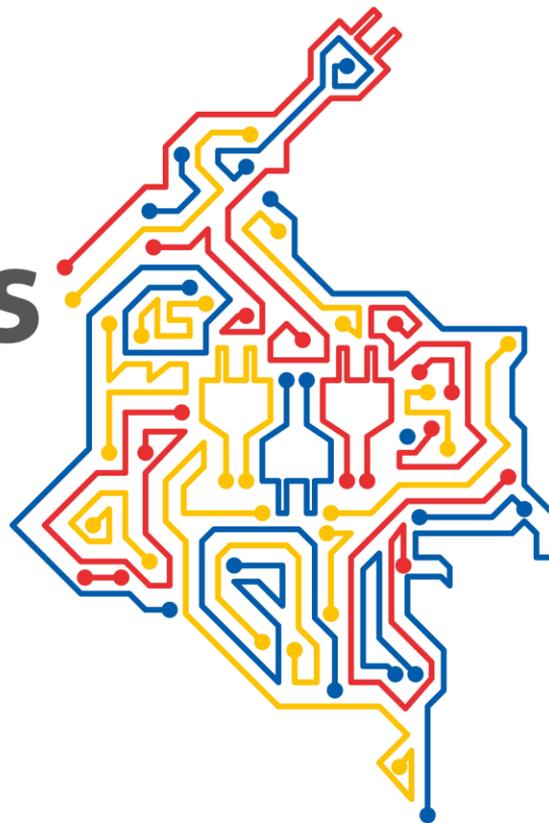


Smart Grids Colombia VISIÓN 2030



Parte IV

Anexo 6. Estimación de Beneficios detallados por Tecnología

Abril de 2016

Equipo de Trabajo

Editores:

Grupo Técnico Proyecto BID integrado por
Representantes de:

Banco Interamericano de Desarrollo (Cooperación Técnica)

José Ramón Gómez Guerrero
Jorge Luis Rodríguez Sanabria
Juan Eduardo Afanador Restrepo

Ministerio de Minas y Energía

Marie Paz Rodríguez Mier
Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales

Carlos Arturo Rodríguez Castrillón
Profesional Especializado
Oficina Dirección de Energía

Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones

Liliana Jaimes Carrillo
Despacho Viceministerio TI

Unidad de Planeación Minero-Energética

Camilo Táutiva Mancera
Asesor de Energía

Iniciativa Colombia Inteligente

Alberto Olarte Aguirre
Secretario Técnico C N O – Presidente Colombia
Inteligente

Renato Humberto Céspedes Gandarillas
Coordinador Técnico

Firmas Consultoras

CIRCE

Andrés Llombart Estopiñán
María Paz Comech Moreno
Adrián Alonso Hérranz
Samuel Borroy
Vicente Gorka Goicoechea Bañuelos
Carlos Pueyo Rufas

Universidad de Alcalá de Henares

Carlos Girón Casares
Francisco Javier Rodríguez Sánchez

Universidad Tecnológica de Pereira

Alejandro Garcés Ruiz
Juan José Mora Flórez

CREARA CONSULTORES, S.L.

María Jesús Báez Morandi
José Ignacio Briano Zerbino

Afi – Analistas Financieros Internacionales

Pablo I. Hernández González
Diego Vizcaíno Delgado

Bogotá D.C., Abril de 2016

NOTA ACLARATORIA - *DISCLAIMER*

1. Los planteamientos y propuestas presentados en este documento son los resultados del análisis y elaboración del Estudio desarrollado por el Equipo de Trabajo en el marco de la Cooperación Técnica ATN-KK-14254-CO (CO-T1337) con el aporte de fondos provenientes del Fondo Coreano para Tecnología e Innovación a través del Banco Interamericano de Desarrollo –BID–. Estos planteamientos y propuestas no representan ni comprometen la posición y planteamientos de las entidades oficiales del Gobierno Colombiano participantes.
2. Los análisis realizados en el desarrollo de la Cooperación Técnica consideraron la información disponible hasta el mes de diciembre del año 2015, fecha en la cual finalizó de manera oficial el trabajo realizado durante esta cooperación.

Tabla de contenido

1.	CI y AMI.....	1
1.1	Reducción de costos de comercialización y operación remota (Accesibilidad a datos de consumo)	4
1.2	Ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución	5
1.3	Antecedentes internacionales: AMI	6
2.	ADA	7
2.1	Reducción de pérdidas técnicas	7
2.2	Mejora de la continuidad de suministro	8
2.3	Antecedentes internacionales: ADA	8
3.	Gestión distribuida.....	9
3.1	Reducción de pérdidas técnicas	9
3.2	Aplanamiento de la curva de demanda	9
3.3	Reducción de emisiones de CO2.....	10
3.4	Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales.....	10
3.5	Mejora del factor de potencia	12
3.6	Ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución	12
3.7	Antecedentes internacionales: generación distribuida.....	13
4.	Almacenamiento.....	14
4.1	Aplanamiento de la curva de demanda	14
4.2	Antecedentes internacionales: almacenamiento	14
5.	Vehículo eléctrico	15
5.1	Aplanamiento de la curva de demanda	15
5.2	Reducción de emisiones de CO2.....	15
5.3	Incremento del excedente del consumidor (ahorros operativos)	16
6.	Gestión de activos.....	18
6.1	Ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución.....	18

Índice de figuras

Figura 1. Desplazamiento del consumo	3
--	---

Índice de Tablas

Tabla 1. Beneficios por la implementación de tecnologías CIs y AMI	1
Tabla 2. Variables del análisis	1
Tabla 3. Reducción de pérdidas no técnicas	2
Tabla 4. Influencia normalizada del AMI sobre la reducción de pérdidas no técnicas	2
Tabla 5. Costos de generación y consumo de la electricidad	3
Tabla 6. Ahorros anuales en costos de generación	3
Tabla 7: KPI Aplanamiento de la curva de demanda.....	4
Tabla 8. Influencia normalizada del AMI sobre el aplanamiento de la curva de demanda	4
Tabla 9. KPIs Accesibilidad a datos de consumo	4
Tabla 10. Influencia normalizada del AMI sobre la accesibilidad a datos de consumo	5
Tabla 11. Variables del análisis	5
Tabla 12. KPIs Ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución	6
Tabla 13. Influencia normalizada de AMI sobre el ahorro de inversiones.....	6
Tabla 14. Beneficios cuantificados de la automatización de la red de distribución	7
Tabla 15. Variables del análisis	7
Tabla 16: KPIs Reducción de pérdidas técnicas.....	7
Tabla 17. Influencia normalizada del ADA sobre la reducción de pérdidas técnicas	8
Tabla 18. KPI Mejora de la continuidad de suministro	8
Tabla 19. Influencia normalizada del ADA sobre la mejora de la continuidad de suministro.....	8
Tabla 20. Beneficios por la implantación de generación distribuida.....	9
Tabla 21. Influencia normalizada de la generación distribuida sobre la reducción de pérdidas técnicas.....	9
Tabla 22. Influencia normalizada de la generación distribuida sobre el aplanamiento de la curva de demanda	10
Tabla 23. Reducción monetizada de emisiones de CO2.....	10
Tabla 24. Niveles de tensión de los STR y SDL.....	10
Tabla 25. Influencia normalizada de la generación distribuida sobre la reducción de emisiones de CO2 ...	10
Tabla 26. Monetización del impacto positivo de la fotovoltaica en BT.....	11
Tabla 27. Energía afectada por eventos de sequía	11
Tabla 28. KPIs Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales.....	11
Tabla 29. Influencia normalizada de la generación distribuida sobre el aumento de la independencia frente a fenómenos naturales.....	11
Tabla 30. KPIs Mejora del factor de potencia	12
Tabla 31. Posibilidades de ahorro de energía.....	12
Tabla 32. Influencia normalizada de la generación distribuida sobre la mejora del factor de potencia.....	12
Tabla 33. Influencia normalizada de la generación distribuida sobre el ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución	13

Tabla 34. Fuentes principales para estimar beneficios de generación local	13
Tabla 35. Tabla 36. Beneficios por la implantación de sistemas de almacenamiento	14
Tabla 37. Influencia normalizada del almacenamiento sobre el aplanamiento de la curva de demanda	14
Tabla 38. Beneficios de la implantación de vehículos eléctricos.....	15
Tabla 39. Influencia normalizada del vehículo eléctrico sobre el aplanamiento de la curva de demanda	15
Tabla 40. Influencia normalizada del vehículo eléctrico sobre la reducción de emisiones de CO2.....	15
Tabla 41. Comparación entre VE y vehículo convencional (VC) en pesos colombianos	16
Tabla 42. Comparación entre VE y vehículo convencional (VC) en USD.....	16
Tabla 43. Comparación entre VE y vehículo convencional (VC) en pesos colombianos	17
Tabla 44. Comparación entre VE y vehículo convencional (VC) en USD.....	17
Tabla 45. Beneficios de la gestión de activos.....	18
Tabla 46. Influencia normalizada de la gestión de archivos sobre el ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución	18

ANEXO 6

En este anexo se describen detalladamente la estimación de cada beneficio por tecnología:

1. CI y AMI

Las siguiente Tabla resume los beneficios cuantificados en el ACB (se incluyen beneficios asociados con respuesta de la demanda):

Tabla 1. Beneficios por la implementación de tecnologías CIs y AMI

CIs y AMI	
KPIs	<ul style="list-style-type: none">• Reducción pérdidas no técnicas• Aplanamiento de la curva de demanda• Reducción de costes de comercialización (y operación remota)
Otros	No aplica

Reducción de pérdidas no técnicas

Se estima el valor en COP de las pérdidas no técnicas facturadas gracias a CI y AMI. Esto es, se compara la situación económica anterior a la implementación de AMI a la posterior:

- Pre-AMI: el OR incurre en un costo de generación por valor de las pérdidas no técnicas y no recibe ingreso a cambio
- Post-AMI: existe una reducción en las pérdidas no técnicas, por lo que parte de las pérdidas no técnicas pasan a ser facturadas
- Diferencia neta: el OR recibe un ingreso diferencial (igual al costo de la energía) por la generación que antes no era facturada y en la situación posterior sí que lo es

Por lo tanto, el valor de las pérdidas no técnicas ahorradas se equipara al costo de generación que obtiene el OR por la venta de energía. El costo de generación así como las pérdidas de distribución utilizadas en el análisis son las siguientes:

Tabla 2. Variables del análisis

Costo generación electricidad	USD/kWh	0,04
	COP/kWh	113
Pérdidas no técnicas distribución	GWh/año	4.970

El beneficio anual se obtiene al aplicar el KPIs resultante sobre las pérdidas no técnicas de distribución valorizadas al costo indicado.

El KPIs utilizado en los diferentes escenarios y fases son los siguientes (para más información consultar la Parte 2 Sección 4.

Tabla 3. Reducción de pérdidas no técnicas

KPI	Fase I	Fase II	Fase III
Reducción de pérdidas no técnicas en el caso mínimo (%)	49,11%	58,4%	69,5%
Reducción de pérdidas no técnicas en el caso máximo (%)	49,11%	58,4%	69,5%

A continuación se detalla la influencia normalizada del AMI sobre este KPIs.

Tabla 4. Influencia normalizada del AMI sobre la reducción de pérdidas no técnicas

	AMI
Influencia normalizada	100%

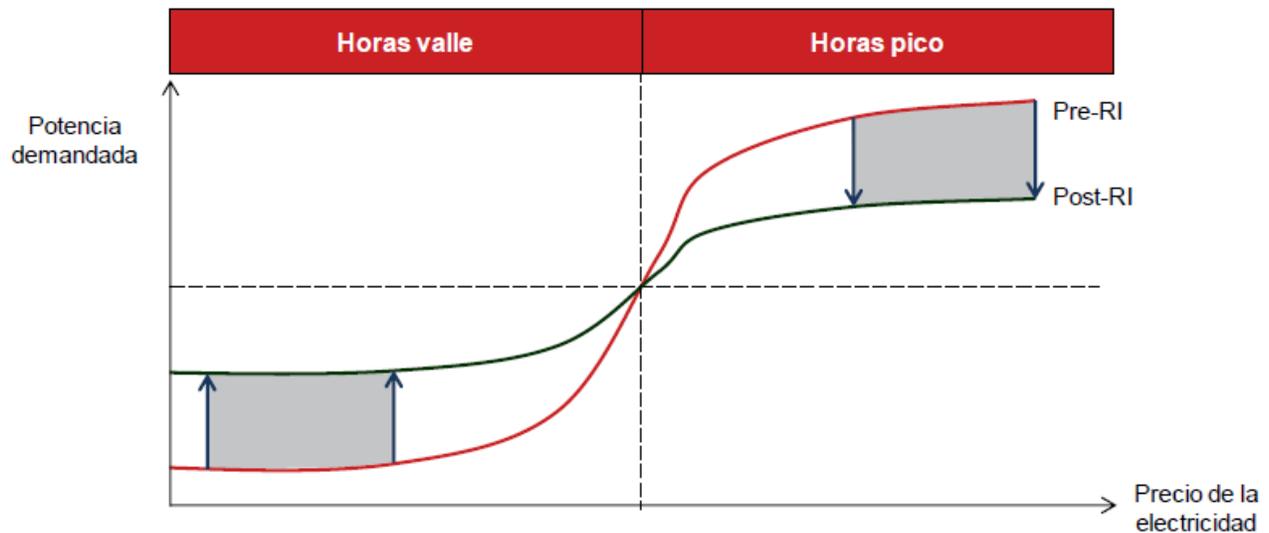
Aplanamiento de la curva de demanda

Este beneficio se monetiza como la diferencia entre los costos de generación (en punta y valle) en el escenario previo a las RI con respecto al posterior; depende de la respuesta de la demanda y de la tarificación horaria. Esto se consigue a través de las siguientes funcionalidades principales:

- CI/AMI
- Generación distribuida
- Vehículos eléctricos

Debido al desplazamiento de consumo de horas punta a valle, existe un descenso en el costo medio de la energía. La siguiente ilustración representa este concepto.

Figura 1. Desplazamiento del consumo



Fuente: CIRCE - CREARA CONSULTORES, S.L.

Asumiendo que el costo de generación es el 37% del precio residencial de la electricidad, teniendo en cuenta el consumo de electricidad residencial e industrial en Colombia y que la curva se aplatina de acuerdo a los KPIs se han estimado los ahorros de costos de producción que esto supondría.

Para calcular el descenso de costos de la energía se han estimado los costos medios y el consumo antes y después de implementar las RI.

Tabla 5. Costos de generación y consumo de la electricidad

	Unidad	En horas valle	En horas pico
Costo de generación	COP/kWh	51	136
Energía anual consumida antes de RI	GWh	12.149	22.923
Energía anual consumida después de RI	GWh	12.228	22.844

Tabla 6. Ahorros anuales en costos de generación

	Unidad	En horas valle
Diferencia de costo anual tras RI	USD	2.245.112
Ahorro anual por suscriptor	USD	0,90

A continuación se detallan los valores del KPIs en los casos optimista y conservador en las diferentes fases.

Tabla 7: KPI Aplanamiento de la curva de demanda

KPIs	Fase I	Fase II	Fase III
Aplanamiento de la curva de demanda en el caso mínimo (%)	28,00%	30,27%	45,50%
Aplanamiento de la curva de demanda en el caso máximo (%)	28,11%	37,83%	58,07%

A continuación se detalla la influencia normalizada de los AMI sobre este KPIs.

Tabla 8. Influencia normalizada del AMI sobre el aplanamiento de la curva de demanda

	AMI
Influencia normalizada	55%

1.1 Reducción de costos de comercialización y operación remota (Accesibilidad a datos de consumo)

El ahorro como resultado de la accesibilidad a datos de consumo se monetiza como el valor del ahorro en costos operativos, que se compone fundamentalmente de dos términos:

- La reducción de los costos de operación frente a los costos que suponen los sistemas actuales
- La reducción de los costos de lectura frente a los costos que suponen los sistemas actuales

Los valores de costos de lectura que provienen de experiencias internacionales (entre 4 y 30 USD de ahorro al año por usuario son elevados en relación a los presentes en Colombia.

Los costos de lectura en Colombia ascienden a 0,6 USD/usuario/año. Adicionalmente, en (Informe II - Smart Grid¹ Colombia) se estima que el margen de reducción de costos se encuentra entre el 13 y el 77%.

Los KPIs para los casos máximo y mínimo se concretan a continuación.

Tabla 9. KPIs Accesibilidad a datos de consumo

¹ Los términos Redes Inteligentes y Smart Grid, sus respectivas siglas RI - SG y Hoja de Ruta y Mapa de Ruta son utilizados indistintamente en estos documentos.

KPI	Fase I	Fase II	Fase III
Accesibilidad a datos de consumo en el caso mínimo (%)	17,40%	20,70%	24,60%

La influencia normalizada del AMI sobre este KPI es la siguiente:

Tabla 10. Influencia normalizada del AMI sobre la accesibilidad a datos de consumo

	AMI
Influencia normalizada	100%

1.2 Ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución

Este beneficio se monetiza como el valor del ahorro en inversiones de nueva capacidad (este beneficio depende de la respuesta de la demanda y de la tarificación horaria) como resultado de la reducción de la punta de consumo conseguida a través de las siguientes funcionalidades principales:

- CI/AMI
- Generación distribuida
- Gestión de activos

Se ha estimado el costo de generar cada MWh de nueva instalación a largo plazo y se han utilizado los escenarios de incremento de demanda hacia 2030.

En Colombia se espera un incremento de la demanda entre 2015 y 2030 de 41.054 GWh (pasará de 65.077 GWh en 2015 a 106.131 GWh en 2030. Asumiendo que la inversión para aumentar la capacidad de la red es de 1,2 USD/kWh (según PwC, asciende a 1,1644 USD por kWh), la inversión requerida para aumentar la capacidad equivale a 47.800 millones de USD hasta 2030.

Tabla 11. Variables del análisis

	Unidad	media (2015-2030)
Incremento de demanda	GWh/año	2.737
Costo de inversión	USD/MWh	1.166

Los beneficios de las RI se obtienen al aplicar el KPIs resultante sobre la demanda adicional por año valorizada al costo de inversión.

A continuación se detallan los valores del KPIs para las diferentes fases en el caso de mínima GD y de máxima GD:

Tabla 12. KPIs Ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución

KPIs	Fase I	Fase II	Fase III
Ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución en el caso mínimo (%)	0,044%	0,23%	0,63%
Ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución en el caso máximo (%)	0,11%	0,40%	1,6%

Por último, la segmentación por tecnología se estima con base en la influencia normalizada del AMI sobre este KPIs.

Tabla 13. Influencia normalizada de AMI sobre el ahorro de inversiones

	AMI
Influencia normalizada	33%

1.3 Antecedentes internacionales: AMI

Existen numerosos estudios que analizan los beneficios de los contadores inteligentes. El rango de valores es de 4 a 40 EUR/contador/año. En el rango alto de beneficios de la literatura, se otorga una importancia elevada a los beneficios por reducción de fraude y por la interacción con sistemas de respuesta de la demanda (~45% de los beneficios). Estos valores están en línea con lo planteado en los KPIs.

Smart Metering & Infrastructure Program Business Case, 2010, Canada; Smart Grid, Smart City: A New Direction for a New Energy Era, 2009, Australia; Benefit-Cost Analysis for Advanced Metering and Time-Based Pricing, 2008 Vermont, EEUU.

2. ADA

Las siguiente Tabla resume los beneficios cuantificados en el ACB:

Tabla 14. Beneficios cuantificados de la automatización de la red de distribución

Automatización de red (ADA)	
KPIs	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción pérdidas técnicas • Mejora de la continuidad de suministro • Ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución
Otros	<i>No aplica</i>

2.1 Reducción de pérdidas técnicas

Se estima el valor en COP de las pérdidas técnicas evitadas por ADA y generación distribuida. Dicho valor se equipara al valor del ahorro en generación de energía.

El costo (ahorro) de generación así como las pérdidas utilizadas en el análisis son las siguientes:

Tabla 15. Variables del análisis

Costo generación electricidad	USD/kWh	0,04
	COP/kWh	113
Pérdidas técnicas distribución	GWh/año	4.970

Los KPIs son los siguientes:

Tabla 16: KPIs Reducción de pérdidas técnicas

KPIs	Fase I	Fase II	Fase III
Reducción de pérdidas técnicas en el caso mínimo (%)	0,21%	0,84%	2,08%
Reducción de pérdidas técnicas en el caso máximo (%)	0,52%	1,56%	5,29%

A continuación se detalla la influencia normalizada del ADA sobre este KPIs.

Tabla 17. Influencia normalizada del ADA sobre la reducción de pérdidas técnicas

	ADA
Influencia normalizada	25%

2.2 Mejora de la continuidad de suministro

La monetización de dicha mejora se realiza cuantificando el valor para el OR de la mejora del indicador SAIDI (tiempo total promedio de interrupción por cliente y por año).

Las ganancias medias en Colombia se estiman en 1.152 COP/cliente/año (Se ha calculado con base en el caso de Codensa: Sus ganancias, su SAIDI y el número de clientes). Con 12,6 millones de usuarios, se ha estimado la ganancia actual de todos los prestadores, la cual se espera aumente proporcionalmente a la mejora del SAIDI.

A continuación se detallan los KPIs correspondientes a la mejora de la continuidad del suministro en los dos casos.

Tabla 18. KPI Mejora de la continuidad de suministro

KPIs	Fase I	Fase II	Fase III
Mejora de la continuidad de suministro en el caso mínimo (%)	52,35%	78,76%	81,54%
Mejora de la continuidad de suministro en el caso máximo (%)	52,35%	78,76%	81,54%

La influencia normalizada del ADA sobre este KPIs es del 100%.

Tabla 19. Influencia normalizada del ADA sobre la mejora de la continuidad de suministro

	ADA
Influencia normalizada	100%

2.3 Antecedentes internacionales: ADA

Los valores revisados se basan principalmente en los resultados publicados en *Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid*, EPRI, 2011 y están en línea con los resultados obtenidos con los KPIs.

3. Gestión distribuida

Las siguiente Tabla resume los beneficios cuantificados en el ACB:

Tabla 20. Beneficios por la implantación de generación distribuida

Generación distribuida	
KPIs	<ul style="list-style-type: none">• Reducción de pérdidas técnicas• Aplanamiento de la curva de demanda• Reducción de emisiones de CO₂• Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales• Mejora del factor de potencia
Otros	<ul style="list-style-type: none">• Reducción del precio de la energía, seguridad de la red y desarrollo de la economía local

3.1 Reducción de pérdidas técnicas

Para consultar el procedimiento de cálculo de este KPIs, véase Parte II sección 3.

A continuación se detalla la influencia normalizada de la generación distribuida sobre este KPIs.

Tabla 21. Influencia normalizada de la generación distribuida sobre la reducción de pérdidas técnicas

	Gen. Distribuida
Influencia normalizada	75%

3.2 Aplanamiento de la curva de demanda

Consultar la Parte II sección 3.

La influencia normalizada de la generación distribuida sobre el aplanamiento de la curva de demanda es la siguiente.

Tabla 22. Influencia normalizada de la generación distribuida sobre el aplanamiento de la curva de demanda

	Gen. Distribuida
Influencia normalizada	9%

3.3 Reducción de emisiones de CO2

La reducción de emisiones de CO₂ se ha monetizado como el valor en USD de las toneladas de CO₂ evitadas como resultado de la introducción de generación distribuida y VE.

Tabla 23. Reducción monetizada de emisiones de CO2

Emisiones totales vehiculos+centrales térmicas Colombia	26.960.000	ton CO2/año
Coste ton CO2	40,00	USD/tonCO2
Coste ton CO2	120.000	COP/tonCO2

El costo de una tonelada de CO₂ es el costo social (US Environmental Protection Agency.).

Los valores del KPIs correspondiente a la reducción de emisiones de CO₂ en un caso máximo y mínimo se detallan a continuación.

Tabla 24. Niveles de tensión de los STR y SDL

KPIs	Fase I	Fase II	Fase III
Reducción de emisiones de CO ₂ en el caso mínimo (%)	0,15%	0,45%	1,46%
Reducción de emisiones de CO ₂ en el caso máximo (%)	0,17%	0,51%	1,75%

A continuación se detalla la influencia normalizada de la generación distribuida sobre este KPIs.

Tabla 25. Influencia normalizada de la generación distribuida sobre la reducción de emisiones de CO2

	Gen. Distribuida
Influencia normalizada	43%

3.4 Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales

La introducción de sistemas de generación distribuida incrementa las fuentes de energía primaria con las que se puede generar electricidad. Con esto se consigue disminuir el volumen de agua que debería ser

turbinado para generar la energía demandada, disminuyendo los perjuicios que ocasionan las épocas de sequía.

Este beneficio fue monetizado como el valor en USD del ahorro generado por la generación FV, que se estima como el diferencial entre el precio de escasez y el precio medio de bolsa.

Tabla 26. Monetización del impacto positivo de la fotovoltaica en BT

	Unidad	Promedio 2015
Precio de bolsa nacional antes de septiembre	COP/kWh	195
Precio de bolsa nacional en septiembre	COP/kWh	429

Tabla 27. Energía afectada por eventos de sequía

	Unidad	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Generación hidro	MWh	42.128.407	39.490.959	36.853.511
Media anual de impacto positivo	MWh	0	738.485	1.476.971

El impacto positivo se calcula aplicando la probabilidad anual de sequía a la energía susceptible de ser afectada en cada caso. Considerando que el ciclo ENSO (El Niño / Southern Oscillation) está adquiriendo mayor agresividad, produciéndose cada 3 años, y que la fase de sequía del ciclo, El Niño, dura en media 10 meses, existe una probabilidad de que existan sequías en los departamentos con mayor generación hidroeléctrica (Antioquía, Boyacá o Cundinamarca) equivalente al 28% por año.

El KPIs correspondiente al aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales en los casos optimista y conservador son los siguientes:

Tabla 28. KPIs Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales

KPIs	Fase I	Fase II	Fase III
Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales en el caso mínimo (%)	0,04%	0,16%	0,41%
Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales en el caso máximo (%)	0,10%	0,31%	1,04%

A continuación se detalla la influencia normalizada de la generación distribuida sobre este KPIs.

Tabla 29. Influencia normalizada de la generación distribuida sobre el aumento de la independencia frente a fenómenos naturales

	Gen. Distribuida
Influencia normalizada	100%

3.5 Mejora del factor de potencia

El OR se beneficia de la generación distribuida ya que se reducen las pérdidas técnicas por la mejora del factor de potencia. Dicho beneficio se ha monetizado como el valor en COP de las pérdidas técnicas asociadas a un factor de potencia bajo.

A continuación se detalla el valor del KPIs correspondiente a la mejora del factor de potencia en dos casos: máximo y mínimo.

Tabla 30. KPIs Mejora del factor de potencia

KPIs	Fase I	Fase II	Fase III
Mejora del factor de potencia en el caso mínimo (%)	0,20%	0,78%	1,96%
Mejora del factor de potencia en el caso máximo (%)	0,49%	1,47%	5,01%

El máximo potencial de ahorro en energía según el caso es el siguiente:

Tabla 31. Posibilidades de ahorro de energía

Ahorro en energía	GWh/año	5146
Valor energía	COP/kWh	86

A continuación se detalla la influencia normalizada de la generación distribuida sobre este KPIs.

Tabla 32. Influencia normalizada de la generación distribuida sobre la mejora del factor de potencia

	Gen. Distribuida
Influencia normalizada	100%

3.6 Ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución

Para consultar el procedimiento de cálculo de este KPIs, véase la sección 3 Parte 3. A continuación se detalla la influencia normalizada de la generación distribuida sobre este KPIs.

Tabla 33. Influencia normalizada de la generación distribuida sobre el ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución

	Gen. Distribuida
Influencia normalizada	33%

3.7 Antecedentes internacionales: generación distribuida

Para calcular los beneficios de la generación local, se han consultado tres estudios principales:

- A framework for the evaluation of the cost and benefits of microgrids, Ernest Orlando Lawrence Berkley National Laboratory-CIGRÉ International Symposium
- The Political and Technical Advantages of Distributed Generation, Institute for Local Self-Reliance (ILSR)
- The Benefits and Costs of Solar Distributed Generation for Arizona Public Service, SEIA

Tabla 34. Fuentes principales para estimar beneficios de generación local

Generación local			
Fuentes	Unidad	Valores	
		Bajo	Alto
CIGRE	USD/MW	76.800	76.800
ILSR	USD/MW	152.687	152.687
SEIA	USD/MW	282.510	311.418

Dentro de los costos ahorrados por la generación local se engloban los beneficios relativos a la reducción del precio, seguridad de la red y desarrollo de la economía local ("otros costos"). Este concepto comúnmente tiene un rango de valor entre el 15% y el 20% de los beneficios totales. Este ahorro potencial se ha incluido como beneficio en el ACB.

4. Almacenamiento

El almacenamiento incluido en el análisis es exclusivamente destinado a almacenamiento de energía FV (generación distribuida). Las siguiente Tabla resume los beneficios cuantificados en el ACB:

Tabla 35. Tabla 36. Beneficios por la implantación de sistemas de almacenamiento

Almacenamiento	
KPIs	<ul style="list-style-type: none">• Aplanamiento de la curva de demanda
Otros	<ul style="list-style-type: none">• Calidad de servicio y beneficios tales como los derivados de mejorar la integración de renovables

4.1 Aplanamiento de la curva de demanda

Para consultar el procedimiento de cálculo de este KPIs, véase la sección 3 de la parte 2. A continuación se detalla la influencia normalizada del almacenamiento sobre este KPIs.

Tabla 37. Influencia normalizada del almacenamiento sobre el aplanamiento de la curva de demanda

	Almacenamiento
Influencia normalizada	27%

4.2 Antecedentes internacionales: almacenamiento

Los beneficios del almacenamiento local por el aumento en la calidad de servicio, ya sea dando soporte a la red de distribución o al consumidor final, y beneficios tales como los derivados de mejorar la integración de renovables se han sumado al beneficio del KPI. Las fuentes principales utilizadas son Walawalkar, NREL, EPRI (WhitepaperStorage 2010) y SCE Edison.

5. Vehículo eléctrico

Las siguiente Tabla resume los beneficios cuantificados en el ACB:

Tabla 38. Beneficios de la implantación de vehículos eléctricos

Vehículo eléctrico	
KPIs	<ul style="list-style-type: none">• Aplanamiento de la curva de demanda• Reducción de emisiones CO₂
Otros	<ul style="list-style-type: none">• Incremento del excedente del consumidor por ahorros operativos

5.1 Aplanamiento de la curva de demanda

Para consultar el procedimiento de cálculo de este KPIs, véase la sección 3 de la Parte 2. A continuación se detalla la influencia normalizada del vehículo eléctrico sobre este KPIs.

Tabla 39. Influencia normalizada del vehículo eléctrico sobre el aplanamiento de la curva de demanda

	Vehículo eléctrico
Influencia normalizada	9%

5.2 Reducción de emisiones de CO2

Para consultar el procedimiento de cálculo de este KPIs, véase la sección 3 de la parte 2. A continuación se detalla la influencia normalizada del vehículo eléctrico sobre este KPIs.

Tabla 40. Influencia normalizada del vehículo eléctrico sobre la reducción de emisiones de CO2

	Vehículo eléctrico
Influencia normalizada	57%

5.3 Incremento del excedente del consumidor (ahorros operativos)

Se ha simulado una situación de reemplazo y estimado los flujos incrementales entre un vehículo (coches y motos) convencional y un VE, a lo largo de 15/10 años.

De los siguientes datos los referentes a inversiones iniciales y O&M fueron obtenidos de entrevistas a socios del equipo mientras que los referentes a consumos y demás costos fueron obtenidos de fuentes secundarias.

Tabla 41. Comparación entre VE y vehículo convencional (VC) en pesos colombianos

Consumo VE	kWh/km	0,12
Consumo VC	L/km	0,088
Desplazamiento medio anual estimado	km	17.000
Costo electricidad	COP/kWh	350
Costo gasolina	COP/L	2.104
Costo anual O&M VE	COP/año	2.400.000
Costo anual O&M VC	COP/año	3.000.000
Inversión inicial VE	COP	60.000.000
Inversión inicial VC	COP	38.990.000

Tabla 42. Comparación entre VE y vehículo convencional (VC) en USD

Consumo VE	kWh/km	0,12
Consumo VC	L/km	0,088
Desplazamiento medio anual estimado	km	17.000
Costo electricidad	USD/kWh	0,1167
Costo gasolina	USD/L	0,7013
Costo anual O&M VE	USD/año	800
Costo anual O&M VC	USD/año	1.000
Inversión inicial VE	USD	20.000
Inversión inicial VC	USD	12.997

Los resultados a 15 años mostraron un VAN de 3.400 USD (calculados con una tasa de descuento del 4.3%) y una TIR del 11%. Además se obtuvo que el periodo de retorno (payback) actualizado es de 9 años. También se ha estudiado la situación de las motos eléctricas.

Los siguientes datos fueron obtenidos de fuentes secundarias, buscando en ambos casos los valores más representativos del mercado de motos eléctricas y convencionales en Colombia.

Tabla 43. Comparación entre VE y vehículo convencional (VC) en pesos colombianos

Consumo VE	kWh/km	0,032
Consumo VC	L/km	0,014
Desplazamiento medio anual estimado	km	14.000
Costo electricidad	COP/kWh	350
Costo gasolina	COP/L	2.104
Costo anual O&M VE	COP/año	420.000
Costo anual O&M VC	COP/año	525.000
Inversión inicial VE	COP	5.740.000
Inversión inicial VC	COP	3.000.000

Tabla 44. Comparación entre VE y vehículo convencional (VC) en USD

Consumo VE	kWh/km	0,032
Consumo VC	L/km	0,014
Desplazamiento medio anual estimado	km	14.000
Costo electricidad	USD/kWh	0,12
Costo gasolina	USD/L	0,70
Costo anual O&M VE	USD/año	140
Costo anual O&M VC	USD/año	175
Inversión inicial VE	USD	1.913
Inversión inicial VC	USD	1.000

Los resultados² a 10 años mostraron un VAN de 105 USD y una TIR del 6,75%. Además se obtuvo que el periodo de retorno (payback) actualizado es de 8 años.

² Calculados con una tasa de descuento del 4.3%.

6. Gestión de activos

Las siguiente Tabla resume los beneficios cuantificados en el ACB:

Tabla 45. Beneficios de la gestión de activos

Gestión de activos	
KPIs	• Ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución
Otros	<i>No aplica</i>

6.1 Ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución

Para consultar el procedimiento de cálculo de este KPIs, véase la sección 3 de la parte 2. Este beneficio depende de la respuesta de la demanda y de la tarificación horaria. A continuación se detalla la influencia normalizada de la gestión de archivos sobre este KPIs.

Tabla 46. Influencia normalizada de la gestión de archivos sobre el ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución

	Gestión de activos
Influencia normalizada	33%

Los beneficios de la gestión de activos, al ser una funcionalidad ligada a ADA, se ha integrado a los resultados de ADA.