

**IMPACTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON GENERADORES  
SINCRÓNICOS: ANÁLISIS EN ESTADO ESTABLE**

**GILBERTO SUÁREZ IBARRA  
SARA JULIANA ACEVEDO RODRÍGUEZ**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2011**

**IMPACTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON GENERADORES  
SINCRÓNICOS: ANÁLISIS EN ESTADO ESTABLE**

**GILBERTO SUÁREZ IBARRA  
SARA JULIANA ACEVEDO RODRÍGUEZ**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de  
Ingeniero(a) Electricista**

**Director:  
Dr. Gerardo Latorre Bayona**

**Codirector:  
Ms(c). Iván Bautista Barajas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2011**

## DEDICATORIA

*A Dios quien me protege y me consiente.*

*A mis padres Carmen y Gilberto, y mi tía Helena que me han apoyado desde que comenzó el camino hacia esta meta.*

*A mis hermanas Mayerly, Mayita, Siana y Heydi.*

*A mi gran compañera de proyecto saju y a Evelid Peinado.*

*Al parche del Salesiano: Jon, Andrópolis, Fabián y Jhon Jairo.*

*A mis alumnas de Geología: Laurita, Mafe, Vicky y Luz helena, gracias por la ayuda mutua.*

*Y no por ser última es menos especial, mi Madrina Marlene y demás familiares.*

*Gilbert*

## DEDICATORIA

*Agradezco a Dios por llenar mi vida de alegrías y bendiciones.*

*Esta tesis está dedicada a mi madre STELLA RODRÍGUEZ, a quien admiro y agradezco su apoyo y amor incondicional.*

*Agradezco a mis hermanas Carolina y Alejandra, por su protección, comprensión y cariño.*

*Agradezco a Gilbert mi gran amigo, Yully mi mejor amiga, Diego mi apoyo y a todas aquellas personas maravillosas que me han acompañado en esta etapa que hoy culmina.*

*A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, por la formación personal y académica fundamentada en disciplina y esfuerzo para optar por el título de Ingeniera Electricista.*

*Al director Gerardo Latorre por su colaboración para la realización de este proyecto.*

*Sarita Juliana*

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	13
<b>2. RED DE PRUEBA</b> .....	13
<b>2.1. DATOS BASICOS RED IEEE 34 NODOS</b> .....	13
<b>3. MODELAMIENTO GENERACIÓN DISTRIBUIDA</b> .....	14
<b>3.1 GENERADOR SINCRÓNICO</b> .....	14
<b>3.2. TRANSFORMADOR</b> .....	15
<b>4. ESCENARIOS Y CRITERIOS DE INTEGRACION DE LA GD</b> .....	15
<b>4.1 NIVELES DE DEMANDA</b> .....	15
<b>4.1.1 CARGAS RED IEEE</b> .....	15
<b>4.1.2 SECTOR INDUSTRIAL Y COMERCIAL</b> .....	16
<b>4.1.3 SECTOR RESIDENCIAL</b> .....	16
<b>4.1.4 SECTORIZACIÓN Y NIVELES DE DEMANDA</b> .....	16
<b>4.2 INDICADORES DE INTEGRACIÓN</b> .....	16
<b>4.2.1 NIVEL DE DISPERSIÓN (ND)</b> .....	17
<b>4.2.2 NIVEL DE PENETRACIÓN (NP)</b> .....	17
<b>4.3 CRITERIOS Y METODOLOGÍA DE INTEGRACIÓN</b> .....	17
<b>4.3.1 PRIORIDAD EN BARRAS DE CARGA</b> .....	18
<b>4.3.2 PRIORIDAD EN LA DEMANDA</b> .....	18
<b>4.3.3 DESPACHO EN FUNCIÓN DE LA CARGA</b> .....	18
<b>5. RESULTADOS</b> .....	19
<b>6. CONCLUSIONES</b> .....	24
<b>7. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS</b> .....	24
<b>8. CURRÍCULUM</b> .....	25

## LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Tipos de modelos de carga.....</i>	<i>14</i>
<i>Tabla 2. Constantes generadores sincrónicos.....</i>	<i>14</i>
<i>Tabla 3. Constantes Transformadores.....</i>	<i>15</i>
<i>Tabla 4. Carga total en barra .....</i>	<i>15</i>
<i>Tabla 5. Escenarios de demanda.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 6. Distribución de fases en cada barra .....</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 7. Escenarios ND.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 8. Niveles penetración .....</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 9. Escenarios ubicación GD.....</i>	<i>18</i>
<i>Tabla 10. Factores de participación.....</i>	<i>18</i>
<i>Tabla 11. Comportamiento de las cargas según la demanda.....</i>	<i>20</i>
<i>Tabla 12. Magnitudes de tensión resultantes de la conexión de GD. Demanda mínima (PQ).....</i>	<i>20</i>
<i>Tabla 13. Magnitudes de tensión resultantes de la conexión de GD. Demanda mínima (PV).....</i>	<i>20</i>
<i>Tabla 14. Pérdida mínima de potencia, demanda máxima .....</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 15. Pérdida mínima de potencia, demanda media.....</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 16. Pérdida mínima de potencia, demanda mínima .....</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 17. Pérdidas demanda mínima, control PV.....</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 18. Cantidad de líneas con inversión de flujo.....</i>	<i>22</i>

## LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Diagrama unifilar Red IEEE 34 nodos .....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 2. Sectorización cargas.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 3. Metodología de análisis para cada demanda .....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 4. Tensión promedio, demanda máxima.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 5. Pérdidas de potencia, demanda máxima.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 6. Pérdidas de potencia, demanda media.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 7. Pérdidas de potencia, demanda mínima .....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 8. Extracción red 34 nodos. Flujo de potencia demanda media ND52.9 – NP70. ....</i>	<i>23</i>

## RESUMEN

### TITULO:

IMPACTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON GENERADORES SINCRÓNICOS: ANÁLISIS EN ESTADO ESTABLE.\*

### AUTORES:

GILBERTO SUÁREZ IBARRA  
SARA JULIANA ACEVEDO RODRÍGUEZ \*\*

**PALABRAS CLAVE:** Generación Distribuida, sistema de distribución radial, escenarios de demanda, nivel de penetración, nivel de dispersión, perfil de tensión, flujo de potencia, pérdidas de potencia.

### CONTENIDO:

Los sistemas de distribución han sido sujeto de avances tecnológicos en pro de la comodidad de usuarios, Además debido a la destrucción del entorno ambiental se ha generado la búsqueda de fuentes energéticas renovables. Siguiendo dicha cultura, ha emergido la generación distribuida como una nueva alternativa encaminada a la solución de problemas ambientales, sin embargo, el sistema eléctrico se debe adaptar para manejar las conexiones de múltiples tipos de productores, sin afectar la seguridad y calidad del servicio.

Dado este desarrollo, en este documento se expone un análisis de los impactos de la generación distribuida en la red de prueba IEEE 34 nodos con generadores sincrónicos, en estado estable y sin condiciones de falla, comparando la red con y sin introducción de GD. Este análisis toma como aspectos centrales: perfil de tensión, pérdidas de potencia y variación en el flujo. Para esto se simula en el software DigSILENTPowerFactory V14, diferentes escenarios de penetración (alto medio y bajo) y diferentes escenarios de dispersión (ideal, Semi-ideal y baja) de la Generación distribuida aunada a diferentes escenarios de demanda de la carga y por medio de estos encontrar una ubicación y un despacho favorable de las unidades de GD en la red de distribución tanto técnica como económicamente.

---

\* Proyecto de Grado en la modalidad de Investigación.

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Dr. Gerardo Latorre Bayona – [glatorre@uis.edu.co](mailto:glatorre@uis.edu.co). Codirector: M.Sc(c) Iván Darío Bautista Barajas – [ivanbautista@hotmail.com](mailto:ivanbautista@hotmail.com).

## ABSTRACT

### TITLE:

IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATION WITH SYNCHRONOUS GENERATORS: ANALYSIS IN STEADY STATE.\*

### AUTHORS

GILBERTO SUÁREZ IBARRA  
SARA JULIANA ACEVEDO RODRÍGUEZ \*\*

**KEYWORDS:** Distributed generation, radial distribution systems, demand scenarios, penetration level, dispersion level, voltage profile, power flow, power loss.

### DESCRIPTION

The distribution systems have been subjects to technological advances looking for user comfort, furthermore because the environment destruction is has generated the searching of renewable energy sources. Following this culture of change, distributed generation has emerged as a new alternative directed to solving environmental problems, but it is necessary that the current electrical system is adapted to handle connections from many types of producers, without affecting system security and service quality.

Because this development, in this document an analysis of the distributed generation impacts over to the IEEE 34 node radial test feeder with synchronous generator, in steady state and without fault conditions, is exposed, using comparison among the network with and without introduction of distributed generation. This analysis has as central aspects: the voltage profile, power losses and the variations in power flow. For this, different distributed generator scenarios of penetration (High, middle and low) and dispersion (ideal, semi-ideal and low) coupled with different load scenarios of demand are simulated on the software DigSILENTPowerFactory V14 and through these to find a favorable dispatch and location for the GD units inside the distribution network booth technically and financially

---

\* Final undergraduate project development in the research modality.

\*\*Faculty of Physical-Mechanical Engineering, Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering School. Director: Dr. Gerardo Latorre Bayona – [glatorre@uis.edu.co](mailto:glatorre@uis.edu.co). Sub director: M.Sc(c) Iván Darío Bautista Barajas – [ivanbautista@hotmail.com](mailto:ivanbautista@hotmail.com).

## 1. INTRODUCCIÓN

El actual modelo energético no es sostenible, dado que depende casi exclusivamente de recursos limitados [1]. Además, factores tales como el avance tecnológico y el auge del consumismo han repercutido negativamente en el entorno ambiental. A raíz de esto, se han buscado y desarrollado diferentes fuentes de energía renovables. No obstante, surge la pregunta ¿Cómo se puede llevar esta energía de manera eficiente de la fuente al consumidor? Para lograr un desarrollo eficiente de las instalaciones de generación alternativa en el sistema de distribución, se deben considerar los siguientes factores técnicos: la mejor tecnología a implementar, el número y la capacidad de las unidades, la ubicación más favorable y la forma de interconexión en la red.

La generación distribuida surge como una alternativa en pro del actual modelo energético, pero su progreso no ha sido significativo ya sea por falta de conciencia social, incentivos económicos o la influencia sobre la calidad de vida de futuras generaciones. Esto ha originado un estancamiento en la creación de una normatividad técnica para una correcta interconexión y regulación del sistema.

Los sistemas de distribución colombianos operan de forma radial y el flujo de potencia a lo largo de la red se hace de manera unidireccional dirigiéndose al consumidor local. El hecho de introducir fuentes de generación distribuida directamente en la red, según la información existente, puede cambiar la dirección de este flujo, afectar las pérdidas en la red, así como las condiciones de tensión en los consumidores y equipos.

En este trabajo se provee un análisis de la integración de generadores sincrónicos en redes de distribución, utilizando de una red de distribución radial de 34 nodos de la IEEE [2] siendo realizadas un total de 27 simulaciones con la ayuda de la herramienta DIGSILENT PowerFactory V14; se analizaron 3 demandas y para cada una de ellas se consideraron tres niveles de penetración y tres niveles de dispersión.

Este estudio comienza con una breve descripción de los dispositivos y características eléctricas de la

red de prueba. En el capítulo 3 se plantea el modelamiento de la generación distribuida en cuanto a parámetros del transformador y del generador. Posteriormente en el capítulo 4, se detalla el método empleado para la introducción de la GD, considerando aspectos principales como niveles de demanda, criterios y metodologías de integración.

Los resultados se presentan en el capítulo 5, considerando el análisis de tres impactos centrales: perfil de tensión, pérdidas y transporte de potencia en las líneas y, con base en dichos resultados, en el capítulo 6 se exponen algunas conclusiones y aportes.

## 2. RED DE PRUEBA

Buscando obtener conclusiones ajustables a modelos reales de generación distribuida (GD), es primordial el conocimiento de todas las especificaciones de los elementos participantes en una red de distribución. Por tal motivo, para llevar a cabo el paralelo entre una red de distribución general y una red con interconexión de GD, se seleccionó de la base de datos de la IEEE [2], una red real de distribución radial de 34 nodos, la cual es definida a continuación.

### 2.1. DATOS BASICOS RED IEEE 34 NODOS

La red de distribución está ubicada en Estados Unidos en el estado de Arizona, operada a una tensión nominal de 24,9 kV.

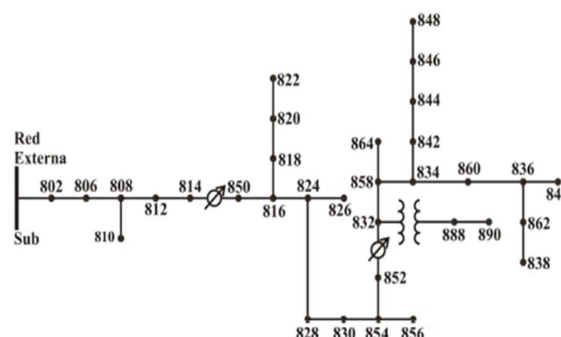


Figura 1. Diagrama unifilar Red IEEE 34 nodos

Este sistema se caracteriza por:

- o Una extensa longitud y baja cargabilidad.
- o Presenta cargas tanto trifásicas (equilibradas o desequilibradas) como monofásicas. Se dividen en cargas puntuales y cargas distribuidas. Los tres tipos de modelos de cargas utilizados se detallan en la tabla 1.

*Tabla 1. Tipos de modelos de carga*

TIPOS DE MODELOS DE CARGA		
Tipo	Característica	Modelo
Y - PQ	Estrella	Constante kW y constante kVAr
Y - I	Estrella	Corriente constante
Y - Z	Estrella	Impedancia constante
D - PQ	Delta	Constante kW y constante kVAr
D - I	Delta	Corriente constante
D - Z	Delta	Impedancia constante

- o Posee dos reguladores trifásicos conectados en las líneas; son asumidos de “tipo-escalonado”. Necesarios para mantener un buen perfil de tensión.
- o Banco de condensadores en paralelo; se modelan como susceptancia constante.
- o Un transformador reductor de 24,9/4,16kV, ubicado en un lateral que se desprende del nodo 832.

Esta red ha sido estudiada anteriormente por IEEE DistributionPlanningWorkingGroup, utilizando la herramienta “análisis de distribución radial WH PowerConsultants”. Cada una de las características de los elementos del sistema, se encuentran documentadas con más detalle en [2].

Con base en estos parámetros presentados en [2] se efectuaron las simulaciones en el software DIGSILENTPowerFactory V14.

### 3. MODELAMIENTO GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Para la interconexión con el sistema de distribución, las tecnologías de conversión de energía deben cumplir con los requisitos de

tensión y frecuencia tanto de dicha red como de la carga, garantizando calidad y confiabilidad en la energía. Es importante definir factores tales como el motor primario a implementar y su correspondiente generador, encargado de convertir la energía mecánica en energía eléctrica útil.

Las características de cada uno de los elementos constitutivos para la introducción de la generación distribuida en la red son definidos más detalladamente en las siguientes subsecciones. Sin embargo, la selección específica de una fuente de energía primaria no es relevante para el estudio a realizar, dado que el interés del proyecto radica en los impactos causados por la instalación de las tecnologías de conversión de la energía, mas no, en analizar la naturaleza de la fuente primaria de energía.

### 3.1 GENERADOR SINCRÓNICO

La tecnología de conversión de energía seleccionada para modelar la generación distribuida es el generador sincrónico. Fueron elegidos de acuerdo a valores estándares en [3] y [4], a su vez con valores nominales de potencia dentro de los rangos de demanda de los nueve escenarios planteados. Parámetros tales como la potencia, el factor de potencia, reactancia del eje directo, reactancia del eje de cuadratura, reactancia de secuencia negativa y reactancia de secuencia cero, se presentan para cada unidad de generación utilizada en la Tabla 2.

*Tabla 2. Constantes generadores sincrónicos*

Constantes Generadores Sincrónicos						
Característica	GD 55	GD 125	GD 350	GD 625	GD 10	GD 30
kVA	69	156	410	781	13	38
kW	55	125	350	625	10	30
V	240/ 480	240/ 480	240/ 480	240/ 480	240/ 480	240/ 480
fp	0.8	0.8	0.85	0.80	0.8	0.8
X <sub>d</sub>	2.02	6.16	1.76	2.43	1.5	1.5
X <sub>q</sub>	1.06	2.49	1.66	1.12	1	1
X <sub>0</sub>	0.038	0.054	0.065	0.051	0.087	0.087
X <sub>2</sub>	0.125	0.375	0.19	0.279	0.4	0.4
RPM	1800	1800	1800	1800	1800	1800

Para el desarrollo de los flujos de potencia, se introdujeron al programa los parámetros anteriormente descritos para cada generador. El punto de operación seleccionado es por medio de la potencia y el factor de potencia en atraso. Conjuntamente el modo de controlar la tensión local es por medio del factor de potencia.

### 3.2. TRANSFORMADOR

Los diferentes tipos de conexión del transformador utilizados para la introducción de la generación distribuida, conlleva múltiples consecuencias relacionadas con la calidad y eficiencia de la energía eléctrica en el sistema de distribución. Se adopta como modelo una conexión en delta (red de distribución) para el lado de alta y en estrella-neutro para el lado de baja (GD) para un total de cinco transformadores trifásicos 0.48/24.9 kV.

El criterio de selección está fundamentado sobre la base de ser la conexión más empleada gracias a características propias como lo son: bloquear los armónicos de tercer orden, cumplir la función de transformador de aislamiento y servir como tierra al sistema de distribución para evitar sobretensiones [5].

*Tabla 3. Constantes Transformadores*

<i>Constantes Transformadores</i>					
<i>Característica</i>	<i>TGD 75- 24.9</i>	<i>TGD 225- 24.9</i>	<i>TGD 500- 24.9</i>	<i>TGD 500- 4.16</i>	<i>TGD 1000- 4.16</i>
<b>kVA</b>	75	225	500	500	1000
<b>kV-H</b>	24.9	24.9	24.9	4.16	4.16
<b>V-L</b>	240/4 80	240/4 80	240/4 80	240/ 480	240/ 480
<b>U<sub>k</sub>%</b>	3	3	3	3	3
<b>U<sub>k0</sub> %</b>	3	3	3	3	3

## 4. ESCENARIOS Y CRITERIOS DE INTEGRACION DE LA GD

En las siguientes subsecciones se describe la metodología a seguir con el fin de determinar los niveles de demanda, establecer una ubicación y capacidad de generación de las unidades de GD.

## 4.1 NIVELES DE DEMANDA

Con el fin de simular la variación en el tiempo que tienen las cargas conectadas a redes de distribución, se han dispuesto tres escenarios de demanda: alto, medio y bajo. Para esto se han agrupado las cargas según su modelo y ubicación en cada una de las clases de cargas estipuladas en la 'Norma para el cálculo y diseño de sistemas de distribución de la electrificadora de Santander ESSA' [6].

### 4.1.1 CARGAS RED IEEE

Dadas las características de la red, se efectuó una simplificación de las cargas distribuidas las cuales fueron modeladas como cargas puntuales ubicadas al final de la línea en la que se encuentran instaladas [7].

Bajo esta condición, la potencia activa total en cada barra es:

*Tabla 4. Carga total en barra*

<i>Terminal Barras</i>	<i>Potencia [kW]</i>
888	450
844	414
860	206
816	169
848	83
836	82
840	67
806	55
830	52
846	45
824	45
834	32
862	28
858	17
808	16
828	4
854	4
<b>TOTAL</b>	<b>1769</b>

De acuerdo al modelo y característica de las cargas, se agrupan en distintos tipos los cuales se exponen en la Tabla 1.

#### 4.1.2 SECTOR INDUSTRIAL Y COMERCIAL

Este sector se distingue por tener cargas que en su mayoría son motores, por lo tanto, para estudios de flujo de potencia sus modelos se pueden simplificar caracterizándolos como cargas de potencia constante [8]. Las cargas trifásicas de potencia constante se asumieron como sector industrial. Ademásteniendo en cuenta su ubicación, algunas de estas cargas bifásicas y monofásicas se han clasificado dentro de esta clase.

#### 4.1.3 SECTOR RESIDENCIAL

En este sector se tienen varios tipos de cargas ya sean electrónicas (cargas de televisión, computadores) o de iluminación (fluorescentes o luces de vapor de mercurio), por lo cual sus modelos son variantes y dependen de la carga que predomine en el sector.

- Cargas electrónicas: se recomienda que se representen las cargas de televisión y electrónicas como potencia constante MVA[9].
- Cargas de iluminación: se recomienda modelar las cargas de iluminación como impedancia constante Z [10].

#### 4.1.4 SECTORIZACIÓN Y NIVELES DE DEMANDA

Con base en el análisis anterior, la sectorización de las cargas en la red se definió de la forma mostrada en la figura 2.

Tomando las curvas de demanda de la ESSA, en las cuales se representa la variación de la carga para cada sector por un período de veinticuatro horas, se determinaron las horas del día donde la demanda de la red alcanza los valores mínimo, medio y máximo.

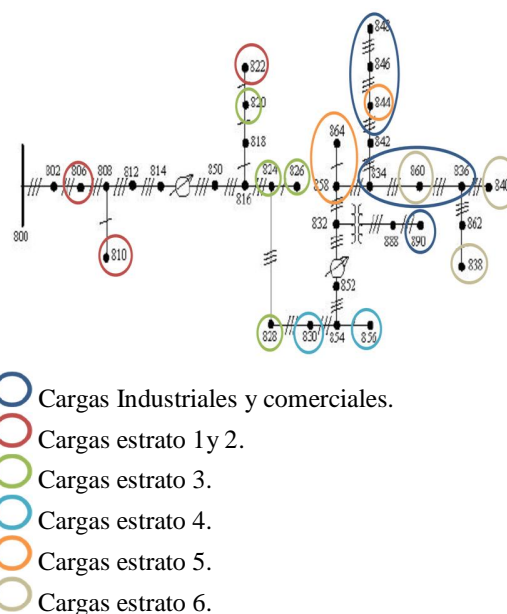


Figura 2. Sectorización cargas

Los escenarios de demanda resultantes están contemplados en la Tabla 5:

Tabla 5. Escenarios de demanda

Hora	Potencia Total (kW)	%	Demanda
03:00	379,69	21,5	Mínima
15:00	1324,83	74,9	Máxima
19:00	862,61	48,8	Media

La demanda mínima se presenta a las tres horas (03:00) de la mañana, la demanda media a las diecinueve horas (19:00) y la demanda máxima a las quince horas (15:00). Esto es debido a que para la demanda máxima la carga principal a alimentar es el sector comercial e industrial y para la demanda media la mayor carga a alimentar son los sectores residenciales.

#### 4.2 INDICADORES DE INTEGRACIÓN

Se seleccionaron como variables de análisis, los indicadores clásicos de la integración de la GD: Nivel de penetración (NP) y nivel de dispersión (ND). Estos indicadores sirven para definir los

valores de potencia a despachar y qué cantidad de barras tendrán instaladas las unidades de GD [11].

#### 4.2.1 NIVEL DE DISPERSIÓN (ND)

Este indicador es la relación entre el número de barras en los cuales existe generación distribuida (N°BarrasGD) y el número de barras en las cuales existe consumo de potencia (N°BarrasCarga).

$$ND = \frac{N^{\circ}\text{BarrasGD}}{N^{\circ}\text{BarrasCarga}} \times 100 \quad (1)$$

La red cuenta con 34 barras, entre las cuales se tiene un total de 20 barras con carga, distribuidas según el número de fases de la siguiente manera:

**Tabla 6. Distribución de fases en cada barra**

Total barras con carga	
Número de barras	Número de fases
6	Monofásica
14	Trifásica

Dado que todos los generadores sincrónicos a utilizar son trifásicos, las barras con carga en ramales monofásicos, se tomaron como una carga puntual ubicada en la barra inicial del ramal, la cual es trifásica. Es importante aclarar que esta consideración solo se tiene en cuenta para el análisis de los niveles de dispersión y la integración de las unidades de GD. Con base en el análisis inmediatamente anterior el número total de barras con carga es de 17.

Se han tomado 3 posibles entornos del mercado: dispersión baja, dispersión semi-ideal y dispersión ideal. El primero considera un mercado no liberalizado y con pocos incentivos para la instalación de GD, el segundo un mercado con ciertos incentivos para la GD y el último comprende un mercado liberalizado provisto de elevados incentivos para la GD.

**Tabla 7. Escenarios ND**

Características de los escenarios de dispersión de la GD			
Caso	Nivel de dispersión	N° de barras con Gd	Nombre de identificación
C	52,94	9	Dispersión ideal
B	29,41	5	Dispersión semi-ideal
A	17,65	3	Dispersión baja

#### 4.2.2 NIVEL DE PENETRACIÓN (NP)

Este indicador es la relación entre el total de potencia entregada por las unidades de generación distribuida ( $P_{GD}$ ) y la carga total del sistema ( $P_{load}$ ):

$$NP = \frac{P_{GD}}{P_{load}} \times 100 \quad (2)$$

Tomando en cuenta, el nivel de penetración de la generación distribuida en un área del sistema de distribución, se han definido tres escenarios:

- Escenario de baja penetración.
- Escenario de media penetración.
- Escenario de alta penetración.

**Tabla 8. Niveles penetración**

N° del Caso	NP	PGD (W)	Nombre de Identificación del Caso
I	70%	1238,3	Nivel Alto
II	50%	884,5	Nivel Medio
III	30%	530,7	Nivel Bajo

#### 4.3 CRITERIOS Y METODOLOGÍA DE INTEGRACIÓN

Como no existe un consenso general respecto al mejor criterio de ubicación y tamaño de la GD, dicha problemática conlleva muchas incertidumbres sobre la ubicación de la GD en la red, además de las creadas debido a intereses del

propietario, tecnología a utilizar, incentivos económicos, liberación de los mercados, etc.

A partir de lo expuesto, se ha optado por utilizar los siguientes criterios a partir del trabajo desarrollado en [12], a fin de establecer las barras en las cuales se va a instalar GD y qué cantidad de potencia cada una de estas va a despachar:

- Prioridad en las barras de carga.
- Prioridad en la demanda.
- Despacho en función de la carga.

#### 4.3.1 PRIORIDAD EN BARRAS DE CARGA

Las iniciativas de instalación de las unidades de despacho se derivan tanto de los operadores de red como de los consumidores, debido a los beneficios de la integración de GD. Esto implica que la GD puede ser instalada en cualquier barra donde es técnicamente posible. Sin embargo, se ha considerado que la unidad de generación distribuida será instalada sólo en las barras con carga y al nivel de tensión respectivo, incluyendo los medios de conexión y de transformación necesarios para la operación segura de la unidad [13].

#### 4.3.2 PRIORIDAD EN LA DEMANDA

Tomando un enfoque especialmente atractivo para los consumidores con gran demanda, en el cual la integración de la GD es empleada para cubrir parte de la carga local y exportar [14], el orden de instalación de la GD se hará iniciando en la barra con mayor demanda y terminando en la barra de menor demanda. En la Tabla 9, se muestran los diferentes escenarios de ubicación de GD en función de la dispersión.

Tabla 9. Escenarios ubicación GD

Barras a instalar GD según ND				
Caso	ND	Nº de barras con GD	Barras a instalar GD	Identificación
C	52,94	9	888,844,860,816,848,836,840,806,830	Dispersión ideal
B	29,41	5	888,844,860,816,848	Dispersión semi-ideal
A	17,65	3	888,844,860	Dispersión baja

#### 4.3.3 DESPACHO EN FUNCIÓN DE LA CARGA

La carga generada por cada unidad de GD se tomará como función del nivel global de dispersión en la red y de la carga local conectada en la barra en la que está instalada. Este comportamiento es denominado factor de participación y es expresado:

$$FP_n = \frac{CI_n}{\sum_i^n CI_x} \quad (3)$$

Donde:

$FP_n$  = Factor participación GD en barra n.

$CI_n$  = Carga instalada en la barra n

$\sum_i^n CI_x$  = Suma de la carga instalada en todas las barras donde se instalara GD.

En la Tabla 10, se muestran los factores de participación, en función del nivel de penetración y para los diferentes escenarios de dispersión. Con base en estos factores de participación, se calcula el despacho de cada unidad de GD según la dispersión y penetración en cada demanda de tal modo que, el despacho de cada unidad varía según las condiciones de demanda.

Tabla 10. Factores de participación

Factor de participación unidades GD			
Nivel de Dispersión	Barras con GD	FP [%]	
9	52,9%	888	28,52
		844	26,24
		860	13,05
		816	10,71
		848	5,26
		836	5,2
		840	4,25
		806	3,49
		830	3,3
5	29,4%	888	34,04
		844	31,32
		860	15,58
		816	12,78
		848	6,28
3	17,6%	888	42,06
		844	38,69
		860	19,25

Por ejemplo en la demanda máxima se tiene una carga total de 1324,83 kW, donde para el caso de un nivel de penetración de 50% la potencia despachada por las unidades de GD es de 662,42 kW. Para un nivel de dispersión de 52,9 %, la barra 888 tiene un factor de participación de 28,52% lo que representa una potencia a suministrar de 188,92 kW por la unidad de GD conectada en dicha barra.

## 5. RESULTADOS

El objetivo de esta sección es mostrar la metodología de análisis sobre la variación en niveles de tensión, pérdidas de energía y flujos de potencia, debido a la introducción de unidades de GD en la red de distribución modelada. Para cada una de las demandas (mínima, media, alta) se utilizaron dos factores: nivel de penetración (NP) y nivel de dispersión (ND), dando como resultado 27 escenarios.

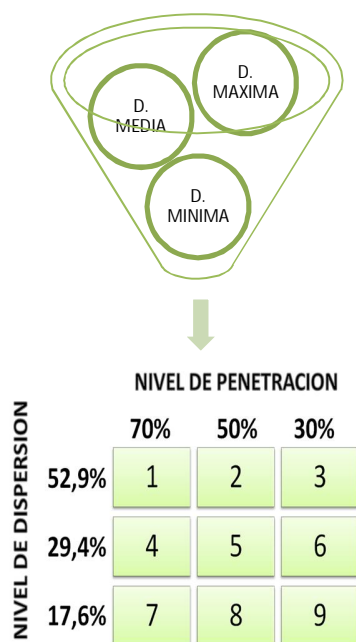


Figura 3. Metodología de análisis para cada demanda

### - Perfil de tensión

Para el análisis del perfil de tensión se utilizó la magnitud de tensión por fase en cada nodo. De acuerdo a esto, cada escenario fue evaluado bajo los siguientes parámetros:

1. Promedio de la tensión. Empleado con el fin de sintetizar la totalidad de los valores, se realizó el promedio de tensiones entre cada una de las fases en cada barra de la red, con base en esto, se realizó un promedio entre las barras del sistema, para cada escenario de las demandas mínima, media y máxima.

Como puede observarse en la figura 4, el comportamiento de cada escenario simulado muestra que la tensión promedio en toda la red no presenta variaciones significativas, esto es deducido a partir de que el rango de variación entre un valor de tensión y otro es de aproximadamente un 1%.

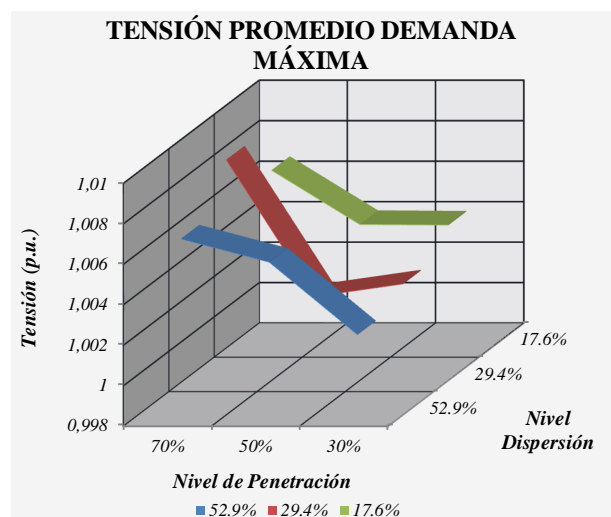


Figura 4. Tensión promedio, demanda máxima

2. Evaluación de límites de tensión

Se analiza que los valores de tensión resultantes en cada escenario se encuentren dentro de límites de tensión favorables. Para esto se examina la tensión máxima y mínima.

- Comportamiento red sin GD

En la demanda mínima y media se observa que la mayor caída de tensión se presenta en la barra 822 (ver figura 2) mientras que, en la demanda máxima la mayor caída de tensión se presenta en la barra 890 (ver figura 2). Esto se debe a la concentración de carga en los ramales respectivos. Lo anterior es sustentado bajo lo expuesto en la Tabla 11.

**Tabla 11. Comportamiento de las cargas según la demanda**

<i>Demanda</i>	<i>Hora</i>	<i>Carga Industrial [p.u.]</i>	<i>Carga Residencial (estrato 1 y 2) [p.u.]</i>	<i>Tensión barra 822 [p.u.]</i>	<i>Tensión barra 890 [p.u.]</i>
<i>Mínima</i>	03:00	0,05	0,26	1,001	1,029
<i>Media</i>	19:00	0,16	0,92	0,969	1,035
<i>Máxima</i>	15:00	1	0,47	0,991	0,914

- Efectos introducción GD

Este efecto varía según la forma de control del despacho de potencia de la unidad de GD. En el programa DigSILENT PowerFactory 14, el método de controlar la potencia es a través de la tensión local.

Se presentan dos modos de control:

- Factor de potencia: al emplear este control, el nodo al cual está conectado el generador es modelado como tipo PQ. Se utiliza para representar generadores con un despacho fijo.
- Tensión: al emplear este control, el nodo al cual está conectado el generador es modelado como tipo PV. Se utiliza para representar generadores cuya potencia y magnitud de tensión son controlados.

Al utilizar el control de factor de potencia, la introducción de GD se emplea sólo para compensar la carga cercana al nodo de interconexión, lo cual puede disminuir la caída de tensión en el ramal correspondiente. La Tabla 12, muestra que aunque se presenta el efecto anteriormente expuesto, no se genera una variación significativa en las tensiones de las barras con GD.

No obstante, se debe tener especial cuidado en la ubicación en partes de la red con sistemas de regulación de tensión. Por ejemplo, si una unidad de GD se ubica justo después de un regulador de tensión o un transformador LTC que se utiliza para compensar una caída de tensión en las líneas, probablemente los controles del regulador no serán capaces de medir adecuadamente la demanda y actuarán de forma inadecuada. Debido a que la GD reduce la carga observada por el

regulador, este establece una tensión más baja que la necesaria para mantener niveles adecuados de servicio en el extremo más lejano del alimentador.

Mediante la implementación del control a través de la tensión, la unidad de GD, además de compensar la carga local, suministra o absorbe energía reactiva, incrementando o disminuyendo, respectivamente, la tensión en la barra en la cual se encuentra conectada y puede tener influencia sobre las barras adyacentes.

**Tabla 12. Magnitudes de tensión resultantes de la conexión de GD. Demanda mínima (PQ)**

<i>Nombre</i>	<i>SIN GD</i>	<i>ND52.9 NP 70</i>	<i>ND52.9 NP 50</i>	<i>ND52.9 NP 30</i>
<b>B_806</b>	1,03	1,03	1,03	1,03
<b>B_816</b>	1,017	1,011	1,013	1,009
<b>B_830</b>	1,016	1,014	1,015	1,009
<b>B_836</b>	1,036	1,034	1,032	1,03
<b>B_840</b>	1,036	1,034	1,032	1,03
<b>B_844</b>	1,036	1,034	1,032	1,032
<b>B_848</b>	1,036	1,035	1,033	1,031
<b>B_860</b>	1,036	1,034	1,032	1,03
<b>B_888</b>	1,034	1,031	1,028	1,025

**Tabla 13. Magnitudes de tensión resultantes de la conexión de GD. Demanda mínima (PV)**

<i>Nombre</i>	<i>SIN GD</i>	<i>ND52.9 NP 70</i>	<i>ND52.9 NP 50</i>	<i>ND52.9 NP 30</i>
<b>B_806</b>	1,03	1,03	1,03	1,03
<b>B_816</b>	1,017	1,039	1,039	1,04
<b>B_830</b>	1,016	1,043	1,043	1,042
<b>B_836</b>	1,036	1,072	1,077	1,073
<b>B_840</b>	1,036	1,072	1,077	1,073
<b>B_844</b>	1,036	1,072	1,077	1,077
<b>B_848</b>	1,036	1,073	1,078	1,074
<b>B_860</b>	1,036	1,072	1,077	1,073
<b>B_888</b>	1,034	1,112	1,116	1,111

La Tabla 13, muestra que implementando este tipo de control se puede llevar a impactos negativos en la tensión al sobrepasar los límites máximos de tensión. Por ejemplo, para la barra 888 con un NP de 50% y un ND de 52,9%, se obtiene como resultado una tensión de 1,116 (p.u.).

**- Pérdidas de potencia**

Para condensar los resultados de esta etapa se realizó una sumatoria de las pérdidas totales en las líneas para cada uno de los escenarios. Las tablas presentan la variación porcentual de estas pérdidas, utilizando como valor base las pérdidas totales de la red de prueba sin GD.

Si la GD tiene un control PQ, compensa la carga local y no va a afectar la potencia reactiva de la red, por consiguiente disminuye la corriente de las líneas, asimismo se produce una disminución en las pérdidas respecto al caso base.

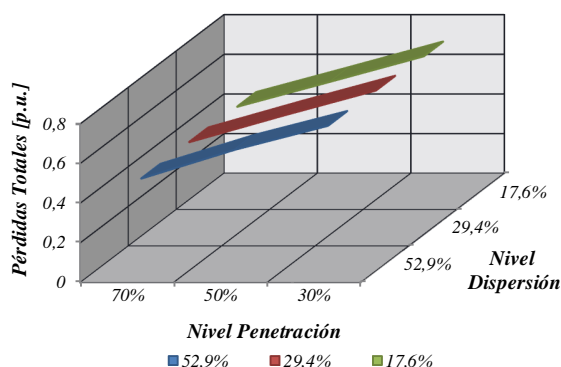
➤ *Demanda máxima*

Los escenarios donde se presenta la mayor disminución de pérdidas, son en aquellos donde el nivel de penetración es del 70%.

**Tabla 14. Pérdida mínima de potencia, demanda máxima**

Pérdidas Demanda Máxima		
Nivel Dispersión	Nivel Penetración	Pérdidas Totales
17,6%	70%	0,4646 [p.u.]

**PÉRDIDAS DEMANDA MÁXIMA**



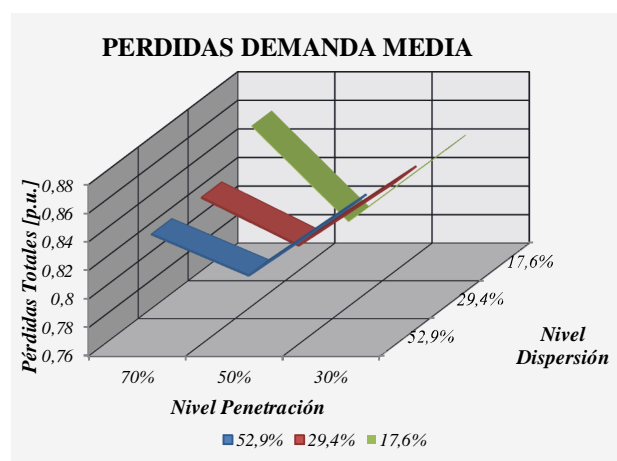
**Figura 5. Pérdidas de potencia, demanda máxima**

➤ *Demanda media*

Los escenarios donde se presenta la mayor disminución de pérdidas, son en aquellos donde el nivel de penetración es del 50%.

**Tabla 15. Pérdida mínima de potencia, demanda media**

Pérdidas Demanda Media		
Nivel Dispersión	Nivel Penetración	Pérdidas Totales
17,6%	50%	0,794 [p.u.]



**Figura 6. Pérdidas de potencia, demanda media**

➤ *Demanda mínima*

Los escenarios donde se presenta la mayor disminución de pérdidas, son en aquellos donde el nivel de penetración es del 30%.

**Tabla 16. Pérdida mínima de potencia, demanda mínima**

Pérdidas Demanda Mínima		
Nivel Dispersión	Nivel Penetración	Pérdidas Totales
52,9%	30%	0,8591 [p.u.]

De acuerdo al anterior análisis, una pequeña unidad de GD colocada estratégicamente, con una alimentación entre 10% y 20% de la demanda en su propia barra, puede tener un beneficio de reducción de pérdidas significativo para el sistema.

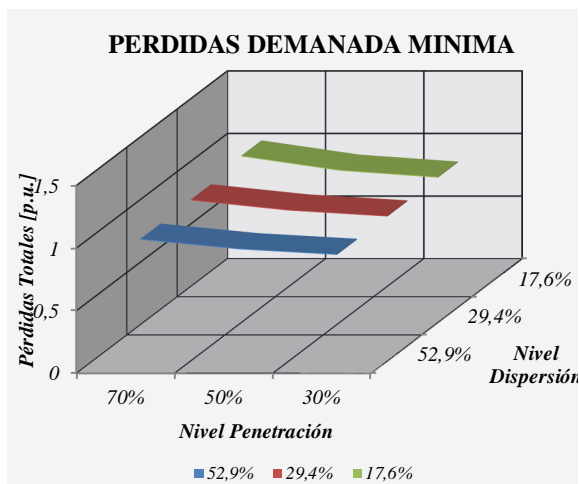


Figura 7. Pérdidas de potencia, demanda mínima

Al implementar GD bajo un control PV, se compensa la carga local pero genera un aumento de los reactivos del sistema y por ende en la corriente de las líneas, repercutiendo negativamente como se observa en la Tabla 17.

Tabla 17. Pérdidas demanda mínima, control PV

Pérdidas Demanda Mínima			
Nivel Dispersión	Nivel Penetración	Pérdidas Totales	Control tensión [p.u]
0%	0%	35,075 [kW]	
52,9%	70%	1,746 [p.u.]	1.05
52,9%	50%	1,655 [p.u.]	1.05
52,9%	30%	1,777 [p.u.]	1.05
29,4%	70%	1,746 [p.u.]	0.95
29,4%	50%	1,807 [p.u.]	0.95
29,4%	30%	1,873 [p.u.]	0.95
17,6%	70%	1,936 [p.u.]	1
17,6%	50%	1,980 [p.u.]	1
17,6%	30%	2,063 [p.u.]	1

Por ejemplo, para el escenario con un NP de 30% y un ND de 17,6%, se obtuvo unas pérdidas totales de 2,063 (p.u).

### - Transporte de potencia en las líneas

El comportamiento del flujo de potencia para cada escenario se evaluó bajo las siguientes condiciones:

- Inversión de flujo.
- Magnitud total del flujo cambiante.

El programa muestra en el flujo de potencia, la potencia que atraviesa la barra, las pérdidas en las líneas y el consumo de potencia de las cargas en cada una de las barras. Dado que no muestra el flujo a través de la línea, fue necesaria la realización de un proceso para la obtención de dicho flujo.

Para analizar la inversión del flujo se tomó como caso base la red, sistema de distribución radial, alimentada desde un solo punto, (la subestación).

En la figura 8, se observa una sección de la red total, con el propósito de explicar la inversión de flujo provocada por la interconexión de las unidades de GD.

La Tabla 18, muestra el número de líneas que presentan inversión de flujo para cada escenario según la demanda.

Tabla 18. Cantidad de líneas con inversión de flujo

	NP 30	NP 50	NP 70	
ND 52.9	0	0	0	D. MAX
	3	3	3	D. MED
	2	3	3	D. MIN
ND 29.4	0	0	0	D. MAX
	3	3	3	D. MED
	3	3	3	D. MIN
ND 17.6	0	0	0	D. MAX
	1	1	1	D. MED
	1	1	1	D. MIN

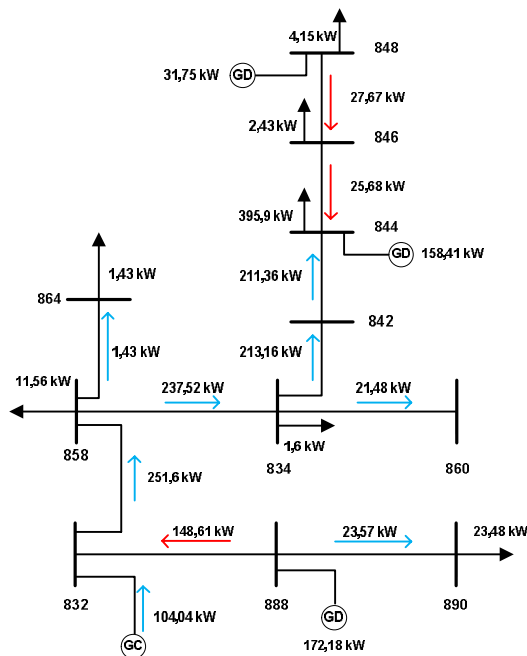


Figura 8. Extracción red 34 nodos. Flujo de potencia demanda media ND52.9 – NP70.

Por ejemplo, para el escenario con un NP de 30% y un ND de 17,6%, se obtuvo una inversión en el flujo de la línea 832-888.

Las unidades de GD están ubicadas en las cargas más grandes, siendo éstas de tipo industrial y representan la mayor potencia a alimentar en la red. En el escenario de demanda máxima, cada GD no excede la carga en la barra a la que se conecta. Caso diferente ocurre en los escenarios en los cuales la demanda es mínima o media, donde las cargas industriales decaen y la GD continúa con su NP en la red. En esos casos, hay unidades que exceden en generación a su carga local, ocasionando la inversión en los flujos de potencia en algunas líneas.

Para escenarios con una línea con inversión en el flujo se presenta en la línea L832-888, con dos líneas con inversión en el flujo se presenta en las líneas L846-848, L844-846 y con tres líneas con inversión en el flujo se presenta en las líneas L832-888, L846-848, L844-846.

Sobre estas líneas se deben considerar los límites de capacidad de corriente de los conductores, dado que así la unidad de GD no genere un problema de tensión, ni disminuya las pérdidas de potencia en el sistema, puede generar un flujo inverso que exceda esos límites.

Además se debe tener en cuenta el punto de conexión y desconexión de los ramales, ya que cuando un dispositivo de protección (por ejemplo, un interruptor, reconectador o seccionador) ubicado entre la fuente de GD y una zona de la red se abre, existe la posibilidad de que se forme una isla o sistema eléctrico aislado. Esto genera tres problemas:

- Seguridad del personal: los trabajadores de servicios públicos pueden estar expuestos a circuitos energizados, si no se siguen las reglas de seguridad correspondientes, ante la presunción de la ausencia de tensión debida a la desconexión de la red principal.
- Desconexión y conexión: si se produce un evento de desconexión-conexión en un lapso de tiempo corto, las unidades de GD en isla podrían quedar fuera de sincronismo, con respecto al sistema, durante el "período muerto". Por lo tanto, en el instante de reconexión, no se cumplirán los requisitos de tensión y frecuencia con el sistema.
- Calidad del servicio: Si la isla es el resultado de la operación de un dispositivo de protección por condiciones ajenas a una falla, esto podría dar lugar a la condición de isla durante un período prolongado causando variaciones de tensión y frecuencia dependiendo del control que tengan las unidades de GD involucradas.

Es recomendable que la capacidad de generación de las unidades de GD sea menor a un tercio de la carga a alimentar, previniendo así la formación de islas. Según la IEEE, se ha demostrado que a medida que la carga de pre-isla se acerca a tres veces la generación, no existe ninguna condición de excitación para poder dar soporte a la carga. Este factor es conservador pero, debido a que la variación de la carga rara vez es bien conocida, da un margen a los cambios futuros en la carga mínima del cliente. Sin embargo, una proporción de 2 a 1 puede ser aceptable en algunas aplicaciones [15].

## 6. CONCLUSIONES

En este trabajo de grado se expone un método de análisis de impactos en cuanto a la integración de generación distribuida en redes de distribución, con generadores sincrónicos los cuales tienen un control por medio del factor de potencia. Debido a que las unidades de GD generalmente son una iniciativa de usuarios y en ocasiones del operador de red, éste es el primer factor que determina su posible ubicación dentro del sistema.

Establecida una ubicación preliminar, deberían estudiar los impactos generados por ésta en las posibles barras candidatas para su interconexión con la red, teniendo en cuenta los siguientes casos de ubicación de la GD:

1. GD localizada al inicio del ramal: el nivel de tensión y las pérdidas de potencia para las barras restantes contenidas en el ramal no presentan variación. Sólo se ve afectada la barra donde está conectada directamente la GD. Debido a que no se generan flujos inversos en el ramal, es posible aumentarla capacidad de generación.
2. GD localizada dentro del ramal: para este caso, se observó que en los ramales donde se presenta flujo inverso las pérdidas pueden disminuir. Asimismo, el perfil de tensión disminuye aunque el rango de variación no es mayor al 1%. Además, posiblemente se origine un flujo inverso que limita la cantidad de potencia a producir.

Mediante el análisis de los impactos sobre el perfil de tensión, pérdidas de potencia e inversión en los flujos, es posible determinar la ubicación final y capacidad de generación de las unidades de GD, siendo esta última estimada en función de la carga local o del ramal a alimentar. Se deduce así, que se deben ponderar estos impactos por parte del operador de red para que su ubicación sea óptima tanto técnica como económicamente.

De acuerdo a los resultados se observó que la variabilidad de la demanda en el transcurso del día afecta las instalaciones de GD, dado que dependiendo de la potencia requerida por el sistema en determinado período de tiempo y de la generación instalada, se originarán o no flujos inversos. De acuerdo a esto, es necesario un control en el despacho de las unidades,

manteniendo una relación entre carga y generación de 3 a 1 si no se conoce la variación de la carga, y una relación de 2 a 1 si dicha variación es conocida.

Factores indispensables y aún faltantes en profundizar, para un análisis de impactos en el sistema incluyen, características dinámicas del generador, características del sistema de distribución en el punto de interconexión; limitación técnica en cuanto a la capacidad de corriente en las líneas, aspectos aguas abajo del transformador de distribución, compatibilidad de conexión a tierra del transformador y el tipo de convertidor de energía.

Asimismo, se recomienda implementar un análisis donde la demanda sea simulada por la variación total obtenida en el día. Sumado a esto, realizar los correspondientes estudios de cortocircuito en estado estable.

## 7. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] Story of Stuff, <http://www.youtube.com/watch?v=gLBE5QAYXp8> [citado 10 febrero de 2011].
- [2] 34-bus Feeder (XLS and DOC), disponible en: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html> [citado 10 febrero de 2011].
- [3] Sundaram. A, Power Quality Impacts of Distributed Generation, Technical Progress Report, November 2000, pp. 38-39.
- [4] Silva, J., Funmilayo, H., Butler-Purry, K, Impact of Distributed Generation on the IEEE 34 node radial test feeder with overcurrent protection.
- [5] Arritt, R., Dugan, R, Distributed Generation Interconnection Transformer and Grounding Selection, IEEE, pp. 2-4.
- [6] Electricidad de Santander S.A. E.S.P., Normas para el Cálculo y Diseño de Sistemas de Distribución, 2005, pp. 115-120.
- [7] NdagaMwakabuta and ArunSekar, "Comparative Study of the IEEE 34 Node Test Feeder under Practical Simplifications", 2007 39th North American Power Symposium (NAPS 2007), pp. 484-491.
- [8] IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis, IEEE Std 399-1997, pp. 85.
- [9] Charles Cresswell, "Steady State Models for Power System Analysis", [PhD Thesis]. The University of Edinburgh, 2009, pp. 125-126.

[10] IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis, IEEE Std 399-1997, pp. 97-98.

[11] Br. Jaspe M. Yolimar J. y Br. Torres Z. Félix E., “Efecto de la Ubicación Óptima de las Fuentes de Generación Distribuida Sobre las Pérdidas de Potencia y la Regulación de Voltaje”, [Tesis para optar el título de Ingeniero electricista]. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la fuerza Armada Bolivariana, 2008, pp. 51.

[12] Br. Jaspe M. Yolimar J. y Br. Torres Z. Félix E., “Efecto de la Ubicación Óptima de las Fuentes de Generación Distribuida Sobre las Pérdidas de Potencia y la Regulación de Voltaje”, [Tesis para optar el título de Ingeniero electricista]. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la fuerza Armada Bolivariana, 2008, pp. 56-59

[13] Br. Jaspe M. Yolimar J. y Br. Torres Z. Félix E., “Efecto de la Ubicación Óptima de las Fuentes de Generación Distribuida Sobre las Pérdidas de Potencia y la Regulación de Voltaje”, [Tesis para optar el título de Ingeniero electricista]. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la fuerza Armada Bolivariana, 2008, pp. 58-59

[14] Br. Jaspe M. Yolimar J. y Br. Torres Z. Félix E., “Efecto de la Ubicación Óptima de las Fuentes de Generación Distribuida Sobre las Pérdidas de Potencia y la Regulación de Voltaje”, [Tesis para optar el título de Ingeniero electricista]. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la fuerza Armada Bolivariana, 2008, pp. 59.

[15] IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2009, pp. 88.

## 8. CURRÍCULUM

### Sara Juliana Acevedo Rodríguez



Nació en Bucaramanga, Colombia. Bachiller comercial del Colegio de Nuestra Señora del Pilar, realizó una pasantía en Buenos Aires, Argentina en el área de Ingeniería de Obras. Actualmente, es candidata a optar por el título de ingeniería eléctrica de la Universidad Industrial de Santander.

### Gilberto Suárez Ibarra



Nació en Bucaramanga, Colombia. Técnico en diseño industrial del Instituto Tecnológico Salesiano, octavo puesto en las pruebas saber pro, antiguo ECAES, 2009 a nivel nacional, Actualmente, es candidato a optar por el título de ingeniería eléctrica de Universidad Industrial de Santander.