

**OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGIA ELECTRICA CON
REPRESENTACIONES DE FUENTES DE GENERACION DISTRIBUIDA,
TENIENDO EN CUENTA LOS PRINCIPIOS DE INTERCAMBIO DE ENERGÍA
DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO**

**JOSÉ JULIAN DÍAZ GONZÁLEZ
JOSÉ ANDRÉS MANRIQUE LIZARAZO**

**ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
BUCARAMANGA
2009**

**OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGIA ELECTRICA CON
REPRESENTACIONES DE FUENTES DE GENERACION DISTRIBUIDA,
TENIENDO EN CUENTA LOS PRINCIPIOS DE INTERCAMBIO DE ENERGÍA
DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO**

**JOSÉ JULIAN DÍAZ GONZÁLEZ
JOSÉ ANDRÉS MANRIQUE LIZARAZO**

Trabajo de grado presentado como requisito parcial
para optar por el título de Ingeniero Electricista

Director
GERARDO LATORRE BAYONA
Doctor Ingeniero Electricista

**ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
BUCARAMANGA
2009**

A mis padres Francisco Antonio y Alcira, esta es una de sus metas cumplidas.

A mis hermanos Omar, Edwin y Ferney, por su confianza.

A mis tías Graciela, Rita y Miriam, por su apoyo y consejos.

-José Andrés

*A mis padres Alirio y Dora y en su nombre a toda mi familia por su incansable e
incondicional apoyo.*

A todas aquellas personas que me acompañaron en este proceso, por su compañía.

-José Julián

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al profesor Gerardo Latorre Bayona por su apoyo, cuestionamiento y crítica en la dirección del trabajo de grado. De la misma forma durante el desarrollo del mismo los autores quieren expresar sus más sinceros agradecimientos a todas las personas que de alguna forma contribuyeron con su finalización.

-Por parte de José Andrés se agradece:

A mis padres Francisco Antonio y Alcira, por su apoyo, confianza y guía en el transcurso de mi carrera profesional y en general a toda mi familia.

A mis amigos de la sede UIS Málaga y mis compañeros de Eléctrica con los que aprendí, compartí y viví la etapa de la Universidad.

A la comunidad de Residencias y Comedores UIS, por su apoyo y formación como profesional.

-José Julián agradece:

A mi familia, que sin su incansable apoyo y compañía el transcurso de esta carrera profesional no hubiese sido del todo exitosa.

A mis compañeros de carrera, cuyas experiencias ayudaron a mi crecimiento como persona.

A mi compañero Andrés por la paciencia y dedicación a la consecución de este logro.

ÍNDICE GENERAL

Agradecimientos	VIII
Índice de tablas	XI
Índice de Anexos	XII
Resumen	XIII
Abstract	XIV
Introducción	1
1. Normatividad Vigente Para el Despacho de Energía	3
1.1 Generación	4
1.1.1 Según Resolución 055 de 1994	4
1.1.2 Según Resolución 086 de 1996 que reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentren conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN)	5
1.2 Obligaciones del Centro Nacional de Despacho	6
1.3 Criterios Para el Despacho Económico	7
1.4 Código de Operación	9
1.4.1 Resolución 009 de 1994	9
1.4.2 Resolución 024 de 1995	10
1.5 Registro de los Agentes del Mercado Mayorista	11
2. Análisis del Despacho Económico para la Red Prototipo	13
2.1 Aspectos Generales	13
2.1.1 Red Prototipo	13
2.1.2 Tecnologías de Generación Distribuida	13
2.1.3 Pérdidas de Potencia Activa y Reactiva	14
2.1.4 Control de Potencia Reactiva	14
2.1.5 Estabilidad de Tensión en Estado Estable	15
2.1.6 Estabilidad de Ángulo del Par en Estado Estable	15
2.2 Simulación del Caso Base	16
2.2.1 Capacidad Instalada y Generación en Colombia	16

2.2.2 Sistema de Transmisión en Colombia	17
2.2.3 Componentes de la Red Prototipo	18
2.2.4 Resultados	21
3. Resultados del Análisis de Despacho Económico con la Inclusión de Representaciones de Generación Distribuida	25
3.1 Aspectos Generales	25
3.2 Resultados	26
3.2.1 Demanda Máxima	26
3.2.2 Demanda Media	29
3.2.3 Demanda Mínima	32
3.3 Análisis de Resultados Generales	35
3.3.1 Información de las Barras	35
3.3.2 Pérdidas de Potencia	35
3.3.3 Costos de Generación	36
Conclusiones	37
Recomendaciones	38
Bibliografía	40

ÍNDICE DE TABLAS

2.1	Resumen Líneas de Transporte del SIN	17
2.2	Participación de Transportadores en el SIN	18
2.3	Parámetros de los Generadores	19
2.4	Parámetros de las Líneas de Transporte	19
2.5	Parámetros de los Transformadores	20
2.6	Resultados Caso Base Demanda Máxima	22
2.7	Resultados Caso Base Demanda Media	23
2.8	Resultados Caso Base Demanda Mínima	24
3.1	Parámetros Representaciones de GD	25
3.2	Resultados Nivel Bajo de Penetración de GD Demanda Máxima	26
3.3	Resultados Nivel Medio de Penetración de GD Demanda Máxima	27
3.4	Resultados Nivel Alto de Penetración de GD Demanda Máxima	28
3.5	Resultados Nivel Bajo de Penetración de GD Demanda Media	29
3.6	Resultados Nivel Medio de Penetración de GD Demanda Media	30
3.7	Resultados Nivel Alto de Penetración de GD Demanda Media	31
3.8	Resultados Nivel Bajo de Penetración de GD Demanda Mínima	32
3.9	Resultados Nivel Medio de Penetración de GD Demanda Mínima	33
3.10	Resultados Nivel Alto de Penetración de GD Demanda Mínima	34
A1.1	Costos de Generación Central Hidráulica	43
A1.2	Costos de Generación Central Térmica a Gas	44
A1.3	Costos de Generación Central Térmica a Carbón	44
A1.4	Precio de Bolsa del MEM	44

ÍNDICE DE ANEXOS

A. Costos Indicativos de Generación	43
A.1 Unidad Hidráulica	43
A.2 Unidad Térmica a Gas	43
A.3 Unidad Térmica a Carbón	44
A.4 Precio de Bolsa en el Mercado Eléctrico Colombiano	44
B. Resolución CREG No. 012 (18 FEB. 2009)	45
C. Proyecto: Distribución Eléctrica Inteligente SILICE	47
C.1 Objetivo General	47
C.2 Objetivos Específicos	47

RESUMEN

TÍTULO:

OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGIA ELECTRICA CON REPRESENTACIONES DE FUENTES DE GENERACION DISTRIBUIDA, TENIENDO EN CUENTA LOS PRINCIPIOS DE INTERCAMBIO DE ENERGÍA DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO.¹

AUTORES:

JOSÉ JULIAN DÍAZ GONZÁLEZ
JOSÉ ANDRÉS MANRIQUE LIZARAZO²

PALABRAS CLAVE:

Generación Distribuida, Recursos Renovables, Despacho de Energía, Bolsa de Energía, Sistema de Intercambios Comerciales.

DESCRIPCIÓN:

La tecnología de Generación Distribuida (GD) ofrece la oportunidad de incluir recursos energéticos renovables. Sin embargo, se plantea el interrogante de cómo influirán en el despacho de energía los agentes de generación que contengan fuentes de este tipo y cuál es el impacto técnico económico sobre el sistema de potencia. Es allí donde se hace necesario revisar la regulación actual en Colombia, emitida por la CREG, para determinar cómo la GD puede hacer parte de la bolsa de energía en el mercado eléctrico colombiano. Esto con el fin de establecer los requerimientos mínimos que debe proporcionar el agente generador al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC). Con base en la red prototipo IEEE 14, se hace un estudio del despacho económico utilizando el software NEPLAN. Para ello, se tienen en cuenta escenarios de demanda, en los cuales las unidades de generación mantienen sus límites de generación y precio de oferta. Posteriormente se analiza la incidencia de la inclusión de fuentes de GD, con diferentes niveles de penetración en el sistema de potencia. El trabajo realizado ofrece un punto de vista para la futura implementación de la GD en el mercado eléctrico colombiano. Además, el uso de esta tecnología que cuenta con fuentes de bajo impacto ambiental, como solar fotovoltaica, promueve su implementación con el fin de, a largo plazo, disminuir de forma significativa el uso de combustibles fósiles como fuente única de generación.

¹Proyecto de Grado

²Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Gerardo Latorre Bayona.

ABSTRACT

TITLE:

OPERATION OF ELECTRICAL ENERGY SYSTEMS WITH REPRESENTATIONS OF SOURCES OF DISTRIBUTED GENERATION, HAVING IN COUNTS THE PRINCIPLES OF EXCHANGE OF ENERGY OF THE ELECTRICAL COLOMBIAN MARKET.¹

AUTHORS:

JOSÉ JULIAN DÍAZ GONZÁLEZ
JOSÉ ANDRÉS MANRIQUE LIZARAZO²

KEY WORDS:

Distributed Generation, Renewable Resources, Sale of Energy, Stock Exchange of Energy, System of Commercial Exchanges.

DESCRIPTION:

The technology of Distributed Generation (DG) has showed the incorporation of energetic resources of renewable type. In consequence, the question appears of how this agents of generation would influence in the sale of energy and besides his technical-economic impact on the power system. Is there where it becomes necessary to check the current regulation in Colombia, emitted by the CREG, to determine how the DG can do part of the stock exchange of energy on the electrical Colombian market. This in order to establish the minimal requirements that the generating agent must provide to the Manager of the System of Commercial Exchanges (SIC). With base in the prototype network IEEE 14, there is done a study of the economic sale by means of the software NEPLAN, obtaining the electrical characteristic that shapes the system. In the first instance the scenes of demand must be born in mind in the system, where the units of generation support his limits of generation and price of offer. Later the incident is analyzed due to the incorporation of DG's sources with different levels of penetration in the power system. To analyze the influence of DG's technologies on the conventional (thermal and hydraulic) gives a point of view for his future implementation on the electrical Colombian market. In addition, the use of this technologies that count with sources of low environmental impact, as photovoltaic, promotes his implementation in order to diminish the use of fossil fuels as the unique source of generation.

¹Degree Project

²Faculty of Physical-Mechanic Engineering. School of Electrical, Electronical and Telecommunications Engineering. Gerardo Latorre Bayona.

INTRODUCCIÓN

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) a través del Centro Nacional de Despacho (CND) aplica una metodología llamada despacho económico de generación al sistema eléctrico colombiano, con lo cual permite la libre competencia entre los agentes de generación de acuerdo con su oferta del precio de electricidad y a su capacidad de generación al asignar las potencias inyectadas por los mismos necesaria para suplir la demanda y estabilidad del sistema.

Las centrales hidráulicas y térmicas representan en el sistema eléctrico colombiano cerca del 95% de la capacidad instalada. Son éstas quienes establecen el precio de la energía debido precisamente a su amplia capacidad de generación. Por ello el auge en el uso de energías alternativas ha planteado la posibilidad de incluir redes de Generación Distribuida (GD), las cuales generalmente manejan energía eléctrica obtenida de fuentes no convencionales. Éstas ofrecen un bajo índice de contaminación ambiental y reducen la dependencia de los combustibles fósiles, además de la reducción de las pérdidas por transmisión y distribución.

Es así como se hace necesario revisar la regulación actual con el objeto de establecer los puntos aplicables a un sistema que incluya centrales de generación de tipo hidráulicas y térmicas, así como fuentes de generación distribuida acorde al sistema eléctrico colombiano. Por tanto, es importante diferenciar los artículos que rigen al mercado de energía mayorista (MEM) que pueden ser aplicados a las redes de GD y establecer un punto de partida para su regulación.

En la actualidad la mayor parte de la normatividad se especifica para centrales generadoras con capacidad superior a 20 MW lo cual implica una posible exclusión de opciones de competencia en el mercado eléctrico mayorista para redes de GD. Sin embargo, por medio de apartados anexos para pequeños

agentes generadores permite indagar acerca de un procedimiento que incluya el punto de vista plasmado.

Este trabajo de grado muestra en tres capítulos el análisis de la operación de sistemas de energía eléctrica que contienen representaciones de fuentes de generación distribuida, acorde a la normatividad del mercado eléctrico colombiano. El primer capítulo muestra la síntesis de la normatividad y regulación aplicable al caso objeto de estudio acorde a las resoluciones emitidas por la CREG. El segundo capítulo muestra la representación de un sistema de potencia por medio de la red prototipo IEEE 14, analizando las variables de tipo eléctricas y económicas que lo caracterizan, teniendo en cuenta que la demanda del sistema se modela por tres escenarios de carga (baja, media y alta) realizando estudios de despacho económico. El tercer capítulo establece las diferencias de cómo influye la inclusión de la tecnología de la GD en el sistema, de acuerdo a un nivel bajo, medio y alto de penetración en la red.

1. NORMATIVIDAD VIGENTE PARA EL DESPACHO DE ENERGÍA.

En lo referido al despacho económico de la energía eléctrica en Colombia existen gran cantidad de normas y reglamentos que la regulan en cada uno de sus aspectos, tales como la bolsa de energía, el despacho, la intervención de los precios, la reserva etc..

Para cada uno de dichos aspectos se tienen resoluciones, en su mayoría emitidas por la CREG, que se basan fundamentalmente en las leyes 142 y 143 de 1994, las cuales reglamentan el régimen de los servicios públicos domiciliarios (ley 142 de 1994), y el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional (ley 143 de 1994).

Con base en estas dos importantes leyes, se tiene gran cantidad de reglamentaciones que son aplicadas al despacho económico en Colombia. El objetivo de este capítulo es mostrar cuáles de dichas reglamentaciones son aplicables al tema objeto de estudio, es decir la generación distribuida, en el caso de que éstas tecnologías sean implementadas en Colombia y a su vez se vinculen al mercado mayorista.

Para esto es necesario saber el tipo de restricciones, condiciones o exigencias que deban tenerse en cuenta al implementar en el sistema interconectado nacional una fuente generadora de este tipo y pueda ser llevada con éxito al mercado de energía. Así mismo es importante planear a largo plazo estrategias de ampliación y optimización para mantener un sistema de estas características vigente en el mercado, operando a bajo costo y con una alta rentabilidad que compense los gastos que acarrea la implementación de una planta generadora que opere con energía fotovoltaica.

A continuación se hace referencia a los apartes más relevantes de dichas reglamentaciones, que para el estudio, han sido los que muestran mayor aplicabilidad para la futura elaboración de alguna normatividad que regule en el

mercado de energía la inclusión de este tipo de cuerpos generadores, por tanto la importancia reside no tanto en la aplicación textual de lo consignado en estas normas, sino en la redacción de otro tipo de reglamentación diferente que sea dirigida únicamente a las fuentes de generación distribuida.

1.1 Generación

1.1.1 Resolución 055 de 1994 como Pauta de la Generación de Energía Eléctrica en Colombia.

Esta resolución nos muestra en primera instancia definiciones importantes a tener en cuenta en este aspecto tales como *Agente económico, Bolsa de energía, Despacho central, Generador, etc.*

Uno de los puntos más importantes a resaltar es el hecho que son excluidos del cumplimiento de esta resolución los generadores que tienen una capacidad efectiva total inferior a 10 MW, y los autogeneradores. Aún así es necesaria la revisión de esta norma puesto que en algún caso la inclusión de una fuente de generación distribuida puede sobrepasar los 10 MW y se vería obligada a satisfacer los requerimientos de esta resolución. Más adelante hablaremos acerca de las fuentes que son excluidas ya que también existe regulación para estas.

Se refiere en primera instancia, y tal vez como punto más importante de esta normatividad, es que obliga a cualquier ente generador a vincularse al sistema interconectado y someterse al despacho central, coordinado por el Centro Nacional de Despacho (CND). De otra parte se ven obligados a proporcionar al CND y al administrador del SIC (Sistema de Intercambios Comerciales) en forma oportuna y fiel la información que estos soliciten para efectuar el despacho central.

También la normatividad expone la forma en que las empresas participan en la bolsa de energía, ya sea por medio de contratos, transacciones o servicios asociados. En cualquiera de estos casos se debe especificar el costo variable con el cual se va a cotizar en la bolsa de energía, siendo este diferente para cada tipo

de generación que esté en el sistema. Otro apartado nos dice que las empresas no deben discriminar o preferir algún tipo de usuario en las transacciones de energía en el mercado mayorista.

En los artículos subsiguientes de esta resolución se tratan temas como la obligación que tienen los agentes generadores acerca de informar el cierre de plantas, la comercialización de energía proveniente de productores marginales, independientes o para uso personal. En consecuencia lo resumido hasta este punto es lo más importante que trata acerca de la generación en esta resolución.

1.1.2 Según Resolución 086 de 1996 que Reglamenta la Actividad de Generación con Plantas Menores de 20 MW que se Encuentren Conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Esta resolución es parcialmente modificada por las resoluciones CREG 032 de 2001 y CREG 039 de 2001.

Los aspectos más relevantes de esta normatividad son especificar las opciones que tienen las plantas menores para comercializar la energía que generan.

Para las plantas con capacidad menor a 10 MW se especifica lo siguiente:

“Estas plantas no tendrán acceso al Despacho Central y por lo tanto no participarán en el Mercado Mayorista de electricidad.”

La energía que generan estas plantas puede ser vendida a una comercializadora que atiende el mercado regulado, directamente y sin convocatoria pública siempre y cuando no exista vinculación económica entre el vendedor y el comprador. Para este caso el precio de venta será el Precio en la Bolsa Energía en cada una de las horas correspondientes, menos un peso moneda legal (\$ 1.00) por KWh indexado. Otra forma de venta es con una comercializadora si se participa en las convocatorias públicas abiertas por dichas empresas, en este caso la adjudicación se efectúa por mérito de precio. La tercera opción que tienen estas plantas para

vender su energía son los usuarios no regulados, o en su defecto a generadoras o comercializadoras que destinen dicha energía exclusivamente a usuarios no regulados, en este caso el precio de venta es pactado libremente.

En el caso de las plantas con capacidad entre 10 y 20 MW, estas pueden elegir entre acceder o no al Despacho Central. En caso de que se vinculen a él deberán cumplir con la reglamentación vigente expuesta anteriormente. En caso contrario pueden comercializar su energía de la misma forma que lo hacen las plantas con capacidad inferior a 10 MW.

1.2 Obligaciones del Centro Nacional de Despacho

Para este punto también se tuvo como principal fuente la Resolución 055 de 1994 y sus correspondientes modificaciones.

En este apartado aclararemos las obligaciones que tiene el CND con respecto al comercio de energía a nivel nacional, así como los puntos más importantes que hay que tener en cuenta para que cumpla con las reglamentaciones existentes.

El CND debe hacer la planeación a largo y mediano plazo de todos los recursos de generación interconectados al sistema nacional teniendo en cuenta también las interconexiones internacionales.

El CND debe cumplir con las siguientes obligaciones y suministrar la información obtenida a los cuerpos generadores.

- a. Las proyecciones de demanda de energía eléctrica adoptadas para el planeamiento de la operación.
- b. Los pronósticos hidrológicos preparados con base en la información climatológica disponible.
- c. La disponibilidad de las unidades de generación e interconexiones internacionales.

- d. Las restricciones operativas impuestas por razones técnicas.
- e. La energía entregada al Sistema Interconectado Nacional por unidades de generación no sujetas al despacho central.
- f. La disponibilidad del sistema de transmisión y distribución de acuerdo a las necesidades de salida de servicio de redes para mantenimiento, reparaciones, extensiones o refuerzos. La programación de la salida del servicio se hará de acuerdo con lo previsto en el código de redes, y en forma tal que no discrimine o prefiera indebidamente a ninguna empresa, y que no se utilice como instrumento para limitar la competencia.

Finalmente, se calcula el precio de la energía en la bolsa y esta información se suministra a las empresas que participan en el mercado mayorista.

También es de importancia saber que es competencia del Centro Nacional de Despacho (CND), determinar las generaciones de seguridad y contingencia, la clase de restricción y las regiones afectadas por las mismas.

Entonces se puede concluir que el CND sólo da a conocer el precio estimado de la energía en la bolsa después de tener en su conocimiento los distintos datos que deben proporcionarle los cuerpos generadores, así como la demanda estimada en un tiempo determinado. Así mismo debe tener en cuenta las posibles emergencias que se presenten y elaborar una forma de controlarlas sin afectar de manera drástica el precio de la energía y sin detener el funcionamiento normal del sistema total.

1.3 Criterios Para el Despacho Económico

Para este punto también se tuvo como principal fuente la Resolución 055 de 1994 y sus correspondientes modificaciones.

En primera instancia se debe entender que el despacho económico realizado por el CND no es un despacho de energía que busque optimizar el funcionamiento de

las instalaciones y disminuir así las pérdidas de potencia en el sistema. Su principal objetivo es proporcionar a los consumidores la mejor calidad de energía al menor precio posible.

Los factores que debe tener en cuenta el CND para la realización del despacho económico son los siguientes:

- a. La predicción de demanda horaria preparada por el CND.
- b. Los precios incrementales de la energía ofrecidos por las unidades generadoras.
- c. Las restricciones técnicas que se imponen sobre el sistema o una parte de él, incluyendo la generación obligada por criterios de seguridad eléctrica.
- d. La disponibilidad de las unidades de generación sujetas a despacho central.
- e. Las proyecciones de importación o exportación de electricidad a través de alguna interconexión internacional.
- f. El costo de las pérdidas en transmisión y distribución.
- g. El margen de reserva de generación de acuerdo a los criterios de confiabilidad y calidad de servicio.

De esta forma el despacho económico queda a cargo únicamente del CND que establece la demanda dependiendo del precio que cada unidad generadora le suministre, ordenándolas en orden ascendente para así cumplir con la demanda y minimizar los costos de operación manteniendo los criterios de confiabilidad y seguridad en el suministro.

Sin embargo, el CND puede interrumpir o suspender la oferta de electricidad en las siguientes circunstancias:

- a. Cuando sea necesario hacerlo por razones de mantenimiento, o por una falla que afecte los sistemas de transmisión o de generación.

- b. Cuando sea necesario hacerlo para mantener la seguridad y estabilidad del sistema total por una pérdida repentina y no planeada en los sistemas de generación y transmisión, hasta el momento en el que el CND pueda coordinar la operación para satisfacer de nuevo la demanda total del sistema.
- c. Cuando el Consejo Nacional de Operación produzca un acuerdo sobre racionamiento preventivo, en concordancia con el código o estatuto de racionamiento.

1.4 Código de Operación

1.4.1 Resolución 009 de 1994

“Por la cual se dictan disposiciones sobre contratos de energía eléctrica durante el periodo de transición hacia un mercado libre y se modifica parcialmente el Acuerdo Reglamentario para el planeamiento de la operación del Sistema Interconectado Nacional”

En esta resolución se establecen las reglas generales para la compra de energía, las cuales deben cumplir las empresas comercializadoras para garantizar el servicio a los consumidores, a su vez todas las disposiciones aquí descritas se aplican a los agentes generadores y distribuidores.

Una de las partes más importantes es la obligación a suscribir contratos entre todos estos agentes, con el fin de garantizar el servicio a los consumidores y evitar cualquier tipo de fraude en la adjudicación de los mismos.

Las características que estos contratos deben cumplir se mencionan a continuación:

Se deben especificar las cantidades de energía y potencia que se van a suministrar teniendo en cuenta la previsión de consumo para el año en el que se cumple el contrato. La demanda proyectada se debe basar en los datos de la

UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética). En caso que la UPME no defina las demandas, se deben tomar las proyecciones preparadas por el CND.

Todos los contratos de energía entre los generadores y comercializadores deben determinar hora a hora, para el periodo de duración del contrato, los niveles máximos y mínimos de energía exigible y su respectivo precio, para así poder definir sus obligaciones y acreencias en la Bolsa de Energía.

Para la celebración de contratos las empresas deben estar en condiciones de garantizar transparencia y utilizar mecanismos que estimulen la competencia. Como resultado estas empresas están en la obligación de presentar en igualdad de condiciones, oportunidades a otros agentes económicos interesados en desarrollar proyectos de generación, dichos proyectos serán evaluados con bases de precio y otras condiciones técnicas.

1.4.2 Resolución 024 de 1995

“Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.”

En esta resolución se plasman la gran mayoría de las disposiciones para el comercio de energía que actualmente tienen vigencia. Se establece un conjunto de reglas para la participación en el mercado de energía, facilitar la elaboración de contratos para la prestación del servicio de energía eléctrica y promover la competencia limpia entre los diferentes agentes en el mercado.

Los agentes del mercado mayorista de energía son los siguientes:

Los generadores, los transportadores y los comercializadores, ellos están en la obligación de cumplir las condiciones mínimas enumeradas a continuación:

a. Registrarse como agente del mercado mayorista ante el Administrador del SIC.

- b. Suministrar la información de generación y demanda con la periodicidad exigida.
- c. Presentar garantías financieras en su operación.
- d. Los generadores deben operar sus plantas según lo establecido en la reglamentación pertinente.
- e. Los comercializadores y generadores están obligados a participar en la bolsa de energía.
- f. Incluir en sus presupuestos los pagos mínimos que deben realizarse a la bolsa de energía.

Es importante entender las operaciones que se realizan en el mercado mayorista, por lo tanto debemos esclarecer lo siguiente:

- a. Para efectuar contratos de energía a largo plazo los entes participantes deben aclarar las cantidades, condiciones y precios que se van a respetar durante la totalidad de la duración del contrato.
- b. Para los contratos realizados a través de la bolsa de energía cuya asignación es hora a hora, las condiciones y cantidades se determinan mediante el actual precio y demanda de energía.
- c. Para poder ser partícipe del mercado mayorista las empresas deben certificar por escrito ante el Administrador del SIC que conocen y aceptan las condiciones y términos de las reglamentaciones existentes.

1.5 Registro de los Agentes del Mercado Mayorista.

Para el registro de un agente en el mercado mayorista se requiere por parte del agente:

- a. Llenar el formulario de registro.

- b. Informar por escrito al Administrador del SIC que conoce y acepta los términos.
- c. Presentar el certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio, o el documento que prevean sus estatutos en las empresas oficiales.
- d. Firmar el contrato de mandato con el Administrador del SIC para efectuar las transacciones comerciales que se efectúan en la Bolsa de Energía y para los servicios complementarios de energía.
- e. Entregar las garantías financieras requeridas por la reglamentación vigente para respaldar las transacciones en la Bolsa de Energía, antes de iniciar su participación en el mercado mayorista.
- f. Informar la ubicación de sus fronteras comerciales y las características técnicas de sus equipos de medición y comunicaciones. A su vez debe suministrar la periodicidad de toma de medidas en cada frontera y envío de información.
- g. Presentar los certificados de calibración de los equipos de medición comercial, expedidos por una entidad autorizada.
- h. Cumplir con las condiciones establecidas por la CREG para realizar las actividades de comercialización o generación, según sea el caso.

2. ANÁLISIS DEL DESPACHO ECONOMICO PARA LA RED PROTOTIPO

2.1 Aspectos Generales

2.1.1 Red Prototipo

El sistema de potencia es modelado a través de la red prototipo IEEE 14 barras el cual caracteriza por medio de sus elementos las variables de tipo eléctrica y económica. De allí, el estudio de despacho económico y la asignación de recursos de generación bajo condiciones normales de operación en estado estable.

El transporte de energía en Colombia se lleva a cabo mediante las etapas de transmisión y distribución. Donde los niveles de tensión normalizados corresponden a la actividad de transmisión valores superiores de 20 KV y la actividad de distribución valores inferiores de 20 KV; niveles típicos de 500, 230 KV y 13,2 KV respectivamente.

Existen diversos puntos de vista en publicaciones, tanto técnicos como económicos, en estudios realizados en los que el sistema de potencia ha sido modelado a través la red prototipo IEEE 14 barras.

2.1.2 Tecnologías de Generación Distribuida

Debido a que las fuentes de generación distribuida manejan pequeñas capacidades de potencia nominal, hoy día se cuenta con tecnologías de fuentes tanto convencionales como no convencionales tales como turbinas, micro-turbinas a gas, motores de combustión interna, pequeñas hidráulicas y geotérmicas, biomasa, eólica, celdas de combustible y celdas fotovoltaicas.

• Celdas Fotovoltaicas

La tecnología de las celdas fotovoltaicas para la explotación de la energía solar es una de las fuentes renovables más conocidas. Es donde se produce la conversión fotovoltaica. Las más empleadas son las realizadas con silicio cristalino. La incidencia de la radiación luminosa sobre la celda crea una diferencia de potencial y una corriente aprovechable. Fabricadas a partir del silicio, las celdas fotovoltaicas cobraron auge a partir de los años 50, cuando comenzaron a ser utilizadas para el abastecimiento energético de los satélites. La potencia de un solo módulo varía entre 50 y 100W y su eficiencia es de hasta un 15%. La estructura de un sistema fotovoltaico está constituida por un número de módulos dispuestos en una estructura en paralelo y en serie. A diferencia de otras unidades de GD, los sistemas fotovoltaicos tienen un costo de inversión alto y de operación muy bajo. Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar dependiendo de si están o no conectados a la red eléctrica.

2.1.3 Pérdidas de Potencia Activa y Reactiva

Uno de los elementos por medio del cual se lleva a cabo la transmisión y distribución de energía eléctrica es el conjunto de conductores eléctricos formado por cables y alambres. Los cuales debido a su composición presentan resistencia al flujo eléctrico. En consecuencia es una variante importante a tener en cuenta ya que determina la cantidad de pérdidas de energía debido a la transmisión y distribución de la misma. La tecnología de GD incide directamente en las pérdidas del sistema, por la actividad de transporte, debido a su conexión directa con las redes de distribución.

2.1.4 Control de Potencia Reactiva

El flujo de potencia reactiva, al igual que el de potencia activa, se distribuye por medio de los conductores eléctricos en un sistema de potencia. Las fuentes de

generación distribuida por lo general se encuentran ubicadas cerca de la demanda, de allí, que se simplifica el control de potencia reactiva ya que el acceso a las barras del sistema es más directo. En consecuencia la implementación de un banco de capacitores, por ejemplo, sería una solución eficaz.

2.1.5 Estabilidad de Tensión en Estado Estable

La demanda del sistema y su posición relativa, además de los parámetros técnicos del sistema en general, inciden sobre los valores de tensión en cada una de las barras por medio del flujo de cargas. A su vez, variaciones de demanda en las barras producen cambio al valor de las mismas debido al nuevo caso de flujo de cargas, en donde la rigidez de la estructura principal del sistema determina la operación fiable y continua del servicio de energía acorde a las condiciones normales de operación; que corresponden a niveles de tensión la variación del $\pm 5\%$ del valor de la tensión nominal.

2.1.6 Estabilidad de Ángulo del Par en Estado Estable

Una de las condiciones anormales de operación en un sistema de potencia es la contingencia debido a que alguna, o algunas, de las líneas de transporte de energía se encuentran fuera de servicio. En estado estable de operación el ángulo de par debe estar en el rango de 30° a 45° . Así mismo, la capacidad de transporte de potencia activa disminuye debido al efecto que causa la reducción de la reactancia debido a la contingencia. En consecuencia el sistema tiende a ser inestable por ángulo de par.

2.2 SIMULACIÓN DEL CASO BASE

2.2.1 Capacidad Instalada y Generación en Colombia

• Capacidad Instalada y Generación en Colombia

La capacidad efectiva neta instalada del Sistema Interconectado Nacional a diciembre 31 de 2004 era de 13,354 MW de los cuales 12,910 MW (96.7%) son despachados centralmente y 444 MW (3.3%) no despachados centralmente. De la capacidad efectiva neta despachada centralmente 8,557 MW (66.3%) corresponden a plantas hidráulicas, 3,661 MW (28.4%) a plantas que operan con gas natural y 692 MW (5.4%) a plantas que operan con carbón mineral. De la capacidad efectiva neta no despachada centralmente 378 MW (85.1%) corresponden a plantas hidráulicas, 22 MW (4.9%) a plantas que operan con gas natural, 19 MW (4.4%) generadores eólicos y 25 MW (5.7%) a cogeneradores y autogeneradores.

• Disponibilidad de Plantas de Generación

La disponibilidad promedio diaria de las plantas de generación de energía eléctrica en el 2004 fue de 11,649 MW. La disponibilidad mínima en el 2004 fue de 10,434 MW el día 24 de agosto y la máxima fue de 12,941 MW ocurrida el 18 de enero. El total de aportes hídricos durante 2004 fue de 48,614 GWh (99% del promedio histórico), siendo los meses de febrero y julio los que presentaron el menor y mayor nivel de aportes medios (1,563 GWh y 6,496 GWh), respectivamente.

• Generación de Energía Eléctrica en Colombia

La planta que presentó el mayor aporte a la generación de energía eléctrica en el 2004 fue Guavio la cual generó un 12.6 % del total del sistema, seguida de las plantas de San Carlos con 12.5 %, Chivor con 8.7 % y Tebsa con 7.3 %. De estas plantas sólo Tebsa generó gran parte de la energía por restricciones, mientras que las otras plantas lo hicieron por orden de mérito. La energía generada con recursos hidráulicos fue de 39,856.34 GWh, de los cuales Guavio participó con 16.1%, seguida de las plantas San Carlos y Chivor con 16.0% y 11.1%

respectivamente. La mayor parte de la generación hidráulica corresponde a plantas que presentaron altos niveles de despacho por orden de mérito.

• Gas Natural

Durante el 2004, la generación de energía eléctrica atendida por plantas que operan con gas natural fue de 6,908.46 GWh, de los cuales el 52% fue generada por la planta de Tebsa, el 11% por la planta Flores 1, el 6.8% por la planta Flores 3, y el 9.8% por Termogujira.

• Carbón Mineral

En el 2004, la generación atendida por las plantas que operan con carbón mineral fue de 1,634.27 GWh de los cuales el 40.5 % fue realizado por Paipa 4, el 34.3% por la planta de Tasajero y el 14.2% por la planta de Paipa 3.

2.2.2 Sistema de Transmisión de Colombia

Los parámetros de los conductores de energía eléctrica dependen del tipo de conductor, longitud y configuración de las líneas empleado. La longitud de la línea incide sobre el modelo dependiendo de los efectos a tener en cuenta.

A continuación se muestra un cuadro resumen de las líneas de transmisión existentes en Colombia [9].

Líneas de transmisión (KV)	Longitud Línea (Km)	Porcentaje
110-115	10,024.8	41.6%
138	15.5	0.1%
220-230	11,674.0	48.4%
500	2,399.3	9.9%
TOTAL SIN	24,113.6	100%

Tabla 2.1 Resumen Líneas de Transporte del SIN

La capacidad de transformación del STN es de 4,560 MVA a 500 kV en alta tensión y la capacidad de transformación en los puntos de conexión a 220 – 230 kV es de 12,638 MVA.

En la siguiente tabla se especifica el porcentaje de participación en la transmisión de energía a nivel nacional de cada una de las empresas vinculadas a este apartado del mercado eléctrico [10].

AGENTE TRANSMISOR NACIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN
BETANIA	0.31
CENS	0.19
CORELCA	0.33
DISTASA	0.41
EBSA	0.19
EEB	7.16
EEPPM	7.44
EPSA	2.63
ESSA	1.5
ISA	70.14
TRANSELCA	9.67

Tabla 2.2 Participación de Transportadores en el SIN

2.2.3 Componentes de la Red Prototipo

A. Unidades de Generación

La característica de los costos de operación, para unidades térmicas e hidráulicas, que se tiene en cuenta para evaluar el despacho económico es de tipo cuadrática. En consecuencia la expresión que determina los costos de generación en NEPLAN tiene la siguiente forma:

$$C(P) = a * P^2 + b * P + c$$

Donde: C, Costos de operación del agente generador [\$/h].

P, Potencia generada [Mw].

a, Coeficiente de la función característica [\$/hMw²].

b, Coeficiente de la función característica [\$/hMw].

c, Coeficiente de la función característica [\$/h].

De acuerdo a la regulación actual en Colombia la CREG emite resoluciones que a través del CND obligan a los agentes generadores a participar en la bolsa de energía. Así cada agente generador oferta un valor, en pesos

moneda colombiana, a ser tenidos en cuenta para el despacho central. Éste valor constante representa el costo de operación.

La siguiente tabla muestra en resumen las características de las unidades de generación.

Generador Barra #	Tensión Nominal [KV]	Potencia Activa Nominal [MW]	Potencia Reactiva Nominal [MVAR]	Precio de Oferta [\$/KWh]
6.1	13.2	280	50	120
2.1	13.2	200	50	100
8	13.2	150	50	85

Tabla 2.3 Parámetros de los Generadores

B. Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión de las que consta el sistema y sus características pueden ser observadas en la siguiente tabla:

Línea Barras	Nivel Tensión [KV]	Resistencia [Ω/km]	Reactancia Inductiva [Ω /km]	Longitud [km]
10-11	230	0.15625	0.36577	50
11-6	230	0.18078	0.37878	20
6-12	230	0.23406	0.48716	35
9-10	230	0.06057	0.16092	45
12-13	230	0.12072	0.38065	21
6-13	230	0.12597	0.24808	19
13-14	230	0.32551	0.66276	50
9-14	230	0.24206	0.51491	15
7-9	230	0.32	0.64095	10
4-5	115	0.23559	0.64857	18
1-5	115	0.57236	1.61893	16
3-4	115	0.19034	0.61427	40
2-4	115	0.76661	2.39459	80
2-5	115	0.37113	0.82784	35
1-2	115	0.32268	0.81708	21
2.3	115	0.23719	0.62535	10

Tabla 2.4 Parámetros de las Líneas de Transporte

C. Transformadores de Potencia

Para el funcionamiento eficaz de un sistema de potencia son esenciales los transformadores de potencia, que permiten la variación del nivel de tensión entre las diferentes etapas. Por consiguiente conocer sus características y prestaciones es importante en la evaluación de su impacto en el despacho económico de energía, sobre todo si se trata de un sistema pequeño, como el IEEE 14.

Características Principales:

- Conocer los valores de resistencia e inductancia que sus devanados ofrecen al paso de la corriente eléctrica, para determinar el impacto en las pérdidas de potencia del sistema.
- La relación de transformación debe mantenerse en el $\pm 0,5\%$ de sus valores nominales, para no afectar la regulación de tensión del sistema general.

Las características de los transformadores del sistema prototipo se resumen en la tabla 2.5.

Ubicación entre las Barras	Tensión Lado de Alta	Tensión Lado de Baja	Potencia Nominal
6-5	230	115	100
6-6.1	230	13.2	100
8-7	230	13.2	100
2-2.1	230	13.2	100
7-4	230	115	100
4-9	230	115	100

Tabla 2.5 Parámetros de los Transformadores

2.2.4 Resultados

Para el despacho económico del caso base, se tomaron en cuenta 3 escenarios de demanda para la elaboración del mismo (alta media y baja).

En cada uno de ellos los resultados muestran la cantidad de variables requeridas para el análisis de la red prototipo tanto en el aspecto eléctrico como económico, teniendo en cuenta los principios de intercambio de energía eléctrica en el mercado colombiano.

Para la comprensión de cada grupo de resultados es necesario discriminar las características obtenidas en diferentes grupos, debido a que el tratamiento dado a cada una de ellas es diferente, por consiguiente la clasificación se divide en 3 grupos:

- Información de las Barras
- Pérdidas de Potencia
- Costos de Generación

Como primera medida es de gran importancia tener conocimiento de las especificaciones de un sistema de potencia, tales como los límites de regulación de tensión, las capacidades operativas de cada uno de los elementos del sistema, así como los criterios con los cuales se va a realizar el estudio, en este caso es el flujo de carga óptimo teniendo como objetivo la minimización de los costos de generación, es decir un despacho económico ideal orientado a la satisfacción de la totalidad de la demanda con el menor costo de producción posible, pero teniendo en cuenta las restricciones impuestas ya sea por la configuración del sistema o por las políticas de intercambio de energía presentes en la reglamentación vigente.

Por medio del software NEPLAN y variando manualmente la configuración de la demanda del sistema, se obtuvieron los siguientes resultados para cada uno de los escenarios propuestos.

A. Demanda Máxima

Barra	Tensión	Regulación	Angulo V	Carga P	Carga Q	P Generación	Q Generación
#	KV	%	°	MW	MVar	MW	MVar
1	115,457	100,4	-7,8	8,25	3,3	0	0
10	231,408	100,61	-7	14,85	4,95	0	0
11	232,035	100,88	-6,9	5,775	2,97	0	0
12	231,965	100,85	-6,9	10,065	2,64	0	0
13	231,966	100,85	-6,9	22,275	9,57	0	0
14	231,273	100,55	-7,2	24,585	0	0	0
2	116,229	101,07	-7,3	35,805	8,25	0	0
2.1	13,86	105	1,3	0	0	200	45,944
3	114,6	99,65	-9,3	155,43	0	0	0
4	115,406	100,35	-8,4	78,87	6,6	0	0
5	115,763	100,66	-7,8	12,54	2,64	0	0
6	232,498	101,09	-6,8	18,48	12,375	0	0
6.1	13,86	105	-2,9	0	0	94,395	44,694
7	233,249	101,41	-6,3	0	0	0	0
8	13,86	105	0	0	0	150	39,941
9	231,504	100,65	-7	48,675	10,89	0	0
Totales				435,6	64,185	444,395	130,579
Pérdidas P [MW]							8,795
Pérdidas Q [MVAR]							66,394

Tabla 2.6 Resumen Resultados Caso Base Demanda Máxima

En esta situación de demanda puede observarse el comportamiento de los generadores operando en un porcentaje muy cercano a su máximo, debido a que la configuración así lo exige, el sistema se comporta de manera que las pérdidas de potencia activa sean lo más bajas posibles y también obtener el menor costo de generación posible.

Como punto importante se observa que los generadores de menor capacidad ofrecen la totalidad de su producción, mientras el tercero solo proporciona lo necesario para suplir el restante de la demanda.

B. Demanda Media

Barra	Tensión	Regulación	Angulo V	Carga P	Carga Q	P Generación	Q Generación
#	KV	%	°	MW	MVar	MW	MVar
1	115,915	100,8	-7,1	7,5	3	0	0
10	232,325	101,01	-7,2	13,5	4,5	0	0
11	232,727	101,19	-7,3	5,25	2,7	0	0
12	232,599	101,13	-7,4	9,15	2,4	0	0
13	232,604	101,13	-7,4	20,25	8,7	0	0
14	232,204	100,96	-7,3	22,35	0	0	0
2	116,75	101,52	-6,3	32,55	7,5	0	0
2.1	13,86	105	2,2	0	0	200	40,073
3	115,252	100,22	-8,2	141,3	0	0	0
4	115,868	100,75	-8,1	71,6	6	0	0
5	116,046	100,91	-7,6	11,4	2,4	0	0
6	233,058	101,33	-7,3	16,8	11,25	0	0
6.1	13,859	104,99	-5,2	0	0	53,993	43,321
7	234,139	101,8	-6,3	0	0	0	0
8	13,86	105	0	0	0	150	34,926
9	232,46	101,07	-7,1	44,25	9,9	0	0
Totales				395,9	58,35	403,993	118,32
Pérdidas P [MW]							8,093
Pérdidas Q [MVAR]							59,97

Tabla 2.7 Resumen Resultados Caso Base Demanda Media

El comportamiento en esta configuración de carga es similar al anterior, donde los generadores de menor precio de oferta dominan casi la totalidad de la demanda mientras el restante solo proporciona lo necesario para cumplir con la demanda existente.

De otra parte las pérdidas de potencia disminuyen en un porcentaje muy similar a la disminución de la demanda, lo cual nos indica un comportamiento casi lineal en el análisis de pérdidas.

C. Demanda Mínima

Barra	Tensión	Regulación	Angulo V	Carga P	Carga Q	P Generación	Q Generación
#	KV	%	°	MW	MVar	MW	MVar
1	117,333	102,03	-3,8	5	2	0	0
10	234,594	102	-5,1	9	3	0	0
11	234,459	101,94	-5,4	3,5	1,8	0	0
12	234,24	101,84	-5,6	6,1	1,6	0	0
13	234,259	101,85	-5,5	13,5	5,8	0	0
14	234,536	101,97	-5,2	14,9	0	0	0
2	118,208	102,79	-2,8	21,7	5	0	0
2.1	13,86	105	4,1	0	0	163,302	22,314
3	117,151	101,87	-4,2	94,2	0	0	0
4	117,122	101,85	-5,3	47,8	4	0	0
5	117,03	101,77	-4,9	7,6	1,6	0	0
6	234,495	101,95	-5,5	11,2	7,5	0	0
6.1	13,738	104,07	-5,6	0	0	0	27,367
7	236,138	102,67	-4,4	0	0	0	0
8	13,86	105	0	0	0	105,702	23,875
9	234,827	102,1	-5	29,5	6,6	0	0
Totales				264	38,9	269,004	73,556
Pérdidas P [MW]							5,004
Pérdidas Q [MVAR]							34,656

2.8 Resumen Resultados Caso Base Demanda Mínima

En este escenario se observa que el generador de alto costo está totalmente ausente del despacho de energía, debido a que los de menor potencia pueden cumplir con la demanda exigida. En este caso, solo está despachando la potencia reactiva necesaria para contrarrestar las pérdidas existentes en el sistema, de esta forma el despacho ideal elimina a los generadores que ofertan a un precio demasiado alto comparado con su capacidad efectiva y sólo serían tenidos en cuenta para casos de contingencia o redespacho.

3. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE DESPACHO ECONÓMICO CON LA INCLUSION DE REPRESENTACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.1 Aspectos Generales

Los escenarios de demanda tomados para cada nivel de penetración son exactamente iguales a los usados para la simulación del caso base.

Cada nivel de penetración se caracteriza por la presencia de la representación de un generador adicional con respecto al nivel anterior, a continuación se resumen las características de dichos generadores.

Generador Barra #	Tensión Nominal [KV]	Potencia Activa Nominal [MW]	Potencia Reactiva Nominal [MVAR]	Precio de Oferta [\$/KWh]
BGD 1	2	15	0	1313
BGD 2	2	15	0	1000
BGD 3	2	25	0	800

Tabla 3.1 Parámetros Generadores de Distribución

La numeración indica el orden en el cual cada generador es añadido al sistema para posteriormente analizar su impacto en el despacho de energía. Los generadores fueron modelados por medio de maquinas síncronas de tipo PV, es decir solamente se caracterizan por entregar cantidades fijas de Potencia activa y Tensión en sus respectivas barras, en consecuencia la conexión a la red prototipo se hace por medio de un transformador ideal.

Se tomaron unidades generadoras de tipo Fotovoltaico, y sus respectivos precios de oferta fueron obtenidos de cotizaciones actuales en el mercado energético español.

3.2 Resultados

3.2.1 Demanda Máxima

A. Nivel de Penetración Bajo de GD

Barra	Tensión	Regulación	Angulo V	Carga P	Carga Q	P Generación	Q Generación
#	KV	%	°	MW	MVar	MW	MVar
BGD 1	1,973	98,65	-6,9	0	0	0	0
1	110,818	96,36	-8,5	8,25	3,3	0	0
10	226,9	98,65	-6,9	14,85	4,95	0	0
11	227,436	98,89	-6,6	5,775	2,97	0	0
12	227,341	98,84	-6,6	10,065	2,64	0	0
13	227,35	98,85	-6,6	22,275	9,57	0	0
14	226,78	98,6	-7,1	24,585	0	0	0
2	110,619	96,19	-8,3	35,805	8,25	0	0
2.1	12,981	98,34	0,2	0	0	175,461	21,718
3	109,25	95	-10,4	155,43	0	0	0
4	112,566	97,88	-8,7	78,87	6,6	0	0
5	112,598	97,91	-8	12,54	2,64	0	0
6	227,877	99,08	-6,4	18,48	12,375	0	0
6.1	13,661	103,49	-1,3	0	0	119,555	50
7	229,138	99,63	-6,4	0	0	0	0
8	13,86	105	0	0	0	150	63,111
9	227,051	98,72	-7	48,675	10,89	0	0
Totales				435,6	64,185	445,016	134,829
Pérdidas P							9,416
Pérdidas Q							65,828

Tabla 3.2 Resultados Nivel Bajo de Penetración de GD Demanda Máxima

En este escenario el aporte de potencia del generador fotovoltaico es nulo debido a su alto precio de oferta, pero el hecho de estar presente en la configuración de la red cambia las condiciones de despacho y por tanto las unidades generadoras restantes tienen una participación diferente respecto al caso base en el mismo escenario de demanda. Otra consecuencia de la introducción de este generador es la disminución en un pequeño porcentaje de las pérdidas de potencia reactiva totales del sistema. En contraparte, las pérdidas de potencia activa aumentan.

B. Nivel de Penetración Medio de GD

Barra	Tensión	Regulación	Angulo V	Carga P	Carga Q	P Generación	Q Generación
#	KV	%	°	MW	MVar	MW	MVar
BGD 1	2,022	101,08	-6,8	0	0	15	0
BGD 2	2,005	100,26	-8,2	0	0	15	0
1	115,636	100,55	-7,3	8,25	3,3	0	0
10	231,931	100,84	-7,1	14,85	4,95	0	0
11	232,264	100,98	-7,2	5,775	2,97	0	0
12	232,076	100,9	-7,3	10,065	2,64	0	0
13	232,083	100,91	-7,3	22,275	9,57	0	0
14	231,66	100,72	-7,2	24,585	0	0	0
2	116,525	101,33	-6,6	35,805	8,25	0	0
2.1	13,86	105	2	0	0	200	42,608
3	115,026	100,02	-8,5	155,43	0	0	0
4	115,58	100,5	-8,2	78,87	6,6	0	0
5	115,806	100,7	-7,7	12,54	2,64	0	0
6	232,581	101,12	-7,2	18,48	12,375	0	0
6.1	13,86	105	-4,6	0	0	63,838	45,513
7	233,652	101,59	-6,3	0	0	0	0
8	13,86	105	0	0	0	150	37,671
9	231,949	100,85	-7	48,675	10,89	0	0
Totales				435,6	64,185	443,838	125,792
Pérdidas P							8,238
Pérdidas Q							61,607

Tabla 3.3 Resultados Nivel Medio de Penetración de GD

Demanda Máxima

Con la inclusión de un nuevo agente de GD el despacho cambia diametralmente respecto al anterior caso, son ahora ellos los que proporcionan la totalidad de su potencia a la demanda existente, restando participación a los generadores tradicionales. Esto debido a la ubicación en la cual atienden la demanda, lo cual indica la importancia de seleccionar apropiadamente el sitio en el sistema en el cual se va a implementar una tecnología de este tipo. Respecto al caso base, las pérdidas de potencia, ya sea activa o reactiva, disminuyen.

C. Nivel de Penetración Alto de GD

Barra	Tensión	Regulación	Angulo V	Carga P	Carga Q	P Generación	Q Generación
#	KV	%	°	MW	MVar	MW	MVar
BGD 1	1,998	99,88	-3,4	0	0	10,33	0
BGD 2	1,951	97,53	-6,4	0	0	5,673	0
BGD 3	2,002	100,12	-2,8	0	0	1,572	0
1	113,286	98,51	-4,7	8,25	3,3	0	0
10	229,348	99,72	-3,6	14,85	4,95	0	0
11	230,213	100,09	-2,9	5,775	2,97	0	0
12	230,214	100,09	-2,8	10,065	2,64	0	0
13	230,211	100,09	-2,8	22,275	9,57	0	0
14	229,119	99,62	-3,9	24,585	0	0	0
2	113,504	98,7	-4,4	35,805	8,25	0	0
2.1	13,407	101,57	3,8	0	0	181,31	30,664
3	112,052	97,44	-6,5	155,43	0	0	0
4	113,949	99,09	-5,4	78,87	6,6	0	0
5	114,409	99,49	-4,3	12,54	2,64	0	0
6	230,8	100,35	-2,6	18,48	12,375	0	0
6.1	13,779	104,39	4,1	0	0	156,892	45,284
7	230,809	100,35	-3,7	0	0	0	0
8	13,815	104,66	0	0	0	87,866	49,066
9	229,279	99,69	-3,9	48,675	10,89	0	0
Totales				435,6	64,185	443,643	125,014
Pérdidas P							8,043
Pérdidas Q							60,856

Tabla 3.4 Resultados Nivel Alto de Penetración de GD Demanda Máxima

Nuevamente el escenario nos muestra un cambio drástico en el despacho de la energía, ya que ahora, con los 3 generadores fotovoltaicos incluidos en el sistema, su participación en el mercado disminuye, esto indica que el despacho energético realizado en cada escenario es diferente debido a que el rango de precio de oferta es bastante amplio para los nuevos generadores, y son tomados como un solo ente por el software de simulación. En un escenario paralelo se comprobó este hecho al ubicar el precio de oferta de los 3 generadores fotovoltaicos en el mismo valor, y los resultados no variaron de manera apreciable ($\pm 2\%$) con respecto a los mostrados aquí.

3.2.2 Demanda Media

A. Nivel de Penetración Bajo de GD

Barra	Tensión	Regulación	Angulo V	Carga P	Carga Q	P Generación	Q Generación
#	KV	%	°	MW	MVar	MW	MVar
BGD 1	2,026	101,28	-6,9	0	0	15	0
1	115,855	100,74	-7,2	7,5	3	0	0
10	232,406	101,05	-7,1	13,5	4,5	0	0
11	232,52	101,1	-7,4	5,25	2,7	0	0
12	232,283	100,99	-7,6	9,15	2,4	0	0
13	232,296	101	-7,6	20,25	8,7	0	0
14	232,154	100,94	-7,3	22,35	0	0	0
2	116,718	101,49	-6,4	32,55	7,5	0	0
2.1	13,86	105	2,1	0	0	200	40,434
3	115,222	100,19	-8,3	141,3	0	0	0
4	115,849	100,74	-8,1	71,6	6	0	0
5	115,945	100,82	-7,7	11,4	2,4	0	0
6	232,719	101,18	-7,5	16,8	11,25	0	0
6.1	13,818	104,68	-6	0	0	38,941	42,026
7	234,133	101,8	-6,3	0	0	0	0
8	13,86	105	0	0	0	150	34,957
9	232,469	101,07	-7	44,25	9,9	0	0
Totales				395,9	58,35	403,941	117,417
Pérdidas P							8,041
Pérdidas Q							59,067

Tabla 3.5 Resultados Nivel Bajo de Penetración de GD Demanda Media

Con respecto al caso base se puede observar que en esta nueva configuración la participación en el mercado de un sistema de GD es del 100%, debido a que la demanda se ubica en un margen en el cual puede ser atendida por cualquier generador sin influir en el precio regente de la bolsa de energía, es decir el agente de GD esta cotizando al precio marginal de la bolsa y por facilidad de suministro es despachado en su totalidad. Nuevamente las pérdidas de potencia disminuyen tanto de potencia activa como reactiva, al reducir las corrientes a las que está operando el sistema.

B. Nivel de Penetración Medio de GD

Barra	Tensión	Regulación	Angulo V	Carga P	Carga Q	P Generación	Q Generación
#	KV	%	°	MW	MVar	MW	MVar
BGD 1	2,022	101,12	-6,9	0	0	15	0
BGD 2	2,013	100,63	-7,2	0	0	15	0
1	115,811	100,71	-6,7	7,5	3	0	0
10	232,028	100,88	-7,2	13,5	4,5	0	0
11	231,979	100,86	-7,6	5,25	2,7	0	0
12	231,687	100,73	-7,8	9,15	2,4	0	0
13	231,706	100,74	-7,7	20,25	8,7	0	0
14	231,784	100,78	-7,3	22,35	0	0	0
2	116,839	101,6	-5,6	32,55	7,5	0	0
2.1	13,86	105	2,9	0	0	200	39,066
3	115,447	100,39	-7,5	141,3	0	0	0
4	115,691	100,6	-8	71,6	6	0	0
5	115,701	100,61	-7,5	11,4	2,4	0	0
6	232,104	100,91	-7,7	16,8	11,25	0	0
6.1	13,763	104,26	-6,8	0	0	23,951	41,104
7	233,883	101,69	-6,3	0	0	0	0
8	13,86	105	0	0	0	150	36,367
9	232,15	100,93	-7,1	44,25	9,9	0	0
Totales				395,9	58,35	403,951	116,537
Pérdidas P							8,051
Pérdidas Q							58,187

Tabla 3.6 Resultados Nivel Medio de Penetración de GD Demanda Media

Siguiendo la tendencia del caso anterior, los generadores fotovoltaicos son despachados en su totalidad por la misma razón explicada anteriormente. Inesperadamente las pérdidas de potencia aumentaron de manera insignificante, pero aun así es un aumento que no se espera con la ubicación de los nuevos generadores, por el contrario se espera siempre una disminución de las pérdidas ya que los tramos de transmisión son recortados con la presencia de estas redes de GD.

C. Nivel de Penetración Alto de GD

Barra	Tensión	Regulación	Angulo V	Carga P	Carga Q	P Generación	Q Generación
#	KV	%	°	MW	MVar	MW	MVar
BGD 1	2,409	120,47	1,1	0	0	15	0
BGD 2	1,944	97,2	-20,4	0	0	4,85	0
BGD 3	1,9	95	-14,6	0	0	17,945	0
1	117,368	102,06	-14,8	7,5	3	0	0
10	224,553	97,63	-16,8	13,5	4,5	0	0
11	218,5	95	-14,1	5,25	2,7	0	0
12	220,076	95,69	-18	9,15	2,4	0	0
13	226,61	98,53	0,1	20,25	8,7	0	0
14	241,154	104,85	-2,2	22,35	0	0	0
2	115,662	100,58	-14,8	32,55	7,5	0	0
2.1	13,85	104,92	-1,2	0	0	100,395	50
3	113,466	98,67	-17,3	141,3	0	0	0
4	116,619	101,41	-14,9	71,6	6	0	0
5	120,671	104,93	-14,2	11,4	2,4	0	0
6	224,394	97,56	-7,9	16,8	11,25	0	0
6.1	13,85	104,92	1,9	0	0	153,677	49,678
7	229,14	99,63	-10	0	0	0	0
8	13,85	104,92	0	0	0	108,867	1,914
9	226,555	98,5	-10,8	44,25	9,9	0	0
Totales				395,9	58,35	402,368	105,658
Pérdidas P							6,468
Pérdidas Q							47,308

Tabla 3.7 Resultados Nivel Alto de Penetración de GD Demanda Media

Este caso nos muestra una redistribución de el despacho energético similar al ocurrido en el caso **3.2.1 C**, en el cual se explicaba una de las situaciones más relevantes de este estudio y es el hecho de la unificación implícita de costos hecha por el software al realizar el flujo óptimo de carga. No se tiene certeza del porque de este hecho, pero en repetidas simulaciones en el mismo escenario y con diferentes costos de operación los resultados seguían siendo los mismos en su mayor parte. A diferencia de los casos anteriores, las pérdidas de potencia se redujeron en un gran porcentaje respecto a las obtenidas en el caso base.

3.2.3 Demanda Mínima

A. Nivel de Penetración Bajo de GD

Barra	Tensión	Regulación	Angulo V	Carga P	Carga Q	P Generación	Q Generación
#	KV	%	°	MW	MVar	MW	MVar
BGD 1	2,04	102	-6,9	0	0	15	0
1	117,145	101,87	-8,7	5	2	0	0
10	234,052	101,76	-7,2	9	3	0	0
11	233,427	101,49	-7,7	3,5	1,8	0	0
12	233,035	101,32	-7,9	6,1	1,6	0	0
13	233,07	101,33	-7,9	13,5	5,8	0	0
14	233,875	101,68	-7,3	14,9	0	0	0
2	117,827	102,46	-8,7	21,7	5	0	0
2.1	13,86	105	-4,3	0	0	103,462	26,653
3	116,868	101,62	-9,7	94,2	0	0	0
4	117,143	101,86	-8,2	47,8	4	0	0
5	116,97	101,71	-8,3	7,6	1,6	0	0
6	233,244	101,41	-7,9	11,2	7,5	0	0
6.1	13,575	102,84	-8	0	0	0	18,278
7	235,817	102,53	-6,3	0	0	0	0
8	13,86	105	0	0	0	150	25,466
9	234,289	101,86	-7	29,5	6,6	0	0
Totales				264	38,9	268,462	70,397
Pérdidas P							4,462
Pérdidas Q							31,497

Tabla 3.8 Resultados Nivel Bajo de Penetración de GD Demanda Mínima

Para destacar en el análisis de este caso en particular es la participación completa en el mercado del agente de GD, y la exclusión del mismo del generador 6.1. Este hecho indica la preferencia del despacho por la reducción de pérdidas en el sistema, sin olvidar la base de minimización de costos de operación en los generadores restantes. Por lo tanto puede decirse que es un escenario atípico de carga en el cual la reducción de pérdidas no compensa el aumento en el costo de generación del sistema total.

B. Nivel de Penetración Medio de GD

Barra	Tensión	Regulación	Angulo V	Carga P	Carga Q	P Generación	Q Generación
#	KV	%	°	MW	MVar	MW	MVar
BGD 1	2,044	102,22	-7,3	0	0	0,095	0
BGD 2	2,039	101,95	-8,8	0	0	0,095	0
1	117,561	102,23	-8	5	2	0	0
10	235,104	102,22	-7,3	9	3	0	0
11	234,992	102,17	-7,8	3,5	1,8	0	0
12	234,681	102,04	-8	6,1	1,6	0	0
13	234,777	102,08	-7,9	13,5	5,8	0	0
14	235,064	102,2	-7,3	14,9	0	0	0
2	118,199	102,78	-7,7	21,7	5	0	0
2.1	13,86	105	-2,7	0	0	118,43	22,248
3	117,244	101,95	-8,8	94,2	0	0	0
4	117,588	102,25	-8	47,8	4	0	0
5	117,48	102,16	-8,1	7,6	1,6	0	0
6	234,952	102,15	-8	11,2	7,5	0	0
6.1	13,794	104,5	-6,7	0	0	0	20,546
7	236,756	102,94	-6,3	0	0	0	0
8	13,86	105	0	0	0	150	20,165
9	235,339	102,32	-7,1	29,5	6,6	0	0
Totales				264	38,9	268,62	62,959
Pérdidas P							4,62
Pérdidas Q							24,059

Tabla 3.9 Resultados Nivel Medio de Penetración de GD Demanda Mínima

El escenario analizado aquí muestra la exclusión casi total de las redes de GD del despacho central, y opera únicamente con los generadores que proporcionan la mayor cantidad de potencia al menor costo posible. Aquí es posible hablar de un despacho ideal de energía, tal como está consignado en la normatividad vigente, ordenando los generadores y sus precios de oferta en orden ascendente y despachando los más económicos en primera instancia. Por consiguiente la caracterización de resultados en este escenario se hace de una forma ligeramente diferente teniendo en cuenta el hecho anterior.

C. Nivel de Penetración Alto de GD

Barra	Tensión	Regulación	Angulo V	Carga P	Carga Q	P Generación	Q Generación
#	KV	%	°	MW	MVar	MW	MVar
BGD 1	1,996	99,79	-9,9	0	0	15	0
BGD 2	1,925	96,26	-14,5	0	0	15	0
BGD 3	2,063	103,16	-5,3	0	0	25	0
1	113,144	98,39	-11,1	5	2	0	0
10	238,279	103,6	-5,8	9	3	0	0
11	236,543	102,84	-7,4	3,5	1,8	0	0
12	235,678	102,47	-7,9	6,1	1,6	0	0
13	234,601	102	-8,5	13,5	5,8	0	0
14	234,363	101,9	-7,5	14,9	0	0	0
2	109,774	95,46	-15,3	21,7	5	0	0
2.1	12,54	95	-16,4	0	0	60,135	28,78
3	110,582	96,16	-14,6	94,2	0	0	0
4	117,116	101,84	-7,8	47,8	4	0	0
5	118,837	103,34	-4,7	7,6	1,6	0	0
6	235,527	102,4	-8,2	11,2	7,5	0	0
6.1	13,86	105	-8,4	0	0	0	33,832
7	237,452	103,24	-5,1	0	0	0	0
8	13,591	102,97	0	0	9,824	150	0
9	237,54	103,28	-5,5	29,5	6,6	0	0
Totales				264	38,9	266,806	59,303
Pérdidas P							2,806
Pérdidas Q							20,403

Tabla 3.10 Resultados Nivel Alto de Penetración de GD Demanda Mínima

Es en este caso donde se ve la mayor influencia de la incorporación de las redes de GD en el sistema, dado que su participación en el mercado es completa y abarca casi la quinta parte de la demanda total, es también aquí donde las pérdidas de potencia se ven minimizadas en mayor porcentaje con respecto al caso base respectivo. Se puede decir que en escenarios de carga uniforme y bajo consumo, es irrelevante el precio de la energía de cada uno de los generadores que la atienden y por tanto la implementación de un sistema de GD tendría una amplia posibilidad de éxito en el mercado.

3.3 ANALISIS DE RESULTADOS GENERALES

3.3.1 Información de las Barras

Tomando como punto de partida la regulación de tensión normalizada en Colombia que es de $\pm 5\%$ en cualquier punto de la instalación total o del sistema de potencia, la incorporación de unidades de GD no afecta de manera negativa el equilibrio del sistema.

En un modelo más detallado de una red de distribución atendida por un generador fotovoltaico, se puede apreciar que la regulación de tensión en cada locación donde se concentran cargas con alto consumo de reactivos se ve afectada en una pequeña fracción, debido a la dificultad que tiene este tipo de generadores para generar potencia reactiva. En este caso es aconsejable contar con una compensación de reactivos que equilibre el funcionamiento de la red total y no forzar el sistema generador.

En el aspecto del desfase de tensión en cada una de las barras no se observa que los datos obtenidos puedan ocasionar algún tipo de problema en el funcionamiento normal de la red, por tanto son también datos que refuerzan la incorporación de las tecnologías de GD en los sistemas actuales.

3.3.2 Pérdidas de Potencia

Es en este aspecto donde las redes de GD muestran una de sus mayores fortalezas a la hora de evaluar sus prestaciones en un sistema de potencia ya establecido y al cual se vincularían por medio de su red de distribución.

Por medio de cada uno de los casos se determinó que su influencia en la reducción de pérdidas de potencia oscila entre el 5% y el 12% con respecto a su correspondiente caso original sin redes de GD (a excepción del caso **3.2.2 B**).

En consecuencia la implementación de las tecnologías de GD son bastante favorables para la operación de un sistema con exceso de consumo de reactivos en su etapa de transmisión, esto debido al hecho de la eliminación o en otro caso, la no utilización de ésta etapa cuando se introducen nuevos generadores en lugares cercanos a la demanda.

3.3.3 Costos de Generación

Es aquí donde la GD muestra su mayor debilidad con respecto a los generadores actuales, por el hecho de ser tecnologías con muy altos costos de inversión inicial, sus precios de oferta en el mercado tienden a ser demasiado elevados con respecto a los de la generación tradicional.

La solución por la cual se debería optar para remediar esta situación es dar subsidios de operación a los inversionistas de una red de este tipo, para así ayudar a solventar su elevado precio de operación y poder entrar al despacho central con mayor capacidad de adaptación al precio establecido por los grandes generadores que dominan el mercado.

Estos subsidios podrían ser obtenidos por medio de licencias ambientales, ya que las redes de GD como es sabido tienen un bajísimo impacto ambiental y hay muchas entidades que otorgan subsidios a empresas que ofrezcan pocas emisiones de gases contaminantes al medio ambiente.

CONCLUSIONES

- Los agentes generadores cuya capacidad de operación se encuentre en el rango de los 10 y 20 MW, la mejor opción es acceder al despacho central, debido a que formarían parte del mercado mayorista y por ende sus posibilidades de intercambio de energía son mayores a estar fuera del mismo.
- El plan de expansión del Sistema Interconectado Nacional muestra un análisis en gran parte dirigido a la inclusión de nuevos agentes generadores, por lo tanto es una buena oportunidad para la inclusión de tecnologías de GD sobre el dicho.
- Aunque la inclusión de fuentes de GD en un sistema de potencia muestra resultados parcialmente favorables, puede decirse que ayuda en gran medida a la reducción de pérdidas en la etapa de transmisión, en consecuencia ofrece al sistema un mejor desempeño y un menor costo de implementación para futuras ampliaciones del mismo.
- La tecnología de GD con fuente de generación primaria solar fotovoltaica, tiene costos de operación mayor a las centrales hidráulicas y térmicas en la actualidad. En consecuencia minimizar éstos costos, por medio de avances tecnológicos, ofrecerían mayor competencia y por ende su implementación.
- A partir de los resultados obtenidos con la penetración de las tecnologías de GD al sistema de potencia, se puede deducir que su implementación depende también de la red eléctrica y su disponibilidad.

RECOMENDACIONES

- Mediante la revisión de la normatividad existente para el despacho económico de energía eléctrica en Colombia, la implementación de un sistema de generación distribuida que funcione a base de energía solar fotovoltaica es viable sí se establecen mecanismos de apoyo para la operación de éste. Teniendo en cuenta la necesidad de ser competitivo respecto a los grandes agentes generadores térmicos e hidráulicos, que dominan el mercado, la normatividad que regule a los nuevos generadores debe ser diferente a la existente, tomando como punto de partida los apartes que se refieren a los agentes generadores cuya capacidad operativa es inferior a los 20 MW, ya que normalmente la implementación de la GD no superaría este valor.
- En caso de la emisión de una normatividad para los sistemas de GD, una sugerencia de gran importancia es que contenga una regulación para el precio de la energía con la cual participarían en el mercado estos cuerpos generadores, ya que debido a sus características de operación su precio de oferta no es predecible y varía en un rango de valores bastante amplio dependiendo de la disponibilidad de su recurso de generación. En consecuencia, su participación en el despacho central de energía se vería limitado a labores de contingencia o redespacho, según sea el caso.
- Analizando las condiciones técnicas del Sistema Interconectado Nacional, la inclusión de GD en Colombia no repercute directamente en el despacho de energía realizado por el CND, sino en la cantidad de potencia que los generadores entregan al sistema. En otras palabras, el precio de la energía no se ve afectado por la participación de pequeños generadores, más las condiciones del flujo de carga óptimo manejado por el CND sí se ven modificadas, ya que la inclusión de la GD reduce las pérdidas en el sistema y por tanto aumenta el rendimiento de las instalaciones existentes.

- En los resultados puntuales de cada uno de los casos simulados, se puede observar que aunque las condiciones de operación cambian de uno a otro, las consecuencias de la inclusión de la GD pueden clasificarse en 3 grupos, cada uno con diferente impacto en la operación del sistema. Las categorías serían las siguientes: Despacho de energía, pérdidas en el sistema e impacto ambiental. Con respecto a éste último, aunque no se estudió a profundidad su impacto, es ampliamente conocido que el beneficio obtenido al reducir la dependencia de los combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica no solo es de tipo ambiental, sino también de orden económico al reducir las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera, según lo establecido en el protocolo de Kioto.
- Para el análisis comparativo de resultados obtenido de las simulaciones, solo se tuvo en cuenta como agentes de GD a las plantas generadoras de tipo solar fotovoltaica. Aunque el procedimiento para la evaluación de otro tipo de GD no varía mucho con respecto al consignado aquí, debe tenerse especial cuidado con la asignación de recursos de generación, ya que debido al tipo de GD usada, su perfil de operación varía considerablemente así como su disponibilidad en el sistema.
- Aunque los resultados obtenidos en los diferentes escenarios supuestos para la operación de un sistema con GD no pueden ser extrapolados de manera lineal a un sistema de potencia real, sí pueden tomarse como un buen indicio de operación de lo que sucedería si pudiesen ser implementadas estas tecnologías en el medio actual. Teniendo en cuenta que solamente después de garantizar la viabilidad económica de la GD por medio de una regulación especial, y así asegurar la inversión por parte del sector privado, la implementación de dichas tecnologías representa un avance significativo con respecto a la realidad de Latinoamérica, y debido a la privilegiada posición geográfica de Colombia, la disponibilidad de los recursos de generación usados en GD son de fácil utilización y de gran calidad durante todo el año.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Azmy, A. M. & Erlich, I. Impact of Distributed Generation on the Stability of Electrical Power Systems. 2005. Power Engineering Society General Meeting. IEEE. Vol 2. 1056-1063.
- [2] Harrison, G. P. & Wallace, A. R. Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation. 2005. Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings. Vol 152. 115-122.
- [3] IEEE. 2003. Std 1547 "Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems". ISBN 0-7381-3720-0 SH95144.
- [4] Táutiva, C. Esquemas de expansión de sistemas de transmisión que operan en mercados eléctricos competitivos y de remuneración de la actividad. Trabajo de Grado, Maestría en Ingeniería Eléctrica. Universidad de Los Andes, 2005.
- [5] <http://www.giaelec.org/Articulos/A2006-01.pdf>.
- [6] <http://www.iea.org/textbase/work/2001/mexico/23-jhuac.pdf>.
- [7] <http://revistaing.uniandes.edu.co/pdf/Rev19-9.pdf?ri=540a183e8b2fe9eedd00dac2e1fc4ac2>.
- [8] http://www.gesolpac.es/docs/energia_solar_fotovoltaica.pdf.
- [9] <http://www.xm.com.co/> "XM Expertos en Mercados. Información Operativa y Comercial". Agosto 2008.

[10] <http://www.upme.gov.co/> "Unidad de Planeación Minero Energética. Plan de Expansión de Referencia. Generación Transmisión 2005-2019".

[11]

<http://www.acolgen.org.co/search.php?PHPSESSID=f4cfb0db87400d3b9586bc>. 2009.

Anexos

A. COSTOS INDICATIVOS DE GENERACIÓN

A.1 Unidad Hidráulica

REGIÓN	CUNDINAMARCA - PIEDEMONTES (META)	SANTANDER - BOYACÁ	ANTIOQUIA	NORTE DE SANTANDER
Costos Pre-operativos (USD)	226.217.419	226.964.209	223.745.637	223.167.701
Costo Pre-operativos (USD/Año)	24.001.668	24.080.903	23.739.412	23.678.093
Costos Operativos sin Combustible(USD/Año)	4.725.958	4.742.380	4.694.571	4.687.865
Costos Combustible (USD/Año)	0	0	0	0
Costos Totales (USD/Año)	28.727.627	28.823.283	28.433.983	28.365.958
Capacidad Instalada (KW)	200.000	200.000	200.000	200.000
Factor de Planta	0,6	0,6	0,6	0,6
Energía Generada (KWh/Año)	1.051.200.000	1.051.200.000	1.051.200.000	1.051.200.000
Costo Unitario de Generación(USD/KWh)	0,0273	0,0274	0,027	0,027
Costo Unitario de Instalación(USD/KW)	1.131	1.135	1.119	1.116

Tabla A1.1 Costos de Generación Central Hidráulica

A.2 Unidad Térmica a Gas

REGIÓN	CUNDINAMARCA- PIEDEMONTES (META)	SANTANDER- BOYACÁ	ANTIOQUIA	COSTA ATLÁNTICA	GUAJIRA, CESAR, SUR DE BOLIVAR
Costo Pre-operativos (USD/Año)	74.252.925	74.261.292	74.259.024	74.237.399	74.241.634
Costos Pre-operativos (USD)	8.724.719	8.725.702	8.725.435	8.722.894	8.723.392
Costos Operativos sin Combustible(USD/Año)	7.127.272	7.127.343	7.135.878	7.155.653	7.155.689
Costos Combustible (USD/Año)	18.738.737	25.869.438	25.374.162	19.020.616	20.626.512
Costos Totales (USD/Año)	34.590.728	41.722.483	41.235.475	34.899.164	36.505.593
Capacidad Instalada (KW)	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000
Factor de Planta	0,6265	0,6265	0,63175	0,644	0,644

Energía Generada (KWh/Año)	823.221.000	823.221.000	830.119.500	846.216.000	846.216.000
Costo Unitario de Generación(USD/KWh)	0,042	0,0507	0,0497	0,0412	0,0431
Costo Unitario de Instalación(USD/KW)	495	495	495	495	495

Tabla A.1.2 Costos de Generación Central Térmica a Gas

A.3 Unidad Térmica a Carbón

REGIÓN	CUNDINAMARCA - PIEDEMONTE (META)	SANTANDER - BOYACÁ	ANTIOQUIA	COSTA ATLÁNTICA	GUAJIRA, CESAR, SUR DE BOLIVAR
Costos Pre-operativos (USD)	215.680.078	215.973.486	215.893.947	215.135.684	215.284.155
Costo Pre-operativos (USD/Año)	22.883.656	22.914.787	22.906.348	22.825.896	22.841.649
Costos Operativos sin Combustible(USD/Año)	11.958.695	11.961.187	11.960.512	11.954.070	11.955.331
Costos Combustible (USD/Año)	16.281.450	22.477.074	22.046.745	16.526.365	17.921.674
Costos Totales (USD/Año)	51.123.801	57.353.048	56.913.604	51.306.331	52.718.654
Capacidad Instalada (KW)	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000
Factor de Planta	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Energía Generada (KWh/Año)	919.800.000	919.800.000	919.800.000	919.800.000	919.800.000
Costo Unitario de Generación(USD/KWh)	0,0556	0,0624	0,0619	0,0558	0,0573
Costo Unitario de Instalación(USD/KW)	1.438	1.440	1.439	1.434	1.435

Tabla A1.3 Costos de Generación Central Térmica a Carbón

A.4 Precio de Bolsa en el Mercado Eléctrico Colombiano

Abril de 2009	Precio [\$/KWh]
1	93,32
2	95,6
3	88,19
4	80,52
5	77,81
6	82,99

Tabla A1.4 Precio de Bolsa del MEM

B. RESOLUCIÓN No. 012
(18 FEB. 2009)

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG con el fin de modificar el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 2253 de 1994 y 2696 de 2004,

CONSIDERANDO QUE:

Conforme a lo dispuesto por el artículo 9 del Decreto 2696 de 2004, la Comisión debe hacer público en su página web todos los proyectos de resoluciones de carácter general que pretenda adoptar, con las excepciones que allí se señalan, con antelación no inferior a treinta (30) días a la fecha de su expedición.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión 402 del 18 de febrero de 2009, aprobó hacer público el proyecto de resolución “por la cual se adoptan reglas para participar en la asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad con plantas o unidades térmicas que utilicen combustible líquido”.

RESUELVE:

ARTÍCULO 1o. Hágase público el proyecto de resolución “por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista”.

ARTÍCULO 2o. Se invita a los agentes, a los usuarios, a las Autoridades Locales Municipales y Departamentales competentes y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta, dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la publicación de la presente Resolución en la página Web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

ARTÍCULO 3o. Infórmese en la página web la identificación de la dependencia administrativa y de las personas a quienes se podrá solicitar información sobre el proyecto y hacer llegar las observaciones, reparos o sugerencias, y los demás

aspectos previstos en el artículo 10 del Decreto 2696 de 2004.

ARTÍCULO 4o. La presente Resolución no deroga ni modifica disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., **18 FEB. 2009**

C. PROYECTO: DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA INTELIGENTE SILICE

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

C.1 Objetivo General

Estudiar la operación de un sistema eléctrico real que incorpore redes inteligentes con sistemas de generación distribuida y contrastar los beneficios técnicos económicos y ambientales con aquellos obtenidos con redes convencionales de distribución. Para esto se diseñara, instalará y probará una red piloto de distribución “inteligente” en los campus de las universidades Nacional de Colombia y de los Andes, con dos fuentes de generación distribuida interconectadas a la red eléctrica existente, y sistemas de monitoreo, comunicación y control en tiempo real para gestión de redes y sistemas de generación a pequeña escala; se simulará la red real de distribución para estudiar su funcionamiento óptimo, tomando en cuenta los resultados obtenidos con la red piloto.

C.2 Objetivos Específicos

-Diseño, dimensionamiento, instalación y prueba de las fuentes de generación distribuida (ampliación del suministro fotovoltaico e instalación de una planta diesel o biomasa) en forma individual.

El diseño del generador FV se realizará teniendo en cuenta que la planta operará bajo el concepto BIPVS donde el generador FV se instala típicamente en el techo de una casa y se interconecta a través de un inversor con la red local. El inversor debe permitir exportar energía eléctrica a la red cuando haya un excedente e importar energía de la red en las horas de la noche cuando no hay radiación solar. Se buscará una capacidad del Generador FV es 3kW pues bajo condiciones estándar de radiación en Bogotá, donde el promedio diario es de 3.5 horas, permitirá generar en promedio 315 kWh – mes, que es un valor cercano al consumo promedio residencial del país. El dimensionamiento de este equipo se hará

teniendo en cuenta que el inversor que se planea usar es un Sunny Boy 3300U que cumple con las recomendaciones del Estándar IEEE 929-2000.

Con relación a la otra fuente de generación se identificarán las posibilidades de utilizar el generador de biomasa de un proyecto de otra dependencia de la Universidad Nacional o en su defecto se instalará una planta diesel de 5 kW.

-Diseño, instalación y prueba de una red piloto “inteligente” de distribución que integre de manera sinérgica las tecnologías de monitoreo, comunicaciones y control, y la generación distribuida, para el mejoramiento del desempeño de la red.

Para el monitoreo se desarrollarán transductores de corriente DC y AC y sensores de radiación y temperatura, y una interfase para la medida de las señales que permiten determinar los parámetros que dan información del desempeño y de la calidad de energía de las plantas.

Las redes de telecomunicaciones que se evaluarán son: Internet con distintas redes de acceso (DSL, Celular, Wimax, WiFi); Redes Publicas de área amplia (WAN) o metropolitana (MAN) como celular o Wimax (la diferencia con punto anterior es que no se utiliza internet), y una Red dedicada como Power Line Communication.

Para garantizar la operabilidad de la red en tiempo real se hará uso de un sistema de Control Distribuido (DCS), que será el encargado de recibir la información, procesar los algoritmos de asignación óptima que se diseñen y luego enviar la decisión a la red eléctrica.

-Simulación de una red real de distribución de energía eléctrica para estudiar funcionamiento óptimo: monitoreo, flujos de carga, asignación dinámica de recursos, acorde con los principios de intercambio de energía del mercado eléctrico colombiano.

Se construirá una plataforma de simulación que tenga en cuenta la participación o no en el suministro de múltiples fuentes de energía teniendo en cuenta costos de generación, restricciones técnicas de las plantas, demandas variables, las tarifas del mercado eléctrico, entre otras variables. Para cada una de las redes de comunicación se evaluarán capacidades, grado de confiabilidad y seguridad que brinde cada red de comunicaciones al monitoreo y control en tiempo real. Esto con el fin de determinar la factibilidad técnica, operacional y

económica de las diferentes alternativas de comunicación para el monitoreo y control en tiempo real de un sistema de generación distribuida.

-Propuesta y discusión de ajuste regulatorios y de consideraciones de normatividad técnica para la instalación de estos sistemas en el mercado eléctrico, con base en los resultados de monitoreo y simulación. A partir de las recomendaciones presentadas en el punto anterior para hacer viable la instalación de sistemas de generación distribuida, se hará una evaluación del impacto sobre el bienestar de cada uno de los agentes que podrían verse afectados por la difusión de estos sistemas. Se hará una evaluación desde el punto de vista de los comercializadores, de los operadores de red y del mercado global.

-Propuesta de desarrollo de mediano y largo plazo de la regulación eléctrica, enfocada a la inclusión de sistemas de generación distribuida dentro de un nuevo marco organizacional del negocio eléctrico, que incluya a la empresa de distribución como un actor con nuevos roles activos en el desarrollo e implantación de esquemas de generación distribuida. Utilización de mapas de ruta para el desarrollo regulatorio y de mercado.