

# INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ALIMENTADORES RURALES.

Ricardo Mohr R<sup>1</sup>, Rodrigo Moreno V.<sup>2</sup> y Hugh Rudnick V.D W<sup>3</sup>

## RESUMEN

*El desarrollo de la generación distribuida mediante energía renovable (recursos hídricos, eólicos, geotérmicos), a menudo enfrenta dificultades, por la ubicación geográfica de estos recursos, lejos de los grandes centros de consumos y de las redes de transmisión. Dada su baja capacidad instalada, resulta económicamente óptimo realizar su conexión al sistema eléctrico a través de las redes de distribución. Por otro lado, las redes de distribución rurales no están acondicionadas para recibir estas inyecciones desde sus extremos u otros nodos alejados de la alimentación principal, los cuales están adaptados generalmente para alimentar pequeños consumos en forma radial. Bajo este marco, en este trabajo se presenta una metodología para evaluar la expansión de mínimo costo de un alimentador rural para la instalación de un generador distribuido en él.*

## I. INTRODUCCIÓN.

La preocupación a nivel mundial sobre las consecuencias ambientales que produce la generación de energía eléctrica convencional, particularmente con combustibles fósiles, ha llevado a un interés mundial creciente por reemplazarlas por nuevas tecnologías de origen renovable que contaminen menos. En países como Alemania y España, por ejemplo, el uso de energías renovables para abastecer su matriz energética es considerable (Tabla 1).

Tabla 1. – Participación de energías renovables.

	Participación actual de energía renovables [%]	Participación al 2010 de energía renovables [%]
Alemania	11,6	12,5
España	16,6	30,3

De esta forma, muchos países están creando legislaciones para promover generación distribuida que utilice energías renovables. Estos esfuerzos apuntan a resolver los problemas de abastecimiento de energía y

fomentar el uso de energías no contaminantes, entre otras cosas. A pesar de esto, típicamente estos esfuerzos han probado ser insuficientes debido principalmente a las barreras de entrada que emergen por parte de las redes de distribución donde se conectan. Por esta razón es importante encontrar nuevas formas de incentivar la instalación de este tipo de tecnologías, tanto para distribuidores como para generadores.

Es complejo conectar energías renovables a las redes tradicionales de distribución, principalmente por dos razones. La primera es que las redes de distribución están diseñadas para transportar energía radialmente desde las redes de transmisión a los consumidores. La otra razón es el poder monopólico que tiene la empresa distribuidora para negociar los costos de conexión del generador.

Este trabajo propone una metodología para calcular la ampliación óptima de un alimentador radial, que ocurre debido a la conexión de un generador distribuido (GD). Esta metodología es finalmente aplicada a la conexión

<sup>1</sup> Ingeniero Civil de Industrias con Mención en Electricidad y Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.

<sup>2</sup> Ingeniero Civil de Industrias con Mención en Electricidad y Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile. Ph.D Student, Imperial College London, UK.

<sup>3</sup> Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile. Dr -Ing y M.Sc. de Victoria University of Manchester. Profesor Titular, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile.

de un pequeño generador hidroeléctrico distribuido, en el sur de Chile.

## II. DIFICULTADES PARA LA CONEXIÓN.

La instalación de generación distribuida del tipo renovable, puede producir considerables ahorros [1], [2] o costos adicionales [1], [3], a la empresa distribuidora, dependiendo de la potencia instalada

Las principales dificultades técnicas que acarrea la instalación de generación mediante energías renovables a la empresa distribuidora, se describen a continuación:

- a) Las energías renovables más eficientes, como pueden ser las energías hidráulica, geotérmica y eólica eficiente, a menudo se ubican en sectores geográficos donde los alimentadores de distribución son de baja potencia, principalmente en sectores rurales. Esto se hace más relevante en países en vías de desarrollo. Además estos lugares generalmente se encuentran considerablemente alejados de los grandes centros de consumo. Para un GD renovable, la construcción de una línea propia para la extracción de su energía, no resulta económicamente viable, por lo que su única opción es el uso de las líneas de distribución de una empresa distribuidora. Dependiendo del tamaño de la relación entre la potencia del generador y la potencia del alimentador en que se conectaría, la conexión del generador puede ser perjudicial para la empresa distribuidora, ya que podría incrementar las pérdidas en su red. Dada esta problemática, en algunos casos, la empresa distribuidora simplemente se opone a la conexión de un GD renovable.
- b) La instalación de generación de energía renovable en redes de distribución produce cambios en los flujos de potencia y en las corrientes de cortocircuitos de las redes [5], [6]. Esto trae problemas en la operación de las protecciones de los sistemas de distribución. Por esta razón, la empresa distribuidora al conectar un GD renovable, debe estudiar nuevamente la ubicación de las protecciones para mantener la seguridad del sistema en los niveles exigidos.
- c) La instalación de generación de energía renovable, puede producir alzas no deseadas de voltajes en algunos puntos de la red [5], [7]. Esto complica la instalación de generación renovable, ya que la empresa distribuidora debe realizar estudios

exhaustivos para la conexión de un generador de este tipo.

Como se puede apreciar en los puntos anteriores, existen variadas razones por las que una empresa de distribución podría oponerse a la conexión de un GD. A continuación se describen las soluciones a estos problemas implementadas en cuatro países

## III. EXPERIENCIA INTERNACIONAL.

Como se mencionó anteriormente, existe un gran número de países, principalmente del mundo desarrollado, que están promoviendo la instalación de generación mediante energías renovables, para así disminuir la contaminación ambiental por generación de energía eléctrica. En la Tabla 1 se puede apreciar la generación actual y las metas para el año 2010 en Alemania y España.

Estos países han realizado cambios legislativos considerables para estimular la instalación y la posterior conexión de generadores distribuidos. Para entregar incentivos para ello, han sido utilizados principalmente dos esquemas económicos: "Feed-in system" o sistema de mínimo precio y "Quota model" o certificado verde.

El sistema de mínimo precio obliga a las distribuidoras a conectar a todos los generadores de energía renovable que solicitan la conexión y además la tarifa para su energía es regulada por la autoridad. Por otro lado, los certificados verdes obligan al comercializador a comprar una cierta cantidad de sus ventas a generadores de energía renovable.

Alemania tiene el sistema de incentivo de mínimo precio, donde el generador con energía renovable no necesita pagar su conexión a la red de distribución. La empresa distribuidora reporta estos costos adicionales dentro de los costos de su red, de tal forma que son prorrateados entre todos los consumidores del país, logrando así no perjudicar a los consumidores ubicados en zonas preferentes para la instalación de generadores de energía renovable.

España también utiliza el sistema de mínimo precio para los generadores de energía renovable; cada empresa distribuidora es obligada a conectar al GD renovable que lo solicita, pero sólo cuando la red a la que se conecta es capaz de evacuar la energía. En caso de que la red no sea capaz de evacuar la energía, el generador debe negociar el costo de la expansión directamente con la empresa

distribuidora. Estos costos de expansión son financiados por el generador.

En el caso de Inglaterra existe una regulación gubernamental que establece transparentemente la forma de realizar el cálculo de la expansión de la red para captar la inserción de un GD renovable, siendo todos los costos financiados por el generador. Últimamente se ha visto un intento por beneficiar la conexión de los generadores de energía renovable, obligándolos a pagar por la conexión, pero no por la expansión de la red.

Australia también utiliza un esquema de certificado verde, pero no existe una reglamentación para calcular los costos de expansión de la red, producido por la instalación de un GD renovable. Los generadores deben negociar los costos de conexión directamente con la empresa distribuidora.

De los países analizados, Inglaterra es el único que cuenta con una legislación clara para calcular el costo de la conexión de un GD renovable a la red de distribución. A continuación, se propone una metodología para evaluar el costo de la conexión de un GD renovable a un alimentador radial.

#### IV. METODOLOGÍA DE CONEXIÓN.

Se desarrolla una metodología para calcular los costos de una expansión óptima cuando se conecta un GD a un alimentador rural. Se calcula el valor presente óptimo de costos del alimentador sin considerar el generador y luego se sustrae el valor presente óptimo de costos con el generador. Para esto, se debe encontrar el conjunto de conductores económicamente óptimos que se requieren para abastecer el alimentador con y sin generador instalado. Cuando un GD se instala en un alimentador que tiene un GD previamente instalado, el costo de expansión será calculado sustrayendo el valor presente de costos óptimo del alimentador sin considerar el nuevo generador, menos el valor presente de costos óptimo del alimentador considerando el nuevo generador.

En la Figura 1 se puede apreciar la diferencia en el flujo máximo y mínimo en el alimentador. Como se puede observar, en el caso donde no hay un generador instalado, el flujo máximo se produce cuando el consumo es máximo y el flujo mínimo ocurre cuando el consumo es mínimo. Por otro lado en el caso en que no hay un generador instalado, el flujo máximo ocurre cuando el consumo es mínimo y el flujo mínimo se produce cuando el consumo es máximo.

Esta indicación cobra mayor relevancia en el momento de analizar las caídas de voltaje en el alimentador.

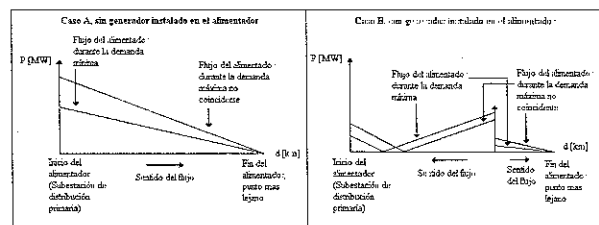


Figura 1 - Flujos de energía en alimentador.

En la figura 2 se divide el alimentador en 2 secciones principales, la sección a-g, que comprende desde el sistema de transmisión al generador, y la sección g-c, que va desde el generador al final del alimentador. La sección a-g puede presentar un "cruce de flujo" o "punto cero" [4] entre la energía del sistema de transmisión y la energía del generador. Por otro lado la energía circulante en la sección g-c corresponde a la suma de la energía proveniente desde el sistema de transmisión y la energía del generador.

Para encontrar el conductor óptimo para cada tramo, se debe determinar el valor presente de los costos de instalación, operación y pérdida que produce cada conductor candidato a ser seleccionado, y luego elegir el más económico para el tramo [6].

Para encontrar el conductor económicamente óptimo es necesario determinar la corriente circulante por el tramo analizado. Para esto, se debe construir la curva de duración de flujo de potencia del tramo. Esto se realiza considerando la generación y el consumo en el alimentador para cada hora del año. La curva de duración puede ser representada de una forma discreta, según se muestra en la figura 3.

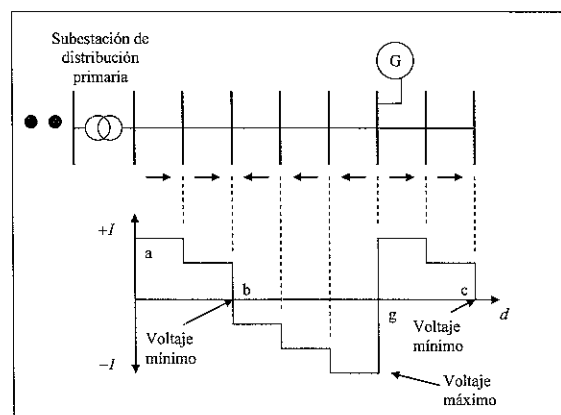


Figura 2 - Ejemplo de flujo de potencia para una condición de operación.

Las curvas de duración son usadas para calcular el flujo de potencia por cada tramo, en cada condición de operación. Ellas muestran la probabilidad de ocurrencia de cada estado posible de consumo y generación. Si el consumo y la generación son considerados independientes, es posible elegir uno entre todos los eventos posibles por hora, para generación y consumo. Para calcular los estados que ocurren en un año, se realiza un sorteo de Montecarlo para cada hora del año. De esta forma se puede obtener una estimación del flujo de potencia horario para cada tramo.

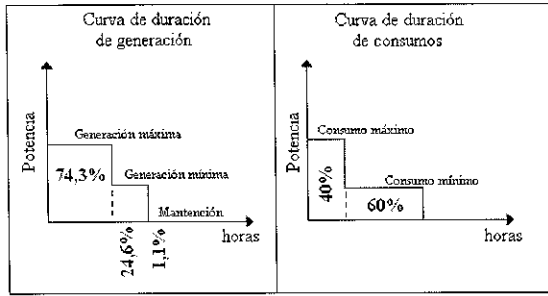


Figura 3.- Curvas de duración

De esta manera, usando este concepto, se puede ver que el flujo de potencia horario en cada tramo puede ser calculado según la ecuación (1).

$$P_i^h = \begin{cases} \sum_{j=i}^n [P_j^{e_c}] - P_G^{e_G} & \text{i entre a y g} \\ \sum_{j=i}^n [P_j^{e_c}] & \text{i entre g y c} \end{cases} \quad (1)$$

donde,

- $P_i^h$  Flujo de potencia en sector  $i$ , en hora  $h$  [W].
- $P_j^{e_c}$  Potencia consumida en barra  $j$ , en estado  $e_c$  seleccionado por un sorteo de Montecarlo [W]
- $P_G^{e_G}$  Potencia generada en el alimentador en estado  $e_G$  seleccionado por un sorteo de Montecarlo [W].
- $n$  Número total de barras

La ecuación (2) muestra la corriente circulante en la hora  $h$  por el tramo  $i$ .

$$I_i^h = \frac{P_i^h}{\sqrt{3} \cdot V \cdot pf} \quad [A] \quad (2)$$

- $I_i^h$  Corriente por sección  $i$ , en hora  $h$  [A]
- $P_i^h$  Flujo de potencia en tramo  $i$ , en hora  $h$  [W]
- $V$  Voltaje fase - fase [V]
- $pf$  Factor de potencia

Entonces, una vez obtenida la corriente circulante por cada tramo, las pérdidas anuales pueden ser aproximadas por la ecuación (3).

$$Loss_i = 3 R_i I_i^2 \Delta t = \frac{3 R_i \sum_{h=1}^{8760} [I_i^h]^2}{10^3} \quad [kWh] \quad (3)$$

- $R_i$  Resistencia total del conductor en tramo  $i$  [ $\Omega$ ]
- $Loss_i$  Pérdidas en tramo  $i$  [kWh]
- $I_i$  Corriente en tramo  $i$  [A]

Entonces, el costo del conductor es calculado evaluando el valor presente de su costo de instalación, operación, y mantenimiento. El valor presente de un ingreso de \$M/año, durante un periodo de  $n$  años y una tasa de descuento igual a  $d\%$ , puede ser determinado multiplicando el ingreso por  $RF_1$ , donde:

$$RF_1 = \frac{1}{d} \left[ 1 - \frac{1}{(1+d)^n} \right] \quad (4)$$

Además, si el ingreso crece a una tasa de  $j\%$ , el factor  $RF_2$  para calcular el valor presente, se puede ver en la ecuación (5)

$$RF_2 = \frac{1 - \left( \frac{1+j}{1+d} \right)^n}{d-j} \quad (5)$$

Asimismo, si la demanda crece  $m\%$  cada año y las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la demanda, el factor  $RF_3$  para calcular el valor presente se puede ver en la ecuación (6) y (7) [8]

$$j = (1+m)^2 - 1 = 2m + m^2 \quad (6)$$

$$RF_3 = \frac{1 - \left( \frac{1 + (2m + m^2)}{1+d} \right)^n}{d - (2m + m^2)} \quad (7)$$

Usando las ecuaciones anteriormente mencionadas, es posible calcular el valor presente de costos de la instalación de un conductor en el tramo  $i$  (numerado desde la barra  $a$  a la  $c$ ). Tal como se mencionó anteriormente, el alimentador debe estar dividido en dos secciones. Entonces, el valor presente de costos entre las barras  $a$  y  $g$  es:

$$PV_i^{cost} = C_i^{inst} + RF_1 C_i^{O\&M} + \frac{3 \cdot R_i \cdot c}{(\sqrt{3} V pf)^2 10^3} \sum_{h=1}^{8760} \left[ RF_3 \left( \sum_{j=1}^n [P_j^{h_e}] \right)^2 \right] \text{ [\$]} \quad (8)$$

El valor presente de costos para los tramos entre g y c es:

$$PV_i^{cost} = C_i^{inst} + RF_1 C_i^{O\&M} + \frac{3 \cdot R_i \cdot c}{(\sqrt{3} V pf)^2 10^3} \times \sum_{h=1}^{8760} \left[ RF_3 \left( \sum_{j=1}^n [P_j^{h_e}] \right)^2 - 2 P_G^{h_e} RF_2 \sum_{j=1}^n [P_j^{h_e}] + RF_1 (P_G^{h_e})^2 \right] \text{ [\$]} \quad (9)$$

donde,

- $C_i^{inst}$  Costo del conductor para el tramo  $i$  [US\$]
- $C_i^{O\&M}$  Costo operacional y de mantenimiento para el tramo  $i$ . [US\$]
- $R_i$  Resistencia total de conductor en tramo  $i$  [ $\Omega$ ]
- $P_j^{h_e}$  Potencia consumida en barra  $j$ , en hora  $h$ , en estado  $e_c$  seleccionado por un sorteo de Montecarlo [W]
- $P_G^{h_e}$  Potencia generada en el alimentador en la hora  $h$ , en estado  $e_g$  seleccionado por un sorteo de Montecarlo [W]
- $V$  Voltaje fase - fase [V]
- $pf$  Factor de potencia
- $c$  Costo de la energía [US\$/kWh]

El conductor más económico para cada tramo, es seleccionado usando la fórmula (9). Sólo se evalúa un conjunto de conductores pertenecientes a un rango probable. Esta metodología también debe considerar el uso de bancos de condensadores, reguladores de voltaje y la protección y expansión del transformador principal que alimenta el alimentador.

Una vez seleccionados los conductores óptimos, es necesario evaluar si la caída de voltaje en el alimentador se encuentra dentro del rango exigido. Los menores voltajes aparecen en los puntos b y c, y los mayores en el punto g (Ver figura 2).

Para conocer los niveles de voltaje en el alimentador, la corriente se puede calcular usando la ecuación (10)

$$I_i = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^n [P_j] - P_G}{\sqrt{3} V pf} & \text{i entre a y g} \\ \frac{\sum_{j=1}^n P_j}{\sqrt{3} V pf} & \text{i entre g y c} \end{cases} \quad (10)$$

- $I_i$  Corriente por tramo  $i$ . [A]
- $P_j$  Potencia consumida en barra  $j$ . [W]
- $P_G$  Potencia generada [W]
- $V$  Voltaje fase - fase [V]
- $pf$  Factor de potencia
- $n$  Número total de barras

Luego, la caída de voltaje puede ser calculada según la ecuación (11) [9]

$$\Delta V_i = \frac{\sqrt{3} I_i (R_i \cos \theta + x_i \sin \theta) L_i}{V_{\max}} \cdot 100 \text{ [%]} \quad (11)$$

- $V_{\max}$  Voltaje fase - fase [V]
- $R_i$  Resistencia del conductor en tramo  $i$  [ $\Omega$ /km]
- $x_i$  Reactancia inductiva del conductor instalado en tramo  $i$  [ $\Omega$ /km]
- $I_i$  Corriente en tramo  $i$ . [A]
- $\Delta V_i$  Caída de voltaje en tramo  $i$  [%]
- $\theta$  Ángulo de factor de potencia
- $L_i$  Largo de la sección  $i$ . [km]

Después de identificar los tramos donde el voltaje se encuentra fuera de rango, se deben tomar algunas medidas de corrección. Existen tres posibles soluciones: instalar condensadores, instalar un regulador de voltaje o cambiar la sección de los conductores. En este trabajo, las tres opciones son evaluadas, en el orden señalado, sin un proceso de selección óptima

La instalación de condensadores en el alimentador es usado para aumentar el voltaje en la red, absorbiendo potencia reactiva del sistema

El tamaño de los condensadores puede ser estimado según la ecuación (12) [9]

$$Q_{C3f} = \frac{V^2 [\%VI]}{x L} \text{ [VAR]} \quad (12)$$

- $V$  Voltaje fase - fase [V]
- $Q_{C3f}$  Potencia reactiva trifásica [VAR]
- $\%VI$  Incremento de voltaje requerido [%]
- $x$  Inductancia reactiva [ $\Omega$ /km]
- $L$  Largo total del alimentador [km]

La segunda solución posible es instalar reguladores de voltaje en el alimentador. Un regulador de voltaje es un autotransformador con un cambiador de derivaciones automático. Es capaz de regular el voltaje de una línea de distribución dentro de un rango de  $\pm 10\%$ . Su

implementación está indicada para controlar las variaciones de voltaje en el alimentador

Algunas veces las soluciones señaladas no son suficientes para mantener el voltaje dentro del rango exigido. En esos casos hay que reemplazar los conductores. Dado que la optimización de un conjunto de conductores, manteniendo las diferencias de voltaje dentro de un rango propuesto, es computacionalmente muy demandante, se propone ampliar los conductores en forma proporcional a la multiplicación del flujo de corriente por la distancia de cada tramo, según se muestra en la ecuación (13).

$$\%VI_i^{\max} = \frac{I_i \cdot L_i}{\sum_{j=1}^n I_j \cdot L_j} \cdot \alpha \quad (13)$$

- $\%VI_i^{\max}$  Incremento máximo permitido de voltaje en tramo  $i$  [%]  
 $I_i$  Corriente en tramo  $i$  [A]  
 $L_i$  Largo tramo  $i$  [km]  
 $n$  Número de tramos del alimentador ( $n^\circ$  de barras - 1)  
 $\alpha$  Parámetro de ajuste.

Finalmente, para encontrar el conjunto de conductores que mantienen la variación de voltaje en el rango permitido, el parámetro  $\alpha$  de la ecuación (13) debe ser cambiado iterativamente hasta encontrar la desviación máxima deseada.

## V. APLICACIÓN A UN MINI GENERADOR HIDRÁULICO.

A continuación se analizan los costos de conexión de un generador de energía renovable (mini generador hidráulico), que desea conectarse a la red de distribución en un sector rural. La potencia mecánica posible de instalar va desde los 200 kW hasta los 6 MW.

El generador a conectar está ubicado, en el ejemplo, en un alimentador rural de 75 km de largo, con un voltaje de 23 kV. El consumo medio del alimentador es de 1,04 MW con un factor de potencia de 0,85. Los conductores instalados en el alimentador se pueden ver en la Tabla 2.

Tabla 2.- Conductores instalados (desde la subestación hasta el último consumidor)

Conductor original	[metros]
Cable Al. AAAC # 1/0 AWG Azusa	47.926
Alambre de cobre # 4 AWG	2.339
Alambre de cobre # 6 AWG	1.607
Alambre de cobre # 4 AWG	1.627
Alambre de cobre # 5 AWG	9.768
Alambre de cobre # 6 AWG	11.996

El alimentador cuenta con 118 barras, la demanda máxima es de 2,1 MW y la tasa de crecimiento de la demanda es de un 3,5% anual.

Dada la longitud del alimentador, para la empresa distribuidora es más económica la instalación de condensadores que la expansión de conductores, para mantener el voltaje dentro de los niveles recomendados. Por esta razón, en este análisis se consideró que el factor de potencia es 0,9 y éste se mantiene para todos los años igual, debido a que la empresa distribuidora debería instalar los condensadores necesarios para cualquier nivel de potencia del nuevo generador.

Para cada potencia de instalación de generación, en los casos en que es necesario, se consideró la instalación de un regulador de voltaje. Además se contempló el diferencial de costo en la ampliación del transformador del alimentador.

Para evaluar el costo de cambio de conductores, se consideró que los postes y aisladores son iguales para el nuevo conductor y los antiguos. Esto debido a que los diámetros de los nuevos conductores evaluados son similares a los que existían originalmente en el alimentador. Por esta razón, este costo no se incluyó en las evaluaciones.

Además se consideró que los costos de operación y mantenimiento de las líneas son iguales, para la empresa distribuidora, con o sin generador instalado en su red. El costo de medición de la potencia inyectada por el generador, se considera incorporado dentro de los costos de operación y mantenimiento de la unidad generadora, por lo que no se incluye en los costos de líneas para la empresa distribuidora.

Finalmente, en la Tabla 3, se pueden ver los costos de expansión de la red para cada nivel de potencia instalada. Como se puede apreciar, para potencias iguales o inferiores a 2,2 MW, la instalación de un generador de energía renovable produce considerable ahorros a la empresa distribuidora.

En la Tabla 4, se puede ver el conjunto de conductores seleccionados, para cada nivel de potencia de generación instalada. Como se puede apreciar, para potencias instaladas superiores a 2,2 MW, la metodología exige cambiar el conductor instalado más largo del sistema, lo que produce un incremento considerable en los costos de ampliación.

Tabla 3.- Costos de ampliación de red.

Pot. Inst Gen. [MW]	Costo Perálidas [CL\$]	Costo Conductor [CL\$]	Costo reguladores de voltaje [CL\$]	Costo cambio Transformador [CL\$]	Costo Total [CL\$]	Diferencia de costo total con red óptima SG [CL\$]
SG instalado	267.691.710	4.463.205	29.352.644	0	301.507.560	0
0,20	215.026.629	2.862.782	26.684.222	0	244.593.633	-56.913.926
0,40	178.164.931	579.422	20.048.251	0	198.792.604	-102.714.955
0,60	148.573.498	5.675.009	15.062.548	0	169.311.055	-132.196.505
0,80	127.066.069	12.455.453	12.443.387	0	151.969.938	-149.537.622
1,00	123.052.073	12.995.958	10.287.923	0	146.335.954	-155.171.606
1,20	124.385.231	20.752.622	8.502.416	0	153.640.268	-147.867.291
1,40	122.650.200	40.179.936	7.026.790	0	169.896.926	-131.610.633
1,60	142.423.321	43.452.997	5.207.284	0	191.084.182	-109.823.377
1,80	149.254.676	68.340.382	5.273.331	0	222.874.389	-80.633.171
2,00	181.390.019	70.954.570	4.353.084	0	256.707.672	-44.793.888
2,20	217.639.434	79.644.000	3.956.440	0	301.249.873	-257.686
2,40	197.682.948	247.009.047	3.276.049	0	447.970.045	152.320.584
2,60	241.612.791	247.484.493	2.990.045	0	492.077.334	198.192.568
2,80	240.617.142	295.524.568	0	0	536.141.709	244.019.515
3,00	270.279.922	309.224.584	0	0	579.504.506	289.116.824
3,20	317.840.239	309.224.584	0	0	627.064.824	336.579.554
3,40	369.961.760	309.224.584	0	0	679.186.345	392.785.936
3,60	389.009.538	345.994.105	0	24.487.311	758.490.952	475.262.728
3,80	402.998.086	384.250.596	0	24.487.311	811.735.993	530.837.571
4,00	362.048.736	531.760.388	0	24.487.311	916.296.435	541.460.431
4,20	396.722.937	544.166.002	0	24.487.311	965.376.250	590.428.438
4,40	382.121.049	605.012.527	0	24.487.311	1.011.620.887	738.517.890
4,60	413.919.803	617.029.363	0	24.487.311	1.055.436.298	784.085.888
4,80	457.670.476	619.398.888	0	24.487.311	1.101.556.674	832.051.079
5,00	334.659.402	779.938.380	0	24.487.311	1.139.085.093	871.060.835
5,20	367.442.268	779.938.380	0	24.487.311	1.171.867.957	905.174.813
5,40	401.828.998	779.938.380	0	24.487.311	1.206.255.899	940.398.055
5,60	437.822.938	779.938.380	0	46.993.682	1.264.754.340	1.001.777.171
5,80	473.420.055	779.938.380	0	46.993.682	1.302.352.307	1.040.878.538
6,00	514.622.401	779.938.380	0	46.993.682	1.341.554.843	1.081.648.367

Tabla 4.- Conductores instalados.

Tipo de conductor	Largo [km]	Tipo de conductor	Largo [km]	Tipo de conductor	Largo [km]
<b>Sin generador</b>					
Azusa	48.567	<b>1,4 MW pot. instalada</b>			
Phlox	2.516	Azusa	48.567	Daisy	63.287
Poppy	2.516	Poppy	9.032	Canna	11.996
Copper n°5	10.028	Copper n°5	2.18	<b>3,8 MW pot. instalada</b>	
Rose	11.636	Poppy	7.488	Daisy	63.287
<b>0,2 MW pot. instalada</b>					
Azusa	48.567	Phlox	11.996	Meadowswee	11.996
Phlox	1.147	<b>1,6 MW pot. instalada</b>			
Aster	0.745	Azusa	48.567	<b>4 MW pot. instalada</b>	
Poppy	0.549	Poppy	3.055	Tulip	51.083
Iris	1.967	Aster	7.745	Canna	12.184
Copper n°5	10.028	Phlox	3.89	Meadowswee	11.996
Rose	11.636	Daisy	11.996	<b>4,2 MW pot. instalada</b>	
<b>0,4 MW pot. instalada</b>					
Azusa	48.567	<b>1,8 MW pot. instalada</b>			
Aster	2.405	Azusa	48.567	<b>4,4 MW pot. instalada</b>	
Poppy	0.258	Poppy	2.516	Tulip	12.001
Iris	0.602	Aster	0.549	Canna	39.431
Rose	1.767	Phlox	11.636	Meadowswee	29.831
Copper n°5	10.028	Daisy	11.996	<b>4,6 MW pot. instalada</b>	
Rose	11.636	<b>2,2 MW pot. instalada</b>			
<b>0,6 MW pot. instalada</b>					
Azusa	48.567	Azusa	48.567	<b>4,8 MW pot. instalada</b>	
Poppy	2.516	Aster	2.516	Canna	50.34
Iris	0.349	Phlox	4.666	Meadowswee	24.923
Rose	2.167	Oxip	3.598	<b>5 MW pot. instalada</b>	
Copper n°5	10.028	Daisy	15.868	Meadowswee	75.263
Iris	11.836	<b>2,4 MW pot. instalada</b>			
<b>0,8 MW pot. instalada</b>					
Azusa	48.567	Azusa	48.567	<b>5,2 MW pot. instalada</b>	
Poppy	2.516	Phlox	51.23	Meadowswee	75.263
Iris	0.147	Oxip	0.402	<b>5,4 MW pot. instalada</b>	
Rose	2.369	Daisy	23.631	Meadowswee	75.263
Copper n°5	10.028	<b>2,6 MW pot. instalada</b>			
Poppy	11.996	Phlox	50.972	<b>5,6 MW pot. instalada</b>	
<b>1 MW pot. instalada</b>					
Azusa	48.567	Oxip	0.111	Meadowswee	75.263
Poppy	2.516	Daisy	24.18	<b>5,8 MW pot. instalada</b>	
Iris	0.147	<b>2,8 MW pot. instalada</b>			
Rose	2.369	Oxip	24.419	Meadowswee	75.263
Copper n°5	9.668	Daisy	50.844	<b>6 MW pot. instalada</b>	
Poppy	11.996	<b>3 MW pot. instalada</b>			
<b>1,2 MW pot. instalada</b>					
Azusa	48.567	Daisy	75.263		
Poppy	2.516	<b>3,2 MW pot. instalada</b>			
Iris	2.516	Daisy	75.263		
Copper n°5	9.668	<b>3,4 MW pot. instalada</b>			
Aster	11.996	Daisy	75.263		

VI. CONCLUSIONES.

Este trabajo propone una metodología para calcular el costo de la expansión de un alimentador rural radial, requerida por la instalación de un generador distribuido,

particularmente un generador de energía renovable. Esta metodología tiene la ventaja de producir resultados precisos y relativamente sencillos de calcular. Además esta metodología puede ayudar a decidir qué potencia de generación instalar en un alimentador, basado en un esquema de máxima utilidad.

Este trabajo cobra especial relevancia al evaluar un generador distribuido que utiliza energía renovable y que está ubicado en un lugar alejado de los grandes centros de consumo.

Por último se debe mencionar que la metodología compara el costo de ampliación con una inversión óptima a realizar por la empresa distribuidora. La inversión óptima calculada puede no ser necesariamente la que se encuentra instalada. De esta forma se puede afirmar que esta metodología no reconoce, y por lo tanto no financia, las ineficiencias que podría poseer la empresa distribuidora. Esto es coherente con los esquemas de incentivos eficiente prevalente en Latinoamérica, especialmente con el esquema de empresa modelo (yardstick competition) predominante en Chile [12].

VII. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Pathomthat, Ch., Ramakumar, R., *An approach to quantify the technical benefits of distributed generation*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol 19, No 4, December 2004.
- [2] Daly, P A., Morrison, J., *Understanding the potential benefits of distributed generation on power delivery systems*”, Rural Electric Power Conference 2001, 29 April-1 May, 2001.
- [3] Harrison, G., Piccolo, A., Siano, P., Wallace, A.R., *Exploring the tradeoffs between incentives for distributed generation developers and DNOs*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 22, No 2, May 2007
- [4] Willis, H.L., *Analytical methods and rules of thumb for modeling DG distribution interaction*, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, , vol. 3, pp 1643-1644, 16-20 July 2000
- [5] Baghzouz, Y., *Some General Rules for Distributed Generation- Feeder Interaction*’, IEEE/PES General Meeting, Montreal, Canada, June 18-22, 2006
- [6] Doyle, M.T., *Reviewing the Impacts of Distributed Generation on Distribution System Protection*, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 1, pp 103-105, 2002

- [7] Dai, C., Baghzouz, Y., *On the Voltage Profile of Distribution Feeders with Distributed Generation*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2003, vol 2, pp 1140, 13-17 July 2003.
- [8] Mandal, S., Pahawa A., "Optimal Selection of Conductors for Distribution Feeders", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 17, No 1, Feb. 2002.
- [9] Gönen, T., "Electric Power Distribution System Engineering", McGraw-Hill Book Company, 1986
- [10] Strbac, G., Mutale, J., Pudjianto, D., "Pricing of distribution networks with distributed generation" 2005 International Conference on Future Power Systems, 16-18 Nov. 2005
- [11] Barker P., De Mello R., "Determining the impact of Distributed generation on Power system: part I – Radial Distributions systems", PES Summer Meeting, IEEE, 2000, Vol 3, pp 1645-1656.
- [12] Rudnick, H., Arnau, A., Mocarquer, S., & Efrain Voscoboinik, E., "Stimulating Efficient Distribution - Incentive Price Regulation Stimulates Efficiency in Electricity Distribution in Latin America", *IEEE Power & Energy*, July/August 2007, pp.50-67
- [13] Mohr, R., *Inserción de generadores de energía renovable en redes de distribución*, Tesis de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2007.