

# Generación Distribuida (GD): Nuevo Paradigma de la Industria Eléctrica

## Efecto sobre las Pérdidas, la Energía Reactiva y la Tensión

Francisco M. Gonzáles-Longatt <sup>(\*)</sup>, *Profesor Asistente*

Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada  
Maracay, Venezuela, +58 (414) 590-6651, +58 (243) 5546954, Fax: +58 (243) 5546364  
[flongatt@hotmail.com](mailto:flongatt@hotmail.com)

<sup>(\*)</sup> Actualmente está de permiso completando el Doctorado en Ingeniería en la Universidad Central de Venezuela  
Caracas Venezuela, +58 (212) 6053231, [flongatt@elecisc.ing.ucv.ve](mailto:flongatt@elecisc.ing.ucv.ve)

**Abstract** - *In this work the planning and design philosophies of Power Systems are discussed, analyzing the situation over the past 50 years and the changes new technologies have introduced such as Distributed Generation (DG). The influence of DG in the distribution network losses and possibility of controlling the voltage by reactive power injection are discussed with the analysis simple demonstrative network.*

**Keyword** - *Distributed generation (DG), distribution networks, reactive power, losses*

### Revisión Histórica

Cuando la Industria Eléctrica comenzó su actividad, la necesidad de energía eléctrica en un sitio, en general, fue satisfecha por las compañías municipales que instalaron sus generadores localizados de acuerdo con las necesidades específicas de los sistemas de distribución [1]. Se puede decir entonces, que la Industria Eléctrica se inicia usando *generación distribuida* (GD), es decir, *generación directamente instalada muy cerca de la demanda* [2]. La generación era planificada para satisfacer la demanda, con un cierto margen de reserva por razones de seguridad. Tiempo después, el incremento de la demanda fue satisfecho instalando enormes plantas de generación, generalmente cercanas a las fuentes de energía primaria (por ejemplo, minas de carbón, ríos, etc.). Las economías de escala entre una planta de generación grande y una pequeña, junto con el hecho que el margen de reserva para el primer caso es menor si se compara con una instalación en modo distribuido para la misma potencia, dieron por consiguiente la concepción tradicional actual de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) [3]. En otras palabras, en un SEP con grandes generadores, la energía debe ser transportada hacia la demanda empleando grandes redes de transmisión. Esta lógica de desarrollo sistemáticamente ha sido promovida por el hecho que los costos del sistema de transmisión han sido más pequeños que las ganancias generadas por las economías de escala en la generación [4]. Por lo tanto, las economías de escala en la generación y el hecho que su cantidad ha sido de tal tamaño que sobrepasa los gastos de inversión de transmisión, han sido los factores determinantes que han definido la topología actual de los sistemas eléctricos de potencia. Finalmente, como consecuencia del gran tamaño de las plantas de generación, en casi todos los países, la integración y la

formación de monopolios han sido una consecuencia directa de la política que solo las grandes inversiones podrían ser afrontado por los gobiernos y, por esta razón, la mayoría de ellos eran los dueños exclusivos que controlaron los SEP [5].

### Paradigma Tradicional de los SEP

Hoy día, los SEP son el resultado del paradigma tradicional que ha tenido vigencia por más de cincuenta años: grandes plantas de generación, generalmente ubicadas lejos de donde el centro demanda de potencia se ubica y, grandes redes de transmisión que llevan la potencia generada hasta los sitios de consumo [1]. En el paradigma tradicional, la producción de electricidad en la Industria Eléctrica consiste en un proceso que tiene cuatro actividades o segmentos (la generación, la transmisión, la distribución y el consumo). Este paradigma define entonces cuatro niveles de operaciones dentro del SEP, que es mostrado en la Figura 1.

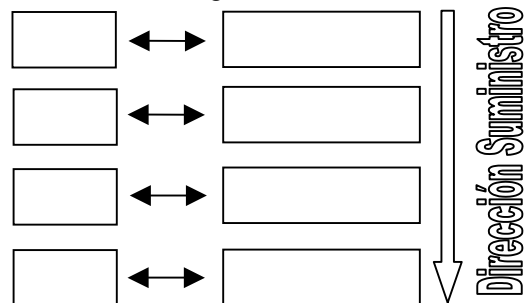


Figura 1. Concepción tradicional de un SEP [3]

Se conoce desde los inicios de la Industria Eléctrica que ésta experimenta un crecimiento continuo debido al hecho que la demanda de electricidad crece de un modo sostenido (típicamente). Esto claramente, lleva consigo un aumento de la generación de electricidad de un modo constante. En el paradigma tradicional, el crecimiento del sistema implica la instalación de plantas de nuevas generación en el Nivel 1 (ver Figura 1) en modo más o menos continuo, la consecuente ampliación en la transmisión y la respectiva ampliación de red de distribución de un modo sostenido. Con este paradigma se conformaron organizaciones muy intensivas en capital, de propiedad concentrada y estructuradas verticalmente. En consecuencia, los servicios prestados en cada uno de los

segmentos, generación (producción), transmisión (transporte en alta tensión) y distribución (transporte en media y baja tensión) de energía eléctrica eran proporcionados, en forma integrada, por la misma empresa [8]. Como consecuencia de ello, el proceso de toma de decisiones se basa en una planificación centralizada [1]. Una Industria Eléctrica verticalmente integrada produjo entonces, en la mayoría de los países, la constitución de empresas eléctricas monopólicas, cuya propiedad y administración corría por cuenta del Estado estando regidas por el Derecho Público [8].

### Causas de la Ruptura del Paradigma Tradicional

El crecimiento del mercado eléctrico, el desarrollo del mercado financiero y, el acelerado progreso técnico; han hecho posible que el tamaño óptimo de las inversiones nuevas en la generación disminuya en relación con el tamaño del mercado y a la capacidad financiera privada. Por consiguiente, han aparecido condiciones nuevas en el sector de generación, haciéndolo capaz de ser coordinado por el mercado [6]. Además, los procesos de desregulación, que han aparecido en el mundo entero, han hecho esto posible, promoviendo la competencia en la generación. Un cambio radical ha aparecido en el comportamiento de los costos de generación en las pasadas décadas, debido a los cambios tecnológicos. En el Figura 2, se muestra la curva de costos de las plantas térmicas sobre el período 1930 -1990 [6].

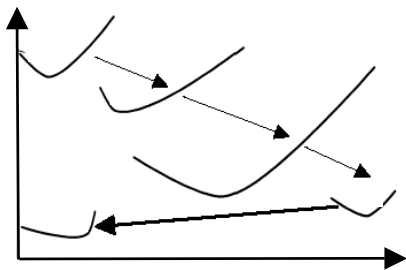


Figura 2. Curvas de Costos de Plantas de Generación Térmicas contra Potencia (1930-1990) [6]

El análisis del comportamiento de los costos para la planta de generación térmica contra la potencia instalada en MW (Figura 2), revela que mientras hasta 1980 el costo mínimo por MW era obtenido aumentando el tamaño de la planta de generación, hacia el año 1990 un cambio de éste comportamiento fue producido, debido a que se mejoraron los costos para rangos bajos de potencia. Por otra parte, si se observa el comportamiento de la eficiencia de las diferentes tecnologías de generación de hoy en día, contra el tamaño de la planta (ver Figura 3), se puede evidenciar que para unos casos, como las plantas de gas, no se han producido cambios importantes en la eficacia para diferentes tamaño o capacidad de potencia del generador [3].

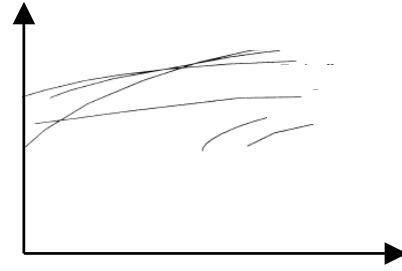


Figura 3. Eficiencia versus Potencia del Generador para Diferentes tipos de tecnologías. [6]

Es importante resaltar que en el pasado, la situación no era así, sino por el contrario, las diferencias en la eficiencia era significativa con la variación del tamaño de la planta. Por consiguiente, la situación ha cambiado en lo que concierne al comportamiento de la eficiencia de las plantas respecto al pasado como es el caso particular de los Ciclos Combinados [1]. Hoy en día, hay tecnologías que permiten la generación de electricidad, empleando plantas clasificadas como relativamente pequeñas en lo que concierne a la generación convencional, y sus costos son más bajos por cada MW instalado. Esto es un cambio tecnológico que tiene una importancia designada como estratégica debido a que la relación de eficiencia-potencia fue quien dictó en el pasado la economía de escala de los sistemas de generación. Considerando esta nueva situación, impulsada por la evolución tecnológica, los factores básicos que económicamente justificaban las grandes plantas en el pasado, se perdió. Una evidencia en el cambio que se ha llevado a cabo en la concepción de la planta de generación puede ser ilustrada en la Figura 4, donde se muestra la evolución de la capacidad de esas plantas en los Estados Unidos.

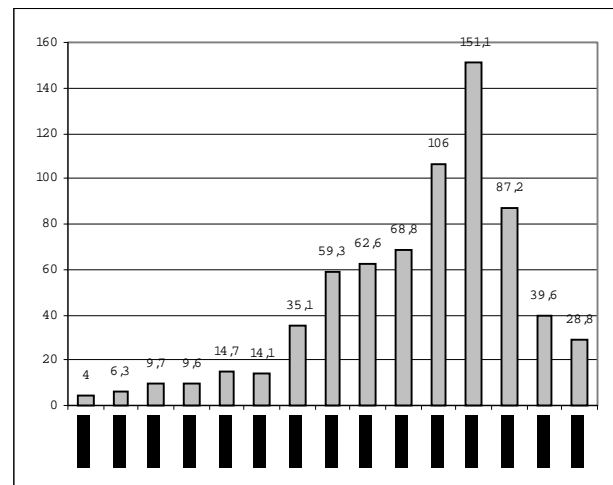


Figura 4. Tamaño promedio de las Plantas de Generación Térmicas en EE.UU (1920-1994). Muestra de 13566.

Fuente: Strbac, Goran. *Pricing of Networks with Embedded Generation. Seminar 3: Embedded Generation –Realising the Potential for Network Benefits.* England, Eonnect Ltd., 1999.

De la Figura 4, puede observarse que el tamaño de las plantas generación creció en el periodo 1920-1949 a una proporción anual cercana a 5.5%. Luego, en las siguientes décadas la rata se incremento a 17%; disminuyendo en las décadas posteriores. Sin embargo, en los años 70 se incrementó extraordinariamente con un pico en el tamaño promedio de las plantas de 151.1 MW. Este tiempo representa la era de las plantas nucleares y las de carbón. A partir de la década de los 80, la aparición de la tecnología a gas, y el final de la era nuclear, se produce un completo cambio en el desempeño observado en las décadas previas. Como se puede ver, la pendiente de la curva en este caso es negativa, alcanzando en el año de 1994, valores menores a 30 MW en el tamaño promedio de las plantas de generación [1].

### Paradigma Nuevo de los SEP

En el paradigma tradicional de los SEP, cuando la demanda crece en el tiempo, ésta es atendida con el aumento en la capacidad de generación (Nivel 1, Figura 1), y las correspondientes expansiones en los sistemas de transmisión. Pero los aspectos tecnológicos, además de otra serie de factores, han motivado un cambio en el paradigma de los sistemas de potencia. La nueva concepción de la Industria Eléctrica, apunta a que la generación no es exclusiva del Nivel 1 y el flujo de potencia no es unidireccional como en la Figura 1. Al contrario, se tiene un esquema como el mostrado en la Figura 5.

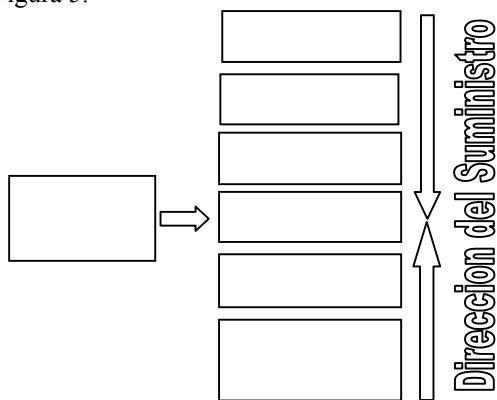


Figura 5. Nuevo Paradigma de la ISE [3]

Una diferencia evidente con respecto al paradigma tradicional, es que se rompe la unidireccionalidad del sentido del suministro y se considera la generación no centralizada. Se incorpora la generación distribuida (*DG: Distributed Generation*) y la auto-generación, esta última corresponde a aquellos casos en los cuales los consumidores producen la energía eléctrica para su propio consumo, aunque se debe acotar, que este tipo de generación puede ser considerada como GD. El grupo de trabajo del International Council on Large Electric Systems [2] ha puesto su definición de GD

considerándola como: No es centralmente planificado, No es centralmente despachado, Usualmente conectado a la red de distribución, Más pequeño entre 50 a 100 kW.

De tal modo existen ciertos factores determinantes que hacen mostrar fuertes diferencias con respecto al paradigma de la Industria Eléctrica del pasado [6]. Dentro de este nuevo paradigma, el crecimiento de la demanda puede ser cubierto de dos modos [1]:

- Colocando generación convencional y expandiendo los sistemas de transmisión.
- Colocando Generación Distribuida.

La decisión correcta depende de la solución de un problema técnico-económico. Algunas consideraciones generales pueden ser llevadas a cabo. Una gran central moderna conectada en la red de transmisión siempre será más eficiente que una pequeña central moderna distribuida (las economías de escala existen cuando se aumentan las dimensiones de un generador en múltiples magnitudes). Sin embargo, en una de las magnitudes claves, la eficiencia, las diferencias pueden no ser muy importantes, tal como se observa en la Figura 3. Sin embargo, si la decisión es emplear potencia en plantas de generación antiguas, los costos asociados probablemente serán más mayores que si se instala una nueva planta de generación distribuida. Esto es debido al hecho de que una de las características de la generación distribuida es que son fabricadas de una manera estándar y son de fácil instalación en el sitio, lo cual reduce notablemente sus costos (“enchufe y use”, “*plug and play*”)

Para cada una de las opciones, los costos exactos deben ser evaluados, tanto para la planta GD como para la planta de generación convencional más la red de transmisión asociada a ella, incluyendo los costos de inversión, operación y mantenimiento, y pérdidas eléctricas acumuladas. Como se muestra en la Figura 5, la generación distribuida, se ubica cerca de donde está la demanda, y no emplea redes de transmisión, por lo que se evitan estos costos asociados. Es importante notar también que mientras los costos globales de construcción de redes transporte, los costos de derecho de paso, la estética y los elementos de diseño han aumentado, por el contrario los costos de las plantas de generación distribuida han disminuido debido a su estandarización y gran modularidad [4].

Además de las consideraciones anteriores, se debe tener en cuenta que el GD presenta las siguientes ventajas adicionales a los sistemas eléctricos [6]:

- Reduce las pérdidas en la red de distribución.
- Incrementa la confiabilidad en la fuente de suministro de electricidad.
- Provee control de energía reactiva y regulación de voltaje en la red de distribución.
- Generación no contaminante usando fuentes renovables. (*RDG – Renewable Distributed Generation*).

- Descentralización y atomización de la propiedad en el sector de generación, una característica fundamental para propiciar la competencia.

Como se puede apreciar, la GD presenta algunas ventajas comparativas sobre la generación convencional central, sin embargo, la decisión dependerá de los resultados de un detallado estudio para el caso particular en consideración.

### Pérdidas en la Red de Distribución

La disminución de las pérdidas eléctricas en los sistemas de transmisión y distribución, es un elemento de interés para la Industria Eléctrica ya que corresponden con la energía que se deja de vender e inversiones que no se recuperan. Como la característica fundamental de la industria eléctrica moderna es la competencia, se hace necesario un programa de reducción de pérdidas para lograr un sistema eléctrico más eficiente. Para ilustrar el efecto de la GD sobre las pérdidas en la red eléctrica de distribución [12], considérese un circuito radial simple alimentado por un extremo desde un punto de conexión (T) y alimenta dos cargas ( $D_1 = 200 \text{ kW}$  y  $D_2 = 200 \text{ kW}$ ) conectadas en los puntos A y B, como se muestra en la Figura 6.

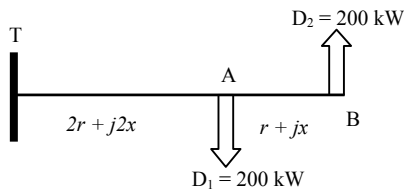


Figura 6. Red de Distribución Radial

Supóngase que la distancia entre el punto de alimentación (T) y el punto de conexión es el doble de la distancia entre el punto A y B. Las impedancias son mostradas en la Figura 6 ( $Z_{TA} = 2Z_{AB}$ ).

Por simplicidad de la demostración, se consideran:

- Las magnitudes de los voltajes de todas las barras son 1 p.u.
- Las caídas de tensión son despreciables.
- Se considera que la resistencia del circuito alimentador es mucho mayor que su reactancia ( $r \gg x$ ).

Se toma como potencia base de los cálculos 100 kW, y un valor para la resistencia de  $r = 0,001 \text{ p.u.}$

Las pérdidas (*losses*) de potencia activa del sistema viene dado por:

$$losses = rI^2 \quad (1)$$

Con las hipótesis realizadas es sencillo demostrar que las pérdidas en una línea (*losses*) pueden ser calculadas multiplicando el valor de la resistencia (*r*) por el cuadrado del flujo de potencia activa por la línea (*p*):

$$losses = rp^2 \quad (2)$$

Bajo las condiciones de demanda ( $D_1$  y  $D_2$ ) en los puntos A y B, el flujo de potencia queda dado por la Figura 7.

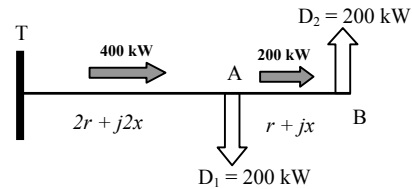


Figura 7. Flujos de Potencia condición normal

Las pérdidas totales de potencia activa de la red en este caso resultan ser:

$$losses_1 = 4^2(2 \times 0,001) + 2^2(0,001) = 0,036 \text{ pu}$$

Es decir, en esta condición las pérdidas resultan ser 3,6 kW.

Ahora, si se coloca un fuente de generación (G), con capacidad de 400 kW, conectada al punto C, con un alimentador tal que la distancia entre el punto A y el punto B es la misma que entre B y C, y que además la distancia entre T y A es el doble que entre A y B. En el caso de la incorporación de generación distribuida, los flujos de potencia activa se muestran en la Figura 8.

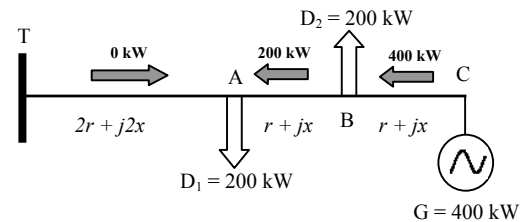


Figura 8. Flujos de Potencia, condición normal, con generación entregando 400 kW

Para este caso las pérdidas totales ( $losses_2$ ) en la red resultan:

$$losses_2 = 0,001(2^2 + 4^2) = 0,02 \text{ pu}$$

siendo 2kW.

De lo antes expuestos se concluye que para el caso particular de la red de distribución ilustrativa, la presencia del generador local (G), reduce las pérdidas de 3,6 kW a 2 kW, lo que indica una disminución de 44%. Este resultado demuestra el efecto que sobre las pérdidas produce la redistribución de los flujos en una red dada al instalar un generador local. Por otra parte, es importante observar, sin embargo, que para el caso del generador local conectado, existe un valor de potencia inyectada por él para el cual las pérdidas comienzan a ser mayores a las obtenidas en el caso en que no existe generador o en que su inyección de potencia sea nula. De allí que existe un valor de potencia inyectada por el generador local para el cual las pérdidas son mínimas. Este valor de potencia se puede calcular y está en el orden de los 250 kW, resultando un nivel de pérdidas un poco mayor a 1 kW.

En conclusión, la generación local dentro de la red de distribución redistribuye los flujos de potencia en la red

de transmisión que la alimenta y por lo tanto modifica las pérdidas eléctricas en ésta.

### Energía Reactiva y Regulación de Tensión

Ningún sistema de potencia real puede mantener el voltaje al valor nominal en los equipos todo el tiempo, sino que por el contrario presenta continuas variaciones que deben ser controladas [10] para que se mantengan dentro de cierta tolerancia que define la calidad del producto suministrado. Son variados los métodos para el control de la tensión ( $V$ ) y la potencia reactiva ( $Q$ ), siendo muy típico el uso transformador con cambiador de tomas (*tap-changer*) en las redes de distribución, para controlar el voltaje secundario [11]. Un ejemplo típico es el sistema de distribución que se muestra en la Figura 9.

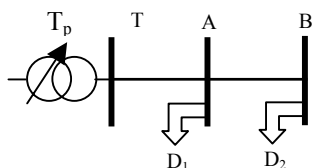


Figura 9. Red de distribución radial simple sin GD

La regulación de tensión es obtenida controlando la posición de la toma del transformador  $T_p$ ; para que se satisfaga:

- Para la máxima demanda en  $D_2$ , la tensión en la barra B debe estar por encima del mínimo permitido.
- Para la mínima carga del alimentador, el valor de la tensión en cualquier barra debe estar por debajo del máximo permisible.

Considérese un generador conectado en el extremo final del alimentador radial, como se muestra en la siguiente figura.

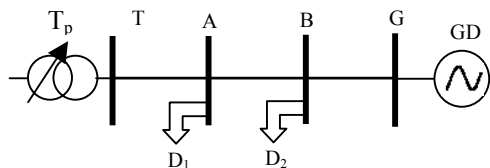


Figura 10. Red de distribución radial simple con generación distribuida

La presencia del generador (G), modifica los flujos de potencia en la red, y en consecuencia el perfil de tensiones. Si el generador inyecta energía a la red, los voltajes tenderán a subir; siendo afectado esto por:

- El nivel de inyección de potencia.
- Ubicación del generador.
- Distribución de la carga en la red.
- Impedancias de la red.
- Tipo y tamaño del generador.
- Magnitud, dirección y sentidos de los flujos de potencia activa en la red.

La magnitud del voltaje en la barra B, puede ser controlado modificando el punto de operación del generador (G). Se considera que el generador inyecta una potencia  $\bar{S} = P + jQ$  en por unidad.

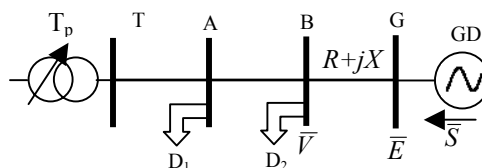


Figura 11. Red de distribución radial simple con generación distribuida

Siendo la magnitud en por unidad de los voltajes en la barra B y G :  $|\bar{V}|$ , y  $|\bar{E}|$  respectivamente. La diferencia escalar de los voltajes entre las dos barras B y G queda dada por:

$$\Delta|\bar{V}| = |\bar{E} - \bar{V}| \quad (3)$$

$$\Delta|\bar{V}| \cong \frac{RP + XQ}{|\bar{E}|} \quad (4)$$

De (4) se observa que el nivel de tensión  $|\bar{V}|$ , puede ser controlado variando la potencia reactiva  $Q$ , del generador. Si el generador entrega potencia reactiva ( $Q < 0$ ), es posible obtener que  $\Delta|\bar{V}| = 0$ . En las redes de distribución y las líneas cortas donde  $X \gg R$ , este método de control de voltaje resulta efectivo, ya que  $Q$  determina la diferencia  $\Delta|\bar{V}|$ . En redes subterráneas ( $X \ll R$ ) y en particular para cables de baja tensión, este método de control no funciona. En conclusión, la GD proporciona un mecanismo adicional para el control de la tensión en el sistema de distribución.

### Conclusiones

La proporción de GD en redes eléctricas de potencia se ha ido incrementando, y se espera que esta situación continúe en el futuro cercano, motivado a un cambio en el paradigma de la Industria Eléctrica. Los recientes avances tecnológicos han polarizado la preocupación por la eficiencia y la calidad del servicio prestado. Por otra parte, esos mismos avances han dado lugar a la disminución o desaparición de las economías de escala, particularmente en generación, lo que ha dado lugar a la desaparición de su carácter de monopolio natural. La transformación de la Industria Eléctrica busca, a partir de la introducción de la competencia, la mejora de la eficiencia global del sistema y el beneficio final de los usuarios.

El final de los 80 y los inicios de los 90 definen el comienzo del cambio, tanto en países desarrollados como en vías de desarrollo, esto debido a diversas razones, pero en definitiva se esta abandonado la idea de una Industria Eléctrica verticalmente

integrada y se está adoptando el nuevo modelo, donde la GD forma un importante agente. Una competencia abierta entre la generación centralizada y la GD ha comenzado, siendo las redes de transmisión y las de distribución un elemento diferenciador en los precios. La electricidad producida por la GD actualmente puede tener un mayor costo que la producida por la generación central, pero la generación centralizada (tradicional) requiere de redes de transmisión y distribución, mientras que la GD, frecuentemente localizada cerca de las cargas, requiere menos elementos de transformación. De hecho, esta ubicación, es muy positiva, ya que además de descongestionar las redes de transmisión y de distribución, disminuyendo las pérdidas totales de potencia activa, ésta le permite un control (restringido por la relación X/R) del perfil de tensiones de las barras cercanas.

En definitiva, la GD es en el futuro cercano un elemento seriamente a considerar, y cuyo impacto debe ser medido cuidadosamente sobre el desempeño de los sistemas de potencia.

### **Referencias Bibliográficas**

- [1] Vignolo, M, Zeballos R. *Transmission Networks or Distributed Generations?*, IASTED, EUROPE 2001, Grecia, Junio 2001.
- [2] CIGRE, Working Group 37.23. "Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System", 1999.
- [3] González, F. *Tecnologías de Microfuentes (Micro-Sources) disponibles actualmente para la Generación Distribuida (DG)*. Trabajo de Ascenso, UNEFA, 2002
- [4] Willis, H., Lee Scott., & Walter G. (2000). *Distributed Power Generation. Planning and Evaluation*. Marcel Dekker Inc.
- [5] Bitrain, E. y Saavedra. "Rol Regulador y Empresarial del Estado" (The Regulator and Enterprise Role of the State), Oscar Muñoz, "Hacia el Estado Regulador" (Towards the Regulating State), Chile, CIEPLAN, 1993.
- [6] Hunt, Sally and Shuttleworth, Graham. *Competition and Choice in Electricity*. (England, John Wiley & Sons, 1996).
- [7] Wood, A. y Wollemborg B. *Power Operation and Control*. (England, John Wiley & Sons, 1984).
- [8] Zeballos R., Vignolo, M "La Transformación del Sector Eléctrico. Nuevas Oportunidades para empresarios y consumidores".
- [9] Zeballos R., Vignolo, M. La generación distribuida en el mercado eléctrico uruguayo.
- [10] Beeman, D. *Industrial Power Systems*. Mc Graw Hill. 1955.

- [11] Weedy, B. M. *Electric Power Systems*. John Wiley and Sons. 1975.
- [12] Mutale, J., Strbac, G., Curcic, S. and Jenkins, N. (2000). Allocation of losses in distribution systems with embedded generation, *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.* Vol. 147, No.1, 1-8.
- [13] Vignolo, M. The influence of Market. Regulations in the Development of Distributed Generation. IEEE Paper, 2001