \times PPAT \times P_p + FDPPA \times CDAT - FDFPA \times CDAT$

AT4.3

Cargo	Unidad	Fórmula
Fijo	$\$/cliente$	$CFHS$
Cargo único por uso de sistema troncal	$\$/kWh$	CU
Energía	$\$/kWh$	$PEAT \times P_e$
Demanda máxima	$\$/kW/mes$	$FDFPA \times CDAT$

suministrada		
Demanda máxima leída en horas de punta	$\$/kW/mes$	$FNPPA \times PPAT \times P_p + FDPPA \times CDAT - FDFPA \times CDAT$

Donde:

P_e : Precio de nudo de energía en nivel de distribución ($\$/kWh$).

P_p : Precio de nudo de potencia en nivel de distribución ($\$/kW/mes$).

$PNPT$: Precio de nudo de potencia en nivel troncal ($\$/kW/mes$).

CU : Cargo único por uso del sistema troncal ($\$/kWh$).

$CDAT$: Costo de distribución en alta tensión ($\$/kW/mes$).

$CDBT$: Costo de distribución en baja tensión ($\$/kW/mes$).

$CFES$: Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía ($\$/cliente$).

$CFDS$: Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía y medidor de demanda ($\$/cliente$).

$CFHS$: Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía y medidor horario ($\$/cliente$)
 $NHUNB$: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema.

$NHADB$: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución.

$NHUNI$: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema.

$NHUDI$: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de distribución.

$NHUDV$: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base adicional de verano coincidente con la punta del sistema de distribución según la opción BT1b.

$FNPPB$: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.

$FDPPB$: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.

$FNDPB$: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.

$FDDPB$: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.

$FDFPB$: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.

$FNPPA$: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.

FDPPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.

FNDPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.

FDDPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.

FDFFPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.

ANEXO E: Detalle de los parámetros del alimentador del IEEE de 34 nodos.

Tabla 36 Longitud de las líneas

Node A	Node B	longitud (m)	Config.
800	802	131	300
802	806	88	300
806	808	1637	300
808	810	295	303
808	812	1905	300
812	814	1510	300
814	850	1	301
816	818	87	302
816	824	519	301
818	820	2446	302
820	822	698	302
824	826	154	303
824	828	43	301
828	830	1038	301
830	854	26	301
832	858	249	301
832	888	0	XFM-1
834	860	103	301
834	842	14	301
836	840	44	301
836	862	14	301
842	844	69	301
844	846	185	301
846	848	27	301
850	816	16	301
852	832	1	301
854	856	1185	303
854	852	1871	301
858	864	82	302
858	834	296	301
860	836	136	301
862	838	247	304
888	890	536	300

Tabla 37 Parámetros de los transformadores

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	2500	69 - D	12 -Gr. W	1	8
XFM -1	500	12 - Gr.W	0,4 - Gr. W	1,9	4,08

Tabla 38 Parámetros de los reguladores

Regulador ID:	1		
Line Segment:	814 - 850		
Location:	814		
Phases:	A - B -C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2,7	2,7	2,7
X - Setting:	1,6	1,6	1,6
Voltage Level:	122	122	122
Regulador ID:	2		
Line Segment:	852 - 832		
Location:	852		
Phases:	A - B -C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2,5	2,5	2,5
X - Setting:	1,5	1,5	1,5
Voltage Level:	124	124	124

Tabla 39 Cargas puntuales

Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-4
	Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

Tabla 40 Cargas distribuidas a través de la línea

Node A	Node B	Load Model	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-3 kVAr
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
Total			262	133	240	120	220	114

Tabla 41 Capacitancia en paralelo

Node	Ph-A kVAr	Ph-B kVAr	Ph-C kVAr
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Tabla 42 Configuración de las líneas

Config.	Phasing	Phase	Neutral	Spacing ID
		ACSR	ACSR	
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510