



Identificación del Trabajo	
Área:	Energía
Categoría:	Alumno
Regional:	Santa Fe

Selección del emplazamiento para instalación de generación distribuida en un corredor radial de 132 kV. Evaluación según estudios eléctricos en régimen estacionario.

Emmanuel SANGOI, Marcos CEA

Grupo de Control y Seguridad Eléctrica (CySE), Facultad Regional Santa Fe, UTN

E-mail de contacto: emsangoi@gmail.com

Este trabajo ha sido realizado bajo la dirección de los Ing. Andrés Zóttico y Ulises Manassero, en el marco del proyecto PID 25/O147 "Técnicas Numéricas de Estimación y Optimización: Aplicaciones en Problemas de Nanotecnología y de Energía Eléctrica".

Resumen

La Argentina se encuentra inmersa en una profunda crisis energética. El retraso de inversiones en la red de transmisión ha propiciado, como solución inmediata y de corto plazo, la instalación de generación distribuida (GD).

El corredor de 132 kV del noroeste de la Provincia de Santa Fe presenta una longitud extensa y demandas importantes en localidades agroindustriales. Frente a escenarios de máxima demanda, las caídas de tensión tornan dificultosa su operación normal. Por ello, han surgido proyectos de GD para instalar en la región, aunque su ubicación y potencias nominales no se corresponden a un óptimo desempeño del subsistema.

En este trabajo se ha desarrollado una metodología tendiente a obtener los máximos módulos de potencia a instalar de GD y la ubicación óptima, según criterios de calidad del producto técnico, máxima eficiencia en el transporte y adaptación a las condiciones de diseño del equipamiento de las Estaciones Transformadoras (ET).

Palabras Claves: Generación Distribuida; Corredor Radial; Flujo de Potencia; Ubicación

1. Introducción y Objetivos

La Argentina sufre, desde hace ya casi una década, una profunda crisis energética. De acuerdo a la información oficial, durante el período 2002-2011 la capacidad instalada de generación creció un 18%, mientras que el consumo aumentó en 46%.

El sector noroeste de la provincia de Santa Fe no escapa a esta problemática coyuntural, pues el crecimiento constante de los principales rubros industriales de la zona, tales como las industrias agropecuaria, láctea, metalmecánica y maderera, en contraposición con el retraso en las inversiones destinadas a obras eléctricas de transporte, han impulsado la implementación de diversos planes de generación de energía focalizados en la GD.

En este contexto, es de destacar que los sistemas eléctricos de potencia en todo el mundo están evolucionando hacia un escenario donde cada vez es más común la presencia de unidades de generación cerca de la demanda (López Lezama, et al; 2009). Esta generación es conocida

actualmente como GD. Sus principales ventajas sobre la generación centralizada son los bajos impactos ambientales, la gran flexibilidad de operación, el montaje fácil y rápido y los bajos costos de inversión (Piumetto y Gómez Targarona; 2010). Adicionalmente, la GD puede contribuir a reducir las pérdidas eléctricas, aliviar problemas de congestión en líneas de transmisión, mejorar el perfil de tensiones y reducir los costos de electricidad para el consumidor final (Qian, et al; 2008). La mayoría de los estudios de planificación de la generación de energía eléctrica incluyen como factores determinantes en la toma de decisión a la ubicación y el dimensionamiento óptimo de las centrales de GD (Borges y Falcão; 2006).

En este artículo se propone una metodología para la ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD a instalar en el corredor eléctrico radial del noroeste de la provincia de Santa Fe. Los criterios adoptados se basaron en las limitaciones de operación permisible de la red, mayor eficiencia del transporte de energía y evitar superar las potencias de cortocircuito de diseño de la redes de MT y AT.

2. Metodología

2.1. Descripción del corredor radial de alta tensión analizado

El subsistema radial de 132 [kV] tiene como nodo fuente la ET Santo Tomé de 500/132 [kV] -perteneciente a la Transportista Transener S.A- y como nodo extremo de demanda a la ET Tostado (TOS) ubicada en la localidad homónima. En su totalidad, el corredor tiene una extensión de 330 km y en su recorrido se vinculan las siguientes ETs de 132/33/13,2 [kV]: Esperanza (ESP), Rafaela Oeste (RAO), Rafaela Sur (RAS), Sunchales (SUN), San Guillermo (SGU), Arrufo (ARU), Ceres (CER) y Tostado (TOS) –ver figura 1-.

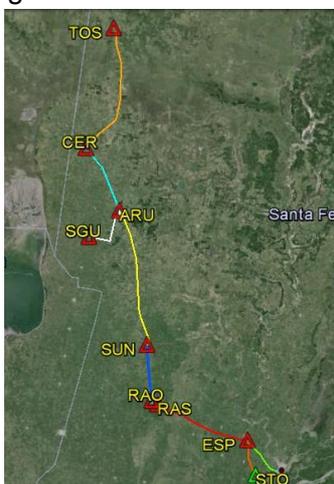


Figura 1. Corredor radial de 132 kV Santo Tomé-Tostado

Para este corredor radial se encuentran vigentes los proyectos de GD de ENARSA y de la Secretaría de Energía de la Provincia de Santa Fe, que contemplan ubicaciones y módulos de potencia de las GD preestablecidos, a saber:

- Central Térmica con motogeneradores diesel en la localidad de Tostado, con una potencia a instalar de 20 [MW] –ET TOS-.
- Central Fotovoltaica en la localidad de Tostado, con una potencia a instalar de 15 [MW] –ET TOS-.

- Central de Biogás en la localidad de Sunchales, con una potencia a instalar de 15 [MW] –ET SUN-.

2.2. Hipótesis adoptadas en las simulaciones

El subsistema eléctrico bajo estudio fue modelizado con el software ETAP Power Simulation. De acuerdo a los objetivos propuestos, se efectuaron simulaciones en estado estacionario de flujos de potencia y cortocircuito; evaluando distintos escenarios de demandas. En todas las simulaciones fueron adoptadas las siguientes consideraciones:

- Demandas del subsistema correspondientes a las demandas máximas horarias registradas durante un período anual -abril de 2013 hasta abril de 2014-.
- Factor de potencia de las demandas igual a 0,9 inductivo.
- Límites admisibles de operación de transformadores de potencia de acuerdo a sus valores nominales de placa (100% de carga).
- Limitación de la capacidad de transmisión de las líneas de alta tensión en función al límite térmico de sus conductores.
- Despacho de las unidades generadoras de la GD bajo la condición “base de carga” (potencia activa constante y cercana a la nominal) y consideración de dos modos de operación posibles:
 - a. Control de tensión (modo PV): modifica la potencia reactiva inyectada por el alternador –dentro de los márgenes admisibles de funcionamiento de la máquina de acuerdo a su curva de capacidad-, según la referencia de tensión seteada.
 - b. Control de factor de potencia (modo PQ): mantienen el despacho de la central según un factor de potencia de referencia, y con ello, una potencia reactiva constante.
- Valor de referencia de la máxima tensión en barra de acometida de la GD en 110%.

2.3. Descripción de las estrategias implementadas para la localización de la GD

En el corredor radial bajo estudio se efectuaron sucesivas simulaciones de flujos de potencia en estado estacionario para un escenario de máxima demanda y considerando dos alternativas de despacho: con control de factor de potencia y con control de tensión. Con estas condiciones, se evaluaron todas las localizaciones posibles de la GD, en barras de 13,2 y 33 kV de las respectivas ETs del corredor, determinando los módulos de potencia admisibles de instalar en cada una de estas barras.

Para cada una de las simulaciones, fueron determinadas las siguientes variables:

- Pérdidas Joule disipadas en las líneas de Alta Tensión.
- Perfiles de tensión de las barras de 132 kV del corredor.
- Cortocircuitos trifásicos en barras de MT y AT.
- Estado de carga de líneas de AT y transformadores de potencia del corredor.

La obtención de cada uno de estos parámetros eléctricos permitió evaluar el impacto local de la GD en las ETs que ofician como nodos de conexión y su repercusión en las condiciones de operación del corredor radial de transmisión. En todos los casos se determinó el módulo de potencia máximo posible de inyectar en todas las barras de MT (niveles de 13,2 [kV] y 33 [kV]) de los diferentes centros de consumo, teniendo en cuenta las limitaciones existentes.

Luego, de acuerdo a los resultados obtenidos, se determinó la factibilidad técnica en la incorporación de las centrales de GD, según sus módulos de potencia y su ubicación en las localidades preestablecidas en los proyectos de GD; proponiendo cambios en los módulos de potencia a instalar y su localización, con el propósito de lograr una mejor distribución de los flujos de potencia, tendientes a incrementar la capacidad remanente de la red, reducir las pérdidas Joule en LAT y lograr perfiles de tensión admisibles en todas sus barras.

3. Resultados

3.1. Determinación del módulo de potencia máxima.

El módulo de potencia a instalar en cada ET se obtuvo en función del límite térmico admisible de los transformadores de potencia, la configuración de barras de MT y su demanda máxima existente. Se evaluaron todas las variantes de inyección de potencia en barras de 33 y 13,2 kV de todas las ETs del corredor, a excepción de aquellas que ya poseen actualmente GD, tal como es el caso de las Centrales Térmicas con Motogeneradores diesel instaladas en las ETs de RAO (19,2 MW en barra de 13,2 kV) y CER (19,6 MW en barra de 13,2 kV).

Para el caso particular de la ET TOS, que constituye el nodo extremo de demanda del corredor, y generalmente la zona más afectada por niveles de tensión muy pobres, se obtuvieron los siguientes resultados: en el modo P-V la máxima generación que puede sobrellevar la GD, por limitaciones de sobretensión en barras, resulta de 10,5 [MW] con $fp=0,8$ (ver figura 2); logrando de este modo su mayor aprovechamiento según los límites de la curva de capacidad de los alternadores –máximas potencias activa y reactiva-.

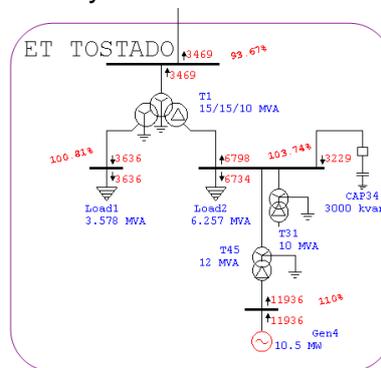


Figura 2. Instalación de GD en barra de 13,2 kV de ET TOS. Despacho en modo PV

Por otra parte, si el despacho de la GD presenta como objetivo principal inyectar a la red la mayor potencia activa posible, el limitante está impuesto por el transformador de la propia ET, lo que hace que en modo P-Q la GD requiera una potencia instalada límite de 15,2 [MW] con un factor de potencia cercano a la unidad.

En los gráficos de barras de la figura 3 se resumen las potencias máximas que resultan técnicamente factibles a incorporar en el sistema. La metodología implementada fue la misma que la desarrollada para el caso de la ET TOS.

Los mayores módulos de potencia se presentan en ETs tales como ESP, SUN y RAS que abastecen los polos industriales y las mayores densidades de población del corredor. Por estas razones, sus ETs poseen una mayor potencia de transformación instalada y configuraciones de doble barra en 33 y 13,2 kV de modo que el acoplamiento de barras, permite una mayor inyección

de potencia para abastecer las demandas del propio nivel de tensión, y luego exportar el remanente hacia el otro nivel de distribución y la red de transmisión.

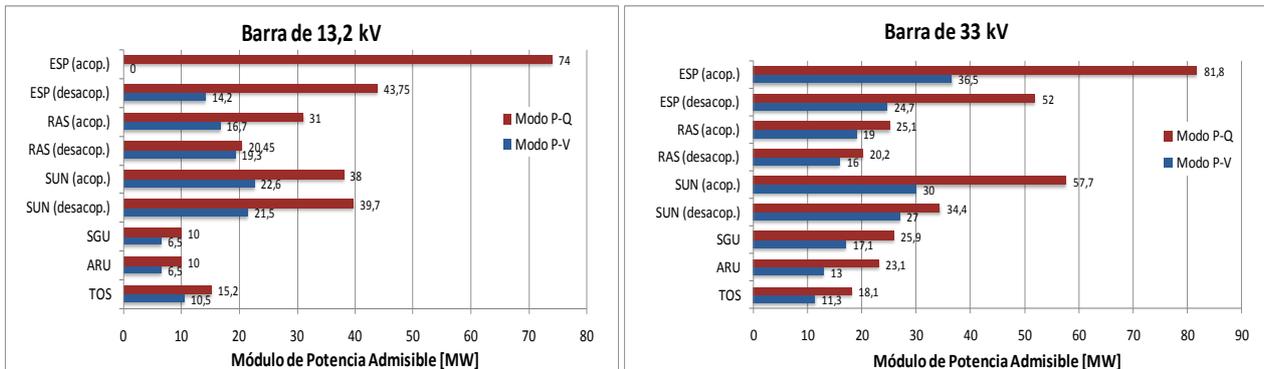


Figura 3. Módulos de potencias de GD factibles de instalar en barras de 13,2 kV y 33 kV

De este estudio se adopta como criterio los máximos módulos de inyección de potencia admisibles. Con ello, resultan descartadas las configuraciones con barras desacopladas de las ETs que poseen configuración de doble juego de barras en 13,2 o 33 kV. De aquí en adelante, el resto de los estudios eléctricos fueron llevados a cabo de acuerdo a simulaciones de los flujos de potencia en estado estacionario de todos los casos que cumplen con el criterio de máximo despacho de potencia mencionado anteriormente. Es importante destacar que en todas las simulaciones se consideró despachada a plena potencia la GD actual de CER y RAO, constituidas cada una de ellas por motogeneradores sin diesel con una capacidad nominal de 19,2 MW.

3.2. Perfiles de tensión en barras de transmisión de las ETs del corredor.

La evaluación de las tensiones en las barras de 132 [kV] se focalizó en aquellas que se encuentran más comprometidas en el corredor radial; tales como las barras de TOS, SGU y ARU. Se adoptan como márgenes de tensiones admisibles valores de $\pm 7\%$ de la tensión nominal (según Anexo 27 de CAMMESA).

En las figuras 4 y 5 se presentan las tensiones obtenidas para las distintas localizaciones de la GD, su inyección de potencia en los niveles de tensión de 13,2 [kV] y 33 [kV] y el despacho de potencia en modo PV y modo PQ.

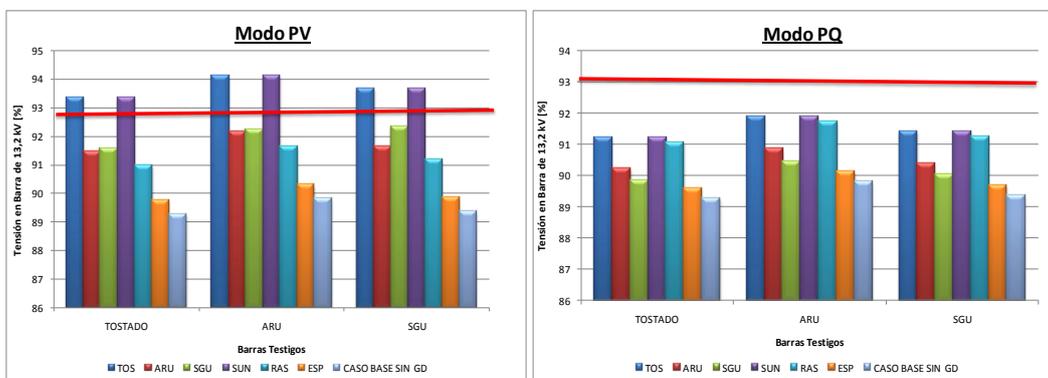


Figura 4. Tensiones en el nivel de 132 kV para la GD conectada en 13,2 [kV]

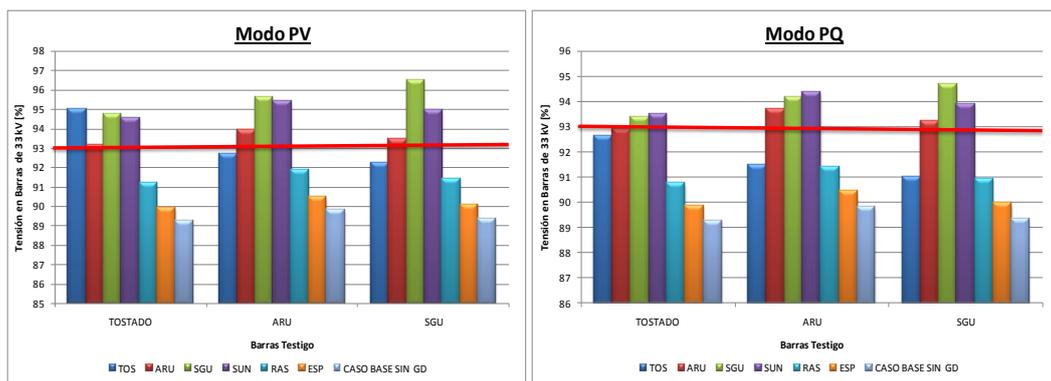


Figura 5. Tensiones en el nivel de 132 [kV] para la GD conectada en 33 [kV]

En 13,2 kV, los resultados dejan entrever que solo es posible la instalación de GD en las ETs SUN y TOS con modo de despacho PV, pues el modo PQ presenta perfiles de tensión inadmisibles en barras de 13,2 kV para todas las variantes de localización de la GD.

Por otra parte, en 33 kV para ambos modos de despacho se consiguen perfiles admisibles en todas las barras del corredor en los casos de ubicación de la GD en las ETs de SGU y SUN. El resto de las ubicaciones en barras de 33 kV no resulta factible, de acuerdo a los perfiles de tensión obtenidos.

3.3. Pérdidas Joule en las líneas de Alta Tensión.

Para cada caso, se obtuvieron las pérdidas Joule totales correspondientes a todos los ramales de 132 kV del corredor radial. Es de destacar que tales pérdidas varían según la demanda de la ET donde se ubica la GD, su módulo de potencia admisible, modo de despacho y distancia con respecto a los centros de mayor consumo del subsistema.

Como criterio de admisibilidad, son aceptadas únicamente aquellas centrales de generación que alcanzan una reducción de las pérdidas Joule totales en el corredor de cómo mínimo un 20% de las existentes en las condiciones actuales de la red sin la GD (caso base).

Los resultados presentados en la figura 6 muestran que las pérdidas Joule totales en las LATs del corredor varían entre 4 y 6 MVA.

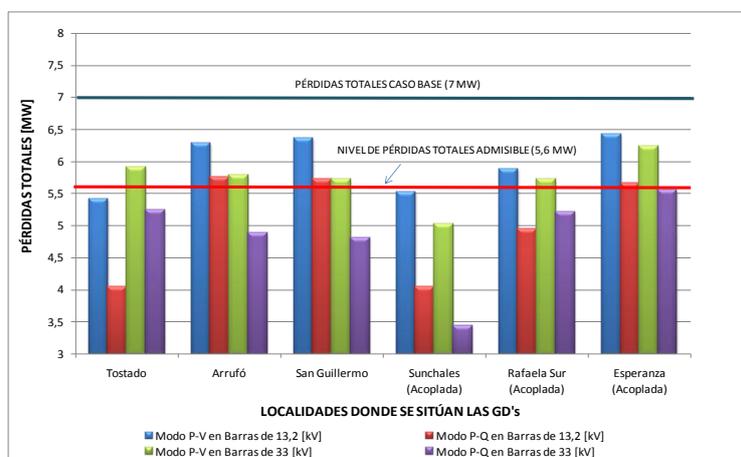


Figura 6. Pérdidas totales en LATs por efecto Joule

En todos los casos, el abastecimiento local de la demanda donde se instala la GD permite reducir las pérdidas totales obtenidas con respecto al caso base. La ubicación más eficiente, de acuerdo a las mínimas pérdidas Joule obtenidas en ramales de AT, se presenta en las ETs TOS y SUN. Según el criterio adoptado, se descarta la GD en SGU con modo PV en 33 kV.

3.4. Cortocircuitos en barras de distribución de las ETs

Las corrientes de cortocircuito fueron calculadas para los tres niveles de tensión existentes en la ET donde se vincula la GD (132, 33 y 13,2 kV). No obstante, el corredor de AT presenta grandes impedancias, debido a la gran longitud de sus electroductos y a su radialización, de modo que los nuevos módulos de potencia de GD no producen un impacto significativo en las potencias de cortocircuito de 132 kV, quedando muy por debajo de la potencia de cortocircuito de diseño de las estaciones transformadoras del corredor -5000 MVA-.

Generalmente los interruptores de 33 y 13,2 kV de una ET poseen un poder de ruptura de 12,5 kA. Se adoptó entonces este nivel de cortocircuito trifásico, como el máximo admisible que no debe ser superado en ninguna barra de MT, ante el eventual aporte a las corrientes de falla que originan los alternadores de las GD bajo estudio.

Según los resultados obtenidos, presentados en la tabla 1, los módulos de potencia de GD en la ET SUN, correspondientes al modo PV en barra de 13,2 kV y modo PQ en barra de 33 kV arrojan corrientes de cortocircuito superiores a la asignada al poder de ruptura de los interruptores de MT.

Tabla 1. Cortocircuitos trifásicos en barras de MT.

Despacho GD	U [kV]	ET	P _{nom} [MW]	I _{cc} en 13,2 kV [kA]	I _{cc} en 33 kV [kA]
Modo PV	13,2	TOS	10,5	5,5	2,3
Modo PV	13,2	SUN	22,6	14,6	6,3
Modo PQ	33	SGU	25,9	5,5	4,9
Modo PQ	33	SUN	57,7	13,2	9,2
Modo PV	33	SUN	30,0	11,6	7,4

Finalmente, de acuerdo a los criterios de selección adoptados quedan tres ubicaciones posibles para la GD a instalar en el corredor, ellas son las siguientes:

- Módulo de 10,5 MW en barra de 13,2 kV de ET TOS operando en modo PV
- Módulo de 25,9 MW en barra de 33 kV de ET SGU operando en modo PQ
- Módulo de 30 MW en barra de 33 kV de ET SUN operando en modo PV

3.5. Adecuación de los módulos de potencia proyectados

De acuerdo a los proyectos de GD para la región noroeste de la Provincia de Santa Fe, de concretarse todos ellos, totalizarían una potencia de generación a inyectar en el corredor de 50 MW; mientras que del estudio de ubicación y módulos de potencia de la GD efectuado en este trabajo se obtuvo una potencia máxima factible de instalar de 66,4 MW. Es decir, aún queda margen de capacidad remanente en el sistema del orden del 33%, para instalar otros recursos de GD.

Del estudio surge que, ante la premisa de no modificar las instalaciones de MT y AT de las ETs donde se pretende instalar la futura GD, pues entonces, deberán efectuarse reubicaciones de las mismas de acuerdo a la necesidad de garantizar calidad del producto técnico, máxima eficiencia en la transmisión de energía y confiabilidad en el despeje exitoso de fallas. Se recomiendan entonces las siguientes reubicaciones en el corredor:

- Planta solar fotovoltaica: el proyecto original de 15 MW en la ET TOS requiere una modificación, instalando 10 MW en barra de 13,2 kV de ET TOS y en modo PV y 5 MW en la ET SGU, en barra de 33 kV, en modo PQ.
- Planta de biomasa: el proyecto original de 15 MW en la ET SUN, se mantiene sin cambios. La central se conecta en barra de 33 kV de la ET y en modo PV.
- Central térmica diesel: el proyecto original de 20 MW en ET TOS debe reubicarse. Se recomienda fraccionar la potencia total en dos centrales, de 10 MW cada una, a instalarse en barra de 33 kV de ET SUN –despachada en modo PV- y en barra de 13,2 kV de ET SGU –despachada en modo PQ-.

El despacho a plena potencia del conjunto de toda la GD proyectada exige efectuar operaciones de regulación de reactivo en el corredor de modo de evitar sobretensiones. Se requiere entonces desconectar los bancos de capacitores de las ETs CER y TOS –un total de 6 [MVAR]- y despachar toda la GD en modo PV.

4. Conclusiones

En el presente trabajo se ha analizado la factibilidad técnica de la instalación de los proyectos de GD para el corredor radial de 132 kV del noroeste de la provincia de Santa Fe, cuya potencia a instalar asciende a 50 MW. Para ello, se ha desarrollado una metodología con el propósito de obtener los módulos máximos de potencia de generación, su modo de control de despacho más apropiado y su ubicación en aquellas ETs que resulten más convenientes, así como también el nivel de tensión de distribución para conectar la GD. Los criterios adoptados se basaron en las limitaciones de operación permisible de la red, mayor eficiencia del transporte de energía y evitar superar las potencias de cortocircuito de diseño de la redes de MT y AT.

Los resultados permiten concluir que bajo la premisa de no realizar modificaciones en la red de transmisión y distribución, la mayor parte de los proyectos de GD deben ser reubicados a otras ETs del corredor y en algunos casos, resulta conveniente dividir el proyecto original en otros de menor potencia y ubicados en ETs diferentes e inclusive operando con modos de despacho distinto.

Bibliografía

- Qian, K.; Zhou, C.; Yuan, Y.; Shi, X. y Allan, M. (2008). Analysis of the environmental benefits of distributed generation. IEEE Power and Energy Society General Meeting: Conversion Delivery of Electrical Energy.
- Borges, C. y Falcão, M. (2006). Optimal distributed generation allocation for reliability, losses and voltage improvement". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 28, pp. 413-420.
- López Lezama, J. M.; Padilha-Feltrin, A. y Gallego, L. A. (2009). Ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida en sistemas de energía eléctrica. Scientia et Technica, Vol. 41, Universidad Tecnológica de Pereira.
- Piumetto, M. y Gómez Targarona, J. C. (2010). Integración de la generación distribuida en una empresa distribuidora en el nivel de MT: su impacto, regulación y respuesta de la red. CIDEL 2010, pp:1-8.