



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Evaluación Técnica y de Mercado de la Operación de una Microrred en Modo Aislado dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia con Ambiente Desregulado

Adriana Arango Manrique

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y
Computación
Manizales, Colombia
2017

Evaluación Técnica y de Mercado de la Operación de una Microrred en Modo Aislado dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia con Ambiente Desregulado

Adriana Arango Manrique

Tesis presentada como requisito para optar al título de:
Doctora en Ingeniería – Línea Automática

Directora:
Ph.D. Sandra Ximena Carvajal Quintero

Grupo de Investigación Environmental Energy and Education Policy - E3P

Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación
Manizales, Colombia
2017

A mis Papás, Checho, los Abuelos y Marie

Agradecimientos

Un agradecimiento especial a mi directora, la profesora Sandra Ximena Carvajal Quintero, por su orientación, su confianza, disponibilidad y apoyo. Sus valiosas enseñanzas y sus palabras de aliento permitieron concluir la tesis doctoral.

Quiero agradecer a los compañeros del grupo de investigación Environmental Energy and Education Policy - E3P por su apoyo, su trabajo y su motivación por aprender, me ayudaron a enriquecer esta tesis doctoral.

También quiero agradecer a mis compañeros de XM por su paciencia y apoyo en las ausencias, que me permitieron dedicarme con más entusiasmo a concluir la tesis doctoral. Asimismo, por los consejos que me motivaban a seguir adelante y no desfallecer.

A mi familia y amigos que han padecido mis ausencias, quiero agradecerles porque son mi motivación, un amor infinito e incondicional, a Marie por su compañía en las noches... Gracias porque siempre me alentaron a concluir esta tesis y porque gracias a su apoyo este trabajo no habría sido posible. ¡Los quiero mucho!

Resumen

La operación por microrredes aisladas presenta una serie de desafíos técnicos y de mercado, especialmente por la integración de fuentes intermitentes de generación, sistemas de control distribuidos, almacenamiento y participación activa de la demanda. Las dificultades que se presentan en la actualidad por falta de definiciones, especificaciones técnicas y de mercado que definan los requerimientos para la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y de frecuencia en una microrred aislada, desaprovechan los aportes de la conexión de los Recursos Energéticos Distribuidos conectados a la microrred.

Encontrar la mejor manera para combinar la prestación de servicios técnicos de soporte mediante la integración de Recursos Energéticos Distribuidos con un esquema de mercado que garantice la sostenibilidad de la microrred aislada, es un reto de investigación debido a los inconvenientes e incertidumbres asociadas a la prestación de los servicios complementarios a nivel de distribución.

La tesis propone una caracterización de la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia mediante los Recursos Energéticos Distribuidos, teniendo en cuenta la estructura regulatoria colombiana. Con base en esta caracterización se definen las responsabilidades, requerimientos y criterios de cada uno de Recursos Energéticos Distribuidos instalados en la microrred aislada. Se propone implementar un modelo de negocios, a partir del modelo Canvas, que incluye como propuesta de valor la prestación de servicios de soporte técnico, como el control de tensión y frecuencia, analizando la atractividad para los inversionistas. Finalmente, se plantea un modelo que conjuga los requerimientos técnicos con el modelo de negocios Canvas en el que se evalúa la difusión de los DER en una microrred aislada a partir de la rentabilidad de invertir en esa tecnología y contar con incentivos por prestación de servicios técnicos de control de tensión y frecuencia que garanticen la sostenibilidad técnica y económica de la microrred aislada.

Palabras clave: Control de frecuencia, Control de tensión, Microrred Aislada, Servicios Complementarios, Recursos Energéticos Distribuidos.

Technical and Market Evaluation of an Isolated Microgrid Operation in an Electric Power System with Deregulated Environment

Abstract

Isolated microgrid operation presents technical and economic challenges, especially by integration of intermittent sources, distributed control systems, storage, and demand side management. The current difficulties due to the lack of definitions and technical and economic specifications that define the requirements to provide ancillary services (voltage and frequency control), missing the contributions of integrate Distributed Energy Resources in isolated microgrids

Finding the best way to provide ancillary services, like voltage and frequency control, with an economic scheme that guarantees the sustainability of isolated microgrid, is a challenge due to the drawbacks and uncertainties associated with integrate Distributed Energy Resources in isolated microgrids.

The thesis proposes a characterization of Distributed Energy Resources to provide ancillary services, like voltage and frequency control, consider Colombian policies. Based on the characterization, we define the responsibilities, requirements, and criteria of each of Distributed Energy Resources installed in the isolated microgrids. In second instance, a business model is proposed (Canvas model), which includes a value proposition to provide ancillary services from Distributed Energy Resources to attract investors. Finally, a model that combine technical and economic requirements is proposed to evaluate the diffusion of Distributed Energy Resources based on the profitability of invest in technology with technical incentives to guarantee technical and economical sustainability of isolated microgrid.

Keywords: Ancillary services, Distributed Energy Resources, Frequency control, Isolated Microgrids, Voltage control

Contenido

1. INTRODUCCIÓN	24
1.1 Introducción.....	25
1.2 Identificación del problema.....	26
1.3 Motivación.....	27
1.4 Objetivos.....	29
1.5 Alcance y Metodología.....	29
1.5.1 Caracterización de la microrred aislada tipo.....	31
1.6 Estructura de documento.....	32
2. PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS USANDO DER EN UNA MICRORRED AISLADA	35
2.1 Operación de la microrred aislada integrando DER.....	36
2.1.1 La Generación Distribuida (DG) y los Sistemas de Almacenamiento (ESS) en la Operación de la microrred.....	38
2.1.2 Participación de la demanda y la operación de las microrredes aisladas.....	39
2.1.2.1 DSM en la microrred.....	40
2.1.3 Estrategias de control para operación y prestación de servicios complementarios.....	40
2.2 Caso de estudio – planeación de una microrred aislada en Colombia.....	47
2.2.1 Ubicación de la DG en la microrred aislada.....	51
2.2.2 Controles implementados en los DER.....	55
2.2.3 Escenarios de simulación.....	57
2.2.3.1 Caso base.....	58
2.2.3.2 Caso base + DSM.....	60
2.2.3.3 Híbridos.....	61
2.2.3.4 Completo.....	62
2.2.3.5 Resumen escenarios.....	63
2.3 Síntesis.....	65
3. MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS INTEGRANDO DER EN LA MICRORRED AISLADA	67
3.1 Microrredes aisladas y los mercados de energía.....	68
3.2 Modelos de negocio.....	69
3.3 Modelo Canvas para la prestación de servicios complementarios en las microrredes aisladas por medio de los DER.....	69
3.3.1 Segmentos de mercado.....	71
3.3.2 Propuesta de valor.....	72
3.3.3 Canales.....	75
3.3.4 Relaciones con los clientes.....	75
3.3.4.1 Tarifas.....	76

3.3.5	Fuentes de ingreso.....	77
3.3.5.1	Ingresos por beneficios dispuestos en las leyes e incentivos técnicos ...	78
3.3.6	Recursos claves	80
3.3.7	Actividades claves	81
3.3.8	Socios claves	81
3.3.9	Estructura de Costos.....	81
3.4	Resumen del modelo Canvas propuesto	83
3.5	Síntesis.....	85
4.	SOSTENIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA EN LA OPERACIÓN DE LA MICRORRED AISLADA.....	87
4.1	Sostenibilidad técnica y económica en la operación de la microrred aislada: Dinámica de sistemas	88
4.1.1	ZNI como laboratorio en Colombia	88
4.2	Modelo en dinámica de sistemas	90
4.2.1	Formulación de la hipótesis dinámica – Diagrama Causal.....	91
4.2.2	Formulación del modelo matemático – Diagrama Formal.....	93
4.3	Calibración y validación del modelo	102
4.4	Escenarios de evaluación	103
4.4.1	Caso 1.....	104
4.4.2	Caso 2.....	105
4.4.3	Caso 3.....	106
4.4.4	Caso 4.....	107
4.4.5	Caso 5.....	108
4.4.6	Caso 6.....	110
4.4.7	Resumen escenarios.....	111
4.5	Síntesis.....	113
5.	CONCLUSIONES Y DESARROLLOS FUTUROS.....	114
5.1	Conclusiones generales.....	114
5.2	Aportes	117
5.3	Trabajos futuros	124
5.4	Discusión académica	124
6.	ANEXOS 127	
6.1	Anexo A: Parámetros de los controles	127
6.2	Anexo B: Datos microrred aislada	128
6.3	Anexo C: Dinámica de sistemas	129
6.4	Anexo D: Pruebas de calibración y validación del modelo	132
7.	Bibliografía 137	

Lista de figuras

Pág.

Figura 1-1 Requerimientos y criterios basados en el estado del arte para la operación por microrred aislada. Fuente: Diseño propio	26
Figura 1-2. Metodología para el desarrollo del objetivo 1.	30
Figura 1-3. Metodología para el desarrollo del objetivo 2	31
Figura 1-4. Metodología para el desarrollo del objetivo 3	31
Figura 2-1. Operación por microrred aislada integrando DER. Adaptado de (Bayat, Sheshyekani, Hamzeh, & Rezazadeh, 2016; Bouzid et al., 2015; Platt, Cornforth, Moore, & Berry, 2011)	37
Figura 2-2 Control para los inversores (generación intermitente). Fuente: (Pekarek & Swanson, 2012).	43
Figura 2-3. Característica droop Velocidad/frecuencia para un generador típico. Fuente: Adaptado de (Pekarek & Swanson, 2012)	44
Figura 2-4. Característica droop típica para la tensión. Fuente: Adaptado de (Pekarek & Swanson, 2012)	45
Figura 2-5. Propuesta para el control jerárquico en microrred aislada. Adaptado de (Olivares et al., 2014; Palizban et al., 2014a)	47
Figura 2-6 Diagrama unifilar microrred tipo aislada solo con PCH. Fuente: Diseño propio	49
Figura 2-7 Diagrama unifilar microrred tipo aislada DER. Fuente: Diseño propio	51
Figura 2-8. Diagrama Unifilar con nodos definidos. Fuente: Diseño propio.....	54
Figura 2-9. Modelo de control del gobernador implementado en las PCH de la microrred aislada. Adaptado de (Koritarov et al., 2013).....	55
Figura 2-10. Modelo de control AVR implementado en las PCH de la microrred aislada. Adaptado de (Koritarov et al., 2013)	56
Figura 2-11. Respuesta de la tensión ante la pérdida de 1 MW de generación. Caso base.	59

Figura 2-12. Respuesta de la frecuencia ante la pérdida de 1 MW de generación. Caso base.....	59
Figura 2-13. Respuesta de la tensión ante la pérdida de 1 MW de generación. Caso base+DSM.....	60
Figura 2-14. Respuesta de la frecuencia ante la pérdida de 1 MW de generación. Caso base+DSM.....	60
Figura 2-15. Respuesta de la tensión ante la pérdida de 1 MW de generación. Caso híbrido.....	61
Figura 2-16. Respuesta de la frecuencia ante la pérdida de 1 MW de generación. Caso híbrido.....	62
Figura 2-17. Respuesta de la tensión ante la desconexión de una PCH de 1 MVA (B) y del sistema PV (solamente el generador PV) de 1 MVA. Caso completo.....	62
Figura 2-18. Respuesta de la frecuencia ante la desconexión de una PCH de 1 MVA (B) y del sistema PV (solamente el generador PV) de 1 MVA. Caso completo.....	63
Figura 3-1. Inversión FAZNI por departamento. Fuente: IPSE (IPSE, 2015).....	79
Figura 3-2. Promedio subsidio para combustible ZNI en \$USD. Adaptado de (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017)	80
Figura 3-3. Modelo Canvas para la prestación de los servicios complementarios en las microrredes aisladas por medio de DER. Fuente: Diseño propio	84
Figura 4-1 Fuentes energéticas usadas para la generación en las ZNI. Fuente: Adaptado de (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, 2016)	89
Figura 4-2. Comportamiento de la difusión de Bass. Fuente: (Arango-Manrique, 2010)..	91
Figura 4-3. Diagrama causal – modelo de sostenibilidad técnico-económica de la prestación de los servicios complementarios en una microrred tipo aislada. Fuente: Diseño propio.....	92
Figura 4-4. Control VQ – Beneficios Q. Fuente: Diseño propio	96
Figura 4-5. Balance P – Beneficios f. Fuente: Diseño propio.....	96
Figura 4-6. Diagrama Formal completo. Fuente: Diseño propio	98
Figura 4-7. Evolución de los DER integrados – Caso 1. Fuente: Diseño propio	104
Figura 4-8. Rentabilidad – Caso 1. Fuente: Diseño propio	104
Figura 4-9. Evolución de los DER integrados – Caso 1 y caso 2. Fuente: Diseño propio	105
Figura 4-10. Rentabilidad – Caso 1 y caso 2. Fuente: Diseño propio	106

Figura 4-11. Evolución de los DER integrados – Caso 1,2 y 3. Fuente: Diseño propio ..	106
Figura 4-12. Rentabilidad – Caso 1,2 y 3. Fuente: Diseño propio	107
Figura 4-13. Evolución de los DER integrados – Caso 3 y caso 4. Fuente: Diseño propio	108
Figura 4-14. Rentabilidad – Caso 3 y caso 4. Fuente: Diseño propio	108
Figura 4-15. Evolución de los DER integrados – Caso 3,4 y caso 5. Fuente: Diseño propio	109
Figura 4-16. Rentabilidad – Caso 3,4 y caso 5. Fuente: Diseño propio	109
Figura 4-17. Evolución de los DER integrados – Caso 3,4,5 y caso 6. Fuente: Diseño propio	110
Figura 4-18. Rentabilidad – Caso 3,4,5 y caso 6. Fuente: Diseño propio.....	111
Figura 6-1. Modelado con Dinámica de Sistemas Adaptado de (Arango-Manrique, 2010; Stermán, 2000).....	130
Figura 6-2. Variables de la formalización del modelo en DS. Fuente: (Arango-Manrique, 2010).....	131
Figura 6-3. Evolución de la capacidad de los DER cuando no hay incentivos. Fuente: Diseño propio	133
Figura 6-4. Rentabilidad cuando no hay incentivos. Fuente: Diseño propio.....	133
Figura 6-5. Evolución de la capacidad de los DER variando la eficiencia de la difusión. Fuente: Diseño propio	134
Figura 6-6. Rentabilidad variando la eficiencia de la difusión. Fuente: Diseño propio	134
Figura 6-7. Rentabilidad variando los incentivos por impuestos. Fuente: Diseño propio	135

Lista de tablas

Pág.

Tabla 2-1 Experiencias a nivel internacional de la operación por microrredes aisladas. Adaptado de (N. W. A. Lidula & Rajapakse, 2011; Núñez, Ortiz, & Palma-Behnke, 2013).	36
Tabla 2-2 Esquema técnico del DSM en la microrred aislada. Fuente: Diseño propio.....	40
Tabla 2-3 Influencia de la conexión de la DG en la microrred tipo aislada. Fuente: (Ruiz-Romero et al., 2014).	41
Tabla 2-4 Capacidad instalada de las plantas conectadas a la microrred. Fuente: Diseño propio.....	49
Tabla 2-5 Valores de la carga conectada a la microrred para la demanda máxima. Fuente: Diseño propio.....	49
Tabla 2-6 Capacidad instalada del sistema PV + ESS conectada a la microrred. Fuente: Diseño propio.....	51
Tabla 2-7 Resultados PI para la ubicación óptima de la DG. Fuente: Diseño propio.....	54
Tabla 2-8 Escenarios de análisis para las diferentes configuraciones de la microrred tipo aislada. Fuente: Diseño propio.....	58
Tabla 2-9 Efectividad de los DER para la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia en la microrred aislada. Fuente: Diseño propio	63
Tabla 2-10 Tiempo de los DER para la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia en la microrred aislada. Fuente: Diseño propio	64
Tabla 2-11. Propuesta definición de roles para cada DER en la microrred aislada. Fuente: Diseño propio.....	65
Tabla 3-1. Dimensiones del modelo de negocio Fuente: Adaptado de (Alliance for Rural Electrification, 2011).....	71
Tabla 3-2. Propuesta para que en Colombia se opere por microrred aislada Fuente: Diseño propio.....	73
Tabla 3-3. Propuesta definición de roles para cada DER en la microrred aislada. Fuente: Diseño propio.....	74

Tabla 3-4. Tarifa promedio mensual para consumo mayor a 194 kWh. Adaptado de (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017)-.....	77
Tabla 3-5. Valor asignado para la ampliación de la cobertura FAZNI. Fuente: (Cobertura et al., 2016)	78
Tabla 3-6. Valor asignado para la cobertura en generación solar - FAZNI. Fuente: (Cobertura et al., 2016)	79
Tabla 3-7. Proyección del valor asignado para la cobertura en generación solar - FAZNI. Fuente: (Cobertura et al., 2016)	79
Tabla 3-8. Actividades claves definidas para el modelo Canvas. Fuente: Diseño propio	81
Tabla 3-9. Tasa de aprendizaje por tecnología. Fuente: (Rubin et al., 2015).....	82
Tabla 3-10. Resumen de Costos. Fuente: (Grisales-Lezama, 2017)	83
Tabla 4-1 Proyectos de integración de energías renovables en Colombia. Fuente: (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, 2016).....	89
Tabla 4-2 Ecuaciones modelo formal. Fuente: Diseño propio.....	98
Tabla 4-3. Escenarios extremos para la validación. Fuente: Diseño propio	102
Tabla 4-4. Escenarios de simulación. Fuente: Diseño propio	103
Tabla 4-5. Resumen de los valores de rentabilidad [B/C] para los escenarios propuestos	111
Tabla 6-1 Parámetros para el control del gobernador de las PCH. Fuente: Ajuste propio	127
Tabla 6-2 Parámetros para el AVR de las PCH. Fuente: Ajuste propio	127
Tabla 6-3. Parámetros para el PV + ESS. Fuente: Ajuste propio.....	128
Tabla 6-4 Información general de los resultados de la microrred tipo operando aislada. Fuente: Diseño propio	128
Tabla 6-5 Tensión referencia en los nodos de la carga conectada a la microrred tipo aislada. Fuente: Diseño propio	129
Tabla 6-6. Interpretación de las polaridades de las relaciones causales. Fuente: (Sterman, 2000)	130

Abreviaturas

AFC	Automatic Frequency Control – Control Automático de Frecuencia
AMI	Advanced Meter Infrastructure - Infraestructura de medición avanzada
AMR	Automatic Meter Reading - Lectura de medición remota
AS	Ancillary Services – Servicios complementarios
AVR	Automatic Voltage Regulator – Regulador Automático de Tensión
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DAS	Distributed Automated System – Sistema de distribución automatizado
DER	Distributed Energy Resources – Recursos Energéticos Distribuidos
DG	Distributed Generation – Generación Distribuida
SD	System Dynamics – Dinámica de Sistemas
DSM	Demand Side Management – Programas de Gestión de Demanda
ENS	Energy Non Supply – Energía No Suministrada
ESS	Energy Storage System – Sistema de Almacenamiento
EMS	Energy Management System – Sistema de Manejo de la Energía
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas
FENOGE	Gestión Eficiente de la Energía
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas
LMP	Locational Marginal Price – Precio marginal por ubicación
MGCC	Microgrid Central Control – Control Central de la Microrred
MPPT	Maximum Power Point Tracking

OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
RPT	Renewable Energy Premium Tariff
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
EPS	Electrical Power System - Sistema Eléctrico de Potencia
SGR	Sistema General de Regalías
SIN	Sistema Interconectado Nacional
VPP	Virtual Power Plant
ZNI	Zona No Interconectadas, definidas en Colombia según la Ley 243 de 1994.

Símbolos

P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
D_{mn}	Cargo por uso del sistema de distribución
$a_{11}, a_{13}, a_{21}, a_{23}$	Coefficiente de apertura de compuertas
$CAPEX$	Costos de inversión
C_m	Cargo por comercialización
CR_{lk}	Renta de congestión
E	Amplitud de la tensión en el lado AC del inversor
f	Frecuencia
f_0	Frecuencia de referencia
G_m	Cargo máximo por capacidad disponible
K_a	Ganancia del control [p.u.]
K_e	Constante de la corriente de excitación [p.u.]
K_f	Ganancia del paso de estabilización [p.u.]
K_p	Ganancia potencia activa - control PI
L	Inductancia
m_i	Ganancia de potencia activa
n_i	Ganancia de potencia reactiva
N_i	Número de usuarios afectados por cada interrupción
N_T	Número de usuarios totales conectados a la microrred
N_l	Número de líneas de la microrred
$OPEX$	Costos de operación y mantenimientos
ρ	Pérdidas en el sistema
$P_{demandada}$	Potencia activa demandada
P_{G0i}	Potencia activa inicial
$P_{generada}$	Potencia activa generada
PI_i^m	Índice de rendimiento para el nodo i -ésimo, siendo m son los MW de producción de potencia de la DG ubicada en ese nodo
PD_k	Programa de demanda en la barra k
P_{Gi}	Programa de potencia activa modificado
PG_k	Programa de generación en la barra k
P_{lk}	Potencia transferida por la línea k

P_{max}	Posición máxima de la válvula [p.u. del generador MVA]
P_{min}	Posición mínima de la válvula [p.u. del generador MVA]
$P_{pérdidas}$	Potencia activa pérdidas
$P_{programada}$	Potencia activa programada
$Q_{demandada}$	Potencia reactiva demandada
Q_{G0i}	Potencia reactiva inicial
$Q_{generada}$	Potencia reactiva generada
Q_{Gi}	Programa de potencia reactiva modificado
$Q_{pérdidas}$	Potencia reactiva pérdidas
$Q_{programada}$	Potencia reactiva programada
R_f	Característica velocidad vs. Potencia (droop)
r_i	Duración de las interrupciones
Se_1, Se_2, E_1, E_2	Factor de saturación [p.u.]
TCR	Renta de congestión total
T_a	Constante de tiempo del controlador [s]
T_e	Constante de tiempo de la corriente de excitación [s]
T_f	Constante de tiempo del paso de estabilización [s]
T_G	Constante de tiempo de la puerta del servomotor [s]
T_{mpp}	tiempo de retraso MPP tracking
T_P	Constante de tiempo del piloto [s]
t_p	Constante de tiempo - Integral
T_R	Constante de tiempo del gobernador [s]
T_R	Retraso de la medida [s]
T_W	Constante de tiempo de inicio de flujo de agua [s]
U_0	Límite de apertura de la válvula [p.u./s]
U_C	Límite de cierre de la válvula [p.u./s]
V	Tensión
V_{0i}	Tensión de referencia
V_{max}	Tensión máxima de salida del controlador [p.u.]
V_{min}	Tensión mínima de salida del controlador [p.u.]
X	Reactancia inductiva del filtro AC
δ	Ángulo entre la tensión de salida del convertidor y la tensión de la red

δ	Coeficiente droop de velocidad transitoria [p.u. del generador MVA]
Δf	Cambio de frecuencia
$\Delta\omega_r$	Variación de velocidad
$\Delta\rho_{lk}$	Diferencia entre los LMPs de los dos nodos finales de la línea lk
ζ	Amortiguamiento
θ_E	Angulo de salida del convertidor
θ_V	Ángulo de la tensión
λ	Modos electromecánicos
σ	Amortiguamiento del modo
σ	Coeficiente droop de velocidad constante [p.u. del generador MVA]
ω	Frecuencia de oscilación
ω_E	Frecuencia fundamental del convertidor
ω_n	Frecuencia natural

1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta la identificación del problema, la motivación e importancia del tema de investigación, los beneficios e impactos de la conexión de recursos energéticos distribuidos, las condiciones actuales de definición de costos y optimización de los recursos y la prestación de los servicios complementarios en la microrred aislada. A partir de esta definición, se enuncian los objetivos y la estructura general del documento.

1.1 Introducción

Hoy en día a las redes de distribución se están conectando recursos energéticos con diferentes tecnologías que plantean desafíos en la operación de los sistemas de distribución convencionales. La conexión de estos recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) conlleva, a su vez, a la introducción de elementos y metodologías que permiten modernizar las redes pasivas en redes de distribución activas que incorporan generación distribuida (DG, por sus siglas en inglés), sistemas de almacenamiento (ESS, por sus siglas en inglés), demanda activa, comunicaciones y flujos de energía bidireccionales y redes de distribución automatizadas (S. P. P. Chowdhury et al., 2012; N. D. Hatziargyriou, Member, Anastasiadis, Vasiljevska, & Tsikalakis, 2009).

Estos DER requieren inversiones para garantizar una infraestructura eléctrica sostenible, con medición en tiempo real y control flexible e inteligente que considere la integración de los mismos y que permita operar de manera aislada del sistema de potencia (EPS, por sus siglas en inglés). Esta forma de operación del sistema de distribución pueden clasificarse como microrredes inteligentes (S. P. P. Chowdhury et al., 2012; Sioshansi, 2011).

La operación de una microrred aislada debe considerar las características con las que opera un EPS (Sioshansi, 2011) con la necesidad de mantener los balances de potencia y estabilidad en la operación. Por esta razón se debe incluir en la planeación y operación de las microrredes aisladas la prestación de servicios complementarios, como el control de tensión y frecuencia, que garanticen la operación con confiabilidad, seguridad y sostenibilidad técnica (Barnes et al., 2007; Borges & Martins, 2012; Dobakhshari, Azizi, & Ranjbar, 2011; IEEE, 2011).

Este incremento de DER en el sistema de distribución, ha modificado la operación tradicional del sistema de distribución (Peças Lopes, Hatziargyriou, Mutale, & Jenkins, 2007) y al trabajar por unidades de producción local aislada, el control de frecuencia y tensión se hace fundamental, debido a que ya no se cuenta con la gran inercia que se forma al interconectarse con el sistema eléctrico de potencia, por lo que la controlabilidad de los recursos energéticos distribuidos inmersos en la microrred garantiza continuidad y seguridad en el suministro de electricidad a los usuarios conectados (Wildi, 2006).

Adicionalmente, con la integración de los DER en una microrred aislada es necesario realizar una evaluación económica con mecanismos de mercado que incentiven la inversión en estas tecnologías, y promuevan la prestación de servicios complementarios que, ante disturbios o variaciones mantengan la operación sostenible (Carvajal Quintero, 2013; Gharavi & Ghafurian, 2011).

1.2 Identificación del problema

La operación del sistema de distribución en microrredes aisladas es motivo de discusión teniendo en cuenta que son una solución para la electrificación de zonas aisladas o zonas especializadas que requieren contar con un suministro continuo de electricidad. Por otra parte, las soluciones propuestas están enfocadas en el beneficio social o económico, descuidando aspectos técnicos fundamentales para la prestación sostenible del servicio de electricidad (Alliance for Rural Electrification, 2011; Chamoch & Bernad, 2016; Euei Pdf, 2014; Knuckles, 2016).

En la Figura 1-1 se muestra un compendio de las características y requerimientos mínimos para garantizar la operación sostenible por microrredes aisladas basadas en el estado del arte. En la literatura se abordan desde diferentes puntos de vista, sin considerar un panorama completo de los desafíos de la operación por microrredes aisladas.

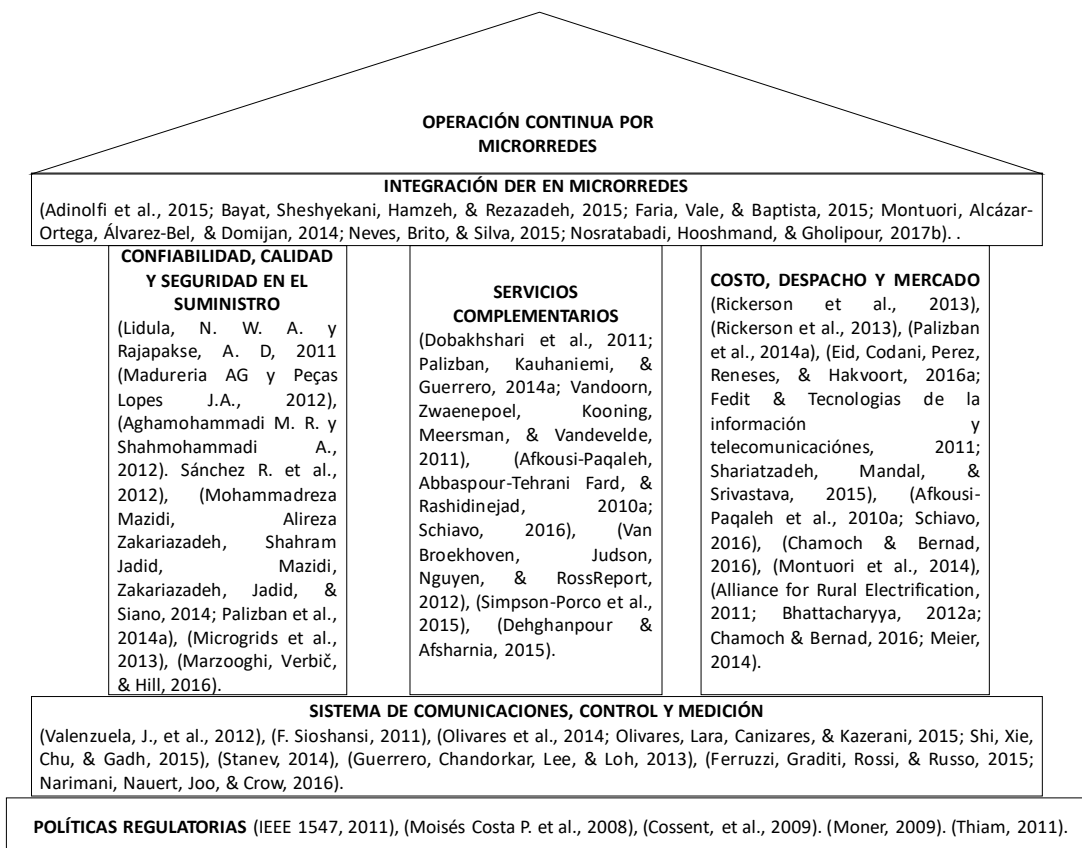


Figura 1-1 Requerimientos y criterios basados en el estado del arte para la operación por microrred aislada. Fuente:

Diseño propio

Como se observa en la Figura 1-1, se han definido y abordado algunos temas regulatorios y de la infraestructura de telecomunicaciones y control, siendo esta la base para la integración de los DER

en las microrredes aisladas. Adicionalmente, la literatura ha avanzado en estudios sobre calidad, confiabilidad, prestación de servicios complementarios, implementación de programas de gestión de demanda y esquemas de despacho o mercado para integrar los DER en la operación por microrredes aisladas, con el fin de aprovechar los beneficios de esta operación e integrarlos a una respuesta operativa y en la sostenibilidad económica, que permita la difusión en la operación por microrredes aisladas.

Por otro lado, la cobertura de la electrificación rural es uno de los problemas predominantes de la electrificación a nivel mundial (International Energy Agency - IEA, 2011). La mayoría de los países se han centrado en aumentar la cobertura de acceso al suministro de energía eléctrica sin prestar atención a si las soluciones implementadas son sostenibles, lo que ofrece la posibilidad de mantener un suministro de electricidad continuo (Bhattacharyya, 2012a). Sin embargo, no se definen requerimientos y criterios de planeación que permitan integrar los DER para contar con la seguridad en el suministro de la electricidad a partir de la prestación de servicios complementarios de control de tensión y de frecuencia.

La sostenibilidad técnica debe estar acompañada de una estructura de mercado definida (Chamoch & Bernad, 2016; Meier, 2014; Thiam, 2011) para garantizar la inversión y masificación de la operación por microrredes aisladas. Esta inversión debe incluir dispositivos de control avanzados en los DER, no obstante, los modelos de negocio están enfocados en beneficios sociales y medioambientales que excluyen requerimientos técnicos necesarios para la sostenibilidad en la operación.

Se propone a partir de una microrred tipo aislada disponer de energía sostenible, que asegure el balance entre potencia generada en los DER y la potencia consumida por la demanda, mediante un esquema de prestación de servicios complementarios (considerando el esquema regulatorio colombiano), de control de tensión y frecuencia, ante desbalances en entre la generación y la demanda. Esta condición permite una operación sostenible de la microrred aislada, basándose en la capacidad de mejorar las condiciones de seguridad en el suministro, y aprovechar los beneficios que traen a la operación la integración de los DER (Chunfeng, Yang., Zhenkun, & Yiliu, 2015).

1.3 Motivación

La operación del sistema de distribución activo en una microrred aislada debe contar con sistemas de control de frecuencia y tensión en las plantas distribuidas integrados con una estrategia para aprovechar los beneficios de los DER (Sioshansi, 2011). Esta dinámica plantea una planeación de los DER conectados (IEEE, 2011) con el fin de aprovechar sus beneficios y prestar servicios de soporte técnico, como control de tensión y control de frecuencia, para que la microrred aislada

cuenta con la confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio, incluyendo un retorno a la inversión para que sea atractiva la operación por microrredes aisladas (Chamoch & Bernad, 2016; Dobakhshari et al., 2011; Madureira & Peças Lopes, 2012; Palizban, Kauhaniemi, & Guerrero, 2014a; Vandoorn, Zwaenepoel, Kooning, Meersman, & Vandeveld, 2011).

Se han realizado investigaciones, alrededor de la operación de las microrredes aisladas, que analizan aparte cada uno de los componentes (técnico y económico) de la implementación de las microrredes aisladas como soluciones sostenibles para garantizar un suministro continuo a una demanda con participación activa. No se han definido conjuntamente requerimientos para la prestación de servicios complementarios, de control de tensión y frecuencia, en las microrredes aisladas, desde el punto de vista técnico y de mercado.

El análisis técnico y de mercado en una microrred aislada se propone realizar en una de las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia debido a que sirven de laboratorio natural para la definición de requerimientos necesarios para la sostenibilidad de la microrred tipo aislada. Se caracterizan las condiciones de recurso primario, de recursos técnicos y recursos financieros en una microrred tipo aislada, considerando que los modelos de simulación y metodologías propuestas se pueden extrapolar a otras regiones.

Para las ZNI se establecen nuevos elementos que apoyan su energización y procuran la sustitución progresiva del uso de diésel con Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) para la prestación del servicio eléctrico, como promoción de soluciones híbridas, uso de GLP (gas licuado de petróleo) como alternativa al diésel y esquemas empresariales orientados al desarrollo de procesos productivos (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, 2016). La ubicación geográfica de las ZNI en Colombia permite la integración de DER, con diferente fuente primaria, y aprovechar la complementariedad de estos recursos. (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, 2016).

Con la publicación de la Ley 1715 de 2014, se abre la posibilidad de integrar DER en Colombia, como dispositivos de almacenamiento (ESS) y generación con energías renovables, para diversificar la matriz energética. Además, con el proyecto de resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) se definen nuevos pagos por inversión y modernizar las redes de distribución en las ZNI (Congreso de Colombia, Colombia, & Gobierno de Colombia, 2014; Costa & Matos, 2006; CREG, 2016, 2017)

Con la adopción de acuerdos internacionales entre los que se encuentran los compromisos de la Naciones Unidas de los Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS, el programa de energía sostenible para todos SE4ALL, la intención de entrar a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo

Económicos (OCDE), los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), entre otros, se ha empezado a incorporar metas en eficiencia energética, en participación de fuentes renovables no convencionales, en cobertura y acceso universal del servicio de energía eléctrica (Cobertura, Estella, Yaima, & UPME, 2016). Por otra parte, con el escenario de post conflicto se permitirá el desarrollo y productividad rural hacia la operación por microrredes aisladas, con la intención del Estado de tener presencia en regiones a las que históricamente no tenía acceso (Cobertura et al., 2016).

Estos hechos destacan la necesidad de definir requisitos, responsabilidades y criterios mínimos para aprovechar la integración de los DER en una microrred tipo aislada con soporte de servicios complementarios de control de tensión y de frecuencia, y, con un retorno a la inversión a partir de mecanismos de incentivos, con el fin de garantizar un suministro sostenible a los usuarios conectados a la microrred aislada.

1.4 Objetivos

Objetivo general:

Determinar las condiciones técnicas y de mercado, para la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia usando recursos energéticos distribuidos, que permitan la operación de la microrred tipo aislada.

Objetivos específicos:

- ✓ Establecer la participación de los Recursos Energéticos Distribuidos en el control de tensión y frecuencia en una microrred tipo aislada con el fin de mantener una operación continua.
- ✓ Caracterizar las condiciones de mercado en la microrred tipo aislada para la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia.
- ✓ Evaluar la difusión de los Recursos Energéticos Distribuidos en una microrred tipo aislada que incluya prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia, a partir de un modelo de simulación que conjugue los aspectos técnicos y económicos.

1.5 Alcance y Metodología

Según lo descrito en los objetivos, la tesis propone analizar por medio de una microrred tipo aislada la conjugación de los aspectos técnicos y económicos (o de mercado) de los beneficios de integrar DER.

Se analiza la condición operativa de la microrred aislada, considerando la necesidad de contar con servicios complementarios como respuesta a mantener los valores de tensión y frecuencia dentro de los rangos operativos y recuperarse ante los grandes desbalances de carga. En la Figura 1-2 se presenta la metodología utilizada para el análisis de la sostenibilidad técnica en la microrred aislada integrando DER, para cumplir con el objetivo 1.

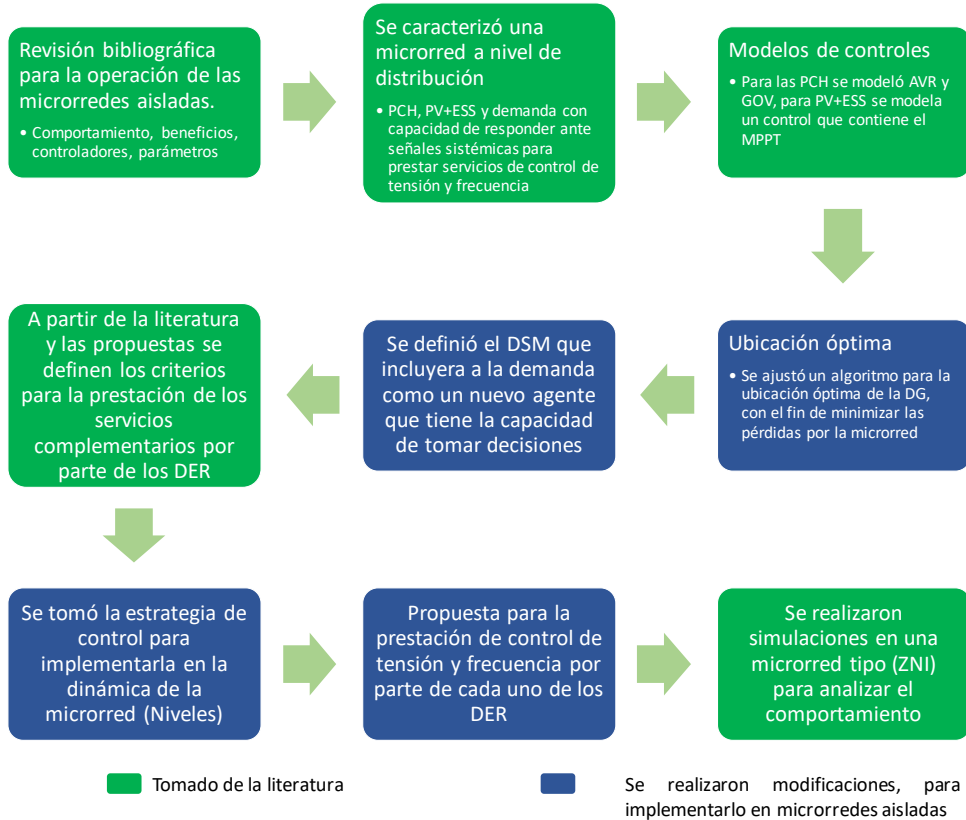


Figura 1-2. Metodología para el desarrollo del objetivo 1.

Con los requerimientos técnicos definidos, se realiza el análisis de los mercados en las microrredes aisladas tomando como referente la electrificación rural. En la Figura 1-3 se presenta la metodología utilizada para el análisis de la sostenibilidad económica en la microrred aislada integrando DER, planteado en el objetivo 2.

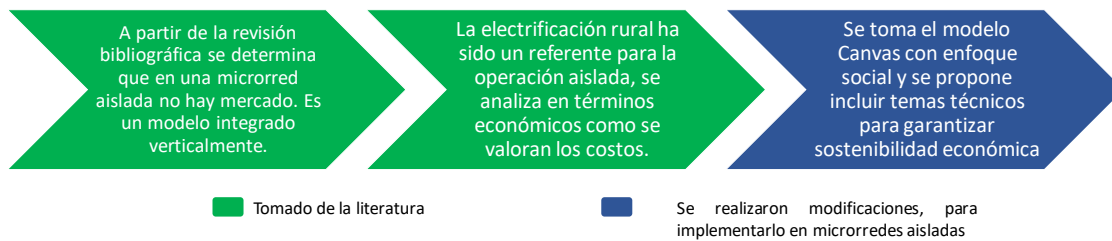


Figura 1-3. Metodología para el desarrollo del objetivo 2

Por último, se conjugan los aspectos técnicos con la teoría económica en un modelo en Dinámica de Sistemas (SD), con el fin de tener una mirada holística de la sostenibilidad técnica y económica. En la Figura 1-4 se presenta la metodología utilizada para el análisis de la combinación de los análisis técnicos y económicos en la microrred aislada para analizar la difusión de los DER, para lograr el objetivo 3.

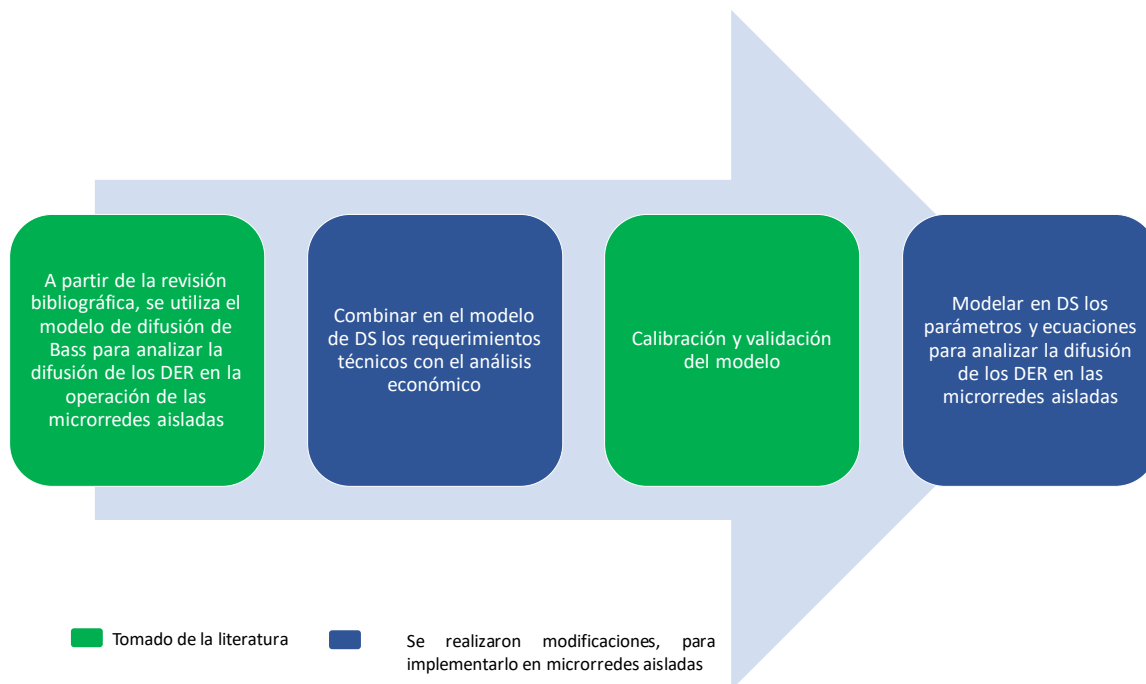


Figura 1-4. Metodología para el desarrollo del objetivo 3

1.5.1 Caracterización de la microrred aislada tipo

Para caracterizar la microrred aislada tipo hay que considerar que dentro de las ZNI existen múltiples configuraciones, recursos primario y comunidades (DISPAC, 2016). Por lo tanto, se definirán las características que se consideraron.

- ✓ La microrred propuesta se define para atender la demanda de las cabeceras municipales. La principal característica es el tipo de carga que están conectadas, puesto que la carga es altamente residencial, pero también cuentan con un porcentaje comercial.
- ✓ Los DER son implementados teniendo en cuenta el recurso primario que existe en la zona. En Colombia, las ZNI tienen recursos solares e hidráulicos que son complementarios, por lo que se garantiza mantener la sostenibilidad del recurso y contar con una seguridad en el suministro (UPME & BID, 2015).

- ✓ La propiedad de los DER y los elementos que componen la microrred es de la comunidad. Con esta premisa se pretende mantener la equidad energética y la concientización de los recursos para mantener la sostenibilidad en la prestación del servicio.
- ✓ La microrred cuenta con un operador de la microrred (N. Hatzigryriou, 2014). Acompañada de elementos de control que están implementados en la microrred deben cumplir con el control jerárquico para mantener el balance continuo de la V y f en la operación en estado normal (Olivares et al., 2014).
- ✓ Las redes de la microrred son redes a baja tensión (13,2 kV), sistema de distribución.
- ✓ Se cuenta con elementos de lectura de medición remota (AMR, por sus siglas en inglés) e infraestructura de medición avanzada (AMI, por sus siglas en inglés).

1.6 Estructura de documento

El **Capítulo 1** expone la introducción general de la tesis definiendo el contexto del trabajo, la identificación del problema, los objetivos, la metodología, el alcance, las características propias de la microrred aislada y la composición del documento.

En el **Capítulo 2** se identifican las características técnicas de la microrred y los DER para la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia. En software especializados como DigSilent® y MATPOWER® y se realizan simulaciones de una microrred aislada de Colombia.

En el **Capítulo 3** se analiza el modelo de mercado (modelo de negocio) para incentivar la prestación de servicios complementarios en una microrred tipo aislada.

El **Capítulo 4** presenta el modelo de simulación en Dinámica de Sistemas (SD), en el que se analiza la difusión del modelo de negocio de los DER para la operación de una microrred aislada, basado en la sostenibilidad a partir de la prestación de servicios de soporte de tensión y frecuencia. Este modelo unifica la caracterización técnica del capítulo 2 con las propuestas de mercado presentadas en el capítulo 3.

En el **Capítulo 5** se presentan las principales conclusiones destacando los aportes originales más importantes, se proponen futuros desarrollos y se presentan las discusiones académicas en las cuales se ha participado.

El **Anexo A** describe los parámetros de los controles a implementarse en los DER de la microrred aislada.

En el **Anexo B** se presentan los datos de la simulación de la microrred aislada.

En el **Anexo C** está definida la metodología de SD y las ecuaciones que definen el comportamiento.

El **Anexo D** contiene los resultados de las pruebas de calibración y validación del modelo en SD.

2. PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS USANDO DER EN UNA MICRORRED AISLADA

En la operación por microrred aislada, se presentan una serie de desafíos para garantizar la prestación del servicio de forma sostenible y continua para mantener el balance entre la generación y la demanda, prestar el servicio con continuidad, evitar la desconexión total de la demanda en la microrred ante eventos de pérdida de generación y la interoperabilidad entre los DER.

Con la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia, es posible afrontar esos desafíos para garantizar la sostenibilidad técnica en la operación de la microrred. El control de tensión está asociado al flujo de reactivos por la microrred, por lo que este flujo debe ser controlado para evitar congestiones y daño en los equipos. Por su parte, el control de frecuencia se asocia a la diferencia que se presenta entre la generación y la demanda, en el caso de la operación por microrred aislada, estos cambios son constantes y notorios frente a la operación con el sistema de potencia (inercia menor), por lo que mantener la estabilidad es importante para la sostenibilidad operativa de la microrred.

Este capítulo define los criterios técnicos para la prestación del control de tensión y frecuencia como servicios complementarios a partir de la integración de los DER en una microrred tipo aislada, en la que se consideran las condiciones que se pueden presentar ante eventos o grandes desbalances, y como desde la integración de los DER (teniendo en cuenta los sistemas de control y coordinación) es posible evitar la desconexión total de la demanda.

A partir de los resultados, se proponen los requerimientos básicos y responsabilidades a considerar en la operación de una microrred aislada con el fin de incluir la prestación de servicios de soporte, control de tensión y frecuencia, desde los sistemas de generación hasta la inclusión de programas de gestión de demanda.

2.1 Operación de la microrred aislada integrando DER

Con la conexión a nivel de distribución de generación, elementos de almacenamiento de energía y con la demanda como agente activo que participa en la operación y el mercado, se presenta un desafío para la integración y control de estos DER en la red. Los desafíos a los que se enfrenta esta conexión se conoce como operación como microrred y tiene la capacidad de operar aislada o interconectadas con el EPS (Bie et al., 2012; Eid, Codani, Perez, Reneses, & Hakvoort, 2016; Q. Wang et al., 2015).

Se definen las microrredes aisladas, como la conexión de la DG con capacidad instalada entre 10 kW y 10 MW a una red de distribución con usuarios definidos que tienen una participación activa y que conocen la dinámica de operación de la microrred. Tiene la capacidad de operar interconectada o aislada del EPS puesto que cuenta con diferentes beneficios, entre los que se encuentra, la prestación de servicios de soporte para la operación segura, confiable y (Nikos Hatzargyriou, 2013; IEEE, 2011; N. W. A. Lidula & Rajapakse, 2011)

En la Tabla 2-1 se muestra un resumen de las principales tecnologías de algunas microrredes aisladas implementadas a nivel.

Tabla 2-1 Experiencias a nivel internacional de la operación por microrredes aisladas. Adaptado de (N. W. A. Lidula & Rajapakse, 2011; Núñez, Ortiz, & Palma-Behnke, 2013).

Nombre de la microrred	DG				Almacenamiento (ESS)		Control microrred	
	Solar	Diesel	Agua	Eólica	Baterías	Otros	Central	Autónomo
UW microgrid, Estados Unidos	X	x						x
Kythnos, Grecia	X	x			x		x	
Brinsbergen, Holanda	X				x		x	
Nanji Zhejiang, China	X	x	x	x	x		x	
Dongfushan, Zhejiang, China	X	x		x	x		x	
Huatacondo, Chile	X	x		x	x		x	

Las experiencias de las microrredes aisladas a nivel internacional han tenido un incremento y se han ubicado como una posible solución a la electrificación rural con integración de energías renovables y generación diésel. Estas soluciones también han sido implementadas en varias regiones africanas como Tanzania, Namibia, Ruanda, logrando incluir a la comunidad en la construcción, operación y mantenimiento de las microrredes (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014).

La integración de los DER en una microrred aislada debe contar con sistemas de control y comunicaciones en los que se intercambia constantemente tanto energía como datos para la toma de decisiones desde el control central de la microrred, como se muestra en la Figura 2-1.

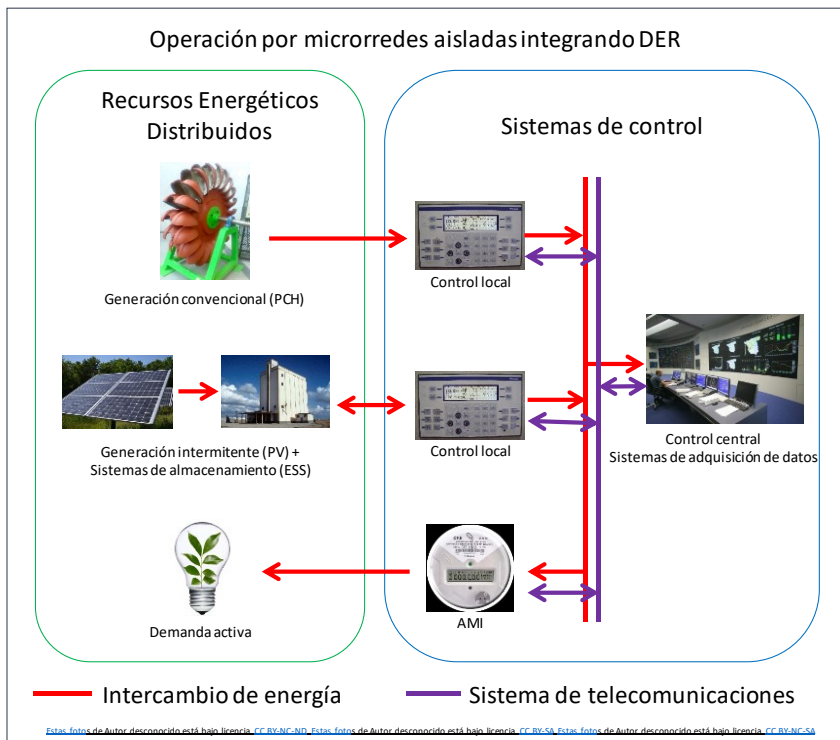


Figura 2-1. Operación por microrred aislada integrando DER. Adaptado de (Bayat, Sheshyekani, Hamzeh, & Rezaadeh, 2016; Bouzid et al., 2015; Platt, Cornforth, Moore, & Berry, 2011)

El control central es el encargado de recibir y enviar todas las señales tanto eléctricas como de control que gobiernan la operación de la microrred, tiene la capacidad de tomar decisiones a partir de las señales que están intercambiando constantemente y que ante eventos de cambios o fluctuaciones mantienen los balances en las variables del sistema (Bayat et al., 2016; Bouzid et al., 2015; Platt et al., 2011). En las siguientes secciones se presentan los demás componentes que presentados la Figura 2-1, su característica técnica y la mejor forma de coordinación desde el control central, con el fin de apoyar en la operación sostenible de la microrred aislada.

2.1.1 La Generación Distribuida (DG) y los Sistemas de Almacenamiento (ESS) en la Operación de la microrred

La instalación masiva de unidades de DG cerca a los centros de consumo puede mejorar la confiabilidad del suministro (Shi, Xie, Chu, & Gadh, 2015). Desde el punto de vista operativo, los perfiles de tensión a lo largo de la red de distribución cambian según la potencia suministrada por las unidades de generación conectadas a ella y los niveles de consumo, por lo que la DG debe ubicarse con el fin de minimizar las congestiones y para mejorar la continuidad del servicio mediante la regulación de tensión y para reducir las pérdidas en el sistema de distribución. Además, la DG disminuye el flujo de potencia dentro de la red de transmisión, reduciendo las pérdidas en la misma y liberando capacidad de transporte (Al-Saedi, Lachowicz, Habibi, & Bass, 2013b; Arango-Manrique, Carvajal-Quintero, Arango-Aramburo, & Younes-Velosa, 2011; Bayat et al., 2016)

En este sentido, la DG puede ser utilizada como una herramienta en el manejo de la congestión, que es un aspecto clave para la operación segura y confiable del sistema de potencia. Asimismo, el sistema de distribución con recursos energéticos distribuidos puede prestar servicios complementarios, siempre que el comportamiento variable de las fuentes distribuidas y la demanda se gestione por medio de programas de gestión de la demanda (DSM, por sus siglas en inglés) (Al-Saedi et al., 2013b; Arango-Manrique et al., 2011; Bayat et al., 2016).

Actualmente, la DG combina diferentes tecnologías, recursos de generación y de almacenamiento (Bouzaid et al., 2015). Por esto, con la conexión de generación intermitente con recursos renovables, como solar, suele conectar baterías (ESS) para aprovechar el recurso (Munoz-Delgado, Contreras, & Arroyo, 2015), debido a que en el momento en que se presenta el pico de energía generada, generalmente la carga está en un valor mínimo o medio (Patrao, Figueres, Garcerá, & González-Medina, 2015).

Los ESS constituyen uno de los elementos críticos y fundamentales en la operación de las microrredes puesto que garantizan el suministro ininterrumpido de la electricidad (S. Chowdhury & Crossley, 2009). La principal aplicación dentro de la microrred aislada es mantener el balance de energía entre la generación y la demanda, compensando a la DG durante las caídas de tensión y como un back up ante la intermitencia de los recursos renovables (S. Chowdhury & Crossley, 2009; Patrao et al., 2015). Es necesaria la incorporación de controles avanzados, como es el caso del control predictivo de la tensión, basado en el comportamiento de la tensión y los reactivos en la microrred, con el fin de reducir las pérdidas en el sistema de distribución, mejorar en los perfiles de tensión y en la confiabilidad del servicio (Arango-Manrique et al., 2011; Carvajal Quintero, 2013)

El seguimiento y balance entre la generación y la carga, así como la regulación de frecuencia pueden ser realizados por medio de ESS, debido a la rápida respuesta de los mismos (aproximadamente 10 veces más rápido que los generadores convencionales). Estos sistemas ESS participan en el control de frecuencia desde dos puntos de operación, cuando actúa como generador (aumenta la frecuencia) o como carga (disminuye la frecuencia) (Katsanevakis, Stewart, & Lu, 2017).

Frente a la prestación de control de tensión, o soporte de tensión, la respuesta de los ESS es inmediata y puede entregar o absorber reactivos durante todo el ciclo de operación, debido a que esta función está asociada a los convertidores o inversores conectados al ESS, teniendo implicaciones en la capacidad de P en el ESS (Katsanevakis et al., 2017).

Cuando se realiza un análisis de estabilidad, los ESS al proveer P y Q pueden ayudar, en conjunto con la generación, a soportar las contingencias en el sistema, considerando que desde la planeación un dimensionamiento adecuado del ESS (Katsanevakis et al., 2017). Por lo tanto, es necesario combinar la respuesta de diferentes DER para obtener una operación dentro de los límites de tensión y garantizar la operación continua de la microrred aislada.

2.1.2 Participación de la demanda y la operación de las microrredes aisladas.

La demanda como un participante activo dentro del mercado, está direccionada al cambio de los hábitos de consumo según la dinámica del mercado y del sistema mediante la utilización eficiente de los recursos energéticos, evitando la desconexión o la baja utilización de la energía (Liu, 2016; Shariatzadeh, Mandal, & Srivastava, 2015). Estos cambios en conjunto con el control permiten incluir programas de respuesta de demanda (DSM, por sus siglas en inglés), respecto al consumo regular (Federal Energy Regulatory Commission, 2006) sin reducir necesariamente la carga, pero sí la modificación de los patrones de consumo según las señales definidas por la microrred (Lebel et al., 2015; Palensky & Dietrich, 2011).

Esta posibilidad de realizar cambios en los patrones de consumo permite programar desplazamientos y recortes de carga que ayudarían a mantener el balance de potencia del sistema, a la par que permiten responder a eventos que comprometan la conexión de los usuarios, lo cual puede ser más económico, menos disruptivo y más eficiente que la racionalización aleatoria (Federal Energy Regulatory Commission, 2006).

2.1.2.1 DSM en la microrred

El DSM, en términos técnicos, está asociado a la prestación de servicios complementarios y responde a señales de desbalance entre la carga y la generación. En los medidores AMR desde el centro de control de la microrred se miden constantemente las variables, complementados con los sistemas AMI que incorporan la conexión y desconexión remota del suministro, se programan consignas asociadas al seguimiento de la tensión y la frecuencia que permite mantener la tensión y frecuencia dentro de los rangos operativos.

En la Tabla 2-2 se muestran las cargas que participan en los DSM, sin embargo, estos datos son indicativos, puesto que el balance se realiza dependiendo de la pérdida de generación que se presente, este esquema está basado en el Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC), definido en (CREG, 1996), presentando modificaciones enfocadas a la operación por microrredes aisladas:

Tabla 2-2 Esquema técnico del DSM en la microrred aislada. Fuente: Diseño propio

Porcentaje de desconexión de carga								
Carga	Etapa 1		Etapa 2		Etapa 3		Etapa 4	
	f [Hz]	t [ms]	f [Hz]	t [ms]	f [Hz]	t [ms]	f [Hz]	t [ms]
	59,6	100	59,5	100	59,4	100	59,3	100
Desconexión de carga, por participante	10%		10%		20%		10%	
Naturaleza de las cargas	Residenciales						Residenciales y Comerciales	

Se considera la desconexión en 4 etapas, dependiendo de la naturaleza de la carga. Inicialmente, cuando la frecuencia esté por debajo de 59.6 Hz, y pasados 100 ms, se inicia la desconexión del 10% de la demanda residencial. Si el umbral de la frecuencia desciende de los 59,5 Hz se realiza una nueva desconexión del 10% de la demanda residencial, lo mismo sucede para la etapa 3. Para la etapa 4, la desconexión de demanda es de naturaleza comercial y residencial. Se realiza la desconexión en las zonas residenciales, principalmente, puesto que, en las ZNI el porcentaje de demanda industrial no es significativo.

2.1.3 Estrategias de control para operación y prestación de servicios complementarios

La operación por microrred aislada tiene como característica técnica marcada la ausencia de inercia, por lo que se debe definir estrategias de control para los DER (Al-Saedi, Lachowicz, Habibi, & Bass, 2013a; Lopes, Madureira, & Moreira, 2013). Por lo tanto, cualquier cambio que se presente en

términos de tensión y frecuencia en la DG o en la demanda afecta la frecuencia del sistema y son todos los DER los que deben asumir el desbalance (Bayat et al., 2016).

La influencia de la DG en las redes de distribución (microrred aislada es una red de distribución) está determinada (Olivares et al., 2014; Villa Giraldo, 2015):

$$k = \frac{R}{X} \quad (2-1)$$

Donde R es la resistencia y X la reactancia de los conductores, que tienen una gran influencia en el perfil de tensiones en la microrred tipo aislada a nivel de tensión de distribución (13,2 kV). Esta relación es un desafío de las microrredes aisladas porque la sintonización de los controles y los cambios que se presentan ante la variación de P o Q . En la Tabla 2-3, se muestra en la influencia que tiene la conexión de la DG en la tensión de la microrred tipo aislada (Ruiz-Romero, Colmenar-Santos, Mur-Pérez, & López-Rey, 2014).

Tabla 2-3 Influencia de la conexión de la DG en la microrred tipo aislada. Fuente: (Ruiz-Romero et al., 2014).

Nivel de tensión	Factor k	R (Ω/km)	X (Ω/km)
400 V	4,444	0,400	0,090
20 kV (subterráneo)	2,288	0,270	0,118
20 kV (aéreo)	1,065	0,426	0,400
66 kV	0,308	0,119	0,386

Teniendo en cuenta que a niveles de tensión de operación de la microrred aislada, el factor k es mayor, se requiere mayor inyección de potencia reactiva para mantener el control de tensión, disminuyendo la eficiencia y el tiempo de respuesta de las máquinas que prestan el servicio de control de tensión (Frías Marín, 2012; Ruiz-Romero et al., 2014).

Este comportamiento se evidencia con el cambio en los flujos de potencia activa y reactiva y la interacción entre la DG y los elementos reactivos en la microrred aislada, como es el caso de los transformadores. Entre más bajo el nivel de tensión, la relación entre la potencia activa y la reactiva se vuelve más significativa, considerando que ante variaciones es posible que no se pueda asegurar la confiabilidad y la calidad en la tensión. Con la ubicación óptima de la DG se maximiza el uso de los recursos para evitar problemas de congestiones que conlleven a la inestabilidad de tensión (Ruiz-Romero et al., 2014).

Con la implementación de los DER en la operación de las microrredes aisladas, es necesario considerar las variaciones topológicas y su afectación sobre los esquemas de control. Se ha propuesto en la literatura controladores descentralizados, distribuidos y con una jerarquía específica, que mantienen la f y V dentro de los rangos definidos (Bottrell, Prodanovic, & Green, 2013; Broeer, Fuller, Tuffner, Chassin, & Djilali, 2014; Carlos et al., 2015; Gouveia, Moreira, Moreira,

& Pecas Lopes, 2013; Kekatos, Wang, Conejo, & Giannakis, 2015; Koch-Ciobotaru, Boraci, Prostean, & Szeidert, 2013; Kroposki et al., 2008; Mistry & Roy, 2014; Mohammadreza Mazidi, Alireza Zakariazadeh, Shahram Jadid, Mazidi, Zakariazadeh, Jadid, & Siano, 2014; Mohanty et al., 2016; Nemati, Tenbohlen, Imran, Mueller, & Braun, 2015; Oconnell, Pinson, Madsen, & Omalley, 2014; Riesz & Macgill, 2013b; Rivero & Sarzo, 2014; Schiffer, Seel, Raisch, & Sezi, 2016; Simpson-Porco et al., 2015; Soshinskaya, Crijns-Graus, Guerrero, & Vasquez, 2014; Z. Wang, Sun, & Nikovski, 2015; Weckx, D'Hulst, & Driesen, 2015; Zhao et al., 2015). Sin embargo, es necesario incluir la topología, los DER y las restricciones de la microrred para garantizar la prestación de los servicios de soporte de manera que se aprovechen los beneficios de los DER conectados a la microrred aislada.

Adicionalmente, en la microrred aislada se pueden presentar eventos que conlleven al desbalance de las variables mencionadas anteriormente, por lo tanto, es necesario contar con la prestación de servicios de soporte que garanticen que ante la pérdida de un elemento de la microrred aislada (contingencia N-1), pueda en el menor tiempo posible volver a los rangos establecidos en la normatividad.

Las estrategias de manejo de la energía en la microrred aislada es implementada con equipos que cuentan con controladores locales, capaces de mantener comunicación con el centro de control de la microrred aislada, desde donde se fijen los setpoints y se envíen a cada uno de los DERs conectados para garantizar que la tensión y la frecuencia en la microrred se mantengan dentro de los rangos definidos, como está definido en la Figura 2-1 (Bayat et al., 2016).

En la participación de los DER en una microrred se propone implementar un control con esquema Multi – Maestro (N. Hatziaargyriou, 2014) con el control *droop* (S. P. P. Chowdhury et al., 2012; Katiraei, Irvani, Hatziaargyriou, & Dimeas, 2008; Kumar, Chowdhury, Chowdhury, & Paul, 2011). Este control se ha implementado en proyectos piloto. Estos controles contienen (Al-Saedi et al., 2013a; García de Vicuña et al., 2015; Lopes et al., 2013):

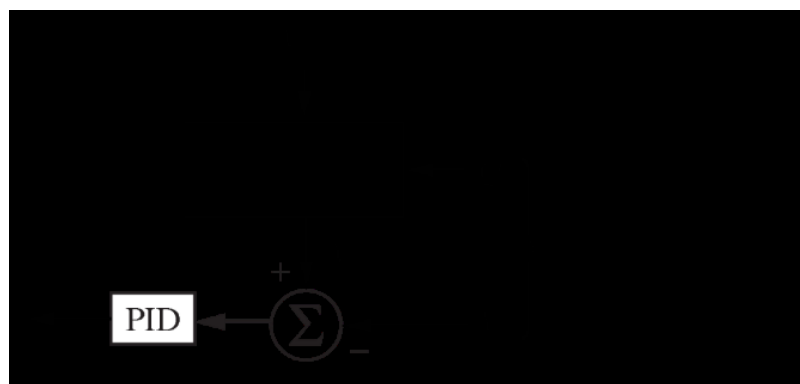
- Control PQ: se define la consigna fija de valores para P y Q
- Control V/f (tensión/frecuencia): este control funciona independiente para la tensión y para la frecuencia (desde el convertidor), mientras se varía la P y Q de la salida del generador.

Para las fuentes que requieren la conexión de un inversor, es necesario que al convertidor se le defina una consigna operativa para la f , el ángulo de la tensión (θ_v) y la amplitud de la tensión (E), donde θ_v en estado estable oscila entre 0 y 2π comportándose como una rampa, cuya pendiente representa la f . En las ecuaciones (2-2) y (2-3) se presenta la relación en estado estable en el inversor de la tensión y la potencia activa y reactiva (Pekarek & Swanson, 2012).

$$P \approx \frac{VE}{X} \sin \delta \quad (2-2)$$

$$Q = \frac{E}{X} (E - V \cos \delta) \quad (2-3)$$

Donde $X = \omega_e L$ que representa la reactancia inductiva del filtro AC, E la amplitud de la tensión en el lado AC del inversor y $\delta = \theta_E - \theta_V$ (valor constante en estado estable). Por eso para el control de la P y Q se presenta el modelo de control con el inversor (Pekarek & Swanson, 2012).



a) Control de reactivos y tensión



b) Control de potencia activa

Figura 2-2 Control para los inversores (generación intermitente). Fuente: (Pekarek & Swanson, 2012).

a) Control de reactivos y tensión

b) Control de potencia activa

La característica típica de la compensación *droop* para el control de frecuencia, en la generación, está definida por R_f (valor típico para EEUU del 5%, lo que significa que ante variaciones del 5% de la frecuencia, se genera un cambio en el 100% en la posición o entrada de fuente primaria al generador) (Pekarek & Swanson, 2012).

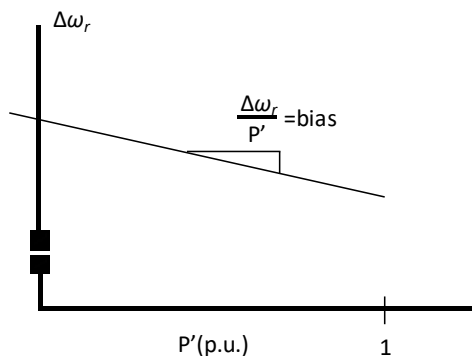


Figura 2-3. Característica droop Velocidad/frecuencia para un generador típico. Fuente: Adaptado de (Pekarek & Swanson, 2012)

En la Figura 2-3 se muestra la característica *droop* de los generadores en la que se observa la disminución de la velocidad del rotor ($\Delta\omega_r$) cuando se incrementa la potencia que entrega la unidad. En caso de necesitar volver la frecuencia a su valor nominal (60 Hz), una capa de control denominada Control Automático de Frecuencia (AFC, por sus siglas en inglés), direcciona las señales para incrementar o disminuir el bias de los generadores seleccionados, con el fin de lograr la respuesta que permita modificar la pendiente y responder para mantener la frecuencia dentro de los rangos establecidos en la regulación.

Con la integración de DER con fuente primaria intermitente a las redes de distribución, y con la condición de operar la microrred aislada, se deben realizar análisis por la masificación de los DER y la estabilidad de tensión para definir estrategias que permitan los perfiles de tensión en las barras de la microrred aislada (Schiffer et al., 2016; Zhao et al., 2015).

Con el fin de evitar las inestabilidades de tensión, la característica *droop* (V vs. Q) se utiliza para compensar los reactivos, teniendo en cuenta los rangos de tensión despachables. El *droop* previene que los recursos compitan por regular la tensión en la misma barra. La operación de la microrred aislada, que incluye inversores con tecnologías de FACTS (STATCOM y SVC), permiten mantener y realizar el control de tensión (Nemati et al., 2015), mientras que para la tecnología de DG síncrona el control de tensión y reactivos se realiza a partir del AVR (Automatic Voltage Regulator). Este comportamiento evita la inestabilidad de tensión y se muestra en la Figura 2-4

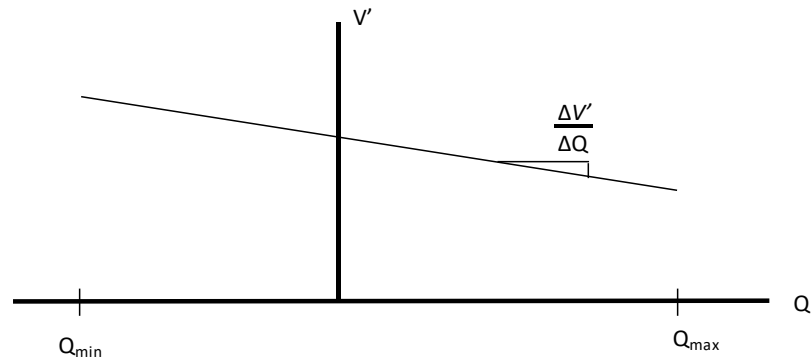


Figura 2-4. Característica droop típica para la tensión. Fuente: Adaptado de (Pekarek & Swanson, 2012)

El inversor o convertidor, combina las instrucciones que se desencadenan en la prestación de servicios de control de tensión y frecuencia, para mantener el balance entre generación y demanda, aprovechando la integración de todos los DER (Al-Saedi et al., 2013a). Cada recurso realiza un control local de frecuencia y reactivos para cambiar el punto de operación y garantizar el balance tanto de activos como de reactivos (Bayat et al., 2016).

$$P_{Gi} = P_{Goi} - \frac{P_{Gi_max}}{m_i} (f - f_0) \quad (2-4)$$

$$Q_{Gi} = Q_{Goi} - \frac{Q_{Gi_max}}{n_i} (V_i - V_{oi}) \quad (2-5)$$

Dónde: f y V_i son la frecuencia y la tensión en la barra i , respectivamente

f_0 y V_{oi} son los parámetros de referencia. Estos son determinados dependiendo de las características propias de la microrred.

m_i y n_i representan la ganancia de potencia activa y potencia reactiva, respectivamente, ante la variación de f y V .

Q_{Goi} y P_{Goi} son la potencia reactiva y activa inicial, respectivamente.

P_{Gi} y Q_{Gi} son la programación de potencia activa y reactiva modificada por el convertidor o inversor, respectivamente.

Q_{Gi_max} y P_{Gi_max} son los valores máximos de potencia reactiva y activa para los que se programa el convertidor o inversor, respectivamente

El control jerárquico está dividido así. Adaptado de: (Marín-Jimenez & Carvajal-Quintero, 2015;

Olivares et al., 2014; Palizban et al., 2014a)

1. Control primario, o el bucle interno de control, el propósito es definir la interfaz para que los elementos de electrónica de potencia cuenten con el modo de control de tensión y corriente. Con este modo de control se obtiene un control de frecuencia y tensión dentro de la microrred (Palizban et al., 2014a). Este control está basado en las medidas locales de la DG y los inversores que simulan la característica de inercia que tienen los generadores síncronos (Olivares et al., 2014)
2. El control secundario permite ajustar las referencias de la frecuencia y la tensión, con la corriente y la tensión definidos en el bucle interno. Se refiere al sistema de gestión de energía de la microrred (EMS, por sus siglas en inglés). Está encargado de mantener la operación de la microrred dentro de los rangos definidos de V y f (Olivares et al., 2014). La velocidad de respuesta es más lenta, comparada con el control primario, por las limitaciones y la disponibilidad de los DER. Este tipo de control se asume centralizado (Olivares et al., 2014; Palizban et al., 2014a).
 - a. Se propone implementar un nivel 2 del control secundario, consistente en la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia ante grandes desbalances entre generación y demanda. Se activa la prestación de servicios complementarios cuando la frecuencia de la microrred se encuentre por debajo de 59.8 Hz

Con estos controles (primario, secundario y nivel 2 del secundario) se pretende mantener el balance entre la generación y la demanda para que los DER incluidos en la microrred respondan de acuerdo con las variaciones y así mantener y regular la amplitud de las ondas de tensión y frecuencia (Pekarek & Swanson, 2012). Esta respuesta se conoce como servicios complementarios, específicamente el control de tensión y de frecuencia (Gomez-Exposito, Conejo, & Canizares, 2009).

En el caso de la demanda los medidores son los protagonistas en la inclusión de DSM. Sistemas AMI se implementan con el fin de permitir una desconexión remota o una limitación en el suministro para ser utilizada en el momento que se requiere volver al balance generación – demanda. Permite el intercambio de datos entre la demanda y el operador centralizado de la microrred y programar o realizar las desconexiones a los usuarios participantes por su naturaleza de doble vía (Echelberry, Henderson, Huber, Northern, & Vancucha, 2017; Shariatzadeh et al., 2015)

El control del dispositivo AMI está midiendo constantemente las variables del sistema y en caso de que se presenten cambios, se realicen las desconexiones de cada uno de los circuitos definidos

(que estén participando en los DSM).

Los sistemas AMI son avanzados y realizan tareas adicionales, a los medidores AMR, para crear aplicaciones para la gestión de la demanda en tiempo real, permitiendo la participación activa de los usuarios mediante la interpretación de órdenes de desconexión o limitación de niveles de carga y la ejecución de instrucciones directas hacia los equipos que sean compatibles.

Tomando como base el esquema de prestación del control (Olivares et al., 2014; Palizban et al., 2014a), se muestra en la Figura 2-5 la propuesta de operación:



Figura 2-5. Propuesta para el control jerárquico en microrred aislada. Adaptado de (Olivares et al., 2014; Palizban et al., 2014a)

2.2 Caso de estudio – planeación de una microrred aislada en Colombia

El caso de estudio se modela en una microrred tipo aislada de posible aplicación en las ZNI en Colombia, por sus condiciones de recurso primario que permiten la conexión de generación convencional, como PCH, y generación a partir de FNCE, como los paneles fotovoltaicos (DISPAC, 2016; IPSE, 2015, 2013). Adicionalmente, estas características pueden servir para implementar las ZNI como laboratorio natural para la definición de requerimientos necesarios para la sostenibilidad de la microrred aislada.

Durante la operación en estado estable de la microrred y ante eventos por falla de elementos o estados de emergencia, se realizan análisis mediante la teoría de estudio de flujos de potencia la cual permite determinar las mejores condiciones de operación (Grainger & Stevenson, 1996):

1. La potencia programada para ser despachada o programada por los DER debe ser igual a la potencia generada menos la potencia demandada, considerando las pérdidas propias de los conductores del alimentador de la red de distribución activa. En las ecuaciones (2-6) y (2-7) se observa la relación tanto de la potencia activa como de la potencia reactiva respectivamente, que debe cumplir la relación de conservación de la energía (Grainger &

Stevenson, 1996).

$$P_{programada} = P_{generada} - (P_{demandada} + P_{pérdidas}) \quad (2-6)$$

$$Q_{programada} = Q_{generada} - (Q_{demandada} + Q_{pérdidas}) \quad (2-7)$$

2. La operación de la microrred puede presentar eventos que conlleven al desbalance en las variables de tensión y de frecuencia, por lo tanto, es necesario contar con la prestación de servicios complementarios que garanticen que ante la pérdida de un elemento de la microrred (contingencia N-1), pueda en el menor tiempo posible volver a los rangos establecidos en la normatividad. Para el caso colombiano, la regulación define el porcentaje de variación tanto de la frecuencia del sistema, como de las tensiones (CREG, 1995):
 - ✓ El rango para el nivel de tensión II (nivel de distribución) es $90% < V_{nominal} < 110%$.
 - ✓ La frecuencia objetivo es 60 Hz y su rango de variación de operación está entre 59,8 Hz y 60,2 Hz.
3. El término de reserva se reevalúa, puesto que la dinámica de operación de la microrred aislada requiere de sistemas conocidos como Virtual Power Plant (Palizban, Kauhaniemi, & Guerrero, 2014b) que utilizan sistemas ESS combinados con la DG, que cuentan con la capacidad de mantener el balance de P , mediante sistemas de control inteligente, al momento de presentarse un desbalance. Así mismo, otro mecanismo para la prestación de servicios complementarios que permitan garantizar la estabilidad dinámica de la microrred es considerar a la demanda como un participante activo en la prestación de los servicios complementarios, en este caso el control secundario de frecuencia (Koliou, Eid, Chaves-Ávila, & Hakvoort, 2014).
4. La demanda de la microrred tiene una dinámica diferente a la que se presenta en el EPS tradicional. Tiene la potestad de participar dentro de la operación segura de la microrred a cambio de incentivos o beneficios económicos, con limitaciones de corriente (Pekarek & Swanson, 2012).

Al realizarse la prestación del control de frecuencia implícitamente se presentan beneficios en términos del control de tensión y reactivos (Farag et al., 2013; N. W. a. Lidula & Rajapakse, 2014; Madureira & Peças Lopes, 2012).

La microrred tipo, se muestra en la Figura 2-6, y cuenta con DG basada en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) y cargas a lo largo de los alimentadores de la red de distribución. Esta es la condición inicial de la microrred aislada del caso de estudio.

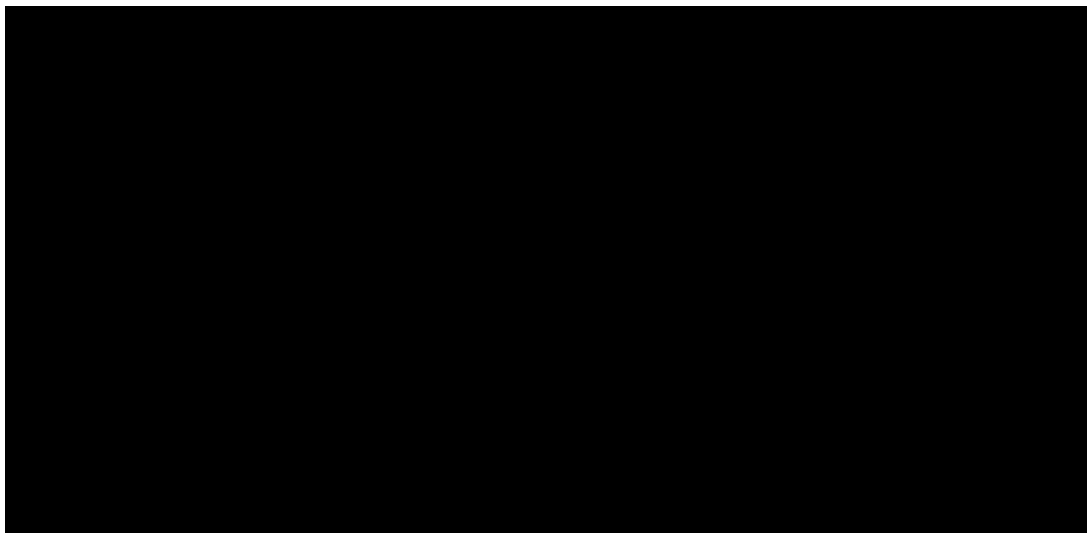


Figura 2-6 Diagrama unifilar microrred tipo aislada solo con PCH. Fuente: Diseño propio

Los generadores convencionales (PCH) conectados a la microrred tipo aislada se muestran en la Tabla 2-4.

Tabla 2-4 Capacidad instalada de las plantas conectadas a la microrred. Fuente: Diseño propio

Planta	Capacidad Instalada [kVA]
A	2000
B	1000
C	1000

Las cargas conectadas a la microrred se encuentran concentradas en los transformadores de distribución, puesto que se propone un escenario en el que la demanda participe permitiendo que el control de tensión y de frecuencia tenga mayor efecto. La cargabilidad de los transformadores se encuentra alrededor del 80%, como se muestra en la Tabla 2-5, lo que representa la demanda conectada a la microrred aislada.

Tabla 2-5 Valores de la carga conectada a la microrred para la demanda máxima. Fuente: Diseño propio

Carga	P [kW]	Q [kVars]	fp	Carga	P [kW]	Q [kVars]	fp
R1	42,75	14,05	0,95	C3	320	240	0,80
R2	71,25	23,42	0,95	C4	180	135	0,80
R3	28,50	9,37	0,95	C5	120	90	0,80
R4	28,50	9,37	0,95	C6	60	45	0,80
R5	106,40	34,97	0,95	I1	320	240	0,80
R6	42,75	14,05	0,95	I2	180	135	0,80
R7	71,25	23,42	0,95	I3	127,50	79,02	0,85
R8	71,25	23,42	0,95	I4	95,63	59,26	0,85
C1	95,63	59,26	0,85	I5	95,63	59,26	0,85
C2	63,75	39,51	0,85	I6	63,75	39,51	0,85

La carga se compone de 462,65 kW de demanda residencial, que tiene un factor de potencia de 0,95, 541,88 kW de demanda con factor de potencia de 0,85 y 1180 kW con factor de potencia de 0,8. Se observa que la microrred está compuesta en un 46% por cargas residenciales (factor de potencia 0,95) y que en su mayoría (54%) son cargas que presentan componente inductiva, lo que obliga a que la microrred mantenga un flujo de reactivos por las líneas, presentándose variaciones tanto de tensión como de frecuencia ante variaciones en la DG o en la demanda.

La microrred aislada mostrada en la Figura 2-6 está compuesta solamente por DG convencional, con PCH. Sin embargo, es importante considerar que dentro de la microrred aislada se pueden implementar DER con diferentes fuentes renovables. Por lo tanto, se analizará el comportamiento de los servicios complementarios en la microrred ante la conexión de paneles fotovoltaicos (PV) y ESS.

En la Figura 2-7, se encuentra el diagrama unifilar con la implementación de los PV y los ESS que se implementaron en la microrred aislada.

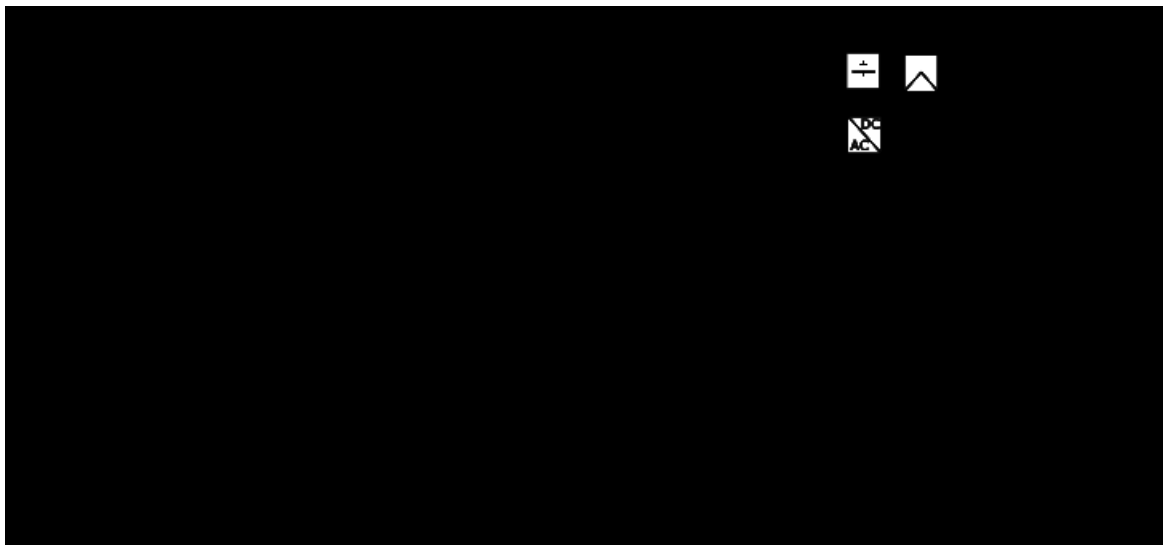


Figura 2-7 Diagrama unifilar microrred tipo aislada DER. Fuente: Diseño propio

El nodo donde se conectan los tres alimentadores tiene implementado un sistema PV + ESS, siendo un conjunto que en la operación se complementan, la ubicación de la DG considera principalmente las pérdidas y los perfiles de tensión, y tiene el potencial de considerar a la DG como un instrumento para el manejo de la congestión. Este método de optimización se simuló en MATPOWER 6.0 (Zimmerman & Murillo-Sánchez, 2016), dando como resultado que en ese nodo se reducirían las pérdidas en la microrred aislada, como se muestra en 2.2.1 (Afkousi-Paqaleh, Abbaspour-Tehrani Fard, & Rashidinejad, 2010a). La capacidad de los DER conectados en la microrred aislada, se define en la Tabla 2-6:

Tabla 2-6 Capacidad instalada del sistema PV + ESS conectada a la microrred. Fuente: Diseño propio

Nombre	Capacidad PV [kWp]	Sistema ESS [kW]	fp
PV + ESS	950	427,5	0,95

2.2.1 Ubicación de la DG en la microrred aislada

En la planeación de la microrred es necesario considerar la ubicación de los ESS y la DG, y contar con un sistema de control y comunicaciones que permita mantener monitoreo constante y que garantice mantener el balance entre la generación, la demanda y el nivel de carga de la misma. Dependiendo de las características de la microrred se determina el ESS más adecuado (Patrao et al., 2015).

La DG puede ser utilizada como una herramienta en el manejo de la congestión, que es un aspecto clave para la operación segura y confiable del sistema de potencia. Asimismo, el sistema de distribución con recursos energéticos distribuidos puede prestar servicios complementarios,

siempre que el comportamiento variable de las fuentes distribuidas y la demanda se gestione por medio de DSM (Al-Saedi et al., 2013b; Arango-Manrique et al., 2011; Bayat et al., 2016).

El manejo de la congestión es uno de los elementos claves para asegurar la operación confiable del sistema. En este sentido, la DG ubicada estratégicamente ayudaría a reducir las pérdidas, aplazar o eliminar la inversión en expansión del sistema y mejorar los perfiles de tensión, a la par que aumentaría la confiabilidad y productividad del mismo (Devender, Misra RK, & Deependra, 2007).

En (Afkousi-Paqaleh, Abbaspour-Tehrani Fard, & Rashidinejad, 2010b) se propone una metodología para la ubicación y dimensionamiento óptimo de la DG. La metodología propuesta, descrita a continuación, se orienta a la creación de listas de prioridad de barras candidatas para la ubicación de la DG, tomando como base los Precios Marginales por Ubicación (LMP – Locational Marginal Price) y la renta de congestión.

El LMP se define como el costo marginal de suministrar, al menor costo, el siguiente incremento de demanda en un lugar específico (nodo) de la red, teniendo en cuenta tanto las ofertas de generación y de demanda, como las características técnicas y las limitaciones del sistema (California ISO, 2005). Este precio marginal se puede descomponer en tres componentes:

- ✓ Costo marginal en una barra de referencia
- ✓ Costo marginal de las pérdidas eléctricas desde la barra de referencia
- ✓ Costo marginal de la congestión del sistema debido a los límites de transporte entre la barra de referencia y el nodo objetivo.

Cuando un sistema se congestiona, los efectos se ven reflejados en los precios de transporte de la energía y finalmente en el aumento del LMP. La diferencia del LMP a través de una interfaz refleja una medida del grado de congestión en una línea del sistema (Mithulanathan, 2007). Los nodos con altos LMP son ubicaciones potenciales para la instalación de la DG cuando se busca reducir la congestión.

En el método propuesto en (Afkousi-Paqaleh et al., 2010b) se busca, inicialmente, reducir el espacio de solución y el costo computacional, creando una lista de barras candidatas. En este sentido, las barras en las que la capacidad de generación es mayor a la demanda tendrán, probablemente, un LMP bajo, por tanto, estos no son lugares potenciales para la ubicación de la DG. Por tanto, las barras examinadas se seleccionan utilizando la ecuación (2-8). De esta manera, si una barra no tiene unidad de generación, o si su capacidad de generación es menor a su carga, este se puede considerar como un lugar potencial para la ubicación de la DG.

$$PG_k \leq PD_k \quad k = 1, \dots, N_k \quad (2-8)$$

Donde: PG_k es la potencia del generador en la barra k

PD_k es la demanda en la barra k

En este punto se tienen dos opciones, seleccionar el nodo con el mayor LMP como el mejor lugar para ubicar la DG, o aplicar un método basado en la diferencia de la renta de congestión total. Hay ocasiones en las que la ubicación de la DG en nodos con LMP altos puede conllevar a un aumento de la congestión total de la red; por lo que, una manera más eficiente y confiable es utilizar un método de basado en las rentas de congestión. En este último método, se multiplica la diferencia del LMP de una línea por la potencia transferida por la misma, obteniendo la renta de congestión para un caso base, como se muestra en la ecuación (2-9).

$$CR_{lk} = |\Delta\rho_{lk} \times P_{lk}| \quad (2-9)$$

Donde $\Delta\rho_{lk}$ es la diferencia entre los LMPs de los dos nodos finales de la línea lk , y P_{lk} es la potencia transferida en dicha línea. La Renta de Congestión Total (TCR) de una red puede ser calculada por la sumatoria de las rentas de congestión en cada línea individual del sistema (2-10).

$$TCR = \sum_{lk=1}^{N_L} CR_{lk} \quad (2-10)$$

siendo N_L el número de líneas de la red.

Con el fin de encontrar las barras candidatos para la ubicación de la DG, este método asume que hay una unidad de generación no despachable en una barra de la lista de barras potenciales, mientras que los otros permanecen sin cambio. Ahora, para lograr un dimensionamiento óptimo se asume que la DG puede producir electricidad en un rango definido. Posterior a la instalación de la DG, el TCR es calculado utilizando las ecuaciones (2-9) y (2-10) para cada nivel de potencia de salida que se encuentre en el rango definido.

Es importante anotar que el LMP de cada nodo es calculado a partir de la realización de un Flujo Óptimo de Potencia (OPF), lo que asegura el mantenimiento del perfil de tensión en la red dentro de rangos definidos al instalar la DG en el sistema.

Luego se define un índice de rendimiento (PI) para la ubicación de la DG. El PI para cada nodo es definido como la diferencia entre la TCR y el costo de generación para un caso base y la diferencia entre la TCR y el costo de generación luego de la instalación de la DG en un bus potencial (ecuación (2-11)).

$$PI_i^m = (f_{BC} - f_i^m) + (TCR_{BC} - TCR_i^m) \quad i = 1, \dots, N_k \quad (2-11)$$

Donde PI_i^m es el índice de rendimiento para el nodo i -ésimo y m son los MW de producción de potencia de la DG ubicada en ese nodo. f_{BC} y TCR_{BC} son el costo de generación y la TCR para un caso base, respectivamente. f_i^m y TCR_i^m son el costo de generación y la TCR cuando la DG es ubicada en el nodo i -ésimo. De esta manera, PI es la reducción total en el costo de generación y la renta de congestión. En otras palabras, es el ahorro total debido al uso de la DG.

Esta aplicación está direccionada a definir la ubicación óptima de una microrred aislada, entonces los costos de generación se asumen iguales y fijos para todos los DER y el sistema PV+ESS se toma como un recurso no despachable. En este sentido no se realiza un despacho, lo que elimina una de las componentes del índice de rendimiento (simplifica el cálculo) y le da prioridad a la congestión de la red y las pérdidas del sistema.

Este procedimiento se realiza para todos los nodos de la lista de nodos potenciales, y PI es calculado para todas las barras y todos los posibles niveles de salida de potencia de la DG. Para diferentes niveles de potencia en MW, el nodo que tenga el máximo PI es la mejor opción para la instalación de la DG.

En la

Figura 2-8 se muestra el diagrama unifilar con los nodos analizados para la conexión de la DG y los resultados se presentan en la Tabla 2-7.

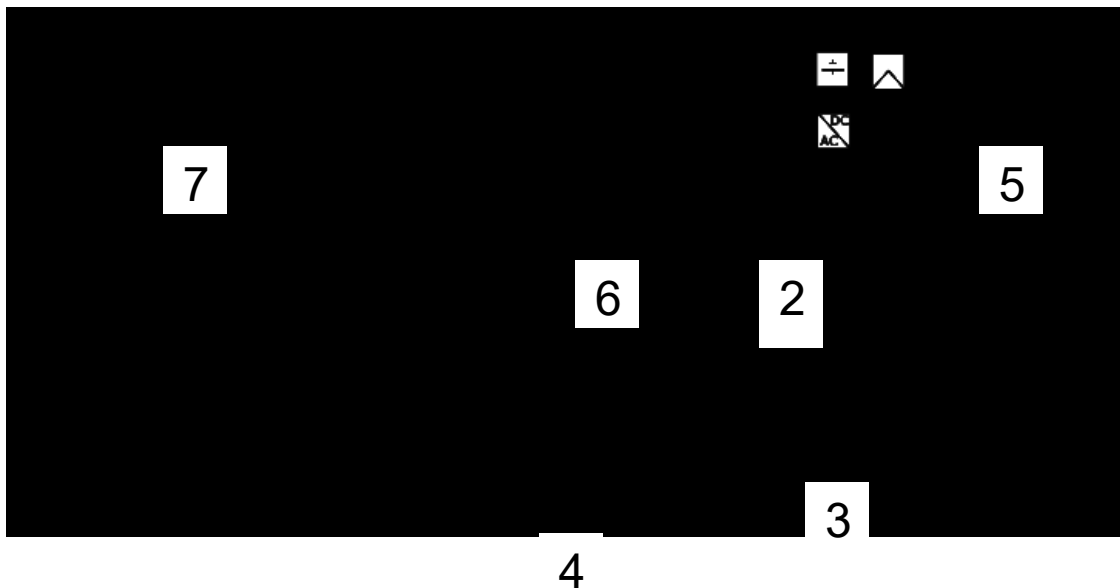


Figura 2-8. Diagrama Unifilar con nodos definidos. Fuente: Diseño propio

Tabla 2-7 Resultados PI para la ubicación óptima de la DG. Fuente: Diseño propio

		100kW	200kW	300kW	400kW	500kW	600kW	700kW	800kW	900kW	1000kW
Barra	2	0,0201	0,0403	0,0604	0,0805	0,1007	0,1208	0,1409	0,1610	0,1811	0,2013
	3	0,0202	0,0404	0,0605	0,0807	0,1009	0,1211	0,1412	0,1614	0,1815	0,2017
	4	0,0202	0,0404	0,0606	0,0808	0,1010	0,1211	0,1413	0,1615	0,1817	0,2019
	5	0,0202	0,0405	0,0607	0,0809	0,1011	0,1213	0,1415	0,1617	0,1820	0,2022
	6	0,0201	0,0402	0,0603	0,0804	0,1005	0,1206	0,1407	0,1608	0,1809	0,2010
	7	0,0201	0,0403	0,0604	0,0805	0,1006	0,1208	0,1409	0,1610	0,1811	0,2012

2.2.2 Controles implementados en los DER

Los controles que se presentan en esta sección se obtienen de la base de datos del DigSilent y son modelos definidos en los estándares IEEE (modelos de control). Cabe destacar que se toman modelos de control establecidos en la normatividad, como modelo teórico para evaluar el comportamiento en términos de control de tensión y frecuencia. Los controles dependen en gran medida de los parámetros de la DG y los ESS y se deben ajustar para que la respuesta sea la requerida para la prestación de los servicios complementarios. Los parámetros de los modelos definidos en la microrred tipo aislada, se encuentran en el Anexo A: Parámetros de los controles. En la Figura 2-9 se presenta el diagrama de bloques del control del gobernador implementado en las PCH de la microrred aislada. Adaptado de (Koritarov et al., 2013).

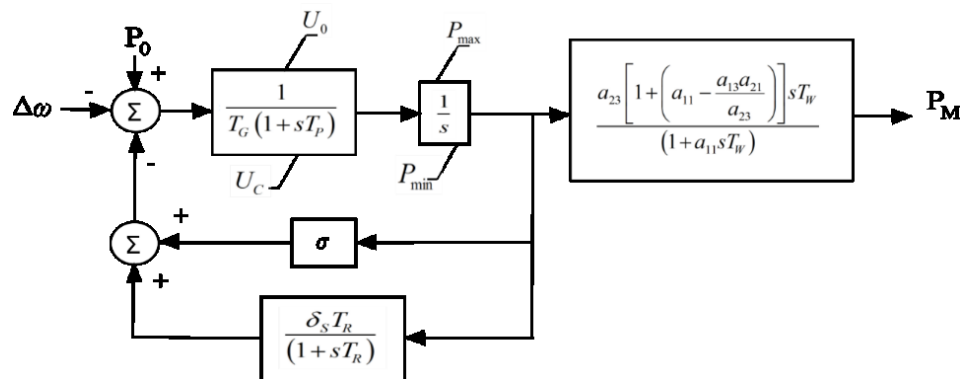


Figura 2-9. Modelo de control del gobernador implementado en las PCH de la microrred aislada. Adaptado de (Koritarov et al., 2013)

Donde:

T_G : constante de tiempo de la puerta del servomotor [s]

T_P : constante de tiempo del piloto [s]

U_0 : límite de apertura de la válvula [p.u./s]

U_C : límite de cierre de la válvula [p.u./s]

P_{max} : posición máxima de la válvula [p.u. del generador MVA]

P_{min} : posición mínima de la válvula [p.u. del generador MVA]
 σ : coeficiente droop de velocidad constante [p.u. del generador MVA]
 δ : coeficiente droop de velocidad transitoria [p.u. del generador MVA]
 T_R : constante de tiempo del gobernador [s]
 T_W : constante de tiempo de inicio de flujo de agua [s]
 $a_{11}, a_{13}, a_{21}, a_{23}$: coeficiente de apertura de compuertas

Del modelo del control presentado en la Figura 2-9 se destaca el lazo de control que, dependiendo de los parámetros, permite disminuir los tiempos T_g y T_p para incrementar la respuesta del control y aumentar la ganancia integral (1/s) (ecuación (2-12)). No obstante, se debe ajustar correctamente para evitar que la respuesta sea inestable y se presenten problemas en la respuesta del control. Por su parte, el lazo estabilizador define el estatismo (transitorio y permanente) de la máquina, la definición de estos parámetros está asociada a los parámetros del generador (ecuación (2-13)).

$$\frac{1}{T_G(1+sT_p)}, \quad \frac{1}{s} \quad (2-12)$$

$$\frac{\delta_s T_R}{(1+sT_R)}, \quad \sigma \quad (2-13)$$

El control de tensión se realiza por medio de un control de la corriente de excitación de la DG (Guerrero, Chandorkar, Lee, & Loh, 2013). En la Figura 2-10 se muestra el diagrama de bloques del controlador AVR implementado:

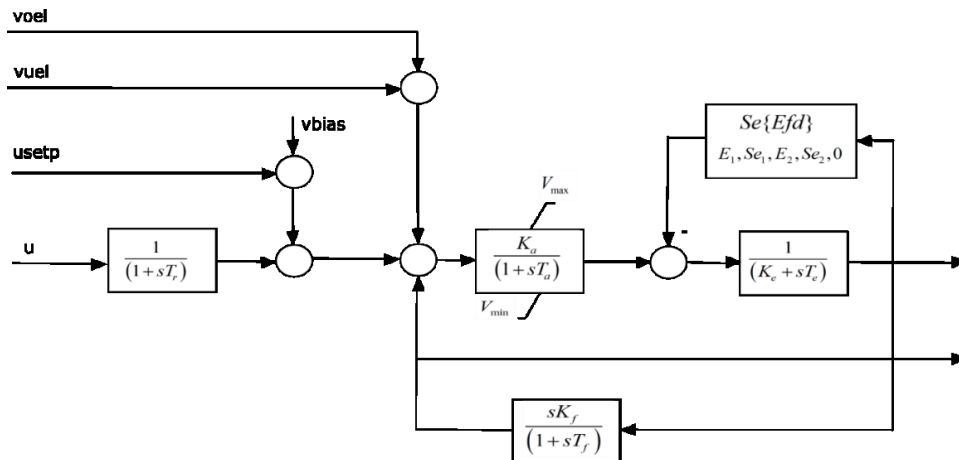


Figura 2-10. Modelo de control AVR implementado en las PCH de la microrred aislada. Adaptado de (Koritarov et al., 2013)

Donde:

T_R : Retraso de la medida [s]
 K_a : ganancia del control [p.u.]
 T_a : constante de tiempo del controlador [s]
 K_e : constante de la corriente de excitación [p.u.]
 T_e : constante de tiempo de la corriente de excitación [s]

K_f : ganancia del paso de estabilización [p.u.]
 T_f : constante de tiempo del paso de estabilización [s]
 Se_1, Se_2, E_1, E_2 : factor de saturación [p.u.]
 V_{max} : tensión máxima de salida del controlador [p.u.]
 V_{min} : tensión mínima de salida del controlador [p.u.]

El AVR que se implementó en las PCH contiene la definición de la referencia a partir de los parámetros de sub y sobre excitación del generador y del pulso de tensión de entrada al que se quiere llegar. Se modela la saturación del núcleo del generador (Se), cuyos parámetros están definidos por el generador y está incluido en el modelo del control para que actúe en la zona lineal de la curva.

$$\frac{K_G}{(1 + sT_a)} \quad (2-14)$$

Al variar la ganancia y el tiempo de respuesta se modifica la señal esperada por el control (ecuación (2-14)). Sin embargo, este control puede presentar una respuesta inestable al no considerar los parámetros del generador. Además, este control cuenta con el lazo de compensación transitoria que permite controlar la estabilidad de la máquina y realimenta para que se modifique el comportamiento del control. Estas modificaciones pueden generar respuestas inestables ante las fluctuaciones de tensión.

Se modela la planta solar fotovoltaica (PV) con el ESS, con el modelo definido en el DigSilent como un generador estático con convertidor, el control es PI con tiempo de retraso del MPP tracking (Maximum Power Point tracking), que busca maximizar la entrega de potencia bajo todas las condiciones que se pueden presentar en el (Kanchev, Lu, Colas, Lazarov, & Francois, 2011; Palizban et al., 2014a). El convertidor ayuda a que la salida de los paneles solares sea en AC y se conecte a la microrred. Se requiere que mínimo el factor de potencia que manejen los convertidores e inversores de 0.95.

Desde la medida con tecnología AMI, se programa la desconexión de demanda y únicamente para los usuarios dispuestos a desconectarse, con la tecnología necesaria, se procede con la desconexión. Para el caso de estudio, se utilizan todos los recursos de demanda.

2.2.3 Escenarios de simulación

Se analizan los escenarios mostrados en la Tabla 2-8 con el fin de observar los comportamientos de la microrred tipo aislada ante la inclusión de DER, ESS y programas de participación de demanda, frente a variaciones de generación.

Tabla 2-8 Escenarios de análisis para las diferentes configuraciones de la microrred tipo aislada. Fuente: Diseño propio

N°	CASO	PCH	PV + ESS	Programas de gestión de demanda (DSM)
1	Base	X		
2	Base + DSM	X		X
3	Híbridos	X	X	
4	Completo	X	X	X

Estos escenarios y el comportamiento de los DER se i realizando la salida de 1 MW de generación (PCH) en $t=0$ s, con el fin de determinar la capacidad de respuesta y de prestación de los servicios complementarios para garantizar la continuidad y seguridad en el suministro. La tensión se mide en los nodos que permiten mantener el perfil de tensiones de toda la microrred, o nodos piloto, que se definieron a partir de las simulaciones realizadas. Los nodos piloto en los que se analiza la tensión están ubicados así:

- ✓ Donde se conecta el sistema PV+ESS, denominada como Principal.
- ✓ En el alimentador donde se conecta la planta A, en las cargas C1 y C2.
- ✓ En el alimentador donde se conecta la planta B, en las cargas C3 y C4.
- ✓ En el alimentador donde se conecta la planta C, en las cargas C5 y C6.

2.2.3.1 Caso base

La condición del caso base se muestra en el diagrama unifilar de la Figura 2-6. La condición normal de operación, en un análisis de flujo de carga se presenta en el Anexo B: Datos microrred aislada. Mostrando que en la operación normal de la microrred aislada no presenta inconvenientes y puede operar con los recursos de las PCH que están instaladas. Sin embargo, es importante conocer el comportamiento de la microrred ante variaciones de generación para analizar la prestación de los servicios complementarios con DER.

Ante la pérdida de 1 MW de generación, correspondiente al 50% de la generación necesaria en condiciones de operación normal en la microrred aislada, y que solamente cuenta con PCH, el comportamiento de la frecuencia y la tensión, con la implementación de los controles del gobernador y el AVR para la prestación del control de tensión y frecuencia:

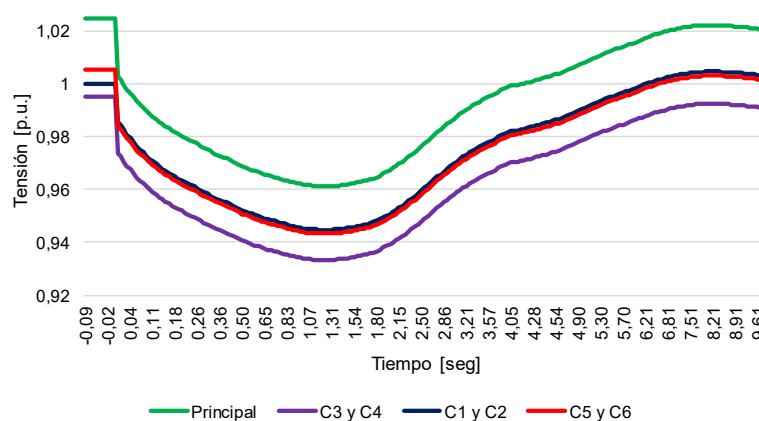


Figura 2-11. Respuesta de la tensión ante la pérdida de 1 MW de generación. Caso base.

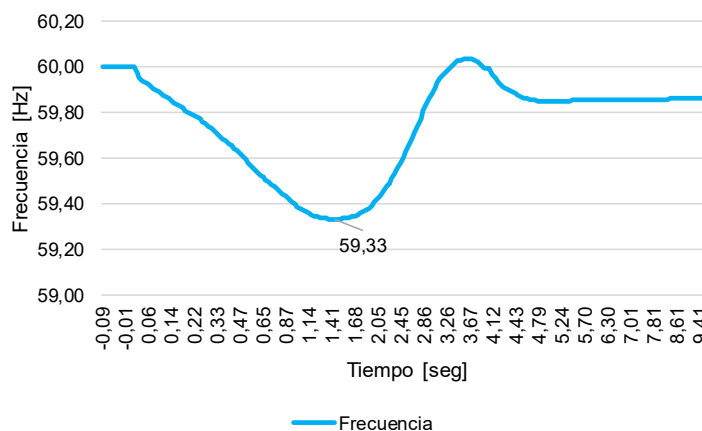


Figura 2-12. Respuesta de la frecuencia ante la pérdida de 1 MW de generación. Caso base.

La respuesta del AVR se observa en 1,31 s, manteniéndose la tensión dentro de los rangos de tensión definidos en la regulación (CREG, 1995). Sin embargo, el tiempo en el que se estabiliza la tensión está por encima de los 8 s, llevando a un colapso de tensión la microrred aislada. Mientras que, para la frecuencia, la respuesta no es la adecuada, puesto que a los 0,22 s pasó el umbral mínimo de la frecuencia definida en la regulación (actual), llegando a 59,33 Hz. La respuesta es lenta, frente a lo definido en los estándares y en la regulación, puesto que pasados 1,41 s no se ha recuperado la frecuencia. A los 5,76 s, la frecuencia se establece en 59,86 Hz. Este valor está definido dentro de los rangos operativos. Por la poca inercia que se presenta en las microrred aislada, en la Figura 2-12 se evidencia la importancia de contar con sistemas de gestión de los DER, la inclusión de controles en la DG y un sistema de comunicaciones y control, adecuados para un manejo integral de los DER en la microrred aislada.

2.2.3.2 Caso base + DSM

La condición del caso base que incluye DSM, según lo definido en 2.1.2.1. En las siguientes figuras se muestran los resultados en términos de tensión y frecuencia para la microrred aislada con PCH y DSM, según lo definido en la Tabla 2-2.

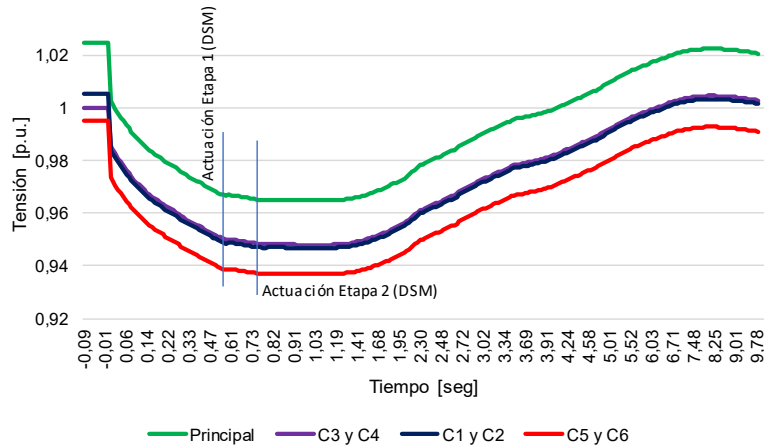


Figura 2-13. Respuesta de la tensión ante la pérdida de 1 MW de generación. Caso base+DSM.

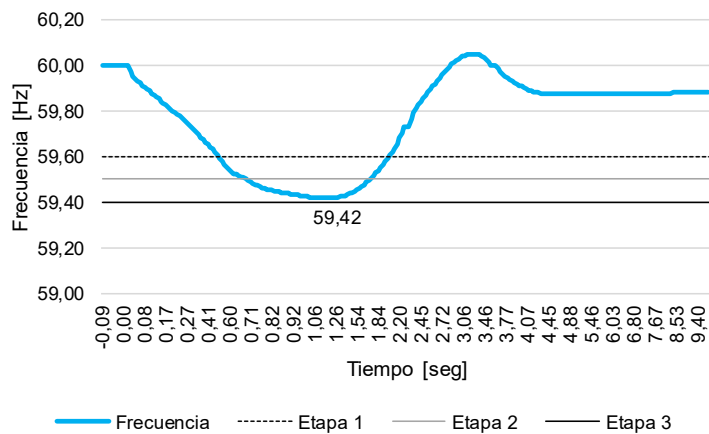


Figura 2-14. Respuesta de la frecuencia ante la pérdida de 1 MW de generación. Caso base+DSM.

En la Figura 2-13 y Figura 2-14 se observa el comportamiento con la inclusión de los DSM para la tensión y la frecuencia, respectivamente. La regulación de tensión se realiza aproximadamente a los 7 s, tiempo menor que el presentado en el caso base. Asimismo, se observa que la tensión mínima que se alcanza es 0,938 p.u., y este valor está dentro de los rangos permitidos.

El mayor beneficio se observa en el comportamiento de la frecuencia, alcanzando un valor mínimo

de 59.42 Hz, en el que se observa la actuación de la demanda (beneficios de contar con DSM) y reduciendo el tiempo de respuesta a 1.057 s, estableciéndose la frecuencia en 59.88 Hz (valor que cumple los rangos definidos en la regulación). Se observa que solamente se activan dos etapas del DSM cuando se tiene una pérdida de generación de 1 MW.

2.2.3.3 Híbridos

El escenario denominado híbrido tiene en cuenta la generación de las PCH y el sistema PV+ESS.

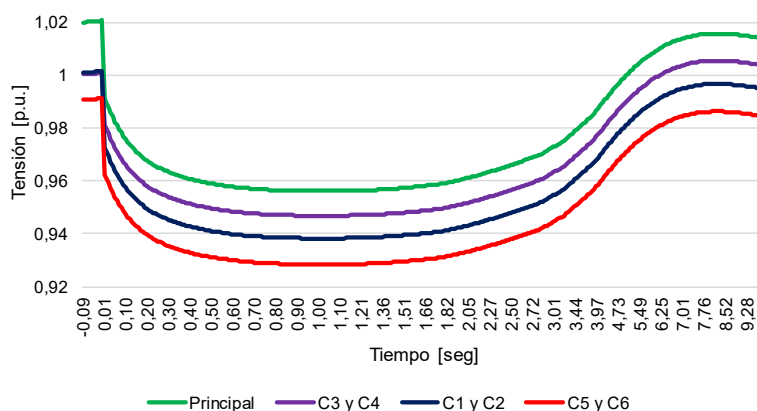


Figura 2-15. Respuesta de la tensión ante la pérdida de 1 MW de generación. Caso híbrido.

En la Figura 2-15 se observa el comportamiento de la tensión ante la presencia del sistema PV+ESS. Sin embargo, este comportamiento muestra que hacia los 7 s se recupera el valor de la tensión, teniendo una poca regulación de reactivos en este tipo de generación. Es importante considerar que el *droop* de tensión que se está implementando es del 2%, no obstante, el perfil de tensión se mantiene dentro de los rangos operativos definidos en la normatividad y que permiten una buena operación de las cargas.

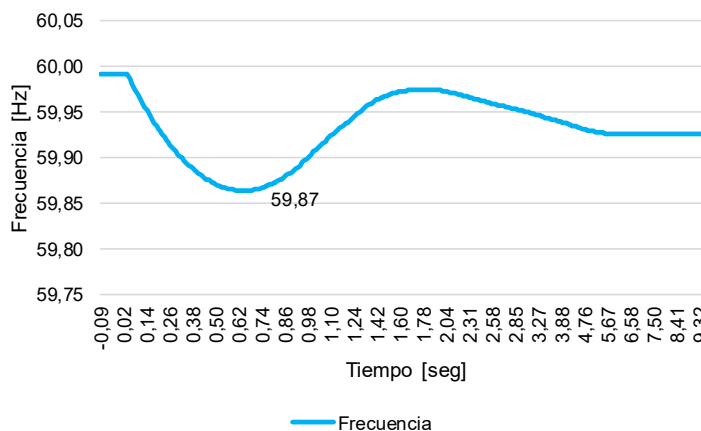


Figura 2-16. Respuesta de la frecuencia ante la pérdida de 1 MW de generación. Caso híbrido.

La frecuencia se muestra en la Figura 2-16, como en las simulaciones anteriores, la inclusión de PV+ESS tiene mayor influencia en el comportamiento de la frecuencia. El valor mínimo es 59.87 Hz a los 750 ms de ocurrido el evento. La velocidad de respuesta es mucho mejor que en los casos anteriores, y la frecuencia después de ocurrido el evento se estabiliza en 59.93 Hz.

2.2.3.4 Completo

Este escenario tiene en cuenta la integración de todos los DER, la DG (convencional y renovable), los ESS y los DSM. Se analiza el comportamiento de la microrred aislada con un evento de mayor desbalance que el analizado en los casos anteriores, con el fin de garantizar la operación segura, confiable y dentro de los rangos operativos definidos.

Se realiza la desconexión de una PCH de 1 MVA (B) y del sistema PV (solamente el generador PV) de 1 MVA para observar el comportamiento de la frecuencia y la tensión, dentro de un esquema de servicios complementarios.

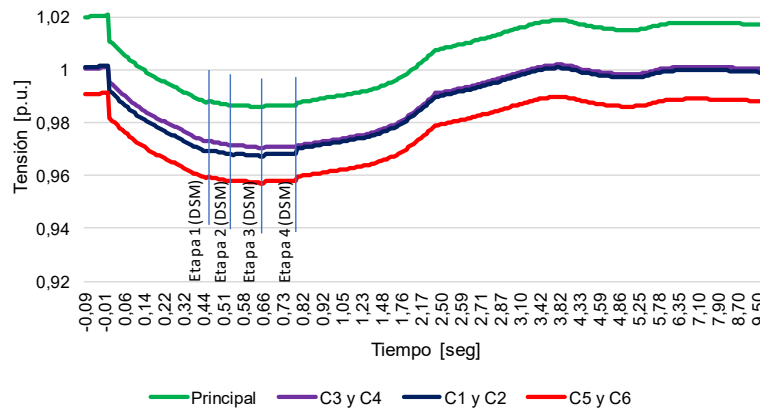


Figura 2-17. Respuesta de la tensión ante la desconexión de una PCH de 1 MVA (B) y del sistema PV (solamente el generador PV) de 1 MVA. Caso completo.

Se observa en la Figura 2-17 como la tensión se comporta con el evento. El valor mínimo de tensión es 0.96 p.u. que, con la actuación de la desconexión de carga, asociada a los DSM, se mantiene y recupera el valor de la tensión después de 1 s. La tensión se estabiliza a los 6 s, presentando un comportamiento mejor, comparado con los escenarios simulados anteriormente. Se observa que el rango inferior de tensión (0.9 p.u.) está por debajo, por lo que el comportamiento de los controles de la DG, ESS y la programación de los DSM es la adecuada para evitar que en la microrred aislada se presenten desconexiones por inestabilidad de tensión.

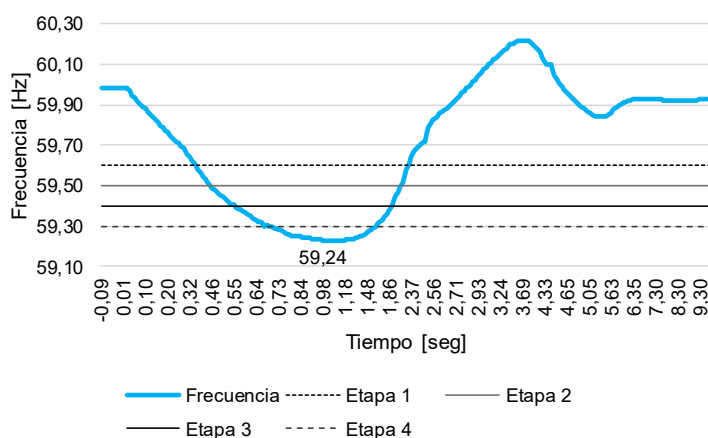


Figura 2-18. Respuesta de la frecuencia ante la desconexión de una PCH de 1 MVA (B) y del sistema PV (solamente el generador PV) de 1 MVA. Caso completo.

Este evento puede ser considerado como un evento grande, en términos de la frecuencia de la microrred aislada. La Figura 2-18 muestra que el valor de la frecuencia alcanzado es 59,24 Hz, pero con los controles de la DG, el ESS y las etapas de los DSM, permiten que se recupere en 1,2 s. En este escenario, se observa que con una gestión adecuada de los DER es posible mantener la frecuencia en el estado normal de operación y cuando se presentan eventos, es posible recuperar las variables en el menor tiempo posible.

2.2.3.5 Resumen escenarios

En esta sección se presenta un resumen de los escenarios presentados, en la que se comparan los resultados de cada uno, para definir el comportamiento técnico de la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia, a partir de DER en una microrred aislada.

Tabla 2-9 Efectividad de los DER para la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia en la microrred aislada. Fuente: Diseño propio

Efectividad para la prestación de AS	Base	PV + ESS	Demanda	Híbrido	Base + DSM	Completo
Control de tensión	++	++	+	+++	++	++++
Control de frecuencia	++	+++	+	++++	++	++++

++++ muy buena respuesta de control para mantener la continuidad del suministro en la microrred aislada, +++ buena respuesta de control para mantener la continuidad del suministro en la microrred aislada, ++ respuesta aceptable del control para mantener la continuidad del suministro en la microrred aislada, + hay respuesta del control para mantener la continuidad del suministro en la microrred aislada, sin embargo, debe complementarse con otros DER.

Se observa que cada uno de los DER y del control tiene un papel diferente en la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia. Adicionalmente, se muestra que con la combinación de ellos se garantiza el suministro a los usuarios de la microrred ante eventos de pérdida de generación.

Por su parte, los tiempos de respuesta son importantes para considerarlos puesto que al no contar con el respaldo de la red es más probable que se produzca una desconexión total. En la Tabla 2-10 se muestra que con la implementación de todos los DER en la microrred aislada, es posible reducir los tiempos de actuación y recuperar las variables, tanto frecuencia como tensión, en un menor tiempo.

Tabla 2-10 Tiempo de los DER para la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia en la microrred aislada. Fuente: Diseño propio

Tiempos [s]	Caso Base	Base + DSM	Híbrido	Completo
De respuesta				
Control de tensión	1,8	1,26	1,7	0,66
Control de frecuencia	1,5	1,28	0,71	1,41
De estabilización				
Control de tensión	7,51	7	7,5	4
Control de frecuencia	4,9	4,28	5,37	6,43

Con la implementación e integración de los DER en la microrred aislada, se observa que el tiempo de respuesta se puede reducir. Cabe destacar que la simulación del sistema completo (como se denominó el escenario con todos los DER instalados), no es comparable con los demás datos, puesto que el desbalance de carga es diferente.

Por tanto, se propone para la prestación de los servicios complementarios en una microrred aislada a partir de los DER:

- ✓ Rango de tensión: 0.92 p.u. y 1.08 p.u.
- ✓ La respuesta en frecuencia debe ser en el menor tiempo posible para evitar las desconexiones totales de la microrred aislada. Esta condición comienza a considerarse como nivel 2, a partir de un valor de la frecuencia de 59.8 Hz.
- ✓ Los DSM propuestos, están asociados a la limitación de la corriente para la carga y solo se utilizarán en momentos que sean necesarios.

Se puede concluir que las condiciones operativas y los rangos definidos para la implementación de los servicios complementarios en la microrred, son válidos y garantizan que la microrred opere con

las condiciones de seguridad esperadas.

A partir de las simulaciones mostradas, se propone que la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia en una microrred tipo aislada, esté diferenciada por el tipo de servicio que se prestará, como se muestra en la Tabla 2-11.

Tabla 2-11. Propuesta definición de roles para cada DER en la microrred aislada. Fuente: Diseño propio

Servicio complementario	DER	Técnico
Control de tensión	DG PV + ESS	Control de reactivos Reserva de potencia reactiva
Control de frecuencia	DG Demanda PV + ESS	Control de potencia activa y frecuencia Reducción y aumento en el consumo

2.3 Síntesis

En este capítulo se presentan las características técnicas más importantes que debe contener la operación por microrredes aislada. Los beneficios de la DG, ESS y la demanda como un actor fundamental para garantizar la sostenibilidad de la microrred e involucrarlo dentro de la dinámica de la operación, mediante la prestación de servicios de soporte técnico.

La finalidad de la integración de los DERs es combinar la potencialidad de cada uno de los recursos energéticos, agregando esos beneficios en un sistema robusto de telecomunicaciones y control, con el fin de garantizar una sostenibilidad en el suministro de la energía eléctrica a los usuarios conectados a la microrred y que la coordinación de los mismos pueda evitar desconexiones totales de la demanda. Con el monitoreo permanente de las variables de la microrred aislada, que definen las consignas de V y f para la operación de los DER, es posible implementar programas a la medida, que garanticen la interacción de todos los DER para mantener las variables del sistema dentro de los rangos definidos en la regulación y garantizar un suministro con continuidad y confiabilidad.

Para el control de frecuencia se propone la respuesta rápida para actuar ante los grandes desbalances de carga, para evitar la desconexión total de la microrred. Para el control de tensión, se redefinió el rango de operación, para mantener la estabilidad de tensión en la prestación de la microrred aislada y para evitar que se sobrecarguen las redes con reactivos. La respuesta en tensión es más lenta que la respuesta en frecuencia, sin embargo, en todos los escenarios

analizados, la tensión se mantiene dentro de los rangos definidos, aun en el caso de la pérdida de DG + ESS.

Se debe contar con una gestión integral de los DER conectados a la microrred aislada para que opere con seguridad, confiabilidad y sostenibilidad. La gestión energética debe realizarse de forma tal que considere la respuesta de cada uno de los DER, tanto operando separadamente como coordinados, considerando su disponibilidad para que presten los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia, ante los eventos que se puedan presentar (desbalances de generación y demanda).

A partir del caso de estudio, se propone que las ZNI sirvan como laboratorio con el fin de caracterizar la prestación de servicios de soporte a la microrred a partir de los DER. Sin embargo, la regulación debe definir la responsabilidad, participación e incentivos a cada uno de los agentes participantes en la prestación de servicios de soporte técnico a la microrred, para garantizar una sostenibilidad técnica y económica que incentive la prestación de los servicios complementarios.

Se definió la propuesta técnica para la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia por medio de los DER. Se observa la necesidad de reajustar los criterios definidos en la regulación actual colombiana para el control de tensión y frecuencia para la operación de una microrred aislada, con el fin de evitar desconexiones totales y teniendo en cuenta el aporte que cada DER puede tener en la prestación del control de tensión y de frecuencia.

3. MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS INTEGRANDO DER EN LA MICRORRED AISLADA

Por la naturaleza de las microrredes aisladas, la prestación del servicio en estas zonas se convierte en un reto para los agentes inversionistas. Una manera innovadora que se propone para analizar el mercado en una microrred aislada, y con el fin de despertar el interés en los inversionistas, los agentes y la comunidad, es por medio de un modelo de negocio, basado en el modelo Canvas.

En este capítulo se analizan los bloques que componen el modelo de negocio Canvas para los inversionistas de los DER, es decir, incentivos, tarifas, subsidios, costos asociados, entre otros, para que la operación de la microrred aislada sea sostenible económicamente, implementando esquemas para la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia como propuesta de valor.

3.1 Microrredes aisladas y los mercados de energía

La operación de las zonas aisladas, en las que este tipo de microrred son viables, están basadas en políticas de decisión dictadas desde el gobierno, para que se garantice la prestación del servicio con continuidad y confiabilidad. Las zonas en las que las microrredes tipo aisladas pueden operar, tienen consideraciones especiales que dificultan la proliferación y difusión, por estar aislada del sistema tradicional, la expansión y modernización son costosas, lo que implica retardos en la implementación (Bhattacharyya & Palit, 2016). La innovación tecnológica de los controles, la interoperabilidad o integración de los DER, la participación activa de la demanda y la automatización de la redes de distribución, tiene avances tanto para la generación como para el usuario final, en conjunto con el descenso de los costos de algunas tecnologías, por lo que es posible estructurar estrategias de mercado, traducidas en modelos de negocio que hacen factible la operación por microrredes aisladas (Alliance for Rural Electrification, 2011).

Las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica localizadas en las zonas aisladas, donde se conectará la microrred aislada, se pueden desarrollar en forma integrada. Se desarrollan las actividades de generación, distribución y comercialización por un mismo agente, propiedad de la comunidad y no se tiene oferta diversificada de agentes, porque no se cuenta con un Mercado de Energía Mayorista (Alliance for Rural Electrification, 2011). Por lo que el intercambio por medio de un mercado, como el que se conoce en el EPS no se puede implementar.

En la literatura se han realizado análisis de mercado para microrredes con generación renovable que utilizan la Tasa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Neto (VPN), incluyendo los impuestos y beneficios tributarios, así como modelos en los que realizan comparaciones con los costos de las microrredes que cuentan con energía convencional (diésel), adicionalmente se les cuantifican los beneficios medioambientales (Alliance for Rural Electrification, 2011; Chamoch & Bernad, 2016). Sin embargo, los beneficios por la prestación de servicios de soporte técnico o complementarios, que aseguren la operación sostenible y con continuidad, no están considerados en los análisis.

Se propone, para hacer sostenible económicamente la operación por microrredes aisladas, un modelo de negocio (Knuckles, 2016). En dicho modelo de negocio, se define la estructura básica del mercado, puesto que cada microrred aislada tiene unas características específicas, tales como los recursos energéticos, el potencial local, la demanda, para evaluar el efecto que tiene este modelo de negocio (Bhattacharyya & Palit, 2016). Asimismo, la remuneración de los servicios complementarios en una microrred aislada no tiene una estructura, por lo tanto, es importante encontrar alternativas para las características que afectan el entorno en que los servicios complementarios deben ser provistos en una microrred aislada (Bhattacharyya & Palit, 2016).

Implementando un modelo de negocio para la prestación del servicio con continuidad y seguridad en una microrred aislada, basado en una estrategia innovadora que permite analizar la conjugación de prestar valor agregado en un producto y que se traduzca en ingresos para los inversionistas y una sostenibilidad en la operación de la microrred aislada (Alliance for Rural Electrification, 2011;

Bhattacharyya, 2012b). Para la evaluación de mercado, se propone estructurar un modelo de negocio basado en el modelo Canvas, enfocado en mercados específicos y especializados, en el que los clientes presentan necesidades y problemas similares dentro del servicio que se está prestando, lo que propende por la sostenibilidad y permite la masificación de las microrredes aisladas (Osterwalder, Pigneur, Clark, & Smith, 2010).

3.2 Modelos de negocio

Los modelos de negocio definen los objetivos para los que está fundamentado prestar un servicio, como, por ejemplo, confiabilidad, rentabilidad, crecimiento social, impacto, entre otros. Estos modelos pueden ser aplicados a la innovación y tecnología, para definir estrategias de negocio, sostenibilidad ambiental, emprendimiento social, etc. (Massa, Tucci, & Afuah, 2016). La estrategia para el éxito de los modelos de negocio está fundamentada en servir como una interface entre lo que la tecnología puede desarrollar y lo que el mercado busca (Kavadias, Ladas, & Loch, 2016).

En la literatura existen modelos de negocio que se acomodan a los diferentes tipos de negocio, para el desarrollo de la tesis se escoge el modelo Canvas específicamente debido a que organiza el servicio que se quiere prestar con los recursos y las actividades clave para el valor que se quiere incluir en la prestación del servicio. Adicionalmente, se considera el valor de la propuesta, la relación con la demanda, los canales necesarios para prestar el servicio, la estructura de costos y los ingresos.

La difusión de los DER en microrredes aisladas a partir del modelo de negocio Canvas porque resuelve el problema de identificar quien o quienes son los usuarios, buscando una solución que esté comprometida con sus necesidades para entregarles satisfacción con valor agregado. Es un modelo autónomo que permite analizar todos los elementos y no es la suma total de todas las dimensiones (Knuckles, 2016).

Se asume que con el modelo de negocio se puede reconocer el concepto de sostenibilidad, como una contribución, puesto que considera todas las dimensiones que pueden surgir en la prestación de un servicio, lo que transforma las dificultades en oportunidades de negocio o de mercado (Massa et al., 2016). De aquí que se propone la implementación de la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia en una microrred aislada.

3.3 Modelo Canvas para la prestación de servicios complementarios en las microrredes aisladas por medio de los DER

La electrificación rural ha avanzado en términos de modelos de negocios (Alliance for Rural Electrification, 2011), para sustentar la solución técnica y financiera, teniendo en cuenta que las decisiones son basadas en el flujo de caja y en concientizar a la comunidad sobre la importancia de incluir estos programas de electrificación rural dentro de la comunidad, así como, demostrar que esta

solución puede ser atractiva en otros contextos y ampliar el mercado (Alliance for Rural Electrification, 2011; Chamoch & Bernad, 2016; Kavadias et al., 2016).

Para la definición de los modelos de negocios para electrificación rural con sistemas híbridos, uno de los factores más importante para determinar la sostenibilidad del proyecto es la definición de las tarifas. Entendiendo este segmento como el que mantendrá el balance comercial. Cabe anotar que el desarrollo de un modelo de negocio, depende de las características sociales, económicas, regulatorias y ambientales de la región (Alliance for Rural Electrification, 2011) (Meier, 2014).

Los modelos presentados en la literatura tienen un enfoque económico y regulatorio que debe considerar la operación de microrredes aisladas, en el que se propone la integración de las actividades de la demanda para el mayor aprovechamiento de la energía (Bhattacharyya & Palit, 2016; Knuckles, 2016). No obstante, se observa que carecen de fundamentos técnicos para garantizar una sostenibilidad técnica, como el soporte de servicios complementarios, de control de tensión y frecuencia, para integrarlos en el análisis de mercado y que exista factibilidad técnica y económica para la implementación de microrredes aisladas.

El modelo de negocios propuesto está basado en la prestación de servicios complementarios, de control de tensión y frecuencia, para garantizar la operación sostenible y segura de la microrred. Incluir modelos de negocios en un mercado existente es una manera de innovar en la prestación de un servicio, puesto que se definen estrategias y se cambia el concepto en el que se prestan dichos servicios. Es una manera de conocer el mercado actual y direccionarlo hacia una nueva estrategia en la que se prestan servicios con valor agregado (Osterwalder et al., 2010). Este modelo permite estructurar la prestación del servicio para satisfacer la necesidad de los usuarios (Chamoch & Bernad, 2016), complementada con la necesidad de mantener la sostenibilidad técnica y económica de la operación de la microrred aislada.

Inicialmente, se debe realizar la propuesta de valor en la que se describan los productos o servicios que crean valor o son diferenciadores de los servicios que se prestan para garantizar la continuidad en el servicio (Osterwalder et al., 2010). El objetivo principal del modelo que se propone es garantizar un suministro de electricidad seguro, confiable y sostenible, a partir de la prestación de servicios complementarios por medio de la inversión en DER. El diseño del modelo de negocio es innovador, debido a que este enfoque no se tiene dentro de las experiencias internacionales y permite un desarrollo social incluyendo temas técnicos para la prestación del servicio. Este fundamento contiene la propuesta de valor, que describe las características que se van a ofrecer mediante la implementación de microrred que presten servicios complementarios.

Para incluir DER en las microrredes aisladas es necesario considerar en el modelo de negocio, incentivos o ingresos a los inversionistas y que se motiven la inversión en tecnologías fundamentadas en la prestación confiable y segura en el suministro de energía. Por tanto, se propone incluir incentivos para la prestación de servicios complementarios, que en conjunto con un apoyo a la gestión de demanda puede estar asociado con la producción productiva de la zona (Bhattacharyya & Palit, 2016).

En la Ley 142 de 1994 (en Colombia), se estableció “Elaborar cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público, en el cual se determinen las inversiones públicas que deben realizarse y las privadas que deben estimularse” (Gobierno de Colombia, 1994), por lo que proponer una metodología para la difusión de la operación por microrredes aisladas que garantice la operación sostenible y mejorar la prestación del servicio en las ZNI en Colombia (Cobertura et al., 2016).

Adicionalmente, con la implementación de la Ley 1715 de 2014, se abrió una puerta para la implementación de soluciones con energías renovables con descuentos (Congreso de Colombia et al., 2014). Sin embargo, no es clara la sostenibilidad de la implementación de soluciones con energías renovables, especialmente en las zonas aisladas o no interconectadas, en las que la generación está más cerca a los centros de consumo.

La penetración de FRNC en países en vía de desarrollo requiere mecanismos sostenible financiera y técnicamente a largo plazo (Arango-Manrique et al., 2011). Para ello es necesario conocer las dimensiones para describir el modelo que se presentan en la Tabla 3-1:

Tabla 3-1. Dimensiones del modelo de negocio Fuente: Adaptado de (Alliance for Rural Electrification, 2011).

Dimensiones	
¿Quiénes son los agentes participantes?	Los agentes participantes están representados por los DER (DG, DSM, ESS)
¿Qué productos ofrece cada agente?	Fundamentado en los análisis técnicos, se define una política operativa para cada uno de los DER: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Control de tensión: DG, PV + ESS ✓ Control de frecuencia: DG, Demanda, PV + ESS
¿Cómo se logra la satisfacción de los agentes?	La satisfacción está basada en una sostenibilidad (retorno a la inversión), a partir de la definición de una política regulatoria que considera conceptos operativos y económicos.
¿De quién, cómo y cuándo se hace el dinero?	Esta dimensión está compuesta con incentivos, beneficios tributarios, tarifas que incluyen los DSM. Los ingresos vienen de diferentes entidades y se plantea la estructura de subsidios por disponibilidad y prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia.

La estructura general de los modelos Canvas se compone de nueve partes fundamentales (Osterwalder et al., 2010), en esta tesis se propone diseñar un modelo Canvas cuyo objetivo es la sostenibilidad de la operación de las microrredes aisladas mediante la prestación de servicios complementarios, como control de tensión y frecuencia. A continuación, se definen y describen cada uno de los nueve pasos:

3.3.1 Segmentos de mercado

Los segmentos del mercado determinan los grupos a los que se va a satisfacer una necesidad de forma eficiente y sostenible. Esta definición determina cuales son los segmentos específicos que sirven para entregar la propuesta de valor a los usuarios, permite definir los límites que entre los que se diseñará de manera específica los requerimientos (Osterwalder et al., 2010).

En una microrred aislada no se cuenta con un mercado por las características de los agentes que prestan el servicio. Sin embargo, con la prestación de servicios complementarios e incentivos para esta

forma de operar, la inversión en este tipo de tecnología será interesante para los inversionistas y las empresas que prestan el servicio en esas zonas.

3.3.2 Propuesta de valor

La propuesta de valor es la razón por la que los clientes prefieren un producto o servicio por encima de otro, soluciona un problema o satisface una necesidad del mercado con soluciones innovadoras (Osterwalder et al., 2010). La cobertura de la electrificación rural, o la de zonas aisladas, es uno de los problemas predominantes en electrificación a nivel mundial (International Energy Agency - IEA, 2011). La mayoría de los países se han centrado en aumentar la cobertura de acceso al suministro de energía eléctrica sin prestar especial atención a si las soluciones que se están implementando son sostenibles (Bhattacharyya, 2012a). En este sentido, la sostenibilidad técnica se refiere a la capacidad del sistema mantener un suministro confiable y eficiente, utilizando DER (Bhattacharyya, 2012a).

Tomando como base lo anterior y basado en las experiencias internacionales presentadas y el diagnóstico realizado de la operación del sistema eléctrico colombiano, se propone considerar las ZNI como un laboratorio en el que sería posible el análisis de los efectos de la integración de DER y de los requisitos para la operación por unidades de producción local. Esto posibilitaría en un futuro la prestación de servicios complementarios, como el control de tensión y frecuencia, al interior de las microrredes aisladas.

Para ello, es importante considerar que, en Colombia, como en muchos lugares del mundo, la electrificación de estas zonas aisladas se realiza predominantemente por medio de generación diésel y algunos pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Sin embargo, la alta dependencia en la generación diésel a pequeña escala impone importantes costos en la compra de combustibles, especialmente para los países importadores de petróleo, lo que conlleva a una elevación del costo general de producción y operación del sistema, reduciendo la viabilidad de negocios relacionados a la cadena de suministro de la electricidad, lo que a su vez se traduce en una necesidad en el aumento de subsidios por parte del gobierno (Bhattacharyya, 2012a).

Tomando como base los estudios técnicos, es importante desarrollar microrredes aisladas capaces de suministrar energía eléctrica confiable, sostenible y segura, que a su vez preste servicios de soporte a la operación conjunta de los DERs, involucra una serie de particularidades y desafíos que las diferencia de la operación convencional de las redes de distribución (IEEE, 2011). Entre estos desafíos se destaca el balance entre potencia generada en las plantas de DG y la potencia consumida por la demanda, pues cuando se opera el sistema de distribución activo en microrred aislada, este balance debe estar más ajustado que en las redes de distribución convencional (Detroja, 2016; Iravani & Mehrizi-Sani, 2010).

Esta respuesta está vinculada a la prestación de servicios complementarios para el control de tensión y de frecuencia, es decir, en la capacidad de contar con DER que puedan realizar aumentos o

disminuciones de P y Q , para recuperar la frecuencia y los perfiles de tensión a los rangos operativos definidos en la regulación (Gomez-Exposito et al., 2009), según se presentó en el Capítulo 2.

Con base en lo anterior, la Tabla 3-2 presenta una propuesta que al ser implementada en Colombia permitiría el posible aumento del impacto de los beneficios y la superación de algunos desafíos que presenta la operación por microrredes.

Tabla 3-2. Propuesta para que en Colombia se opere por microrred aislada Fuente: Diseño propio

Propuesta en Colombia para el aprovechamiento de los beneficios	Beneficio potencial
Regulación para la prestación de servicios complementarios con DERs (control de frecuencia y regulación de tensión en una microrred aislada). Basada en una política regulatoria que incentive la inversión.	Sostenibilidad técnica que permita ante cualquier evento seguir suministrando la energía a los usuarios. Basada en la modernización de la infraestructura de la red de distribución, comunicaciones y control.
	Sostenibilidad económica que garantice la inversión en infraestructura de la red de distribución activa como medición y control avanzada que permita visibilizar y comunicar los diferentes DERs con el operador de red.

La dimensión de la sostenibilidad técnica se relaciona con la confiabilidad y continuidad del suministro de la electricidad. En la operación sostenible de las microrredes con alta penetración de DER se presenta:

- ✓ Aplazamiento de las inversiones en expansión de las redes de distribución es más notorio (Federal Energy Regulatory Commission - FERC, 2006; Narimani, Nauert, Joo, & Crow, 2016), (Brooks, Lu, Reicher, Spirakis, & Wehl, 2010).
- ✓ Reducción de las pérdidas eléctricas debido a la instalación de DER dispersos en el sistema (Afkousi-Paqaleh, Abbaspour-Tehrani Fard, & Rashidinejad, 2010c; Iyer, Ray, & Ramakumar, 2005; Sioshansi, 2011).
- ✓ Aprovechamiento del potencial energético propio de cada región por medio de la conexión de DG proveniente de fuentes renovables cerca a los centros de consumo.
- ✓ Implementación de las propuestas relacionadas con el desarrollo de proyectos sostenibles permitiría la reducción de la energía no suministrada debida a desconexiones fortuitas, por medio de la implementación de servicios de control de frecuencia y de tensión como servicios complementarios.

No obstante, para lograr una sostenibilidad técnica en esta operación, la infraestructura de la red de distribución debe ser activa incluyendo tecnología de medición y control avanzada que permita visibilizar y comunicar los diferentes DERs con el operador de red (Bhattacharyya, 2012a; S. P. Chowdhury, Crossley, & Chowdhury, 2009; N. W. A. Lidula & Rajapakse, 2011; Sioshansi, 2011).

Para definir una política de decisión que incentive la prestación de servicios complementarios (control de tensión y frecuencia) en la operación de las microrredes aisladas, se presentan desafíos desde el

punto de vista técnico y económico, y, se hace necesario definir las responsabilidades y compromisos de cada uno de los agentes.

Desde el punto de vista técnico, se debe contar con una infraestructura tecnológica que incluya el control, las comunicaciones, las protecciones y los elementos propios de una red de distribución activa asociados a los DER instalados y que permita mantener el balance entre la generación y la demanda en la microrred aislada, con el fin de garantizar la prestación del servicio sostenible ante variaciones y disturbios en la microrred (Riesz & Macgill, 2013a) (N. W. A. Lidula & Rajapakse, 2011).

Económicamente, se espera que los agentes participen en la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia en una microrred aislada, impulsados por incentivos, subsidios, tarifas diferenciales y penalizaciones, dependiendo de la naturaleza de los DER, que garanticen la constante actualización y modernización de la infraestructura para la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, en la Tabla 3-3 se presenta una propuesta para definir los roles para cada uno de los DER conectados en la red microrred aislada, con el fin de diferenciar las responsabilidades, compromisos y desafíos de cada uno de los recursos que se interconectan.

Tabla 3-3. Propuesta definición de roles para cada DER en la microrred aislada. Fuente: Diseño propio

Servicio complementario	DER	Desafío	
		Técnico	Mercado
Control de tensión	DG PV + ESS	Control de reactivos Reserva de potencia reactiva	Incentivos Subsidios
Control de frecuencia	DG Demanda PV + ESS	Control de potencia activa y frecuencia Reducción y aumento en el consumo	

En caso de que se presenten grandes desbalances entre la generación y la demanda, que requieran la actuación del nivel 2 del control secundario de tensión y de frecuencia se propone que los aportes sean realizados desde los sistemas de almacenamiento o la variación en el consumo de la demanda, con el fin de balancear nuevamente la generación y la demanda.

Con los diferentes actores involucrados en la sostenibilidad técnica de la microrred aislada, se garantiza la operación segura y confiable, desde la prestación de servicios complementarios. La experiencia adquirida a partir de la implementación de las microrredes aisladas en las ZNI de Colombia se puede replicar en el SIN, con el fin de operar el sistema de manera flexible y permitirle al sistema de distribución prestar servicios complementarios al sistema de transmisión y aprovechar de manera indirecta los beneficios de la integración de nuevas tecnologías para que la operación del sistema sea flexible.

Para el modelo de negocio de la microrred aislada se clasifica la propuesta de valor como una necesidad percibida en la operación de las microrredes aisladas. Esta propuesta de valor es la implementación de las microrredes aisladas que operen de forma sostenible, mediante la prestación de servicios complementarios.

3.3.3 Canales

En este bloque se debe definir como prestar o entregar la propuesta de valor. Es la interface con los clientes o la forma como desde los clientes se perciben la prestación del servicio y están divididos entre canales directos e indirectos o propios y asociados (Osterwalder et al., 2010).

Para el modelo de negocio en la microrred aislada los canales están fundamentados en la infraestructura de la red de distribución activa que presta el servicio y en la tecnología necesaria para la prestación del servicio en términos de control, comunicaciones, protecciones y las líneas de distribución para que la microrred aislada opere como una microrred inteligente. En cuanto a los controles en las PCH, en el sistema PV + ESS y los medidores en la demanda se deben considerar como elementos asociados a los canales para la prestación de los servicios complementarios, que permiten el intercambio de información y el estado de las variables en la microrred aislada (ver Capítulo 2).

3.3.4 Relaciones con los clientes

Las relaciones con los clientes conllevan a redefinir y mantener actualizados el modelo de negocio. Esta dinámica permite adquirir y retener a los clientes o impulsar nuevos modelos de negocio a partir de la prestación de un servicio (Osterwalder et al., 2010).

En la microrred aislada se cuenta con DSM que permiten que la demanda participe ante las variaciones del recurso primario o ante oscilaciones o pérdidas de generación. Esto permite conocer constantemente el comportamiento y preferencias de la demanda, en este caso, la demanda debe estar disponible para desconectarse de la microrred aislada, dependiendo del desbalance entre generación y demanda.

De esta manera, la posibilidad de realizar cambios en los patrones de consumo permite programar desplazamientos y recortes de carga controlados que ayudarían a mantener el balance normal de potencia en el sistema, a la par que permitiría responder a emergencias que comprometan la conexión de los usuarios (U.S. Department of Energy, 2006).

En la operación de una microrred aislada se debe conocer los perfiles de demanda con el fin de dimensionar la DG conectada, y, la complejidad de la demanda en una microrred está definida debido a que una variación de demanda presenta un impacto en la demanda total de la microrred (Valencia López, 2016). Estos programas se remuneran dependiendo de la magnitud de la pérdida de generación para evitar una desconexión total en la microrred aislada.

3.3.4.1 Tarifas

Experiencias internacionales han presentado el modelo económico con o sin tarifa social, puesto que se debe considerar que las poblaciones de las regiones de las ZNI tienen acceso limitado al financiamiento (Chamoch & Bernad, 2016). La estrategia que se propone desde el punto de vista de la tarifa es la inclusión de los DSM, debido a la importancia de contar con demanda flexible para mantener la sostenibilidad técnica de la microrred aislada.

Actualmente, el mecanismo de subsidios con el cual se garantiza que los usuarios de las ZNI tengan las mismas tarifas de energía de cualquier usuario que se abastece del servicio de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN), lo anterior justificado en los altos costos en la generación de energía eléctrica (CREG, 2007). Las tarifas en aplicadas a estos proyectos deben considerar lo definido en el CONPES 3453 de 2006 al considerar las características propias de la ZNI, que permitan que sea rentable la operación por microrredes aisladas y que la rentabilidad sea coherente con los riesgos en la prestación de estos servicios (Consejo Nacional de Política Económica y Social, 2006).

Los DSM contribuyen a la seguridad y continuidad en el suministro por el aporte de los DER. Para que los índices de confiabilidad mejoren y así garanticen la seguridad en el suministro a la microrred aislada, se propone contar con DSM que permitan la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia, que permitan reducir la energía no suministrada (CREG, 2012). Se han “tropicalizado” los esquemas tradicionales para implementar un esquema sostenible denominado: Renewable Energy Premium Tariff (RPT) (Arango-Manrique et al., 2011).

Este esquema incluye a la demanda como un agente en la dinámica de la microrred aislada (Arango-Manrique et al., 2011). Este mecanismo está desarrollado alrededor de los DSM. La propuesta describe la inclusión de incentivos en la tarifa del usuario (Arango-Manrique et al., 2011). En la fórmula tarifaria se descuenta el bono por estar disponible para la prestación de los servicios complementarios, como se muestra en la ecuación (3-1).

$$\text{Nueva Tarifa} = \text{Tarifa ZNI} - (\text{Servicios complementarios}) \quad (3-1)$$

Donde “Nueva Tarifa” corresponde al pago por la electricidad. Esta tarifa se toma de la resolución CREG 091 de 2007 (CREG, 2007), definida por la ecuación (3-2)

$$\text{Tarifa ZNI} = \frac{G_m}{1-p} + D_{mn} + C_m \quad (3-2)$$

Donde G_m :carga máximo por capacidad disponible

P : pérdidas en el sistema

D_{mn} : cargo por uso del sistema de distribución

C_m :es el cargo por comercialización.

Servicios complementarios: descuentos que la microrred aislada tiene asociados al DS.

En la Tabla 3-4, se muestra la tarifa existente en las ZNI colombianas para marzo de 2007, tomadas de (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017) y se le realizó la proyección a 2017 teniendo en cuenta el IPC de cada año. Asimismo, los subsidios del Estado destinados para la

prestación del servicio en las ZNI definidos en el CONPES 3453 de 2006 son de \$USD 13 mensuales (Conpes, 2006)

Tabla 3-4. Tarifa promedio mensual para consumo mayor a 194 kWh. Adaptado de (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017)-

Municipio	Tarifa promedio mensual para consumo mayor a 194 kWh (\$USD)										
	2007*	2008**	2009**	2010**	2011**	2012**	2013**	2014**	2015**	2016**	2017**
Amazonas	0,148	0,159	0,162	0,168	0,174	0,178	0,181	0,188	0,201	0,212	0,222
Antioquia	0,145	0,156	0,159	0,164	0,170	0,174	0,178	0,184	0,197	0,208	0,218
Atlántico	0,097	0,104	0,106	0,110	0,114	0,116	0,119	0,123	0,131	0,139	0,145
Caquetá	0,143	0,154	0,158	0,163	0,169	0,173	0,176	0,182	0,195	0,206	0,216
Casanare	0,111	0,119	0,121	0,125	0,130	0,133	0,136	0,141	0,150	0,159	0,166
Cauca	0,183	0,197	0,201	0,207	0,215	0,220	0,224	0,233	0,248	0,263	0,275
Chocó	0,531	0,572	0,583	0,602	0,624	0,639	0,652	0,675	0,721	0,763	0,798
Guainia	0,112	0,120	0,123	0,127	0,131	0,134	0,137	0,142	0,152	0,160	0,168
Guaviare	0,363	0,391	0,399	0,411	0,427	0,437	0,445	0,462	0,493	0,521	0,546
Meta	0,178	0,192	0,196	0,202	0,210	0,215	0,219	0,227	0,242	0,256	0,268
Nariño	0,132	0,142	0,145	0,149	0,155	0,158	0,162	0,167	0,179	0,189	0,198
Putumayo	0,054	0,058	0,059	0,061	0,064	0,065	0,066	0,069	0,073	0,078	0,081
San Andrés y Providencia	0,097	0,104	0,106	0,110	0,114	0,116	0,119	0,123	0,131	0,139	0,145
Valle del Cauca	0,167	0,179	0,183	0,189	0,196	0,200	0,204	0,212	0,226	0,239	0,250
Vichada	0,116	0,125	0,128	0,132	0,137	0,140	0,143	0,148	0,158	0,167	0,175

* Valor tomado de (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017).

** Valores proyectados a 2017 según el IPC real para cada año

El incentivo por la disponibilidad para la prestación del servicio complementario permite mantener la demanda con los elementos requeridos para que, en el momento de requerirse, se realice la desconexión, a partir de recursos del Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas (FAZNI).

3.3.5 Fuentes de ingreso

Para garantizar una sostenibilidad económica en la operación por microrredes aisladas, mediante la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia, es necesario definir las fuentes de ingreso, teniendo en cuenta la propuesta de valor (Osterwalder et al., 2010).

Esta sección está dividida en dos, en primer lugar, se definirán los beneficios tributarios definidos en la ley, los incentivos que puede obtener por la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia y los ingresos por comercialización según lo definido en el documento CREG (UPME & BID, 2015). En conjunto la fuente de ingresos está compuesta por incentivos, como la prestación de servicios complementarios, en conjunto con un apoyo a la gestión de demanda puede estar asociado con la sostenibilidad técnica y económica de la microrred (Bhattacharyya & Palit, 2016).

3.3.5.1 Ingresos por beneficios dispuestos en las leyes e incentivos técnicos

Por las características de las ZNI, donde se propone implementar las microrredes, la intervención del Estado es necesaria para asegurar la expansión de la cobertura de red (o “universalización” del acceso) y hacer que la inversión sea rentable para los inversionistas y los agentes. Esta intervención se puede realizar a través de una legislación o mediante incentivos a la inversión por prestar servicios complementarios, control de tensión y frecuencia, para garantizar la sostenibilidad técnica de la microrred aislada (Chamoch & Bernad, 2016).

Beneficios dispuestos en las leyes

A partir de la expedición de la Ley 1715 en 2014, se fomenta el uso de estas iniciativas especialmente en ZNI, en proceso de reglamentación, buscando principalmente sustituir de forma progresiva la generación con combustible que tiene como objetivos reducir los costos en la prestación del servicio y las emisiones contaminantes (Congreso de Colombia et al., 2014).

Con la Ley 1715 de 2014 y el decreto del Ministerio de Minas y Energía MME 1623 de 2015 y 1513 de 2016 se definen los lineamientos de política para la universalización del servicio de energía eléctrica y la utilización de los fondos de apoyo financiero. Con este Decreto se presenta un cambio en la política, para favorecer la ampliación de la cobertura mediante soluciones aisladas centralizadas o individuales y microrred (Cobertura et al., 2016). Los Fondos de apoyo financiero, a los cuales se puede recurrir son: el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas (FAZNI), el Fondo de Energías No Convencionales, el Sistema general de Regalías (SGR) y la Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) (Cobertura et al., 2016).

El Sistema General de Regalías coordina y determina entre las Entidades Territoriales y el gobierno nacional, la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, el uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios (Cobertura et al., 2016).

En la Tabla 3-5 se presenta el valor asignado a proyectos que contribuyeron en el aumento de la cobertura en el periodo 2013-2015.

Tabla 3-5. Valor asignado para la ampliación de la cobertura FAZNI. Fuente: (Cobertura et al., 2016)

VALOR ASIGNADO PARA LA AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA (Valores constantes 2015) en \$USD								
COBERTURA	2013		2014		2015		TOTAL	
	Monto	Beneficiados	Monto	Beneficiados	Monto	Beneficiados	Monto	Beneficiados
FAZNI	\$ 9.252.356	2327	\$ 18.154.625	5968	\$ 17.522.164	2935	\$ 44.929.145	11230

FAZNI: Se contabiliza el monto de los proyectos de cobertura, se excluyen los de confiabilidad, generación, mejoramiento y repotenciación.

La información de ingresos para cobertura por tipo de tecnología permite considerar el valor asignado para tecnologías con fuentes renovables. Por tanto, para la tecnología solar, se asignaron en total \$USD 5.952.880 (valor constante 2015) para ampliar la cobertura en generación solar, como se muestra en la siguiente tabla (Cobertura et al., 2016):

Tabla 3-6. Valor asignado para la cobertura en generación solar - FAZNI. Fuente: (Cobertura et al., 2016)

VALOR ASIGNADO PARA LA AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA (Valores constantes 2015) en \$USD								
FAZNI	2013		2014		2015		TOTAL	
	Valor	Beneficiados	Valor	Beneficiados	Valor	Beneficiados	Valor	Beneficiados
Solar	\$ 281.326	27	\$ 2.435.602	579	\$ 3.235.951	562	\$ 5.952.880	1168

Se espera una proyección en los ingresos del FAZNI para la cobertura en la generación solar, hasta el 2021 (fecha en la que se espera desmontar esta asignación), se muestra en la Tabla 3-7. Asimismo, en la Figura 3-1 se muestra el porcentaje de asignación para cada departamento, teniendo en cuenta los proyectos definidos para cada una de las regiones.

Tabla 3-7. Proyección del valor asignado para la cobertura en generación solar - FAZNI. Fuente: (Cobertura et al., 2016)

FAZNI	
AÑO	PROYECCIÓN INGRESOS (\$USD)
2016	\$ 43.663.448
2017	\$ 44.982.084
2018	\$ 46.340.543
2019	\$ 47.740.028
2020	\$ 49.181.777
2021	\$ 50.667.066
Acumulado	\$ 282.574.946

INVERSIÓN FAZNI POR DEPARTAMENTO

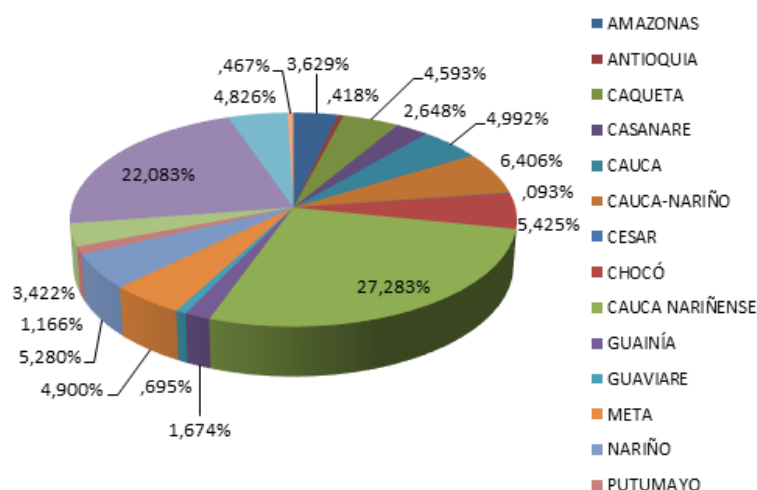


Figura 3-1. Inversión FAZNI por departamento. Fuente: IPSE (IPSE, 2015).

A partir de esta proyección se pueden determinar los ingresos por beneficios de fondos definidos en la ley para la implementación de soluciones sostenibles que permitan ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica, que combinados con el FENOGUE, incrementan los ingresos a partir de programas de gobierno destinados a financiar proyectos a partir de recursos de la Nación (UPME & BID, 2015).

En los artículos 11 a 14 de la Ley 1715 (Congreso de Colombia et al., 2014) se define la disposición de cuatro incentivos fiscales explícitos. Del artículo 15 a 23 se propone definir apoyos generales para los proyectos que consideren FRNC.

Hay que considerar dentro de los ingresos, el beneficio que se recibe por la tarifa del usuario, que corresponde a \$USD 170 anuales (Conpes, 2006)

Beneficios por incentivos técnicos:

Actualmente, las ZNI tienen subsidios para que el combustible fósil con el que se alimentan las ZNI pueda ser rentable para la operación (Gobierno de Colombia, 1994), sin embargo, el combustible que se consigue con este subsidio el suministro de electricidad es de alrededor de 150 horas al mes (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017). Se propone cambiar el incentivo que se entrega por combustible para ser utilizado para compensar la disponibilidad de los DER para la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia.

Durante los últimos tres meses de 2017, el subsidio de combustible se muestra en la Figura 3-2 para algunas ZNI de Colombia (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017). Sin embargo, el valor que se analizará corresponderá a la mitad del subsidio más bajo (\$USD 200), debido a que se espera que estos subsidios en el largo plazo se puedan desmontar.

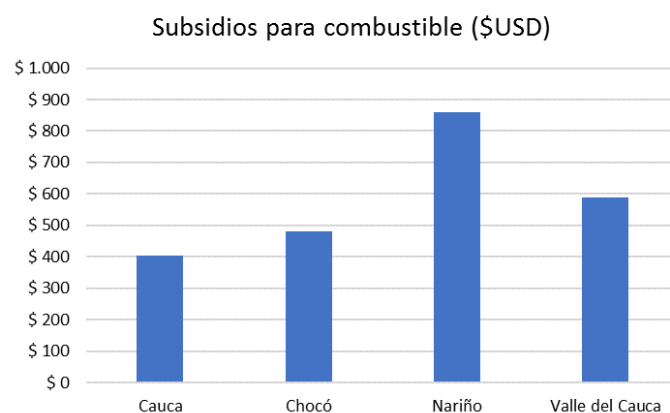


Figura 3-2. Promedio subsidio para combustible ZNI en \$USD. Adaptado de (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017)

3.3.6 Recursos claves

Este bloque describe cuáles son los activos requeridos para hacer funcionar el modelo de negocio, es necesario que se definan los recursos que le permiten crear y ofertar la propuesta de valor. Los recursos claves pueden ser físicos, financieros, intelectuales o humanos (Osterwalder et al., 2010).

Los recursos claves necesarios para la operación de la microrred aislada están clasificados como la infraestructura de automatización y control para la prestación de servicios complementarios. A su vez,

es necesaria una infraestructura de comunicaciones que permita la interoperabilidad (N. W. a. Lidula & Rajapakse, 2014) de los DER en la prestación de los servicios complementarios.

3.3.7 Actividades claves

Estas actividades contienen lo que se debe realizar para que el modelo de negocio tenga éxito. Al igual que los recursos claves, están relacionadas con el diseño de la propuesta de valor y son necesarias para mantener las relaciones con los clientes y generar ingresos (Osterwalder et al., 2010). Las actividades clave para la prestación del control de tensión y control de frecuencia como servicios complementarios implican considerar lo que se presenta en la Tabla 3-8.

Tabla 3-8. Actividades claves definidas para el modelo Canvas. Fuente: Diseño propio

Actividad clave	DG	PV + ESS	Demanda
Control de reactivos	X	X	
Reserva de potencia reactiva	X	X	
Control de potencia activa y frecuencia	X	X	X

Cada una de las actividades que pueden prestar los DER en la operación sostenible de la microrred aislada, se derivan del análisis técnico (mostrado en el Capítulo 3), en el que se presenta la conveniencia de que cada uno de los DER esté participando en la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia.

3.3.8 Socios claves

Las sociedades constituyen la piedra angular en el éxito de los modelos de negocios, puesto que permiten optimizar los recursos, reducir los riesgos y adquirir (Chamoch & Bernad, 2016; Osterwalder et al., 2010). En la operación de la microrred aislada, se deben considerar como socios a la comunidad, mediante alianzas estratégicas y a la regulación. Definiendo quienes pueden participar en la inversión y cuáles son los beneficios. Para que la comunidad participe dentro del modelo Canvas como un socio clave, se realizan análisis estadísticos y descriptivos que definen las necesidades más cercanas de la comunidad y permitan atraer su participación (Melo & Barco, 2016). Mediante experiencias internacionales, se observó que las condiciones sociales de las comunidades no permiten que la dinámica del mercado sea igual a la del mercado desregulado.

3.3.9 Estructura de Costos

Esta sección del modelo Canvas considera y describe todos los costos incurridos para cumplir con la propuesta de valor (Osterwalder et al., 2010). Para la realización de un análisis de mercado, es necesario considerar los costos anuales recurrentes, los costos de reposición de los equipos, los OPEX y los CAPEX, tarifas de los beneficiarios. Asimismo, se deben analizar los beneficios definidos desde

la regulación y las ventajas económicas que se presentan al implementar este tipo de tecnologías, como financiación internacional (Chamoch & Bernad, 2016).

La operación por microrred aislada, y la integración de los DER al sistema de distribución requiere una inversión inicial alta, así como un mantenimiento adecuado, con el fin de que la microrred aislada pueda prestar servicios complementarios y garantizar una sostenibilidad (Meier, 2014).

CAPEX

Las curvas de aprendizaje muestran la evolución de los costos de inversión de una tecnología y cómo se reducen a través de la acumulación de conocimiento y experiencias relacionadas con la Investigación y Desarrollo (I+D), la producción e implementación (Arango-Manrique et al., 2011). Los costos asociados a la microrred aislada tienden a reducirse debido a las nuevas tecnologías, programas de gestión de activos y mantenimientos programados. La inversión está relacionado con la rentabilidad de la planta y la relación de ingresos por soporte de la operación de la microrred aislada (Arango-Manrique et al., 2011).

Los costos que se analizan en el modelo Canvas para la operación sostenible de la microrred aislada son los CAPEX asociados a los costos de inversión asociados a la infraestructura necesaria para que la microrred aislada opere, conjugada con la metodología de la CREG del costo medio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés) (Arango-Manrique et al., 2011). El comportamiento del CAPEX está basado en las curvas de aprendizaje, es decir que los costos se reducen en el tiempo a través del aprendizaje, la difusión de las tecnologías y de la operación por microrredes aisladas que incluyen los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia.

La fórmula para el cálculo de los CAPEX contiene esa tasa de aprendizaje para las tecnologías que se instalarán en la microrred aislada.

$$CAPEX = \frac{\text{Costos de capital}}{(1+\text{Tasa de aprendizaje})} \quad (3-3)$$

Los valores considerados para la *Tasa de aprendizaje* con los que se analiza el modelo de negocio, son tomados de (Rubin, Azevedo, Jaramillo, & Yeh, 2015) y están asociados a la tecnología de generación que se instalará en la microrred aislada, y se muestran en la Tabla 3-9.

Tabla 3-9. Tasa de aprendizaje por tecnología. Fuente: (Rubin et al., 2015)

Tecnología	Tasa de aprendizaje
Solar	23%
Hidroeléctrica	1,40%

OPEX

Los OPEX son los costos anuales recurrentes y están conformados por los gastos de Operación y Mantenimientos (O&M). Adicionalmente, se deben considerar los costos asociados a la vida útil de los

equipos. Tradicionalmente, los costos de operación y mantenimiento en las soluciones para microrredes aisladas son más altos que para las microrredes conectadas al EPS. Estos costos deben reflejar el costo por la prestación del servicio (Chamoch & Bernad, 2016). En la Tabla 3-10 se discriminan los costos utilizados en la solución para el departamento del Chocó.

Tabla 3-10. Resumen de Costos. Fuente: (Grisales-Lezama, 2017)

Componente	Capital	O&M
Módulos solares PV	495,3	118,1
Generador A	49,5	235,2
Generador B	39,6	213,0
Generador C	49,5	19,4
Batería	18,1	12,0
Inversor	87,5	11,8
Total Sistema	739,6	609,4

3.4 Resumen del modelo Canvas propuesto

El modelo CANVAS establece un marco conceptual con elementos para realizar una prestación del servicio de electricidad con seguridad y continuidad, con un valor agregado que es la prestación de servicios de soporte en una microrred tipo aislada. En la Figura 3-3 que se presenta la síntesis del modelo de negocio Canvas y las relaciones entre los nueve bloques.

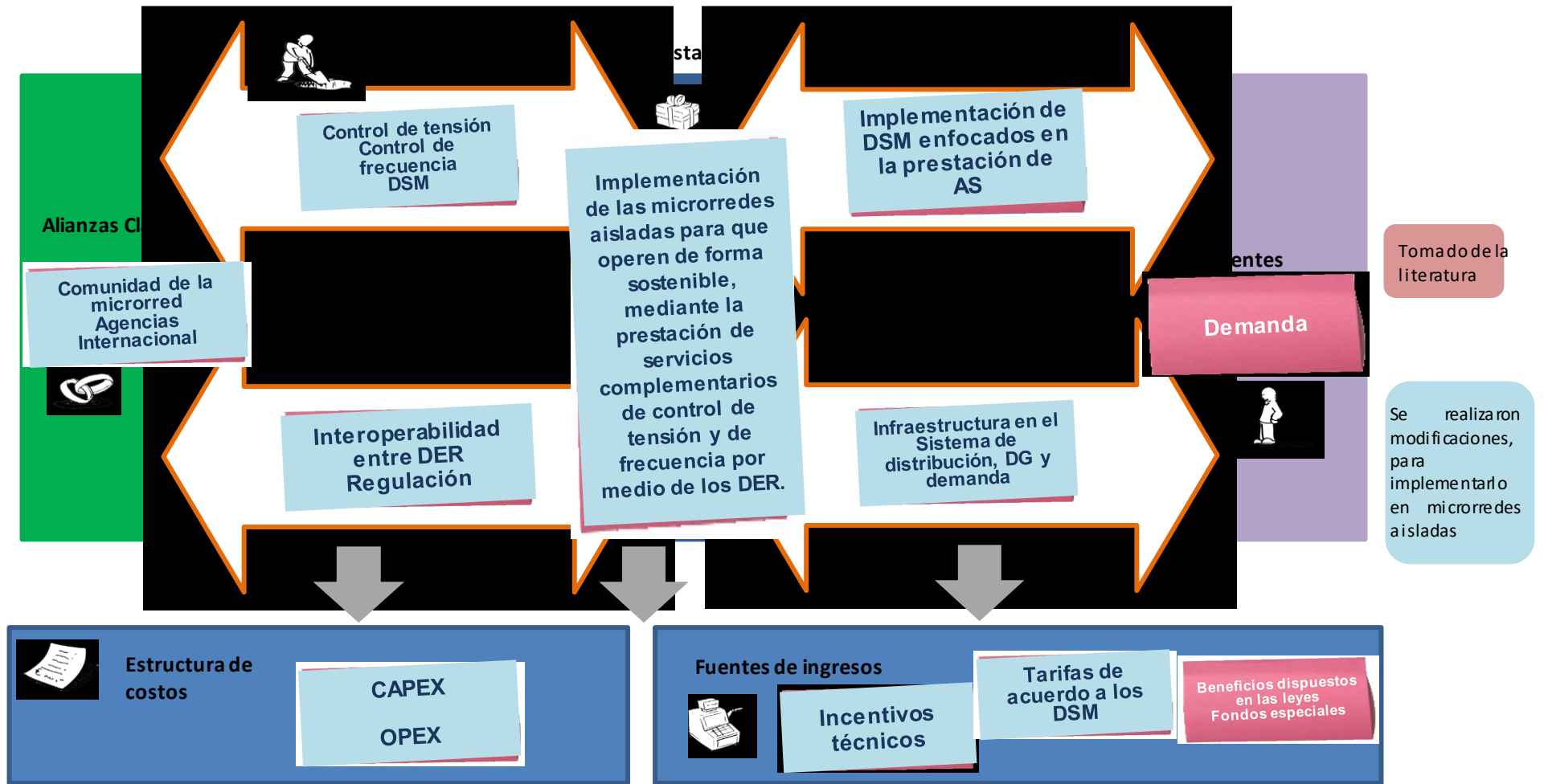


Figura 3-3. Modelo Canvas para la prestación de los servicios complementarios en las microrredes aisladas por medio de DER. Fuente: Diseño propio

3.5 Síntesis

El mercado en las microrredes aisladas tiene un comportamiento diferente al sistema desregulado tradicional. Para la implementación de microrredes aisladas es necesario definir un modelo de negocio que permita proveer valor agregado para los inversionistas (incentivos para invertir en un sistema integrado verticalmente). En este caso, se propone que el valor agregado sea garantizar la continuidad y sostenibilidad del servicio a partir de la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia mediante la integración de los DER en una microrred aislada.

El modelo Canvas está compuesto en nueve requerimientos necesarios para definir el éxito de la prestación del servicio y garantizar un retorno a la inversión. Estos requerimientos se definieron teniendo en cuenta las condiciones actuales de la regulación colombiana y los beneficios a los que se puede acceder por considerarse la inclusión de fuentes de energía renovable no convencional.

Puesto que en la operación de las microrredes aisladas, por su condición geográfica, económica y operativa, la interacción se realiza directamente entre los usuarios y el agente que presta el servicio y no existe un mercado desregulado, una posible solución es la definición de un modelo de negocio, basado en el modelo Canvas en el que es posible darle un valor agregado a un servicio (continuidad del suministro) por medio de la inclusión de servicios de soporte técnico, como el control de tensión y el control de frecuencia. Adicionalmente, al considerar las fuentes de ingreso asociadas a las tarifas que incluyen los DSM, la estructura de costos (información real de las ZNI en Colombia), los recursos clave, los canales asociados a la integración de los DER y el control necesario para la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia permite contar con elementos innovadores para incentivar la inversión en la operación por microrredes aisladas.

4. SOSTENIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA EN LA OPERACIÓN DE LA MICRORRED AISLADA

Surge la necesidad, con una mirada holística, de verificar la integración de los DER conectados cerca a los centros de consumo, junto con la modernización y automatización de las redes de distribución en la prestación de servicios complementarios para asegurar la sostenibilidad en conjunto con el modelo de negocio Canvas y la propuesta de valor. El modelo fue fundamentado en los modelos de gestión usando Dinámica de Sistemas (SD) para comparar diferentes alternativas, teniendo en cuenta la teoría del modelo de difusión para comparar el impacto en el crecimiento de los DER frente a la implementación de incentivos técnicos, en este caso para conjugar la sostenibilidad técnica con la económica.

Este capítulo combina los aspectos técnicos con la evaluación de mercado presentada en los capítulos anteriores con el fin de dar señales regulatorias para la definición de las reglas de operación y mercado en la microrred tipo aislada, basadas en los requerimientos técnicos y económicos, para que sean claras y fundamentadas en simulaciones que eviten ambigüedades que reduzcan los riesgos de todos los agentes participantes. Este capítulo muestra la importancia de contar con una planeación con requerimientos básicos para garantizar la sostenibilidad en la prestación del servicio.

4.1 Sostenibilidad técnica y económica en la operación de la microrred aislada: Dinámica de sistemas

La combinación de los aspectos técnicos y económicos o de mercado en una microrred aislada es recomendable que se realice con una mirada holística. Se propone a partir de la dinámica de sistemas (SD) evaluar el modelo Canvas propuesto para analizar la sostenibilidad de la operación técnica y económica de la microrred aislada.

4.1.1 ZNI como laboratorio en Colombia

El modelo conjunto de aspectos técnicos y económicos se analiza y valida bajo las condiciones que se presentan en Colombia, esperando que sean las ZNI el laboratorio natural para definir requerimientos básicos que sea aplicables a la operación por microrredes aisladas.

Las zonas aisladas en Colombia se agrupan regulatoriamente con el nombre de ZNI y tienen como característica fundamental ser poblaciones que están alejadas de los centros que concentran la mayor población y estar ubicadas en lugares que presentan limitaciones en materia de red vial (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, 2014a).

Estas zonas se componen de 1.448 localidades ubicadas en regiones con presencia de selva tropical, zonas desérticas y sierras nevadas. Es decir, la mayor parte de las áreas ambientales nacionales protegidas terrestres y 26 parques nacionales están presentes en los departamentos que conforman las ZNI (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, 2014a). En la Figura 4-1 se presentan las ZNI en Colombia.

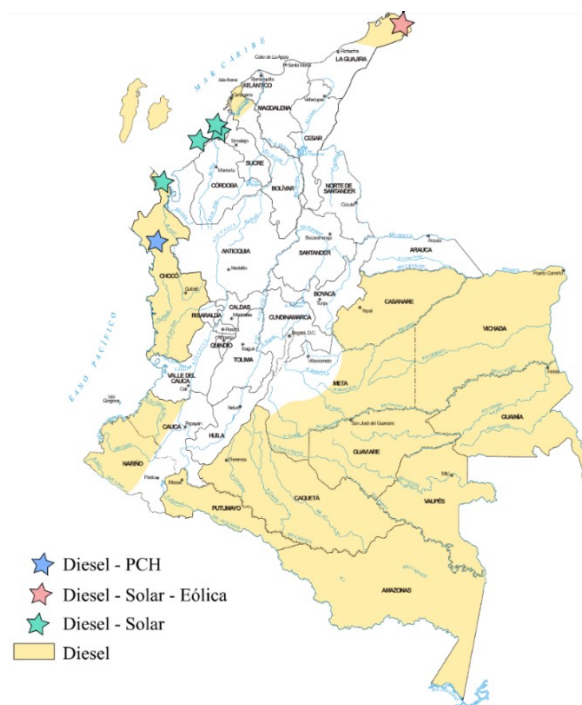


Figura 4-1 Fuentes energéticas usadas para la generación en las ZNI. Fuente: Adaptado de (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, 2016)

De las 1.448 localidades que hacen parte el ZNI la mayoría utilizan solamente diésel, y solo en cinco localidades se están ejecutando algunos proyectos de integración de energías renovables conjunto a unidades de producción diésel para el suministro eléctrico en pequeñas comunidades, la capacidad instalada de estos proyectos es detallada en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1 Proyectos de integración de energías renovables en Colombia. Fuente: (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, 2016)

Proyecto	Departamento	Capacidad (kVA)		
		Diésel	Solar	Eólica
Isla Fuerte	Bolívar	300	175	0
Isla Múcura	Bolívar	116	30	0
Nazareth*	Guajira	364	320	200
Santa Cruz del Islote	Bolívar	116	67	0
Titumate	Chocó	124	105	0

*La componente eólica del proyecto se encuentra fuera de funcionamiento debido a fallas técnicas en la instalación de los aerogeneradores (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas - IPSE, 2012).

Estos nuevos proyectos híbridos presentan desafíos relacionados con la coordinación de la generación proveniente de diferentes recursos, la continuidad del suministro y la interacción de la participación de la demanda y la variabilidad de la DG proveniente de energías renovables.

La poca diversidad en el uso de combustibles de origen fósil como es el diésel o ACPM incrementa los costos de generación. Debido a esto, el Gobierno Nacional por medio del artículo 62 de la Ley

812 de 2003 y el Ministerio de Minas y Energía, permiten que los subsidios destinados a los usuarios ubicados en las ZNI sean utilizados para cubrir los costos del combustible requerido por las plantas de generación de energía eléctrica en estas zonas (Ministerio de Minas y Energía, 2004).

Teniendo en cuenta lo anterior, es evidente que la prestación del servicio de la electricidad en las ZNI se realiza de manera distinta al modo de operación del SIN, debido a que no se cuenta con una oferta diversificada de agentes y a que la operación de los sistemas de distribución se realiza bajo unas reglas de operación exclusivas para estas zonas. Esto implica que en las ZNI las empresas prestadoras del servicio pueden desarrollar en forma integrada, las actividades de generación, distribución y comercialización (CREG, 2007).

4.2 Modelo en dinámica de sistemas

En esta sección se desarrolla el modelo en dinámica de sistemas (SD), enmarcado en la teoría de difusión para motivar la inversión a partir de incentivos. Dichos incentivos están fundamentados en los beneficios técnicos que se presentan en la prestación de servicios complementarios de control de tensión y de frecuencia.

Dentro de los modelos de SD, existe el modelo de difusión de Bass que permite evaluar la difusión de nuevas tecnologías o innovaciones, similar a lo que se evaluará en este trabajo. El comportamiento del modelo de difusión se puede implementar en las microrredes aisladas puesto que es el más utilizado para analizar el crecimiento de nuevos productos, estrategias, manejo de tecnología, entre otros, puesto que la adopción y concientización, efecto de los beneficios comprobados que presta, permite que el sistema influya en la dinámica y se difunda esta operación (Sterman, 2000).

El comportamiento del modelo de difusión, como muestra la Figura 4-2, muestra el crecimiento de incluir y atraer nuevos agentes (tasa de adopción) o nuevas tecnologías. A través del tiempo, el comportamiento se estabiliza, por la reducción en la tasa de adopción y se logra el equilibrio del sistema (Sterman, 2000).

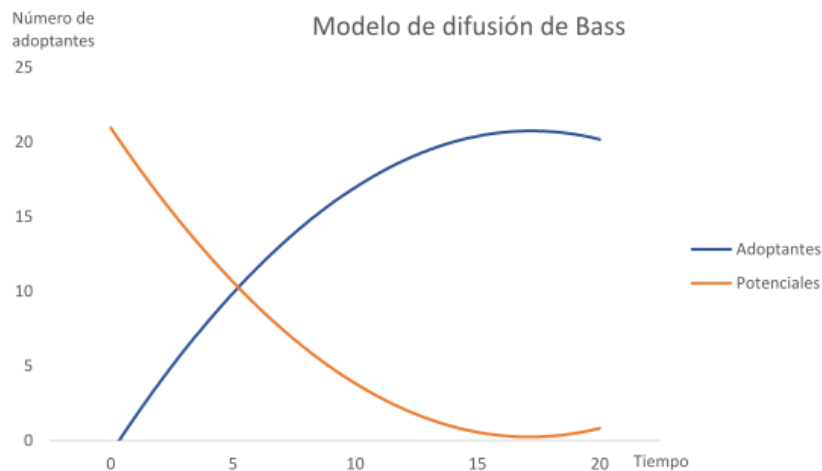


Figura 4-2. Comportamiento de la difusión de Bass. Fuente: (Arango-Manrique, 2010).

Como última fase en la implementación de la metodología de SD, se evalúa la implementación de las diferentes alternativas propuestas en el modelo, para analizar el comportamiento de todos y cada uno de los agentes participantes del modelo de difusión. El modelado en dinámica de sistemas, como se describe en el Anexo C: Dinámica de sistemas, tiene dos etapas: el modelo causal y el modelo formal. A continuación, se detallan cada uno de los modelos.

4.2.1 Formulación de la hipótesis dinámica – Diagrama Causal

En la siguiente figura se presenta el modelo de simulación en dinámica de sistemas que permite analizar el comportamiento de los agentes inversionistas en la integración de los DER, DG y ESS, en una microrred aislada, que pretende tener una sostenibilidad técnica, teniendo como propuesta de valor la prestación de servicios complementarios (control de tensión y frecuencia).

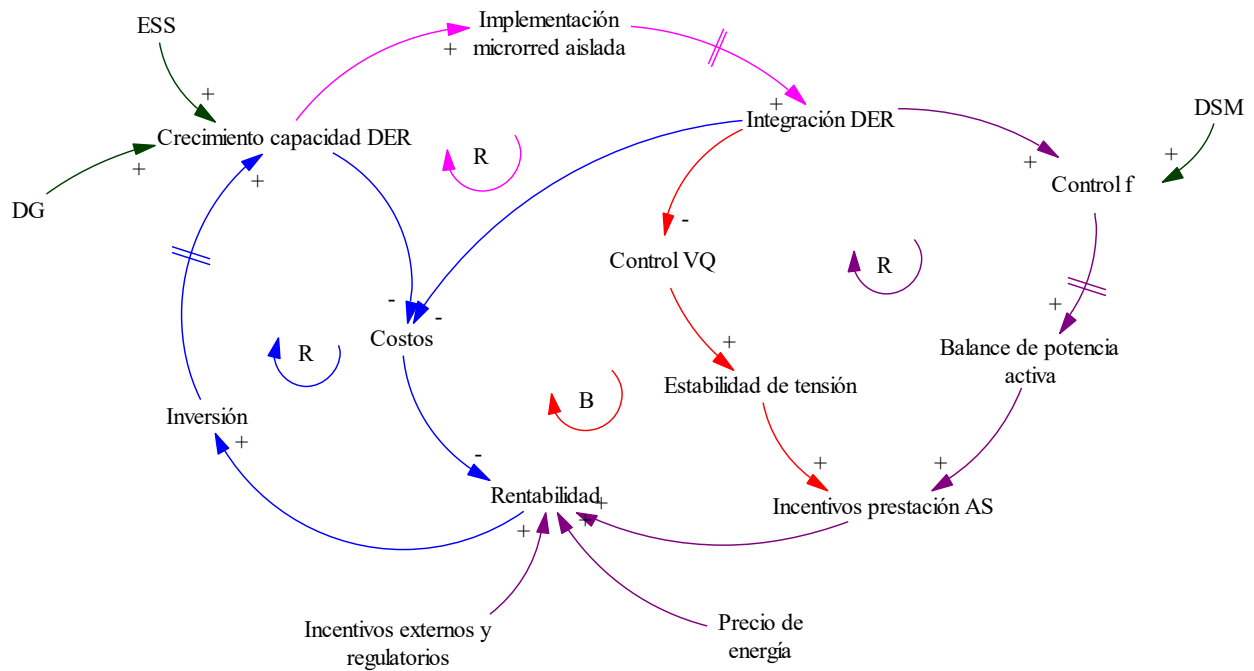


Figura 4-3. Diagrama causal – modelo de sostenibilidad técnico-económica de la prestación de los servicios complementarios en una microrred tipo aislada. Fuente: Diseño propio

El modelo en dinámica de sistemas cuenta con cuatro ciclos, tres ciclos de refuerzo y un ciclo de balance. Los ciclos de refuerzo o positivos ocasionan un comportamiento de crecimiento exponencial, mientras que los ciclos de balance, como su nombre lo indica, hacen que el modelo se estabilice en el punto de equilibrio.

Los dos ciclos de refuerzo del diagrama causal, asociados a los costos, muestran que tanto la integración como la instalación o crecimiento de capacidad de DER disminuirán los costos (inversión, operación y mantenimiento), a medida que el sistema asimila la conexión de nuevos elementos a la microrred aislada, debido a la tasa de aprendizaje.

El tercer ciclo de refuerzo considera la prestación del control de frecuencia como servicio complementario, justificado en mantener un balance de potencia activa en la operación normal de la microrred aislada y ante contingencias o disturbios. Esto significa que a medida que se integran un mayor número de DER en la microrred aislada, se cuenta con más recursos que aportan potencia activa y se mantiene el balance constante de generación y demanda. Por otro lado, el incentivo por prestación de control de tensión y reactivos en la microrred aislada corresponde específicamente al ciclo de balance del sistema en DS. Al remunerar económicamente a los DER por mantener niveles de tensión y reactivos dentro de los límites, se puede saturar la microrred aislada con reactivos provenientes de los DER, llevando la microrred aislada a una operación inestable, y afectar la remuneración ante la conexión descontrolada de DER.

Adicionalmente, el modelo cuenta con unos incentivos externos y regulatorios representados en exoneraciones o incentivos indirectos, que se relacionan con exenciones tributarias por invertir en este tipo de proyectos e iniciativas (Congreso de Colombia et al., 2014). Además, se incluye el precio de la energía por comercialización en la microrred aislada.

Este modelo representa los nueve pasos del modelo Canvas, teniendo en cuenta que los otros incentivos hacen referencia a los beneficios definidos en los ingresos. En los costos se considera la cuantificación de los elementos de comunicaciones y control necesario para la prestación de los servicios complementarios. Siendo la propuesta de valor, la sostenibilidad en la operación técnica y económica de la microrred aislada a partir de los servicios complementarios.

4.2.2 Formulación del modelo matemático – Diagrama Formal

Con el modelo formal, se realizará la evaluación económica, fundamentada en la operación técnica y los beneficios, con el fin de justificar la inversión en la operación integrada de los DER en la microrred aislada. Para ello, se definen escenarios que muestren el comportamiento del sistema, ante la instalación e integración de los DER en las microrredes aisladas, teniendo en cuenta que el modelo Canvas propone como valor agregado prestar servicios complementarios de control de tensión y frecuencia.

La rentabilidad alimenta en el modelo formal a la variable de flujo, denominada *Tasa de inversión* (ecuación (4-3)), que determina la dinámica entre la variable de nivel llamada *DER Potencial*, que es la capacidad total de DG y ESS que se necesitan integrar para que la microrred aislada pueda operar y cumplir con los requisitos técnicos que garanticen la sostenibilidad (ver ecuación (4-1)), y, en la última fase operacional a los DER integrados en la microrred aislada (*DER Integrados*, ver ecuación (4-2)). Las ecuaciones diferenciales asociadas al proceso descrito anteriormente son:

$$\frac{\partial \text{DER}_{potencial}}{\partial t} = -\text{Tasa Inversión} \quad (4-1)$$

$$\frac{\partial \text{DER}_{integrados}}{\partial t} = \text{Tasa Inversión} \quad (4-2)$$

$$\text{Tasa Inversión} = \text{Tasa Eficiencia} + \text{Rentabilidad} \times \left(\frac{\text{DER}_{integrados}}{\text{Capacidad DER inicial}} \right) \times \left(\frac{\text{DER}_{potencial}}{1 \text{ año}} \right) \quad (4-3)$$

La inversión dependerá de un estudio donde se analizar la rentabilidad. La rentabilidad se expresa como la relación beneficio / costo que ofrece el desarrollo e implementación en la integración de los DER. Si el proyecto es rentable, este factor tendrá valores mayores que uno, y el beneficio corresponde a la integración de los DER a partir de la prestación de los servicios complementarios

para garantizar la sostenibilidad en la operación técnica y económica de la microrred aislada y permitirá realizar inversiones para integrar los DER y tener la capacidad de operar por microrred aislada.

$$Rentabilidad = \frac{\text{ingresos}}{\text{costos}} \quad (4-4)$$

De (4-4) se deben analizar: los costos en los que se incurre al momento de la inversión, instalación y operación de la DG y la fuente de ingresos necesaria para garantizar la sostenibilidad técnica y económica de la operación por microrredes aisladas

Los costos están definidos en (4-5), y comprenden los costos de inversión (*CAPEX*, ecuación (4-6)) y los costos de operación y mantenimiento (*OPEX*, ecuación (4-7))

$$\text{Costos} = \text{CAPEX} + \text{OPEX} \quad (4-5)$$

$$\text{CAPEX} = \frac{\text{Costos capital}}{1 + \text{tasa descuento}} \quad (4-6)$$

$$\text{OPEX} = \text{Generación} * \text{O \& M} \quad (4-7)$$

Los costos de inversión son los costos de capital de los DER integrados (incluye DG, ESS, sistemas de control y comunicaciones), que se incurren al momento de la implementación. El costo de capital se toma de la estructura de costos mostrada en la sección 3.3.9. Por su parte, los costos de operación se asocian a lo que necesitan los DER para su funcionamiento. Es decir, dependen de la cantidad de potencia que se genera, por eso aparece la variable *Generación* que describe la operación normal de la microrred aislada, sin considerar los eventos que se puedan presentar. Estos valores son tomados de la sección 3.3.9, donde se describe específicamente de donde se toma este valor.

El análisis de ingresos se realiza con el fin de revisar la pertinencia de incluir incentivos para la operación por microrredes aisladas. El pago por la energía que se genera, se denomina *Comercialización*, y depende de la energía generada (*generación*) y del precio de la electricidad que pague la demanda. La ecuación (4-8) se muestra cómo se cuantifica la variable *Comercialización*

$$\text{Comercialización} = \text{Precio electricidad} \times \text{generación} \quad (4-8)$$

El precio utilizado para remunerar es el precio actual de las ZNI, incluyendo el subsidio del gobierno y descontando la prestación del servicio complementario por parte de los DSM, por tanto, este parámetro se toma de los registros reales de la factura en las ZNI. Como se mencionó en la sección 3.3.5, corresponde a \$USD170 anuales, por lo que incluye el subsidio que el gobierno le otorga a los agentes generadores para que cierre financieramente el negocio.

Otro de los ingresos al que pueden acceder estos proyectos es conocido como FAZNI. De acuerdo con los registros, el monto asignado a los proyectos desarrollados en el departamento del Chocó fue de \$USD 984000 en 2015. Sin embargo, teniendo en cuenta que esta solución sería solamente para un proyecto el valor que se asignará al incentivo FAZNI será de \$USD 196800 (DISPAC, 2016).

Como se mencionó en la sección 3.3.5.1, existen incentivos de ley que permiten tener exenciones y rebajas ante la implementación de recursos renovables no convencionales. La microrred aislada propuesta está conformada por energía solar y pequeños aprovechamientos hidráulicos que permiten aprovechar los siguientes beneficios:

La propuesta de valor está constituida como la prestación de los servicios complementarios a partir de la integración de los DER, como una solución a la sostenibilidad y continuidad en la prestación del servicio de electricidad. La prestación de estos servicios complementarios implica la instalación de tecnología de control y comunicaciones, haciendo que se incrementen los costos asociados. Por lo tanto, se propone implementar incentivos por la prestación del servicio de control de tensión y frecuencia, denominados *Prima técnica*, y el valor se asume como el subsidio actual para los combustibles (en las ZNI), con el propósito de reducir la contaminación e incentivar la implementación de tecnologías con recursos renovables no convencionales \$USD 200 anuales.

Los incentivos técnicos están fundamentados técnicamente en que los DER pueden ayudar a mantener las variables de tensión y frecuencia dentro de los rangos definidos. Estas simulaciones, muestran que es necesario mantener el balance de *P* y *Q* para evitar problemas de oscilaciones e inestabilidades, con el fin de contar con el beneficio en la operación por microrred aislada.

El incentivo que se propone se muestra en la ecuación (4-9) y tiene en cuenta los DER que salen despachados, porque son los que en ese momento prestarán el servicio de control de tensión y frecuencia.

$$\text{Incentivo técnico} = (\text{Beneficio } Q + \text{Beneficio } f) \times \text{Prima técnica} \quad (4-9)$$

Cada uno de los componentes de la ecuación (4-9) está determinado por las simulaciones técnicas en las que se observa el beneficio o perjuicio que tienen la conexión de los DER en la microrred aislada. El *beneficio Q* viene determinado por la capacidad que tienen las redes de saturarse de reactivos a tal punto que los perfiles de tensión y la congestión por reactivos se vean afectados, como se muestra en la Figura 4-4.

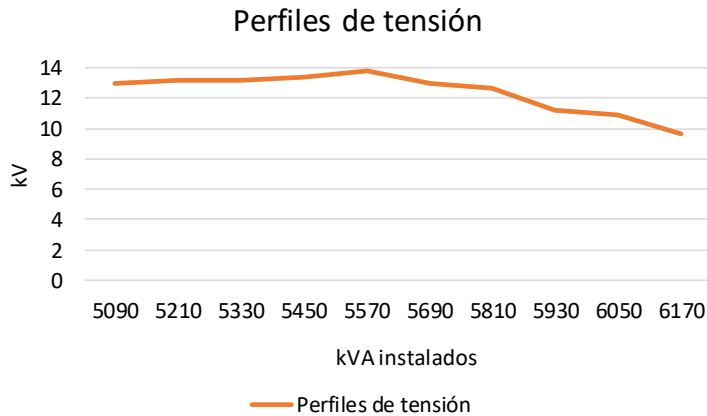


Figura 4-4. Control VQ – Beneficios Q. Fuente: Diseño propio

Se obtiene *Beneficio Q* si los perfiles de tensión los mantiene entre 0.92 p.u. y 1.08 p.u. se entrega el incentivo que corresponde a la prima técnica (mencionada en la sección 3.3.5.).

Por su parte, los beneficios en frecuencia están determinados por la cantidad de reserva o la maniobrabilidad que se tiene al implementar más DER, esto quiere decir que, a mayor integración de los DER, se cuenta con mayor número de recursos que pueden entregar *P* y realizar el balance. Para incluirlo dentro del modelo, se presenta la gráfica que muestra que ante pocos DER integrados y ante un evento la frecuencia disminuye, a medida que se integran más DER es posible mantener la frecuencia dentro de los rangos, teniendo en cuenta los tiempos de respuesta. El comportamiento se muestra en la Figura 4-5

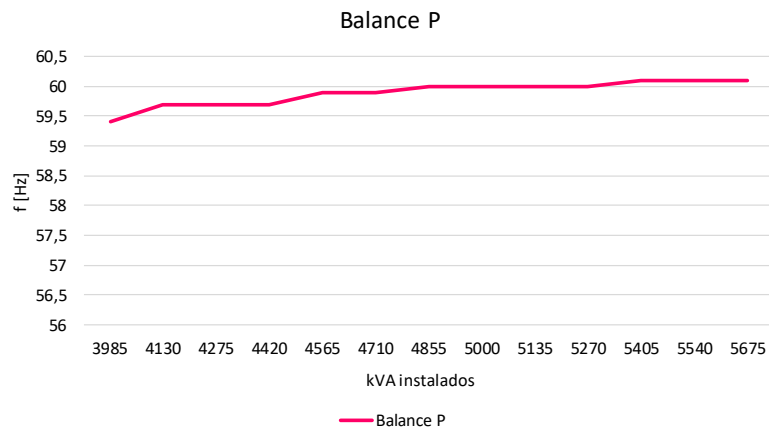


Figura 4-5. Balance P – Beneficios f. Fuente: Diseño propio

Se obtiene *Beneficio f* si frecuencia está entre 59,8 Hz y 60,2 Hz y se entrega el incentivo que corresponde a la prima técnica (mencionada en la sección 3.3.5.).

Este escenario está dividido en: componente de disponibilidad o pago por que los DER, bajo cualquier condición puedan prestar servicios o pago por los DER que estén en línea (que estén despachados en el momento del evento).

Incentivos técnicos por despacho: este esquema pretende integrar y motivar a todos los DER para que participen y presten los servicios complementarios cuando se encuentran generando por despacho. En este caso, la ecuación (4-9) aplica y se considera que los DER prestan los servicios complementarios ante cualquier evento.

En la Figura 4-6 se presenta el diagrama formal y las principales variables que se implementaron en el modelo. Las variables de estado incluidas en el modelo que están asociadas a la cantidad en MVA de DER que son potenciales para instalar en la microrred aislada. Adicionalmente, por medio de la variable de flujo denominada tasa de inversión se incrementa, dependiendo de la rentabilidad, la variable de nivel de los DER integrados.

Por su parte, la rentabilidad analiza los ingresos y costos asociados a este tipo de operación. En esta variable confluye la monetarización de la operación de la microrred tipo aislada.

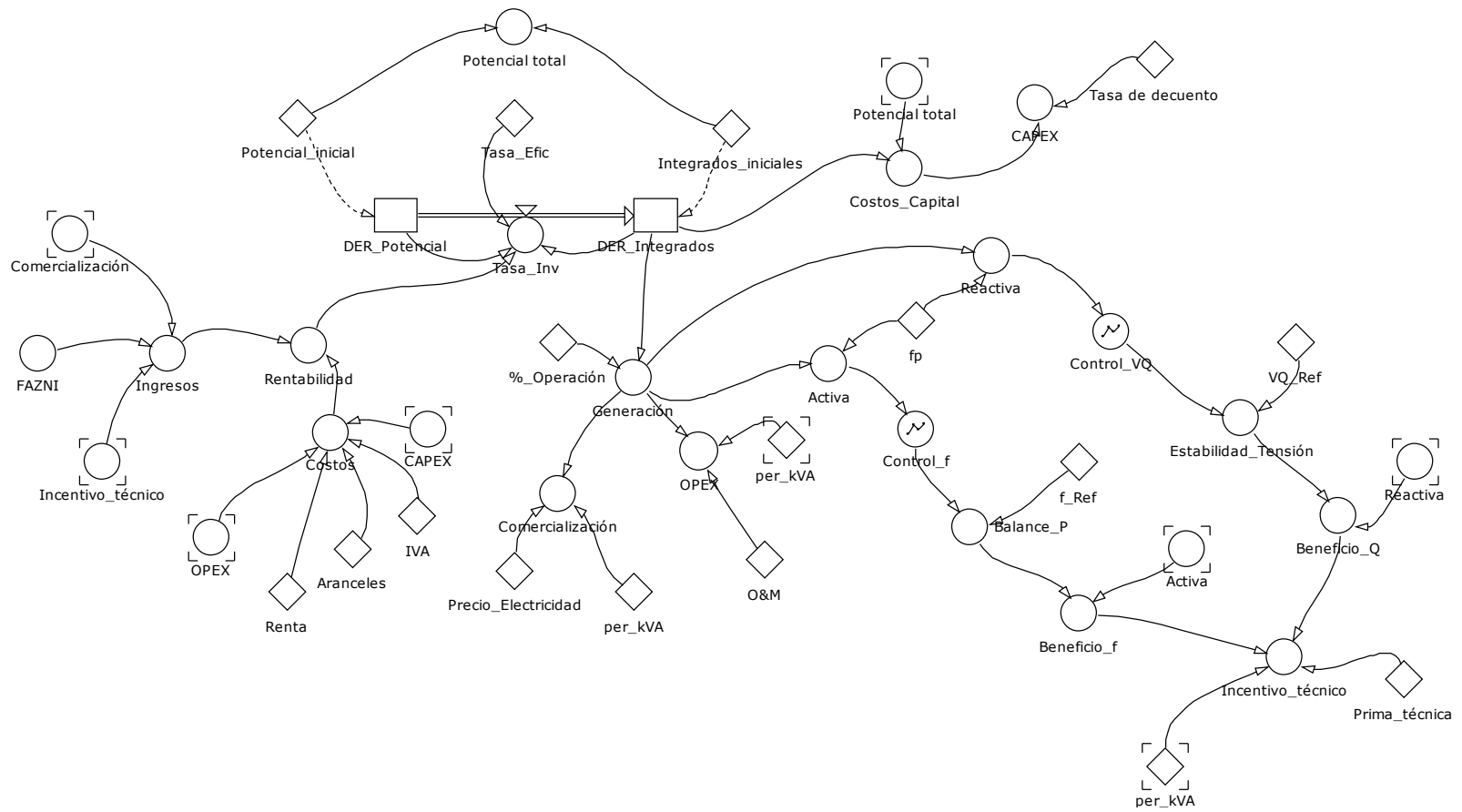


Figura 4-6. Diagrama Formal completo. Fuente: Diseño propio

Tabla 4-2 Ecuaciones modelo formal. Fuente: Diseño propio

Variable / Parámetro	Unidades	Descripción	Ecuación / Valor
% Operación	%	Porcentaje de operación de los recursos en la microrred	50%
Activa	kVA	Cantidad de potencia activa integrada en la microrred. Depende del caso de simulación	fp*Generación fp*DER_Integrados
Balance_P		Capacidad que tienen los DER para realizar el balance de potencia activa	Control_ff_Ref
Beneficio_f	kVA	Rangos en los que se debe entregar el incentivo por prestación de control de frecuencia	(IF((0,9966<Balance_P);(Activa);(IF((1,0033>Balance_P);(Activa);0<<kVA>>))))
Beneficio_Q	kVA	Rangos en los que se debe entregar el incentivo por prestación de control de tensión	(IF((0,92<Estabilidad_Tensión);(Reactiva);(IF((1,8>Estabilidad_Tensión);(Reactiva);0<<kVA>>))))
CAPEX	USD	Costos de inversión	Costos_Capital/(1+'Tasa de descuento')
Comercialización	USD	Precio que le pagan por generar energía	Generación*(Precio_Electricidad/per_kVA)
Control_f	Hz	Cantidad de reserva o la maniobrabilidad que se tiene al implementar más DER	figura 4,7
Control_VQ	kV	Capacidad que tienen las redes de saturarse de reactivos a tal punto que los perfiles de tensión y la congestión por reactivos se vean afectados	figura 4,6
Costos	USD	Los costos incurridos por la instalación y operación de las microrredes aisladas. Dependen del escenario de simulación	(OPEX*(1-Renta)+(CAPEX*(1-IVA)*(1-Aranceles)))
Costos_Capital	USD	Costos de inversión de los elementos con la tasa de aprendizaje de las tecnologías	740<<USD>>*((DER_Integrados/Potencial total)^(-4,5))
DER_Potencial	kVA	Potencial que sigue sin explotar	Potencial inicial
DER_Integrados	kVA	Capacidad de DER integrados a la microrred	Integrados iniciales
Estabilidad_Tensión		Capacidad que tienen los DER para realizar control VQ	Control_VQ/VQ_Ref
f_Ref	Hz	Frecuencia referencia	60
FAZNI	USD	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas	150000
fp		Factor de potencia	0,9
Generación	kVA	Generación despachada	DER_Integrados**%_Operación'
Incentivo_técnico	USD	Incentivo que se debe remunerar por prestación de servicios complementarios	(Beneficio_Q+Beneficio_f)*Prima_técnica/per_kVA
Ingresos	USD	Todo el dinero asociado a los ingresos	Comercialización+FAZNI+Incentivo_técnico
Integrados_iniciales	kVA	DER integrados al inicio de la simulación	0,01
IVA	%	Impuesto en Colombia	16
O&M	USD	Costos de operación y mantenimiento	610

OPEX	USD	Costos operativos de acuerdo con la energía generada	Generación*(O&M'/per_kVA)
per_kVA	kVA	Unidad para definir los costos por kVA	1
Potencial total	kVA	Capacidad total de DER	DER_Potenciales+DER_Integrados
Potencial_inicial	kVA	DER potenciales al inicio de la simulación	5450
Precio_Electricidad	USD	Precio que pagan los usuarios más subsidio del gobierno	170
Prima_técnica	USD	Incentivo por prestación de servicios complementarios	400
Reactiva	kVA	Cantidad de potencia activa integrada en la microrred. Depende del caso de simulación	Generación*SIN(ACOS(fp)) DER_Integrados*SIN(ACOS(fp))
Renta	%	Declaración sobre la renta	5
Rentabilidad		Relación beneficio/costo	Ingresos/Costos
Tasa de descuento	%	Tasa de descuento del costo de capital	16
Tasa_Efic	%	Eficiencia de la difusión	0,02
Tasa_Inv	kVA/año	Tasa de instalación de nueva capacidad	(Tasa_Efic+Rentabilidad*(DER_Integrados/5450<<kV A>>))*DER_Potencial/1<<year>>
VQ_Ref	kV	Tensión referencia	13,2

4.3 Calibración y validación del modelo

La operación por microrredes aisladas ha sido implementada en pruebas piloto alrededor del mundo como un modelo de electrificación rural con un fin social. Sin embargo, la prestación de servicios complementarios a partir de DER en microrredes aisladas aún no está estandarizado, por esto, no es posible calibrar un modelo con información histórica de su desarrollo. No obstante, es posible calibrar y validar el modelo para la integración de los DER con otras tecnologías que ya cuentan con un mercado desarrollado en el mundo.

Cuando se realiza el análisis y evaluación del modelo en SD, se deben considerar la verificación y la validación de los parámetros del modelo. La verificación está asociada con la coherencia, estructura del modelo y con el cumplimiento de las unidades, para determinar si el modelo está construido con todas las consideraciones asociadas. Por su parte, la validación del modelo está definida para determinar si el comportamiento del modelo es el esperado. En la validación está implícita la verificación (Sargent, 2013).

La validación de los modelos de SD está fundamentada en los objetivos que se plantea resolver. Se define que el modelo en SD es una simplificación de la realidad y que con la validación es posible aplicar el contexto y determinar la lógica del modelo (Barlas, 1996). Se realiza un análisis de escenarios, para evaluar el modelo ante condiciones extremas cuya respuesta es predecible, aunque es posible que este escenario sea de baja probabilidad de ocurrencia, para verificar y describir fallas en el modelo (Sargent, 2013).

Se realizaron cuatro pruebas orientadas a la estructura del modelo. Estas pruebas son: prueba de alcance del modelo, consistencia dimensional, estructura causal y condiciones extremas. En la Tabla 4-3 se presenta un resumen de los resultados obtenidos de las pruebas mencionadas, descritas en el Anexo D: Pruebas de calibración y validación del modelo

Tabla 4-3. Escenarios extremos para la validación. Fuente: Diseño propio

Prueba	Resultado
1. Alcance del modelo: permite verificar que las respuestas de las variables cumplen el objetivo del modelo	Dado que el objetivo del modelo es analizar la viabilidad económica a partir de la prestación de los servicios complementarios, se concluye que las variables permiten lograr el objetivo
2. Estructura causal: permite verificar que las relaciones son acordes con los procesos de difusión tecnológica	El modelo propuesto está basado en la difusión de tecnologías a partir de incluir incentivos en el flujo de caja. Las relaciones consideradas son coherentes con otros modelos de difusión tecnológica (Arango-Manrique, 2010; Carvajal-Quintero, Arango-Manrique, & Arango-Aramburo, 2012; Carvajal Quintero, 2013)
3. Consistencia dimensional: El software utilizado, permite verificar la consistencia dimensional	El resultado es que el modelo es consistente en términos de dimensiones

<p>4. Prueba de condiciones extremas: se verifican las simulaciones teniendo en cuenta los siguientes escenarios: Incentivos = 0 CAPEX y OPEX = alto (100000 USD/kVA)</p>	<p>Para los escenarios simulados se observa coherencia con el comportamiento del modelo. Cuando no se cuenta con incentivos, la atractividad en la inversión en DER es muy baja porque los costos totales son más altos y no va a existir rentabilidad para recuperar la inversión. Lo mismo ocurre con los CAPEX y OPEX con un valor muy alto, que, aunque se cuente con incentivos, estos no son suficientes para cubrir los costos totales y no hay rentabilidad.</p>
---	--

Asimismo, la validación del modelo está fundamentada en la disponibilidad de los recursos energéticos que se pueden obtener de las ZNI. Como se mostró en la sección 4.1.1 las ZNI representan una oportunidad para aprovechar los recursos, beneficiar a la comunidad y contar con requerimientos técnicos para la operación por microrredes. Actualmente, las estrategias del IPSE (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas) consideran la implementación de sistemas de generación con energías renovables, sistemas de medición avanzada y una solución híbrida sostenible (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, 2014b; UPME, 2015)

A partir de lo mostrado en la Tabla 4-3 y teniendo en cuenta las estrategias del IPSE de contar con sistemas que operen como microrredes aisladas, se concluye que el modelo desarrollado permite estudiar el proceso de difusión de DER para analizar el comportamiento económico a partir de incentivos técnicos, y analizar posibles escenarios de desarrollo de esta operación en las ZNI en Colombia con condiciones de seguridad, calidad y sostenibilidad.

4.4 Escenarios de evaluación

Para la evaluación del modelo se plantea analizar los ingresos por escenarios que permitan definir las políticas de decisión. Se describe el comportamiento de la integración de los DER y la rentabilidad en cada uno de los escenarios planteados. En la Tabla 4-4 se presenta el resumen de los casos a los que se realizaron las pruebas.

Tabla 4-4. Escenarios de simulación. Fuente: Diseño propio

Caso	Escenario
1	Comercialización (Caso base)
2	Caso 1 + FAZNI
3	Caso 2 + Ley 1715 de 2014 (Congreso de Colombia et al., 2014)
4	Caso 3 + Incentivos técnicos por capacidad para el control de frecuencia
5	Caso 3 + Incentivos técnicos por capacidad para el control de tensión
6	Caso 3 + Incentivos técnicos por disponibilidad

4.4.1 Caso 1

En la Figura 4-7 se presentan los resultados de la simulación cuando los únicos ingresos que tienen los inversionistas están asociados a la energía suministrada a la demanda de la microrred.

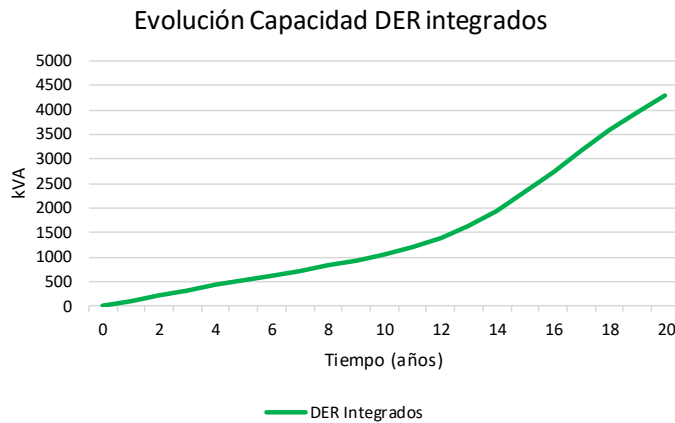


Figura 4-7. Evolución de los DER integrados – Caso 1. Fuente: Diseño propio

Se observa que, a partir del año 14 de iniciado el proyecto de la construcción de la microrred aislada, se cuenta con los recursos necesarios para atender la demanda máxima y que en caso de que se presenten eventos de desconexión de carga, se desconecta toda la demanda de la microrred aislada. En este caso, no se garantizaría la sostenibilidad técnica en la operación.

Por su parte, la sostenibilidad económica que en el modelo está representada por la rentabilidad muestra una evolución que no es atractiva para los inversionistas. En la Figura 4-8 se presenta la evolución de la rentabilidad para el espacio de tiempo de la simulación.

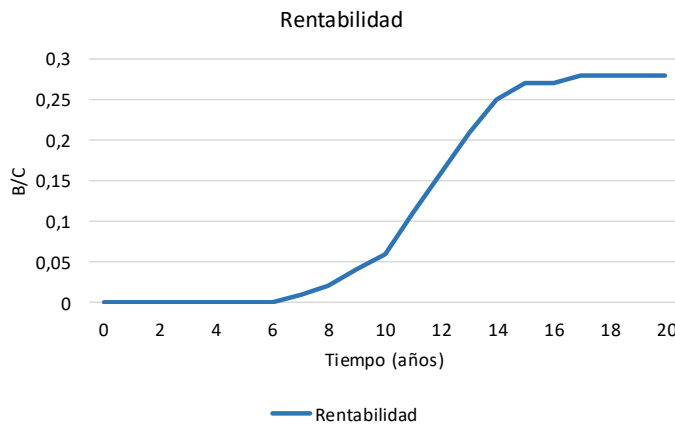


Figura 4-8. Rentabilidad – Caso 1. Fuente: Diseño propio

Para los 20 años de análisis, los costos son más altos que los ingresos, por lo tanto, no es sostenible económicamente mantener este tipo de operación en las ZNI. Se debe incluir incentivos que propendan por la inversión en los DER.

4.4.2 Caso 2

Con la inclusión de los recursos FAZNI en la planeación del proyecto de la microrred aislada, se observa que el crecimiento de los DER en los 20 años es casi el requerido para la prestación de los servicios complementarios.

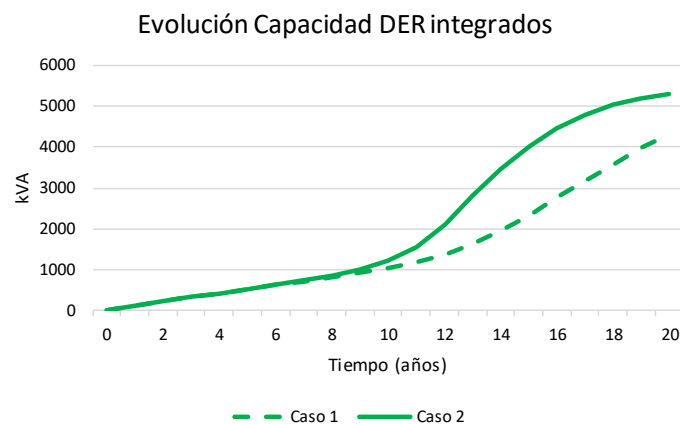


Figura 4-9. Evolución de los DER integrados – Caso 1 y caso 2. Fuente: Diseño propio

En caso de que se presenten eventos de desconexión y que se quiera evitar la desconexión total de la demanda, solo es posible a partir del año 12. Sin embargo, en la operación para los años siguientes, es posible contar con los DER necesarios para que presten servicios de control de tensión y de frecuencia sin que estos servicios sean remunerados. Por lo que se evidencia que realizar una inversión en DER con sistema de control y comunicaciones los costos son altos, con respecto a los ingresos que reciben por contar con un sistema moderno y automatizado.

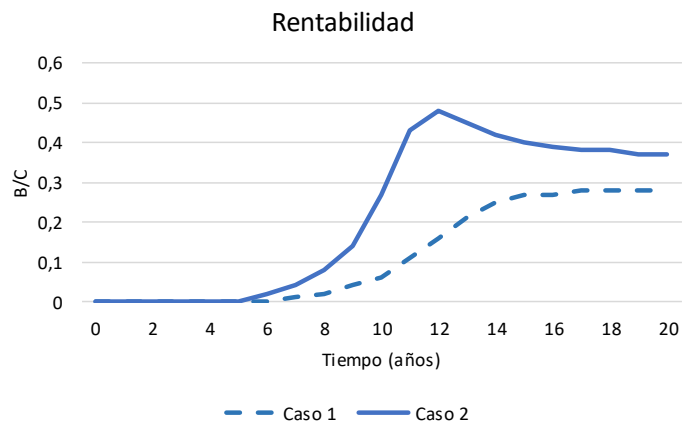


Figura 4-10. Rentabilidad – Caso 1 y caso 2. Fuente: Diseño propio

En la Figura 4-10 se ilustra un incremento en la rentabilidad con respecto al caso 1. Sin embargo, esta rentabilidad aún muestra que los costos son mayores que los ingresos y que, aunque se cuente con un ingreso adicional, es necesario contar con incentivos que permitan tener mayores ingresos.

4.4.3 Caso 3

El caso 3 incluye los beneficios de la Ley 1715 de 2014 (Congreso de Colombia et al., 2014) en la planeación de los ingresos para la operación de la microrred aislada. El comportamiento en este caso es similar a los resultados del caso 3, por lo que se observa la necesidad de implementar incentivos adicionales para garantizar la sostenibilidad técnica y económica de la operación por microrredes aisladas.

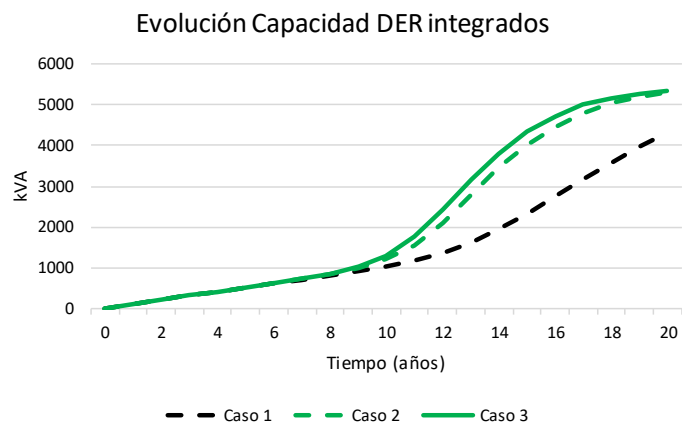


Figura 4-11. Evolución de los DER integrados – Caso 1, 2 y 3. Fuente: Diseño propio

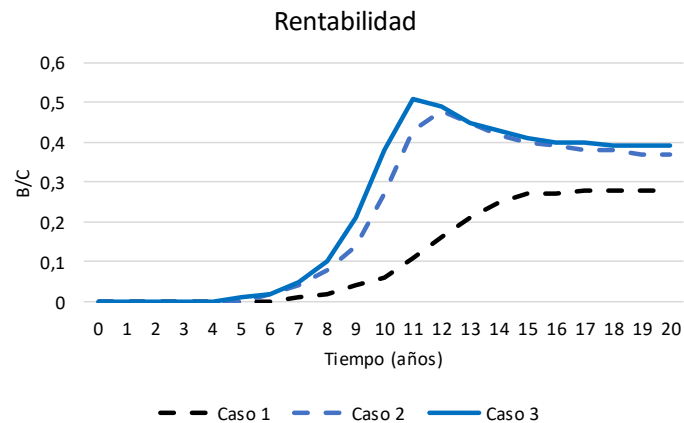


Figura 4-12. Rentabilidad – Caso 1,2 y 3. Fuente: Diseño propio

Se nota un incremento en la rentabilidad y un crecimiento o integración más acelerada que en el caso 2. Este caso tiene en cuenta una reducción en los costos por las exenciones tributarias, lo que muestra el incremento en la rentabilidad.

4.4.4 Caso 4

Los tres escenarios analizados hasta aquí muestran que es necesario incluir ingresos adicionales, con el fin de integrar los DER en una microrred aislada y garantizar la sostenibilidad técnica y económica. Se proponen ingresos adicionales por la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia en los siguientes tres escenarios, dependiendo de la forma de remuneración.

Inicialmente, se incentiva la prestación del servicio complementario de control de frecuencia de acuerdo con los DER que se integran en la microrred aislada, sin importar si ese recurso sale despachado o no. El escenario que se propone excluye la prestación del servicio de control de tensión y se denomina incentivo por capacidad para el control de frecuencia.

En la Figura 4-13 es evidente que la integración de los DER es más acelerada, debido a que se incrementan los ingresos a medida que se conectan los DER. A partir del año 10 se observa que la operación de la microrred aislada puede contar con control de tensión y ante eventos de desbalance de P se pueden operar los DER para evitar la desconexión de la demanda.

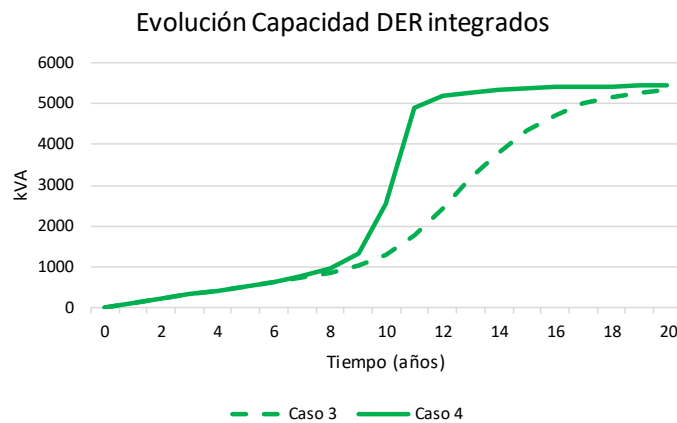


Figura 4-13. Evolución de los DER integrados – Caso 3 y caso 4. Fuente: Diseño propio

En cuanto a la sostenibilidad económica, representada en la rentabilidad, la Figura 4-14 muestra que en este caso los ingresos son más altos que los costos y los inversionistas encontrarán atracción por este tipo de inversión.

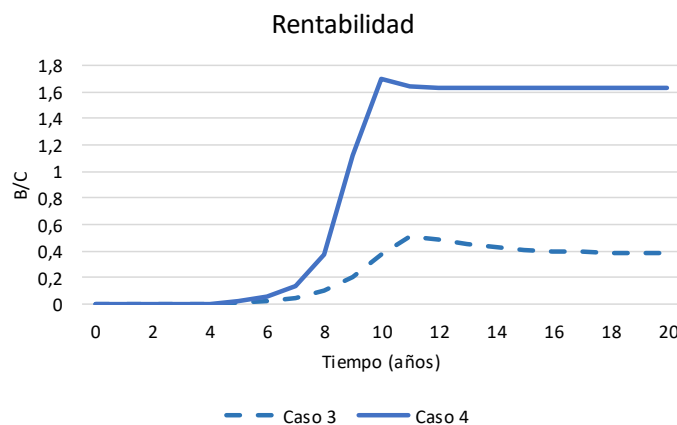


Figura 4-14. Rentabilidad – Caso 3 y caso 4. Fuente: Diseño propio

Se presenta en la Figura 4-14 una oscilación en la rentabilidad, en la estabilización de los costos de O&M al momento en que se conectan los DER potenciales y los CAPEX disminuyen respecto a la tasa de aprendizaje, por lo que en el año 12 se estabiliza la rentabilidad.

4.4.5 Caso 5

En el caso 4 se implementó un incentivo por prestación del control de frecuencia. En el caso 5 se realizará el análisis, pero incentivando el control de tensión.

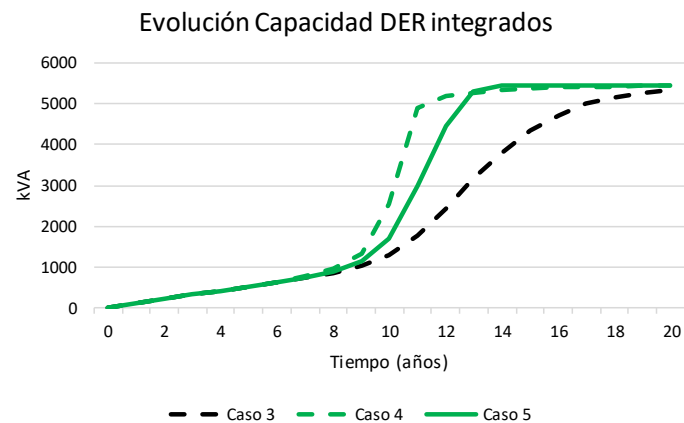


Figura 4-15. Evolución de los DER integrados – Caso 3,4 y caso 5. Fuente: Diseño propio

En la Figura 4-15 se observa que bajo este escenario el crecimiento de los DER es más lento en el tiempo que el crecimiento del caso 4. Este comportamiento se debe al factor de potencia de cada máquina y a la capacidad de inyectar o absorber reactivos por parte de los DER. Sin embargo, se observa que se alcanzan los DER potenciales para garantizar que exista sostenibilidad técnica.

La rentabilidad en este caso también muestra una disminución con respecto al caso 4 y se alcanza a tener un balance entre los costos y los ingresos. Sin embargo, este incentivo por sí solo no tendría tanta atracción para los inversionistas, como se muestra en la Figura 4-16.

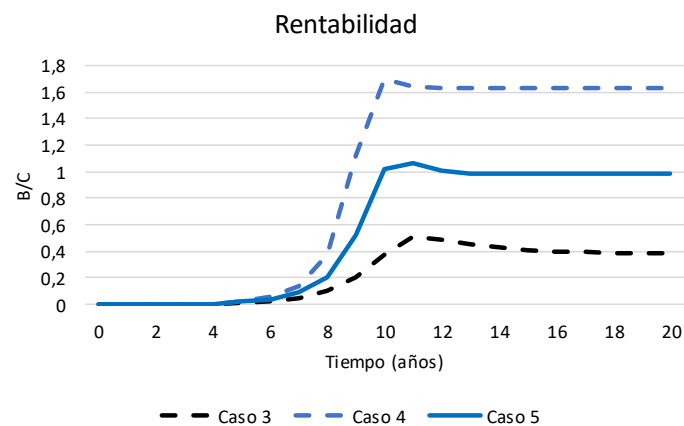


Figura 4-16. Rentabilidad – Caso 3,4 y caso 5. Fuente: Diseño propio

4.4.6 Caso 6

La propuesta para el caso 6 es incentivar a los DER por la prestación del control de tensión y de frecuencia a los que se encuentren disponibles, es decir, los que salen despachados para cubrir la demanda necesaria.

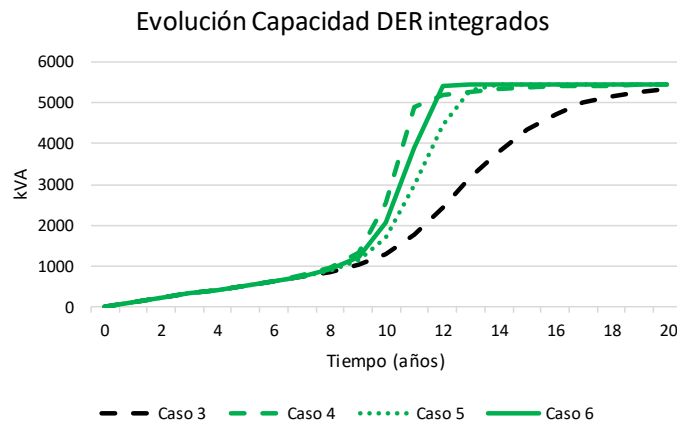


Figura 4-17. Evolución de los DER integrados – Caso 3,4,5 y caso 6. Fuente: Diseño propio

El crecimiento de los DER en este escenario muestra que es posible incentivar los servicios complementarios de control de tensión y de frecuencia a los DER que estén disponibles y que la operación por microrred aislada puede ser sostenible. La ventaja de esta propuesta es que se remunera a los DER que están operativos (en línea). Los DSM son los únicos que tendrán el beneficio por estar disponibles ante cualquier necesidad de desconexión.

La rentabilidad en este caso está por debajo del caso 4 (en el que se remunera por conexión de DER y capacidad de mantener el balance de P) y por encima del caso 5 (en el que se remunera por conexión de DER y capacidad de mantener el balance de Q). Sin embargo, los ingresos son mayores que los costos y se está remunerando a los DER que se encuentran operativos y que ante el evento pueden responder de acuerdo con los requerimientos.

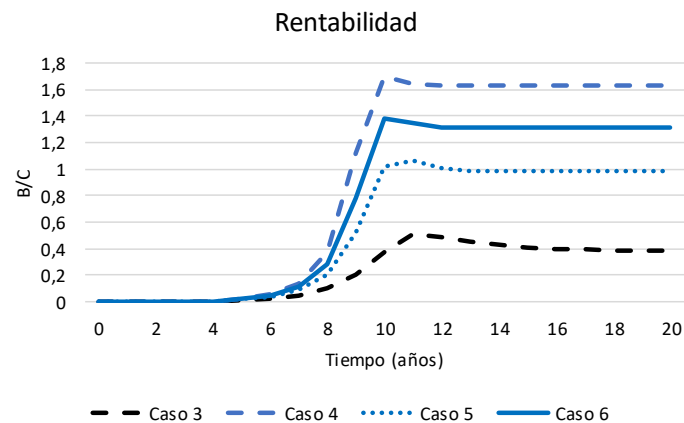


Figura 4-18. Rentabilidad – Caso 3,4,5 y caso 6. Fuente: Diseño propio

Este incentivo también mantiene la sostenibilidad económica en la microrred aislada al contar con unos ingresos más altos que los costos. Este incentivo puede ser utilizado como política de decisión para atraer la inversión en los DER en las microrredes aisladas, en conjunto con la participación de la demanda.

4.4.7 Resumen escenarios

En esta sección se presenta un resumen de los escenarios presentados, en la que se comparan los resultados de cada uno que permiten dar señales de la conjugación de los requerimientos técnicos y de mercado para garantizar la integración de los DER y la sostenibilidad de la microrred aislada.

La variable que representa el interés de los inversionistas por invertir en este tipo de operación, considerando la prestación de servicios de soporte, como el control de tensión y el control de frecuencia, es la rentabilidad. En la Tabla 4-5 se muestra el resumen de los valores de rentabilidad para cada uno de los escenarios de evaluación propuestos.

Tabla 4-5. Resumen de los valores de rentabilidad [B/C] para los escenarios propuestos

Año	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
7	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
8	0,0	0,1	0,1	0,4	0,2	0,3
9	0,0	0,1	0,2	1,1	0,5	0,8
10	0,1	0,3	0,4	1,7	1,0	1,4
11	0,1	0,4	0,5	1,6	1,1	1,4
12	0,2	0,5	0,5	1,6	1,0	1,3
13	0,2	0,5	0,5	1,6	1,0	1,3
14	0,3	0,4	0,4	1,6	1,0	1,3
15	0,3	0,4	0,4	1,6	1,0	1,3
16	0,3	0,4	0,4	1,6	1,0	1,3
17	0,3	0,4	0,4	1,6	1,0	1,3
18	0,3	0,4	0,4	1,6	1,0	1,3
19	0,3	0,4	0,4	1,6	1,0	1,3
20	0,3	0,4	0,4	1,6	1,0	1,3

De la Tabla 4-5 se concluye la necesidad de contar con incentivos adicionales, como incentivos técnicos para que exista un retorno a la inversión y para que, en el transcurso del tiempo, se puedan mantener los equipos necesarios para la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia para contar con una sostenibilidad técnica y económica. Los escenarios mencionados están en azul, permitiendo que a partir del año 10 se obtenga un retorno a la inversión.

Estos resultados tienen en cuenta las características y financiación que la regulación colombiana considera. Se debe tener en cuenta que este modelo se puede extrapolar a las condiciones de otras microrredes aisladas, con el fin de dar señales para la sostenibilidad técnica y económica de la operación por microrredes aisladas.

4.5 Síntesis

Para conjugar los aspectos técnicos y económicos de la operación por microrredes aisladas, se utilizó una herramienta que permite realizar una mirada holística y analizar la evolución de las variables. A partir del modelo de simulación en SD es posible determinar señales regulatorias para incluir incentivos que pueden ser implementados en la operación por microrredes aisladas.

Con los resultados de las simulaciones, se observa que es necesario contar con ingresos adicionales a la comercialización de la energía para que esta operación sea sostenible económicamente y sea atractiva para los inversionistas. Asimismo, muestra como la integración de los DER es necesaria para mantener el suministro continuo ante los eventos de desbalance que se puedan presentar.

El modelo está fundamentado en los datos que se obtienen de las ZNI en Colombia, con el fin de que estas sean utilizadas como laboratorio natural por los recursos y la interacción directa que se puede tener con la demanda. Sin embargo, este modelo se puede extrapolar a las condiciones de otras microrredes aisladas y conocer su comportamiento para dar señales regulatorias e incentivar este tipo de operación.

5. CONCLUSIONES Y DESARROLLOS FUTUROS

5.1 Conclusiones generales

En esta tesis se propone la integración de los DERs en las microrredes aisladas con el propósito de proveer una sostenibilidad técnica a partir de la prestación de servicios de control de la frecuencia y de tensión, y una sostenibilidad económica mediante la implementación de incentivos por prestar servicios técnicos. La propuesta se fundamenta sobre tres ejes: a) aspectos técnicos que incluyen un control integrado de los DER. b) aspectos económicos a partir de la creación de un modelo de sostenibilidad técnica; y (c) evaluación conjunta de la propuesta de sostenibilidad a partir de la prestación de servicios complementarios. A continuación, se lista cada objetivo específico y posteriormente se explican los resultados y aportes reunidos en esta tesis doctoral.

Objetivo 1: Establecer la participación de los Recursos Energéticos Distribuidos en el control de tensión y frecuencia en una microrred tipo aislada con el fin de mantener una operación continua.

- ✓ Se estableció la participación de los DER en el control de tensión y frecuencia en una microrred tipo aislada con el fin de mantener una operación continua, considerando los beneficios de combinar el control que cada DER brinda en el control de tensión y frecuencia. Esta potencialidad está basada en incluir un sistema robusto de telecomunicaciones y control coordinado para evitar desconexiones totales de la microrred aislada.
- ✓ Se analizó en conjunto la prestación de servicios de soporte de control de tensión y frecuencia, puesto que las decisiones de un servicio tienen impacto sobre el otro. Se mostró la necesidad de contar con una gestión integral de los DER conectados a la microrred aislada para que la microrred aislada opere con seguridad, confiabilidad y sostenibilidad. La gestión energética debe realizarse de forma tal que considere la respuesta de cada uno de los DER, tanto operando separadamente como coordinados, considerando su disponibilidad para que presten los servicios complementarios de control de tensión y

frecuencia, ante los eventos que se puedan presentar (desbalances de generación y demanda).

- ✓ Se propuso que los programas de gestión de demanda estén basados en el comportamiento de la frecuencia. Esto permitió diseñar la estrategia de desconexión tomando los criterios del esquema EDAC para recuperar dentro de los tiempos definidos para evitar la desconexión total de la demanda.
- ✓ Se implementó la metodología de ubicación óptima de la DG y ESS para mantener los beneficios que estos DER prestan a la operación, con el fin de planear la microrred aislada disminuyendo las congestiones. Esta metodología ha sido tradicionalmente usada, teniendo en cuenta los costos, se propuso mantener los costos iguales para todas las tecnologías para obtener beneficios en la reducción de las congestiones.
- ✓ Se redefinió el rango de tensión para la operación de las microrredes aisladas. La respuesta en tensión es más lenta que la respuesta en frecuencia, como consecuencia de la relación R/X en redes de baja tensión, por lo que se debe mantener dentro de los rangos definidos y saturar las redes de reactivos para evitar la desconexión por problemas de tensión.
- ✓ Se formuló la propuesta en la que cada DER tiene responsabilidades para la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y de frecuencia. Esta formulación evidenció la necesidad de reajustar los criterios definidos en la regulación colombiana para la operación de microrredes aisladas y sistemas de distribución activos.
- ✓ Se propuso, como caso de estudio, que las ZNI sean el laboratorio de pruebas, con el fin de caracterizar la prestación de servicios de soporte a la microrred a partir de los DER. La regulación debe definir la responsabilidad, participación e incentivos para cada uno de los agentes que intervienen en la prestación de servicios de soporte técnico, de control de tensión y frecuencia, en la microrred aislada, para garantizar una sostenibilidad técnica y económica que incentive la prestación de los servicios complementarios.

Objetivo 2: Caracterizar las condiciones de mercado en la microrred tipo aislada para la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia.

- ✓ Se caracterizaron las condiciones de mercado en la microrred tipo aislada para la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia. Esto se hizo teniendo en cuenta que las microrredes aisladas tienen particularidades de monopolio natural, por lo que el modelo de negocio es la opción que permite analizar la prestación de un servicio y sus implicaciones económicas.

- ✓ Se propuso implementar un modelo de negocios, basado en el modelo Canvas, cuya propuesta de valor es hacer sostenible la operación por microrredes aisladas y que exista un retorno a la inversión de tecnologías avanzadas de control para prestar servicios complementarios de control de tensión y frecuencia. Este modelo permitió definir los ingresos, costos, alianzas y estrategias que se deben tener en cuenta para prestar un servicio con una propuesta de valor definida que permita garantizar el suministro continuo de la electricidad en la microrred aislada.
- ✓ Se incluyó en la descripción de la tarifa del usuario un componente por prestación de servicios complementarios sin afectar el actual valor. Esta prestación se basó en la inclusión de los DSM, asociados a la desconexión de un porcentaje de la carga y que se espera sea solamente utilizada cuando la microrred aislada lo requiera. La implementación de incentivos económicos a la tarifa presenta beneficios, tanto para los usuarios como para el inversionista puesto que se garantiza un flujo de caja y se disminuye el riesgo en la inversión.
- ✓ El modelo de negocio propuesto incluye el análisis técnico para darle soporte a las decisiones de inversión en tecnologías avanzadas en las microrredes aisladas. Estas características técnicas se reflejaron en la propuesta de valor de contar con servicios de control de tensión y frecuencia.
- ✓ Se propuso cambiar los subsidios que se entregan por combustible a las plantas de generación, por ingresos adicionales definidos como incentivos técnicos a partir la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia en una microrred aislada.

Objetivo 3: Evaluar la difusión de los Recursos Energéticos Distribuidos en una microrred tipo aislada que incluya prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia, a partir de un modelo de simulación que conjugue los aspectos técnicos y económicos.

- ✓ Se evaluó la difusión de los DER en una microrred tipo aislada a partir de la prestación de los servicios complementarios mediante un modelo de simulación en SD que permite realizar una mirada holística y analizar la evolución de las variables. A partir del modelo de simulación en SD se determinaron señales regulatorias para incluir incentivos que pueden ser implementados en la operación por microrredes aisladas.
- ✓ Se incluyó en el modelo de negocios, el enfoque de las soluciones de microrredes aisladas con sostenibilidad técnica. Con esta condición se propuso un nuevo enfoque para la

sostenibilidad técnica y económica, incrementando la atractividad de invertir en la operación por microrredes aisladas.

- ✓ Se comprobó que es necesario contar con incentivos económicos con el fin de hacer viable económicamente la inversión en nuevas tecnologías y tener la capacidad de contar con elementos para la prestación de servicios técnicos de control de tensión y frecuencia.
- ✓ Se diseñó un esquema de incentivos por prestación de servicios complementarios que puede tener dos opciones: a) compensación a los DER disponibles en cada momento (despacho), b) un cargo por conexión ante eventuales desbalances. En caso de que se quiera pagar por disponibilidad a los DER, la compensación debe ser tanto de control de tensión como de control de frecuencia. Sin embargo, el incentivo por conexión solamente permitiría que los DER presten solamente uno de los dos servicios complementarios.

5.2 Aportes

Los principales aportes de esta tesis están centrados en la combinación de aspectos técnicos y económicos en el modelo de SD, para garantizar la sostenibilidad en la operación de una microrred aislada.

- ✓ Se propuso una metodología de modelo de negocio, basado en el modelo Canvas, que permita viabilizar económicamente la implementación de microrredes aisladas, teniendo en cuenta como propuesta de valor la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia, mediante los DER, para garantizar la sostenibilidad operativa de la microrred aislada.
- ✓ El modelo propuesto conjuga los requerimientos técnicos de la prestación de los servicios complementarios de control de tensión y frecuencia, mediante la integración de DER, ante el desbalance de generación y carga en una microrred aislada, con los aspectos económicos como ingresos, costos y tarifas, con el fin de garantizar una operación sostenible de la microrred aislada. Este modelo puede ser utilizado para dar señales regulatorias que permitan a los entes reguladores tomar decisiones que favorezcan a los agentes prestadores del servicio y a los usuarios.
- ✓ Se propusieron los requerimientos, responsabilidades, cargos y acciones, para que desde el punto de vista técnico se consideren regulatoriamente los DER en la prestación de servicios complementarios, de control de tensión y frecuencia, en la implementación de las microrredes tipo aisladas.

- ✓ Se definió un esquema de DSM considerando los criterios del EDAC y aprovechando la tecnología AMR y AMI para limitar corriente. Este DSM tiene la característica de que el usuario determine los circuitos y no se presente una desconexión total.
- ✓ Se propuso que dentro del control jerárquico se incluya el nivel 2 al control secundario, con el fin de limitar la prestación de los servicios complementarios del control prestado por los DER para mantener los rangos de tensión y frecuencia entre los límites establecidos.
- ✓ Se propuso desarrollar microrredes aisladas sin afectar la tarifa actual de los usuarios. Esta tarifa se mantiene en los valores actuales, permitiendo el desarrollo de microrredes aisladas y la integración de los DER, propendiendo por una sostenibilidad técnica, económica y social.
- ✓ Se definieron señales regulatorias, a partir de los resultados derivados de los modelos y a pesar de que no hace parte de los objetivos originales de la tesis doctoral, como requerimientos técnicos, propuestas económicas para incentivar la inversión y estrategias para definir la forma de pago de los incentivos, que facilitan la definición de una política regulatoria para la implementación de las microrredes aisladas en las ZNI.

A continuación, se presenta la tabla síntesis con el trabajo doctoral:

Objetivo	Metodología	Referencias	Cambios	Aportes			Indicador		Medición		Beneficios de la propuesta sobre la literatura
				Descripción	Ventajas	Desventajas	Literatura (L)	Propuesto (P)			
1	Se implementó un algoritmo para la ubicación óptima de la DG, con el fin de minimizar las pérdidas por la microrred	Afkousi-Paqaleh et al., 2010a	Modificación del algoritmo de ubicación, teniendo en cuenta la operación aislada de la microrred. El costo es el mismo para todos los nodos por lo que se centra en la reducción de las congestiones.	En este sentido no se realiza un despacho, lo que en elimina una de las componentes del índice de rendimiento (simplifica el cálculo) y le da más prioridad a la congestión de la red y las pérdidas del sistema	Se realiza una ubicación óptima, favoreciendo la disminución de pérdidas y restricciones	En el largo plazo, las microrredes tienen un mercado, a medida que se incluyan diferentes DER y en el que el precio sea un factor determinante para la participación de los DER	En el método de optimización se toman como base los Precios Marginales por Ubicación (LMP – Locational Marginal Price) y la renta de congestión	Se da prioridad a la congestión por las redes de distribución al contar con costos iguales para todas las unidades de generación	Costos: L = Alto impacto P = Al tener el mismo costo, no es impactante	Congestiones: L = Al tener costo variable, la solución varía dependiendo de los costos P = Alto impacto	Al considerar que los costos y precio de despacho es iguales, se obtiene un beneficio para centrarse en la mitigación de congestiones en las redes.
	Se definió el DSM que incluyera a la demanda como un nuevo agente que tiene la capacidad de tomar decisiones	CREG 061 de 1996	A partir del EDAC implementado en Colombia, que cuenta con sistemas automáticos de desconexión de carga, se tomó el esquema planteado por XM para la desconexión de carga y se implementó en la microrred, teniendo en cuenta los "prosumers"	Se toma el esquema actual del EDAC implementado en el SIN. Por la baja inercia de la microrred, se deben reajustar los umbrales y el tiempo de respuesta, con el fin de evitar problemas de estabilidad de frecuencia y desconexión total de la microrred.	Se utiliza la DSM como un recurso más dentro del control de frecuencia. En la programación para prestar servicios complementarios. Debe estar disponible para su desconexión de la microrred		El esquema está propuesto para el sistema colombiano, teniendo en cuenta las diferentes características de la generación (térmica e hidráulica). En términos de la demanda, ésta es desconectada por relés automáticos, no es un servicio que se remunere ni se preste.	Este programa de DSM está basado en la participación activa de las cargas que tengan la capacidad de ser "prosumers" y contar con un respaldo que permita ante grandes desbalances, prestar servicios de desconexión y sin afectar la calidad de vida.	L = No se considera la naturaleza de la carga (excepto la desconexión de cargas esenciales, como hospitales). Es una desconexión obligatoria que depende de la etapa P = Se considera la naturaleza de la carga y se seleccionan los circuitos que menor impacto tengan. Es una desconexión por disponibilidad		Se seleccionan las cargas que pueden desconectarse en momentos definidos, puesto que son los usuarios los que definen su participación. Se minimizan los riesgos de desconexión de usuarios con cargas delicadas.

<p>Se tomó la estrategia de control para implementarla en la dinámica de la microrred (Niveles)</p>	<p>Palizban et al., 2014, CREG 025 de 1995</p>	<p>Para la operación en una microrred aislada y bajo las consideraciones de la ley colombiana (código de conexión) se definen los rangos y tiempos en los que responden los DER</p>	<p>Se combinó el control jerárquico definido para la operación por microrredes con los tiempos para la respuesta de los controladores definidos en la regulación colombiana. Con el fin de definir el esquema para la prestación de servicios complementarios</p>	<p>Se evidenció la necesidad de contar con tiempos para que los controles respondan rápidamente ante los eventos y evitar la desconexión total por frecuencia. Inclusión de la demanda en la participación activa</p>		<p>Se presenta el nivel jerárquico para coordinar la operación de los DER en una microrred aislada.</p>	<p>Se propone ajustar el nivel jerárquico a los tiempos de respuesta que están definidos en la regulación Colombiana.</p>	<p>Se combinó el nivel jerárquico con los tiempos de respuesta presentados en la regulación colombiana: L = Se presenta el nivel jerárquico P= Se ajusta el nivel jerárquico a los tiempos de respuesta que están definidos en la regulación Colombiana</p>	<p>Al ajustar el nivel jerárquico a las condiciones regulatorias colombianas, se "tropicaliza" frente a las condiciones que se presentan en experiencias internacionales.</p>
<p>Propuesta para la prestación de control de tensión y frecuencia por parte de cada uno de los DER</p>	<p>Revisión bibliográfica anterior</p>	<p>A partir de la literatura, se combinó la participación de los DER para definir responsabilidades y requerimientos</p>	<p>Se propuso, a partir de la revisión bibliográfica, la experiencia en la operación del SIN y las propuestas en términos de control, comunicaciones, la prestación de servicios complementarios a partir de los DER, para mantener una prestación continua del servicio (sostenibilidad técnica)</p>	<p>Se definió una propuesta de la responsabilidad de prestar servicios complementarios a partir de los diferentes DER. Inclusión de la demanda dentro de la prestación de servicios complementarios</p>	<p>Se omiten algunos beneficios que puedan prestar por parte de los DER. El aporte va a ser implícito dentro de la operación</p>	<p>No está definida la responsabilidad de cada uno de los DER para la prestación de servicios de soporte de control de tensión y frecuencia en conjunto.</p>	<p>Aunque todos los DER tengan influencia en el control de tensión y frecuencia, se propone un esquema de responsabilidades, como esquema de prestación de servicios complementarios.</p>	<p>L = No existe. P = Se propone e incluyen los DER en un esquema de responsabilidades.</p>	<p>Se considera que cada DER puede tener una responsabilidad frente a mantener la tensión y la frecuencia dentro de los rangos permitidos, aún ante disturbios mayores, considerando los beneficios que los DER presentan en el control de tensión y de frecuencia.</p>

	La electrificación rural ha sido un referente para la operación aislada, se analiza en términos económicos como se valoran los costos.	(Alliance for Rural Electrification, 2011) (IEA, 2011).		Se incluyen requerimientos técnicos	Se planeó una microrred, teniendo en cuenta los problemas técnicos que se puedan presentar, con el fin de contar con un suministro seguro y confiable	Se incluyeron elementos adicionales que complican el análisis del modelo Canvas al incluirle consideraciones técnicas	Se valora el costo y que exista un retorno a la inversión, se olvidan requerimientos técnicos para la sostenibilidad en la operación de la microrred.	Se incluyen características técnicas que permiten la sostenibilidad en la operación de la microrred.	L = Solución social, olvidando la sostenibilidad técnica. P = Se propone como propuesta de valor incluir servicios de soporte (complementarios) de control de tensión y frecuencia.	Considera la sostenibilidad técnica dentro del modelo de negocio, incluyendo incentivos técnicos para hacer atractivo el modelo de negocios.
2	Se toma el modelo Canvas con enfoque social y se propone incluir temas técnicos para garantizar sostenibilidad económica	(Alliance for Rural Electrification, 2011) (IEA, 2011) (Osterwalder et al., 2009) (Bhattacharya & Palit, 2016).	Incluir soporte técnico dentro del análisis de factibilidad económico	Ingresos por incentivos técnicos	Se proponen ingresos adicionales por prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia en la microrred aislada	Se incluyeron elementos adicionales que complican el análisis del modelo Canvas al incluirle consideraciones técnicas	No está definido	Se proponen ingresos adicionales por prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia en la microrred aislada	Este escenario está dividido en: componente de disponibilidad o pago por que los DER, bajo cualquier condición puedan prestar servicios o pago por los DER que estén en línea (que estén despachados en el momento del evento).	Se define un "Beneficio" tanto en P como en Q para definir el incentivo técnico que se espera incluir dentro del modelo. Este incentivo contiene una prima técnica asociada al subsidio de combustible, es decir, se cambia el subsidio por un incentivo.

			Incluir a la demanda dentro de la operación de las microrredes aisladas Incluir tarifa, basada en la tarifa actual ZNI, con DSM	DSM+tarifa (fórmula)	Se propuso una fórmula tarifaria en la que considera los DSM por prestar servicios complementarios. Considera a la demanda como un agente activo en el flujo de caja	La fórmula tarifaria y la participación de la demanda, complica la evaluación del modelo Canvas	No está definido	Se propuso una fórmula tarifaria en la que considera los DSM por prestar servicios complementarios. Considera a la demanda como un agente activo en el flujo de caja	Servicios complementarios son los descuentos que la microrred aislada tienen asociados al DSM que se define para la operación sostenible de la microrred aislada y está definido como beneficio por incentivo en Ingresos por beneficios dispuestos en las leyes e incentivos técnicos	La nueva tarifa incluye los descuentos por estar dentro del DSM asociado a mantener el balance generación - demanda ante grandes eventos.
			Incluir incentivos técnicos por prestación de AS por subsidio de combustible	Se desmonta el subsidio para el combustible y se utiliza como incentivo para la prestación de servicios complementarios	El gobierno no requiere invertir otros recursos para implementar el incentivo por prestación de servicios complementarios. Se reemplaza el subsidio por combustible por el incentivo.	Se incluyeron elementos adicionales que complican el análisis del modelo Canvas al incluirle consideraciones técnicas	No está definido	El gobierno no requiere invertir otros recursos para implementar el incentivo por prestación de servicios complementarios. Se reemplaza el subsidio por combustible por el incentivo.	Se desmonta el subsidio para el combustible y se utiliza como incentivo para la prestación de servicios complementarios	Se alcanza la sostenibilidad técnica y económica, cambiando un subsidio por un incentivo. Con análisis en el largo plazo, esta condición se podría desmontar.
			Incluir dentro de los CAPEX las curvas de aprendizaje de las tecnologías	La experiencia en las tecnologías y la implementación en la operación de la microrred aislada se incluyen dentro de los costos de inversión (fórmula)	Se integró a los costos de inversión la curva de aprendizaje tanto para las tecnologías que se implementen, como para la operación y mantenimientos de las microrredes aisladas	Los costos de inversión se convierten en una fórmula que considera el aprendizaje, complicando la evaluación del modelo Canvas	No está definido	Se integró a los costos de inversión la curva de aprendizaje tanto para las tecnologías que se implementen, como para la operación y mantenimientos de las microrredes aisladas	Los CAPEX consideran la tasa de aprendizaje de las tecnologías. Esta tasa está representada por un valor definido a partir de los parámetros de consumo, construcción o ventas de una tecnología.	Se incluye dentro de la fórmula la tasa de aprendizaje, tanto de las tecnologías, como de la operación por microrredes aisladas.

3	Combinación en el modelo de SD los requerimientos técnicos con el análisis económico - Modelo Canvas en SD		Combinación entre los requerimientos técnicos y económicos	Con el modelo se definen políticas regulatorias, se analizó la inclusión de incentivos técnicos en la operación de la microrred aislada	Propuestas de políticas regulatorias para la difusión de DER en las microrredes aisladas		No está definido	Se propone prestar servicios de soporte, de control de tensión y frecuencia, bajo diferentes escenarios, como por disponibilidad o despacho	La metodología utilizada de SD, como un modelo de gestión, permite definir políticas regulatorias, que no están definidas. Este modelo se propone para analizar la difusión de los DER a partir de prestar un valor agregado y mantener la sostenibilidad de la microrred.	Modelo para definir políticas regulatorias que conjugue el aspecto técnico con la factibilidad económica.
---	--	--	--	---	--	--	------------------	---	--	---

5.3 Trabajos futuros

- ✓ Analizar la prestación de servicios complementarios al EPS, desde la microrred al sistema interconectado.
- ✓ Definir un esquema de conexión y desconexión de las microrredes al SIN.
- ✓ Incluir las restricciones de la microrred dentro de la estrategia de control.
- ✓ Probar otro tipo de control para la DG y ESS considerando las cargas desbalanceadas.
- ✓ Implementar otros tipos de control para la DG, para analizar la respuesta. Asimismo, evaluar su costo.
- ✓ Proponer un modelo de sostenibilidad de la demanda para analizar la participación paulatina del crecimiento de los DSM.
- ✓ Analizar el cambio en los niveles de corto circuito en los nodos de la microrred aislada, ante la conexión de DER. Esto con el fin de determinar los nodos débiles que pueden llevar a oscilaciones de frecuencia y estabilidad de tensión.
- ✓ Realizar un análisis Big-data para implementar DSM adecuados para la demanda de la microrred aislada.
- ✓ Incluir en el análisis el reemplazo de baterías, el tiempo estimado en el cambio y la implicación técnica y económica de este reemplazo.
- ✓ Analizar el desmonte de incentivos en el largo plazo y determinar la tarifa de los usuarios ante este desmonte de incentivos.

5.4 Discusión académica

Artículos revistas científicas: Esta tesis de investigación cuenta con una publicación en revistas clasificadas con la mayor distinción (A1) y otro artículo se encuentra en proceso de revisión en una revista clasificada en B:

- ✓ A Arango-Manrique, S X Carvajal-Quintero, C Younes-Velosa, *“How to promote distributed resource supply in a Colombian microgrid with economic mechanism?: System dynamics approach”*, DYNA, ISSN: 0012-7353, Volumen 82, Número 192, 2015.
- ✓ D. López-García, A Arango-Manrique, S X Carvajal-Quintero. *“Integration of Distributed Energy Resources in Isolated Mini-Grids: Colombian Paradigm”*, enviado a TecnoLógicas. En revisión.

Otros artículos publicados en revista:

- ✓ Juan David Marín Jiménez, Sandra Ximena Carvajal Quintero, Adriana Arango Manrique, *“Discusión de la implementación en Colombia del Servicio Complementario Capacidad de*

Operación por Islas, Energética, Número 43, p. 99-108, 2014. ISSN electrónico 2357-612X.
ISSN impreso 0120-9833

Artículos publicados en ponencias:

- ✓ A Arango-Manrique, S Carvajal-Quintero, S Arango-Aramburo, "*Evaluation of incentives for Voltage and Reactive Control using Distributed Generation in the Colombian Electricity System: A System Dynamics Approach*", Evento: III Simposio Internacional en Fuentes Alternativas de Energía y Calidad Energética – SIFAE IEEE&CE, Barranquilla, octubre 2012.
- ✓ A Arango-Manrique, S Carvajal-Quintero, S Arango-Aramburo, "*Diffusing Distributed Generation in the CQR Sub-network of the Colombian Power System: A System Dynamics Approach*", Evento: IEEE PES T&D LA 2012, Renewable Energies in a Developing Continent, Montevideo - Uruguay, 2012.
- ✓ R. A. Álvarez López, A. Arango Manrique, "*Implementación de la Generación Fotovoltaica como Respaldo ante Fallos en la Red de Distribución*", Evento: IX Congreso Internacional Electrónica y Tecnologías de Avanzada, CIETA 2012, Cúcuta, noviembre 2012.
- ✓ A Arango Manrique, R. A. Álvarez López, "*Microrredes: Nuevo Paradigma en las Redes Eléctricas*", Evento: IX Congreso Internacional Electrónica y Tecnologías de Avanzada, CIETA 2012, Cúcuta, noviembre 2012.
- ✓ A Arango-Manrique, S Carvajal-Quintero, J Bonilla Cardona, C Younes Velosa, "*Can Distributed Resources Contribute to Micro Grid Operation and Support?: Technical and Economic Considerations in a Sub-network of the Colombian Power System*", Evento: IEEE ISGT LA 2013, Innovative Smart Grid Technologies, Sao Paulo - Brasil, 2013.
- ✓ R. A. Álvarez López, A. Arango Manrique, "*Can Photovoltaic Panels Support Distribution Network Failures? Harmonic Analysis in a Colombian Microgrid*", Evento: IEEE ISGT LA 2013, Innovative Smart Grid Technologies, Sao Paulo - Brasil, 2013.
- ✓ A Arango Manrique, R. A. Álvarez López, "*Integration of Distributed Generation to Support the Electricity Supply: Stability Analysis in a Colombian Microgrid*", Evento: IEEE ISGT LA 2013, Innovative Smart Grid Technologies, Sao Paulo - Brasil, 2013.
- ✓ A Arango-Manrique, S Carvajal-Quintero, "*Un Enfoque Sistémico Sobre La Operación Del Sistema Eléctrico De Potencia En Microrredes: Modelo De Difusión Sostenible*", XI Encuentro Colombiano de Dinámica de Sistemas, Bucaramanga, 2013.
- ✓ A F Díaz-Alzate, A Arango-Manrique, S Carvajal-Quintero, "*Análisis de una Microrred con Pequeñas Centrales Hidroeléctricas*", IV Seminario Internacional en Fuentes Alternativas de Energía y Eficiencia Energética, SIFAE 2013, Bogotá, 2013.
- ✓ A Arango-Manrique, S Carvajal-Quintero, C Younes Velosa, "*Economic Mechanisms to Promote Distributed Resource Supply in a Colombian Microgrid: System Dynamics*

Approach”, Evento: VII Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica, SICEL, Medellín, 2013.

- ✓ D. López-García, A. Arango-Manrique, S.X. Carvajal, C. Arango-Lemoine. *“Is electricity regulation in Colombia prepared for to incentive modernization of distribution networks? Challenges and proposal.”*, Evento: VIII Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica, SICEL, Chile, 2015.
- ✓ A Arango-Manrique, S Carvajal-Quintero, *“Sostenibilidad técnica y económica en la operación por microrredes aisladas con servicios complementarios: caso Colombia”*, Evento: IX Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica, SICEL, Bucaramanga, 2017.
- ✓ D. López-García, A. Arango-Manrique, J.F. García-Franco, S.X. Carvajal, *“Efectos de la respuesta de la demanda en el balance de potencia en mini-redes aisladas”*. Evento: IX Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica, SICEL, Bucaramanga, 2017.

6. ANEXOS

6.1 Anexo A: Parámetros de los controles

Modelo del gobernador PCH

Tabla 6-1 Parámetros para el control del gobernador de las PCH. Fuente: Ajuste propio

Parámetro	Valor
T_G	0,002
T_P	0,01
σ	0,01
δ	0,02
T_R	0,5
a_{11}	0
a_{13}	0,2
a_{21}	0,5
a_{23}	1
T_W	0,006
T_R	0
U_C	-0,1
P_{min}	0
U_0	0,1
P_{max}	1

Modelo del AVR PCH

Tabla 6-2 Parámetros para el AVR de las PCH. Fuente: Ajuste propio

Parámetro	Valor
T_R	0,02
K_a	50
T_a	0,03
K_e	0,5
T_e	0,2
K_f	1
T_f	0,5
E_1	3
Se_1	0,1
E_2	4
Se_2	0,5
V_{min}	-10
V_{max}	10

Modelo del gobernador PCH

Los parámetros más relevantes del control implementado sistema PV + ESS se presentan en la Tabla 6-3. Cada elemento contiene un control que cuenta con los mismos parámetros, por lo que es un sistema conectado al mismo nodo:

Tabla 6-3. Parámetros para el PV + ESS. Fuente: Ajuste propio

Parámetro	Valor
K_p	0,005
t_p	0,03 s
T_{mpp}	5 s
<i>droop</i>	2%

6.2 Anexo B: Datos microrred aislada

Tabla 6-4 Información general de los resultados de la microrred tipo operando aislada. Fuente: Diseño propio

	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]
Generación	1,81	1,30	2,23
Cargas	1,75	1,1	2,07

Pérdidas	0,06	0,2	-
----------	------	-----	---

No se presentan sobrecargas ni valores de tensión fuera de los rangos definidos en la reglamentación. La frecuencia del sistema es 60 Hz (frecuencia establecida para la operación en Colombia, según la resolución CREG 025 de 1995 (CREG, 1995)). El valor de la tensión referencia en cada uno de los nodos de la microrred se muestran a continuación, tomados de la simulación de la microrred en el software de simulación DigSilent:

Tabla 6-5 Tensión referencia en los nodos de la carga conectada a la microrred tipo aislada. Fuente: Diseño propio

Carga	V [p.u.]
R1	1,00
R2	1,00
R3	1,05
R4	1,05
R5	1,00
R6	0,99
R7	1,00
R8	0,98
C1	1,01
C2	1,01
C3	0,99
C4	1,00
C5	1,03
C6	1,00
I1	1,00
I2	1,00
I3	1,02
I4	1,05
I5	1,01
I6	1,00

En la Tabla 6-5 se observa que el flujo de carga muestra unos valores de tensión dentro de los rangos definidos en la regulación.

6.3 Anexo C: Dinámica de sistemas

Esta metodología permite hacer modelos de gestión, en los que se pueden comparar diferentes alternativas, para analizar el impacto en el crecimiento e integración de los DER con la inclusión de incentivos comerciales y técnicos, como una técnica de simulación utilizada para el estudio de políticas o para el diseño de marcos regulatorios (Sterman, 2002)

Los modelos de gestión implementados en SD pretenden establecer bajo diferentes alternativas cuál es la política de decisión más conveniente para el desarrollo de una tecnología (Gómez García & Carmona Martínez, 2003) basado en la difusión de los DER, para determinar mecanismos y estabilizar las fluctuaciones por desequilibrios (Sterman, 2002).

La SD se componen de ecuaciones diferenciales no lineales acopladas que muestran el comportamiento en el tiempo de los diferentes agentes que participan en un mercado. Permite crear modelos de gestión para evaluar a partir de las consecuencias la implementación diferentes alternativas (Arango-Manrique, 2010; Sterman, 2000). En la Figura 6-1 se muestran los pasos para el modelado de un sistema en DS.

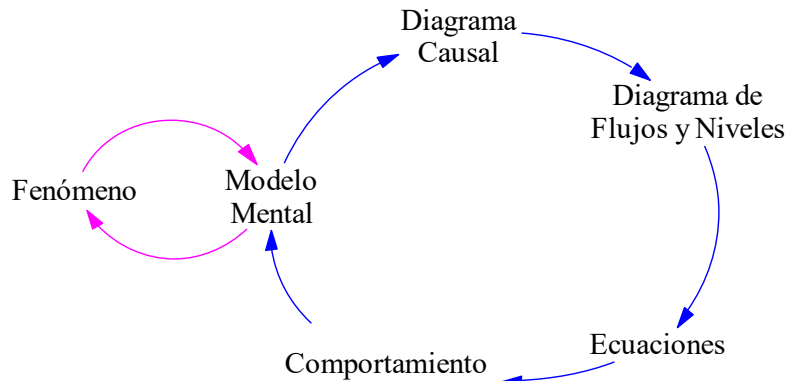


Figura 6-1. Modelado con Dinámica de Sistemas Adaptado de (Arango-Manrique, 2010; Sterman, 2000).

En la Figura 6-1 se observa que la información requerida en el modelo debe ser coherente, con el fin de entender el micromundo que se quiere modelar, por lo tanto, para la definición del modelo o diagrama causal o causa – efecto se debe contar con un modelo mental inicial con elementos clave. Los elementos claves del sistema y las relaciones causa – efecto entre todos los elementos se deben recopilar para complementar el funcionamiento del micro – mundo. Esas relaciones de influencias deben contar con una relación, la cual puede ser positiva si las variaciones de los elementos son del mismo sentido y negativa si las variaciones son en sentido contrario (Sterman, 2000).

A partir de las influencias y relaciones establecidas en el diagrama causal, se establece una estructura del sistema. En los sistemas complejos esas relaciones crean ciclos o realimentaciones que permite intuir el comportamiento final del modelo, este comportamiento se observa gracias al signo resultante del número de relaciones (Sterman, 2000). Los ciclos negativos llevan el modelo hacia una situación estable y los positivos lo hacen inestable. En la Tabla 6-6 se muestra matemáticamente el concepto de realimentación, mostrando que la fundamentación de la SD está ligada a las teorías de control clásico.

Tabla 6-6. Interpretación de las polaridades de las relaciones causales. Fuente: (Sterman, 2000)

FLUJO O DIRECCIÓN	INTERPRETACIÓN	FUNDAMENTO MATEMÁTICO
$X \rightarrow^+ Y$	Si X incrementa (disminuye), entonces Y incrementa (disminuye)	$\frac{\partial Y}{\partial X} > 0$ <i>En el caso de acumulaciones</i> $Y = \int_{t_0}^t (X + \dots) ds + Y_{t_0}$
$X \rightarrow^- Y$	Si X incrementa (disminuye), entonces Y disminuye (incrementa)	$\frac{\partial Y}{\partial X} < 0$ <i>En el caso de acumulaciones</i> $Y = \int_{t_0}^t (-X + \dots) ds + Y_{t_0}$

A continuación de haber definido el diagrama causa – efecto para modelar el micro – mundo, se deben agrupar las variables en un diagrama formal y a partir del cual se especifican las ecuaciones que definen el comportamiento del modelo y donde se puede revisar el comportamiento del fenómeno que se está evaluando.

La representación del diagrama formal en SD está definido por un sistema hidrodinámico, que contiene variables de nivel, de flujo y variables auxiliares, como en la Figura 6-2 (Sterman, 2000).

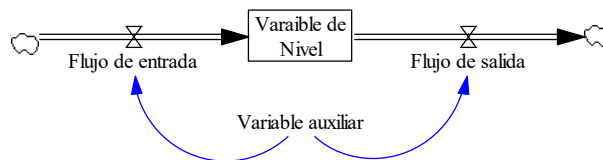


Figura 6-2. Variables de la formalización del modelo en DS. Fuente: (Arango-Manrique, 2010).

Los niveles pueden incrementarse o reducirse con el paso del tiempo y son los que acumulan la información significativa del modelo, equivalen a las variables de estado en la teoría de control son los encargados de caracterizar el estado del sistema y lo provee de inercia y memoria. La ecuación que modela el comportamiento del nivel como una característica que retarda la dinámica al estar condicionada al flujo de entrada y salida con respecto al tiempo.

Los flujos provocan el aumento o disminución de los niveles, regulando la información que entra y sale del nivel. Se asocian a los efectos que producen en los niveles con las que están relacionadas. La ecuación (6-1) que describe el comportamiento del nivel ante la variación del flujo de entrada y el flujo de salida en el modelo se muestra a continuación:

$$\frac{dNivel}{dt} = Flujo\ de\ entrada(t) - Flujo\ de\ salida(t) \quad (6-1)$$

Las variables auxiliares representan etapas intermedias en la determinación de los flujos que van hacia los niveles, y representan pasos o etapas en que se descompone el cálculo de un flujo a partir de los valores tomados por los niveles. Se representan por medio de círculos. Estas variables auxiliares se pueden parametrizar y convertir en un valor constante (Sterman, 2000).

6.4 Anexo D: Pruebas de calibración y validación del modelo

El uso más común de la calibración y validación del modelo es estimar los parámetros que no son observables, permitiendo que varíen en el proceso de calibración mediante la variación de los parámetros que cuentan con observaciones directas y que tienen la posibilidad de conocer los datos (Sargent, 2013). Para el modelo de simulación propuesto en esta tesis, los parámetros establecidos como no observables como evolución de capacidad de los DER, así como la rentabilidad que se espera tengan los inversionistas.

La prestación de servicios complementarios a partir de DER en microrredes aisladas aún no está estandarizado, por esto, no es posible calibrar un modelo con información histórica de su desarrollo. No obstante, es posible calibrar y validar el modelo para la integración de los DER con para otras tecnologías que ya cuentan con un mercado desarrollado en el mundo.

Asimismo, la validación del modelo está fundamentada en la disponibilidad de los recursos energéticos que se pueden obtener de las ZNI. Como se mostró en la sección 4.1.1 las ZNI representan una oportunidad para aprovechar los recursos, beneficiar a la comunidad y contar con requerimientos técnicos para la operación por microrredes. Actualmente, las estrategias del IPSE (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas) consideran la implementación de sistemas de generación con energías renovables, sistemas de medición avanzada y una solución híbrida sostenible (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, 2014b; UPME, 2015).

Se realizan dos pruebas al modelo para verificar el comportamiento de las variables que no son observables.

1. Análisis de las condiciones extremas

- a. **Incentivos = 0:** Este escenario solamente cuenta con los ingresos por comercialización o prestación de servicio.

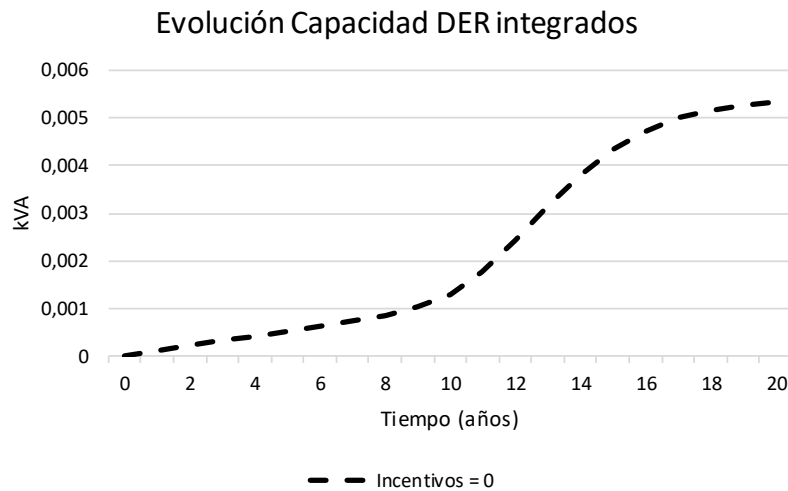


Figura 6-3. Evolución de la capacidad de los DER cuando no hay incentivos. Fuente: Diseño propio

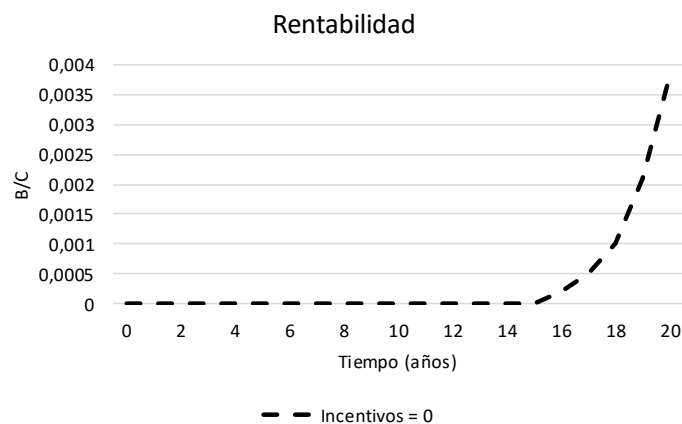


Figura 6-4. Rentabilidad cuando no hay incentivos. Fuente: Diseño propio

Se observa en las Figura 6-3 y Figura 6-4 que en el horizonte de tiempo solamente hay un crecimiento de 0.0052 kVA en la microrred y una rentabilidad tan solo de 0.004%, lo que implica que los costos son mucho mayores que los ingresos. Este comportamiento es el esperado cuando no hay incentivos.

- b. CAPEX y OPEX = alto (100000 USD/kVA):** esta condición extrema considera que los costos (tanto de inversión como de operación y mantenimiento) tienen un valor superior a los costos de inversión y mantenimiento que se dan en la operación real de las ZNI en Colombia.

El comportamiento es el esperado, debido a que los costos durante todo el horizonte son mucho más altos que los ingresos, por lo que no hay evolución en ninguna de las dos variables que estamos observando.

2. Sensibilidad a parámetros:

En análisis de sensibilidad permite determinar los parámetros a los que el modelo es sensible y que posiblemente en el comportamiento real sean determinantes para el comportamiento (Barlas, 1996; Sargent, 2013). Los análisis de estas variables permiten definir señales regulatorias sobre la eficiencia de incluir incentivos o sobre las variables macroeconómicas que determinan exógenamente el comportamiento del sistema.

Los parámetros seleccionados para realizar la sensibilidad son:

- La eficiencia de la difusión, con el fin de verificar y comprobar que la inversión está influenciada por esta tasa de eficiencia, se realiza una variación del 20% sobre el parámetro.

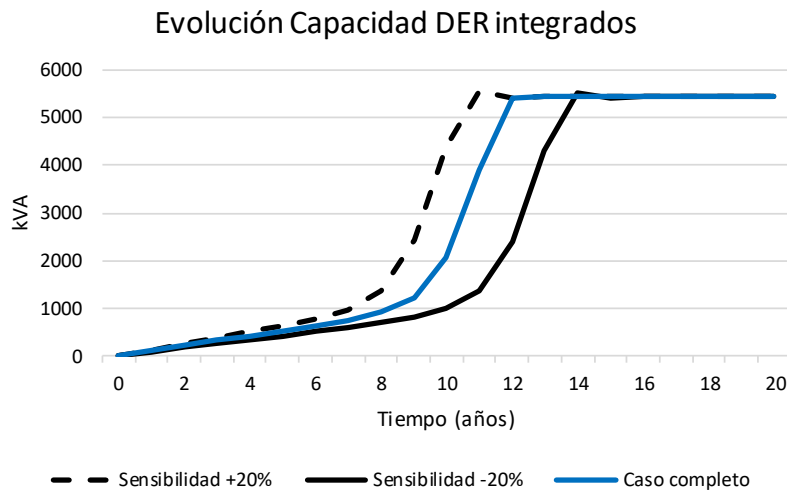


Figura 6-5. Evolución de la capacidad de los DER variando la eficiencia de la difusión. Fuente: Diseño propio

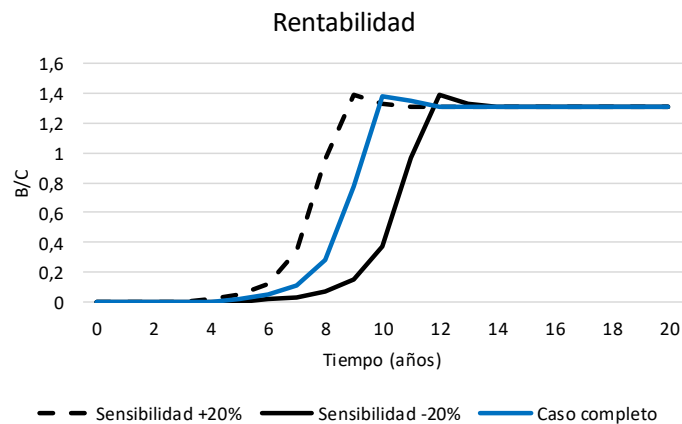


Figura 6-6. Rentabilidad variando la eficiencia de la difusión. Fuente: Diseño propio

De las Figura 6-5 y Figura 6-6 se observa que la eficiencia de la difusión es una variable que está directamente relacionada con la tasa de inversión, y como era de esperarse, el comportamiento muestra que variando esa eficiencia en la difusión es posible que los agentes se interesen en este tipo de operación. En la teoría de Bass, con el voz a voz para la difusión de tecnologías o innovaciones (Bass, 1995).

- b. Modificación de los incentivos definidos en la Ley 1715 de 2014, asociados a aranceles, IVA y declaraciones de renta. Estos incentivos están directamente asociados a la reducción de los costos en los que se incurre por la instalación y operación de las microrredes aisladas. La variación se realiza con un incremento en los incentivos para analizar el impacto de los beneficios de contar con reducciones en los impuestos.

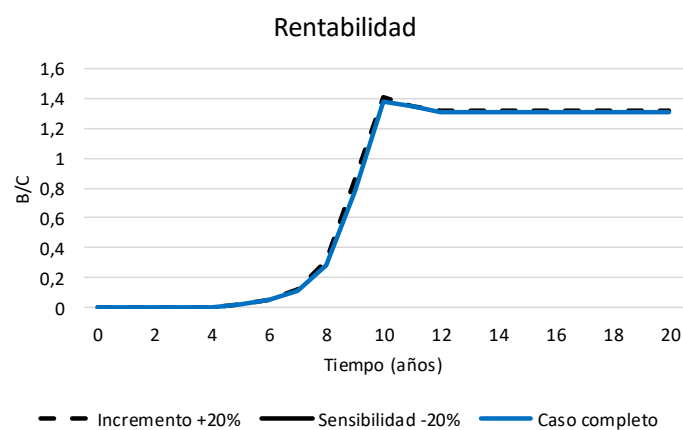


Figura 6-7. Rentabilidad variando los incentivos por impuestos. Fuente: Diseño propio

El comportamiento de Figura 6-7 muestra que el impacto de la variación en 20% de reducción del costo en impuestos no tiene un impacto significativo en la rentabilidad. Los ingresos al considerar incentivos técnicos permiten al inversionista mantener el flujo de caja atractivo que mantenga la rentabilidad.

7. Bibliografía

- Afkousi-Paqaleh, M., Abbaspour-Tehrani Fard, A., & Rashidinejad, M. (2010a). Distributed generation placement for congestion management considering economic and financial issues. *Electrical Engineering*, 92(6), 193–201. <http://doi.org/10.1007/s00202-010-0175-1>
- Afkousi-Paqaleh, M., Abbaspour-Tehrani Fard, A., & Rashidinejad, M. (2010b). Distributed generation placement for congestion management considering economic and financial issues. *Electrical Engineering*, 92(6), 193–201. <http://doi.org/10.1007/s00202-010-0175-1>
- Afkousi-Paqaleh, M., Abbaspour-Tehrani Fard, A., & Rashidinejad, M. (2010c). Distributed generation placement for congestion management considering economic and financial issues. *Electrical Engineering*, 92(6), 193–201. <http://doi.org/10.1007/s00202-010-0175-1>
- Al-Saedi, W., Lachowicz, S. W., Habibi, D., & Bass, O. (2013a). Power quality enhancement in autonomous microgrid operation using Particle Swarm Optimization. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 53(1), 742–751. <http://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.06.002>
- Al-Saedi, W., Lachowicz, S. W., Habibi, D., & Bass, O. (2013b). Voltage and frequency regulation based DG unit in an autonomous microgrid operation using Particle Swarm Optimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 53, 742–751. <http://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.06.002>
- Alliance for Rural Electrification. (2011). Hybrid Mini-Grids for Rural Electrification: Lessons Learned, 1–72.
- Arango-Manrique, A. (2010). *Caracterización del Esquema Remunerativo del Control de Tensión en el Mercado Eléctrico Colombiano*. Universidad Nacional de Colombia. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/3583/1/adrianaarangomanrique.2011.pdf>
- Arango-Manrique, A., Carvajal-Quintero, S. X., Arango-Aramburo, S., & Younes-Velosa, C. (2011). Contribution of Distributed Generation to Voltage Control. *Simposio Internacional Sobre La Calidad de La Energía Eléctrica - SICEL*, 6(0), 6. Retrieved from <http://www.revistas.unal.edu.co/index.php/SICEL/article/view/22671>
- Barlas, Y. (1996). Formal aspects of model validity and validation in system dynamics. *System*

- Dynamics Review*, 12(3), 183–210. [http://doi.org/10.1002/\(SICI\)1099-1727\(199623\)12:3<183::AID-SDR103>3.0.CO;2-4](http://doi.org/10.1002/(SICI)1099-1727(199623)12:3<183::AID-SDR103>3.0.CO;2-4)
- Barnes, M., Kondoh, J., Asano, H., Oyarzabal, J., Ventakaramanan, G., Lasseter, R., ... Green, T. (2007). Real-World MicroGrids-An Overview. In *2007 IEEE International Conference on System of Systems Engineering* (pp. 1–8). <http://doi.org/10.1109/SYSOSE.2007.4304255>
- Bass, F. M. (1995). Empirical Generalizations and Marketing Science: A Personal View. *Marketing Science*, 14(3 Supplement), G6–G19. <http://doi.org/10.1287/mksc.14.3.G6>
- Bayat, M., Sheshyekani, K., Hamzeh, M., & Rezazadeh, A. (2016). Coordination of Distributed Energy Resources and Demand Response for Voltage and Frequency Support of MV Microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, PP(99), 1–11. Retrieved from <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=7117474>
- Bhattacharyya, S. C. (2012a). Energy access programmes and sustainable development: A critical review and analysis. *Energy for Sustainable Development*, 16(3), 260–271. <http://doi.org/10.1016/j.esd.2012.05.002>
- Bhattacharyya, S. C. (2012b). Energy access programmes and sustainable development: A critical review and analysis. *Energy for Sustainable Development*. International Energy Initiative. Published by Elsevier Inc. All rights reserved. <http://doi.org/10.1016/j.esd.2012.05.002>
- Bhattacharyya, S. C., & Palit, D. (2016). Mini-grid based off-grid electrification to enhance electricity access in developing countries: What policies may be required? *Energy Policy*, 94, 166–178. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.04.010>
- Bie, Z., Zhang, P., Li, G., Hua, B., Meehan, M., & Wang, X. (2012). Reliability evaluation of active distribution systems including microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(4), 2342–2350. <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2202695>
- Borges, C. L. T., & Martins, V. F. (2012). Multistage expansion planning for active distribution networks under demand and Distributed Generation uncertainties. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 36(1), 107–116. <http://doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.10.031>
- Bottrell, N., Prodanovic, M., & Green, T. C. (2013). Dynamic stability of a microgrid with an active load. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 28(11), 5107–5119. <http://doi.org/10.1109/TPEL.2013.2241455>
- Bouزيد, A. M., Guerrero, J. M., Cheriti, A., Bouhamida, M., Sicard, P., & Benghanem, M. (2015). A survey on control of electric power distributed generation systems for microgrid applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 751–766. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.016>

- Broeer, T., Fuller, J., Tuffner, F., Chassin, D., & Djilali, N. (2014). Modeling framework and validation of a smart grid and demand response system for wind power integration. *Applied Energy*, 113, 199–207. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.06.058>
- Brooks, A., Lu, E., Reicher, D., Spirakis, C., & Wehl, B. (2010). Demand Dispatch. *IEEE Power and Energy Magazine*, 8(3), 20–29. <http://doi.org/10.1109/MPE.2010.936349>
- California ISO. (2005). Locational Marginal Pricing (LMP): Basics of Nodal Price Calculation. *CRR Educational Class*. Retrieved from <http://www.caiso.com/docs/2004/02/13/200402131607358643.pdf>
- Carlos, A., Souza, Z. De, Santos, M., Castilla, M., Miret, J., Vicuña, L. G. De, & Marujo, D. (2015). Voltage security in AC microgrids : a power flow-based approach considering droop-controlled inverters. *IET Renewable Power Generation*, 9, 1–7. <http://doi.org/10.1049/iet-rpg.2014.0406>
- Carvajal-Quintero, S., Arango-Manrique, A., & Arango-Aramburo, S. (2012). Evaluation of incentives for voltage and reactive control using distributed generation in the Colombian electricity system: A system dynamics approach. In *2012 IEEE International Symposium on Alternative Energies and Energy Quality, SIFAE 2012 - Conference Proceedings*. <http://doi.org/10.1109/SIFAE.2012.6478894>
- Carvajal Quintero, S. X. (2013). *Análisis de Servicios Complementarios en Sistemas de Potencia Eléctricos en Ambientes de Mercados*. Universidad Nacional de Colombia.
- Chamoch, M., & Bernad, R. (2016). *Desarrollo de un Modelo de Electrificación para Comunidades Rurales y Zonas Aisladas*.
- Chowdhury, S., & Crossley, P. (2009). *Microgrids and active distribution networks*. <http://doi.org/10.1049/PBRN006E>
- Chowdhury, S. P., Crossley, P., & Chowdhury, S. (2009). *Microgrids and Active Distribution Networks*. IET.
- Chowdhury, S. P. P., Halder Nee Dey, S., Basak, P., Chowdhury, S. P. P., Halder Nee Dey, S., & Chowdhury, S. P. P. (2012). A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(8), 5545–5556. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2012.05.043>
- Chunfeng, W., Yang, F., Zhenkun, L., & Yiliu, J. (2015). Optimal DG Penetration Rate Planning Based on S-OPF in Active Distribution Network. *Neurocomputing*, 1–8. <http://doi.org/10.1016/j.neucom.2015.05.123>

- Cobertura, G. De, Estella, O., Yaima, R., & UPME. (2016). Piec 2016-2020, 0–48.
- Congreso de Colombia, Colombia, C. de, & Gobierno de Colombia. Ley 1715 de 2014 por la cual se Regula la Integración de las Energías Renovables no Convencionales al Sistema Energético Nacional (2014). Retrieved from http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf
- Conpes. (2006). CONPES 3453: Esquemas de Gestión para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en las Zonas No Interconectadas.
- Consejo Nacional de Política Económica y Social. (2006). Esquemas de Gestión para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en las Zonas No Interconectadas 3453. *Departamento Nacional de Planeación*, 22.
- Costa, P. P. M., & Matos, M. A. (2006). Economic analysis of microgrids including reliability aspects. *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006. International Conference on*, 1–8. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4202248
- CREG. Resolución CREG 025: Código de Redes (1995).
- CREG. Resolución CREG 061: Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (1996).
- CREG. Resolución CREG 091: Prestación ZNI (2007).
- CREG. Resolución CREG 093: Reporte eventos y ENS (2012).
- CREG. Resolución Creg 176: Remuneración de la Distribución (2016).
- CREG. Resolución CREG 019: Proyecto remuneración Distribución (2017).
- Detroja, K. P. (2016). Optimal autonomous microgrid operation: A holistic view. *Applied Energy*, 173, 320–330. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.04.056>
- Devender, S., Misra RK, & Deependra, S. (2007). Effect of load models in distributed Generation planning. *IEEE Trans Power Syst*, 22(4).
- DISPAC. (2016). Proyectos FAZNI FAER y PRONE. Retrieved June 29, 2017, from <http://dispac.com.co/noticias/con-acuapistas-buscan-unir-a-los-municipios-del-pacifico/>
- Dobakhshari, A. S., Azizi, S., & Ranjbar, A. M. (2011). Control of microgrids: Aspects and prospects. *2011 International Conference on Networking, Sensing and Control*, 38–43. <http://doi.org/10.1109/ICNSC.2011.5874892>
- Echelberry, A., Henderson, M., Huber, M., Northern, R., & Vancucha, C. (2017). *Smart Columbus Grid Modernization AMI INNOVATION ADOPTION*. Retrieved from https://kb.osu.edu/dspace/bitstream/handle/1811/80698/ENRAEDE4567_GridModernization_sp2017.pdf?sequence=1

- Eid, C., Codani, P., Perez, Y., Reneses, J., & Hakvoort, R. (2016). Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64, 237–247. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.008>
- Euei Pdf. (2014). *Mini-grid Policy Toolkit. Report From: Http://Www.Euei-Pdf.Org/*. <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Frag, H. E., Member, S., Mohamed, M., Abdelaziz, A., El-saadany, E. F., & Member, S. (2013). Voltage and Reactive Power Impacts on Successful Operation of Islanded Microgrids, 28(2), 1716–1727.
- Federal Energy Regulatory Commission. (2006). *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them*.
- Federal Energy Regulatory Commission - FERC. (2006). *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them*. U.S. Department of Energy. Retrieved from file:///C:/Users/SATELLITE/Google Drive/Referencias Doctorado//U.S. Department of Energy (DOE) - 2006 - Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them.pdf
- Frías Marín, P. (2012). El control de tensión en redes de distribución con Generación Distribuida (II) (pp. 21–28).
- García de Vicuña, L., Miret, J., Santos, M., Castilla, M., Zambroni de Souza, A. C., & Marujo, D. (2015). Voltage security in AC microgrids: a power flow-based approach considering droop-controlled inverters. *IET Renewable Power Generation*, 9(8), 954–960. <http://doi.org/10.1049/iet-rpg.2014.0406>
- Gharavi, H., & Ghafurian, R. (2011). Smart Grid: The Electric Energy System of the Future [Scanning the Issue]. *Proceedings of the IEEE*. <http://doi.org/10.1109/JPROC.2011.2124210>
- Gobierno de Colombia. (1994). LEY 142 DE 1994. Régimen de los servicios públicos domiciliarios. Retrieved from <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=2752>
- Gomez-Exposito, A., Conejo, A. J., & Canizares, C. (2009). *Electric Energy Systems Analysis and Operation*. CRC Press.
- Gómez García, J., & Carmona Martínez, M. D. L. M. (2003). Modelos de difusión de innovaciones. Aplicación a la agricultura ecológica en España., 28. Retrieved from <http://www.asepelt.org/ficheros/File/Anales/2003 - Almeria/asepeltPDF/196.pdf>
- Gouveia, C., Moreira, J., Moreira, C. L., & Pecos Lopes, J. A. (2013). Coordinating storage and demand response for microgrid emergency operation. *IEEE Transactions on Smart Grid*,

- 4(4), 1898–1908. <http://doi.org/10.1109/TSG.2013.2257895>
- Grainger, J., & Stevenson, W. J. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*. CENACE, UANL.
- Grisales-Lezama, S. (2017). *Análisis de la viabilidad técnico – económica de la inclusión de energía renovable en una de las principales localidades de las ZNI*.
- Guerrero, J. M., Chandorkar, M., Lee, T., & Loh, P. C. (2013). Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids; Part I: Decentralized and Hierarchical Control. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 60(4), 1254–1262. <http://doi.org/10.1109/TIE.2012.2194969>
- Hatziargyriou, N. (2013). *Microgrids: Architectures and Control*. (N. Hatziargyriou, Ed.). Chichester, United Kingdom: John Wiley and Sons Ltd. <http://doi.org/10.1002/9781118720677>
- Hatziargyriou, N. (2014). *Microgrids: Architectures and Control*. <http://doi.org/10.1002/9781118720677>
- Hatziargyriou, N. D., Member, S., Anastasiadis, A. G., Vasiljevska, J., & Tsikalakis, A. G. (2009). Quantification of Economic, Environmental and Operational Benefits of Microgrids, 1–8. IEEE. IEEE 1547.4 Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems IEEE Standards Coordinating Committee 21 Sponsored by the (2011).
- Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas. (2014a). *Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas de Colombia*.
- Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas. (2014b). *Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas de Colombia*. Retrieved from <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/742159/09C-SolucionesEnergeticasZNI-IPSE.pdf/2871b35d-eaf7-4787-b778-ee73b18dbc0e>
- Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas. (2016). *Informe telemetría mensual de julio*.
- Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas - IPSE. (2012). *El IPSE no recibirá las obras del proyecto de generación de energía eólica “Nazareth” en la Alta Guajira*. Retrieved from <http://www.ipse.gov.co/ipse/comunicaciones-ipse/noticias-ipse/459-el-ipse-no-recibira-las-obras-del-proyecto-de-generacion-de-energia-eolica-nazareth-en-la-alta-guajira>
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2014). *Climate Change 2013 – The Physical Science Basis*. (Intergovernmental Panel on Climate Change, Ed.), *Climate Change 2013 - The Physical Science Basis*. Cambridge: Cambridge University Press.

- <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- International Energy Agency - IEA. (2011). Energy for All: Financing access for the poor (Special early excerpt of the World Energy Outlook 2011). *World Energy Outlook 2011*, (October), 52. Retrieved from http://www.iea.org/media/weowebiste/energydevelopment/weo2011_energy_for_all-1.pdf
- IPSE. (2015). Inversión FAZNI en los departamentos de la ZNI entre 2004 - 2014. Retrieved June 28, 2017, from <http://www.ipse.gov.co/proyectos-ipse/fazni>
- IPSE, I. de P. y P. de S. E. para las Z. N. I. (2013). *El IPSE realiza monitoreo del servicio de energía a través de telemetría en 72 localidades de las ZNI*. Retrieved from http://www.ipse.gov.co/ipseactual2013/index.php?option=com_content&view=article&id=566%3Ael-ipse-realiza-monitoreo-del-servicio-de-energia-a-traves-de-telemetria-en-72-localidades-de-las-zni-&catid=193%3Anoticias&Itemid=541&lang=es
- Iravani, R., & Mehrizi-Sani, A. (2010). Potential-Function Based Control of a Microgrid in Islanded and Grid-Connected Modes. *IEEE Transactions on Power Systems*. <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2045773>
- Iyer, H., Ray, S., & Ramakumar, R. (2005). Voltage profile improvement with distributed generation. In *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005* (pp. 1603–1610). IEEE. <http://doi.org/10.1109/PES.2005.1489406>
- Kanchev, H., Lu, D., Colas, F., Lazarov, V., & Francois, B. (2011). Energy management and operational planning of a microgrid with a PV based active generator for smart grid applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(10), 4583–4592. <http://doi.org/10.1109/TIE.2011.2119451>
- Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N., & Dimeas, A. (2008). Microgrids Management: Control and Operation Aspects. *IEEE Power & Energy Magazine*, (june), 54–65.
- Katsanevakis, M., Stewart, R. A., & Lu, J. (2017). Aggregated applications and benefits of energy storage systems with application-specific control methods: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 719–741. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.050>
- Kavadias, S., Ladas, K., & Loch, C. (2016). The transformative business model. *Harvard Business Review*, 94(10), 90–98.
- Kekatos, V., Wang, G., Conejo, A. J., & Giannakis, G. B. (2015). Stochastic Reactive Power Management in Microgrids with Renewables. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(6), 3386–3395. <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2369452>

- Knuckles, J. (2016). Business models for mini-grid electricity in base of the pyramid markets. *Energy for Sustainable Development*, 31, 67–82. <http://doi.org/10.1016/j.esd.2015.12.002>
- Koch-Ciobotaru, C., Boraci, R., Prosteian, O., & Szeidert, I. (2013). Voltage control in a microgrid using demand response. *SACI 2013 - 8th IEEE International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics, Proceedings*, 233–237. <http://doi.org/10.1109/SACI.2013.6608974>
- Koliou, E., Eid, C., Chaves-Ávila, J. P., & Hakvoort, R. A. (2014). Demand response in liberalized electricity markets: Analysis of aggregated load participation in the German balancing mechanism. *Energy*, 71, 245–254. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2014.04.067>
- Koritarov, V., Guzowski, L., Feltes, J., Kazachkov, Y., Lam, B., Grande-Mora, C., ... Donalek, P. (2013). Review of Existing Hydroelectric Turbine-Governor Simulation Models, 1–102.
- Kroposki, B., Lasseter, R., Ise, T., Morozumi, S., Papathanassiou, S., & Hatziargyriou, N. (2008). Making microgrids work. *IEEE Power and Energy Magazine*, 6(3), 40–53. <http://doi.org/10.1109/MPE.2008.918718>
- Kumar, A., Chowdhury, S. P., Chowdhury, S. P., & Paul, S. (2011). Microgrids : Energy management by strategic deployment of DERs — A comprehensive survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4348–4356. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.116>
- Lebel, G., Wang, D., Caire, R., Hadjsaid, N., Bediou, S., & Glatigny, A. (2015). Distributed and Coordinated Demand Response for Frequency-controlled reserve supply. *PowerTech 2015, IEEE Eindhoven*, 2–6.
- Lidula, N. W. A., & Rajapakse, A. D. (2011). Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 186–202. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.041>
- Lidula, N. W. a., & Rajapakse, a. D. (2014). Voltage balancing and synchronization of microgrids with highly unbalanced loads. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 907–920. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.045>
- Liu, R.-S. (2016). An Algorithmic Game Approach for Demand Side Management in Smart Grid with Distributed Renewable Power Generation and Storage. *Energies*, 9(8), 654. <http://doi.org/10.3390/en9080654>
- Lopes, J. A. P., Madureira, A. G., & Moreira, C. C. L. M. (2013). A view of microgrids. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 2(1), 86–103. <http://doi.org/10.1002/wene.34>
- Madureira, A. G., & Peças Lopes, J. A. (2012). Ancillary services market framework for voltage control in distribution networks with microgrids. *Electric Power Systems Research*, 86, 1–7.

- <http://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.12.016>
- Marín-Jimenez, J. D., & Carvajal-Quintero, S. X. (2015). Efectos del control de Tensión y Frecuencia en una operación aislada por Micro-redes con Pequeñas Centrales Hidroeléctricas: Estabilidad Transitoria. *Energética*, 45(45), 41–48. Retrieved from www.revistas.unal.edu.co/energetica
- Massa, L., Tucci, C., & Afuah, A. (2016). A Critical Assessment of Business Model Research. *Academy of Management Annals*, 11(1), 73–104. <http://doi.org/10.5465/annals.2014.0072>
- Meier, D. T. (2014). Innovative Business Models and Financing Mechanisms for PV Deployment in Emerging Regions. *INTERNATIONAL ENERGY AGENCY PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME*, 11, 26. Retrieved from www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/intranet/ExCo/IEA-PVPS_Task_9_-_Innovative_PV_Business_Models_for_Emerging_Regions.pdf
- Melo, M., & Barco, J. (2016). *Estudio Socio-Económico Proyecto El Naranjo y Bocagrande. Report.*
- Ministerio de Minas y Energía. Decreto 1591 de 2004 (2004).
- Mistry, K. D., & Roy, R. (2014). Impact of demand response program in wind integrated distribution network. *Electric Power Systems Research*, 108, 269–281. <http://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.11.018>
- Mithulananthan, N. (2007). Locating series FACTS devices for congestion management in deregulated electricity market. *Electr Power Syst Res*, 77, 352–360.
- Mohammadreza Mazidi, Alireza Zakariazadeh, Shahram Jadid, P. S., Mazidi, M., Zakariazadeh, A., Jadid, S., & Siano, P. (2014). Integrated scheduling of renewable generation and demand response programs in a microgrid. *Energy Conversion and Management*, 86, 1118–1127. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.06.078>
- Mohanty, A., Viswavandya, M., Mishra, D., Ray, P. K., Patra, S., & Sthitapragyan, M. (2016). An optimized STATCOM controller for voltage stability and reactive power compensation in an isolated micro grid. *2015 IEEE Power, Communication and Information Technology Conference, PCITC 2015 - Proceedings*, 884–888. <http://doi.org/10.1109/PCITC.2015.7438121>
- Munoz-Delgado, G., Contreras, J., & Arroyo, J. M. (2015). Joint Expansion Planning of Distributed Generation and Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(5), 2579–2590. <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2364960>

- Narimani, M. R., Nauert, P. J., Joo, J.-Y., & Crow, M. L. (2016). Reliability assesment of power system at the presence of demand side management. In *2016 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)* (pp. 1–5). IEEE. <http://doi.org/10.1109/PECI.2016.7459222>
- Nemati, M., Tenbohlen, S., Imran, M., Mueller, H., & Braun, M. (2015). Frequency and voltage control in microgrids: Modeling and simulations in islanded mode. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, 2015–Janua*(January), 1–6. <http://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2014.7028858>
- Núñez, O., Ortiz, D., & Palma-Behnke, R. (2013). Microrredes en la red eléctrica del futuro - Caso Huatacondo. *Ciencia Y Tecnología*, 29(2), 1–16.
- Oconnell, N., Pinson, P., Madsen, H., & Omalley, M. (2014). Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 686–699. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.098>
- Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Cañizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., ... Hatziargyriou, N. D. (2014). Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1905–1919. <http://doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514>
- Osterwalder, A., Pigneur, Y., Clark, T., & Smith, A. (2010). *Business Model Generation: a handbook for visionaries, game changers, and challengers*. John Wiley & Sons.
- Palensky, P., & Dietrich, D. (2011). Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 7(3), 381–388. <http://doi.org/10.1109/TII.2011.2158841>
- Palizban, O., Kauhaniemi, K., & Guerrero, J. M. (2014a). Microgrids in active network management—Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 36, 428–439. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.016>
- Palizban, O., Kauhaniemi, K., & Guerrero, J. M. (2014b). Microgrids in active network management – part II: System operation, power quality and protection. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 36, 440–451. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.048>
- Patrao, I., Figueres, E., Garcerá, G., & González-Medina, R. (2015). Microgrid architectures for low voltage distributed generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 415–424. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.054>
- Peças Lopes, J. A., Hatziargyriou, N., Mutale, J., & Jenkins, N. (2007). Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric Power Systems Research*, 77(9), 1189–1203. <http://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.016>

- Pekarek, S. D., & Swanson, R. R. (2012). Voltage and Frequency Regulation Strategies in Isolated AC Micro-Grids, 5–10.
- Platt, G., Cornforth, D., Moore, T., & Berry, A. (2011). The practical challenges of minigrids. *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition: Energy Conversion Innovation for a Clean Energy Future, ECCE 2011, Proceedings*, 950–954.
<http://doi.org/10.1109/ECCE.2011.6063874>
- Riesz, J., & Macgill, I. (2013a). Frequency Control Ancillary Services. Is Australia a Model Market for Renewable Integration? *12th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems*.
- Riesz, J., & Macgill, I. (2013b). Frequency Control Ancillary Services Is Australia a Model Market for Renewable Integration? *12th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems*.
- Riverso, S., & Sarzo, F. (2014). Plug-and-play voltage and frequency control of islanded microgrids with meshed topology * arXiv : 1405 . 2421v3 [cs . SY] 9 Jun 2014, 1–38. Retrieved from <http://arxiv.org/abs/1405.2421>
- Rubin, E. S., Azevedo, I. M. L., Jaramillo, P., & Yeh, S. (2015). A review of learning rates for electricity supply technologies. *Energy Policy*, 86, 198–218.
<http://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011>
- Ruiz-Romero, S., Colmenar-Santos, A., Mur-Pérez, F., & López-Rey, Á. (2014). Integration of distributed generation in the power distribution network: The need for smart grid control systems, communication and equipment for a smart city — Use cases. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 223–234. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.082>
- Sargent, R. G. (2013). Verification and validation of simulation models. *Journal of Simulation*, 7(1), 12–24. <http://doi.org/10.1057/jos.2012.20>
- Schiffer, J., Seel, T., Raisch, J., & Sezi, T. (2016). Voltage Stability and Reactive Power Sharing in Inverter-Based Microgrids with Consensus-Based Distributed Voltage Control. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 24(1), 96–109.
<http://doi.org/10.1109/TCST.2015.2420622>
- Shariatzadeh, F., Mandal, P., & Srivastava, A. K. (2015). Demand response for sustainable energy systems: A review, application and implementation strategy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45(August 2016), 343–350. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.062>
- Shi, W., Xie, X., Chu, C. C., & Gadh, R. (2015). Distributed Optimal Energy Management in

- Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(3), 1137–1146.
<http://doi.org/10.1109/TSG.2014.2373150>
- Simpson-Porco, J. W., Shafiee, Q., Dorfler, F., Vasquez, J. C., Guerrero, J. M., & Bullo, F. (2015). Secondary Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids via Distributed Averaging. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(11), 7025–7038.
<http://doi.org/10.1109/TIE.2015.2436879>
- Sioshansi, F. (2011). *Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed and Efficient Energy*. (F. P. Sioshansi, Ed.), Academic Press. Waltham: Academic Press. <http://doi.org/10.1016/B978-0-12-386452-9.00020-6>
- Soshinskaya, M., Crijns-Graus, W. H. J., Guerrero, J. M., & Vasquez, J. C. (2014). Microgrids: Experiences, barriers and success factors. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 659–672. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.198>
- Sterman, J. D. (2000). *Systems Thinking and Modeling for a Complex World*.
- Sterman, J. D. (2002). All models are wrong: Reflections on becoming a systems scientist. *System Dynamics Review*, 18(4), 501–531. <http://doi.org/10.1002/sdr.261>
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2017). Sistema Único de Información de Servicios Públicos :. Retrieved April 11, 2017, from <http://www.sui.gov.co/SUIAuth/portada.jsp?servicioPortada=4>
- Thiam, D. R. (2011). An energy pricing scheme for the diffusion of decentralized renewable technology investment in developing countries. *Energy Policy*, 39(7), 4284–4297.
<http://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.046>
- U.S. Department of Energy. (2006). *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them*. U.S. Department of Energy. <http://doi.org/citeulike-article-id:10043893>
- UPME. (2015). *Plan indicativo de expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica*. UPME (Vol. 1). <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- UPME, & BID. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf
- Valencia López, D. (2016). *Programas de Gestión de Demanda Energética en el Sector Industrial. Aplicación de la Analítica para su Diseño e Implementación*. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/54435/3/1053803850.2016.pdf>

- Vandoorn, T. L., Zwaenepoel, B., Kooning, J. D. M. De, Meersman, B., & Vandeveldde, L. (2011). Smart microgrids and virtual power plants in a hierarchical control structure. *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, 1–7.
- Villa Giraldo, A. M. (2015). *Análisis control de tensión en una red de distribución, operando de manera aislada*. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/56080/>
- Wang, Q., Zhang, C., Ding, Y., Xydis, G., Wang, J., & Østergaard, J. (2015). Review of real-time electricity markets for integrating Distributed Energy Resources and Demand Response. *Applied Energy*, *138*, 695–706. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.10.048>
- Wang, Z., Sun, H., & Nikovski, D. (2015). Static voltage stability detection using local measurement for microgrids in a power distribution network. *Conference on Decision and Control (CDC)*, (Cdc), 3254–3259.
- Weckx, S., D'Hulst, R., & Driesen, J. (2015). Primary and Secondary Frequency Support by a Multi-Agent Demand Control System. *IEEE Transactions on Power Systems*, *30*(3), 1394–1404. <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2340582>
- Wildi, T. (2006). *Electrical Machines, Drives and Power Systems Sixth Edition* (6th ed.). Columbus, Ohio: Prentice Hall.
- Zhao, Z., Yang, P., Green, T. C., Ma, Y., Xu, Z., & Lei, J. (2015). Steady-State Voltage Stability Analysis and Improvement Strategies of Microgrid With Double Fed Induction Wind Generator. In *2015 18th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)* (pp. 1063–1068). IEEE.
- Zimmerman, R. D., & Murillo-Sánchez, C. E. (2016). MATPOWER 6.0 a MATLAB Power System Simulation Package.