



CONSTRUIMOS FUTURO

RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

Camilo Táutica Mancera

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía
Eléctrica

20 de febrero de 2015

Contenido de la presentación



CONSTRUIMOS FUTURO

- Presentación del curso
- Antecedentes
- Recursos Energéticos Distribuidos – Definiciones y características
- Micro-redes y redes inteligentes
- Impactos de la GD, micro-redes y redes inteligentes
 - Técnicos
 - Económicos
 - Ambientales
 - Regulatorios
 - Ejemplo
- Normatividad para Colombia
 - Ley 1715 de 2014
 - Decretos 2469 de 2014
 - Resolución CREG 175 de 2014



CONSTRUIMOS FUTURO

PRESENTACIÓN DEL CURSO

Justificación

La asignatura se orienta a identificar, en general y para todo tipo de consumidores, las posibilidades que le ofrece la implantación de sistemas de generación y almacenamiento distribuido. Se analizan todas las implicaciones y aspectos de interés relativos a la integración económica de sistemas energéticos distribuidos.

Para ello se estudian las características de las diferentes tecnologías de generación distribuida, de los sistemas de almacenamiento de energía (térmica y eléctrica) con base en una metodología para realizar un estudio eléctrico y económico desde la perspectiva de los consumidores, determinando su flexibilidad frente al precio de la energía.

Propósito del curso



Entender y estudiar los elementos y componentes para la integración de los recursos energéticos distribuidos en los sistemas de distribución de energía eléctrica, considerando los procesos de consumo de los usuarios finales.

Contenidos del curso

1. Generalidades de los recursos energéticos distribuidos
2. Generación distribuida, micro-redes y redes inteligentes: definición, retos, tecnologías e impactos
3. Análisis técnicos con generación distribuida
 - Flujos de potencia
 - Cambio en los flujos de potencia
 - Métodos analíticos
 - Análisis de cortocircuito
 - Efectos en calidad de la potencia eléctrica
 - Penetración de la generación distribuida
4. Normatividad y legislación relativa a la GD
5. Análisis económicos y tarificación con GD
6. Líneas de investigación

Evaluación

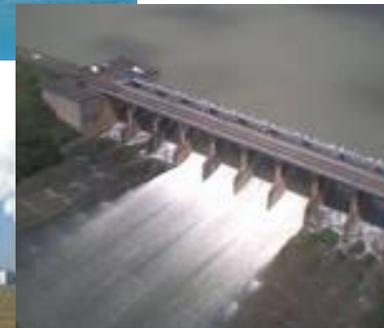
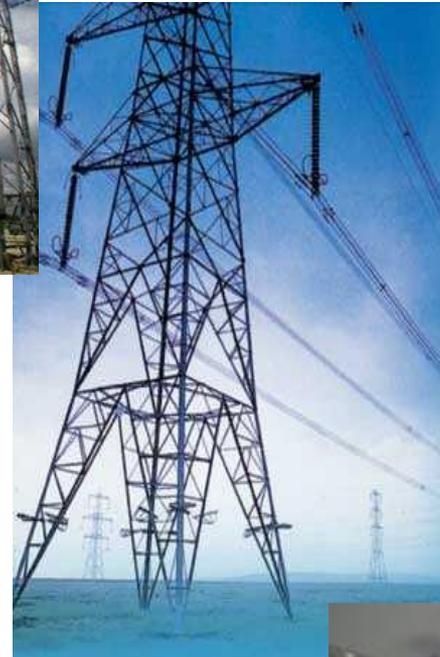
- Un (1) examen teórico (20%)
- Dos (2) talleres prácticos (40% c/u)
 - Integración de GD en redes de distribución
 - Confiabilidad de redes de distribución con GD

Bibliografía propuesta

- JENKINS, Nick. Embedded generation. The Institution of Engineering and Technology, 2000.
- Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets. OECD/IEA, 2002. ISBN: 92-64-19802-4. Disponible en línea: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/distributed2002.pdf>
- IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, June 2003.
- KRAUTER, Stefan C.W. Solar electric power generation: photovoltaic energy systems: modeling of optical and thermal performance, electrical yield, energy balance, effect on reduction of greenhouse gas emissions, Springer, 2006.
- PATEL, Mukund R. Wind and solar power systems. CRC Press, 1999.
- STIEBLER, M. Wind energy systems for electric power generation. Springer. 2008.



CONSTRUIMOS FUTURO

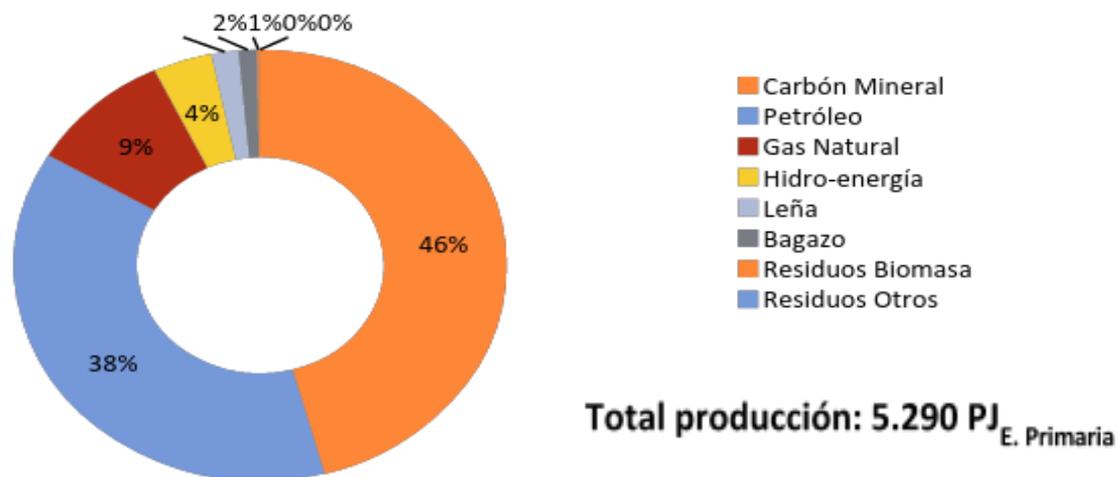


ANTECEDENTES

Entorno energético nacional



- Explotación y producción de recursos energéticos primarios en Colombia (2012)



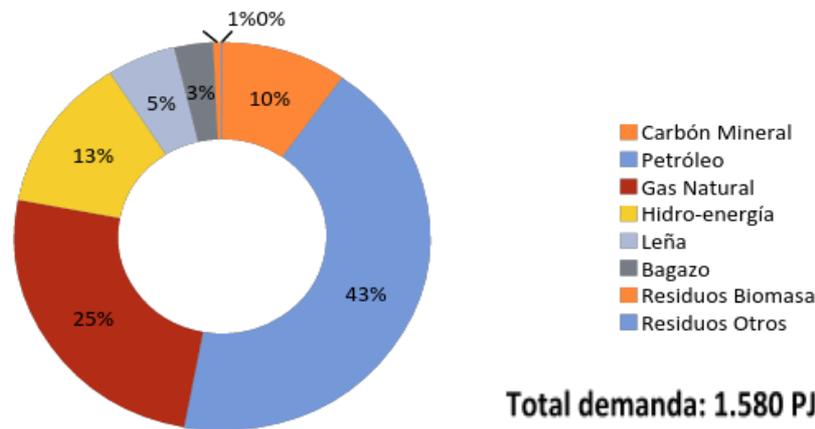
- 93% de recursos primarios de origen fósil, aproximadamente un 4% de hidroenergía y un 3% de biomasa y residuos

Fuente: UPME 2012

Entorno energético nacional



- De esa explotación primaria, el país exporta aproximadamente un 69%, principalmente en forma de carbón mineral (aprox. el 94% del producido, representando el 62% de las exportaciones energéticas) y petróleo (aprox. el 66% del producido, representando el 36% de las exportaciones energéticas), y utiliza un 31% del cual, cerca del 78% corresponde a recursos fósiles y el 22% a recursos renovables.
- Demanda interna de recursos energéticos primarios en el año 2012:



Total demanda: 1.580 PJ
E. Primaria

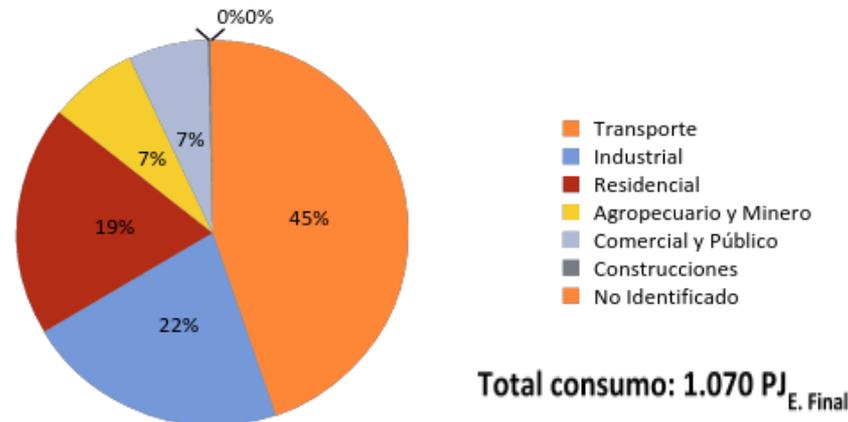
Fuente: UPME 2012

Entorno energético nacional



CONSTRUIMOS FUTURO

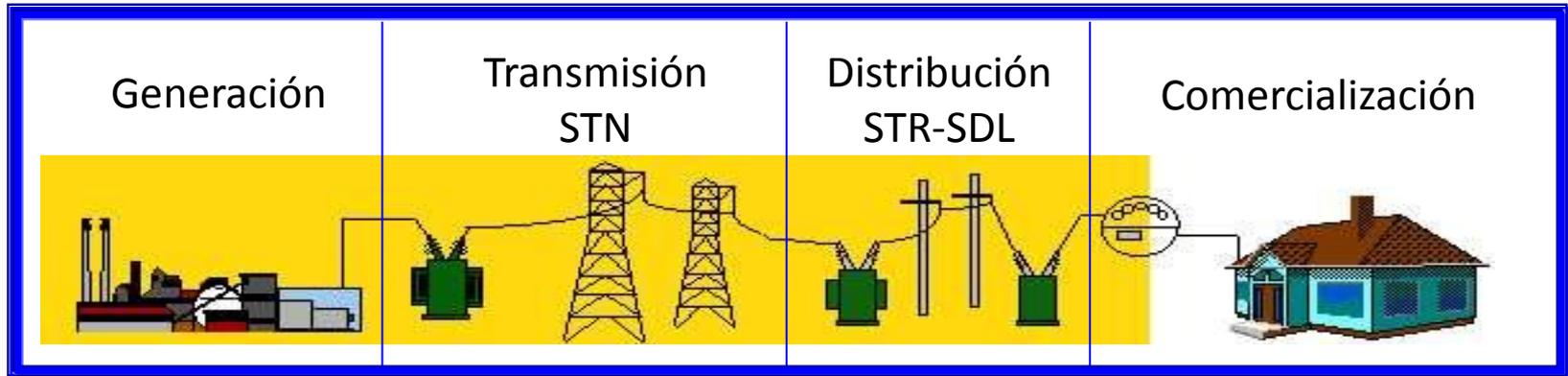
- Los usos de los energéticos mencionados (petróleo y gas natural) se encuentran principalmente concentrados en los sectores de consumo correspondientes al transporte y la industria, para prestar servicios de transporte y calor útil, seguidos del uso del gas natural para la generación de energía eléctrica..
- Demanda de energía final por sector en el año 2012:



Fuente: UPME 2012

Sistema de potencia

- En un sistema de energía eléctrica (sistema de potencia), la electricidad realiza un recorrido complejo desde los lugares donde se produce, pasando por diferentes etapas de transporte y transformación, hasta llegar finalmente a los centros de consumo donde es utilizada.



Características importantes

- La electricidad como producto no puede almacenarse (de manera económica) en grandes cantidades, y en consecuencia debe producirse a la vez que se consume.
- Un productor de energía no puede hacer una entrega física del producto entre dos puntos del sistema, sin afectar las otras transferencias que se realizan a través de las diferentes redes.
- Gracias a la reestructuración de los sistemas eléctricos a nivel mundial, se introdujo competencia en algunos de los sectores de la cadena (generación y comercialización).
- La actividad de transporte de energía eléctrica presenta características de un monopolio natural, principalmente por la presencia de economías de escala.

Generación en Colombia



Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2013				
Recursos	2012 MW	2013 MW	Participación %	Variación (%) 2013 - 2012
Hidráulicos	9,185	9,315	64.0%	1.4%
Térmicos	4,426	4,515	31.0%	2.0%
Gas	2,122	1,972		
Carbón	997	997		
Fuel - Oil	0	0		
Combustóleo	307	307		
ACPM	678	917		
Jet1	46	46		
Gas-Jet A1	276	276		
Menores	693	662	4.5%	-4.4%
Hidráulicos	591	560		
Térmicos	83	83		
Eólica	18	18		
Cogeneradores	57	66	0.5%	15.7%
Total SIN	14,361	14,559	100.0%	1.4%



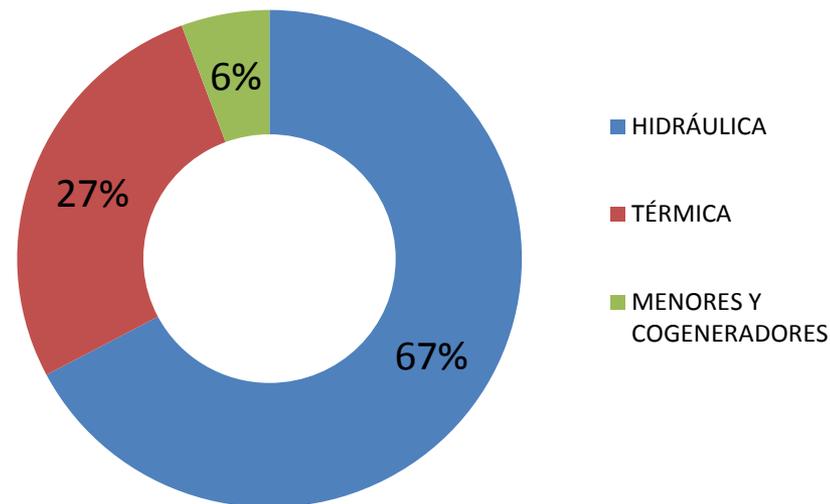
Fuente: XM

Generación en Colombia



Generación por tecnología - 2013	GWh-año
Hidráulica	41,835.94
Térmica	16,838.63
Menores y cogeneradores	3,522.01
Total	62,196.58

Composición de la generación del SIN en 2013

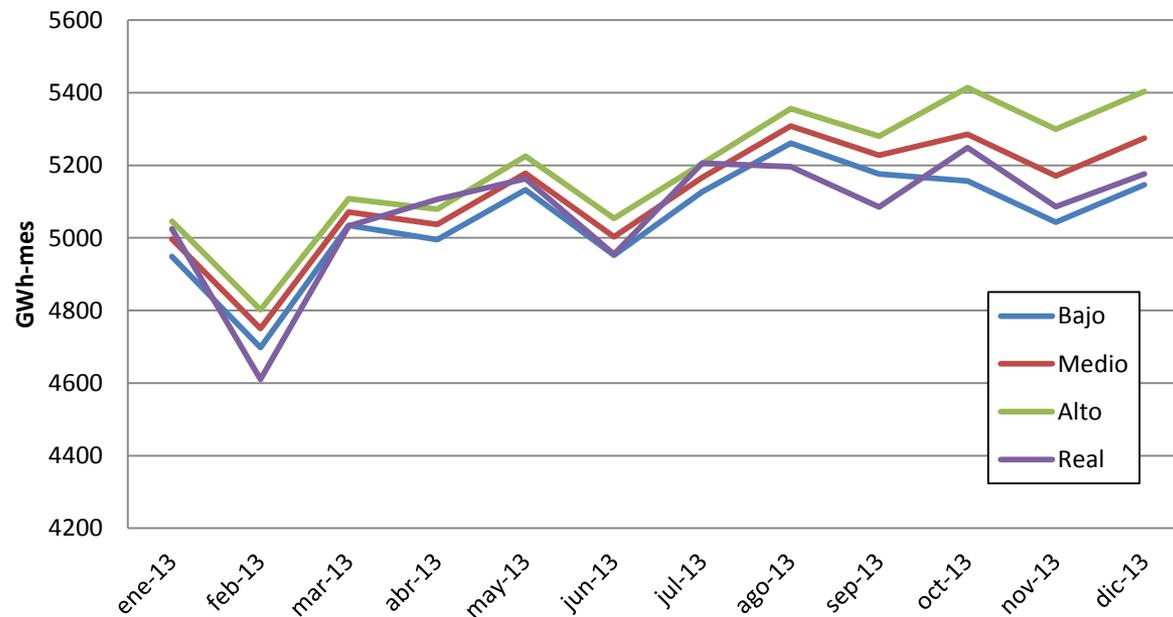


Fuente: UPME, XM

Demanda en Colombia



Seguimiento de la demanda mensual de energía y escenariosUPME



- Demanda total 2013: 60,890 GWh-año

Fuente: UPME, XM

STN



CONSTRUIMOS FUTURO



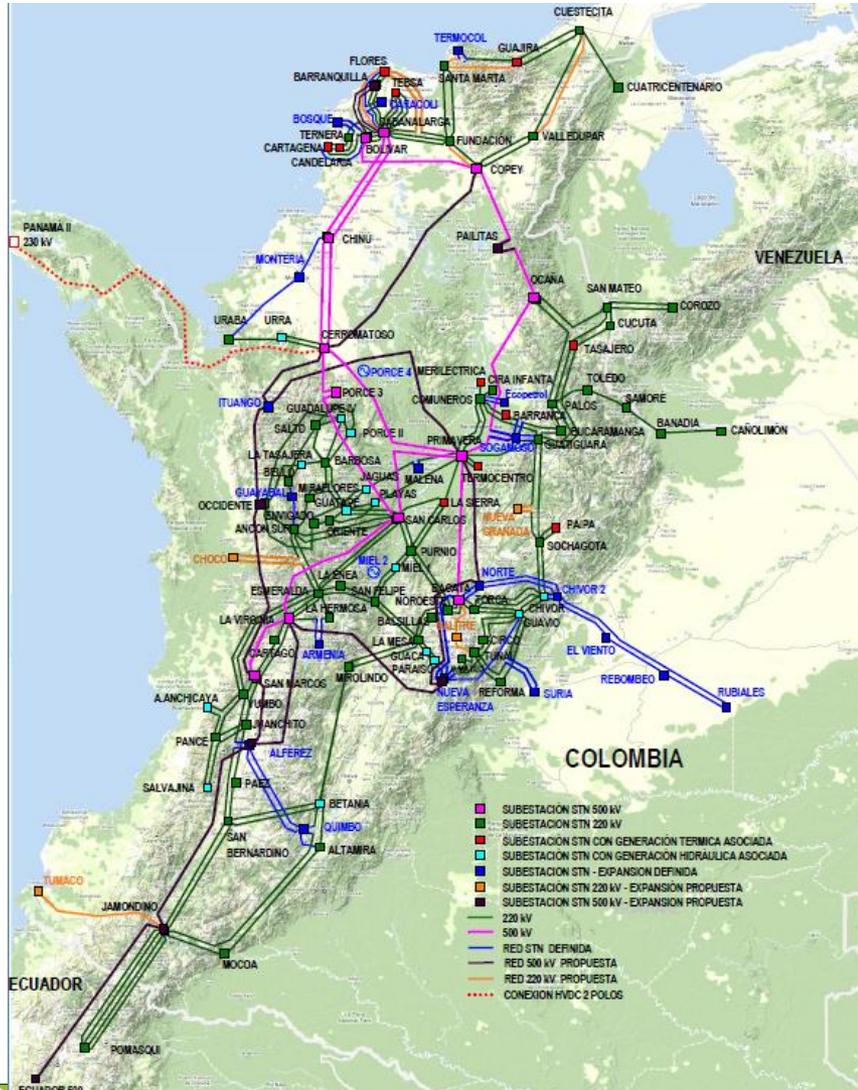
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SIN (Dic. 2013)	Longitud (km)	Longitud (%)
TOTAL	24,018.75	100%
110 kV	3,072.95	12,79%
115 kV	7,215.12	30,04%
138 kV	15.49	0,06%
220 kV	2,383.02	9,92%
230 kV	8,895.05	37,03%
500 kV	2,437.12	10,15%

Fuente: UPME, XM

STN – Expansión



CONSTRUIMOS FUTURO



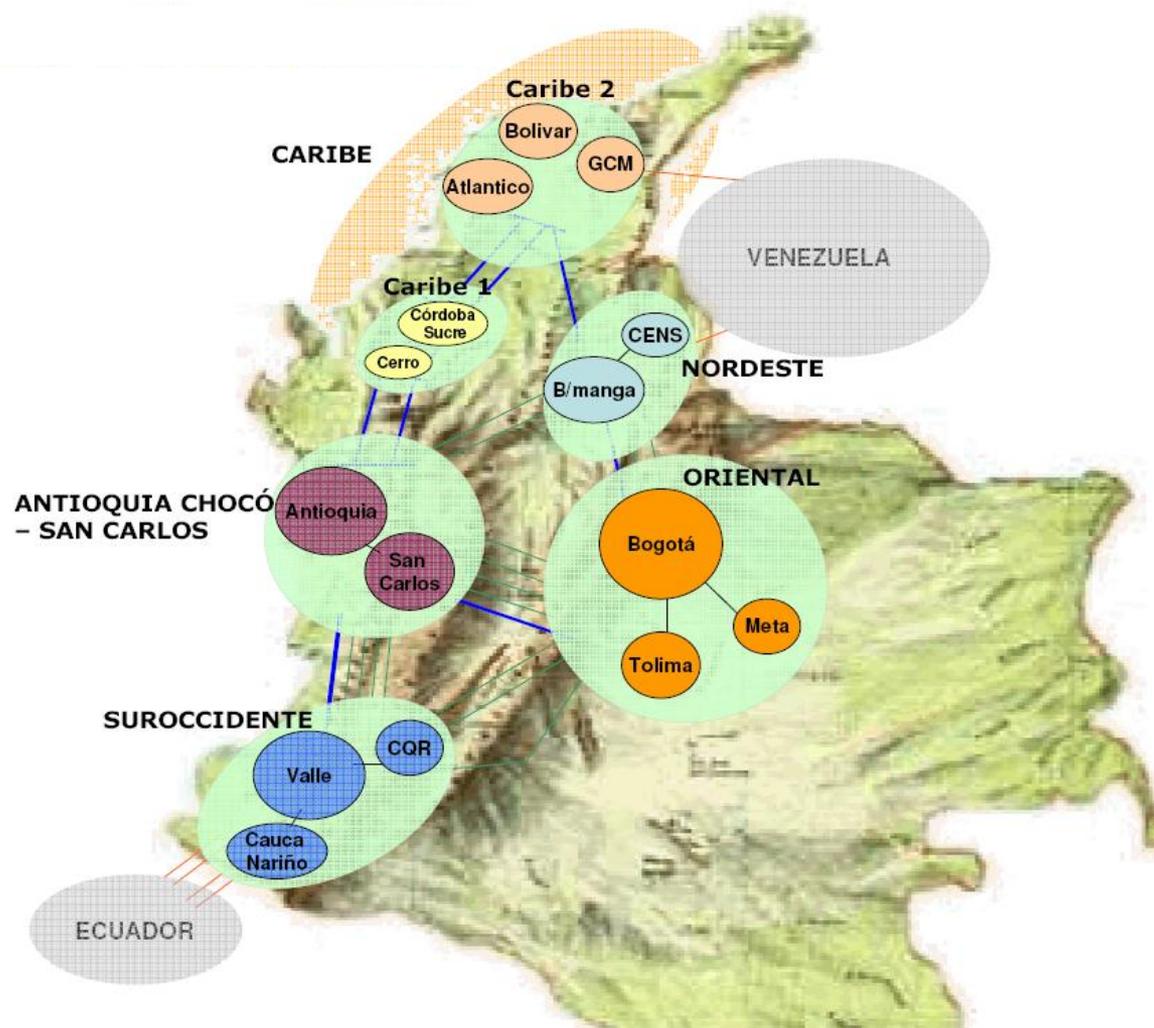
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SIN (Dic. 2013)	Longitud (km)	Longitud (%)
TOTAL	24,018.75	100%
110 kV	3,072.95	12,79%
115 kV	7,215.12	30,04%
138 kV	15.49	0,06%
220 kV	2,383.02	9,92%
230 kV	8,895.05	37,03%
500 kV	2,437.12	10,15%

Fuente: UPME, XM

Áreas y subáreas del SIN

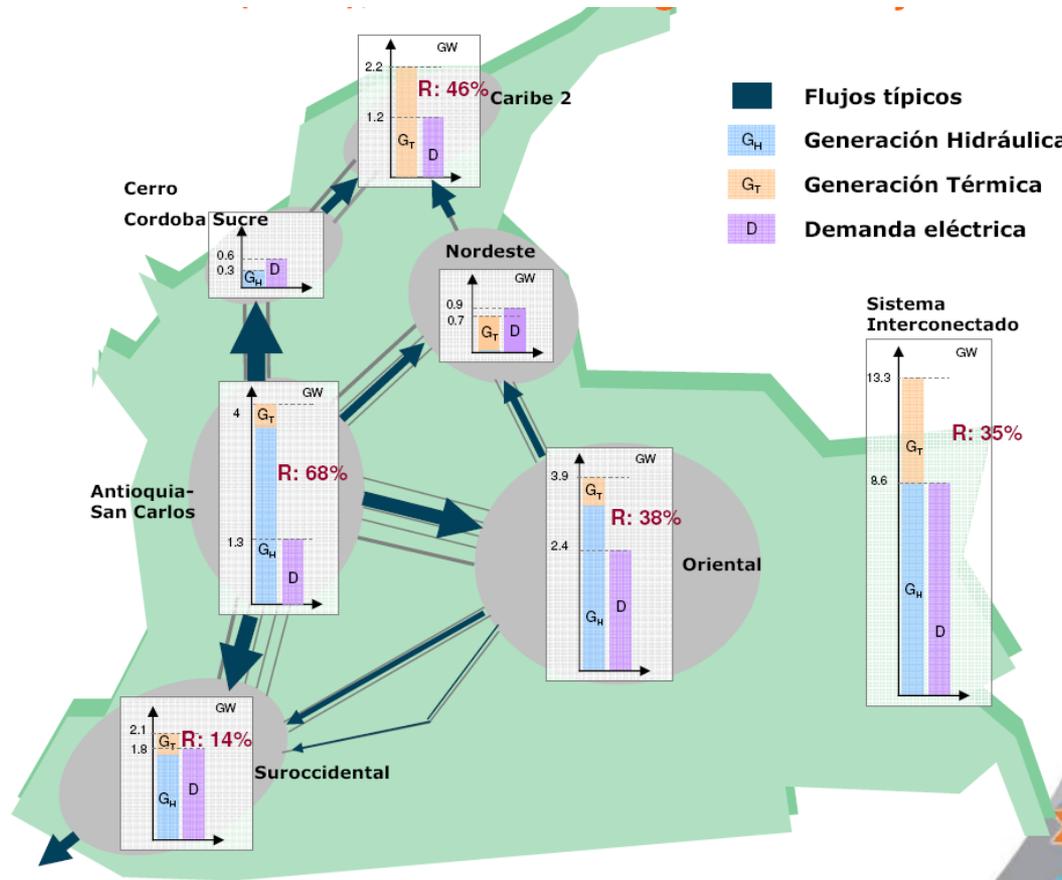


CONSTRUIAMOS FUTURO



Fuente: XM

Generación y demanda por áreas



Fuente: XM

Clasificación de las redes en Colombia



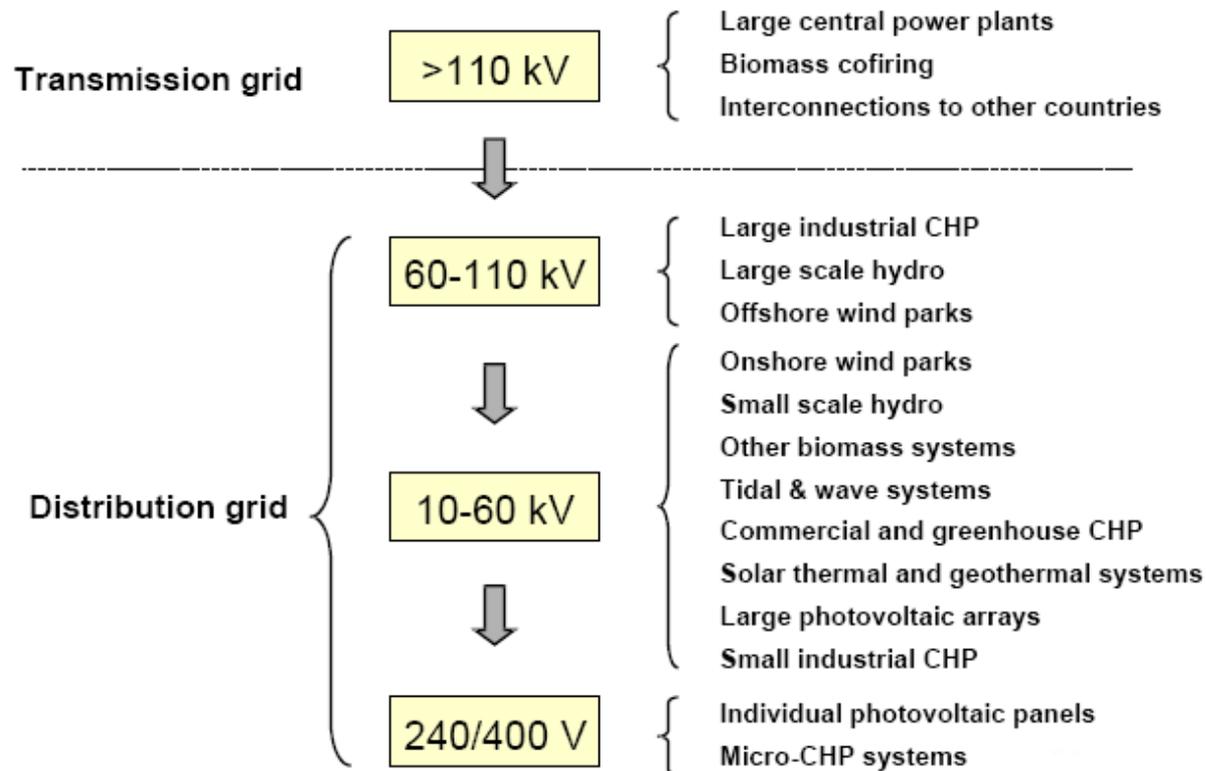
- Según nivel de tensión:

- Nivel 1 < 1kV
 - Nivel 2 1 – 30kV
 - Nivel 3 30 – 57,5kV
 - Nivel 4 57,5 – < 220kV
 - STN > 220kV
- SDL
- STR



- La mayoría de la generación convencional se conecta a nivel 4 y a nivel del STN

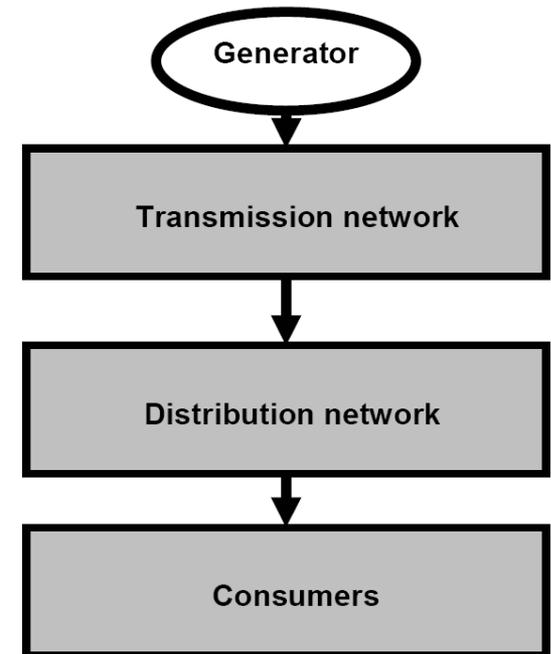
Conexión de la generación



Fuente: KEMA 2006

Esquema convencional del sistema eléctrico

La conformación de un sistema eléctrico actual es el resultado de una concepción que ha tenido vigencia por muchos años: grandes plantas de generación, generalmente ubicadas lejos de la demanda, grandes redes de transmisión que llevan la energía generada hacia los centros de consumo, y finalmente redes de distribución que entregan la energía a los consumidores finales.



Cambios en la concepción del sistema eléctrico

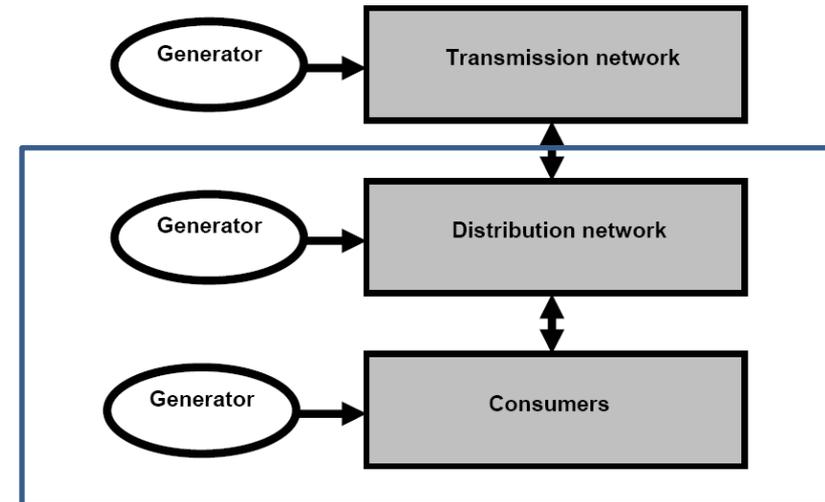


- Condiciones actuales:

- Liberalización y crecimiento de los mercados
- Aumento del número de participantes y de la participación financiera privada
- Desarrollo de mercados de capitales
- Desarrollo de nuevas fuentes de energía y de tecnologías más limpias
- Progreso tecnológico acelerado (tecnologías de generación, electrónica de potencia, control, telecomunicaciones, etc.)
- Mayores estándares de calidad y niveles adecuados de cobertura
- Crecientes preocupaciones ambientales

Nuevo esquema

- El tamaño de los nuevos generadores no hace necesario un sistema de transmisión, ya que son adecuados para conectarse directamente a la red de distribución, siendo la energía generada por ellos consumida directamente (o muy cerca), en el lugar donde es producida.
- En consecuencia, la tendencia será a un cambio de la topología de los circuitos de los sistemas eléctricos de potencia.





CONSTRUIMOS FUTURO

RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS (DER)

DER - Definición

- Han surgido muchos términos para describir diferentes tipos de generación y almacenamiento de energía distribuidos. Normalmente se reconocen los siguientes términos:



DER: son tecnologías de generación de energía a pequeña escala (por lo general en el rango de 1 kW a 10,000 kW), utilizadas como una alternativa o mejora del sistema de energía eléctrica tradicional.

Hace referencia a generación distribuida y tecnologías de almacenamiento, agregando el manejo del lado de la demanda (Demand-Side Management-DSM).

Definiciones de GD

- Actualmente no existe consenso a nivel internacional acerca de la definición de generación distribuida, diferentes autores y autoridades de los sectores energético y eléctrico que han investigado el tema han tratado de explicar el concepto:
 - “... es la producción de electricidad que esta ubicada cerca o en el centro de carga y esta interconectada con el sistema de distribución” (Rawson 2004).
 - “... es la generación o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo mas cercana al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica y, en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética” (CONAE).
 - “Unidades de producción de energía en el punto de ubicación del cliente o en empresas de distribución local, suministrando energía directamente a la red de distribución local” (IEA).
 - “Fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en el lado del contador que corresponde al cliente” (Ackerman 2001)



Otros conceptos asociados a GD

- Generación dispersa: es generación distribuida, agregando eólica y otros tipos de generación, ya sea conectada a una red de distribución o completamente independiente de la red.
- Energía distribuida: es generación distribuida, agregando tecnologías de almacenamiento de energía, como volantes de inercia, grandes celdas de combustible regenerativas, o almacenamiento de aire comprimido.
- Energía descentralizada: hace referencia a sistemas con Recursos energéticos distribuidos conectados a una red de distribución.

Definición de GD en Colombia *66 Años*

- “... es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL).

Ley 1715 de 2014, Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional



PCH Santa Ana – EAAB, 12 MW, Nororiente de Bogotá.



Tomado de: (USA) ~15kW <http://www.larryhotz.com>

Tomado de: (Bolivia) ~6.2MW <http://www.ecoressources.com>

Tomado de: <http://www.earthtronics.com/honeywell.aspx> (USA)

Tomado de: <http://www.industcards.com/micro.htm> (USA)

Tomado de: http://www.altenergymag.com/articles/09_04.01/loix/vei2.jpg (Ecuador)

Tomado de: <http://solarpowerrocks.com/wp-content/uploads/2008/07/german-solar.bmp> (Alemania)

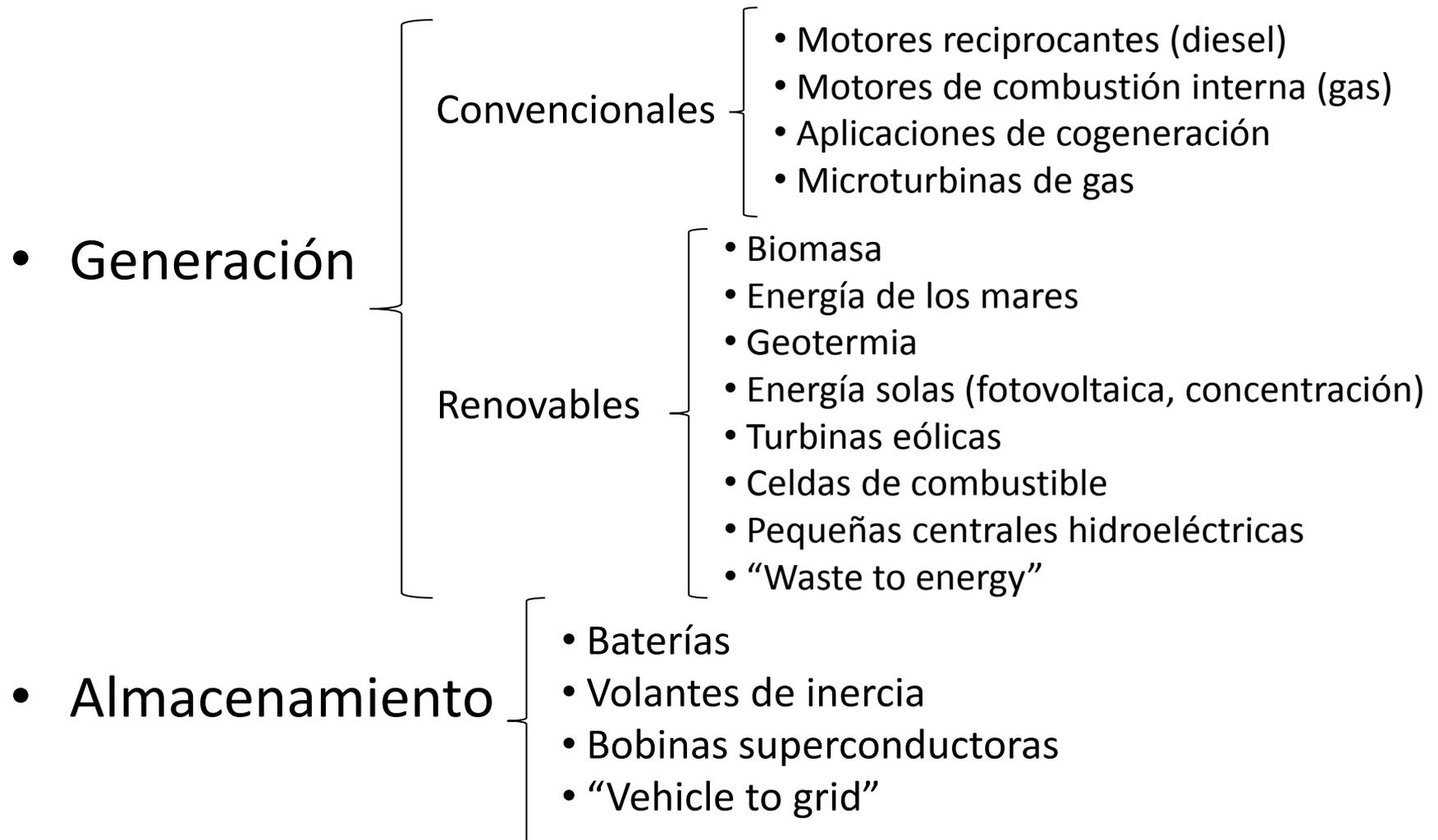
Capacidad de la GD

- El rango de capacidad para considerar una instalación como GD varía incluso más que la propia definición. En la literatura referente al tema se pueden encontrar diferentes niveles que van desde el orden de kW hasta cientos de MW.
- Categorías:

Micro	$\sim 1 \text{ W} < P < 5 \text{ kW}$
Pequeña	$5 \text{ kW} < P < 5 \text{ MW}$
Mediana	$5 \text{ MW} < P < 50 \text{ MW}$
Grande	$50 \text{ MW} < P < \sim 300 \text{ MW}$

T. Ackerman, G. Andersson, and L. Soder. Distributed generation: a definition. Electr. Pow. Syst. Res., 57:195-204, 2001.

Tecnologías o fuentes de GD



Tecnologías y capacidad de GD



CONSTRUIAMOS FUTURO

W. El-Khattam, M.M.A. Salama / Electric Power Systems Research 71 (2004) 119–128

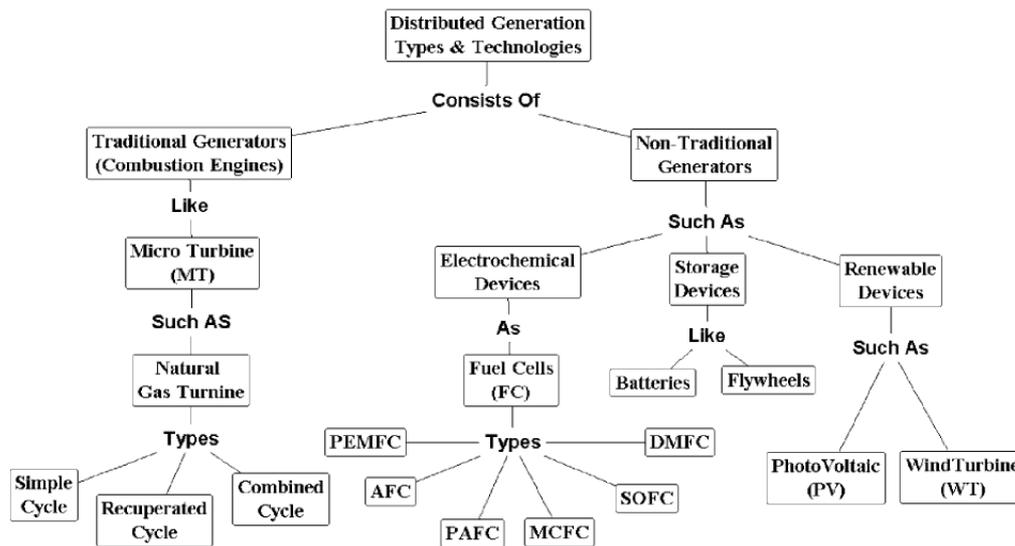


Fig. 1. Distributed generation types and technologies.

Table 1
Technologies for distributed generation^a

Technology	Typical available size per modul
Combined cycle gas T.	35–400 MW
Internal combustion engines	5 kW–10 MW
Combustion turbine	1–250 MW
Micro-Turbines	35 kW–1 MW
<i>Renewable</i>	
Small hydro	1–100 MW
Micro hydro	25 kW–1 MW
Wind turbine	200 Watt–3 MW
Photovoltaic arrays	20 Watt–100 kW
Solar thermal, central receiver	1–10 MW
Solar thermal, Lutz system	10–80 MW
Biomass, e.g. based on gasification	100 kW–20 MW
Fuel cells, phosacid	200 kW–2 MW
Fuel cells, molten carbonate	250 kW–2 MW
Fuel cells, proton exchange	1 kW–250 kW
Fuel cells, solid oxide	250 kW–5 MW
Geothermal	5–100 MW
Ocean energy	100 kW–1 MW
Stirling engine	2–10 kW
Battery storage	500 kW–5 MW

^a Source: Linden et al. [19], IEA [20], p. 64, Duffie et al. [21], pp. 638 and author.

Otra clasificación de para tecnologías de GD



	CENTRALIZADA	DISTRIBUIDA
RENOVABLE	Eólica Geotermia Maremotriz Biomasa - Biogás Solar térmica	Fotovoltaica Eólica Biomasa PCH Celdas de combustible
NO RENOVABLE	Térmicas Turbinas de gas Hidroeléctricas Nuclear	Microturbinas Motores de combustión Diesel

Otras características de la GD



CONSTRUIMOS FUTURO

- En la mayoría de sistemas, no hace parte de planeación central
- No es despachada de forma centralizada
- Plantas relativamente pequeñas
- Paridad de red: se produce cuando una fuente de energía alternativa puede generar electricidad a un costo nivelado (LCOE) que es menor o igual al precio de compra de energía de la red eléctrica. Alcanzar la paridad de red se considera que es el punto en el que una fuente de energía se convierte en un competidor para el desarrollo generalizado sin subsidios ni apoyo del gobierno.

Ventajas y desventajas (retos) de la GD



Ventajas

- Reducción de pérdidas en las redes de transmisión y distribución.
- Incremento en confiabilidad y calidad del servicio si se cumplen las reglamentaciones.
- Mayor control de energía reactiva y regulación de voltaje.
- Retraso de inversiones en redes de transmisión y sub-transmisión.
- Mejor adaptación a las variaciones de demanda.
- Aumento de la competencia y disminución del poder de mercado.
- Mayor flexibilidad al disminuir la dependencia del sistema centralizado.
- Uso eficiente de la energía e incorporación de fuentes más limpias.

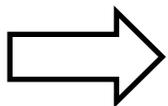
Desventajas (retos)

- Requerimiento de nuevos esquemas para la operación y el mantenimiento de este tipo de sistemas.
- Mayores costos de inversión, especialmente para algunas tecnologías renovables.
- Cargos de conexión que deben pagar los productores.
- Mayor descentralización que puede dificultar la garantía de seguridad del sistema e incluso incrementar los costos de operación.
- Contaminación auditiva y ambiental cerca de los consumidores, en algunos casos.
- Mayor incertidumbre en el pronóstico de la generación distribuida (fuentes intermitentes).

Pepermans et al. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. Energy Policy 33 pp. 787-798.

Articulación de la GD con el SIN

- El éxito de la GD depende del marco regulatorio que la acompañe. Esto ha dado lugar a considerar:
 - La creación de un ente que permita supervisar (técnicamente y de cerca) la operación de la GD.
 - Que el mismo ente agregue la GD y facilite su participación en el mercado eléctrico (reducir incertidumbre asociada al pronóstico de generación, varias fuentes intermitentes), y finalmente,
 - Que agregue GDs y grupos de consumidores definiendo “pequeños mercados” que faciliten el balanceo entre oferta y demanda.



Microredes (μ R)

MICRO-REDES Y REDES INTELIGENTES

Definición de microredes (μR)*

- Conjunto de recursos de energía descentralizados (DER) que operan cooperativamente para proveer energía de forma confiable, económica, posiblemente eficiente y amigable en términos ambientales.
 - Puede operar de forma interconectada o aislada (de la macro red - SIN).
 - Está conectada a SDLs en BT o MT.
 - Aplica para instalaciones de cualquier tipo de usuario (residenciales, comerciales e industriales).
 - Incluye cualquier tipo de fuentes (convencionales y renovables).



Tomado de: <http://fernandez-ladrondeguevara-apivitoria.blogspot.com/p/microgrids.html>

* Adaptado de E. Perea, et al (2008) y A.D. Hawkes, M.A. Leach (2009).

Ventajas y desventajas (retos) de las μR *



Ventajas

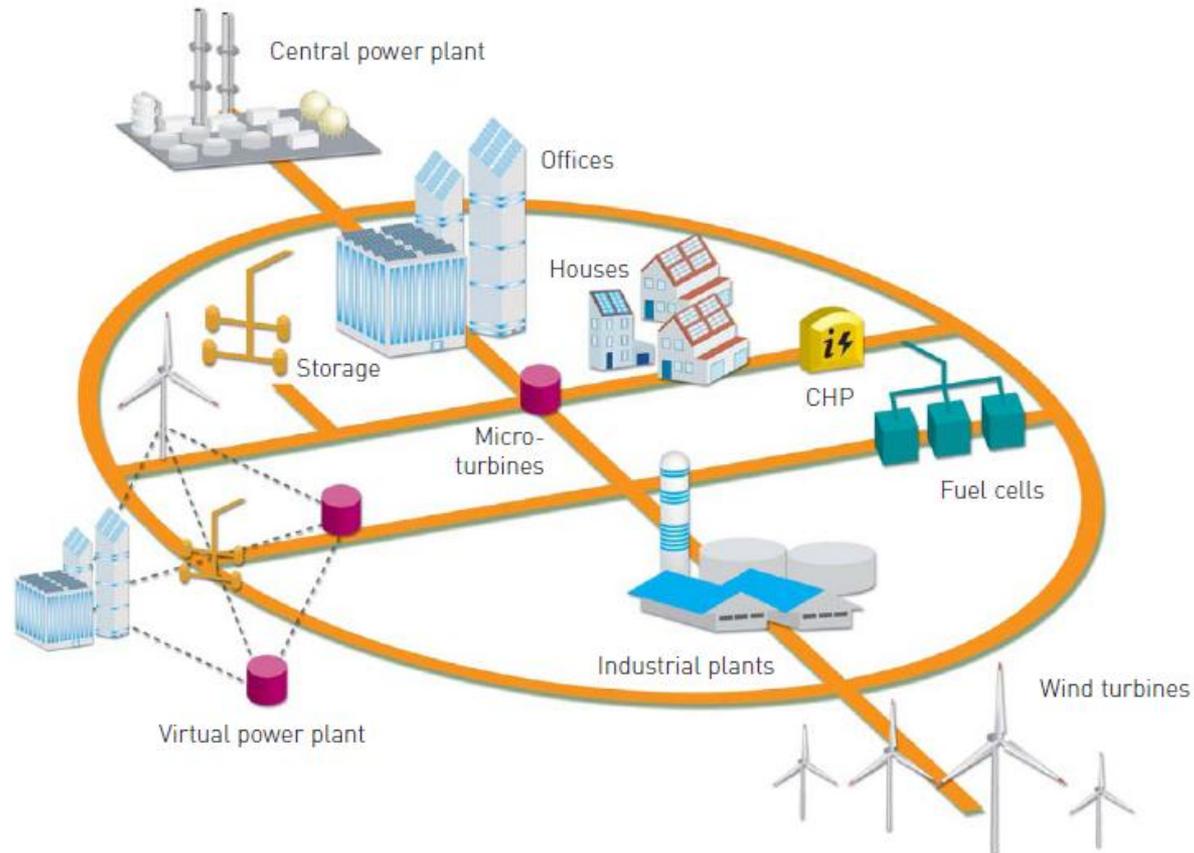
- Incremento de la confiabilidad para los participantes de la μR .
- Mejoras a la confiabilidad de la macro red.
- Aplazamiento de inversión en infraestructura de redes.
- Sirve de respaldo al exceso de capacidad del sistema (capacity adequacy).
- Según la tecnología utilizada puede ser amigable en términos ambientales.

Desventajas (retos)

- Es necesario crear un marco legal/regulatorio que regule de forma apropiada las μR .
- Posible incremento en costos de operación de las redes de distribución asociadas a la μR .
- Se requieren nuevos y mas complejos esquemas de control, comunicaciones, monitoreo, y protecciones para las μR .
- Limitadas a localizaciones remotas donde la electrificación convencional no es posible.

* Costa, P.M. et al. (2008). Regulation of microgeneration and microgrids. Energy Policy 36 pp. 3893-3904.

Ejemplo de una μR



Tomado de: European Commission (2006). European SmartGrids Technology Platform. Url: <http://europa.eu.int/comm/research/energy>.

Preguntas sobre GD y μ R



- Agentes involucrados: operador del sistema, administrador del mercado, operadores de red, (nuevos) generadores, agentes privados (e.g. industrial), comercializador, y usuarios finales.
- Temas de discusión:
 - ¿Existiría alguna preferencia tecnológica para la GD?
 - ¿Qué nivel de penetración podría alcanzar la GD?
 - ¿Quién debería invertir en GD/ μ R?
 - ¿Cuál sería el tamaño adecuado de las μ R?
 - ¿Qué determinaría la localización óptima? (precios nodales)
 - ¿Qué impacto tendría la penetración de la GD y las μ R en el pronóstico de la generación/demanda?
 - ¿Quién debería representar a nivel técnico y comercial las μ R?
 - ¿Quién debería operar las μ R?

Redes inteligentes (RI)

- “Una red inteligente es un sistema de aplicaciones de información y comunicaciones integradas con la generación, transmisión, distribución, y las tecnologías de uso final de energía eléctrica que:...”*

1. Promueve la elección por parte de los clientes

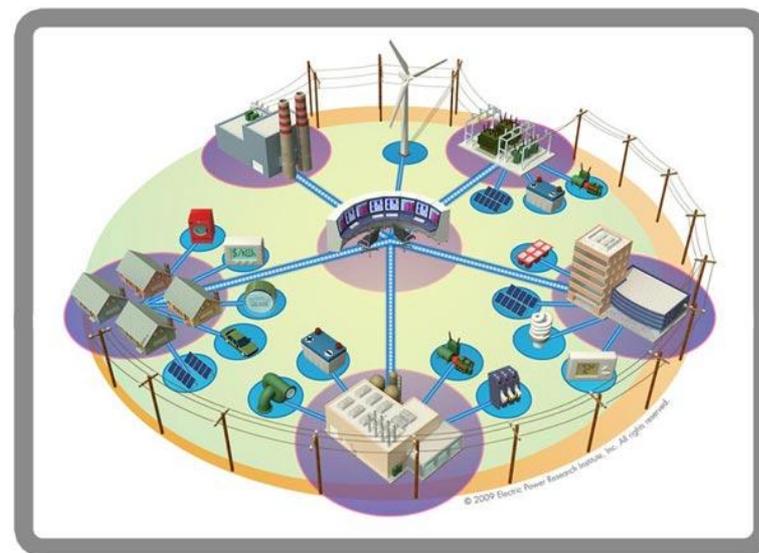
• Permite a los consumidores administrar su uso de la energía y elegir las ofertas económicamente más eficientes.

2. Mejora la confiabilidad

• Utiliza automatización y tecnologías alternativas para mantener la confiabilidad del suministro y la estabilidad del sistema.

3. Integra recursos energéticos distribuidos

• Integra renovables, almacenamiento y diferentes alternativas de generación.



Tomado de: Electric Power Research Institute, EPRI, 2009.

* Adaptado de: NARUC Webinar (2010). Dynamic prices in a smart grid world.

Otras definiciones de RI

- NIST:

“Definitions and terminology vary somewhat, but whether called “smart”, “smarter”, or even “supersmart”, all notions of an advanced power grid for the 21st century hinge on adding and integrating many varieties of digital computing and communication technologies and services with the power-delivery infrastructure. Bidirectional flows of energy and two-way communication and control capabilities will enable an array of new functionalities and applications that go well beyond “smart” meters for homes and businesses”.

- FERC:

“Two-way flow of information and power”

Otras definiciones de RI

- FERC, definición alternativa:

$$SG = AMI + HAN + DSM + DER + PHEV + DA + EMS$$

AMI – Advanced Metering Infrastructure

HAN – Home Area Networks

DSM – Demand-Side Management

DER – Distributed Energy Resources

PHEV – Plug-in Hybrid Electric Vehicles

DA – Distribution Automation

EMS – Energy Management Systems

Características de las RI*

- Permitir la participación activa de los consumidores.
- Integrar los opciones de generación y almacenamiento locales.
- Permitir nuevos productos, servicios y mercados.
- Proveer calidad de potencia para la “economía digital”.
- Optimización del sistema de potencia y operación eficiente.
- Anticipación y respuesta ante perturbaciones en el sistema (auto-reparación).
- Operación flexible contra ataques o desastres naturales.

* EPRI, report to NIST, 2009

Redes convencionales y RI*



Red actual	Red inteligente
Electromecánica, configuración radial, pocos sensores	Digital, arquitectura enmallada, gran cantidad de sensores
Consumidores pasivos	Consumidores activos
Comunicación en una sola vía	Comunicación en dos vías
Producción de energía centralizada	Generación distribuida
Flujos de potencia unidireccionales	Flujos de potencia multidireccionales
Restauración manual, “ciega”	Monitoreo y “auto-reparación”
Apagones	Operación en isla
Mantenimiento “estático”	Manejo de activos
Pruebas manuales	Pruebas remotas
Control limitado	Control avanzado
Servicios tradicionales	Nuevos productos y servicios

* Adaptado de: DOE, The Smart Grids: An introduction

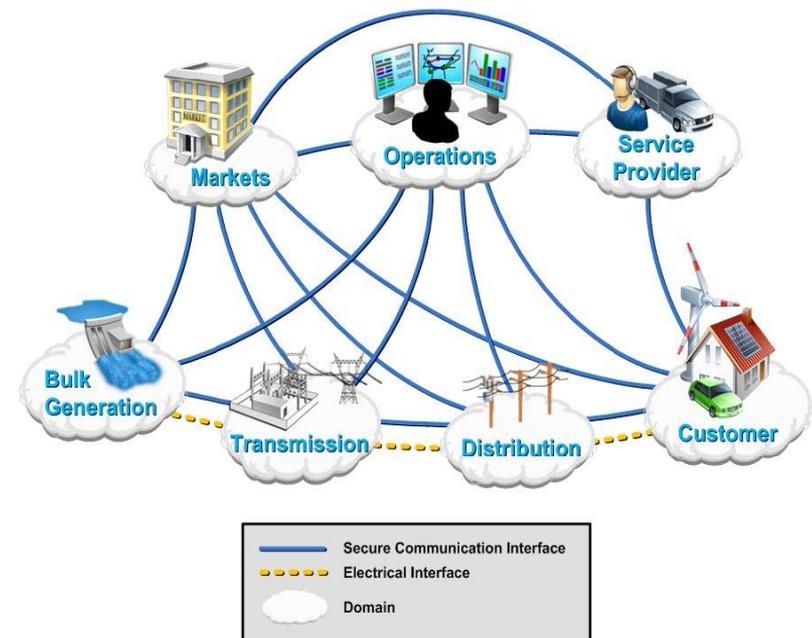
Otras característica de RI



CONSTRUIAMOS FUTURO

- Control y automatización basado en computación.
- Tecnologías de comunicación de dos vías.
- Procesamiento computarizado de grandes cantidades de datos e información.

Conceptual Model



Tomado de: EPRI, NIST, Smart grids

Diagrama de una RI



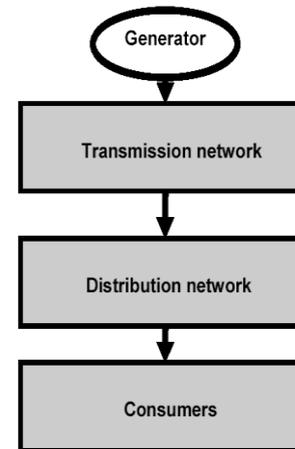
Tomado de: European Commission (2006). European SmartGrids Technology Platform. Url: <http://europa.eu.int/comm/research/energy>.

Etapas en el desarrollo de GD, μ R y RI

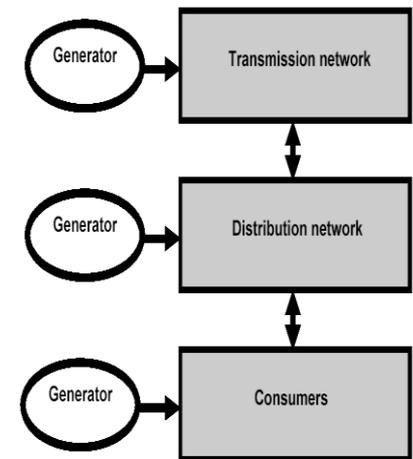


- Número de agentes y capacidad instalada bajos \rightarrow criterios y prácticas comunes.
- Número de agentes y capacidad tal que requiere intervención en topología y adecuación de prácticas \rightarrow ajuste de reglas de mercado.
- Capacidad instalada y número de agentes alto \rightarrow no es factible operar con la arquitectura actual, prácticas nuevas, reglas nuevas.

Modelo actual



Nuevo modelo



¿Por qué son importantes las RI para Colombia?



- Problemas de estructura del mercado → mayor número de agentes y tecnologías.
- Participación de la demanda → usuarios más sofisticados.
- Eficiencia energética.
- Introducción de nuevas tecnologías y cobertura en ZNI y zonas rurales.
- Gestión de activos, pérdidas y facilidades comerciales.

La GD, μ R y RI en el sistema colombiano



- Actores
 - Generadores (desarrolladores nuevos, ¿anteriores?).
 - Transportadores.
 - Distribuidores.
 - Consumidores (industriales, comerciales, urbanizaciones y viviendas).
 - Operador del sistema y administrador del mercado (mercados intradiarios, balance, etc.).
 - Zonas aisladas.
 - Mercado en general.
- Se requieren algunos ajustes al marco regulatorio actual y la expedición de una normatividad técnica y ambiental adecuada a este tipo de sistemas.

Estrategias para la incorporación de GD, μ R y RI



- Facilitar la entrada de nuevos generadores, que cumplan con los requisitos de conexión, con posibilidades de ventas a la red:
 - Industriales (cogeneración y autogeneración).
 - Comerciales y residenciales (e.g. instalaciones solares).
- Implementación de μ R en parques industriales.
- Instalación de GD (μ R) en zonas rurales con difíciles condiciones de operación y en ZNI.
- Participación de desarrolladores que agreguen proyectos de GD.
- Participación del operador de red en el desarrollo de GD y μ R para reducir pérdidas, mejorar voltajes, etc.

Estrategias para la incorporación de GD, μ R y RI



- Rediseñar las empresas de distribución/comercialización:
 - Evolucionar de empresas pasivas a proactivas.
 - Proveedores de:
 - Transporte con estándares de calidad.
 - Respaldo.
 - Conectividad.
 - Interacción con usuarios: monitoreo, control e información.
 - Administrar *activamente* las redes.
 - Generación de mercados para servicios adicionales.
- Experimentar con soluciones innovadoras.



CONSTRUIMOS FUTURO

IMPACTOS DE LA GD, μ R Y RI

Clasificación de los posibles impactos



- Técnicos
- Económicos
- Ambientales
- Regulatorios



Impactos técnicos

- Disminución de las pérdidas en las redes: la ubicación de generadores cerca a los usuarios finales permite reducir la cantidad de energía transmitida por la red.
- Reducción del riesgo de seguridad en la red: hace la red menos vulnerable a fallas, atentados etc.
- Dar soporte de voltaje a la red: provee (en algunos casos) control de voltaje y reactivos VAR; la generación a pequeña escala en el sistema de distribución puede dar soporte de voltaje a través de la inyección de reactivos.
- Permite el control por parte del consumidor: da al usuario final la posibilidad de controlar su fuente de energía y evita la dependencia del sistema centralizado.
- Mejora la confiabilidad y la calidad de potencia (sistema de distribución): le permite al OR reducir los costos asociados a ENS y mejorar la calidad a los usuarios finales.
- Mejora la confiabilidad y calidad de potencia (propietario de la GD): le permite a los usuarios con cargas sensibles evitar salidas y mejorar la calidad.
- Servicios auxiliares: brinda la posibilidad de contar con servicios como reserva rodante, “black start”, etc.

Impactos técnicos

- Aumenta los costos asociados al control del sistema de distribución.
- Requiere nuevos equipos de control y protección.
- Requiere estudios para la interconexión, factibilidad, ampliación de la red, etc.
- Necesita rutinas de mantenimiento en las cuales no se tiene mucha experiencia (usuarios finales).

Impactos económicos

- Reduce el poder de mercado, por la presencia de mayor número de agentes.
- Aumenta la elasticidad precio de la demanda, ya que los consumidores tienen opciones para elegir y pueden reaccionar a los precios.
- Evita o difiere las inversiones en expansión de las redes.
- Puede reducir los costos de la energía al aumentar la competencia en el mercado.
- Protege al consumidor ante las variaciones en los precios de la energía en el largo plazo.
- Permite ahorros en la actividad de comercialización

Impactos económicos

- En el corto plazo puede reducir los ingresos de las distribuidoras – comercializadoras.
- Requiere cargos de conexión y respaldo para el generador, así como un esquema de cargos para las microredes.
- Puede incrementar los cargos de distribución para algunos usuarios.
- Implica inversiones en tecnología (medidores avanzados, plataformas de información y datos, etc.)
- Para ciertas tecnologías implica costos de combustible y su transporte asociado
- Necesita la adquisición de seguros y pólizas

Impactos ambientales

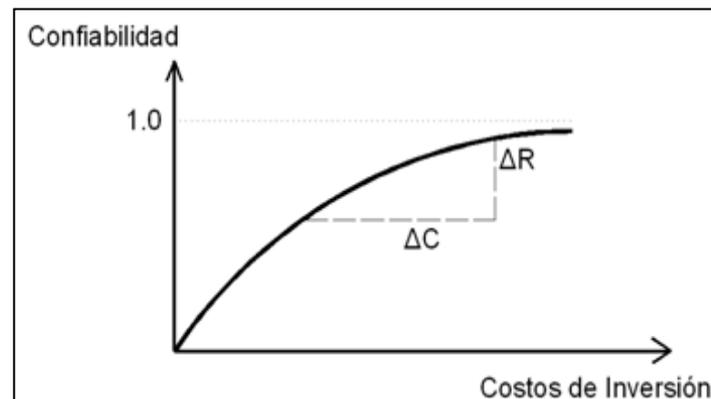
- Soporta las metas de renovables establecidas en algunos países
- Estimula los desarrollos con renovables.
- No esta en oposición con el efecto “NIMBY” ya que no requiere de mucho espacio, además de que evita o retrasa la construcción de nuevas líneas, que requieren servidumbres.
- Los incentivos a las renovables pueden implicar impuestos adicionales
- Puede generar ruido y contaminación en el sitio

Impactos regulatorios

- Definición de la actividad
- Integración entre las diferentes actividades
- Normatividad de conexión
- Normatividad para calidad de la potencia y del servicio
- Cargos de conexión y respaldo
- Permisos y licencias:
 - Ambientales: CAR's, DAMA
 - Licencia de construcción
 - Cumplimiento de los estipulado en el RETIE si la instalación la hace un usuario final (OR) y nuevos requerimientos
 - Entrenamiento a instaladores (SENA)

Ejemplo de impacto técnico: confiabilidad

- Definición clásica: *“Es la probabilidad de que un equipo o sistema realice su función adecuadamente en el periodo de tiempo considerado, operando en las condiciones establecidas”*.
- Costo de la confiabilidad: Los costos de inversión aumentan a medida que aumenta la confiabilidad del sistema.



Índices de confiabilidad

- Los índices más utilizados en los análisis de confiabilidad son los siguientes:
 - Relativos a la falla:
 - Tasa de falla promedio (λ)
 - Tiempo promedio de falla anual (U)
 - Tiempo promedio de falla (r)
 - Relativos al sistema:
 - **SAIDI**: Es el índice que mide la duración promedio de las interrupciones en el sistema.
 - **SAIFI**: Es el índice que mide la frecuencia promedio de las interrupciones en el sistema.
 - **ENS**: Es la cantidad esperada de energía anual que no es suministrada debido a las salidas o fallas del sistema.

Aplicación a sistemas radiales



CONSTRUIMOS FUTURO

- Un sistema de distribución, en general, está compuesto por un conjunto de componentes en serie, incluyendo líneas, cables, subestaciones, nodos, interruptores, des-conectores, etc.
- El principio de confiabilidad de sistemas en serie se puede aplicar directamente a las redes de distribución; esta es una técnica clasificada dentro de las técnicas analíticas. Los tres parámetros básicos de confiabilidad para sistemas en serie son:

– Tasa promedio de fallas

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i$$

– Tiempo promedio de falla anual

$$U_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i$$

– Tiempo promedio de falla

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum \lambda_i r_i}{\sum \lambda_i}$$

Aplicación a sistemas radiales



CONSTRUIMOS FUTURO

- Los sistemas radiales presentan un comportamiento típico (no universal), los usuarios conectados al sistema en puntos alejados de la subestación de suministro presentan las mayores indisponibilidades
- El enfoque tradicional considera cada uno de los eventos de contingencia (estados) y analiza simultáneamente todos los puntos de carga que se ven afectados por dicho evento.
- En la evaluación de confiabilidad de este tipo de sistemas se asume que las fallas de las líneas son independientes y no tienen efectos compuestos o modos de falla comunes.

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i}{\sum N_i}$$

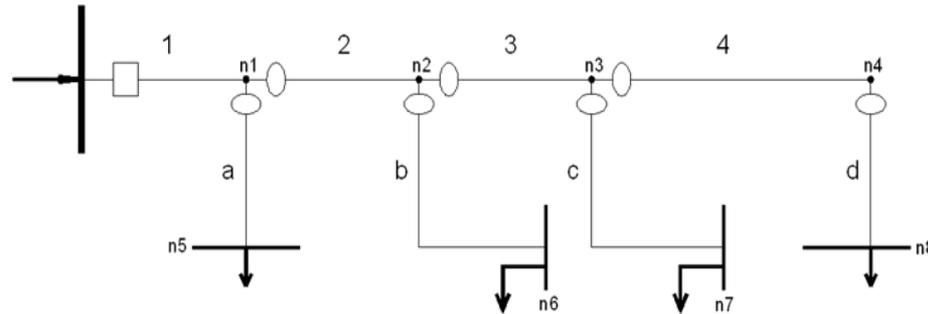
$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i N_i}{\sum N_i}$$

$$ENS = \sum L_{a(i)} U_i$$

Sistema de prueba 9 nodos



CONSTRUIAMOS FUTURO



Elemento en falla	Nodo n5			Nodo n6			Nodo n7			Nodo n8		
	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)
1	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
2	0,1	0,5	0,05	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4
3	0,3	0,5	0,15	0,3	0,5	0,15	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2
4	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	4	0,8
a	0,2	2	0,4	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1
b	0,6	0,5	0,3	0,6	2	1,2	0,6	0,5	0,3	0,6	0,5	0,3
c	0,4	0,5	0,2	0,4	0,5	0,2	0,4	2	0,8	0,4	0,5	0,2
d	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	2	0,4
Totales	2,20	0,95	2,10	2,20	1,39	3,05	2,20	1,73	3,80	2,20	1,91	4,20

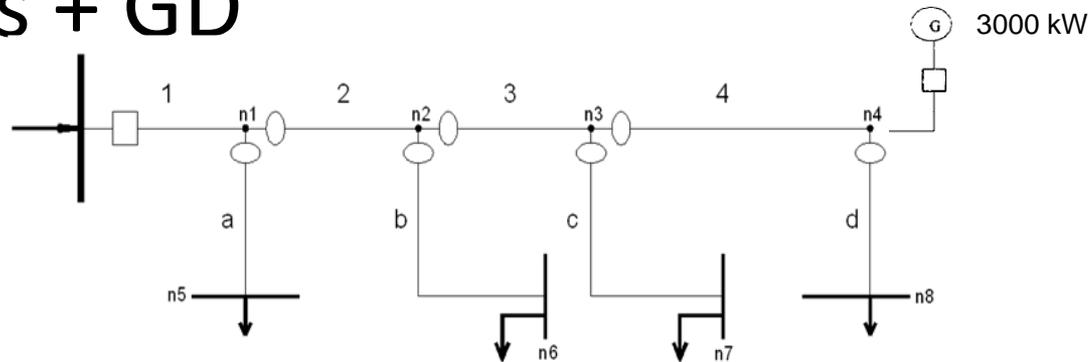
DATOS DE LA CARGA DEMANDADA POR EL SISTEMA

Nodo	Clientes	Carga (kW)
n5	1000	5000
n6	800	4000
n7	700	3000
n8	500	2000
Total	3000	14000

	SAIFI	SAIDI	ENS
n5	2200	2100	10500
n6	1760	2440	12200
n7	1540	2660	11400
n8	1100	2100	8400
Suma	6600	9300	42500
	2,2	3,1	42500

Sistema de prueba inicial

9 nodos + GD



Elemento en falla	Nodo n5			Nodo n6			Nodo n7			Nodo n8		
	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)
1	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	0,5	0,1
2	0,1	0,5	0,05	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	0,5	0,05
3	0,3	0,5	0,15	0,3	0,5	0,15	0,3	4	1,2	0,3	0,5	0,15
4	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	4	0,8
a	0,2	2	0,4	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1
b	0,6	0,5	0,3	0,6	2	1,2	0,6	0,5	0,3	0,6	0,5	0,3
c	0,4	0,5	0,2	0,4	0,5	0,2	0,4	2	0,8	0,4	0,5	0,2
d	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	2	0,4
Totales	2,20	0,95	2,10	2,20	1,39	3,05	2,20	1,73	3,80	2,20	0,95	2,10

DATOS DE LA CARGA DEMANDADA POR EL SISTEMA

Nodo	Clientes	Carga (kW)
n5	1000	5000
n6	800	4000
n7	700	3000
n8	500	2000
Total	3000	14000

	SAIFI	SAIDI	ENS
n5	2200	2100	10500
n6	1760	2440	12200
n7	1540	2660	11400
n8	1100	1050	4200
Suma	6600	8250	38300
	2,2	2,75	38300

66
Años



CONSTRUIMOS FUTURO



NORMATIVIDAD – COLOMBIA

Legislación sobre generadores



CONSTRUIMOS FUTURO

- *Generador: Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central conectada al SIN con una capacidad efectiva total en la central superior a los 20 MW o aquellos que tienen por lo menos una central de capacidad efectiva total menor o igual a 20 MW conectada al SIN, que soliciten ser despachados centralmente (Resolución CREG 024 de 1995).*
- Es decir, todo generador con una capacidad efectiva inferior a 10 MW no es despachado centralmente y simplemente se conecta a la red para despacho local. Por el contrario, un generador con una capacidad efectiva entre 10 MW y 20 MW tiene la opción de escoger si se despacha centralmente o no.

Legislación sobre plantas menores (< 20MW)

- Pueden vender su energía a un comercializador que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor... el precio de venta será única y exclusivamente el Precio en la Bolsa de Energía.
- Puede igualmente vender su energía, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: generadores, o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados.

Legislación sobre plantas menores

- Tienen libre acceso a las redes del STN, a las de los STR y SDL siempre que sea técnicamente posible, pagando los cargos regulados correspondientes y en general con las mismas condiciones de cualquier otro generador.
- En caso de racionamiento programado, estas plantas (así como los autogeneradores y cogeneradores que no lo hagan) se podrán incorporar al mercado mayorista, como medida excepcional para incrementar la oferta total de energía. En este caso, la capacidad mínima no se tiene en cuenta y la energía podrá ser transada en bolsa o mediante contratos a comercializadores o generadores a precios pactados libremente.

Legislación sobre autogeneradores y cogeneradores



- La Ley 142 de 1994, Artículo 74.1, considera la posibilidad de comercialización de la energía proveniente de productores marginales, independientes o para uso particular y le asigna a la CREG la facultad de expedir la reglamentación para esta generación.
- La ley 143 de 1994, Artículo 11, define al “autogenerador” como *aquella persona natural o jurídica que produce energía para atender sus propias necesidades*. Por lo tanto no usa la red pública para fines distintos a los de obtener respaldo del SIN.
- La CREG sostiene que en el evento de que un agente genere energía para sí mismo sin utilizar el sistema eléctrico nacional, no será regulado por dicha comisión por no tratarse de un servicio público domiciliario ni tampoco de una actividad complementaria para la prestación de dicho servicio. Por lo tanto, le esta impedido vender excedentes al sistema.
- La Ley establece una excepción a esta regla para la cogeneración.

Legislación sobre autogeneradores y cogeneradores



- Las resoluciones CREG 085 de 1996, 070 de 1998 y 107 de 1998, definen la “cogeneración” como *aquel proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinados a procesos industriales o comerciales. Y al “cogenerador” como aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración, y que puede o no, ser propietario del sistema de cogeneración.*
- La Resolución CREG 107 de 1998 conceptuaba que los cogeneradores podrían, en forma exclusiva, vender la energía excedente con garantía de potencia de manera directa o por intermedio de generadores o comercializadores, a usuarios no regulados a precios pactados libremente. La resolución 039 de 2002 limitó esta posibilidad al establecer que todos los excedentes deben ser vendidos a través de un comercializador.

Legislación sobre venta de energía

- La energía excedente menor a 20 MW con garantía de potencia a ser transada sin acceso al despacho central, puede ser:
 - 1. ... *vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor... el precio de venta será única y exclusivamente el Precio en la Bolsa de Energía en cada una de las horas correspondientes, menos un peso moneda legal (\$ 1.00) por kWh indexado ... establecido en la Resolución CREG-005 de 2001 (FAZNI).*
 - 2. ... *ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso y como está previsto en la Resolución CREG-020 de 1996, la adjudicación se efectúa por mérito de precio.*
 - 3. ... *vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulado.*
- La energía excedente menor a 20 MW con garantía de potencia a ser transada con acceso al despacho central, puede ser:
 - 1. ... *vendida en la Bolsa (a precio de bolsa).*
 - 2. ... *vendida a una comercializadora que atienda el mercado regulado, directamente sin convocatoria pública,.... el precio de venta será ... el Precio en la Bolsa ... en cada una de las horas correspondientes, menos un peso moneda legal (\$ 1.00) por kWhRes.CREG-005 de 2001 (FAZNI) .*
 - 3. ... *vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados*
- *La energía excedente con garantía de potencia mayor a 20 MW debe ser vendida con participación obligatoria en el despacho central y por ende en la bolsa de energía. La energía excedente con garantía de potencia deberá declararse inflexible, cumpliendo con la reglamentación vigente.*

Algunos desafíos regulatorios y normativos



CONSTRUIMOS FUTURO

- Compra – venta de energía:
 - Definición de GD
 - Límites de capacidad para ser considerado planta menor o GD
 - Cargo por confiabilidad y anillos de seguridad (generador de ultima instancia)
 - Procedimientos de medición, liquidación y verificación
- Participación de los OR
- Complemento del código de redes (planeamiento, conexión, operación, etc.)
- Complemento del RETIE

Ajustes regulatorios

- Definir la GD. La CREG, invocando el principio de “adaptabilidad”, podría adoptar:
 - Una definición propia, como actividad diferente a la de “generación” y de “distribución”.
 - Una definición de redes de distribución que incorpore como uno de los “equipos asociados” a ella, centrales generadoras distribuidas.
 - Se debería entonces fijar reglas de precios y tarifas distintas, siempre que los principios fundamentales de eficiencia, suficiencia financiera y neutralidad se mantengan.
- “... el principio de adaptabilidad conduce a la incorporación de los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico”.

Ajustes regulatorios

- Medición neta como un servicio (el OR/Comercializador instalando medidores y prestando el servicio).
- Participación de la demanda mas allá de la del anillo de seguridad del cargo por confiabilidad.
- Venta de excedentes a la red por parte de usuarios.
- Alcance de las generaciones menores.
- Introducción de generación como una alternativa en los planes de expansión de cobertura y a cargo de los OR.

Gracias