

ANÁLISIS DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA ENTRE ENERGÍA HIDRÁULICA Y EÓLICA CASO: GENERACIÓN ISAGEN – PROYECTOS EÓLICOS EN LA GUAJIRA COLOMBIANA

ARMANDO JOSÉ EALO OTERO
Ingeniero Civil

Trabajo Dirigido de Grado como requisito parcial para optar al título de Magister en
Ingeniería - Recursos Hidráulicos



Maestría en Ingeniería - Recursos Hidráulicos
Escuela de Geociencias y Medio Ambiente
Facultad de Minas



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
SEDE MEDELLÍN

Medellín - Antioquia
2011

**ANÁLISIS DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA ENTRE
ENERGÍA HIDRÁULICA Y EÓLICA
CASO: GENERACIÓN ISAGEN – PROYECTOS EÓLICOS EN LA
GUAJIRA COLOMBIANA**

ARMANDO JOSÉ EALO OTERO
Ingeniero Civil

DIRECTOR:

Germán Poveda Jaramillo - I.C. MsC. PhD.

CO - DIRECTOR:

Oscar Mesa Sánchez - I.C. MsC. PhD.

Maestría en Ingeniería - Recursos Hidráulicos
Escuela de Geociencias y Medio Ambiente
Facultad de Minas
Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín
Medellín – Antioquia
2011

RESUMEN

El análisis de complementariedad de los recursos eólico e hídrico parte de la justificación de la diversificación de matriz energética de Colombia, que respalde a la energía hidráulica, la cual se ve afectada directamente por los eventos macroclimáticos como el ENSO y por el cambio climático antropogénico.

A partir de información diaria y mensual de series de velocidad del viento y de caudales, se analizó el recurso viento y energéticamente la complementariedad. Los datos utilizados, a diferentes alturas de medición, comprenden varias estaciones del IDEAM e ISAGEN ubicadas en la Costa Caribe colombiana. Para el caso de La Guajira, el análisis de la estación Puerto Bolívar arrojó un ciclo diurno definido de la velocidad del viento con un máximo de $8,7 \text{ m s}^{-1}$ entre las 15:00 y 16:00 horas y un mínimo de $4,5 \text{ m s}^{-1}$. El ciclo anual reporta máximos de $7,2 \text{ m s}^{-1}$ en el mes de marzo y en julio con $8,2 \text{ m s}^{-1}$, cuando se presenta el verano en el centro del país, y mínimos de $5,0 \text{ m s}^{-1}$ durante el mes de octubre. Se verificó el aumento de la velocidad con la altura entre 20 m y 60 m, con un coeficiente de Hellman de 0,14. Se determinó la dirección Este como la predominante, asociada al patrón de circulación de los vientos alisios. Se analizó la correlación a nivel trimestral de los índices del ENSO y la Oscilación del Atlántico Norte con la velocidad. Asociado al desplazamiento de la ZCIT, a nivel mensual se identificó mayor complementariedad del viento con caudales del norte y centro del país, caso contrario que con los ríos del sur como el Patía, Cauca y Luisa. El análisis de correlación de la velocidad del viento con los caudales afluentes a los Proyectos y Centrales Hidroeléctricas de ISAGEN reportan el mayor coeficiente con río Sogamoso. Con la velocidad del viento y las características del aerogenerador Nordex 60/1300 se calculó la producción energética comparándola aisladamente con la generación histórica de las centrales de ISAGEN sin encontrar complementariedad en el ciclo promedio anual. La energía media anual de cada Proyecto se estimó a partir de un modelo bajo la RNO y se calculó el tamaño de parques eólicos que igualen dichas las energías medias anuales, requiriendo un parque de 140 MW para igualar Amoyá y 1.040 MW para Sogamoso, lo que indica aumento en capacidades instaladas. El análisis integrado realizado con Sogamoso el cual posee embalse regulador, sugiere un aumento en energía firme y viabiliza financieramente si se opera integradamente con la Central, un Parque de 200 MW.

AGRADECIMIENTOS

A ISAGEN S.A. E.S.P, por brindar la información y los datos necesarios para adelantar este trabajo investigativo.

A los profesores Germán Poveda y Oscar Mesa por su asesoría y tutoría durante la elaboración y el fundamento teórico de éste documento.

Al Ingeniero William Ángel, por su orientación técnica en el desarrollo de las simulaciones energéticas.

A los ingenieros Luis Posada y Javier Méndez por permitirme participar en los proyectos de parques eólicos que actualmente desarrolla ISAGEN.

DEDICATORIA:

A Margoth y Armando, los pilares de mi ingeniería.

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	iv
1 INTRODUCCIÓN	13
2 OBJETIVOS	17
2.1 OBJETIVO GENERAL	17
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
3 JUSTIFICACIÓN	18
4 ESTADO DEL ARTE	24
4.1 Del diagnóstico y caracterización del potencial eólico de la zona de estudio.....	24
4.2 Costos Parques Eólicos Internacionales. Regulación y Normatividad Colombiana.....	25
4.3 Del Protocolo de Kioto y los Mecanismos de Desarrollo Limpio - MDL	28
4.4 Complementariedad del recurso Hídrico y Eólico	29
5 ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO DE LA GUAJIRA COLOMBIANA	36
5.1 Impacto del Evento ENSO (El Niño - Oscilación del Sur) sobre los vientos de La Guajira47	
5.1.1 Variación del ciclo anual de la velocidad el viento ante el Evento ENSO.....	49
5.1.2 Ciclo anual de la temperatura de la zona y su relación la velocidad el viento y el Evento ENSO	51
5.1.3 Ciclo anual del ciclo diurno de la velocidad del viento.....	53
6 COMPLEMENTARIEDAD ENTRE LA HIDROLOGÍA DE VARIAS REGIONES DE COLOMBIA CON LA VELOCIDAD DEL VIENTO DE LA GUAJIRA.	56
7 MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA DE PARQUES EÓLICOS GENÉRICOS EN LA GUAJIRA.....	61
7.1 Aerogeneradores Nordex N60/1.300.....	61
8 ANÁLISIS DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA HIDRÁULICA - EÓLICA	65
8.1 CICLO ANUAL DE LAS SERIES DE CAUDALES MENSUALES DE LOS SITIOS DE INTERÉS	66
8.2 ESCALA INTERANUAL: RELACIÓN DE LOS CAUDALES MEDIOS MENSUALES CON EL FENÓMENO EL NIÑO-OSCILACIÓN DEL SUR (ENSO)	67
8.2.1 Análisis serie de caudales del Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso	67
8.2.2 Análisis serie de caudales del Proyecto Hidroeléctrico del río Amoyá	68
8.2.3 Análisis serie de caudales de la Central Hidroeléctrica Miel I.....	68

8.3	ANÁLISIS DE COMPLEMENTARIEDAD DE LAS SERIES HIDROLÓGICAS CON LA SERIE DE VIENTOS LA GUAJIRA.....	69
8.4	ANÁLISIS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA HISTÓRICA CENTRALES ISAGEN VS. PARQUES EÓLICOS GENÉRICOS.....	70
8.5	ANÁLISIS DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS VS. PARQUES EÓLICOS.....	72
8.5.1	Características del Modelo de Simulación de Generación de Energía.....	73
8.5.2	Funcionamiento del Modelo	74
8.5.3	Regla de Operación del Embalse	74
8.5.4	Confiabilidad en la Meta.....	75
8.5.5	Representación gráfica de los resultados de la simulación	76
8.6	COMPARACIONES ENERGÉTICAS AISLADAS	78
8.6.1	Proyecto Sogamoso – Parque Eólico Genérico 1.040 MW.....	78
8.6.2	Proyecto Amoyá – Parque Eólico Genérico 140 MW	82
8.7	ANÁLISIS ENERGÉTICO INTEGRADO DE COMPLEMENTARIEDAD	83
8.7.1	Análisis Integrado P. H. Sogamoso – Parques Genéricos.....	84
8.8	ANÁLISIS FINANCIERO DE LA GENERACIÓN INTEGRADA	87
9	CONCLUSIONES.....	92
10	BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN.....	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Distribución de la Canasta Energética Mundial, Energías Renovables al finalizar el 2008 (GW)	13
Figura 2 Crecimiento anual de la capacidad instalada de Energía Eólica. AWEA - Annual-Wind-Report-2009.....	14
Figura 3 Distribuciones de densidad de energía eólica. Para (a) de invierno boreal (DEF) y (b) del verano boreal (JJA), por un período de ocho años entre 2000 y 2007. La escala de grises se utiliza para mostrar la topografía de la tierra.	15
Figura 4 Distribución de la canasta de Generación de Energía Eléctrica en Colombia a diciembre de 2008. UPME - Plan de Expansión de Referencia 2009-2023.	18
Figura 5. Expansión de la Energía Eléctrica Colombiana 2012 -2018. (ACOLGEN, 2009)	18
Figura 6 Pronóstico de producción de gas. UPME - : Plan de Expansión de Referencia 2009-2023.	20
Figura 7 Evolución embalse agregado del SIN en Eventos ENSO - El Niño (XM, en línea).....	21
Figura 8 Comportamiento del precio de Bolsa, Contratos y Mc. entre enero 2007 y octubre de 2009 (XM, 2009).	21
Figura 9 Precios de oferta por combustible principal. (XM, 2009).	22
Figura 10 Distribución de potencia de energía eólica en el Mar Caribe colombiano y en particular de la zona de La Guajira Colombiana. Adaptada de Liu, Tang y Xie, 2008.	25
Figura 11 Distribución de los costos de capital estimados de Parques eólicos en Europa. Adaptada de Blanco, (2008).....	26
Figura 12 Complementariedad hidráulica - eólica entre las series de caudales medios mensuales del río Nare y la velocidad promedio de vientos en la Alta Guajira (Franco y Dyner, 2004).	30
Figura 13 Operación aislada y conjunta de embalse de 0,2 del río Guavio con parque Jepírachi de igual capacidad instalada (Adaptada de Vergara et al, 2010).....	33
Figura 14 Operación aislada y conjunta de embalse de 0,5 del río Guavio con parque Jepírachi de igual capacidad instalada (Adaptada de Vergara et al, 2010).....	33
Figura 15 Energía Firme para el río Guavio como resultado de la Operación Conjunta y aislada (Adaptada de Vergara et al, 2010).....	33
Figura 16 Ciclo diurno promedio de la velocidad del viento para la zona de estudio	38
Figura 17 Estación Manaure, comparación ciclo diurno velocidad del viento – ciclo diurno temperatura	39
Figura 18 Estación Flor de la Sabana, comparación ciclo diurno velocidad del viento – ciclo diurno temperatura.....	39
Figura 19 Ciclo anual promedio de la velocidad del viento para la zona de estudio.....	41
Figura 20 Variabilidad de las rosas de viento en la zona de estudio	42
Figura 21 Estación Puerto Bolívar, comparación temperatura media mensual vs. velocidad del viento mensual	43

Figura 22 Estación Puerto Bolívar, comparación precipitación media mensual vs. velocidad del viento mensual	43
Figura 23 Estación Puerto Bolívar, análisis espectral de la velocidad promedio mensual del viento.....	44
Figura 24 Estación Puerto Bolívar, análisis espectral de la velocidad promedio horaria del viento.....	44
Figura 25 Estación Flor de la Sabana - variación de la velocidad del viento con respecto a la altura	45
Figura 26 Estación Manaure - variación de la velocidad del viento con respecto a la altura	45
Figura 27 Componentes básicos de una turbina eólica moderna, de eje horizontal con una caja de cambios (Diseño por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable - NREL). Adaptada de SRREN – IPCC, 2007.	46
Figura 28 Comparación de la serie estandarizada de la velocidad del viento con el Índice Oceánico del Niño (ONI)	47
Figura 29 Estación Puerto Bolívar, comparación de ciclos anuales de velocidad del viento, años El Niño, La Niña y normales.....	50
Figura 30 Estación virtual Reanálisis, comparación de ciclos anuales de velocidad del viento, años El Niño, La Niña y normales.....	50
Figura 31 Estación Ernesto Cortizos, comparación de ciclos anuales de velocidad del viento, años El Niño, La Niña y normales.....	51
Figura 32 Estación Puerto Bolívar, comparación de la serie estandarizada de la temperatura media mensual con el Índice Oceánico del Niño (ONI)	52
Figura 33 Estación Puerto Bolívar, coeficientes de correlación para n meses de rezago de la serie estandarizada de la temperatura media mensual con respecto al Índice Oceánico del Niño (ONI)	52
Figura 34 Estación Puerto Bolívar, comparación de la serie de la temperatura con la velocidad media mensual.....	52
Figura 35 Estación Puerto Bolívar, ciclo anual del ciclo diurno de la velocidad del viento (m/s). Promedio en años normales.....	53
Figura 36 Estación Puerto Bolívar, ciclo anual del ciclo diurno de la velocidad del viento (m/s). Promedio en años El Niño.....	54
Figura 37 Estación Puerto Bolívar, ciclo anual del ciclo diurno de la velocidad del viento (m/s). Promedio en años La Niña.	54
Figura 38 Localización de las estaciones sobre los ríos seleccionados para estudio y estación Puerto Bolívar – referencia para el análisis de complementariedad.....	57
Figura 39 Análisis de complementariedad regional entre ríos del norte y noroeste colombiano y la estación Puerto Bolívar.....	58
Figura 40 Análisis de complementariedad regional entre ríos del centro de Colombia y la estación Puerto Bolívar.	59
Figura 41 Análisis de complementariedad regional entre ríos del sur de Colombia y la estación Puerto Bolívar.	59
Figura 42 Curva de Potencia Teórica Aerogenerador Nordex N60/1.300. (Nordex Energy Catálogo N60/1300).....	62
Figura 43 Comparación de Tamaño de algunos aerogeneradores típicos. Crecimiento en el tiempo. Adaptada de SRREN – IPCC, 2007.	63
Figura 44 Ajuste a nivel mensual de velocidades del Viento vs. Potencia	64

Figura 45 Comparación de la producción energética de Parque Eólico Simulado vs. Jepírachi 2004 – 2005.....	64
Figura 46 Comparación de ciclo anual de producción energética promedio Parque simulado 20 MW vs. Jepírachi.....	65
Figura 47 Localización de Sitios de Interés: Centrales, Proyectos y Estaciones de Velocidad del Viento.....	66
Figura 48 Ciclo Anual de caudales medios mensuales para los sitios de interés.....	67
Figura 49 Complementariedad caudales y vientos, series mensuales multianuales estandarizadas	69
Figura 50 Comparación entre la generación mensual entre Miel I y un Parque Eólico de 396 MW.....	70
Figura 51 Comparación entre el ciclo anual de generación mensual entre Miel I y un Parque Eólico de 396 MW.....	71
Figura 52 Comparación entre el ciclo anual de generación mensual entre Jaguas y un Parque Eólico de 170 MW	71
Figura 53 Comparación entre el ciclo anual de generación mensual entre San Carlos y un Parque Eólico de 1240 MW.....	72
Figura 54. Regla Normal de Operación del Proyecto Sogamoso – Operación del embalse.....	75
Figura 55. Proyecto Sogamoso Caudal medio mensual, caudal de diseño y Operación del embalse	76
Figura 56. Proyecto Sogamoso - Simulación Energía Media y Firme Mensual.....	76
Figura 57. Proyecto Sogamoso – Relación Potencia Promedio Mensual vs. Capacidad Instalada	77
Figura 58. Proyecto Sogamoso Energía Media Mensual	77
Figura 59. Producción Energética Proyecto Sogamoso vs. Parque eólico genérico que iguala su Energía Media.....	78
Figura 60. Comparación de Producción Energética de Parque 1.040 MW vs. Sogamoso 820 MW.....	79
Figura 61 Ciclo Anual de Producción Energética del Proyecto Sogamoso 820 MW: Normal, El Niño y La Niña	79
Figura 62 Ciclo Anual de Producción Energética del Parque 1040 MW: Normal, El Niño y La Niña.....	80
Figura 63 Ciclo Anual de Producción Energética del Proyecto Sogamoso 820 MW y del Parque 1.040 MW: Evento ENSO – El Niño	80
Figura 64 Ciclo Anual de Producción Energética del Proyecto Sogamoso 820 MW y del Parque 1040 MW: Evento ENSO – La Niña.....	81
Figura 65 Diferencias de Producción Energética Parque 1.040 MW vs. Sogamoso 820 MW	82
Figura 67 Producción Energética Proyecto Amoyá vs. Parque eólico genérico que iguala energía Media.....	82
Figura 67 Comparación de Producción Energética de Parque 140 MW vs. Amoyá 80 MW.....	83
Figura 68 Simulación de Generación de Energía – variación meta o demanda vs. energía generada	85
Figura 69 Simulación de Generación de Energía – variación meta o demanda vs. energía generada	85
Figura 70 Variación del precio de energía entre 2009 y 2023. Adaptada de UPME, 2009.....	89
Figura 71 Variación VPN y TIR para los diferentes Parques Eólicos Genéricos	89

Figura 72 Proyecto Sogamoso: Variación VPN y TIR, operación integrada con beneficios.	90
Figura 73 Proyecto Sogamoso: Variación VPN y TIR, operación integrada sin beneficios.....	90
Figura 74 Variación VPN y TIR para los diferentes Parques Eólicos Genéricos con beneficios de operación integrada.....	91

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 Información de estaciones de registro de velocidad del viento utilizadas	36
Tabla 2 Matriz de correlaciones trimestrales entre el índice ONI y la velocidad del viento en la estación Puerto Bolívar.....	48
Tabla 3 Matriz de correlaciones trimestrales entre el índice SOI y la velocidad del viento en la estación Puerto Bolívar.....	48
Tabla 4 Matriz de correlaciones trimestrales entre el índice ONI y la velocidad del viento Nodo Reanálisis.....	49
Tabla 5 Matriz de correlaciones trimestrales entre el índice ONI y la Temperatura en °C	52
Tabla 6 Información de estaciones de caudales utilizadas.....	56
Tabla 7 Matriz de correlaciones trimestrales caudales medios mensuales Sogamoso vs. ONI.....	68
Tabla 8 Matriz de correlaciones trimestrales caudales medios mensuales Amoyá vs. ONI.....	68
Tabla 9 Matriz de Correlaciones Trimestrales Caudales medios mensuales Miel I vs. ONI	68
Tabla 10 Matriz de correlaciones la velocidad del viento – caudales: estación Reanálisis, estación Puerto Bolívar vs. Caudales sitios de interés	69
Tabla 11 Características del Proyecto Sogamoso para la simulación integrada	84
Tabla 12 Resultados de la simulación Integrada Sogamoso – Parques Eólicos Genéricos	86

LISTA DE ABREVIATURAS

- ENSO:** El Niño Southern Oscillation - El Niño Oscilación del Sur
- ISAGEN S.A. E.S.P.:** Empresa de servicios públicos de carácter mixta, Generadora y comercializadora de soluciones energéticas
- IDEAM:** Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia
- ONI:** Oceanic Niño Index - Índice Oceánico Evento El Niño
- SOI:** Southern Oscillation Index - Índice Oscilación del Sur
- ZCIT:** Zona de Convergencia Intertropical
- NAO:** North Atlantic Oscillation - Oscilación del Atlántico Norte
- IPCC:** Intergovernmental Panel on Climate Change - Panel Intergubernamental de Cambio Climático
- NCEP:** National Centers for Environmental Prediction
- NCAR:** The National Center for Atmospheric Research
- SIN:** Sistema Interconectado Nacional
- AWEA:** American Wind Energy Association
- VPN:** Valor Presente Neto
- TIR:** Tasa Interna de Retorno
- MDL:** Mecanismos de Desarrollo Limpio
- FAZNI:** Fondo de Ayuda de Zonas no Interconectadas
- UPME:** Unidad de Planeación Minero Energética
- PEN:** Plan Energético Nacional
- EAS:** Energías Alternativas
- ANDI:** Asociación Nacional de Industriales
- CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas
- ENFICC:** Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
- GEI:** Gases de Efecto Invernadero
- MAVDT:** Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial
- DEF:** Trimestre diciembre – enero – febrero. Definición similar para MAM, JJA, SON

1 INTRODUCCIÓN

Las energías renovables no convencionales¹ (ISAGEN S.A. E.S.P., 2005) usualmente tienen significativamente menores impactos sociales y ambientales, pero cuando son comparadas con la energía derivada de recursos convencionales; tales como los combustibles fósiles, éstas son sinónimo de riesgo financiero (Berry y Jaccard, 2000). Estos menores impactos o beneficios ambientales pueden ser tanto locales, por los menores aportes de emisiones contaminantes, como globales por la reducción emisiones de gases de efecto invernadero.

Según Berry y Jaccard (2000), hay tres principales razones de la discrepancia entre los beneficios sociales y económicos de las energías renovables y su elevado costo financiero, en relación con las fuentes convencionales de generación de tipo contaminantes:

- “Algunas leyes proveen subsidios para las fuentes de generación convencional.
- Los costos totales de la contaminación no están incluidos en la evaluación financiera de las fuentes de generación de electricidad convencional.
- Las tecnologías renovables siempre han sido asociadas a los altos costos. Estos costos relativos disminuirán en el tiempo con la comercialización generalizada debido a las economías de aprendizaje y de escala en la fabricación de equipos”.

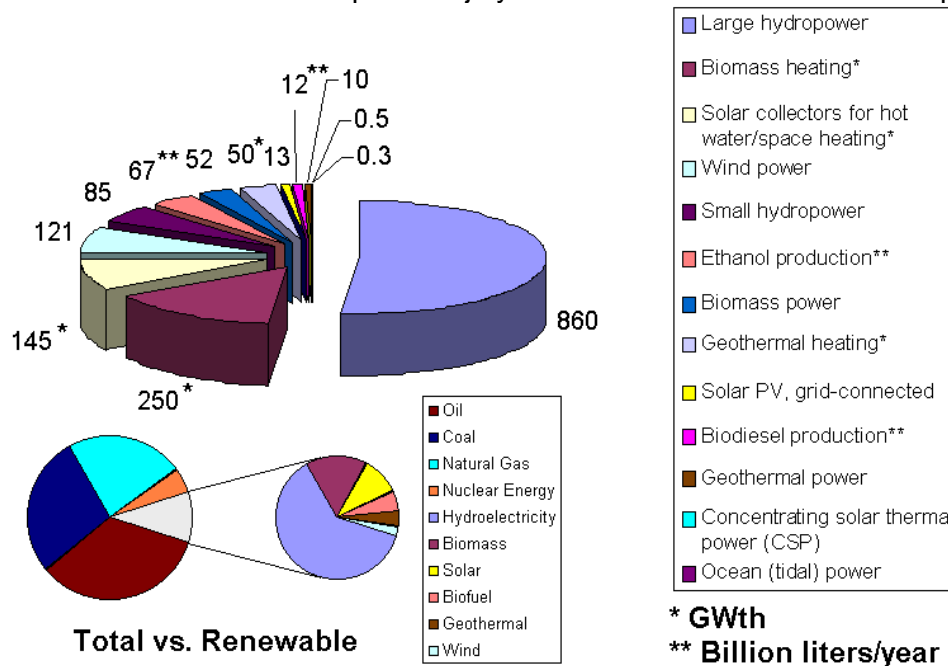


Figura 1 Distribución de la Canasta Energética Mundial, Energías Renovables al finalizar el 2009 (GW). Fuente: Renewables 2011 - Global Status Report, REN21. 2011.

¹ Entiéndase en este documento como energías renovables no convencionales: Geotérmica, Solar Fotovoltaica, Eólica, Biomasa, Mareomotriz y la utilización de Hidrógeno.

En la Figura 1, se observa la distribución actual las fuentes de generación de energía eléctrica mundial. De las energías renovables, la hidroeléctrica es la de mayor porcentaje con solo el 3%, y la eólica solo llega al 0,3% de la generación mundial. Es clara entonces la necesidad urgente de encontrar los mecanismos que tiendan a disminuir el consumo de las fuentes de generación fósil, de lo contrario será prácticamente imposible detener el cambio global.

Una de las principales fuentes de generación de energía que está aumentando su participación en el mercado es la energía eólica. Según la AWEA, al finalizar el 2008, se instalaron alrededor del mundo más de 27.000 MW, lo que aumentó el total mundial en capacidad instalada de energía eólica a 120.000 MW (Ver Figura 2).

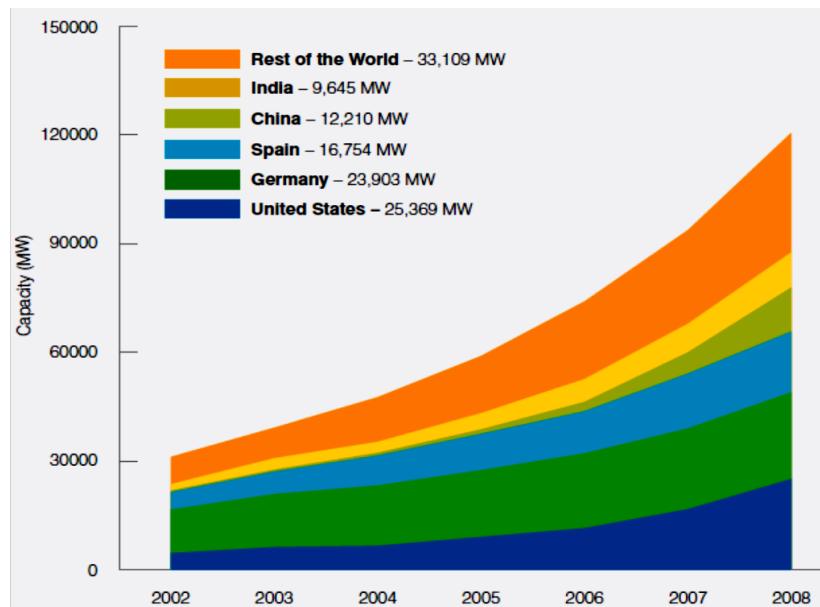


Figura 2 Crecimiento anual de la capacidad instalada de Energía Eólica. Fuente: AWEA - Annual-Wind-Report-2009.

Según el trabajo de Joselin e Iniyar (2005), aún queda un gran potencial aprovechable. Se ha estimado que aproximadamente 10 millones de MW de energía están continuamente disponible en el viento de la tierra. Por su parte Pryor y Barthelmine (2009) argumentan que la expansión de la capacidad instalada de energía eólica está preparada para desempeñar un papel clave en la mitigación del cambio climático.

Sin embargo, los parques eólicos tienen asociados altos costos de instalación si se comparan con los de las de otras fuentes convencionales. Colombia no es la excepción; hoy en día comparar los costos asociados a la construcción y operación de un parque eólico es mucho menos rentable que el de las centrales hidroeléctricas de tamaño comparable. Sin embargo, en los últimos años dicho costo ha disminuido significativamente y se espera que siga disminuyendo dado el continuo crecimiento del mercado de la energía eólica, tal y como se observa en la Figura 2.

A pesar que la regulación y normatividad del Mercado de Energía en Colombia está diseñada para la construcción y operación de centrales Hidroeléctricas y Termoeléctricas,

no se ha cuantificado claramente cuál sería el beneficio ambiental de combinar la energía eólica e hidráulica, de tal manera que se desplazara la generación térmica. Como se presentará más adelante, se ha demostrado la existencia de complementariedad de las dos fuentes de generación; la eólica en La Guajira colombiana, y la hidráulica en la zona central del país.

Por otro lado, y analizando el régimen de vientos a nivel global, en la Figura 3 se aprecia en los mapas, construidos a partir de 8 años de mediciones de redar (técnica basada en la utilización de dispersiómetro), que la potencia promedio de los vientos del mundo, tiene los máximos en Diciembre, Enero y Febrero correspondiente al invierno boreal (norte del planeta), y en los meses de Junio, Julio y Agosto los mínimos para la misma zona (Liu, et. al, 2008).

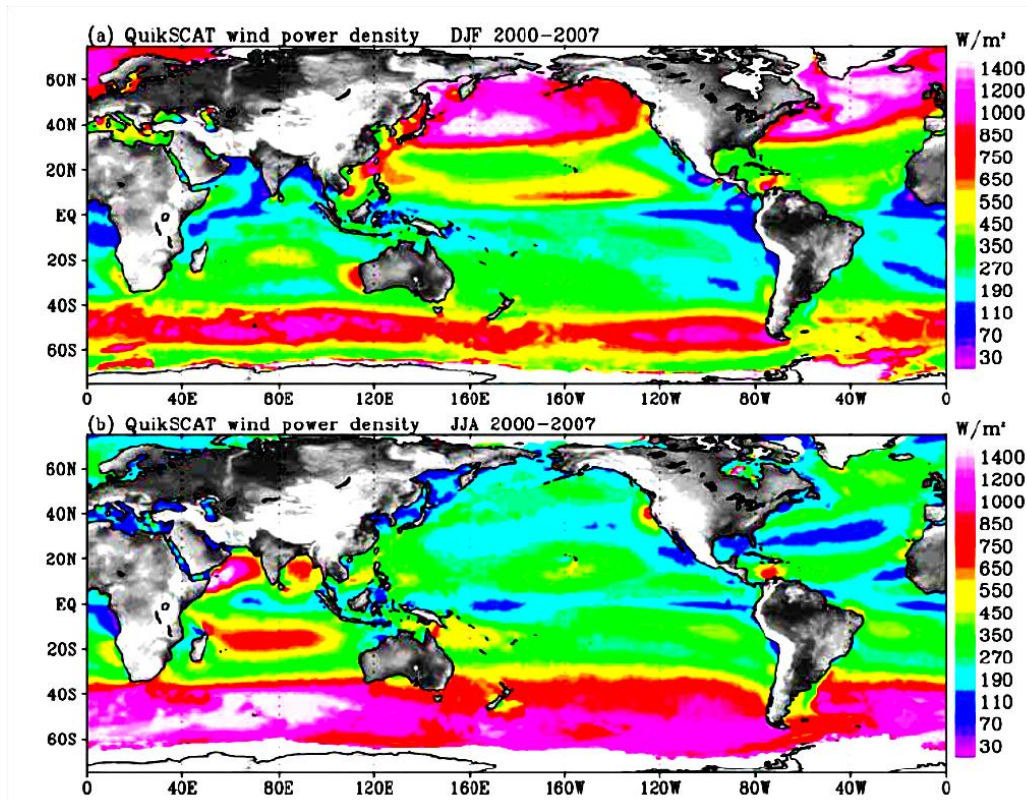


Figura 3 Distribuciones de densidad de energía eólica. Para (a) de invierno boreal (DEF) y (b) verano boreal (JJA), por un período de ocho años entre 2000 y 2007. La escala de grises se utiliza para mostrar la topografía de la tierra. Tomado de Liu, et. al, 2008.

Una de las desventajas de la energía eólica es su variabilidad en el tiempo, lo que aparentemente disminuye su confiabilidad para el abastecimiento de las necesidades de energía eléctrica.

La generación de energía poco a poco está evolucionando hacia las fuentes renovables, y las empresas que no quieran quedarse rezagadas deberán enlistarse en el aprendizaje tecnológico de las fuentes no convencionales para generar electricidad.

En Colombia, dentro de la caracterización y diagnóstico general de la zona de vientos de La Guajira colombiana, las Empresas Públicas de Medellín (EPM) han jugado un papel destacado, sobre todo por la experiencia de cerca de 10 años en estudios y 6 en operación comercial de su parque eólico piloto Jepírachi en la Guajira. No obstante, al tratarse de un negocio estratégico, tal información no es pública y los análisis con relación a la velocidad del viento a la altura del aerogenerador y las bitácoras de operación y mantenimiento del Parque son estrictamente confidenciales.

Este documento estudia diferentes aspectos que se deben considerar previos a la caracterización energética del recurso eólico teniendo en cuenta su variación intradiaria e intranual. Previo a lo anterior en el capítulo 3, se presentan elementos a manera de justificación con los cuales se considera que diversificar la matriz de generación de energía en Colombia a partir de otras fuentes no convencionales de energía se requiere con carácter prioritario, describiendo el estado actual de las fuentes de generación y el comportamiento del mercado desde su creación.

Seguido a lo anterior, en el capítulo 4 se presentan elementos de carácter teórico que respaldan el hecho de incluir en la matriz el potencial de la energía eólica, algunos aspectos técnicos de la tecnología y su complementariedad con el recurso hídrico.

En el capítulo 5 analiza el recurso eólico en La Guajira colombiana, presentando los ciclos o variación diaria, mensual y anual del recurso, su correlación con datos del reanálisis NCEP/NCAR y el impacto de las dos fases del sistema El Niño-Oscilación del Sur (ENSO por sus siglas en inglés, El Niño Southern Oscillation) sobre la magnitud de las velocidades de los vientos en la atmósfera inferior. Se incluye también un análisis de la dirección del viento en varias estaciones de la zona norte de Colombia (la mayoría sobre el departamento de La Guajira) y adicionalmente se presenta con datos de campo cómo varía la magnitud de la velocidad del viento con la altura.

En el capítulo 6 se realiza un análisis del comportamiento promedio del ciclo anual de los caudales y velocidades del viento en tres regiones del país: norte, centro y sur. En el capítulo 7 se realiza un análisis similar con la información de los Proyectos y Centrales Hidroeléctricas de ISAGEN, con el objeto de identificar cuál o cuáles se complementarían mejor con parques eólicos de diferentes capacidades instaladas ubicados en La Guajira.

En el capítulo 8 se realiza un análisis de generación teniendo en cuenta, para parques eólicos genéricos un aerogenerador en particular, igual a los del Parque Jepírachi y para los proyectos hidroeléctricos el desarrollo e implementación de un modelo de operación de embalses mediante la Regla Normal de Operación, y teniendo en cuenta un escenario de comparación de generaciones individuales y otro integrado. Los análisis consideran el componente económico, con el fin de cuantificar los beneficios para un inversionista como ISAGEN S.A. de la complementariedad del recurso hidro – eólico.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Caracterizar el recurso eólico y analizar la complementariedad de la generación hidráulica del centro de Colombia con la generación eólica en La Guajira colombiana, y cuantificar los beneficios económicos producto del aprovechamiento de esta fuente de generación de energía no convencional.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar la variabilidad del recurso eólico en la zona de La Guajira colombiana en distintas escalas de tiempo (desde la diurna hasta la interanual) a partir de información de torres de medición meteorológicas, así como de modelos climáticos.
- Analizar la complementariedad intra-anual entre los recursos de generación eólico e hidráulico, en las diferentes regiones del país.
- Analizar la posible complementariedad natural entre el recurso eólico en La Guajira colombiana y el recurso hídrico en la zona de las centrales y proyectos hidroeléctricos de ISAGEN S.A. E.S.P.
- Cuantificar aislada e integradamente con un proyecto hidroeléctrico con embalse, la complementariedad energética de parques eólicos de diferentes tamaños.
- A partir de estimaciones financieras, cuantificar la capacidad instalada (MW) necesaria para que un parque eólico sea rentable teniendo en cuenta la cuantificación del beneficio asociado a la complementariedad, y de manera general las restricciones legales, de mercado y regulatorias de Colombia.

3 JUSTIFICACIÓN

Colombia posee un alto potencial en recurso eólico disponible principalmente en La Guajira. A la fecha solo es aprovechado por el Parque Piloto Jepírachi de propiedad de las Empresas Públicas de Medellín. Este parque de 19.5 MW.

La matriz de potencia o capacidad instalada energética nacional es hídrica-térmica con valores porcentuales aproximados del orden de 65% - 35% respectivamente, sin embargo a la generación de energía de estas capacidades instaladas, varía según la época del año, la influencia del Evento ENSO, entre otros factores. En la Figura 4 se observa la distribución de la capacidad instalada en MW para generación energía eléctrica.

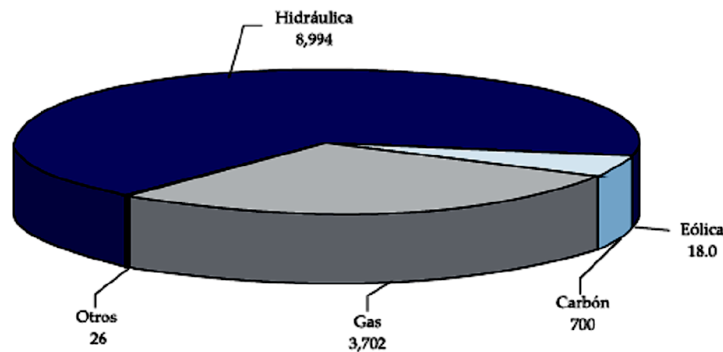


Figura 4 Distribución de la Capacidad Instalada de Generación de Energía Eléctrica en Colombia (MW) a diciembre de 2008. Fuente: UPME - Plan de Expansión de Referencia 2009-2023.

Para los próximos años se espera un reajuste de estos porcentajes. En la Figura 5 a y b, se observa el alto porcentaje en capacidad instalada hidráulica, alrededor de un 66%, y para el 2018 se espera que esta capacidad aumente a un 72%. Como es de común conocimiento, este tipo de generación produce muy pocas emisiones de Gases de Efecto Invernadero - GEI y más aún, si se compara con otros tipos de generación a partir de combustibles fósiles (térmica a carbón, térmicas a gas, generación Diesel, etc.).

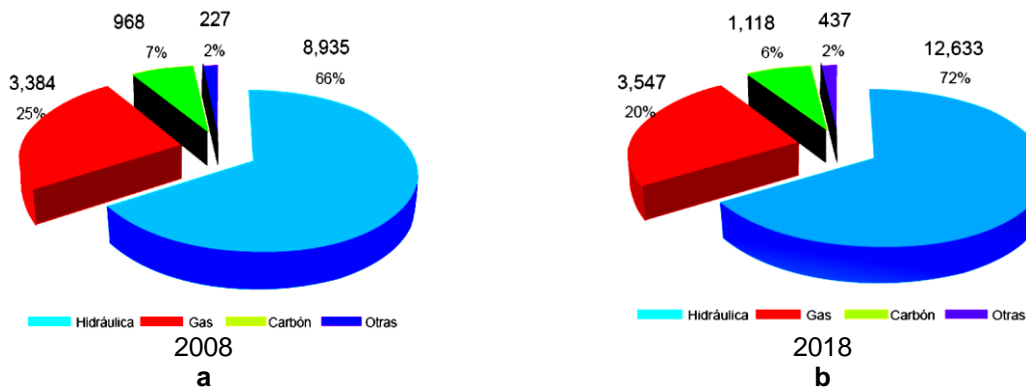


Figura 5. Expansión de la Energía Eléctrica Colombiana 2012 -2018. (ACOLGEN, 2009)

El aumento de la capacidad instalada en su mayoría hidráulica, obedece a las obligaciones de energía firme obtenidas por los diferentes agentes mediante un proceso de subasta de energía firme regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. La Obligación de Energía Firme (OEF) es un producto diseñado para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes. En esta subasta la mayor participación correspondió a centrales hidroeléctricas.

Sin embargo, los grandes embalses para proyectos hidroeléctricos de alta capacidad instalada ocasionan fuertes impactos ambientales y sociales negativos. A pesar de no ser el objeto de este trabajo, el análisis de la generación de GEI producto del almacenamiento de agua de los grandes embalses, según información disponible en el sitio Web de HydroQuebec, los grandes embalses de las hidroeléctricas inducen la descomposición de una pequeña fracción de la biomasa inundada (bosques, materia orgánica y tipos de suelo) y un aumento de la fauna acuática y la vegetación en el depósito. El resultado es una mayor concentración gases de efecto invernadero (GEI), después del llenado del embalse, principalmente CO₂ (dióxido de carbono) y una pequeña cantidad de CH₄ (metano). Sin embargo, estas emisiones son temporales y con un pico de dos a cuatro años después de que el depósito está lleno. Durante la siguiente década, las emisiones de CO₂ disminuyen gradualmente y vuelven a los niveles emitidos por los lagos y los ríos vecinos. Ver Tremblay, A., Schetagne, R. 2006; y Tremblay et. al. 2004.

Las restricciones ambientales cada vez son mayores y necesarias para la conservación de la biodiversidad nacional y la sobre-dependencia del agua como recurso primario para la generación de energía eléctrica del país, deberán empujar a la diversificación de la canasta energética. Según el Informe de Síntesis del Grupo de Trabajo I del IPCC, los resultados de algunos escenarios de la relación directa del cambio climático con el evento El Niño – Oscilación del Sur - ENSO indican que si es probable que el calentamiento mundial produzca una mayor variabilidad y extremos en las lluvias y un aumento del riesgo de sequías y crecidas asociadas a las dos fases del ENSO (El Niño y La Niña), lo que impacta directamente a la generación hidroeléctrica. Ver IPCC, Cambio climático 2007: Resúmenes de los Grupos de trabajo.

En la actualidad el respaldo y confiabilidad que tiene el Sistema Interconectado Nacional - SIN, se soporta en la capacidad instalada térmica que a 2008 es del orden del 33% (ver Figura 4), del cual el 25% corresponde a generación con gas natural, el cual hace parte de las fuentes de generación de energía eléctrica con combustible fósil y según la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, en los escenarios futuros de disponibilidad en Colombia, el pronóstico de la producción de dicho combustible a mediano plazo muestra un crecimiento hasta el año 2011, momento a partir del cual, como consecuencia de la declinación de las reservas proyectadas declaradas, se iniciaría una disminución en la producción de los mismos.

Pese a que el sector de gas natural ha tenido importantes avances en los temas de desarrollo de infraestructura y cobertura del servicio en Colombia, en el mediano plazo, este desarrollo podría no ser suficiente para atender la creciente demanda de este energético. Ver Figura 6.

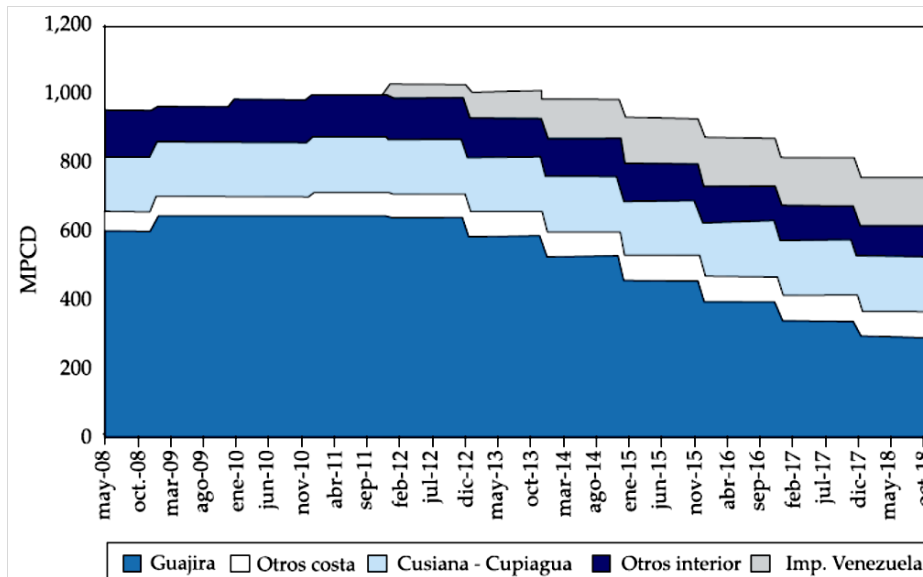


Figura 6 Pronóstico de producción de gas. Fuente: UPME: Plan de Expansión de Referencia 2009-2023.

Conjugando los anteriores elementos y teniendo en cuenta la futura demanda de energía eléctrica del país, así como la propuesta de interconexión con Centroamérica, la disponibilidad del gas para generación y los otros mercados demandantes del recurso cada vez estará sujeta a mayores restricciones. Lo anterior sugiere la posibilidad de que a que la confiabilidad podría buscarse a través de la construcción de plantas termoeléctricas a carbón, dada la abundancia de este recurso en el país, sin embargo, este es otro combustible fósil.

Dado lo anterior, la dependencia del recurso hídrico; los posibles eventos El Niño fuertes y duraderos, el calentamiento global, la deforestación misma en las cuencas de los ríos colombianos, la incertidumbre con la producción y precios del gas, reforzaría la vulnerabilidad anteriormente mencionada.

El evento de El Niño 1991–1992, impactó la oferta de energía eléctrica produciéndose un racionamiento entre marzo de 1992 y abril de 1993. En la Figura 7 se muestra la variación del embalse agregado del sistema, el impacto de El Niño mencionado y la baja respuesta del SIN ante el evento por indisponibilidad de las plantas térmicas.

Las consecuencias de la ocurrencia de El Niño 1991-1992 reflejaron la dependencia del sistema, predominantemente hídrico con respecto a la variabilidad natural del recurso hídrico, y por ende su vulnerabilidad y dependencia de la energía térmica de respaldo. La experiencia ayudó a plantear a largo plazo la implementación de un plan de emergencia con la puesta en operación de 2.138 MW entre 1992 y 1994 con la puesta en marcha en general de plantas térmicas, adicionalmente, obligó la reforma del sector eléctrico en búsqueda de la eficiencia en aspectos como precios, confiabilidad, calidad del servicio y cobertura (XM, 2009). Se considera que esta implementación se realizó sin la planificación adecuada y sin estudios detallados de optimización de la canasta energética y más como respuesta de miedo ante racionamientos.

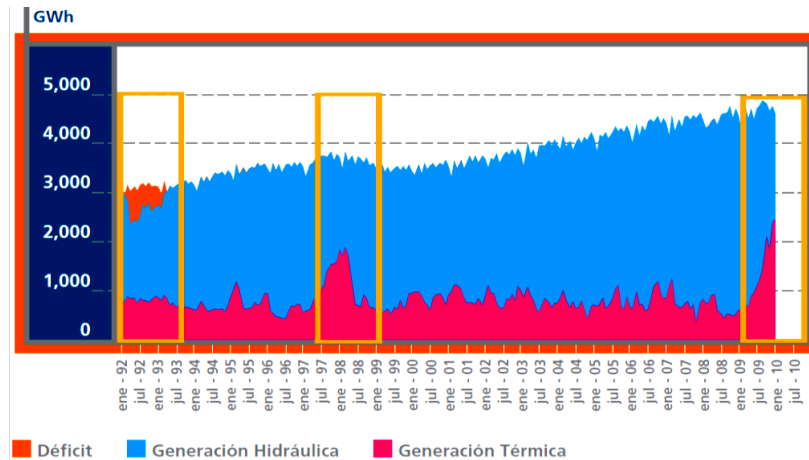


Figura 7 Evolución embalse agregado del SIN en Eventos ENSO - El Niño. Tomada de XM, Informe Especial Resolución CREG 135/97, 2009

En la Figura 7 se observa el respaldo térmico de generación durante el siguiente evento de El Niño 1997-1998. En este caso no se presentó racionamiento de energía.

Es claro que al incluir un mayor porcentaje de generación térmica, el precio de generación, transmisión y venta de energía aumenta. Un ejemplo es el presentado durante los años 2008 y 2009. La Figura 8 muestra el comportamiento del precio de bolsa (valor de compra y venta intradiurnas del sistema interconectado Colombiano), presentando un crecimiento anual de 56%, al pasar de un promedio en 2008 de 89,14 \$/kWh a 139,57 \$/kWh en diciembre de 2009. Sin embargo, el incremento en los precios de contratos entre generadores y consumidores no regulados fue del 18%, con 88,78 \$/kWh en 2008 y 104,74 \$/kWh en 2009, pesos constantes de diciembre de 2009 (XM, 2009).

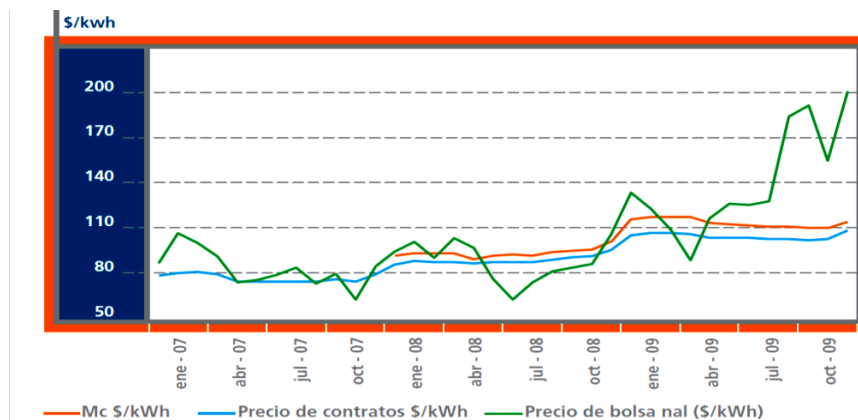
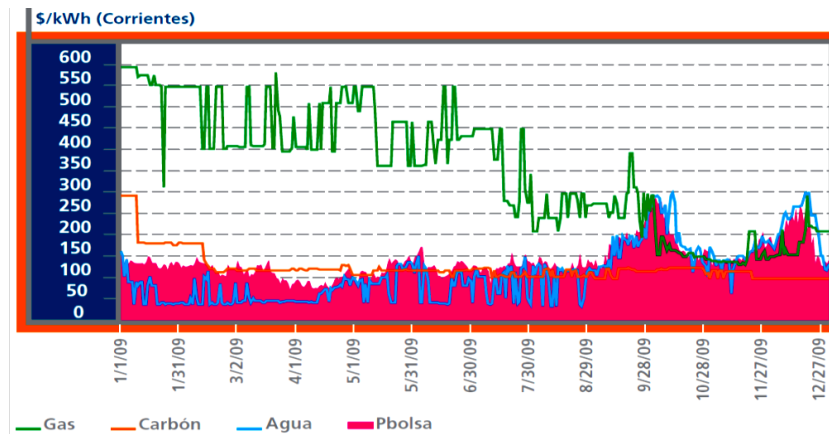


Figura 8. Comportamiento del precio de Bolsa y Contratos entre enero 2007 y octubre de 2009 (XM, 2009).

El comportamiento anterior puede observarse también en los precios de oferta por combustible presentado en la Figura 9, donde el precio de oferta del agua está totalmente ligado al precio de bolsa, sobre todo en los meses de agosto a diciembre. Según la NOAA

el Evento ENSO 2009 – 2010 inició desde el mes de junio con un índice ONI de 0,6 (www.cpc.ncep.noaa.gov).



Lo expuesto anteriormente sugiere que si en los meses secos y extremadamente secos (durante la ocurrencia de El Niño) el precio de la energía en bolsa aumenta, un recurso capaz de generar ante dicha eventualidad como sería el eólico obtendría mejores beneficios financieros en esos períodos.

Cabe anotar que según la regulación actual del mercado eléctrico colombiano las plantas eólicas operarían como centrales hidroeléctricas a Filo de Agua, es decir generarían todo el recurso disponible y entrarían en la base de la generación para ayudar a cubrir la demanda diaria. Lo anterior sugiere que los Parques Eólicos generarían constantemente, siempre y cuando estén disponibles.

Como se mencionó anteriormente, en energía generada, la proporción es hidráulica 77% aproximadamente y térmica 18%; al depender de los aportes hidrológicos, las épocas de sequía que se presentan durante evento ENSO- El Niño hacen indispensable contar con plantas de generación con energía firme, que replacen la energía generada por hidroeléctricas, para atender la demanda. De no contar con estos recursos, los usuarios tendrían que ser racionados, con los correspondientes costos sobre la economía nacional y el bienestar de la población.

Uno de los principios subyacentes en un sistema de precios como el diseñado para el MEM en Colombia, es que este debe proporcionar la señal económica de largo plazo para la expansión de la capacidad instalada requerida por el país. Asimismo, la evolución y el comportamiento de los precios deben reflejar el nivel de confiabilidad en el suministro que está dispuesta a pagar la demanda nacional.

Sin embargo, la volatilidad de los precios en la bolsa, y presentado en la Figura No. 8, que se explica en gran parte por el elevado componente hidráulico, la estacionalidad climática (siete meses de invierno y cinco meses de verano) y la aparición periódica de El Niño, puede constituir un riesgo considerable para aquellos generadores que deben disponer de fuentes de financiación de sus proyectos de generación, si no se cuenta con mecanismos que cubran estas eventualidades. Por estas consideraciones, se encontró indispensable

implementar un esquema de remuneración que permita hacer viable la inversión en los recursos de generación necesarios atender la demanda de manera eficiente en condiciones críticas de abastecimiento hídrico, a través de la estabilización de los ingresos del generador. Este esquema está incorporado en la legislación colombiana desde la Ley 143 de 1994, artículo 23.

Tras diez años de aplicación ininterrumpida del Cargo por Capacidad, la CREG diseñó un nuevo esquema basado en un mecanismo de mercado denominado Cargo por Confiabilidad, que opera desde el primero de diciembre de 2006. Este mecanismo conserva lo esencial del esquema de liquidación, facturación y recaudo que garantizó, con éxito, durante los diez años continuos el pago a los generadores del Cargo por Capacidad.

Uno de los componentes esenciales del nuevo esquema es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Este nuevo esquema permite asegurar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes.

Para estos propósitos, se subastan entre los generadores las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez. Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del SIN, a través de las tarifas que cobran los comercializadores. Las OEF del nuevo Cargo por Confiabilidad establecen un vínculo jurídico entre la demanda del MEM y los generadores, que permite, tanto a generadores como a usuarios del sistema, obtener los beneficios derivados de un mecanismo estable en el largo plazo y que da señales e incentivos para la inversión en nuevos recursos de generación, garantizando de esta forma el suministro de energía eléctrica necesario para el crecimiento del país.

4 ESTADO DEL ARTE

4.1 Del diagnóstico y caracterización del potencial eólico de la zona de estudio

La expansión de la capacidad instalada de energía eólica puede jugar un papel determinante en la mitigación del cambio climático. Sin embargo, según Pryor y Barthelmie (2009), la energía eólica también es susceptible al cambio climático global. En el norte de Europa han identificado aumento en las velocidades del viento para los últimos años del siglo XXI; sin embargo, los modelos usados aún llevan consigo una gran incertidumbre.

De ahí la importancia de cuantificar, diagnosticar y disminuir la incertidumbre respecto a la disponibilidad del recurso en la alta Guajira colombiana. Hoy se tiene conocimiento de las características geográficas e hidrológicas de la zona. La Guajira se identifica con orografía plana, seca, semidesértica y con su territorio dividido en dos zonas con características diferentes: la alta Guajira, más al norte, semidesértica y con poca vegetación, y la baja Guajira, menos árida y con alguna vegetación, especialmente pastos para la ganadería y con producción agrícola en las estribaciones de la sierra Nevada de Santa Marta. Dentro de la alta Guajira se destaca la presencia de la serranía La Macuira (Parque Nacional Natural), ecosistema único debido a la presencia de montañas y bosques que contrastan con la geografía desértica de la zona.

En cuanto al recurso eólico, podría decirse que el avance más importante respecto a su caracterización ha sido la publicación del Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia, UPME – IDEAM, 2006. Dicho estudio se constituye en la herramienta básica para la estimación preliminar del potencial y la identificación en el territorio nacional de zonas que mantienen velocidades de viento altas y persistentes a lo largo del año. Se destacan dentro de ellas, la península de La Guajira, el centro del litoral Caribe en Bolívar, la Isla de San Andrés y algunos sectores de Boyacá (Isaac et al., 2008).

La Guajira posee un potencial energético estimado entre 5 y 20 GW, los vientos son predominantemente alisios² con una velocidad promedio de 9,8 m/s a 50 metros de altura y baja turbulencia (Isaac, 2009).

La variación intra - anual de la velocidad del viento (el ciclo anual) está relacionada entre otras cosas, con los períodos de precipitación y sequía directamente influenciadas por la migración meridional de la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT) durante el ciclo anual, la cual actúa sobre todo el territorio nacional (Poveda, 2004). Adicional a esto, dada la posición de la zona de estudio (Norte de Colombia) la ZCIT solo pasará una vez al año, indicando también el porqué del ciclo unimodal que se presenta en la velocidad del viento y la precipitación en la zona.

² Circulan entre los trópicos, desde los 30-35° de latitud hacia el ecuador. Se dirigen desde las altas presiones subtropicales, hacia las bajas presiones ecuatoriales. El movimiento de rotación de la Tierra desvía a los alisios hacia el oeste, y por ello soplan del nordeste al sudoeste en el hemisferio norte y del sudeste hacia el noroeste en el hemisferio sur.

Para el ciclo diurno, la variabilidad del viento está asociada a la distribución de la temperatura, resultante del ciclo de insolación superficial en las 24 horas del día fuertemente marcada en la zona tropical (Poveda, 2004).

Retomando los resultados de Liu, Tang y Xie (2008), con relación a la velocidad del viento en la zona marítima de La Guajira colombiana, en la Figura 10 se presentan las densidades de energía eólica a partir de datos de radar de ocho (8) años de mediciones. En esta figura pueden observarse las particularidades en la zona, marcadas como una concentración de máximas densidades de potencia eólica en la Figura 3.

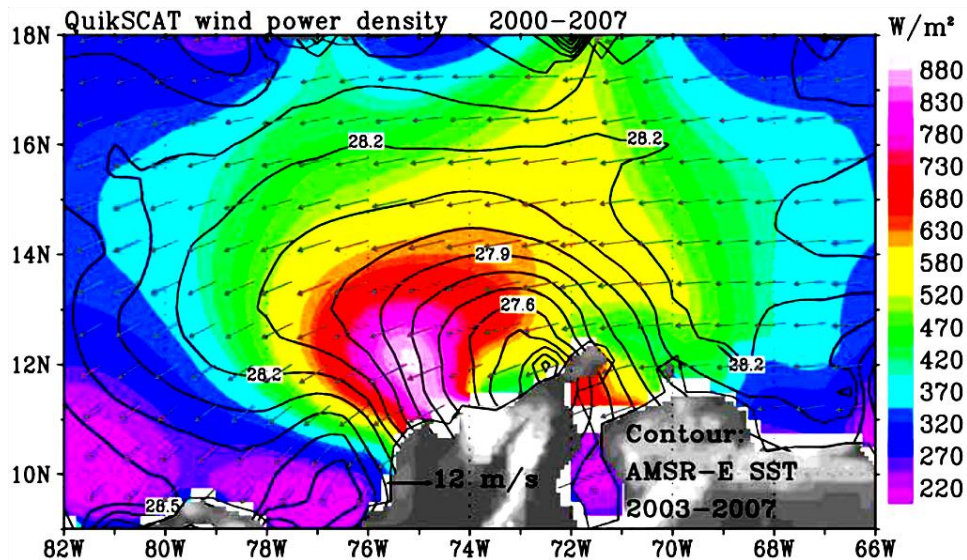


Figura 10 Distribución de potencia de energía eólica en el Mar Caribe colombiano y en particular de la zona de La Guajira Colombiana. Adaptada de Liu, Tang y Xie, 2008.

4.2 Costos de referencia en Parques Eólicos Internacionales. Regulación y Normatividad Colombiana

Según Blanco (2008), hoy en día en la Unión Europea, los costos de generación de un parque eólico en tierra están entre 4,5 y 8,7 €cent/kWh. Los Costos de producción han aumentado en más del 20% en los últimos tres (3) años, principalmente debido a un aumento del precio de algunas materias primas estratégicas en un momento en que la demanda mundial se ha disparado. Sin embargo, la posición competitiva de las inversiones en energía eólica versus otras tecnologías no ha sido alterada. En el largo plazo, cabría esperar que los costos de producción bajen; y que esto sea suficiente para compensar el alto precio de los insumos, que en su mayoría están representados por los aerogeneradores como puede apreciarse en la Figura 11. Dependerá en gran medida la aplicación de políticas correctas, como Investigación y Desarrollo (I+D) para nuevos materiales, Operación y Mantenimiento (O & M) con dispositivos de control remoto, la energía eólica marina, las turbinas y subestructuras, la introducción de tecnologías avanzadas en el emplazamiento, las técnicas de pronóstico, el acceso a una financiación adecuada, y la estabilidad jurídica, como medida de largo plazo (Blanco, 2008).

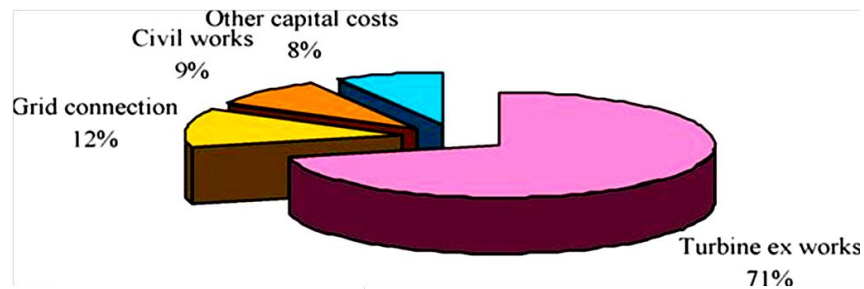


Figura 11 Distribución de los costos de capital estimados de Parques eólicos en Europa. Adaptada de Blanco (2008).

Esta situación podría ser aplicable en Colombia considerando un escenario de instalación de grandes parques eólicos próximos años en Colombia, dado a que los aerogeneradores serían importados desde Europa, en primera instancia, Estados Unidos, o tal vez el mercado emergente de algunas plantas de fabricación en Brasil o Argentina, como el caso de IMPSA. Sin embargo se requerirán incentivos y políticas de fomento a la generación eólica.

De ahí la importancia de esta investigación, la cual plantea para la energía eólica, escenarios en los cuales se consideren los beneficios ambientales, el futuro de los costos de maquinarias y equipos para los parques eólicos, así como también la regulación, normatividad y precios del mercado eléctrico colombiano.

A la fecha, el sistema de interconexión de la zona norte del país cuenta con una estructura radial, vulnerable y en el que no se prevén proyectos en el corto plazo de líneas de transmisión. Además cabe destacar que precisamente la zona de mayor potencial eólico tiene una alta capacidad instalada de centrales térmicas y para la generación eólica existirían desventajas asociadas con las rampas de entrega de potencia energética, producto de la variabilidad intradiurna de la velocidad del viento. Adicional a esto, no existen en el mercado eléctrico colombiano criterios específicos para reglamentar la operación de parques eólicos (Isaac, 2009).

Como punto a favor, en el año 2003, se creó el Comité 185 de Energía eólica por parte del ICONTEC. A la fecha ha desarrollado dos anteproyectos de NTC: Requisitos de seguridad de los sistemas de generación eólicos, Ensayo Curva de Potencia de Aerogeneradores, y algunas adaptaciones de las normas IEC 61400 (UPME – ICONTEC, 2008). Estos proyectos apuntan a la implementación de una regulación competente dentro del MEM de Colombia.

Isaac et al. (2008) resaltan la iniciativa importante del Plan Energético Nacional 2006-2025, en el cual se plantean varias estrategias relacionadas con la implementación de las energías renovables, principalmente enfocadas a la alimentación de zonas rurales y no interconectadas. Las sugerencias apuntan a la definición de subsidios directos y la reestructuración de otros existentes, así como el fortalecimiento de los esquemas institucionales para promoción y desarrollo.

Por su parte, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME con el apoyo del Banco Mundial y la firma consultora Estudios Energéticos, bajo la motivación de analizar algunas políticas que permitan la promoción de las energías renovables, evaluaron un posible escenario de expansión en generación contemplando la participación de energía eólica, realizaron diversos análisis al comportamiento de la expansión propuesta considerando algunos escenarios y analizaron el comportamiento de los resultados de la expansión propuesta sobre un modelo financiero (UPME – ANDI, 2008).

Como resultado principal, el estudio reveló que en el sistema se hace necesario desarrollar un cargo de sostenibilidad, debido a que para conseguir la TIR que espera un inversionista con los mecanismos y costos actuales los ingresos no serían suficientes para la implementación de éste tipo de alternativas (UPME – ANDI, 2008).

En el estudio de Vergara et. al. 2010, se exploran varias alternativas enmarcadas dentro de la normativa colombiana para evaluar la construcción de parques eólicos dentro de una viabilidad financiera. Dentro de estos se plantean la participación activa en los MDL, la reducción del impuesto sobre la renta, lo que mejoraría la rentabilidad de los proyectos; exenciones de los cargos del SIN, como contribuciones ambientales o para el FAZNI (Fondo de Ayuda para Zonas no Interconectadas) y sobre todo una reestructuración regulatoria para todas las fuentes que participan en el mercado. Este último aspecto impacta tanto a la generación eólica, que si se evalúa un parque eólico de 300 MW con un costo de instalación de \$1.800/kW e ingresos producto de una confiabilidad entre un 20% y un 36% atraerían la inversión privada, volviendo viable; siempre y cuando no se incluya el pago por confiabilidad y los cargos del SIN. El proyecto alcanzaría una TIR del 14%.

Con relación a la normatividad y regulación en Colombia se destacan las siguientes:

- Ley 697 de 2001. Formula el establecimiento de lineamientos de las políticas, estrategias e instrumentos para el fomento y promoción de las fuentes no convencionales de energía, con prelación en las ZNI.
- El Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010, establece como una de sus metas sustituir capacidad proveniente de combustibles fósiles con Energías Alternativas (EAS) de 0,35 MW a 6,9 MW en las Zonas No Interconectadas – ZNI.
- El PEN plantea el uso de las EAS como una alternativa válida de abastecimiento energético que disminuye efectos del cambio climático y evita la destrucción de ecosistemas.

A pesar de los adelantos mundiales las EAS, en Colombia no han aumentado como se esperaba debido a los altos costos de inversión y el bajo conocimiento de las tecnologías, así como la competencia de otras fuentes de generación de más bajo costo. Las ZNI pueden ser propicias para el desarrollo y aplicación de las EAS debido a los altos costos de operación de las plantas que allí suministran la energía eléctrica, las cuales en su mayoría generan con combustibles fósiles.

El primer proyecto eólico en Colombia, Jepírachi, se hizo viable gracias a factores como el nivel de velocidad de los vientos en La Guajira, las económicas alcanzadas por disminuir

costos de transporte por su cercanía a Puerto Bolívar, las facilidades de transporte terrestre, y la zona aduanera especial y el impacto mínimo sobre el medio ambiente (Isaac, 2008).

Otros beneficios que promueven el desarrollo de proyectos de energías renovables en Colombia son los Incentivos tributarios, explícitos en la Ley 778 de 2002 en los artículos 18 y 95:

- Artículo 18. Exención de renta por quince años:
 - Generación de electricidad con energía eólica, biomasa y residuos agrícolas.
 - Reduzcan emisiones y permitan obtener certificados dentro del esquema del Mecanismo de Desarrollo Limpio.
 - 50% de los ingresos provenientes de la venta de certificados de reducción de emisiones se destina a inversión social.

- Artículo 95. Exclusión de IVA:
 - Importación de equipos y maquinaria para proyectos que generen certificados de reducciones de emisiones GEI.

Por último, se resalta el actual proyecto de resolución CREG 092 de 2011, por la cual se define la metodología para determinar la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad – ENFICC de plantas eólicas. En este proyecto se presentan dos escenarios definidos por Parques existentes y proyectos como tal. Para el primero el cálculo considera la información promedia mensual del viento, el índice de indisponibilidad histórica forzada, el factor de conversión y la capacidad efectiva neta del Parque. Para el caso de los proyectos, si la información disponible de vientos es inferior a 10 años en promedios mensuales, la energía firme se calcula con un factor constante multiplicado con la capacidad efectiva neta de la planta (CEN). Estos factores se estimaron a partir de la información histórica de generación del Parque Eólico Jepírachi. En el capítulo 8 se retoman algunos aspectos mencionados anteriormente.

4.3 Del Protocolo de Kioto y los Mecanismos de Desarrollo Limpio - MDL

Uno de los resultados más importantes de la cumbre sobre Medio Ambiente y Desarrollo de 1992 fue la aprobación de tres tratados internacionales jurídicamente vinculantes, entre los cuales se encuentra la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático - CMNUCC. Hasta el momento, cerca de 186 Estados hacen parte de la CMNUCC. Lo anterior hace que la CMNUCC sea uno de los acuerdos sobre desarrollo sostenible con mayor respaldo político a nivel global (MAVDT, 2002).

El objetivo de la CMNUCC es estabilizar las concentraciones de gases efecto invernadero en la atmósfera, a un nivel que impida efectos peligrosos en el sistema climático.

El Protocolo de Kioto dentro de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, busca desarrollar el objetivo de la Convención y fortalecer la respuesta de la comunidad internacional al cambio climático.

Establece para los países incluidos en el Anexo I de la Convención, obligaciones cuantificadas de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero - GEI. En su conjunto promediado estos países deberán reducir en un 5,2% sus emisiones colectivas de seis GEI, para el periodo comprendido entre los años 2008 y 2012. Este compromiso de reducción de emisiones es diferenciado: la Unión Europea debe reducir sus emisiones en un 8%, Estados Unidos 7%, Japón y Canadá 6%, mientras Australia podrá aumentar un 8% (MAVDT, 2002).

Los países en desarrollo como Colombia, que hacen parte de la CMNUCC pero no están incluidos en su Anexo I, es decir no cuentan aún con una meta concreta y obligatoria de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero y se les permite incluso un aumento de emisiones, en razón a que se les reconoce su derecho a avanzar en la realización de su modelo de desarrollo económico y social (MAVDT, 2002).

El Protocolo establece una serie de mecanismos que dan flexibilidad a las partes para el cumplimiento de sus compromisos: Comercio de Emisiones, que permite que los países industrializados comercien entre sí los derechos de emisión; la implementación conjunta entre las Partes del Anexo I, en virtud del cual los países podrán intercambiar unidades de reducción de emisiones que resulten del desarrollo de proyectos encaminados a mitigar las emisiones de GEI; y el Mecanismo de Desarrollo Limpio para implementar entre países del Anexo I y países en desarrollo (MAVDT, 2002).

Colombia cuenta con un proceso reglamentado y estandarizado para la aprobación nacional de proyectos aplicables al MDL. Varios proyectos de generación de energía eléctrica se han acogido a los mecanismos, entre los cuales se encuentran el Proyecto Hidroeléctrico del río Amoyá (80 MW a Filo de Agua) y el Parque Eólico Jepirachi (19,5 MW instalados), el cual realizó venta de reducciones de emisiones por US \$3,2 millones.

Sin embargo en el estudio de Vergara et. al. 2010, se concluye que los ingresos por CO₂ generados dentro de los MDL no cambian significativamente la capacidad para compensar los altos costos de inversión. Con información de 2007 analizada, los costos de inversión incluso a un precio de CO₂e de 50 dólares EE.UU., la energía eólica no es todavía la opción de menor costo. Dentro de este rango de ingresos, créditos de carbono no afectan efectivamente la clasificación de las opciones, lo que demuestra que los MDL, no es suficiente para promover la energía alternativa con cero emisiones de carbono, bajo las condiciones existentes en Colombia. Por lo tanto, las otras opciones políticas son necesarias para facilitar el acceso al mercado de la energía eólica.

4.4 Complementariedad del recurso Hídrico y Eólico

Franco y Dyner (2004) describen que históricamente para Colombia, la complementación térmica permite el dimensionamiento económico de los proyectos hidráulicos para las condiciones operativas del año hidrológico medio, bajo la premisa de que en los años secos las centrales térmicas suplan la base de la demanda y las hidráulicas el pico. Por éstas y otras razones se emprendió, por parte del gobierno colombiano desde el año 1995, la iniciativa de vincular capital privado y promover la expansión del sistema. Por ejemplo, para el período de los 1993 – 2000, la alternativa de generación térmica se

convirtió en el eje de la expansión eléctrica. En este periodo la composición del parque generador pasó de un 80% de composición hidráulica y 20% térmica, a un 68% y 32% respectivamente. De tal forma que con la nueva composición la capacidad instalada del SIN afrontó el Evento ENSO - El Niño ocurrido en 1998, y si bien fue muy intenso, no hubo racionamiento como el ocurrido en los años 1991 -1992.

Esta estructura planteada, a pesar de ser confiable es fuertemente impactada por la volatilidad del precio del gas, el carbón siendo además sumamente contaminante. Por lo anterior la importancia de incluir a la matriz energética el componente de generación a partir de fuentes renovables no convencionales. Esto plantea una altísima vulnerabilidad hacia el futuro en caso de establecerse un sistema de impuestos por producción de CO₂.

La complementariedad de la hidrología con el recurso eólico colombiano se ha estudiado con anterioridad. En la Figura 12 se presenta un ejemplo de complementariedad, el caso de la serie de caudales mensuales del río Nare y el régimen de vientos en La Guajira colombiana.

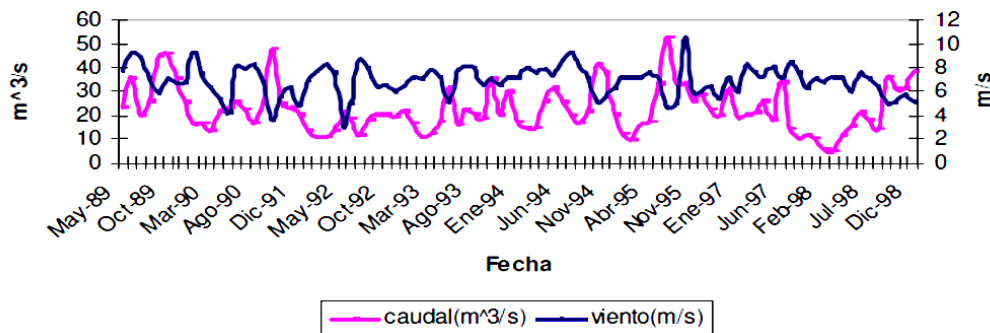


Figura 12 Complementariedad hidráulica - eólica entre las series de caudales medios mensuales del río Nare y la velocidad promedio de vientos en la Alta Guajira (Franco y Dyrner, 2004).

La complementariedad hidráulica - eólica puede entenderse como la oportunidad de generar energía con una de las tecnologías, cuando se presenta escasez del recurso energético de la otra. Franco y Dyrner, (2004) revelan, que para el caso de las Empresas Públicas de Medellín, sus futuros proyectos eólicos y el Parque existente Jepírachi producirán más energía durante los períodos de disminución de la generación hidráulica, en una estación seca, evitando un mayor descenso en el nivel de sus embalses.

Sin embargo, los resultados de aprovechar la complementariedad entre los recursos eólico e hídrico, a pesar de presentar disminución en la rentabilidad en un portafolio conformado por las fuentes hídrica y eólica, se logra reducir las variables de riesgo. Mediante el uso de la técnica de Dinámica de Sistemas se ha evidenciado que el valor de riesgo de las compras de energía en bolsa se reduce de forma importante, especialmente durante la fase cálida del ENSO - El Niño, así EPM no se vería forzado a las costosas compras en bolsa para cumplir sus contratos a largo plazo en momentos de sequía, que afectan disminuyendo la rentabilidad de su negocio de generación de energía (Franco y Dyrner, 2004).

Se debe aclarar que los agentes generadores de energía eléctrica en el Mercado de Energía Mayorista venden su mayor parte de energía en contratos a largo plazo, y los

excedentes generados van a la bolsa de energía (Mercado de corto plazo ó Spot). El mercado colombiano tiene sus particularidades, la regulación y la normatividad están íntimamente ligadas a las fuentes convencionales de energía y a las características económicas propias. Una de esas particularidades es la participación estatal (pública) en más del 90% de la transmisión de energía eléctrica (Interconexión Eléctrica S.A. - ISA) y cerca del 35% de la generación de energía del país (ISAGEN y Empresas Públicas de Medellín - EPPM).

La utilidad de operar en condiciones de complementariedad entre las tecnologías que conforman un Portafolio Tecnológico, ha sido objeto de estudio para aprovechamientos hidráulicos - eólicos en otras partes del mundo.

El trabajo de Belanger y Gagnon (2002), desarrollado en la provincia de Quebec Canadá, utilizó datos horarios reales de velocidad del viento entre 1990-1996 presenta la simulación de varias combinaciones de la complementariedad de los dos sistemas, incluyendo las series de caudales y las demandas asociadas al sistema de generación. Los resultados no fueron alentadores, e indican que la energía eólica requiere una instalación de respaldo adicional para compensar las fluctuaciones del recurso. Al parecer el problema es de escala, en grandes redes y grandes tamaños de parques eólicos, puede que no sea necesario construir la capacidad adicional, ya que la confiabilidad podría ser mantenida a partir de otras herramientas como la compra de servicios auxiliares a otros generadores.

Esto también representa un costo oculto de la energía eólica. En tal estudio también se analizó el impacto del recurso eólico en escenarios de caudales máximos y mínimos. En Quebec, con más de 30.000 MW de capacidad hidroeléctrica, la instalación de unos pocos cientos de MW de energía eólica no tendría un impacto significativo sobre los almacenamientos de los embalses. Tal vez la instalación de 2000 ó 3000 de MW si lograrían un efecto.

Por su parte, Denault et al. (2009), presentan otro estudio realizado en Quebec con información desde 1958 a 2003, utilizaron la simulación de la operación de un portafolio basado en análisis de riesgos, teniendo en cuenta tres escenarios que consideraban; producción total de energía hidráulica, producción total energética eólica y combinación de producción energética. En los tres escenarios, la energía eólica proporcionó un efecto sustancial de la diversificación y una mejora del perfil de riesgo para cualquier penetración de la energía eólica, de hasta un 30%. Sin embargo, este último estudio no consideró la complementariedad estacional de los dos recursos naturales.

Para el caso de Brasil, Odilon et al. (2009) muestran que las políticas de incentivos para la energía eólica que se están aplicando desde la última década en el país, promovieron el desarrollo de algunos de proyectos, principalmente a través de las fuentes de energía alternativas. Para el noreste de Brasil, el río San Francisco es su principal recurso generador de energía eléctrica, dicho río presenta disminución significativa en sus caudales en las épocas de verano, cuando los vientos aumentan en dicha zona. Por su parte, en las últimas décadas la generación de energía eólica ha demostrado su adecuación a la escala de GW, necesarias para una contribución efectiva a los sistemas eléctricos. Se ha demostrado con información de primera mano la complementariedad

estacional hidrología - vientos en las áreas del noreste de Brasil, y se ha analizado su posible efecto sobre la viabilidad de la estabilización estacional de la oferta de energía en la zona interconectada de dicho país.

En el documento final del estudio del Banco Mundial, Wind Energy in Colombia – A Framework for Market Entry, se realiza un análisis de complementariedad entre los recursos eólico e hídrico, indicando que la energía producto del viento podría contribuir al sistema cuándo este más lo necesita, durante los períodos secos y en los picos de demanda energética. En dicho documento también se expone el hecho de que el Sistema Interconectado Nacional podría ser afectado durante fuertes eventos El Niño dada a su gran componente hídrico (Vergara et al, 2010).

Se utilizaron los datos existentes de generación de energía a partir de Jepírachi (para el período comprendido entre febrero 2004 - marzo 2009) y los registros de la velocidad del viento de la estación Puerto Bolívar se ampliaron para cubrir el período de 1985 a 2008 para evaluar la capacidad de generación eólica durante los períodos de sequía. El análisis considera cuatro ríos con el desarrollo de energía hidroeléctrica: Guavio, Nare, Cauca y Magdalena. La sequía más grave en estas cuencas corresponden con el período de El Niño de abril 1991 a julio 1992, cuando ocurrió racionamiento de energía, y desde abril 1997 a mayo 1998 (el segundo evento El Niño más fuerte del siglo XX), cuando los precios del mercado fueron muy altos, obligando a definir cambios regulatorios del sector. Durante estos períodos la generación estimada del viento estuvo muy por encima del valor medio. Es decir, durante los períodos de extrema sequía relacionada con El Niño, la energía eólica en el norte de Colombia fue superior a la media ofreciendo cierta compensación al déficit de energía hidráulica. Lo anterior podría indicar que la complementariedad de los recursos también funciona a la escala de tiempo interanual.

En el estudio de Vergara et al., (2010), la complementariedad también se exploró mediante el análisis de la operación conjunta de un sistema simple que consiste en una operación de parques eólicos en conjunto con una planta de energía hidroeléctrica de tamaño similar para cada uno de los ríos estudiados y para una gama de tamaños de embalses. Los resultados sugieren que la energía firme de la explotación conjunta de parques eólicos y la energía hidroeléctrica supera la operación aislada de la planta de energía hidroeléctrica y del parque eólico. Este resultado es válido para una amplia gama de tamaños posibles de embalses estudiados y de localizaciones. La fuerte complementariedad que la operación conjunta de parques eólicos y centrales hidroeléctricas no ha sido reconocida, ni es remunerada por el sistema actual de regulación adoptado en Colombia.

En las Figura 13 y Figura 14 se observa que la operación conjunta aumenta la capacidad de almacenamiento del sistema complementario sobre todo cuando aumenta el tamaño del embalse.

En la Figura 15, se presenta que la energía firme que resulta de la operación conjunta del parque eólico y la planta hidroeléctrica hipotética es mayor que la suma de las energías aisladas de los dos proyectos.

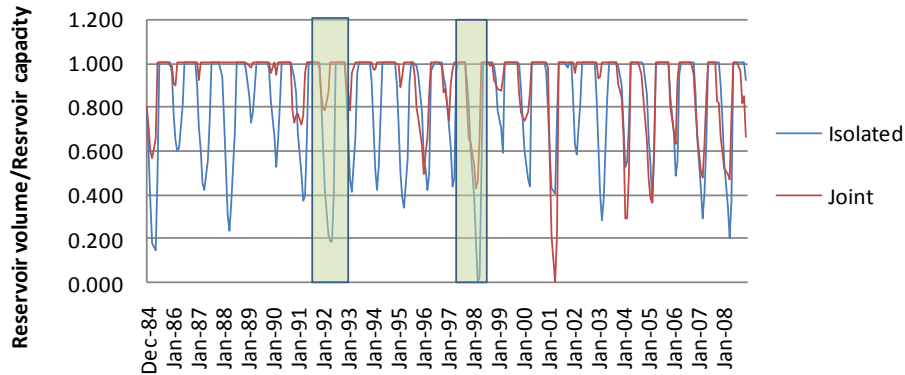


Figura 13 Operación aislada y conjunta de embalse de 0,2 del río Guavio con parque Jepírachi de igual capacidad instalada³ (Adaptada de Vergara et al, 2010).

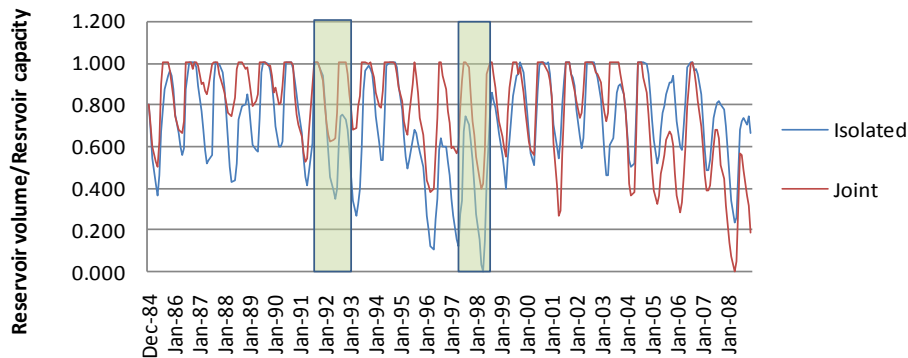


Figura 14 Operación aislada y conjunta de embalse de 0,5 del río Guavio con parque Jepírachi de igual capacidad instalada (Adaptada de Vergara et al, 2010).

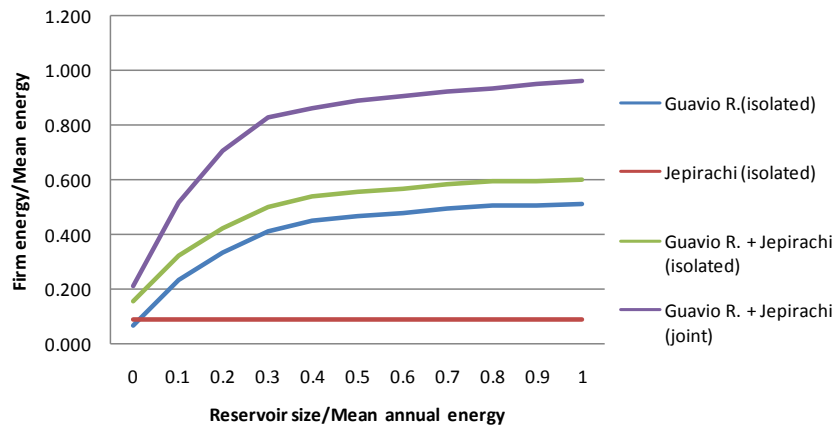


Figura 15 Energía Firme para el río Guavio como resultado de la Operación Conjunta y aislada (Adaptada de Vergara et al, 2010).

³ Volumen de embalse expresado como una fracción del ingreso promedio de energía obtenida con Guavio

4.5 Elementos teóricos para el análisis de información

Para el procesamiento y análisis de la información se utilizaron conceptos básicos de la Estadística y Análisis Espectral de series de tiempo. Del libro de Montgomery y Runger, 1997, se tomaron los conceptos de: Desviación Estándar, Error Estándar de la Media definidos por:

$$\mu = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i$$

Donde v_i son las velocidades del viento a la escala considerada.

$$\sqrt{\sigma^2} = \sigma = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (v_i - \mu)^2$$

Donde σ es la desviación estándar, v_i son las velocidades del viento a la escala considerada y μ es la media de los datos de viento considerados.

$$eem = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

Para el análisis espectral se aplicó la FFT, una manera más rápida de calcular la Transformada Discreta de Fourier, la cual, básicamente, descompone una señal en senos y cosenos de diferentes frecuencias y con diferentes amplitudes. La transformada discreta de Fourier (DFT) de una serie de datos (registro) se define como:

$$\hat{f}_n(t) \equiv \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} f_i e^{-2\pi i n k / N}$$

Con $n = -N/2+1 \dots + N/2$, donde: $f_i \equiv f t_i$ con $t_i = i \Delta t$ é $i = 0, 1, \dots, N - 1$, representa una serie de N Datos en el tiempo, separados entre sí Δt , y \hat{f}_n es el resultado de la DFT para el ciclo asociado para la frecuencia dada por $n/N\Delta t$ (Mejía et al, 1999).

Para encontrar la relación entre las variables de interés se utilizó el coeficiente de correlación de Pearson, el cual es un índice que mide la relación lineal entre dos variables aleatorias cuantitativas. A diferencia de la covarianza, la correlación de Pearson es independiente de la escala de medida de las variables.

En este caso cuando se presenta el análisis para dos variables aleatorias x e y ; el coeficiente de correlación de Pearson se simboliza con la letra $\rho_{x,y}$, siendo la expresión que nos permite calcularlo:

$$\rho_{X,Y} = \frac{\sigma_{XY}}{\sigma_X \sigma_Y} = \frac{E[(X - \mu_X)(Y - \mu_Y)]}{\sigma_X \sigma_Y},$$

Donde:

σ_{XY} es la covarianza de (X, Y)

σ_X es la desviación típica de la variable X

σ_Y es la desviación típica de la variable Y

Para los cálculos presentados en el documento el coeficiente se calculó a partir de la función de Microsoft Excel `COEF.DE.CORREL(matriz1; matriz2)` (tomado de ayuda

Microsoft Excel 2010). La sintaxis de la función COEF.DE.CORREL tiene los siguientes argumentos (argumento: valor que proporciona información a una acción, un evento, un método, una propiedad, una función o un procedimiento.):

Matriz 1 Variable 1. Un rango de celdas de valores.

Matriz 2 Variable 2. Un segundo rango de celdas de valores

En algunos casos se presenta la correlación de la información de dos variables analizadas, mediante representación gráfica de regresión lineal de los datos de cada variable; el software realiza el ajuste por mínimos cuadrados y cuantifica dicho ajuste presentando la ecuación lineal y el denominado coeficiente de determinación (r^2), el coeficiente de correlación será entonces la raíz cuadrada del r^2 .

Para cuantificar o establecer el grado de complementariedad se utilizará el coeficiente de correlación. El coeficiente será positivo siempre y cuando las variables sean directamente proporcionales (al aumentar la variable x aumenta la variable y) y negativo en caso de comportamiento inversamente proporcional. La complementariedad estará asociada a comportamiento inverso en este caso de las variables de caudal y viento.

Para los cálculos de coeficientes de correlación se consideró un intervalo de confianza mínimo del 95%.

Para las matrices de correlación trimestral, se realizaron promedios trimestrales de las variables analizadas correlacionándolas de manera cruzada y abarcando los cuatro (4) trimestres del año así:

Matriz de correlaciones trimestrales genérica		Variable 1			
		DEF Diciembre Enero Febrero	MAM Marzo Abril Mayo	JJA Junio Julio Agosto	SON Septiembre Octubre Noviembre
Variable 2	DEF				
	MAM				
	JJA				
	SON				

5 ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO DE LA GUAJIRA COLOMBIANA

Como se mencionó anteriormente, la Guajira colombiana cuenta con un alto potencial con respecto a otras regiones del país. Para el análisis de la velocidad del viento se utilizó información de varias estaciones climatológicas de la zona. En principio se analizó el comportamiento de la velocidad y dirección del viento. La información utilizada y debidamente procesada incluye cuatro (4) estaciones climatológicas del IDEAM y tres (3) estaciones climatológicas especiales de ISAGEN, ver Tabla 1.

Tabla 1 Información de estaciones de registro de velocidad del viento utilizadas

Estación	Localización Latitud Longitud	Municipio - Departamento	Período de información	Cant.	Unidad	Información Faltante (%)	Variables	Resolución
Puerto Bolívar	12°11'N 71°55' W	Uribia - La Guajira	1986 - 2006	20	año	21	Velocidad y dirección del viento - temperatura	horaria - mensual
Almirante Padilla	11°32' N 72°56' W	Riohacha - La Guajira	1975 - 1984	9	año	40	Velocidad y dirección del viento	horaria
Parque Eólico	12°12'36.60"N 72°1'20.10"W	Uribia - La Guajira	2008 - 2010	18	mes	3	Velocidad y dirección del viento	10 minutos
Nazaret	12°11' N 71°17' W	Uribia - La Guajira	1974 - 1976	3	año	50	Velocidad y dirección del viento	horaria
La Mina	11°07' N 72°36' W	Hatonuevo - La Guajira	1988 - 1991	4	año	47	Velocidad y dirección del viento	horaria
Virtual NCEP/NCAR	12°4'60.00" N 72°5'0.00" W	Uribia - La Guajira	1948 - 2009	61	año	0	Velocidad del viento	mensual
Flor de la Sabana	11°31'34.60" N 72° 2'37.56" W	Maicao - La Guajira	2009	4	mes	2	Velocidad y dirección del viento	10 minutos
Manaure	11°48'30.80" N 72°23'18.90" W	Manaure - La Guajira	2009	4	mes	2	Velocidad y dirección del viento	10 minutos

Las estaciones del IDEAM capturan datos horarios de dirección y velocidad del viento en superficie a una altura de 10 m y cuentan con veletas a la misma altura para registrar la dirección del viento. Los datos de dirección del viento se encuentran discretizados en 8 sectores: N, NE, E, SE, S, SW, W, NW. Se hará énfasis en la estación Puerto Bolívar dado que tiene el mayor período de registros y adicionalmente cuenta con datos de precipitación y temperatura a nivel horario para cada variable.

Las estaciones especiales de ISAGEN registran información de velocidad y dirección del viento, así como temperatura, humedad relativa y presión atmosférica a 20, 40 y 60 metros de altura, cada 10 minutos. La dirección del viento es registrada a una resolución de grados (azimut). En la Figura 16 se presenta el resumen de las estaciones, periodo de registro, ubicación, y demás información relevante.

Para los análisis regionales se utilizó información mensual de un punto en la malla de los resultados del Proyecto del Reanálisis Climático de National Center for Environmental Prediction - NCEP/National Center for Atmospheric Research-NCAR, (www.cdc.noaa.gov/data/gridded/data.narr.html) en la coordenada 12°4'60.00" N - 72°5'0.00" W, ubicado cerca de la estación Puerto Bolívar.

Adicionalmente, se utilizó información pública y de libre acceso de energía generada por el Parque Jepírachi disponible en la base de datos Neón de XM (www.xm.com.co). Este

Parque cuenta con 15 aerogeneradores de 1,3 MW con torres a una altura de 60 m medidos hasta el eje de la máquina. Para obtener la información de velocidad horaria del viento, se utilizaron los valores de la curva característica de la máquinas, (Aerogeneradores Nordex-N60/1.300 kW), se dibujó la curva de potencia y se identificaron las ecuaciones de ajuste a los datos tanto para la función original que relaciona la velocidad del viento (ms^{-1}) con la Potencia (MW), es decir en MW vs. ms^{-1} .

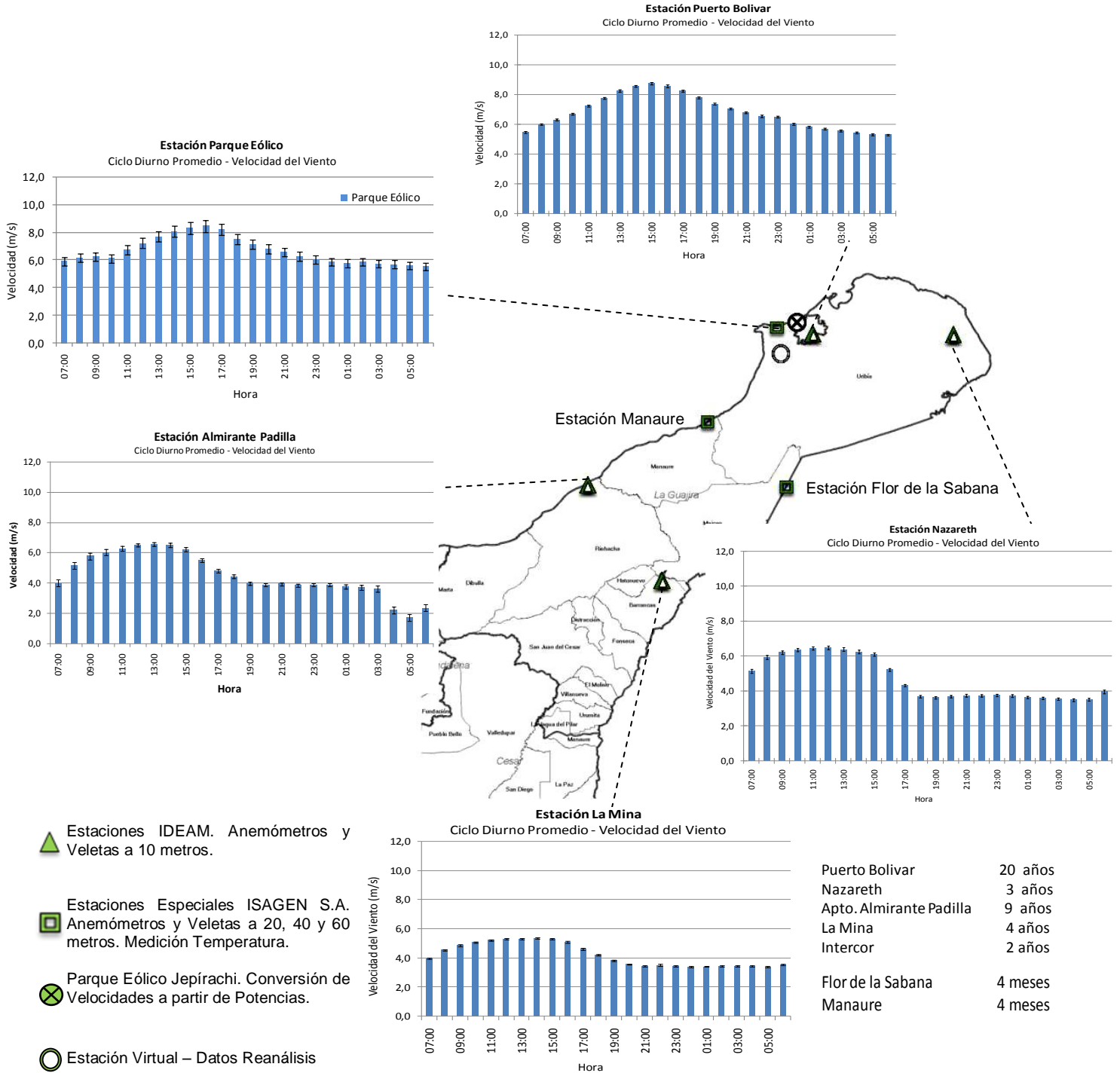


Figura 16 Ciclo diurno promedio de la velocidad del viento para la zona de estudio

Del procesamiento de la información de dirección y magnitud de la velocidad viento en la zona del Departamento de la Guajira, se identificó la variación intradiaria (Ciclo Diurno), el comportamiento Mensual Intranual (Ciclo Anual) y la Rosa de Vientos.

La variabilidad intradiurna de la velocidad del viento está asociada con la temperatura del aire, resultante del ciclo de insolación superficial en las 24 horas del día, fuertemente marcado en la zona tropical (Poveda, 2004). Los valores más bajos de la velocidad del viento ocurren en horas la madrugada entre las 03:00 y 05:00 justo antes de salir el sol, y los máximos al final de la tarde antes de que la temperatura de la superficie comience a debilitarse (entre las 15:00 y 16:00 horas), tal como se observa en las estaciones Flor de la Sabana y Manaure, las cuales registran la temperatura de la zona. Ver Figura 16, Figura 17 y Figura 18.

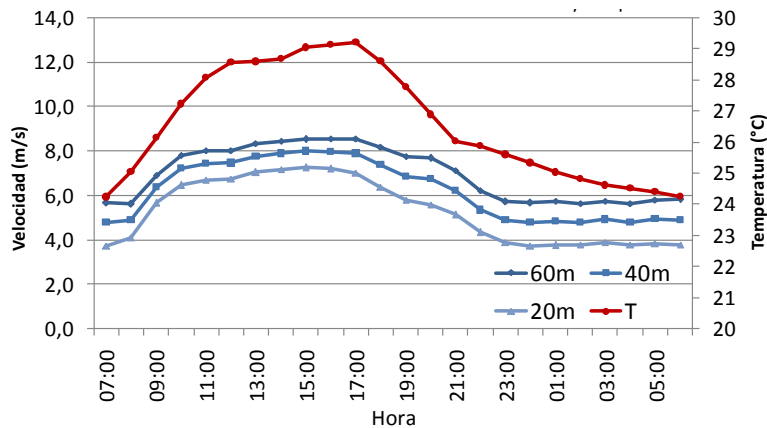


Figura 17 Comparación ciclo diurno velocidad del viento – ciclo diurno temperatura en la estación Manaure.

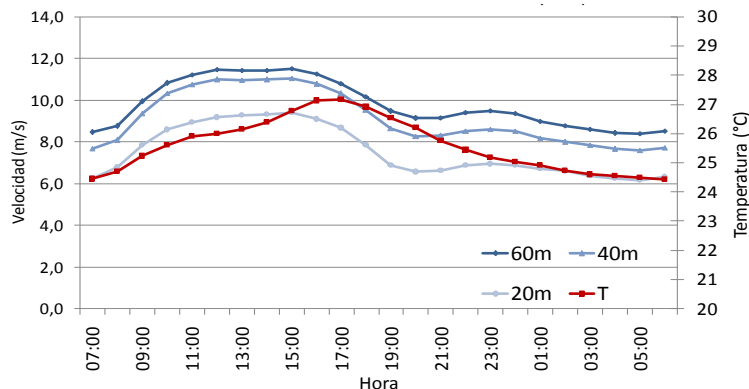


Figura 18 Comparación ciclo diurno velocidad del viento – ciclo diurno temperatura en la estación Flor de la Sabana.

Por otro lado, la variación intranual de la velocidad del viento (ciclo anual) presentada en la Figura 19 está relacionado entre otros, con los períodos de precipitación y sequía directamente influenciadas por la Zona de Convergencia Intertropical - ZCIT, la cual actúa

sobre todo el territorio nacional (Poveda, 2004). Adicional a esto, dada la posición de la zona de estudio (norte de Colombia) la ZCIT solo pasará una vez al año, lo cual se refleja en un ciclo anual unimodal en la velocidad del viento y la precipitación promedios mensuales en la zona. De igual manera, existe una relación entre el aumento de la velocidad del viento, producto del aumento de la temperatura y, aunque la variabilidad sea mayor en la velocidad, las dos variables presentan máximos justo antes de empezar el período lluvioso, este comportamiento se aprecia en los meses de junio, julio y agosto. Ver Figura 21 y Figura 22.

En la Figura 19 se observa que las mayores velocidades se presentan en el sitio denominado Cabo de la Vela, corroborado con la estación Puerto Bolívar y la estación Virtual estimada a partir del Reanálisis NCEP/NCAR. La diferencia en magnitud de velocidades se debe a que las otras estaciones están afectadas por el entorno de su emplazamiento: para el caso de la estación Nazaret la disminución en la magnitud de la velocidad podría deberse a la barrera orográfica que impone la Serranía La Macuira. Por otro lado, las estaciones Almirante Padilla y La Mina, se ven afectadas, la primera por estar ubicada dentro del Aeropuerto (zona urbana) y la segunda dentro de la Mina del Cerrejón (campo INTERCOR). Sin embargo, es clara la semejanza en el comportamiento del ciclo anual de los vientos en las distintas zonas de la Guajira colombiana.

Es necesario conocer el comportamiento del ciclo anual de la velocidad, con el objeto de verificar si existe alguna correlación entre los períodos de verano en el centro y norte del País. Considerando el desplazamiento de la ZCIT por el territorio nacional, se observa que los períodos secos del centro de país, diciembre - enero – febrero y junio – julio – agosto (donde se encuentran la mayoría de los embalses de generación del SIN), podrían ser respaldados por los mayores vientos en La Guajira, dado que se tiene una época común de verano correspondiente al trimestre junio – julio – agosto.

En relación a la dirección de los vientos en la Guajira, se estimaron las Rosas de Viento para todas las estaciones de medición. Se encontró un altísimo porcentaje de la dirección de la velocidad del viento dentro del Cuadrante NE – E, correspondiente a los 45 – 90° de Azimut. Esto indica la predominancia de la componente zonal del viento, claramente explicada por la presencia de los vientos Alisios del este. El análisis no reveló cambios significativos intranuales en la dirección del viento, sin embargo, en la Figura 20 se aprecia que a medida que nos trasladamos hacia la zona sur de la Guajira la componente meridional toma mayor importancia.

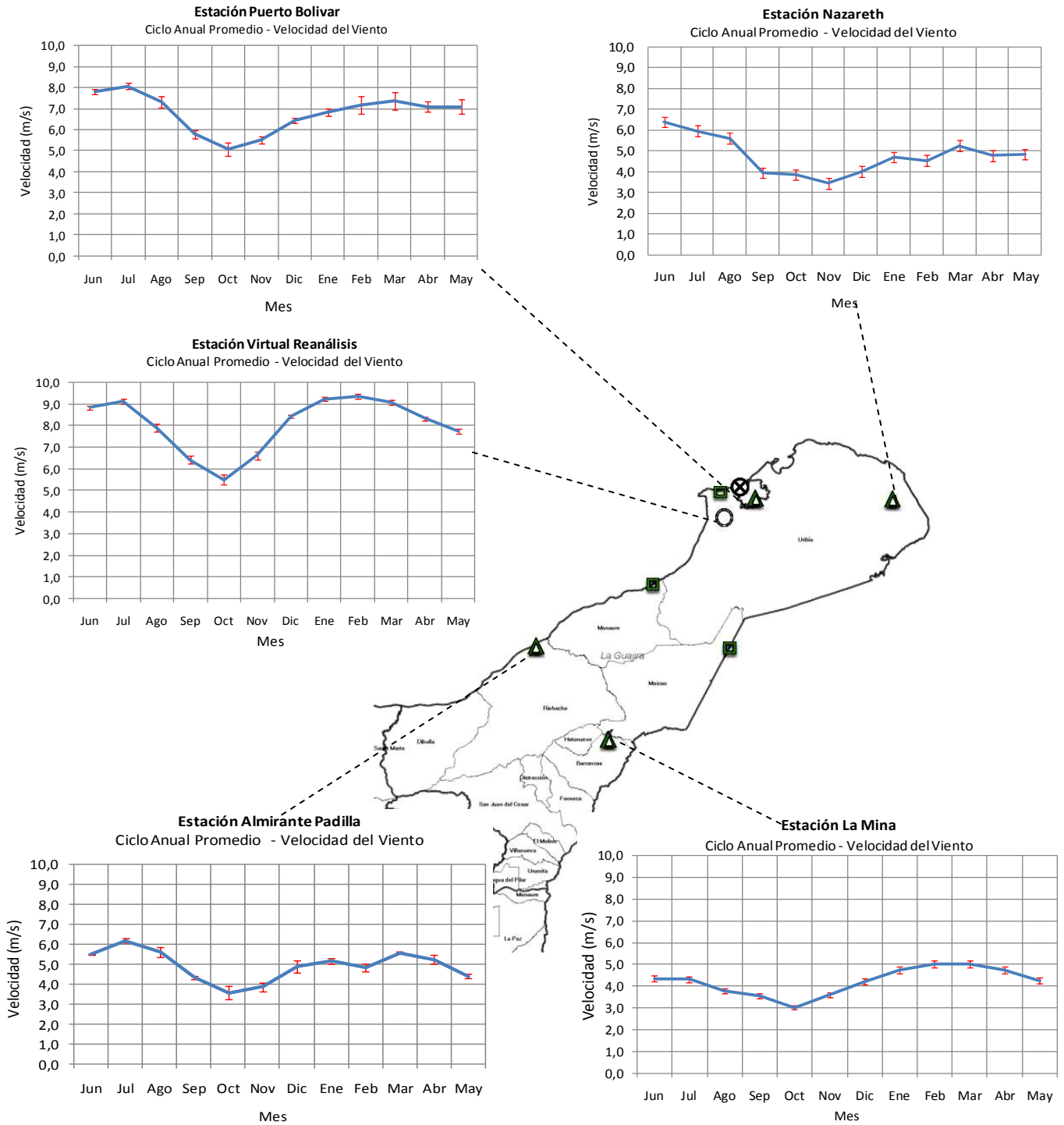


Figura 19 Ciclo anual promedio de la velocidad del viento para la zona de estudio. Las barras de error representan el error estándar de estimación de la media mensual respectiva.

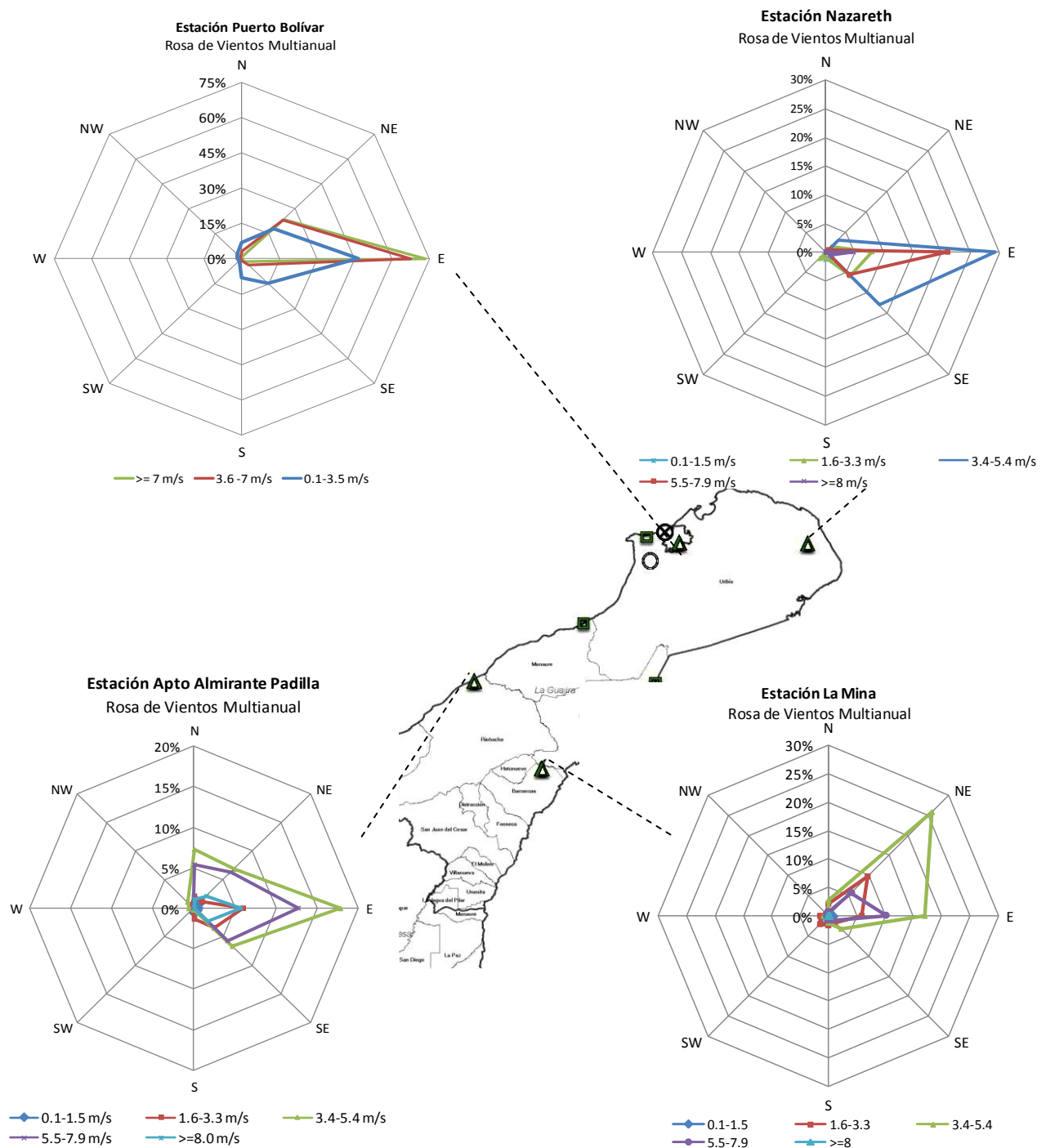


Figura 20 Variabilidad de las rosas de viento en la zona de estudio

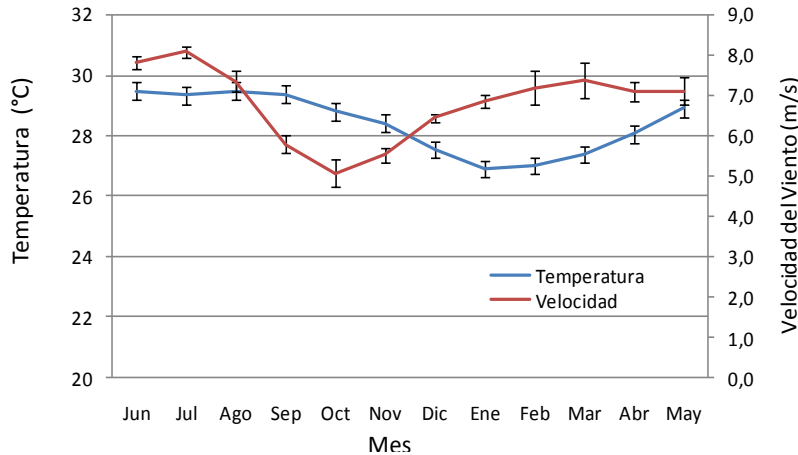


Figura 21 Ciclo anual promedio de la temperatura media mensual y de la velocidad del viento en la estación Puerto Bolívar.

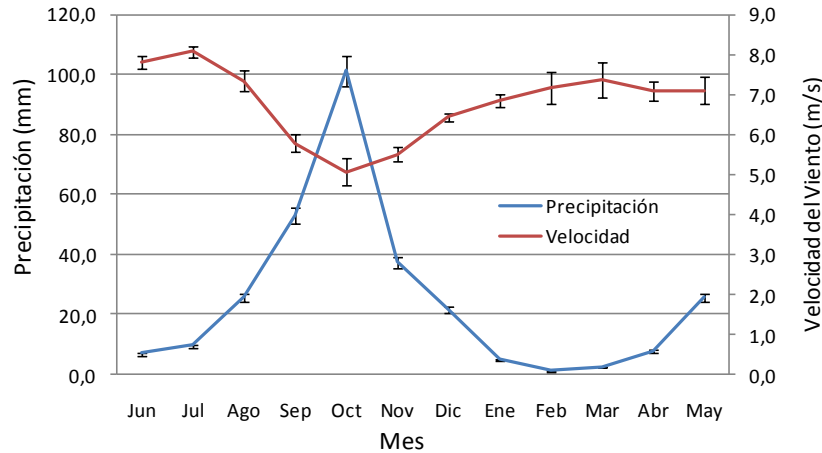


Figura 22 . Ciclo anual promedio de la temperatura media mensual y de la velocidad del viento en la estación Puerto Bolívar.

Para la estación Puerto Bolívar se estimaron las anteriores periodicidades del viento a dos escalas de tiempo consideradas; ciclo diario y ciclo anual, mediante el uso de la Transformada Rápida de Fourier – FFT, definida como:

$$\hat{f}_n(t) \equiv \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} f_k e^{-\frac{2\pi i n k}{N}}$$

con $n = -N/2 + 1 \dots + N/2$, Donde: $f_i \equiv ft_i$ con $t_i = i\Delta t$ é $i = 0,1,\dots,N-1$, representa una serie de N datos en el tiempo, separados entre sí Δt , y \hat{f}_n es el resultado de la DFT (Transformada Discreta de Fourier) para el periodo asociado con la frecuencia dada por $n/N\Delta t$ (Mejía et al., 1999).

En la Figura 23 y Figura 24 se observa picos espectrales importantes en los períodos de 12 y 24 horas, así como para 6 y 12 meses representando respectivamente el semiciclo y ciclo anual de la velocidad del viento.

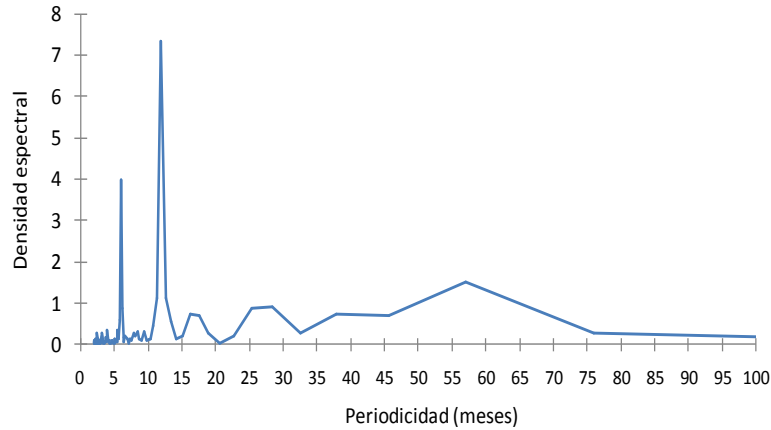


Figura 23 Análisis espectral de la velocidad promedio mensual del viento en la estación Puerto Bolívar.

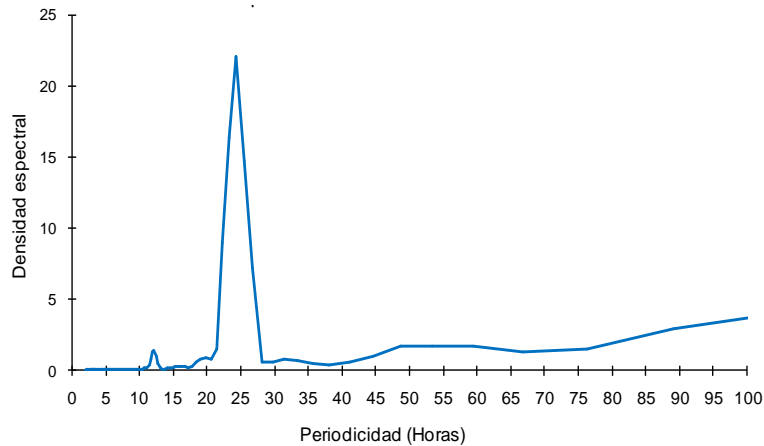


Figura 24 Análisis espectral de la velocidad promedio horaria del viento en la estación Puerto Bolívar.

Adicionalmente, se estudió la variación de la velocidad del viento con respecto a la altura. Para las estaciones de Flor de la Sabana y Manaure se elaboraron perfiles verticales de velocidad del viento. La velocidad varía con la altura, siguiendo aproximadamente una ecuación conocida como ley exponencial de Hellmann, de la forma:

$$v = v_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha,$$

donde:

v : es la velocidad ($m s^{-1}$) a la altura H (m)

v_0 : es la velocidad ($m s^{-1}$) a una altura H_0 de referencia, normalmente referida a una altura de 10 m.

α : es el coeficiente de fricción o exponente de Hellmann (el cual varía con la topografía del terreno).

La relación funcional entre la velocidad con la altura se presentan en la Figura 25 y Figura 26, para los valores promedios, máximos y mínimos diarios.

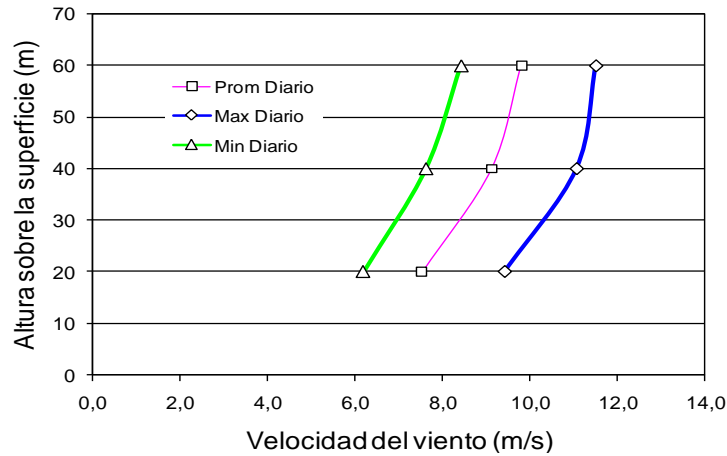


Figura 25 - Variación de la velocidad del viento con respecto a la altura en la Estación Flor de la Sabana.

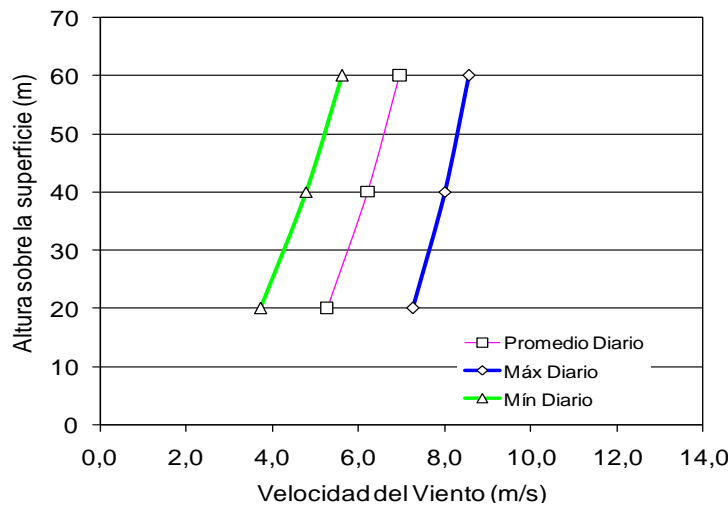


Figura 26 - Variación de la velocidad del viento con respecto a la altura en la estación Manaure.

En las Figura 25 y Figura 26 se observa que la velocidad del viento varía según la ley exponencial de Hellmann corroborando el comportamiento logarítmico de la variación del

viento en la capa límite atmosférica. Para la estación Manaure se calculó un coeficiente $\alpha = 0,19$, y para Flor de la Sabana, el valor de α corresponde a 0,20.

La importancia de analizar los perfiles de velocidad radica en que las palas (aspas) de los aerogeneradores estarán sujetas a diferentes cargas durante la operación debido a que normalmente el área abarcada por las palas comprende un círculo con diámetros entre los 30 m y los 100 m, es decir cuando la pala se encuentre en la parte superior recibirá mayor carga de viento que las dos palas restantes.

Este estudio no pretende analizar las diferentes cargas de viento a las cuales está sometido un aerogenerador, solo se presenta como una referencia relevante, y los factores calculados solo servirán para cuantificar la velocidad del viento a la altura requerida. En la Figura 27 se presentan las características típicas de un aerogenerador convencional de eje horizontal y tres aspas, se presenta la dirección del viento y la inclinación producto del aumento de la velocidad con altura mencionada anteriormente.

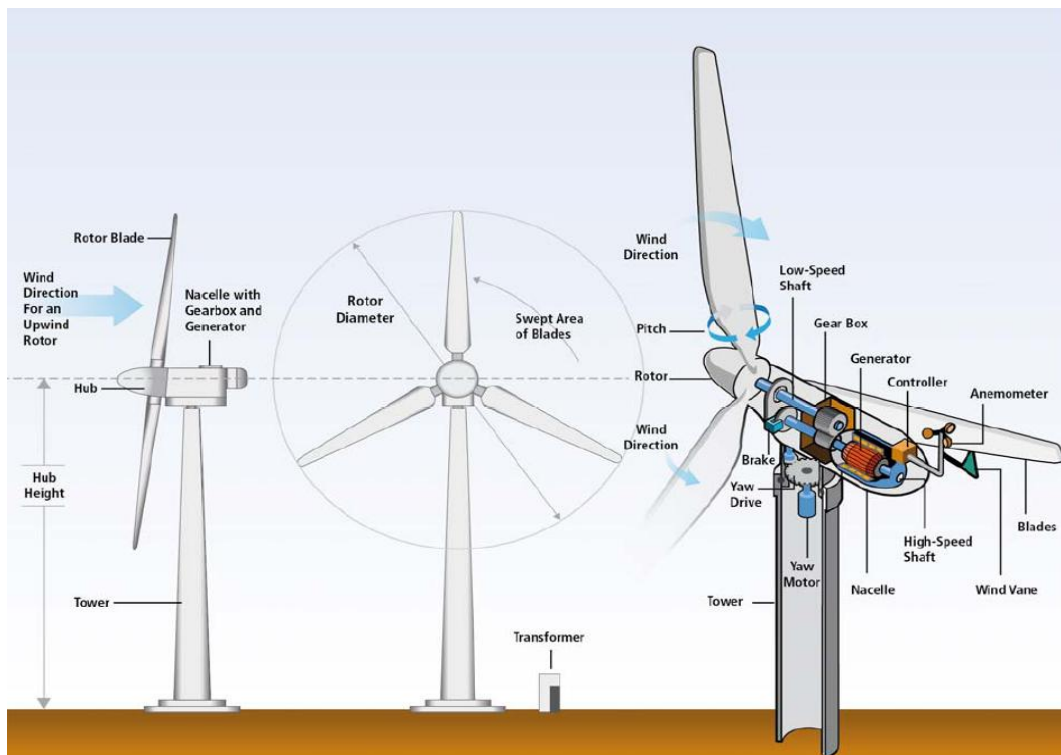


Figura 27 Componentes básicos de una turbina eólica moderna, de eje horizontal con una caja de cambios (Diseño por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable - NREL). Adaptada de SRREN – IPCC, 2007.

Otro punto importante es que a partir del perfil de velocidades obtenido es posible identificar el límite de la capa límite atmosférica en un punto de la vertical en el que no hay cambios significativos de velocidad con la altura. Ese punto indica posiblemente la altura máxima a la que pueden instalarse aerogeneradores, dado que para alturas mayores no aumentará la producción energética. Para los análisis realizados en este trabajo se utilizará el aerogenerador de eje horizontal y operación a barlovento Nordex N60/1300 con una altura de buje de 60 m.

5.1 Variabilidad Interanual de la velocidad del viento en La Guajira: Impacto del Evento ENSO (El Niño - Oscilación del Sur).

A escala Interanual se requiere de información de estaciones con un período de registro con al menos 20 años, la cual es representativa dado que incluye varios Eventos ENSO. Por ello, solo se utilizó la estación Puerto Bolívar, que cuenta con cerca de 26 años de información horaria disponible.

En la Figura 23 para el análisis espectral mensual, se observa un pico para los 55 meses (aproximadamente 4 años), muy probablemente explicado por el ENSO, y otro pico de menor potencia entre los 25-30 meses, posiblemente asociado a la Oscilación Cuasi-Bienal, la cual no es objeto de éste análisis (Poveda, 2004).

Para examinar la influencia del ENSO sobre el ciclo anual de los vientos de la Guajira Colombiana se cuantifica el grado de dependencia lineal existente entre dichas variables, mediante la estimación de correlaciones para diferentes rezagos. Para el análisis se estandarizó la serie de velocidad del viento y se compararon con las anomalías estandarizadas del Oceanic Niño Index – ONI, como se muestra en la Figura 28.

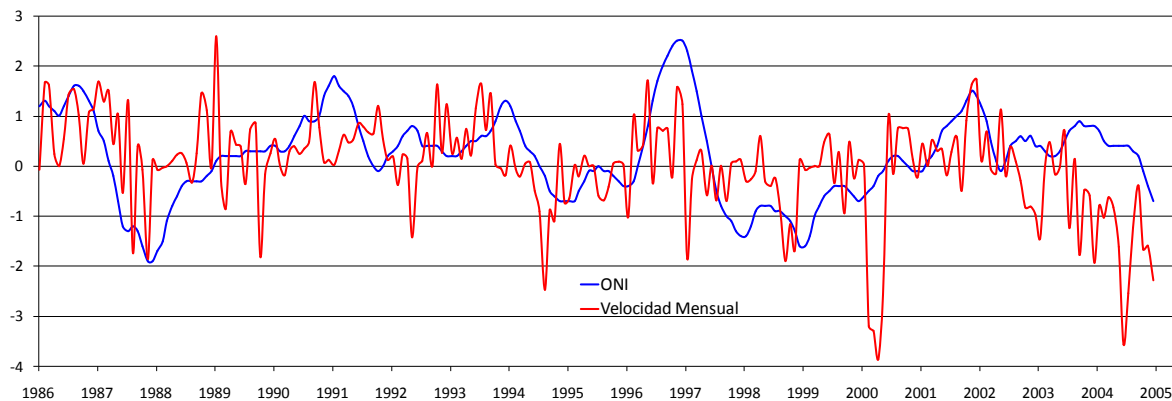


Figura 28 Evolución simultánea de las series mensuales estandarizadas de la velocidad del viento en la estación Puerto Bolívar con el Índice Oceánico del Niño (ONI)⁴

El coeficiente de correlación simultáneo (rezago 0) entre las dos series es de 0,26 con un intervalo de confianza del 95%. Se calcularon los coeficientes hasta 5 meses de rezago del índice con respecto a la velocidad del viento sin aportar mejores resultados. La poca correlación podría estar relacionada con la estandarización de la serie, la cual remueve el ciclo anual de la variable.

⁴ Los valores de las anomalías se extrajeron del sitio Web www.cpc.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ensoyears.shtml, consultada en diciembre de 2010.

Con base en los resultados anteriores, se procedió a calcular los coeficientes de correlación trimestrales y mensuales de las series de los índices ONI y SOI con la serie no estandarizada de las velocidades del viento (se consideraron años hidrológicos, es decir desde junio del año i-1 a mayo del año i). Los resultados de las correlaciones trimestrales cruzadas se presentan en las Tabla 2, Tabla 3 y Tabla 4.

Tabla 2 Matriz de correlaciones trimestrales entre el índice ONI y la velocidad del viento en la estación Puerto Bolívar

		Velocidad del viento (m/s)			
		DEF	MAM	JJA	SON
ONI	DEF	0,24	0,19	-0,02	-0,03
	MAM	0,17	0,17	0,24	0,31
	JJA	0,06	0,08	0,43	0,47
	SON	0,14	0,15	0,50	0,47

Tabla 3 Matriz de correlaciones trimestrales entre el índice SOI y la velocidad del viento en la estación Puerto Bolívar

		Velocidad del viento (m/s)			
		DEF	MAM	JJA	SON
SOI	DEF	-0,35	-0,29	-0,35	-0,15
	MAM	-0,28	-0,22	-0,06	-0,43
	JJA	-0,23	-0,27	-0,45	-0,45
	SON	-0,24	-0,32	-0,54	-0,58

De la Tabla 2 y Tabla 3 se observa que las mayores correlaciones se presentan para el índice ONI en el trimestre SON con las velocidades en los trimestres JJA y SON. Comportamiento igual presenta el índice del SOI. Los signos de las correlaciones indican su asociación inversa. El ONI representa el aumento o disminución de la temperatura superficial del mar y de acuerdo con este índice, en condiciones El Niño (La Niña), el ONI debe ser igual ó superior (igual o inferior) a medio grado Celsius de temperatura por encima o por debajo de la media (anomalía). Por lo tanto se considera en este caso, si las variables son directamente proporcionales, que al aumentar el índice ONI se presentarán aumentos en la velocidad del viento y viceversa.

Contrario al ONI, el Índice de Oscilación del Sur – SOI es de tipo atmosférico. Se calcula como las diferencias normalizadas entre la presión atmosférica medida en Tahití (Polinesia Francesa, representa el sector central del Pacífico tropical) y Darwin (norte de Australia, representa el sector occidental). Es un indicador de las fluctuaciones de la masa atmosférica entre los sectores centro-oriental y occidental del pacífico. Cuando este índice es positivo, es posible establecer la ocurrencia de un evento La Niña (o enfriamiento del océano), pero cuando el índice es negativo durante varios meses consecutivos, es posible que se esté dando un evento El Niño. Por lo anterior cuando se presenta una disminución en el SOI se presentarán valores mayores de velocidad del viento, siempre y cuando estas dos variables sean inversamente proporcionales.

Para el ONI, los resultados de las correlaciones son del orden de 0,47 con una confiabilidad del 96%. Para los trimestres en los cuales el ciclo anual presenta las mayores velocidades del viento, es decir simultáneamente en JJA-JJA y SON-SON y

antecediendo un trimestre el índice a los viento (JJA-SON). En concordancia, el SOI se presentó una correlación mayor 0,58 con una confiabilidad del 95%.

Los datos del Reanálisis (nodo ubicado a 20 km de la estación Puerto Bolívar) presentaron el mismo comportamiento; además de tener una correlación de 0,66 con los datos de vientos en la estación de Puerto Bolívar, se encontraron resultados similares con relación a la influencia del ENSO, como se muestra en la Tabla 4. Las mayores correlaciones se tienen para el ONI en JAA asociado a velocidades del viento en JJA y SON-JJA.

Tabla 4 Matriz de correlaciones trimestrales entre el índice ONI y la velocidad del viento Nodo Reanálisis.

		Velocidad del Viento (m/s)			
		DEF	MAM	JJA	SON
ONI	DEF	-0,10	- 0,34	- 0,04	0,20
	MAM	-0,10	- 0,43	0,19	0,30
	JJA	0,05	- 0,21	0,46	0,33
	SON	0,06	- 0,12	0,51	0,33

5.1.1 Variación del ciclo anual de la velocidad del viento con el ENSO

Para este análisis se utilizaron los datos a nivel mensual de la estación Puerto Bolívar, la estación virtual del Reanálisis y, como apoyo, los datos de la estación del aeropuerto Ernesto Cortizos de la ciudad de Barranquilla. El análisis se realizó promediando las velocidades del viento durante eventos de El Niño y La Niña, definidos según la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA), de Estados Unidos (www.cdc.noaa.gov/data/gridded/data.narr.html) y comparándolos con las condiciones de años normales.

En la Figura 29 se observa el impacto positivo de El Niño en la mayoría de los meses, con valores de velocidad del viento por encima de las condiciones normales. Caso contrario se presenta durante La Niña, particularmente entre agosto y marzo del año hidrológico.

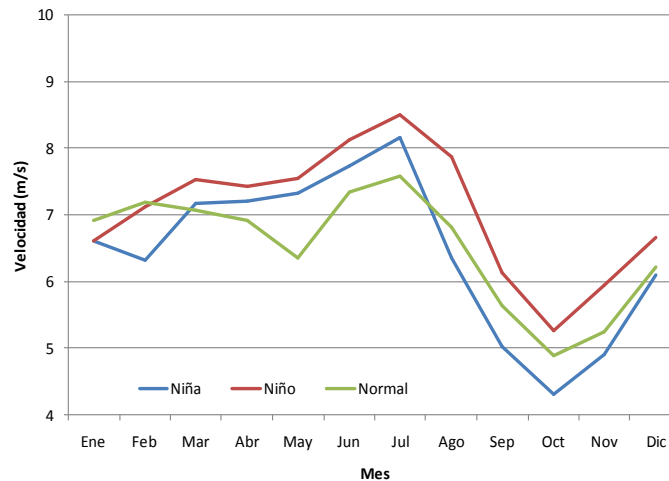


Figura 29 Estación Puerto Bolívar, comparación de ciclos anuales de velocidad del viento, años El Niño, La Niña y normales.

Para el nodo virtual del Reanálisis se presenta un comportamiento similar para la segunda mitad del año, mayores velocidades del viento, sin embargo, el primer semestre es totalmente contrario, entre enero y junio las velocidades del viento aumentan durante La Niña y disminuyen durante El Niño.

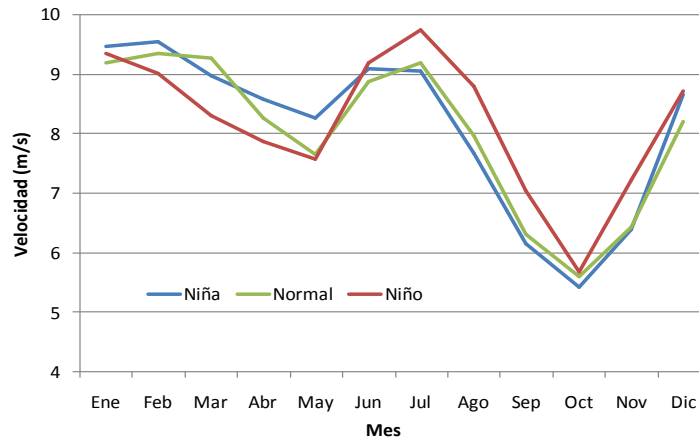


Figura 30 Estación virtual Reanálisis, comparación de ciclos anuales de velocidad del viento, años El Niño, La Niña y normales.

Cabe anotar que la estación virtual tiene mayor período de registros, desde enero 1960 hasta abril de 2009. Este período comprende un mayor número de ocurrencias de ambas fases del evento ENSO; sin embargo, los valores encontrados indican que la ocurrencia de El Niño no solo disminuiría las velocidades del viento en los meses de enero a mayo, sino que en estos es cuando se presentan disminuciones de los niveles de los embalses en el centro del país.

Resultados similares se presentan en el trabajo Ruíz y Bernal (2009), donde a partir de información del Reanálisis NCEP/NCAR e ICOADS identificaron la variación del ciclo anual de los vientos, en los trimestres DEF y MAM la velocidad del viento disminuye (aumentan las frecuencias de vientos débiles) y mayor durante La Niña (aumentan las frecuencias de vientos fuertes). En cambio, en los trimestres JJA y SON la velocidad del viento se intensifica durante El Niño y disminuye durante La Niña, esto se debe a que el chorro tropical superficial del Caribe, el cual domina la variación espacio temporal de los vientos de la zona, obedece al forzamiento conjunto de las anomalías cálidas en el Pacífico oriental tropical y de las anomalías de presión en el alto del Atlántico Norte (teleconexiones).

Con el fin de verificar el comportamiento de la velocidad del viento entre los meses de enero y mayo ante la ocurrencia del Evento ENSO y dado a que las estaciones de Puerto Bolívar y Reanálisis arrojan resultados inversos (es decir, velocidades del viento menores y mayores durante El Niño en los meses de enero a mayo, Reanálisis y Puerto Bolívar respectivamente), se recurrió a la estación del aeropuerto Ernesto Cortizos, la cual se encuentra ubicada en la Costa Caribe colombiana y cuenta con un período de registros

que cubre varios Eventos ENSO. En este caso, a pesar de existir una notoria diferencia en el ciclo anual, presentando los mayores valores de velocidad entre enero y mayo, y un marcado comportamiento unimodal, el efecto del evento ENSO se refleja de forma similar que para el caso de los datos de la estación virtual del Reanálisis NCEP/NCAR.

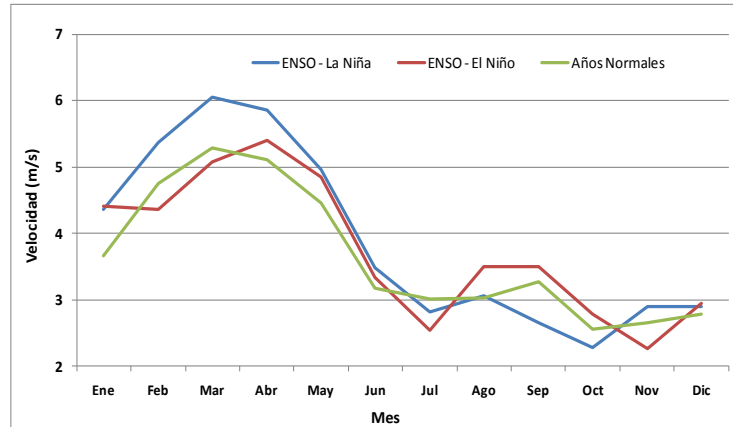


Figura 31 Estación Ernesto Cortizos, comparación de ciclos anuales de velocidad del viento, años El Niño, La Niña y normales.

Particularmente en la Figura 31 se observa que durante La Niña, la velocidad del viento aumenta entre enero y junio en un 4% con relación a los valores promedios. Utilizando los resultados arrojados por la estación Ernesto Cortizos, Reanálisis y Puerto Bolívar se infiere que entre los meses de julio y diciembre en promedio, la velocidad aumenta durante la ocurrencia de El Niño; con los datos de reanálisis se estimó que en promedio la velocidad aumenta un 8% con relación a los valores medios de velocidad, incluso en los meses de agosto, septiembre y noviembre el aumento es superior al 12%.

5.1.2 Ciclo anual de la temperatura superficial del aire y su relación con la velocidad el viento y el ENSO

Un análisis adicional realizado a partir de la información estandarizada de la temperatura media mensual disponible (en °C), indicó una mayor correlación para entre un rezago de 2 a 4 meses de la temperatura con respecto al índice ONI y del orden de 0,49 con una confiabilidad del 95%. Ver Figura 32 y Figura 33.

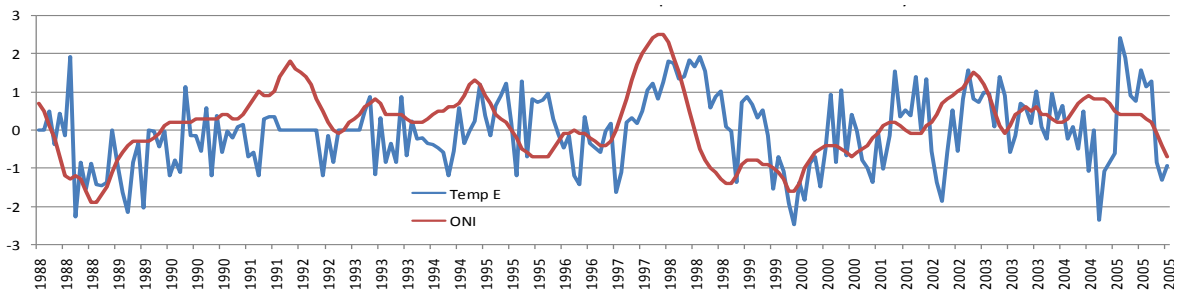


Figura 32 Estación Puerto Bolívar, comparación de la serie estandarizada de la temperatura media mensual con el Índice Oceánico del Niño (ONI)

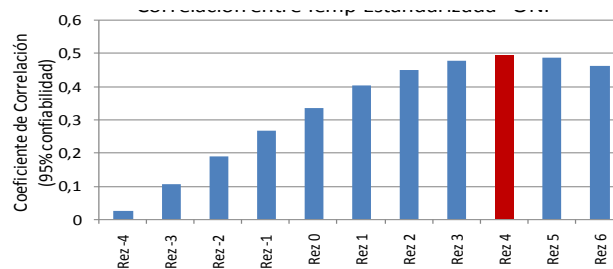


Figura 33 Estación Puerto Bolívar, coeficientes de correlación para n meses de rezago de la serie estandarizada de la temperatura media mensual con respecto al Índice Oceánico del Niño (ONI)

Analizando la velocidad del viento con relación a la temperatura, se observó un comportamiento de rezago similar, dado a que las dos variables se encuentran estrechamente ligadas. Se realizó una correlación entre la series mensual de velocidad y temperatura encontrando un valor de -0,51 (confiabilidad del 95%) rezagada la velocidad 4 meses con respecto a la temperatura. Ver Figura 34.

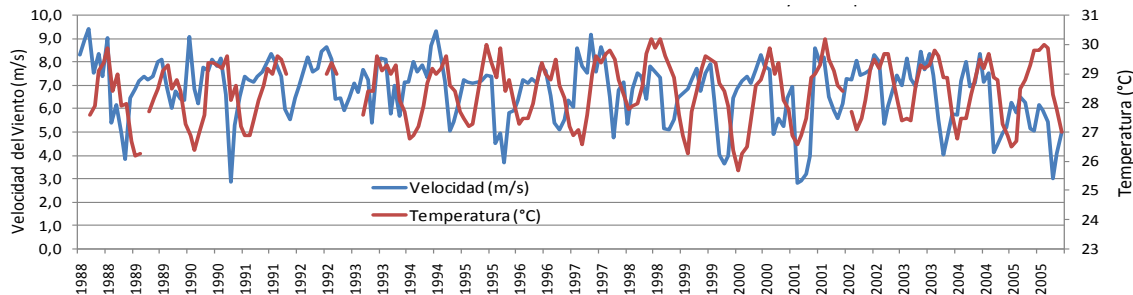


Figura 34 Estación Puerto Bolívar, comparación de la serie de la temperatura con la velocidad media mensual

De igual forma como se presenta en la Tabla 5, las correlaciones trimestrales marcaron nuevamente al fenómeno El Niño asociado a la temperatura en su máximo DEF - DEF (ONI - velocidad) y antecediéndose un trimestre (MAM- DEF) al igual que SON-SON y antecediéndose el índice JJA – SON.

Tabla 5 Matriz de correlaciones trimestrales entre el índice ONI y la Temperatura en °C

		Temperatura (°C)			
		DEF	MAM	JJA	SON
ONI	DEF	0,57	0,24	0,28	0,14
	MAM	0,49	0,15	0,27	0,22
	JJA	0,12	-0,11	0,06	0,30
	SON	0,05	-0,21	-0,01	0,33

Con relación al comportamiento de la velocidad del viento en la zona de La Guajira, se puede concluir que existe un ciclo diurno y anual promedio definido, el cual es de utilidad a la hora de realizar cálculos de producción energética de Parques Eólicos en la zona, en especial para el ciclo anual se identifican los períodos secos en los cuales la velocidad del

viento aumenta, los períodos en los cuales se podría presentar la complementariedad con el recurso hídrico y el impacto positivo de El Niño en la velocidad del viento, en los meses que se presentan los mínimos hidrológicos. Sin embargo las mayores correlaciones no se alcanzan en el trimestre DEF, tiempo en el cual El Niño a partir de su máximo desarrollo ha disminuido los embalses históricamente, en algunos casos a nivel crítico.

5.1.3 Ciclo anual del ciclo diario de la velocidad del viento

A partir de los datos horarios de la estación Puerto Bolívar se construyeron las figuras que se presentan a continuación. En la Figura 35 se presenta la combinación de los valores más altos al finalizar la tarde y dicha magnitud intensificada en los meses de máxima velocidad (junio - agosto). Similares esquemas se realizaron para el Evento ENSO El Niño y La Niña.

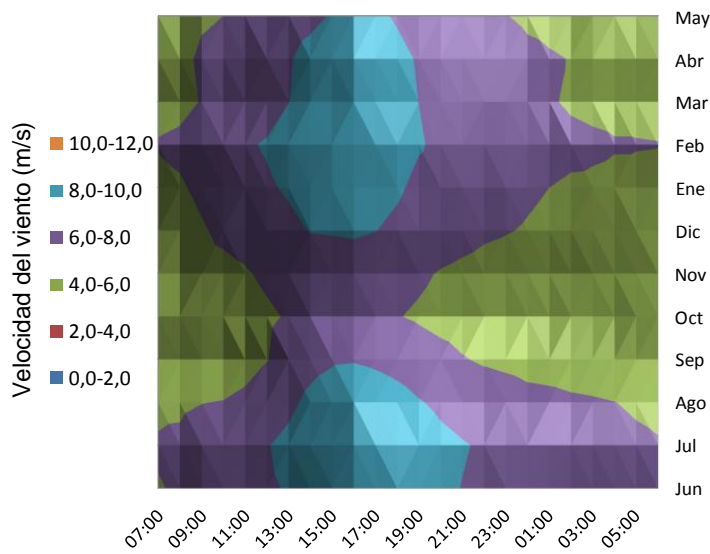


Figura 35 Ciclo anual del ciclo diario de la velocidad del viento (m/s). Promedio en años normales en la estación Puerto Bolívar.

Los valores de la velocidad del viento para los años influenciados por el ENSO - El Niño a las 16:00 horas del mes de julio son mayores que para la misma hora del mismo mes de los años La Niña. Sin embargo, nuevamente se refleja que para todos los meses del año durante la ocurrencia de El Niño la velocidad será mayor. Ver Figura 36 y Figura 37.

Para los años La Niña, en promedio, los máximos diarios se presentan en horas de la noche entre las 21:00 y 23:00. También se observan las menores velocidades del viento registradas cuando más impacta el evento (en la segunda mitad del año) y en horas de la mañana, como se observa en la Figura 37.

La importancia de conocer la variación del ciclo diario de la velocidad del viento durante las dos fases del ENSO, radica en los cambios de disponibilidad energética de un parque eólico en el sitio, si bien es claro, en condiciones normales los máximos se presentarán a mitad de la tarde aproximadamente a las 15:00 horas, durante La Niña, las mayores

velocidades se presentarán en horas de la noche cuando aumenta la demanda horaria de energía eléctrica en el país. Este análisis deberá ampliarse con la información de otras estaciones de la zona, y de igual manera los estudios de complementariedad energética a nivel horario, que permitan simular escenarios de oferta energética al SIN.

A pesar de ser importante el aspecto anterior, el análisis energético de complementariedad se realizará a nivel mensual considerando los ciclos promedios anuales de series de velocidad del viento y series de caudales.

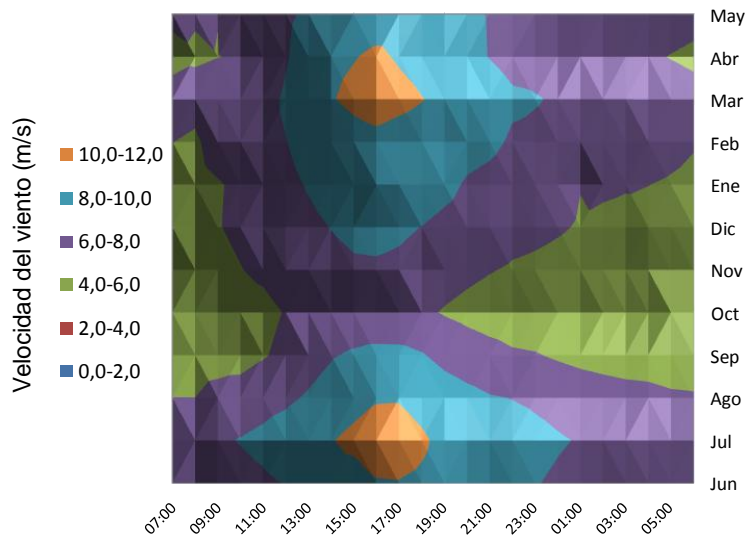


Figura 36 Estación Puerto Bolívar, ciclo anual del ciclo diurno de la velocidad del viento (m/s). Promedio en años El Niño.

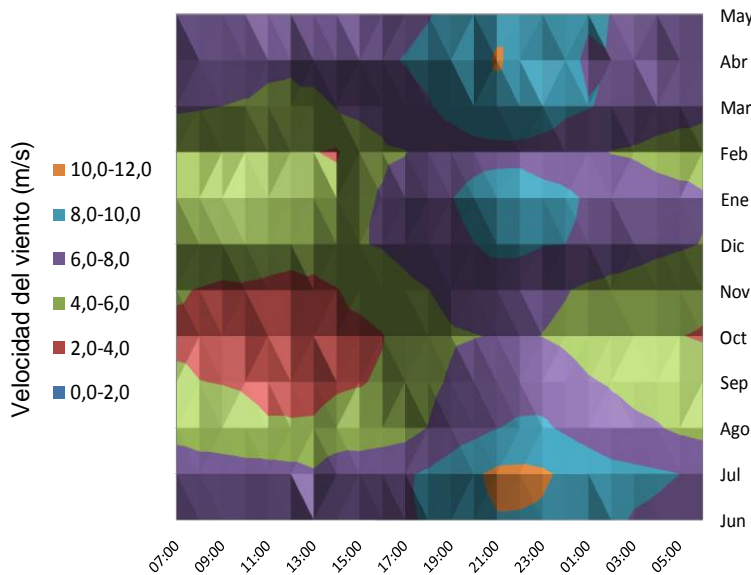


Figura 37 Estación Puerto Bolívar, ciclo anual del ciclo diurno de la velocidad del viento (m/s). Promedio en años La Niña.

6 COMPLEMENTARIEDAD ENTRE LA HIDROLOGÍA DE VARIAS REGIONES DE COLOMBIA CON LA VELOCIDAD DEL VIENTO DE LA GUAJIRA.

En este capítulo se analiza el comportamiento de la hidrología de varias regiones del país con relación a la velocidad del viento en la zona de La Guajira colombiana. El objetivo particular en este caso es identificar, con información de estaciones hidrométricas localizadas en diferentes zonas del país, las que complementan mejor su hidrología con la velocidad del viento, e independientemente que se puedan construir proyectos hidroeléctricos en dichos ríos. Lo anterior teniendo en cuenta que las centrales hidroeléctricas y los futuros proyectos de la empresa ISAGEN S.A. E.S.P. también están localizados en diferentes regiones del país.

Como es de conocimiento general ISAGEN ha instalado torres de medición de la velocidad del viento y demás variables meteorológicas para el desarrollo de proyectos de instalación de Parques Eólicos en varios sitios de La Guajira.

Dada la variabilidad de la hidrología de Colombia, se realizó un análisis con información de caudales medios mensuales de varias regiones del país contrastándola con la serie de velocidad del viento de la estación Puerto Bolívar localizada en La Guajira colombiana. La información utilizada comprende las series de caudales promedios mensuales de los ríos Don Diego, Sinú, Peralonso, Catatumbo y Pamplonita localizados en la zona norte y nororiente del país, los ríos Sucio, Sumapaz, Atrato y Luisa localizados en la zona central del país, y los ríos Patía, Guaitará, Cauca, La Plata y San Pedro, localizados en el sur del territorio colombiano. En la Figura 38 se presenta la localización de las estaciones sobre los ríos mencionados, y en la Tabla 6 se presenta la información detallada de dichas estaciones.

Tabla 6 Información de estaciones de caudales utilizadas

Estación	Corriente	Localización	Municipio - Departamento	Período de información	Cant.	Variable	Promedio (m ³ s ⁻¹)	Resolución
Puente Carretera	Don Diego	11°15'N 73°42' W	Santa Marta Magdalena	1965 - 2004	40	Caudal	39,24	mensual
Villalosa	La Plata	2°19' N' 75°57' W	La Plata Huila	1964 - 2003	40	Caudal	40,51	mensual
Agroyaco	Guaitara	1°34' N 77°27' W	Los Andes Nariño	1965 - 2002	38	Caudal	79,05	mensual
Bellavista	Atrato	6°34' N 76°34' W	Bojayá Chocó	1965 - 2002	38	Caudal	2420,8	mensual
Quince Letras	Catatumbo	8°30'N 73°15' W	Teorama N. de Santander	1964 - 2003	40	Caudal	181,31	mensual
Pavo Real	Luisa	4°13' N 75°12' W	Valle de San Juan Tolima	1959 - 2003	45	Caudal	5,06	mensual
La Don Juana	Pamplonita	7°42' N 72°36' W	Chinacota Santander	1965 - 2003	39	Caudal	7,08	mensual
Paletara	Negro	2°10' N 76°28' W	Puracé Cauca	1965 - 2005	41	Caudal	2,00	mensual
Puente Guascas	Patía	1°36' N 77°26' W	Policarpa Nariño	1965 - 2002	38	Caudal	225,89	mensual
Cornejo	Peralonso	7°55' N 72°39' W	Cayetano Santander	1969 - 2003	35	Caudal	16,36	mensual
El Anil	Sucio	6°52' N 76°08' W	Uramita Antioquia	1965 - 2002	38	Caudal	35,89	mensual
Itarca	San Pedro	1°30' N 75°28' W	La Montañita Cauca	1964 - 2001	38	Caudal	73,25	mensual
Montería	Sinú	8°46' N 75°52' W	Montería Córdoba	1963 - 2005	43	Caudal	376,56	mensual
Lomitas	Cauca	2°07' N 76°27' W	Puracé Cauca	1970 - 2004	34	Caudal	4,33	mensual

Análisis de generación complementaria entre energía hidráulica y eólica. Caso: generación ISAGEN – proyectos eólicos en La Guajira colombiana

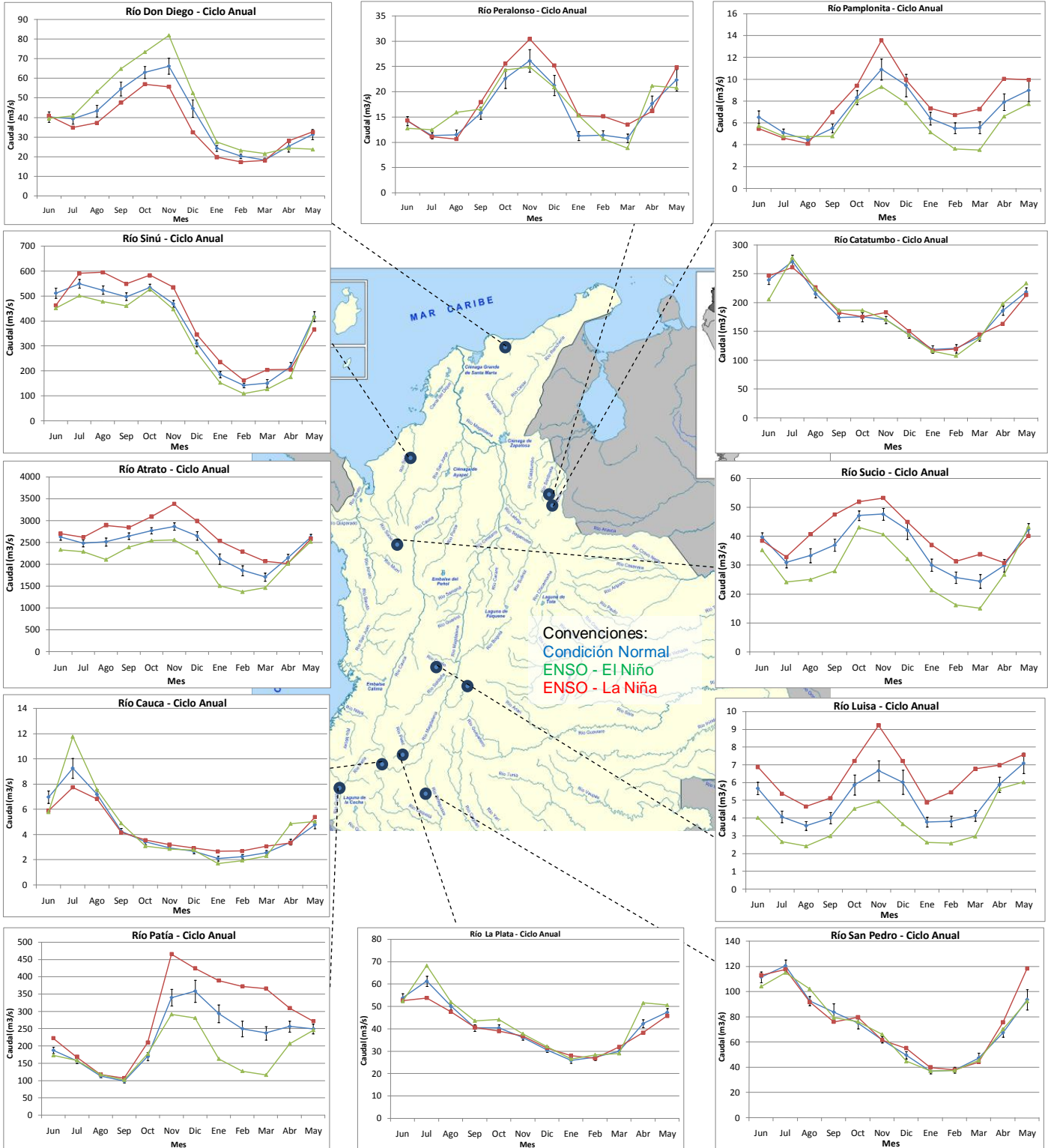


Figura 38 Localización de las estaciones sobre los ríos seleccionados para estudio y estación Puerto Bolívar – referencia para el análisis de complementariedad.



Con el objeto de hacer comparables los caudales de las diferentes estaciones, con los datos de velocidad del viento, fue necesario estandarizar las series a partir de sus valores promedios y desviaciones estándar. El análisis regional realizado gráfico y con coeficientes de correlación inversos calculados con las series estandarizadas, presentó los siguientes comportamientos:

Para el caso de los ríos ubicados al norte del país, y específicamente los localizados en el noroccidente colombiano en la zona de los Santanderes, es decir los ríos Pamplonita y Peralonso, se presenta una complementariedad asociada a los coeficientes de correlación inversos más altos. Para los ríos Catatumbo y Sinú, la complementariedad solo se presenta en algunos meses del año, entre septiembre y noviembre; en los meses de junio a agosto, se presentan condiciones similares, es decir altas velocidades del viento y caudales altos. Sin embargo, cuando se presentan vientos mínimos, es decir entre septiembre y noviembre, los valores de caudales de estos últimos son menores que los ubicados sobre los Santanderes. Ver Figura 39.

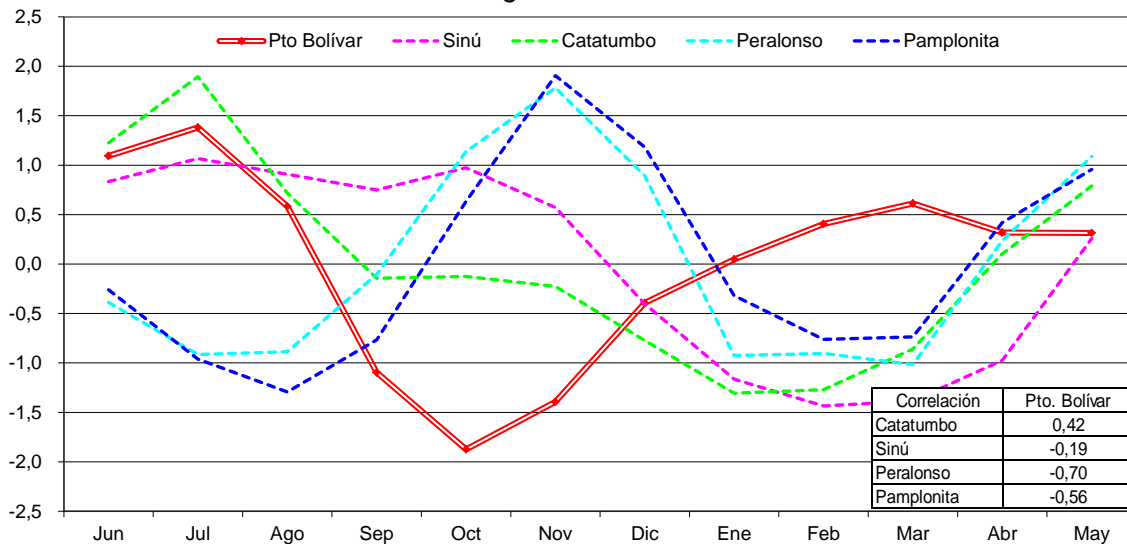


Figura 39 Análisis de complementariedad regional entre ríos del norte y noroeste colombiano y la estación Puerto Bolívar.

Para el caso de los ríos del centro del país, los ríos Sucio, Atrato y Luisa (localizados en las cordilleras central y occidental), en los meses de septiembre, octubre y noviembre cuando se presenta las menores velocidades del viento durante el año, se presentan los caudales más altos a nivel mensual, y por ende las mayores correlaciones inversas. Ver Figura 40.

El río Sumapáz localizado en el centro del país en la cordillera oriental, no presenta comportamientos de complementariedad.

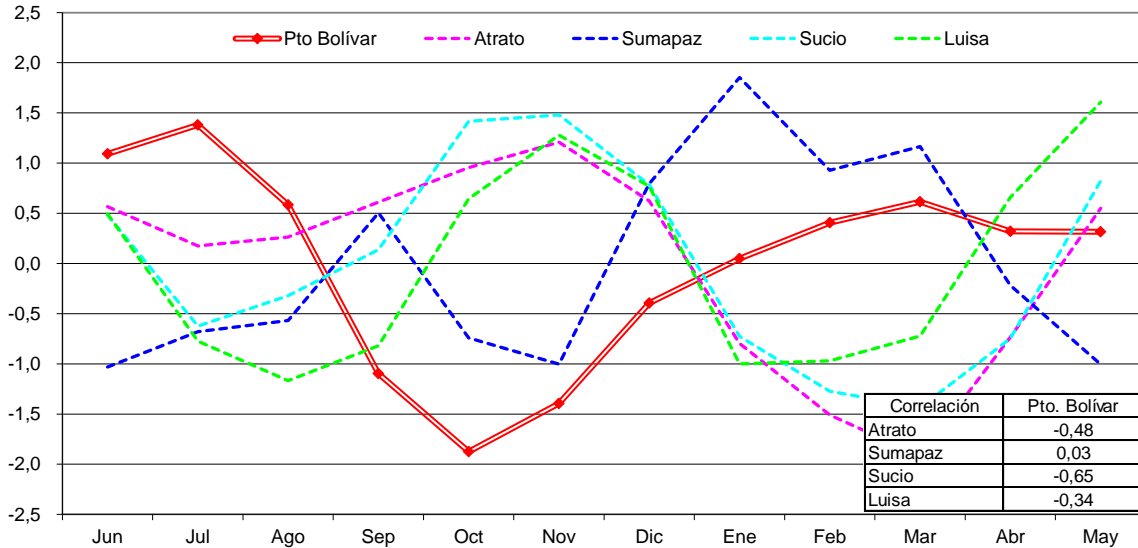


Figura 40 Análisis de complementariedad regional entre ríos del centro de Colombia y la estación Puerto Bolívar.

Para el caso de los ríos en el sur de Colombia, se observó la menor complementariedad regional, Los ríos Cauca, San Pedro y La Plata son los de menor correlación con la serie de vientos de la estación Puerto Bolívar y por ende los de menor complementariedad, presentan altos caudales al igual que las velocidades del viento. Sin embargo, se resalta que los ríos Guaitara y Patía se comportan intranualmente de manera similar que la velocidad el viento, mejor aún, si se analiza con un rezago la serie de caudales un (1) mes la correlación inversa podría ser mucho más alta. Ver Figura 41.

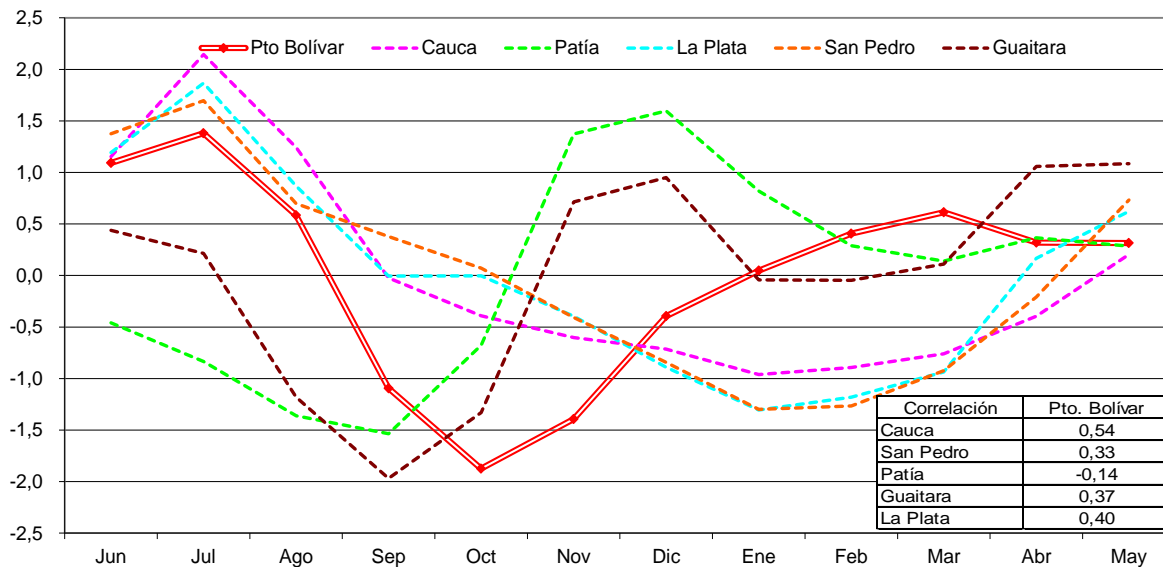


Figura 41 Análisis de complementariedad regional entre ríos del sur de Colombia y la estación Puerto Bolívar.

El análisis regional anterior refleja la mayor complementariedad entre los recursos para los ríos de la zona nororiente del país, sin embargo, en el centro del país algunas centrales hidroeléctricas existentes o futuros proyectos, podrían complementarse con parques eólicos en La Guajira.

Teniendo en cuenta los resultados encontrados en dichas zonas y analizando la localización de las Centrales de Generación en operación y los Proyectos Hidroeléctricos de ISAGEN, se realizaron los análisis de complementariedad que se presentan en el capítulo 7.

7 SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA DE PARQUES EÓLICOS GENÉRICOS EN LA GUAJIRA

En este capítulo se presenta el desarrollo de la modelación de distintos parques eólicos de capacidades instaladas asociadas a las centrales hidroeléctricas de ISAGEN, analizando la energía generada por las centrales existentes y por dichos parques, a partir de la información de vientos de la estación Puerto Bolívar y la ayuda de la estación virtual del reanálisis, e información de generación de energía disponible en el sitio web de XM. El análisis permitirá determinar la existencia de correlación en la generación eólica e hídrica de ISAGEN, el cual se presenta en el capítulo 8.

La simulación de la producción energética de un parque eólico genérico comprende muchos elementos como el tipo de aerogenerador o turbina, la clase de vientos según la Norma IEC 61400 – I (INTERNATIONAL STANDARD IEC 61400-1, Third edition, Wind turbines – Part 1: Design requirements, 2005), la distribución de los aerogeneradores en la zona del parque y sobre todo la serie de velocidades del viento a resolución horaria.

Para la simulación energética se seleccionó la turbina Nordex 1300, la selección de este aerogenerador se basó en tener un referente comparativo en la zona, dado a que los aerogeneradores del Parque Eólico Jepírachi tienen este tipo de turbinas. Adicionalmente durante la selección de dicha máquina EPPM consideró otras máquinas existentes a la fecha de construcción y las consideraciones de la ubicación del parque, terreno desértico y altas temperaturas, entre otras. (Revista EPM Vol. 15, 2004).

Cuando se cuenta con la información suficiente, para los cálculos de energía se utilizan software que permiten considerar los diferentes equipos, alturas, diámetros y curvas de potencia de los aerogeneradores. Los softwares como el WindPro (desarrollado por EMD International A/S) y WASP (The Wind Atlas Analysis and Application Program, desarrollado por National Laboratory for Sustainable Energy de Dinamarca) son algunos de los usados para las estimaciones energéticas, sin embargo, requieren licencia e información detallada de un parque eólico como la distribución de máquinas en el área, entre otras mencionadas anteriormente. Este análisis utilizó información horaria para los cálculos energéticos junto con la curva de máquina de la N60, incluyendo un factor del 20% por indisponibilidad por operación y mantenimiento, pérdidas por estelas generadas entre aerogeneradores, pérdidas asociadas por variación en la temperatura en la zona y pérdidas eléctricas.

Otra consideración que no tiene en cuenta la estimación energética cuando no se realiza con la ayuda de un software es la variación de la velocidad del viento por la altura dentro del área cubierta por el aerogenerador.

7.1 Aerogeneradores Nordex N60/1.300

Estas máquinas diseñadas por la compañía Nordex de Alemania tienen un diámetro de rotor de 60 metros e igual altura de bujes, es decir, las palas son de 30 metros de largo. En la Figura 42 se presenta su respectiva curva de potencia. (Revista EPM Vol 15, 2004).

POWERCURVE N60/1300 KW

Windspeed [m/s]	Power [kW]
4	29
5	73
6	131
7	241
8	376
9	536
10	704
11	871
12	1016
13	1124
14	1247
15	1301
16	1344
17	1364
18	1322
19	1319
20	1314
21	1312
22	1307
23	1299
24	1292
25	1292

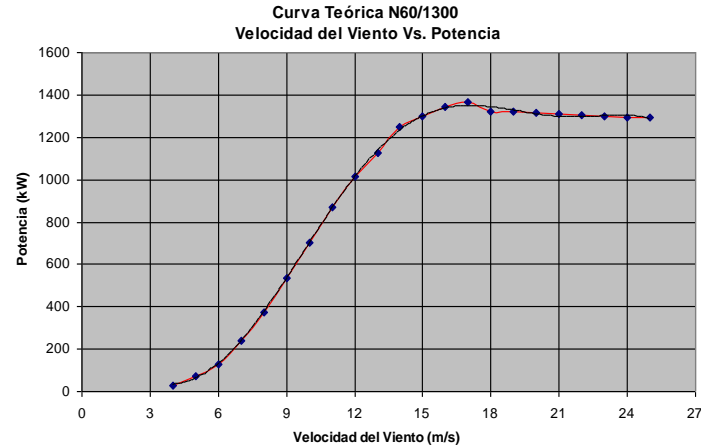


Figura 42 Curva de Potencia Teórica Aerogenerador Nordex N60/1.300. (Nordex Energy Catálogo N60/1300)

La potencia máxima que puede alcanzar la turbina es de 1.300 kW (1,3 MW), cual se logra con una velocidad óptima de 15 ms^{-1} , la velocidad mínima para generación debe ser de 4 ms^{-1} y la velocidad máxima a la cual el equipo aún genera la máxima potencia es del orden de 25 ms^{-1} .

Como se mencionó anteriormente estas máquinas fueron las seleccionadas dentro del estudio del Parque Jepírachi hace alrededor de 10 años, desde entonces la industria de los fabricantes de aerogeneradores ha evolucionado significativamente. Algunos fabricantes como GENERAL ELECTRIC hoy en día ofrecen aerogeneradores de 2,5 MW y hasta 3,0 MW para turbinas offshore (parques eólicos en el mar) y la compañía VESTAS con turbinas que alcanzan los 3,0 MW para parques en tierra. Esto indica cierto criterio conservador para la estimación energética de los parques eólicos supuestos en este análisis, no solo por las capacidades de las máquinas de hoy en día, sino también a las alturas que se están diseñando (lo que aumenta la velocidad del viento) y las mejoras en los sistemas de caja multiplicadora y en otros elementos del aerogenerador que aumentan su eficiencia.

En la Figura 43 se observan la evolución y tendencias respecto al tamaño de máquinas y sus respectivos tamaños de palas.

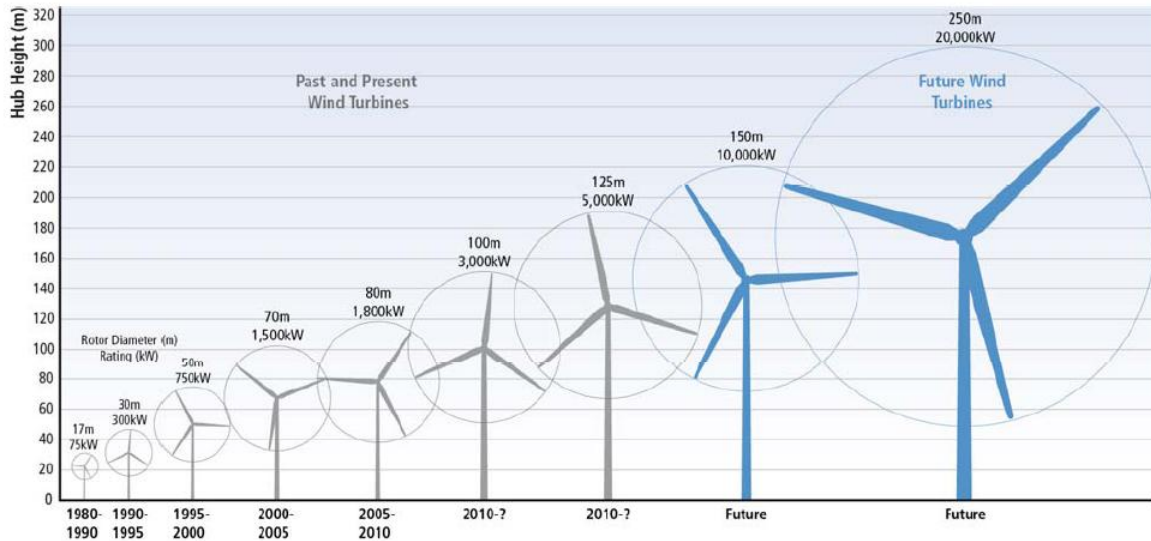


Figura 43 Comparación de Tamaño de algunos aerogeneradores típicos. Crecimiento en el tiempo. Adaptada de SRREN – IPCC, 2007.

Para el cálculo energético se utilizó la serie de velocidades del viento de cada hora de la estación Parque Eólico acotando la producción entre 4 y 25 ms^{-1} . Luego se utilizó el promedio de las potencias generadas en cada intervalo de tiempo y se calculó la energía media mensual agregada.

Sin embargo, como solo se tiene un año de información a nivel horario de la estación, las series velocidades del viento se alargaron en el tiempo con la ayuda de la información horaria de la estación Puerto Bolívar, extendiendo así, la serie mensual reconstruida desde 1986 al 2005. Luego, con la información energética mensual se realizó un ajuste para extender la serie de energía generada desde enero de 1960 a diciembre de 2005 con la ayuda de los datos mensuales de velocidad del viento Estación Virtual del Reanálisis, generando una regresión lineal entre la velocidad y la energía a nivel mensual, como se observa en el ajuste de la Figura 44. La correlación entre la serie Puerto Bolívar y el Reanálisis es de $0,66$, con el 95% de confiabilidad.

Cabe anotar que las velocidades del viento de las estaciones de Puerto Bolívar y Reanálisis son a la altura de 10 m y que para realizar la reconstrucción de los datos faltantes y extrapolaciones se utilizó un coeficiente de Hellmann a la altura de 60 m e igual a $0,14$; y el cuál se calculó a partir del perfil vertical de velocidad del viento.

Por último, la serie de energías generadas para un (1) aerogenerador se escala dependiendo el número de máquinas a simular, es decir dependiendo de la capacidad instalada de los parques supuestos para el análisis.

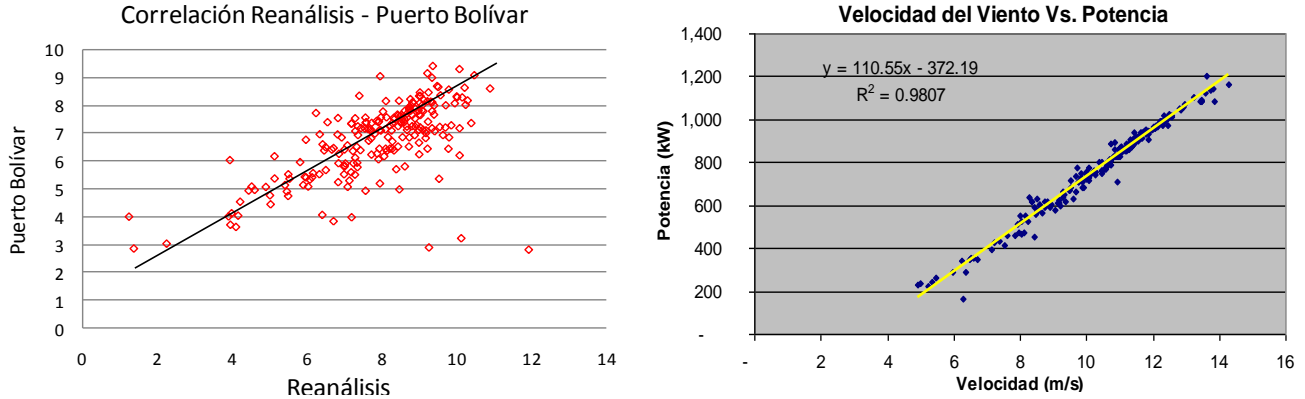


Figura 44 Ajuste a nivel mensual de velocidades del Viento vs. Potencia en la estación Puerto Bolívar. Correlación

En la Figura 45 y a manera de comparación, se presenta la producción energética mensual de un Parque Genérico como el propuesto en este análisis de 19,5 MW emplazado en la zona de Puerto Bolívar comparada con el Parque Eólico Jepírachi el cual dispone de datos de generación media mensual obtenidos del portal Neón de XM (www.xm.com.co). Para la comparación con el Parque Jepírachi se tomó el período común entre series comprendido entre el 2004 y 2005.

La producción real sigue igual comportamiento que el Parque simulado alcanzando valores cercanos a nivel mensual. Se aclara que la información disponible en el sistema Neón no incluye la disponibilidad de aerogeneradores que producen la energía mensual presentada, por lo que se desconoce el número de máquinas asociadas a dicha producción.

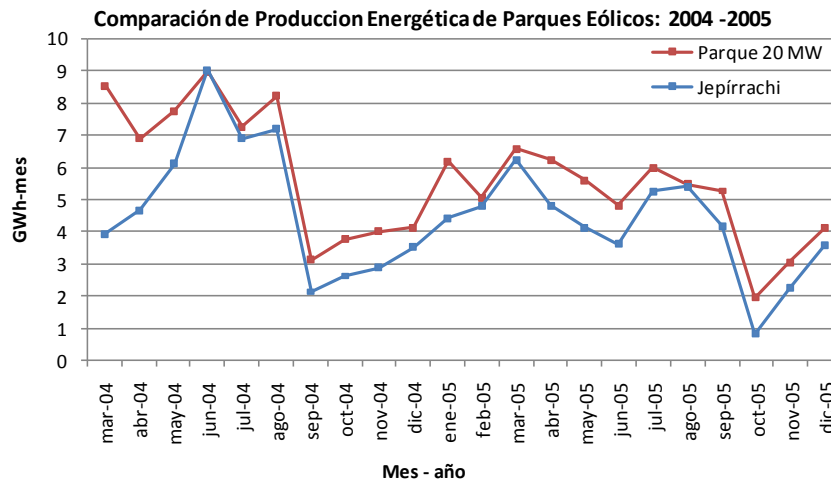


Figura 45 Comparación de la producción energética de Parque Eólico Simulado vs. Jepírachi 2004 – 2005.

De igual forma en la Figura 46 se presenta el ciclo anual de producción energética de un Parque de 19,5 MW emplazado en Puerto Bolívar teniendo en cuenta las consideraciones planteadas anteriormente y comparándolas con el Parque Eólico Jepírachi el cual posee igual potencia y tipo de máquina, y con el objeto de comparar el comportamiento de ambos Parques.

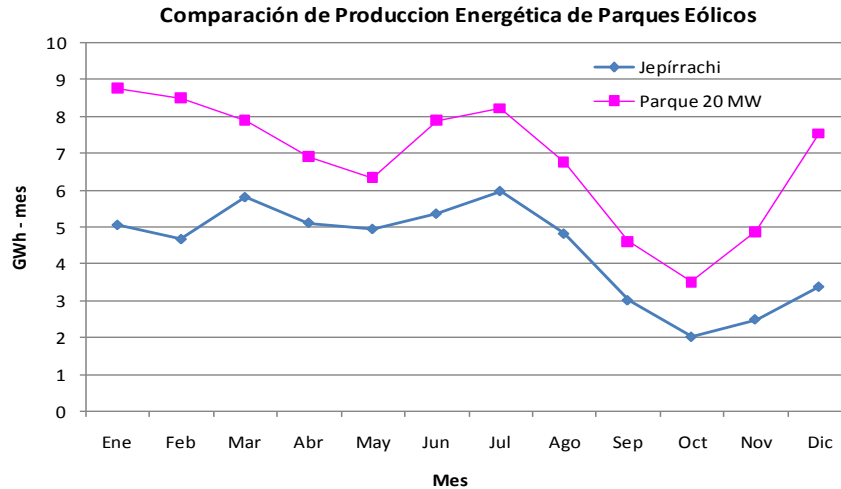


Figura 46 Comparación de ciclo anual de producción energética promedio Parque simulado 20 MW vs. Jepírachi.

A pesar de mantener similar comportamiento, la diferencia en magnitud de producción media mensual radica en que el factor de planta calculado es diferente al real; mientras que el Parque genérico simulado obtiene una producción energética media anual de 81,9 GWh con un factor de planta de 0,46, Jepírachi solo alcanza en su promedio histórico 52,6 GWh con un factor de planta de 0,32.

8 ANÁLISIS DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA HIDRÁULICA - EÓLICA

Retomando lo expuesto en el capítulo anterior, y a partir de la modelación de una (1) turbina eólica se simularán parques eólicos de diferentes capacidades instaladas asociadas a los proyectos y centrales hidroeléctricas de ISAGEN con el objetivo de identificar la complementariedad de las dos fuentes y cuantificar las capacidades eólicas requeridas para generar igual energía media de las hidroeléctricas. Para lo anterior fue necesario realizar un análisis previo de correlación de series hidrológicas y de velocidad del viento y revisar el comportamiento hidrológico ante Eventos ENSO para identificar los comportamientos de dichas variables ante El Niño y La Niña.

La información de caudales utilizada en este análisis comprende las series de caudales medios mensuales totales afluentes a las Centrales Hidroeléctricas y Proyectos de Generación de ISAGEN de los ríos Sogamoso ($484,3 \text{ m}^3\text{s}^{-1}$), Amoyá ($18,2 \text{ m}^3\text{s}^{-1}$), La Miel ($83,5 \text{ m}^3\text{s}^{-1}$), Calderas ($8,5 \text{ m}^3\text{s}^{-1}$), Jaguas ($37,2 \text{ m}^3\text{s}^{-1}$) y los caudales artificiales afluentes a la central hidroeléctrica San Carlos ($136,8 \text{ m}^3\text{s}^{-1}$). Se anota que los ríos Sogamoso y Amoyá hacen parte de los proyectos hidroeléctricos que obedecen a los mismos nombres.

La Miel, Calderas, San Carlos y Jaguas son centrales hidroeléctricas en operación de ISAGEN. En la Figura 47 se observa la localización de los sitios y estaciones analizadas en este estudio.



Figura 47 Localización de Sitios de Interés: Centrales, Proyectos y Estaciones de Velocidad del Viento.

8.1 CICLO ANUAL DE LAS SERIES DE CAUDALES MENSUALES DE LOS SITIOS DE INTERÉS

La Figura 48 presenta el ciclo anual de las series de caudales medios mensuales afluentes a las Centrales Hidroeléctricas y Proyectos de ISAGEN. Adicionalmente se presenta el ciclo anual de velocidad del viento en las estaciones Puerto Bolívar y Reanálisis NCEP/NCAR.

Para las series de caudales se observa el comportamiento bimodal del ciclo anual promedio.

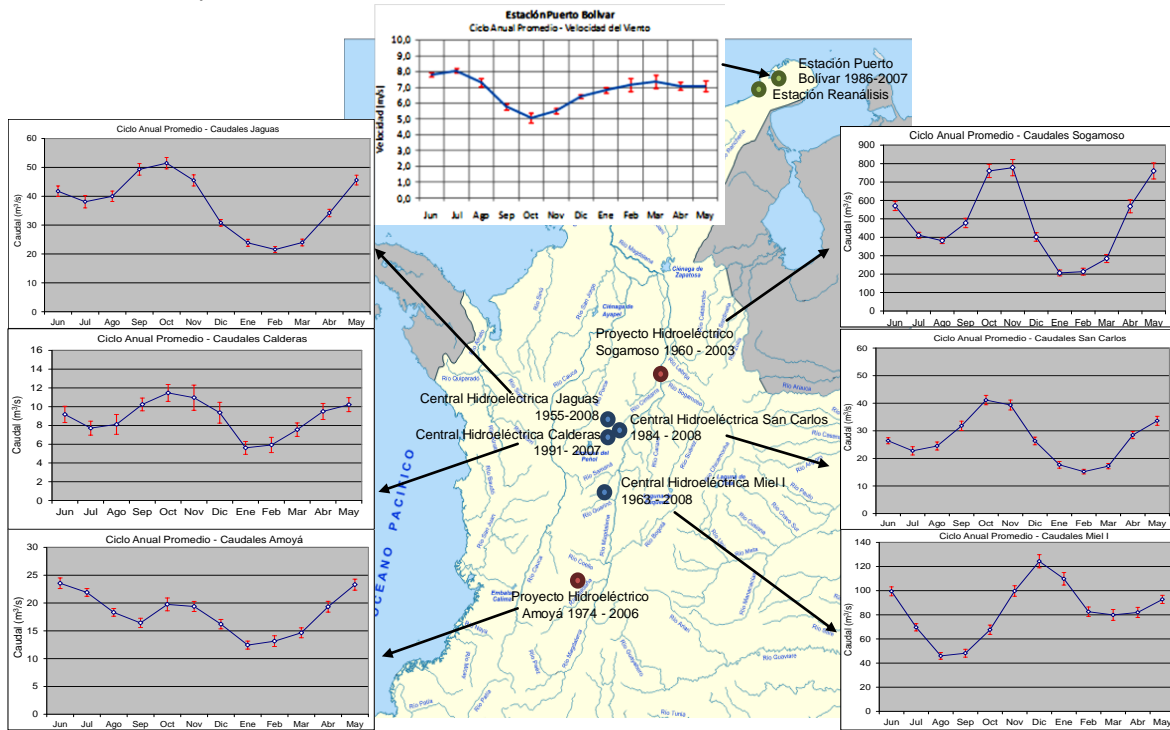


Figura 48 Ciclo Anual de caudales y vientos medios mensuales para los sitios de interés

De la figura anterior se observa que tanto las centrales hidroeléctricas existentes como los proyectos, en los meses de julio a septiembre se presentan mínimos en la hidrología, meses en los cuales la velocidad del viento es mayor. Similarmente para los meses entre mediados de diciembre y marzo.

8.2 ESCALA INTERANUAL: RELACIÓN DE LOS CAUDALES MEDIOS MENSUALES CON EL FENÓMENO EL NIÑO-OSCILACIÓN DEL SUR (ENSO)

Para las series de caudales medios mensuales se identificó el ciclo anual y su correlación con los eventos ENSO. Las correlaciones se realizaron con la serie completa de cada sitio sin estandarizar para evitar la remoción del ciclo anual y con la serie de valores del Oceanic Niño Index - ONI.

Adicionalmente se realizaron análisis de correlación trimestral para cada serie de caudales con el ONI. Para todas las series de caudales se estimaron las correlaciones, con resultados que indican altos valores con relación al índice ONI. La serie que mayor correlación presentó con el ENSO corresponde al río La Miel. A continuación, a manera de ejemplo, se presentan algunos de los resultados encontrados para La Miel, Sogamoso y Amoyá.

8.2.1 Análisis serie de caudales del Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso

Coefficiente Correlación con el índice ONI: - 0,24 Rezago 3 meses de disminución de caudales en relación con el Índice ONI. Las correlaciones trimestrales se observan en la

Tabla 7; es importante destacar que el trimestre DEF es el más impactado por el evento ENSO.

Tabla 7 Matriz de correlaciones trimestrales caudales medios mensuales Sogamoso vs. ONI

Caudales Medios Mensuales Sogamoso (m ³ /s)					
		DEF	MAM	JJA	SON
ONI	DEF	-0,44	-0,26	-0,02	-0,02
	MAM	-0,32	-0,15	-0,22	-0,21
	JJA	-0,10	0,06	-0,26	-0,31
	SON	-0,02	0,17	-0,19	-0,24

8.2.2 Análisis serie de caudales del Proyecto Hidroeléctrico del río Amoyá

Coeficiente Correlación con el índice ONI: - **0,37** Rezago 3 meses de disminución de caudales en relación con el Índice ONI. Las correlaciones trimestrales se observan en la Tabla 8; es importante destacar que al igual que la serie Sogamoso el trimestre DEF es el más impactado por el Evento ENSO.

Tabla 8 Matriz de correlaciones trimestrales caudales medios mensuales Amoyá vs. ONI

Caudales Medios Mensuales Amoyá (m ³ /s)					
		DEF	MAM	JJA	SON
ONI	DEF	-0,59	-0,39	-0,27	-0,31
	MAM	-0,49	-0,31	-0,29	-0,42
	JJA	-0,21	-0,16	-0,22	-0,38
	SON	-0,10	-0,06	-0,15	-0,35

8.2.3 Análisis serie de caudales de la Central Hidroeléctrica Miel I

Coeficiente Correlación con el índice ONI: - **0,39**, sin rezago. Las correlaciones trimestrales se observan en la Tabla 9; es importante destacar que al igual que la serie Sogamoso y la serie Amoyá, el trimestre DEF es el más impactado por el Evento ENSO. Adicional a este, en el trimestre JJA también se presentan correlaciones que se consideran altas.

Tabla 9 Matriz de Correlaciones Trimestrales Caudales medios mensuales Miel I vs. ONI

Caudales Medios Mensuales Miel I (m ³ /s)					
		DEF	MAM	JJA	SON
ONI	DEF	-0,50	-0,34	0,03	-0,09
	MAM	-0,41	-0,38	-0,26	-0,27
	JJA	-0,15	-0,25	-0,44	-0,41
	SON	-0,06	-0,15	-0,44	-0,40

Se resalta que a pesar que la serie natural afluente a la Central Hidroeléctrica San Carlos se correlaciona altamente con el índice ONI, a esta central le ingresan otros aportes modificados por las políticas de operación del embalse de la Central Hidroeléctrica Guatapé, por lo cual en el análisis energético no se utilizó esta central (la de mayor capacidad instalada del país) para productos comparativos con un parque eólico genérico.

8.3 ANÁLISIS DE COMPLEMENTARIEDAD DE LAS SERIES HIDROLÓGICAS CON LA SERIE DE VIENTOS LA GUAJIRA

Luego de realizar el análisis por separado de las series de caudales en los sitios de interés y las series de viento en La Guajira, se procedió a comparar cada serie de caudales con la serie de velocidad mensual del viento de la estación Puerto Bolívar y la estación Virtual Reanálisis. Para hacer la comparación, se estandarizaron las series mencionadas. En la Figura 49 se observa el comportamiento de las series analizadas. En general es clara la complementariedad de los caudales en el interior del país y los vientos en la Guajira colombiana.

La serie mensual del río Amoyá presenta un comportamiento diferente a las demás series de caudales, presentando valores de caudales altos cuando se presenta el verano en las demás series de caudales y específicamente en los meses de junio y julio. Esto también se ve reflejado en el coeficiente de correlación igual a cero (0) de dicha serie con la serie de vientos de la estación de Puerto Bolívar.

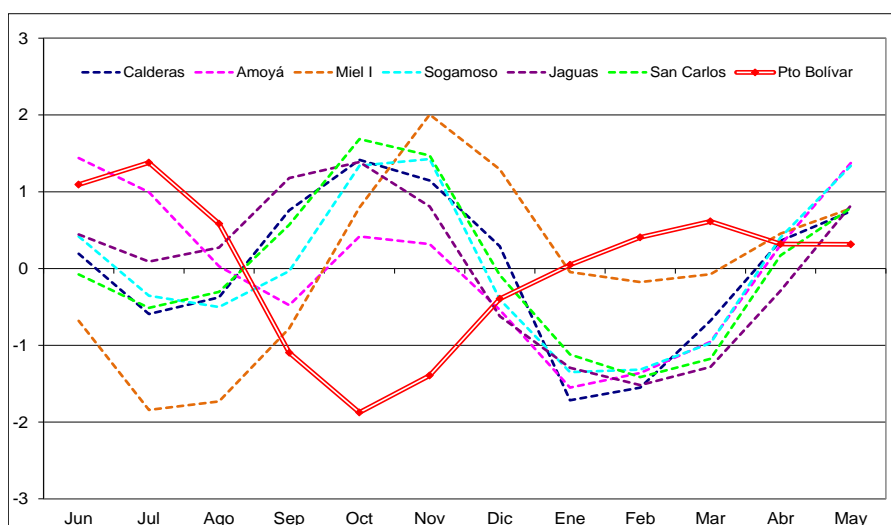


Figura 49 Complementariedad caudales y vientos, series mensuales multianuales estandarizadas

Las series de caudales medios mensuales presentaron los siguientes coeficientes de correlación con las de velocidad del viento. Ver Tabla 10.

Tabla 10 Matriz de correlaciones la velocidad del viento – caudales: estación Reanálisis, estación Puerto Bolívar vs. Caudales sitios de interés

Central - Proyecto Hidroeléctrica (o)	Puerto Bolívar vs. Caudales	Reanálisis vs. Caudales
Central Hidroeléctrica San Carlos - 1240 MW (1987 – 2005)	-0,32	-0,52
Central Hidroeléctrica Jaguas - 170 MW (1987 – 2005)	-0,32	-0,47
Central Hidroeléctrica Miel I - 396 MW (1987 – 2005)	-0,43	-0,28
Central Hidroeléctrica Calderas - 19.5 MW (1991 – 2001)	-0,24	-0,41
Proyecto Hidroeléctrico Amoyá - 80 MW (1987 – 2005)	0,00	-0,12
Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso - 820 MW (1987 – 2003)	-0,38	-0,55

Es de resaltar que la serie del Reanálisis presenta mayores correlaciones con los caudales, a excepción de la serie de Miel I. No existen datos disponibles para calificar este comportamiento; sin embargo, se puede observar en la Tabla 10 que la serie del Reanálisis disminuye su correlación con los caudales mensuales de norte a sur, en relación con los sitios de interés; es decir, Sogamoso que es el sitio más al norte tiene la mayor correlación -0,55 y Amoyá -0,12, la que se encuentra ubicada más al sur de los sitios de interés. Estos resultados son coherentes con el análisis presentado para las diferentes regiones del país.

8.4 ANÁLISIS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA HISTÓRICA CENTRALES ISAGEN VS. PARQUES EÓLICOS GENÉRICOS.

Considerando la información disponible en la base de datos de Neón de XM, agencia administradora del mercado de energía en Colombia, se revisó la complementariedad de la generación histórica de las plantas hidroeléctricas de ISAGEN comparándolas con parques eólicos genéricos de igual capacidad instalada.

A pesar de existir correlación simultánea inversa (sin rezago) entre la serie de caudales afluentes a la Central Miel I y la serie de vientos, las energías medias mensuales expresadas en kWh no reportan complementariedad, esto sucede porque la política operación del embalse está asociada al comportamiento del sistema, el cual se opera para satisfacer una demanda con una oferta hídrica, que a la fecha no ofrece complementariedad con otro recurso y por lo tanto la operación comercial de ISAGEN . Ver Figura 50.

Igual comportamiento se observa en el ciclo anual de generación media mensual del Parque Eólico genérico y la central Miel I, ver Figura 51.

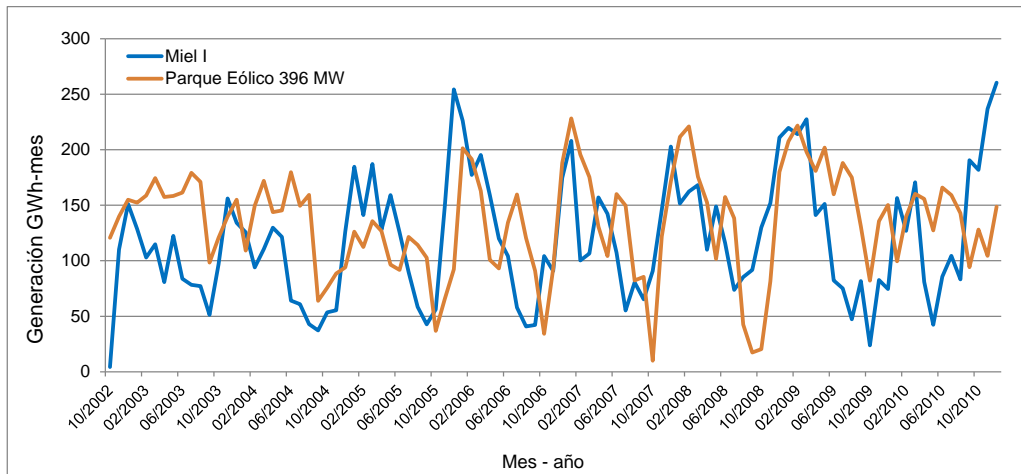


Figura 50 Comparación entre la generación mensual entre Miel I y un Parque Eólico de 396 MW

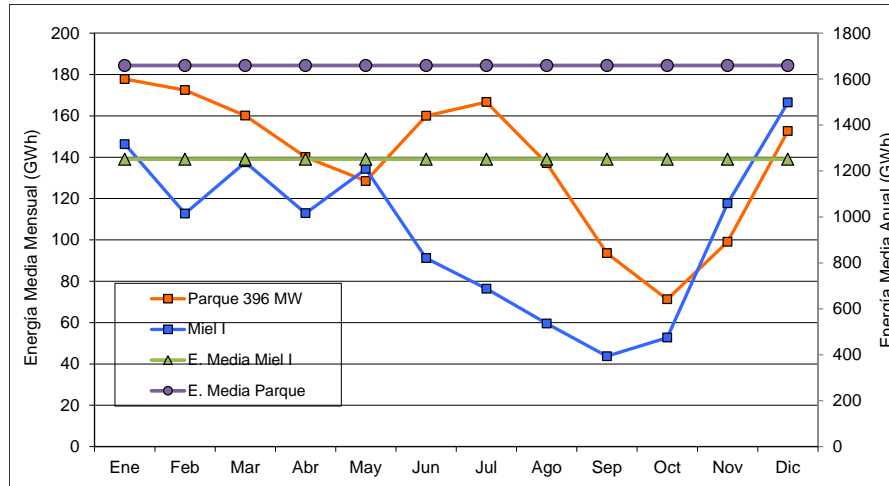


Figura 51 Comparación entre el ciclo anual de generación mensual entre Miel I y un Parque Eólico de 396 MW

Para el caso de las centrales San Carlos y Jaguas, comparándolas con parques de similares capacidades instaladas se observa complementariedad en los primeros meses del año y en la mitad del año con un máximo del aporte eólico en los meses de julio y agosto. Es importante aclarar que la operación de las plantas obedece a criterios de comercialización de la generación o despacho de las plantas por parte del agente, considerando las condiciones del mercado de energía, criterios y condiciones no contempladas en este análisis.

El comportamiento de las series de generación media mensual se presenta en las Figura 52 y Figura 53.

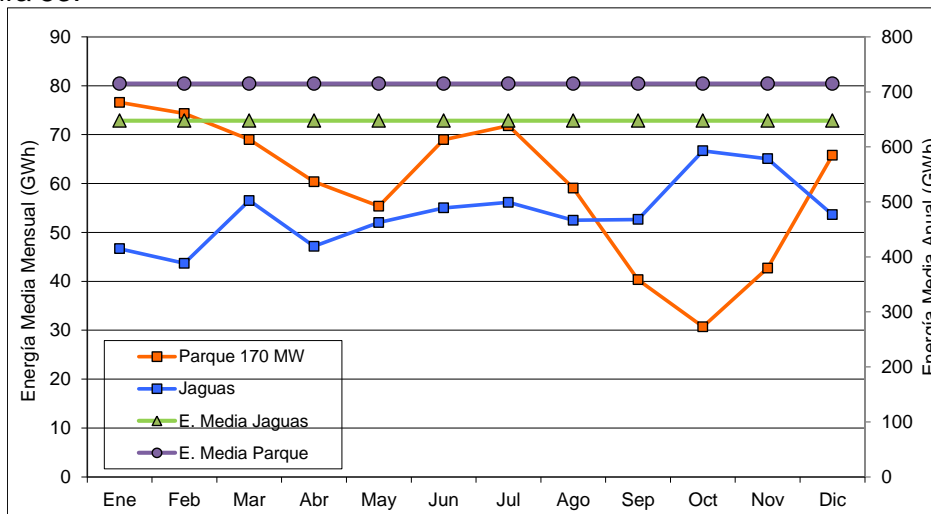


Figura 52 Comparación entre el ciclo anual de generación mensual entre Jaguas y un Parque Eólico de 170 MW

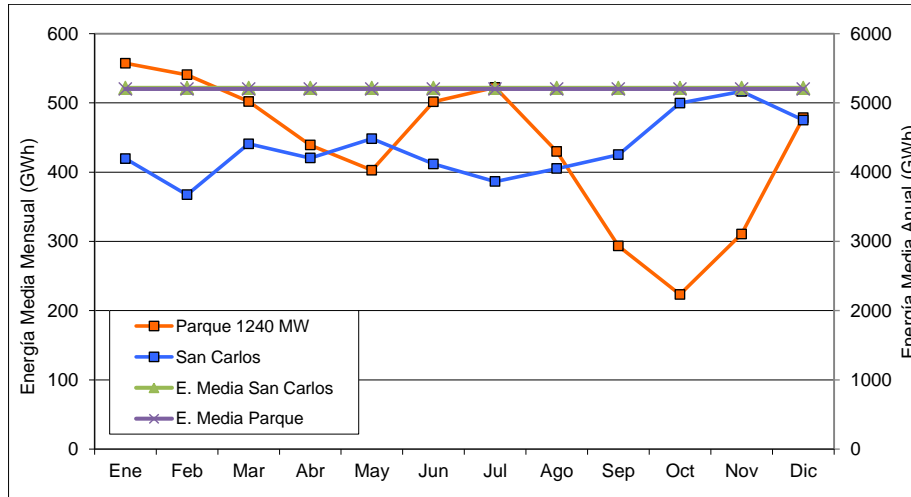


Figura 53 Comparación entre el ciclo anual de generación mensual entre San Carlos y un Parque Eólico de 1240 MW

En las Figura 51, Figura 52 y Figura 53 se observa que la energía media anual de los parques eólicos genéricos es un poco mayor que la de las centrales hidroeléctricas; esto se debe a que los factores de planta (o capacidad) históricos reflejan las disponibilidad del recurso, la capacidad máxima de la planta sin incluir disponibilidad y criterios de operación comercial. Para el caso de la central Miel I corresponde a 0,4, Jaguas a 0,47 y San Carlos a 0,52; estos índices se calcularon con la información disponible en el portal del administrador del Mercado de Energía, XM.

No se realiza un análisis similar para la central Calderas dado a sus períodos interrumpidos de generación debido a eventos externos a su operación comercial.

8.5 ANÁLISIS DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS VS. PARQUES EÓLICOS

En este numeral se analiza la producción energética de un proyecto a filo de agua y uno con embalse de ISAGEN con relación a parques eólicos que igualen su energía media simulados de manera aislada y con el objeto de comparar los ciclos anuales de las generaciones en condiciones normales y durante las dos fases del ENSO, y la posibilidad de complementariedad entre ambas.

Para las simulaciones de energía hidráulica de proyectos hidroeléctricos se elaboró un modelo de simulación de energía basado en la Regla Normal de Operación a nivel mensual, el cual considera la operación aislada de los proyectos del Sistema Interconectado Nacional. Cabe anotar que la operación futura de las centrales está ligada a muchos otros elementos como son las políticas internas de operación de ISAGEN, los contratos de venta de energía a largo plazo, la variabilidad de los precios de energía y las compras y ventas de energía en el mercado “spot”. A este nivel, el análisis no considera estos elementos mencionados.

8.5.1 Características del Modelo de Simulación de Generación de Energía

A continuación se describen los criterios, supuestos y la metodología del modelo de simulación energética utilizado; se definen los parámetros iniciales o de entrada para el modelo (para cada proyecto), el criterio o regla de operación del embalse, las restricciones asociadas y los resultados o datos de salida del modelo.

Las características generales del modelo de simulación energética utilizado son las siguientes:

- **Tipo de Operación:** Se consideró la operación aislada y bajo la utilización de la Regla Normal de Operación (RNO). Se aplica para proyectos con embalse regulador y para el caso de Amoyá; dada su condición de Filo de Agua.
- **Resolución Temporal y series hidrológicas:** La resolución temporal del modelo es mensual dado a que se quiere comprobar la complementariedad observada entre los ciclos anuales de los recursos eólico e hídrico. El mismo intervalo temporal de la variación y regulación del embalse también se consideró mensual.
- **Regla de Operación:** La operación del embalse se basa en la Regla Normal de Operación (RNO), en función de los caudales disponibles por almacenamiento o por aportes del río, la cual permite maximizar la producción de energía firme (confiable) del proyecto y minimizar los vertimientos, a partir del cumplimiento de una meta con un 95% de confiabilidad.
- **Variables de la simulación:** El modelo representa las principales variables dinámicas del proceso de generación, tales como:
 - *Relación Volumen del embalse cota de operación del mismo.* El modelo permite obtener el volumen asociado (en Hm^3) a cada nivel de operación a través de la curva de calibración del embalse (Cota – Volumen). Para las evaluaciones realizadas se consideró una relación lineal entre la cota de operación, el volumen útil y salto bruto (y neto) asociado.
 - *Se consideran las pérdidas en energía por fricción sobre el salto bruto aprovechable en cada una de las alternativas.* Las pérdidas friccionales fueron calculadas teniendo en cuenta las longitudes y características principales de las conducciones: área, perímetro, tipo de material de revestimiento, etc. Las pérdidas locales se consideraron como igual al 10% de las pérdidas por fricción longitudinales.
 - *Restricciones.* Las principales restricciones que considera el modelo de simulación son:
 - Caudal Ecológico: El modelo considera una disminución en el caudal afluente por el efecto del caudal ecológico (se puede considerar una variación mensual), sin embargo para el análisis energético del Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso no se consideró el caudal ecológico por ser tener descarga a pie de Presa.

Capacidad máxima de operación: La máxima capacidad de operación de la planta está asociada a la operación de la misma bajo los condicionantes de caudal de

diseño y máxima cota de operación, es decir, cuando la potencia reportada es igual a potencia instalada de la central.

Serie Hidrológica de caudales promedios mensuales: la serie de datos hidrológicos de entrada al modelo corresponde a los caudales promedios mensuales afluentes al embalse.

Eficiencias: El modelo considera eficiencias constantes para los equipos electromecánicos así: Generador: 98%, Transformador: 99.5% y Turbinas: 92%. Es importante considerar que en la operación real de la planta la eficiencia de las turbinas depende del nivel de operación del embalse y que en este análisis no se consideró este efecto sobre la generación energética.

8.5.2 Funcionamiento del Modelo

El modelo de simulación parte de los parámetros básicos anteriormente mencionados, como son: la serie hidrológica de caudales medios diarios, el caudal de diseño seleccionado, las eficiencias de los equipos electromecánicos, la altura de la presa (salto bruto), entre otros.

Con respecto al cálculo de las pérdidas de energía por fricción, se considera que la geometría de la conducción es de tipo circular y se adopta un n de Manning por tramo de tipo de material de revestimiento, a partir de estos, se calcula el coeficiente total de pérdidas hidráulicas “ K ” el cual considera el total de las pérdidas de energía (pérdidas por fricción y pérdidas locales).

La expresión matemática utilizada es: $H_f = KQ^2$; donde Q es el caudal de diseño considerado en m^3s^{-1} y H_f son las pérdidas hidráulicas (locales y por fricción).

Teniendo en cuenta los parámetros básicos el modelo calcula la variación de los saltos netos asociados a los niveles de operación del embalse y su potencia (MW) y la energía (GWh-mes) asociada para cada mes agregando las energías medias diarias.

Al finalizar la modelación y realizando la agregación mensual se obtiene la Energía Media Anual en unidades de GWh - año.

8.5.3 Regla de Operación del Embalse

La regla utilizada es la Regla Normal de Operación (RNO) para embalses, la cual se utiliza para maximizar la producción de energía firme y minimizar los vertimientos.

El funcionamiento de la regla consiste en atender para cada período simulado una “meta” de caudal (m^3s^{-1}) preestablecida.

Las simulaciones realizadas deben cumplir con el 95% de confiabilidad para todo el período considerado y la meta en otras palabras corresponderá a la energía firme de la simulación.

Para cada período simulado, se parte de un volumen o caudal necesario para generar la meta y se compara con las disponibilidades de agua definidas en la RNO del embalse. La disponibilidad corresponde al volumen almacenado de agua más el caudal afluente en un período establecido de tiempo, menos el caudal ecológico considerado. Si la disponibilidad es menor que la meta, se presentará una falla y queda registrado para su posterior conteo y para el cálculo de confiabilidad. Si la disponibilidad es mayor o igual que la meta, se cumple la meta y se genera esa cantidad de agua y almacenando los excedentes sin sobrepasar la capacidad establecida del embalse.

Si se presenta una disponibilidad mayor que la meta y el embalse está a la máxima capacidad de almacenamiento, se genera cumpliendo la meta, pero como el embalse está en su nivel máximo, los excedentes permiten generar energía secundaria manteniendo a capacidad total el embalse al final del período y minimizando los vertimientos. En este caso la generación estará restringida por el caudal de diseño de la planta. Si la disponibilidad del recurso excede el volumen útil del embalse y la capacidad máxima de turbinación, se genera la meta de energía, se genera toda la energía secundaria posible para ese período de tiempo y adicionalmente los excedentes se vierten.

De esta manera se presentaran vertimiento en la planta cuando se presenten la combinación de las restricciones de volumen máximo del embalse y la turbinación máxima asociada al caudal de diseño. En la Figura 54 se muestra un ejemplo de la RNO para el Proyecto Sogamoso.

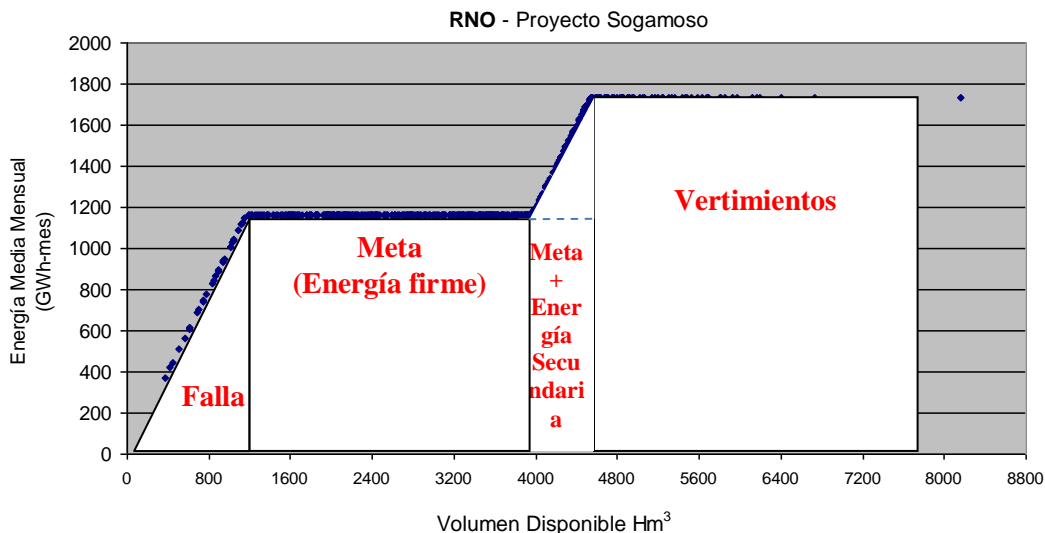


Figura 54. Regla Normal de Operación del Proyecto Sogamoso – Operación del embalse.

Para el caso del Proyecto Amoyá la operación a filo de agua, solo permite entregar la energía producto de del caudal afluente sin la posibilidad de regulación.

8.5.4 Confiabilidad en la Meta

Para calcular la energía generada, el modelo realiza los cálculos a partir de una meta mensual en volumen preestablecida y, de acuerdo a la confiabilidad calculada, se define

augmentar o disminuir la meta con el fin de alcanzar la confiabilidad deseada. El proceso es de tipo iterativo para evaluar la alternativa deseada, el cual permite ajustar la meta para la confiabilidad media del 95%.

8.5.5 Representación gráfica de los resultados de la simulación

Como resultados del modelo se presentan los valores de caudales mensuales afluentes, turbinados y vertidos, adicionalmente los valores de energía generada diariamente y la agregación para obtener la energía media mensual. En la Figura 55, Figura 56, Figura 57 y Figura 58 se presentan los resultados para la simulación realizada del Proyecto Sogamoso.

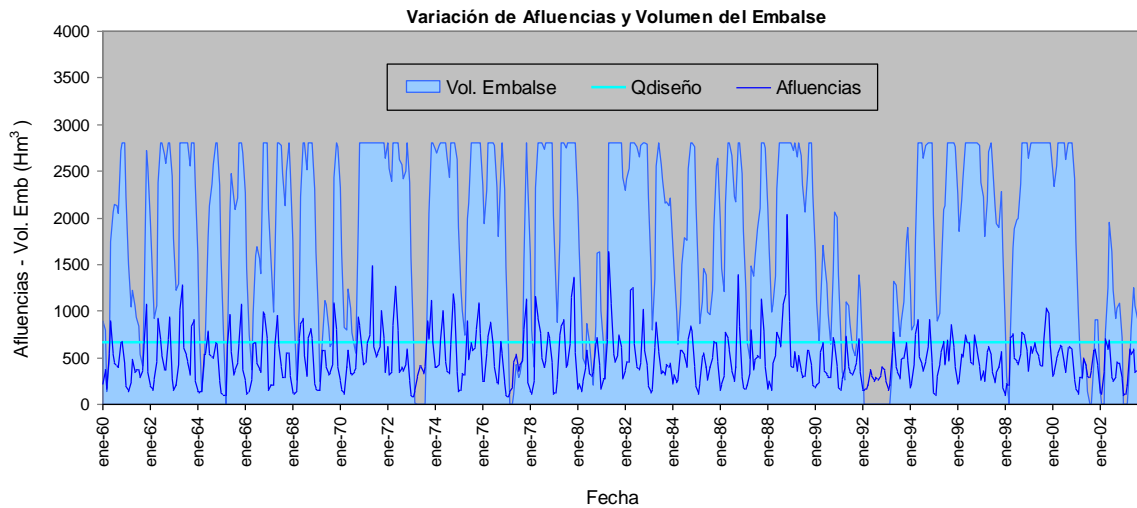


Figura 55. Proyecto Sogamoso Caudal medio mensual, caudal de diseño y Operación del embalse

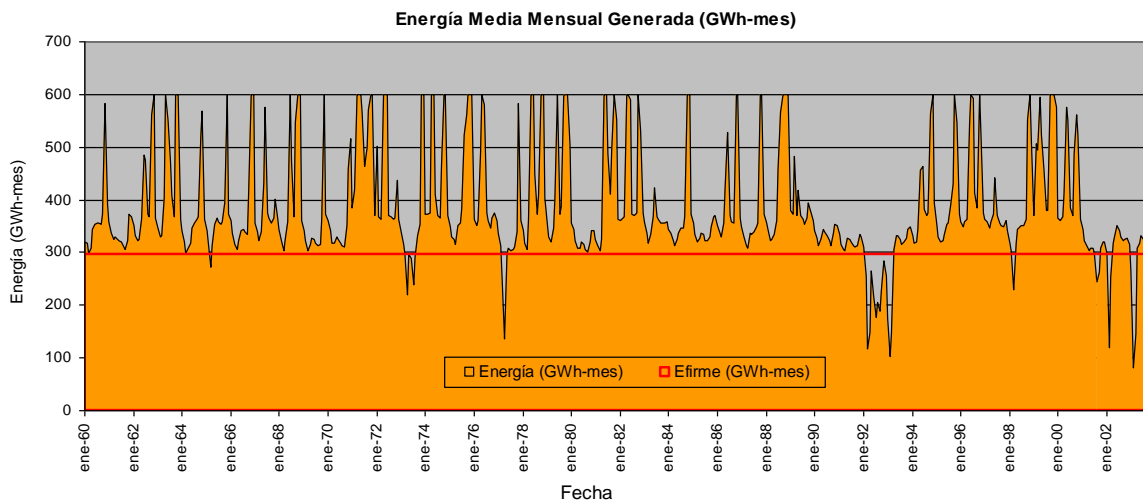


Figura 56. Proyecto Sogamoso - Simulación Energía Media y Firme Mensual

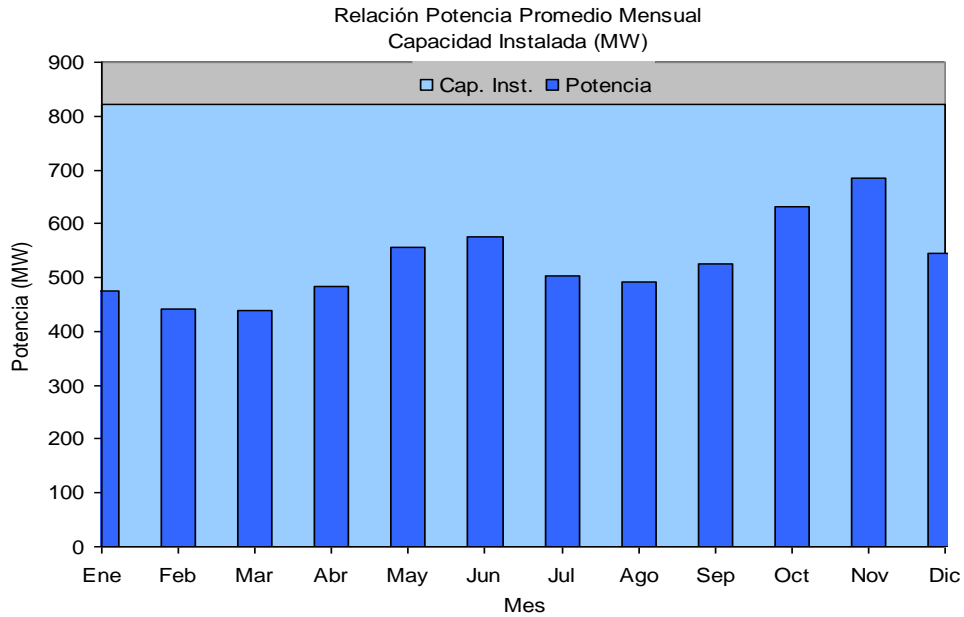


Figura 57. Proyecto Sogamoso – Relación Potencia Promedio Mensual vs. Capacidad Instalada

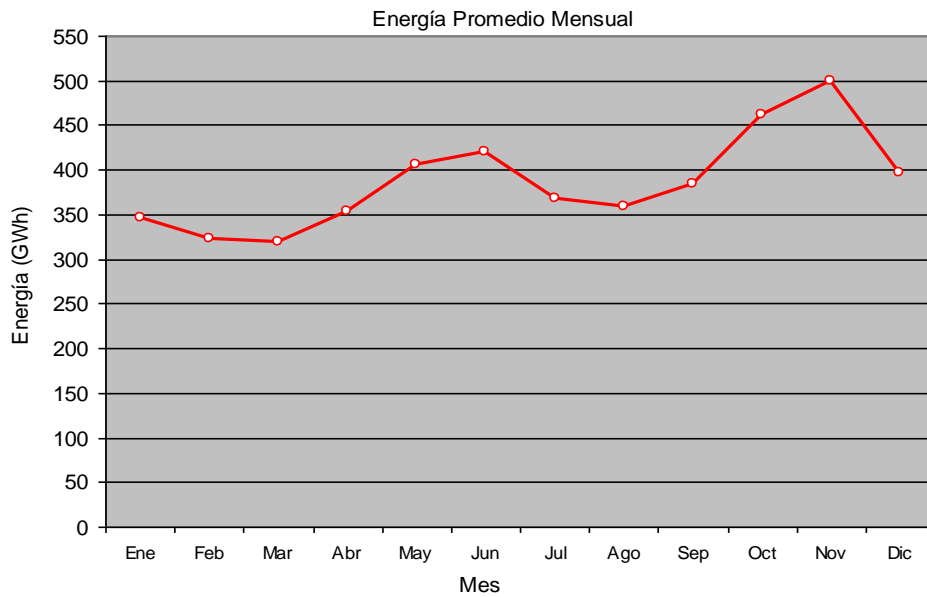


Figura 58. Proyecto Sogamoso Energía Media Mensual

8.6 COMPARACIONES ENERGÉTICAS AISLADAS

El primer ejercicio de comparación consistió en tratar de igualar cada Proyecto Hidroeléctrico con un parque eólico que genere la misma energía media multianual, es decir, encontrar la capacidad instalada que iguale la producción energética de cada proyecto.

8.6.1 Proyecto Sogamoso – Parque Eólico Genérico 1.032 MW

Los resultados de las simulaciones energéticas se presentan comparativamente en la Figura 59.

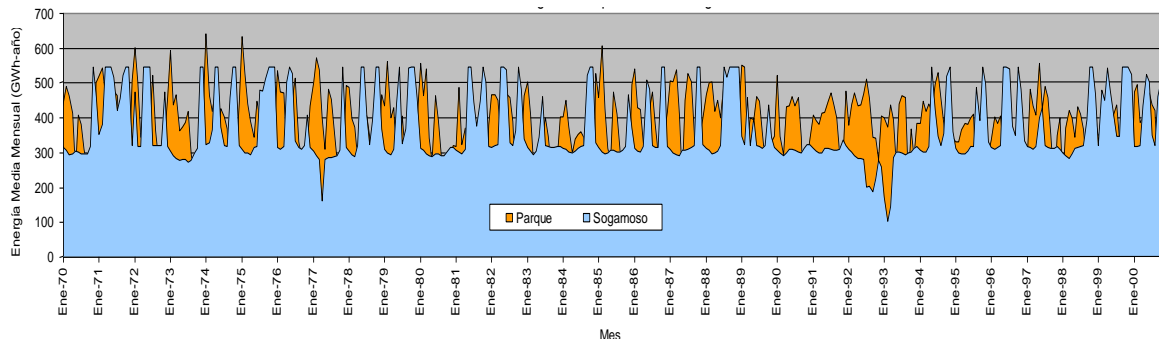


Figura 59. Producción Energética Proyecto Sogamoso vs. Parque eólico genérico que iguala su Energía Media.

Según el cálculo realizado utilizando los supuestos en este trabajo, la producción media del proyecto hidroeléctrico Sogamoso es de 4.635 GWh-año con una potencia instalada de 820 MW, igual energía en el período común se alcanzaría con un parque eólico de 1.032 MW (26% de aumento de capacidad instalada, obtenida con 794 turbinas N60/1.300kW). El área necesaria para un parque eólico de las proporciones descritas es de cerca de 26 km², si se considera la separación que debe existir entre filas de aerogeneradores para evitar la pérdida de eficiencia por el fenómeno de estelas. Es de anotar el tamaño de este Parque Eólico, el cual se presenta como una comparación indicativa y para el cuál en Colombia no existe regulación ni normatividad existente que permita su entrada al mercado, ni mucho lo menos la inviabilidad financiera de un Parque de esta proporción.

El ciclo anual de las energías medias mensuales (GWh-mes) se presenta en la Figura 60, donde se observa la complementariedad de los dos recursos.

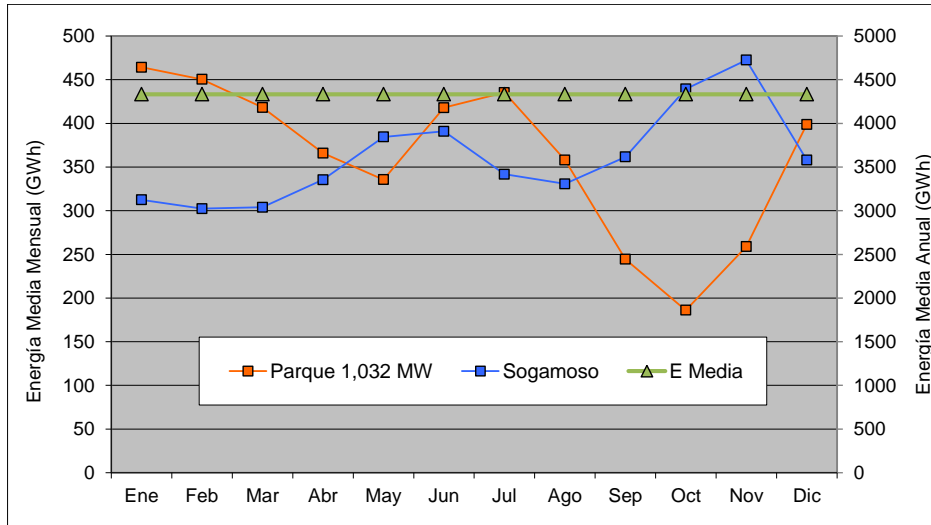


Figura 60. Comparación de Producción Energética de Parque 1.032 MW vs. Sogamoso 820 MW

Si se considera los efectos del ENSO sobre las producciones energéticas se observan los comportamientos mostrados en las Figura 61 y Figura 62. Se anota que la para calcular la producción energética para cualquiera de las dos fases del Evento ENSO, se consideraron los índices ONI históricos. La agregación entonces se realizó a nivel mensual multianual.

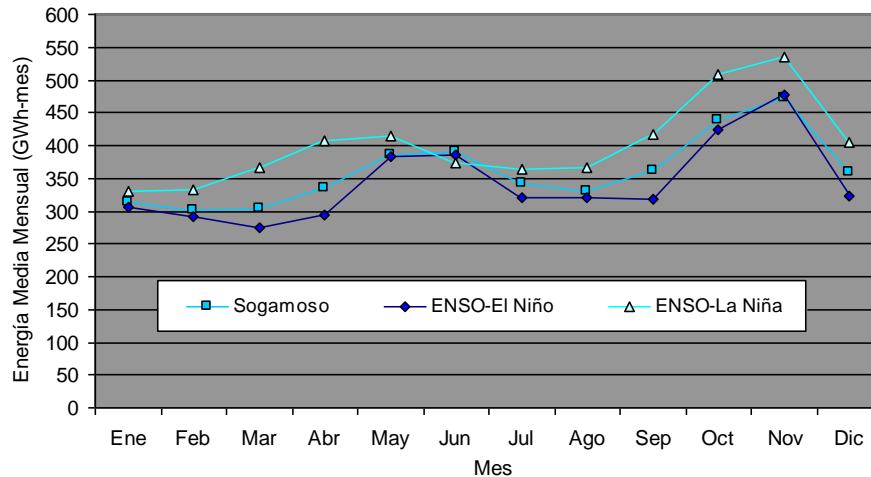


Figura 61 Ciclo Anual de Producción Energética del Proyecto Sogamoso 820 MW: Normal, El Niño y La Niña

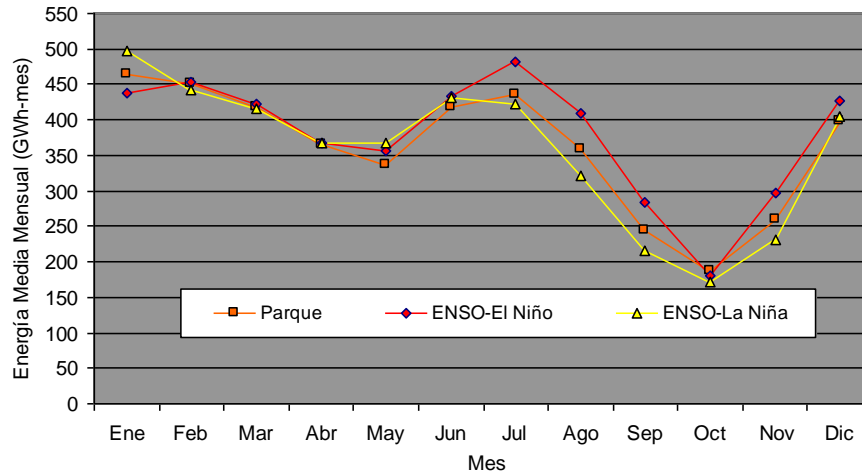


Figura 62 Ciclo Anual de Producción Energética del Parque 1032 MW: Normal, El Niño y La Niña

De la Figura 62 se destaca el hecho de que los eventos La Niña no afectan los primeros meses del año, enero, febrero, marzo y abril. En la Figura 61 es claro el aumento en la generación de Sogamoso durante La Niña.

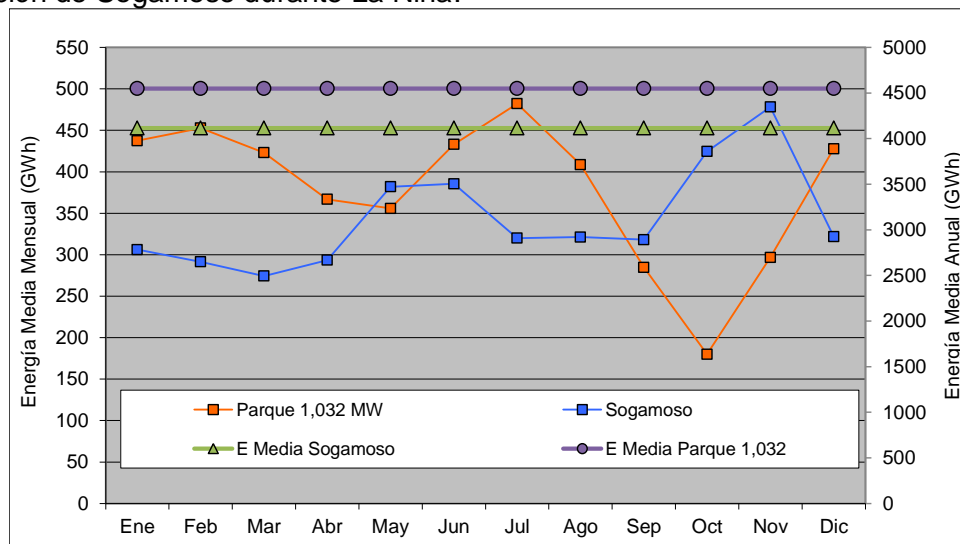


Figura 63 Ciclo Anual de Producción Energética del Proyecto Sogamoso 820 MW y del Parque 1.032 MW: Evento ENSO – El Niño

Adicionalmente se observa el incremento en la Energía Media Anual del Parque Eólico con respecto al Proyecto Sogamoso.

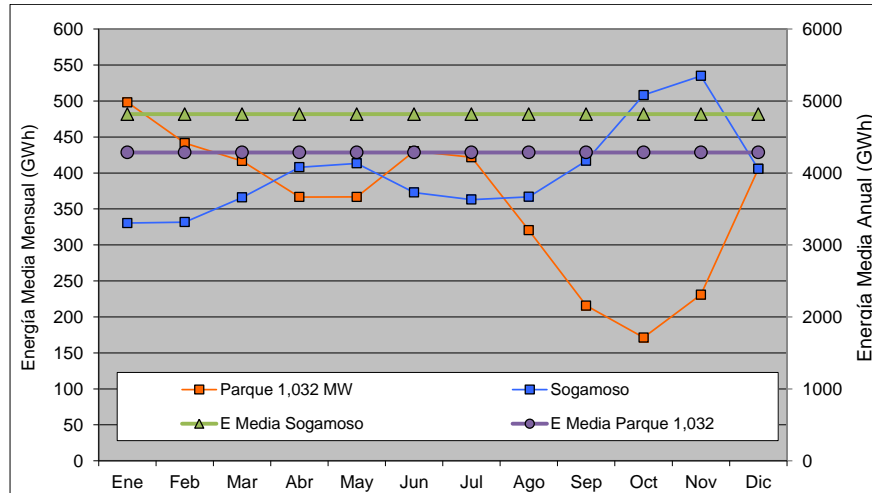


Figura 64 Ciclo Anual de Producción Energética del Proyecto Sogamoso 820 MW y del Parque 1040 MW: Evento ENSO – La Niña

En la Figura 63 y Figura 64 se presentan las comparaciones a nivel mensual para cada fase del ENSO. Mientras la producción energética de Sogamoso en los años El Niño y La Niña con relación a los años normales se mantiene, la producción energética del parque disminuye si se compara la generación durante El Niño y La Niña. Lo anterior obedece a que el Proyecto Sogamoso tiene la capacidad de regular su recurso afluente, diferente al Parque genérico de 1.032 MW que opera como si fuera una planta a filo de agua, dado a que no tiene como almacenar o regular el viento.

Con base en lo anterior se estimó que durante El Niño, la disminución de la generación por parte del Proyecto Sogamoso será del 5%, porcentaje igual al aumento en producción energética del Parque 1.032 MW y durante La Niña el Proyecto Sogamoso aumentará su producción del orden del 11,2%, y el Parque 1.032 MW disminuirá su producción en un 1,1%.

La Figura 65 presenta las diferencias mensuales de las producciones energéticas del Parque 1.032 MW con respecto al Proyecto Sogamoso. Se observa que durante El Niño hay aumentos en las diferencias de generación a favor del Parque para los meses de Febrero, Marzo, Abril, Junio, Julio y Diciembre y durante La Niña el Proyecto Sogamoso genera más que el Parque y específicamente en los meses de Abril, Mayo, Agosto, Septiembre, Octubre y Noviembre.

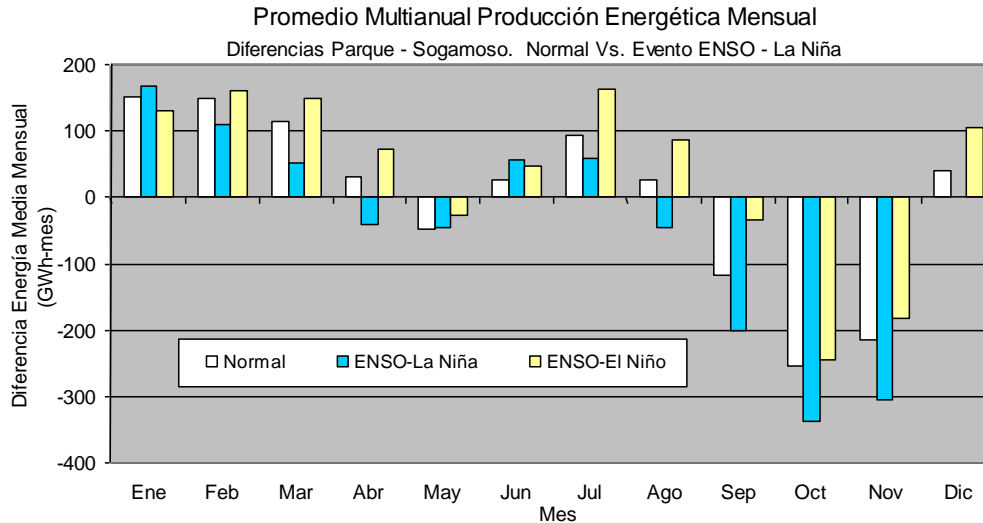


Figura 65 Diferencias de Producción Energética Parque 1.040 MW vs. Sogamoso 820 MW

Los anteriores análisis indican que el Parque Eólico de 1.040 MW apoyaría y ayudaría a afirmar la producción energética del proyecto Sogamoso en los meses críticos de la ocurrencia de El Niño. Se debe aclarar que las condiciones regulatorias y de mercado de un Parque Eólico de este tamaño aún no están establecidas y que lo presentando sería en un escenario donde se brinden oportunidades de participación (despacho) similares a la tecnología eólica actual.

8.6.2 Proyecto Amoyá – Parque Eólico Genérico 140 MW

Se realiza análisis con un proyecto sin embalse regulador como el caso de Amoyá. Los resultados de las simulaciones energéticas se presentan comparativamente en la Figura 66.

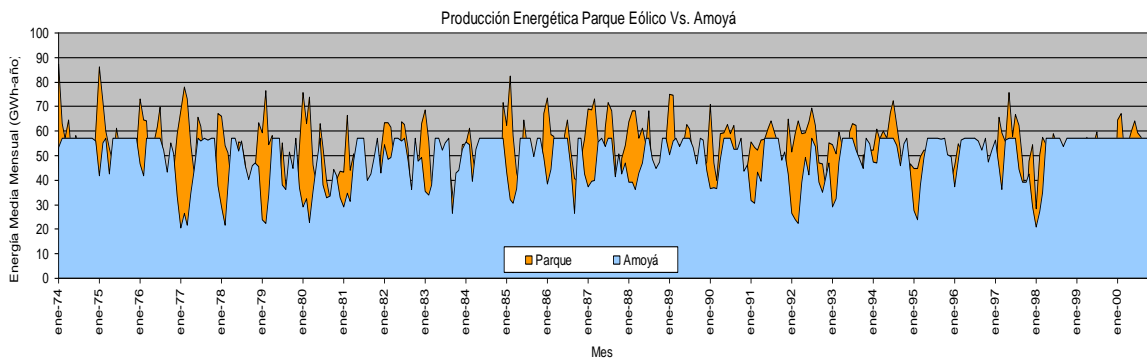


Figura 66 Producción Energética Proyecto Amoyá vs. Parque eólico genérico que iguala energía Media

Según el cálculo realizado, la producción media del Proyecto Hidroeléctrico Amoyá es de 590 GWh-año con una potencia instalada de 80 MW, igual energía en el período común se alcanzaría con un parque eólico de 140 MW, lo que indica un 75% de aumento en capacidad instalada, correspondiente a 108 turbinas N60/1300kW. El factor de planta de

Amoyá, la buena regulación natural de su caudal y la menor complementariedad con respecto a la planta eólica hacen que se requiera cerca del doble de su capacidad instalada para obtener una energía media comparable.

El área necesaria para un parque eólico de las proporciones descritas es del orden de 3,5 km².

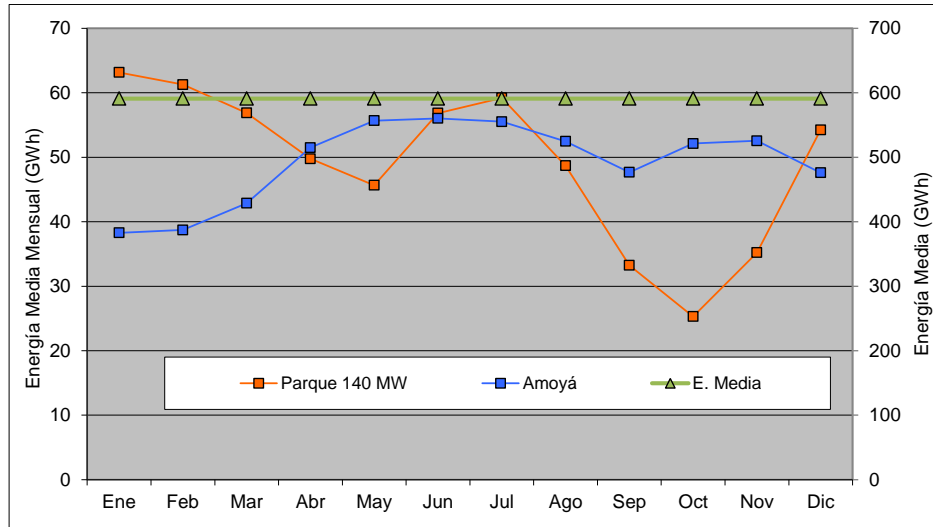


Figura 67 Comparación de Producción Energética de Parque 140 MW vs. Amoyá 80 MW

Considerando lo anterior, se estimó que durante El Niño la disminución de la generación por parte del Proyecto será del 5%, mientras que el aumento en producción energética del Parque de 140 MW es del 3,8% y durante La Niña el Proyecto aumentará su producción del orden del 9,3 %, y el Parque 140 MW disminuirá su producción solo en un 1,1%. Ver Figura 67.

8.7 ANÁLISIS ENERGÉTICO INTEGRADO DE COMPLEMENTARIEDAD

Este análisis considera una operación coordinada entre proyectos y supone que la energía generada por el Parque Eólico genérico entra sobre la base para meta de generación de la simulación de los proyectos hidroeléctricos, es decir que supone que cuando se está generando en un Parque Eólico se está almacenando agua en el embalse, para el caso de los proyectos hidroeléctricos con regulación.

Para este análisis integrado se consideró que la energía media mensual generada por los parques eólicos se convierte en caudales mensuales utilizando el factor de conversión medio de la central hidroeléctrica considerada. Luego estos caudales entran en la base de la afluencia de la Central Hidroeléctrica disminuyendo o facilitando el cumplimiento de la meta mensual, a exigir por parte de la RNO del modelo de simulación sobre los caudales propios de la Central.

8.7.1 Análisis Integrado P. H. Sogamoso – Parques Eólicos Genéricos

Por lo anterior, se tomó el proyecto Sogamoso y se incluyó la generación de Parques Eólicos Genéricos aumentando su capacidad instalada considerando 20 MW, 50 MW, 100 MW, 200 MW y 400 MW, con el fin de identificar si hay aumentos o disminuciones en la energía media del conjunto, y verificar si la energía firme anual integrada es mayor que la suma de las energías firmes anuales aisladas.

Tabla 11 Características del Proyecto Sogamoso para la simulación integrada

Características Proyecto Hidroeléctrico	Sogamoso
Volumen Útil Embalse	2.801
Volumen Inicial del Embalse	1.400
Factor de Conversión promedio (MW/m ³ /s)	1,22
Eficiencia Turbina (%)	92,0%
Eficiencia Generador (%)	98,0%
Eficiencia Transformador (%)	99,5%
Salto Bruto (m)	150,5
Perdidas (m)	9,0
Salto Neto (m)	141,5
Caudal de diseño (m ³ /s)	660
Capacidad Instalada (MW)	821,0
Capacidad máxima de Turbinación (Hm ³)	1.733,5

Las simulaciones se realizaron maximizando la energía firme, mediante la variación de la meta en caudal impuesta al modelo, con el objeto de realizar las comparaciones con las diferentes capacidades de Parques Eólicos.

En la Figura 68 se observa que la mayor energía media se alcanza para las metas menores con valores por debajo del caudal medio del río, esto aumenta la posibilidad de almacenar en el embalse, mantener el nivel arriba mejorando la eficiencia y producción energética. La mayor energía generada es secundaria, aunque esto aumenta los vertimientos de la Central, sin embargo, la energía firme, para una confiabilidad del 95%, se consigue aumentando la exigencia en meta sobre la Central y disminuyendo muy poco la energía media, lo cual es de poca importancia ante la ganancia en energía firme.

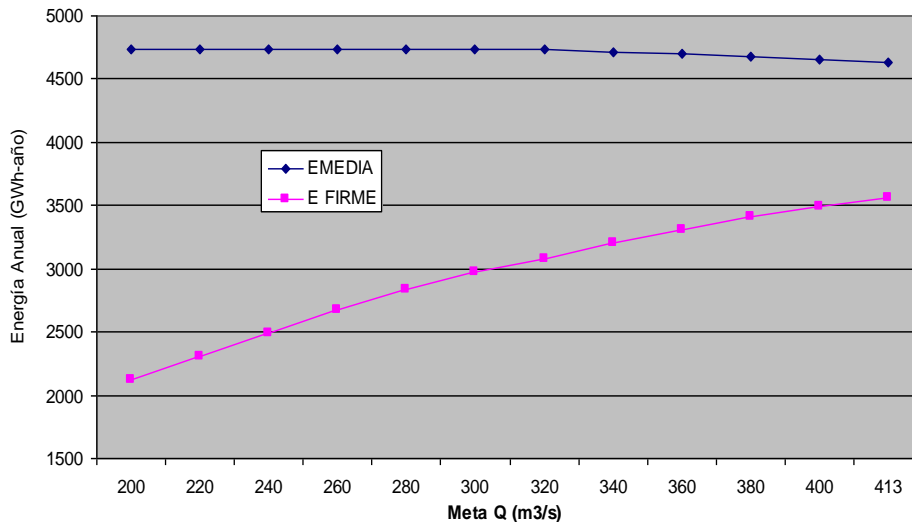


Figura 68 Simulación de Generación de Energía del sistema Integrado – variación meta o demanda vs. energía generada

En la Figura 69 se presenta la variación de la energía media y firme integrada para diferentes tamaños de parques Eólicos. La simulación se realizó maximizando energía firme.

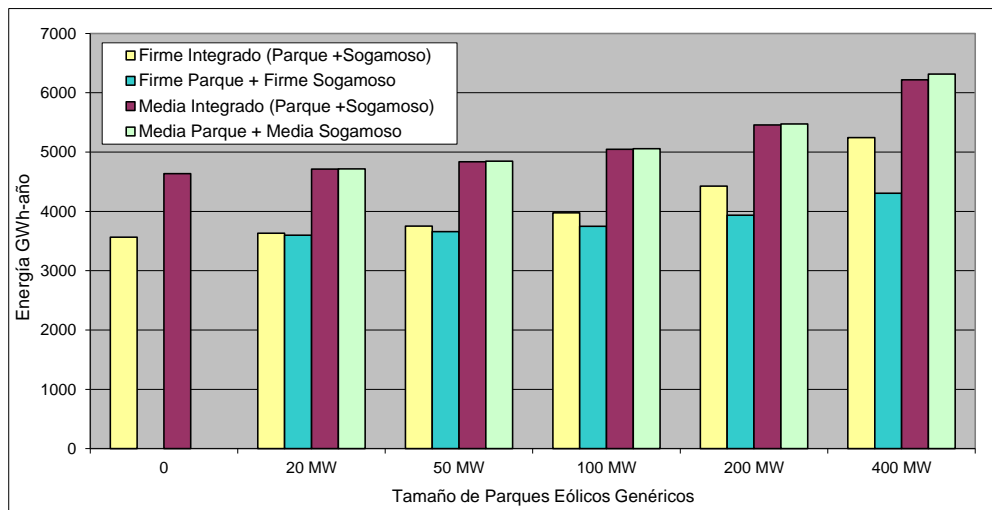


Figura 69 Simulación de Generación de Energía – variación meta o demanda vs. energía generada (MW)

En la operación integrada, a medida que se aumenta la capacidad instalada de parques eólicos genéricos la energía firme aumenta significativamente, mientras que la energía media es muy similar a la suma de las energías medias de la operación aislada, y para tamaños mayores a 400 MW la energía media integrada es menor; lo anterior se debe a que para los mayores tamaños de capacidad instalada de parques, aumentan los vertimientos del embalse del Proyecto Sogamoso y disminuye la energía secundaria.

Como se mencionó anteriormente, la energía firme integrada es mayor que la suma de las energías firmes aisladas. Los valores de la simulación integrada se observan en la Tabla 12.

Tabla 12 Resultados de la simulación Integrada Sogamoso – Parques Eólicos Genéricos

Parámetro	0 MW	20 MW	50 MW	100 MW	200 MW	400 MW
Meta de máxima Energía Firme (m ³ /s)	413	425	442	465	512	605
Meta de máxima Energía Firme (Hm ³)	1.084,8	1.116,3	1.160,9	1.221,4	1.344,8	1.589,1
Confiabilidad (%)	95%	95%	95%	95%	95%	95%
Salto Neto Promedio (m)	140,2	140,0	139,8	140,0	140,2	140,5
Descarga promedio (m ³ /s)	454	463	476	496	537	612
Energía media mensual generada (GWh-mes)	386	393	403	420	455	518
Vertimientos promedios mensuales (m ³ /s)	29,45	29,83	30,80	33,05	38,32	54,29
Energía media anual (GWh)	4.635	4.712	4.838	5.046	5.456	6.218
Factor de Planta Medio	0,64	0,66	0,67	0,70	0,76	0,86
Energía Firme (GWh-año)	3.564	3.631	3.751	3.977	4.425	5.244
Factor de Planta Firme	0,50	0,50	0,52	0,55	0,62	0,73
Caudal promedio mensual afluyente (m ³ /s)	484,33	484,33	484,33	484,33	484,33	484,33
Afluencias Promedios (Hm ³)	1.272,12	1.295,53	1.333,00	1.392,32	1.512,52	1.752,92
Capacidad Instalada Eólica (MW)		20	50	100	200	400
Número de Aerogeneradores		15	39	77	154	308
Energía Media Parques Genéricos (GWh-año)		81,9	212,9	420,3	840,5	1681,0
Ene. Media Parque + Ene. Media Sog. (GWh-año)		4.716,89	4.847,89	5.055,29	5.475,51	6.316,03
Diferencia Energía Media (GWh-año)		4,86	9,71	9,68	19,62	97,75
Energía Firme Parques Genéricos (GWh-año)		36,19	94,09	185,77	371,53	743,07
Delta Energía Firme (GWh-año)		67,13	187,54	413,34	861,39	1.680,48
Firme Parque + Firme Sogamoso (GWh-año)		3.599,7	3.657,6	3.749,3	3.935,1	4.306,6
Diferencia de Energía Firme (GWh-año)		30,9	93,5	227,6	489,9	937,4

En la Tabla 12 se presentan las energías firmes de los Parques Eólicos, las cuales fueron calculadas con las curvas de duración de las series de energías medias mensuales, y tomando la asociada al 95%. Se resalta que a la fecha en Colombia no existe reglamentación aplicable a los Parques Eólicos con relación al cálculo de energía firme, como la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad – ENFICC.

El trabajo de Vergara et al. (2010) incluye una propuesta de cálculo de este parámetro para plantas eólicas, basada en la generación de energía del primer año de operación, y ajustada anualmente considerando el período base inicial, este planteamiento considera la poca información de velocidad del viento disponible y procura defender la importancia de asignarle algún ingreso constante que ayude a viabilizar las plantas de generación con esta tecnología.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, y a manera de ejercicio, se utilizó el software HIDENFICC desarrollado por la CREG para Centrales Hidroeléctricas, y a partir de la información de un Parque Genérico de 20 MW se calculó una Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad - ENFICC de dicho Parque Eólico. Las consideraciones tienen en

cuenta la velocidad del viento promedio mensual como ingreso, las restricciones máximas y mínimas de operación de las turbinas y un factor de conversión calculado a partir de la información a nivel horario utilizado en este informe.

Los resultados arrojaron una ENFICC del 95% PSS (es decir el nivel de energía que Central Hidroeléctrica puede generar con una probabilidad del 95%) igual a 20 GWh-año, la cual es inferior al valor calculado con curva de duración de energías medias mensuales e igual a 36,2 GWh-año.

Como se observa en la Tabla 12, la energía firme aumenta significativamente para parques mayores o iguales a 50 MW, lo que en primera medida indicaría ingresos adicionales que integralmente mejorarían las condiciones financieras de un Parque Eólico operando aisladamente.

8.8 ANÁLISIS FINANCIERO DE LA GENERACIÓN INTEGRADA

Con la información de generación anual media y firme integrada, y a partir de las generaciones aisladas del Proyecto Sogamoso y los diferentes Parques Eólicos, se cuantificó el beneficio financiero a partir de una evaluación con Valor presente Neto - VPN y Tasa Interna de Retorno – TIR.

Para lo anterior se utilizó la siguiente información:

- Capacidad Instalada Parques Genéricos: 20 MW, 50 MW, 100 MW, 200 MW y 400 MW.
- Capacidad Instalada Proyecto Sogamoso: 820 MW
- Costo de instalación Parque Eólico: 1.400 USD/kW (Vergara et. al, 2010).
- Costo de instalación Sogamoso: 1.707 USD/kW ⁵
- Costo AOM Parques Eólicos: 25 USD/kW instalados.
- Otros costos: 2 USD/kW
- Tasa de descuento para evaluación financiera: 10%
- Precio Energía Firme: 42 USD/MWh
- Precio Energía Secundaria: 34 USD/MWh (80% del precio firme).

⁵ Información extraída de la presentación ISAGEN dentro del Foro - LAWEA: "Elementos para el desarrollo de la energía Eólica en Colombia", julio de 2009.

- Vida útil Parques Eólicos: 20 años.
- Vida útil Sogamoso: 50 años.
- La inversión se considera puntual en el año 0 de evaluación.
- No se consideran depreciaciones ni de obras civiles ni de equipos.
- Como proyecto aplicable a MDL, se consideró la venta de Certificados de Reducción de Emisiones de gases de efecto invernadero con un factor de emisión de 0,2849 kg CO₂e/kWh (Resolución Ministerio de Minas y Energía No. 180947 de junio de 2010), y una Tarifa de venta de 18 USD/tonCO₂e (Vergara et al., 2010).

Con la información anterior, se tiene que el costo de inversión de los Parques Eólicos va desde 36 Millones USD para un parque de 20 MW hasta 720 Millones USD para un parque de 400 MW. Para el caso del Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso se tiene una inversión de 1.400 Millones USD.

Para los costos por Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de parques eólicos, en Vergara et al., (2010) se presenta para los EEUU su variación en los últimos años pasando de 35 USD/MWh en la década de los años 80, a 20 USD/MWh en los años 90, hasta 9 USD/MWh al día de hoy.

Para el caso del Parque Eólico Jepírachi, el costo AOM igual al 2% de su inversión (28 Millones USD), lo que implica un costo por AOM de 28 USD/kW instalados. Teniendo en cuenta lo anterior se optó por un valor intermedio del orden 25 USD/kW.⁶

Para el precio de energía firme se utilizó la información del Plan de Expansión de la UPME en el período 2009 – 2023 el cual sugiere que los precios del mercado se comportarán como se presenta en la Figura 70. Para el escenario de demanda media se calculó un valor promedio de cerca de 42 USD/MWh.

⁶ Foro Contexto y Normalización de la energía eólica y solar en Colombia, UPME – ICONTEC. Bogotá, Noviembre 2008. Experiencias en el Desarrollo de Proyectos de Energía Eólica – Parque Eólico Jepírachi EPM.

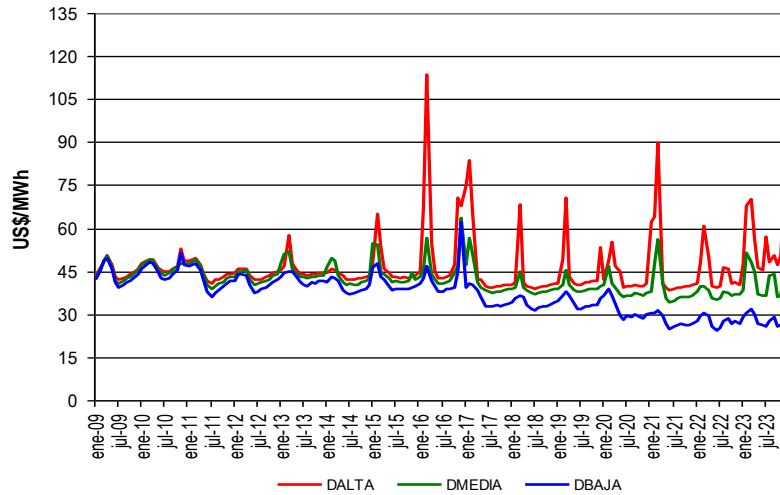


Figura 70 Variación del precio de energía entre 2009 y 2023. Adaptada de UPME, 2009.

A partir de los resultados de la simulación descritos en la Tabla 12 y las consideraciones anteriores, en la Figura 71 se observa el comportamiento del VPN y TIR para los Parques Eólicos Genéricos, en los cuales no existen ingresos que superen los costos de inversión, operación y mantenimiento en el tiempo, lo cual también se ve reflejado en una TIR menor que la tasa de descuento de referencia para la evaluación considerada es 10%.

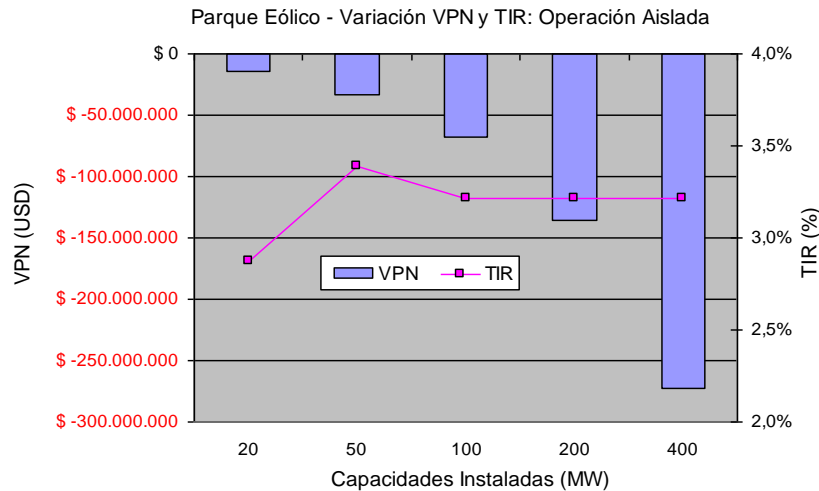


Figura 71 Variación VPN y TIR para los diferentes Parques Eólicos Genéricos

Para el caso del Proyecto Sogamoso, los resultados de la operación aislada e integrada se presentan en la Figura 72, obteniéndose un beneficio hasta de 2% en la TIR con un parque de 400 MW.

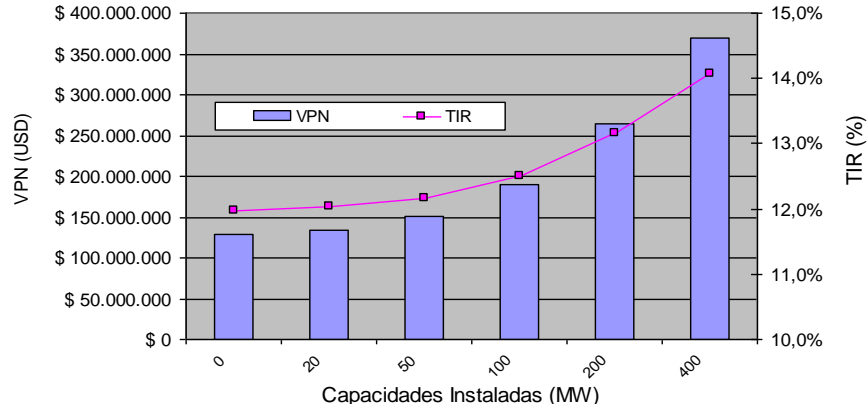


Figura 72 Proyecto Sogamoso: Variación VPN y TIR, operación integrada con beneficios.

Teniendo en cuenta la diferencia de energías medias y firmes obtenidas de la operación integrada, los ingresos adicionales obtenidos se incluyeron en los ingresos anuales de los Parques Genéricos y se le restaron al Proyecto Sogamoso con el fin de asignarle la ganancia adicional de la operación integrada solo a los Parques Genéricos. Los resultados se presentan en la Figura 73 y Figura 74.

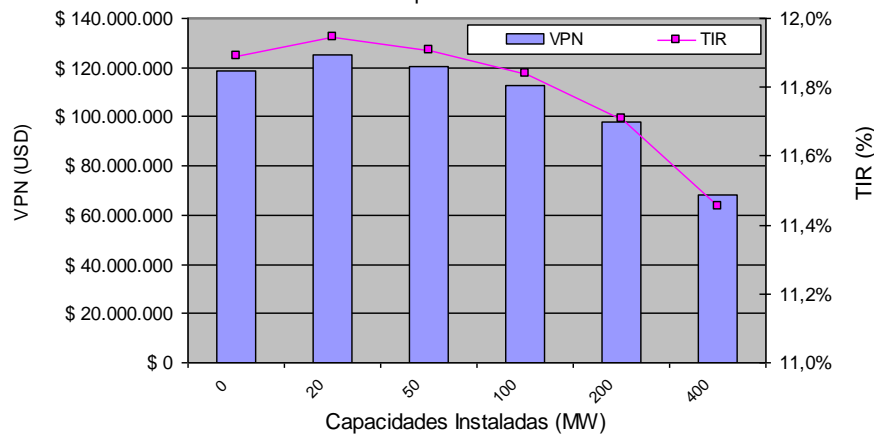


Figura 73 Proyecto Sogamoso: Variación VPN y TIR, operación integrada sin beneficios

En la Figura 74 se observa que para los parques de 100 MW, 200 MW y 400 MW se presentan VPN mayores que cero y TIR por encima de la tasa de descuento. Para las consideraciones financieras supuestas, para tamaños menores la energía firme adicional no alcanza a cubrir los costos asociados aunque la energía secundaria no varíe significativamente. Adicionalmente para parques mayores a 400 MW se prevé que aunque haya un aumento de energía firme la energía secundaria perdida disminuirá los beneficios obtenidos en la operación integrada.

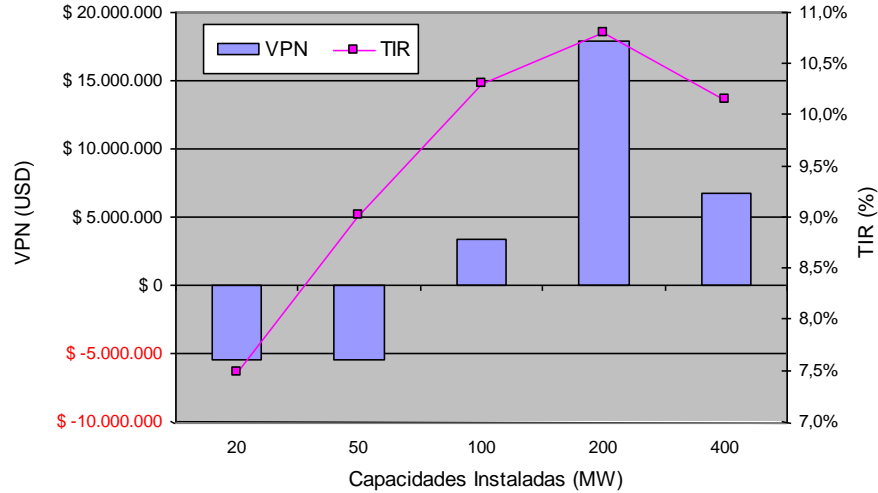


Figura 74 Variación VPN y TIR para los diferentes Parques Eólicos Genéricos con beneficios de operación integrada.

Es de aclarar que existen desventajas de la operación conjunta en cuanto a la variación itraanual de los precios del mercado, los cuales tienen generalmente una alta correlación al comportamiento del ciclo hidrológico nacional. Al operar conjuntamente la energía mensual del sistema integrado se comporta al sistema hídrico convencional, caso contrario cuando se operan los Parques Eólicos por separado, los cuales entregan su mayor energía mensual cuándo el precio está más alto, durante las épocas de sequía en ciclo hidrológico nacional. Los cálculos indican una correlación de 0,3 entre las energías medias mensuales de un Parque de 20 MW con la serie de precios tomados del Plan de Expansión de referencia, mientras que para la serie de energías medias mensuales de la operación integrada con igual capacidad instalada eólica es de -0,5.

9 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La Guajira Colombiana presenta un ciclo diurno claramente definido con los máximos entre las 15:00 y 16:00 horas, y los mínimos en horas de la madrugada (03:00 – 05:00), justo antes de que el sol empiece a salir. Lo anterior se debe a la variación de la temperatura horaria debido a la insolación asociada al clima tropical de esta región.

El ciclo anual de la velocidad del viento está relacionado entre otros, con los períodos de precipitación y sequía directamente influenciadas por la Zona de Convergencia Intertropical - ZCIT, la cual actúa sobre todo el territorio nacional. Adicional a esto, dada la posición de la zona de estudio (norte de Colombia) la ZCIT solo pasará una vez al año, lo cual se refleja en un ciclo anual unimodal en la velocidad del viento y la precipitación promedios mensuales en la zona. De igual manera, existe una relación entre el aumento de la velocidad del viento, producto del aumento de la temperatura y, aunque la variabilidad sea mayor en la velocidad, las dos variables presentan máximos justo antes de empezar el período lluvioso, este comportamiento se aprecia en los meses de junio, julio y agosto.

La importancia de la Oscilación del Atlántico Norte impacta tanto en el análisis de correlación mensual, como en el trimestral para la velocidad del viento y para la temperatura, se observa la influencia del índice en el trimestre MAM con el mismo trimestre de la variable y antecedéndola un trimestre, es decir MAM-JJA. Se deberán efectuar con información de más estaciones, adicional a la estación Puerto Bolívar con un amplio período de registros para verificar si el comportamiento influye fuertemente en la Zona.

Los datos virtuales del Reanálisis (NCEP/NCAR) se ajustan en buena medida a la información real recopilada en superficie. A futuro se podrían hacer correlaciones de los datos del Reanálisis con los índices del ENSO y la NAO y análisis espectral de la variable, previendo resultados importantes para la extrapolación de series que permitan la evaluación en interanual de Parques Eólicos.

En relación a la dirección de los vientos en la Guajira, se encontró un altísimo porcentaje de la dirección de la velocidad del viento dentro del Cuadrante NE – E, correspondiente a los 45 – 90° de Azimut, esto indica la predominancia de la componente zonal del viento, claramente explicada por la presencia de los vientos Alisios del este. El análisis no reveló cambios significativos intranuales en la dirección del viento, sin embargo, se encontró que a medida que el análisis se desplaza hacia la zona sur de la Guajira la componente meridional toma mayor importancia. La importancia de tener una dirección predominante radica en la eficiencia energética de los parques eólicos a instalar en la zona, dado a que los cambios de dirección disminuyen la generación y aumentan las pérdidas por estelas. El comportamiento de la velocidad vertical del viento se ajusta al comportamiento exponencial descrito por la teoría del Hellmann. Los coeficientes calculados entre 0,19 y 0,2 utilizaron para escalar las series de viento a la altura 60 metros, necesaria para calcular las energías requeridas.

Las series de caudales medios mensuales de los Proyectos y Centrales Hidroeléctricas analizadas son impactados por los Eventos ENSO, El Niño y La Niña. Esto se identificó con la ayuda de coeficiente de correlación con la serie del Índice ONI y con análisis espectral.

Con la ayuda del análisis espectral se visualizaron picos para aproximadamente 4 años, lo que podría indicar impacto en la zona del Fenómeno de El Niño y por lo tanto aumento de velocidades. Tanto la estación Puerto Bolívar como la estación virtual del Reanálisis presentaron dichos aumentos en la época de mejores vientos dentro del ciclo anual de la zona JJA y corroborados por las correlaciones trimestrales.

Las mayores correlaciones trimestrales se observan cuando la velocidad es mayor, en el trimestre JJA y para similar trimestre del índice ONI (valores de coeficientes entre 0,43 y 0,50), a pesar que en este período los embalses del SIN aún cuentan con agua disponible para generación y que la correlación más relevante para el análisis de complementariedad obedecería al trimestre DEF, en el trimestre JJA se presentan valores altos en el precio de la energía. El anterior comportamiento se verificó en las estaciones de Puerto Bolívar y Reanálisis.

Adicional al punto anterior, se verificó a partir de la información de vientos de las estaciones de Puerto Bolívar, Reanálisis y Ernesto Cortizos, que la velocidad del viento aumenta durante El Niño entre los meses de agosto a noviembre (aumento hasta en 12%) y disminuye durante los meses de enero a mayo; resultados contrarios a los encontrados cuando se presenta La Niña, donde la velocidad del viento aumenta entre enero y junio en un 4% con relación a los valores promedios. Este aspecto impacta sobre la complementariedad de los recursos ante la ocurrencia de El Niño, dado a que en el primer trimestre del año calendario, cuando aún esté presente el Evento y los embalses tengan menor agua disponible para generación, la velocidad del viento es menor.

La importancia de conocer la variación del ciclo diurno de la velocidad del viento durante las dos fases del ENSO, radica en los cambios de disponibilidad energética de un parque eólico en el sitio, si bien es claro, en condiciones normales los máximos se presentarán a mitad de la tarde aproximadamente a las 15:00 horas, durante La Niña, las mayores velocidades se presentarán en horas de la noche cuando aumenta la demanda horaria de energía eléctrica en el país. Lo anterior podría estudiarse dentro de un contexto de análisis de complementariedad intradiaria de los recursos en cuestión y desde el punto de vista de generación el comportamiento de la demanda diaria del SIN y la respectiva oferta presentada por la generación diaria integrada.

Las correlaciones inversas entre las series de viento de la estación de puerto Bolívar, elegida por su amplio período de registro y las series de caudales de distintas regiones del país, disminuyen a medida que el sitio de interés se encuentra ubicado más hacia el sur, lo cual indica una asociación directa con la ZCIT. La mayor complementariedad entre los recursos se presenta para los ríos de la zona nororiente del país, sin embargo, en el centro del país algunas centrales hidroeléctricas existentes o futuros proyectos, podrían complementarse de manera adecuada con parques eólicos en La Guajira.

El cálculo de la producción energética a partir de la serie de vientos a nivel horario y extendido con información mensual de estaciones como Puerto Bolívar y el nodo del Reanálisis NCEP / NCAR provee información que se ajusta al Parque Eólico Jepírachi (utilizando el mismo aerogenerador Nordex N60/1.300), existente en la zona considerándose en primera medida una aproximación aceptable, a pesar que no considera muchos elementos que utilizados por los Software para modelación de Parques Eólicos como el WindPro y el WASP. Cabe anotar que la información disponible en la base de datos de Neón de XM, con relación a la producción energética de Jepírachi, no incluye el número de máquinas asociadas a dicha producción; y que los aerogeneradores modernos son de mayores capacidades instaladas y más eficientes.

El análisis de las series históricas de producción de energía de las centrales hidroeléctricas de ISAGEN, no presenta una correlación directa con la producción energética de Parques Eólicos genéricos de igual capacidad instalada, incluso en el caso de la Central Miel I, la ubicada más al sur de las Centrales analizadas, registra prácticamente un comportamiento similar. Lo anterior podría obedecer a que el mercado opera bajo una constante asociado con las centrales térmicas, las cuales operan cuando se les necesite, independientemente de la época del año; y el comportamiento de la hidrología, es decir un mercado que no incluye en grandes cantidades otro recurso complementario.

El análisis de complementariedad entre la series de vientos de Puerto Bolívar y las series de caudales afluentes a las centrales y proyectos hidroeléctricos de ISAGEN, a nivel mensual, reportó que: para la serie del río Amoyá se presenta un comportamiento diferente a las demás series de caudales, presentando valores de caudales altos cuando se presenta el verano en las demás series de caudales y específicamente en los meses de Junio y Julio. Esto también se ve reflejado en el coeficiente de correlación igual a cero (0) de dicha serie con la serie de vientos de la estación de Puerto Bolívar.

La serie del Reanálisis presenta mayores correlaciones con los caudales, a excepción de la serie de Miel I. No existen datos disponibles para calificar este comportamiento; sin embargo, la serie del Reanálisis disminuye su correlación con los caudales mensuales de norte a sur, en relación con los sitios de interés; es decir, Sogamoso que es el sitio más al norte tiene la mayor correlación -0,55 y Amoyá -0,12, la que se encuentra ubicada más al sur de los sitios de interés. Lo anterior verifica el comportamiento encontrado en el análisis de complementariedad regional.

Los factores de planta (o capacidad) históricos de las centrales hidroeléctricas de ISAGEN consideran la capacidad máxima de la planta sin incluir disponibilidad y criterios de operación comercial. Para el caso de la central Miel I 0,4, Jaguas 0,47 y San Carlos 0,52; estos índices se calcularon con la información disponible en el portal del administrador del Mercado de Energía; XM. Lo anterior indica que los factores de planta de operación son menores a los proyectados en las simulaciones energéticas, lo que se debe tener en cuenta a la hora de realizar las cuantificaciones energéticas y financieras cuando se realizan estudios de factibilidad de tanto de Proyectos Hidroeléctricos como Parques Eólicos. Caso similar se refleja en las producciones de Jepírachi y el Parque Eólico localizado en Puerto Bolívar.

El análisis aislado de Parques Eólicos genéricos que producen la misma energía media de los proyectos hidroeléctricos Sogamoso y Amoyá refleja complementariedad en los momentos donde los períodos de verano afectan la hidrología afluyente, incluso para el caso de Sogamoso que tiene embalse regulador. Sin embargo para alcanzar igual energía media se requieren Parques con un 26% más capacidad instalada. Para el caso de un parque que iguale la producción energética media anual de Sogamoso se requiere un área de 26 km², si se considera la separación que debe existir entre filas de aerogeneradores para evitar la pérdida de eficiencia por el fenómeno de estelas.

Mientras la producción energética de Sogamoso en los años El Niño y La Niña con relación a los años normales se mantiene, la producción energética del parque disminuye si se compara la generación durante El Niño y La Niña. Lo anterior obedece a que el Proyecto Sogamoso tiene la capacidad de regular su recurso afluyente, diferente al Parque genérico de 1.032 MW que opera como si fuera una planta a filo de agua, dado a que no tiene como almacenar o regular el viento. La disminución de la generación por parte del Proyecto será del 5%, porcentaje igual al aumento en producción energética del Parque 1.032 MW y durante La Niña el Proyecto aumentará su producción del orden del 11,2%, y el Parque 1.032 MW disminuirá su producción en un 1,1%. Lo anterior indica que el Parque Eólico de 1.032 MW ayudaría a la producción energética del proyecto Sogamoso en los meses críticos de la ocurrencia de El Niño.

La simulación integrada de parques eólicos genéricos de diferentes tamaños: 20 MW, 50 MW, 100 MW, 200 MW y 400 MW con un proyecto con embalse regulador como el caso de Sogamoso permitiría obtener una mayor energía firme dado a que la generación eólica entra en la base y baja la meta exigida al proyecto aumentando dicha energía, sin embargo disminuye su energía secundaria y aún más para Parques Eólicos de mayor tamaño. Lo anterior reflejado en beneficios financieros ayuda a los Parques Eólicos dado que los ingresos adicionales por energía firme, normalmente valoradas a un mayor precio, incrementan los ingresos al Parque facilitando su viabilidad.

A pesar de que las evaluaciones financieras no consideran los detalles de depreciación, período de construcción, costos de estudios, costos detallados de operación dentro del SIN y demás, a grandes rasgos se observa que la complementariedad aporta beneficios que bajo una simulación con tamaños representativos de Parques Eólicos aumenta la viabilidad facilitando la futura inclusión de dichos Parques dentro del Mercado. Lo anterior sugiere que la regulación y normatividad existente deberá evolucionar hacia la participación de las fuentes renovables no convencionales dentro de la canasta energética.

Se encontró que para los parques de 100 MW, 200 MW y 400 MW se presentan VPN mayores que cero y TIR por encima de la tasa de descuento. Para las consideraciones financieras supuestas, para tamaños menores la energía firme adicional no alcanza a cubrir los costos asociados, aunque la energía secundaria no varíe significativamente. Adicionalmente para parques mayores a 400 MW se prevé que aunque haya un aumento de energía firme la energía secundaria perdida disminuirá los beneficios obtenidos en la operación integrada.

Existen desventajas de la operación conjunta en cuanto a la variación itraanual de los precios del mercado, los cuales se asocian completamente al comportamiento del ciclo hidrológico nacional, dado el alto componente de 66% de capacidad hidráulica del SIN. Al operar conjuntamente la energía mensual del sistema integrado se comporta al sistema hídrico convencional, caso contrario cuando se operan los Parques Eólicos por separado, los cuales entregan su mayor energía mensual cuándo el precio está más alto, durante las épocas de sequía en ciclo hidrológico nacional. Los cálculos indican una correlación de 0,3 entre las energías medias mensuales de un parque eólico de 20 MW con la serie de precios tomados del Plan de Expansión de referencia, mientras que para la serie de energías medias mensuales de la operación integrada con igual capacidad instalada eólica es de -0,5.

Para trabajos futuros es recomendable incluir dentro de los análisis la operación dentro del Mercado de Energía, variando las capacidades instaladas como se presentó en este informe. Se considera de interés que se tengan en cuenta todos los supuestos para que la simulación de parques eólicos arroje resultados más precisos y acordes con la operación y mantenimiento ejemplificado con el Parque Eólico Jepirachi.

Aún cuándo en el documento se verificó que las generaciones de los parques eólicos se verían beneficiados con el aumento de precios en épocas de sequía y que en operación integrada, a pesar que se gana la energía firme se pierde la oportunidad de tener mayor energía cuando los precios están más altos. Por lo anterior la evaluación financiera deberá realizarse a nivel mensual para analizar este comportamiento.

Se deberá profundizar en el comportamiento de la operación integrada en épocas con influencia del Evento ENSO e incluir dentro de los parámetros de la RNO criterios que permitan incluir condiciones más ajustadas al mercado energético colombiano.

A manera de ejercicio se deberán hacer análisis a nivel horario dentro del SIN considerando los picos de la energía eólica y diferentes capacidades instaladas que impacten a la matriz para verificar comportamiento asociados que permitan establecer o recomendar estructuras de despacho, tanto de Centrales Hidroeléctricas como Parques Eólicos.

10 BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN

Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM. Ministerio de Minas y Energía. Bogotá, 2006.

Autogeneración en Colombia. 4. Encuentro de uso Racional de Energía UPME – ANDI. Bogotá, Diciembre 2008.

Informe Anual de Viento 2009 - AWEA. <http://www.awea.org/publications/reports/AWEA-Annual-Wind-Report-2009.pdf>. Consultada el 2 de Octubre de 2010.

BELANGER, Camille; GAGNON, Luc. Adding wind energy to hydropower. Energy. Les Consultants LBCD inc. Rene-Levesque W. Energy Policy 30. Canadá 2002.

BERRY, Trent; JACCARD, Mark. The renewable portfolio standard: design considerations and an implementation survey. Energy Policy 29 (2001) 263-277. Julio del 2000.

BLANCO, María Isabel. The economics of wind energy. Department of Economics, University of Alcalá. Madrid, Spain. 2008.

CHAPRA Steven, RAYMOND P. Canale. Métodos Numéricos Para Ingenieros. México: McGraw-Hill, 2003.

CREG – Comisión de Regulación de Energía y Gas. Proyecto de resolución 092 de julio de 2011 - Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme para Plantas Eólicas. Ministerio de Minas y Energía. Bogotá, 2011.

DENAULT, Michel; DUPUIS, Debbie and COUTURE, Sébastien. Complementarity of hydro and wind power: Improving the risk profile of energy inflows. HEC Montreal (Management Sciences) and GERAD, Risk Management, National Bank of Canada. Energy Policy. Canada, 2009.

MEJÍA, F., MESA, O., POVEDA, G., VÉLEZ, J., HOYOS, C., MANTILLA R., BARCO, J., CUARTAS, A., MONTOYA M., y BOTERO, B. Distribución Espacial y Ciclos Anual y Semianual de la Precipitación en Colombia. DYNA, No. 127, 7-24, Agosto, 1999.

Foro Contexto y Normalización de la energía eólica y solar en Colombia, UPME – ICONTEC. Bogotá, Noviembre 2008.

FRANCO, Juan Felipe; DYNER, Isaac. Evaluación de un Portafolio de Generación de Electricidad, utilizando Dinámica de Sistemas. Energética 32. Diciembre 2004.

INTERNATIONAL STANDARD IEC 61400-1, Third edition, Wind turbines – Part 1: Design requirements, 2005.

ISAAC, Idi Amin. Energía Eólica en Colombia: Implicaciones para la Transmisión y la Operación. Foro de Energía Eólica. Medellín. Julio 2009.

ISAAC, Idi Amin; BIECHL, Helmuth, GONZALEZ Jorge W. La Energía Eólica en Alemania: Experiencias a tener en cuenta para el caso Colombiano. Revista Investigaciones Aplicadas. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín 2008.

ISAGEN. Fuentes no Convencionales de Generación de Electricidad. ISAGEN S.A. E.S.P. 2005.

JOSELIN, Herbert G.M., INIYAN S., A review of wind energy technologies. Agosto de 2005.

LIU, Timothy; TANG, Wenqing and XIE, Xiaosu. Wind Power Distribution Over the Ocean. Geophysical Research Letters. Vol. 3. Julio de 2008.

Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial - MAVDT; Departamento Nacional de Planeación. Lineamientos de Política de Cambio Climático – Resumen Ejecutivo. Junio 2002.

MONTGOMERY Douglas, RUNGER George. Probabilidad y Estadística Aplicadas a la Ingeniería. México: McGraw-Hill, 1997.

ODILON, A. C: do Amarante; SCHULTZ, Darío J.; BITTENCOURT, Rogéiro M. y ROCHA, Nelson A. Wind/Hydro complementary seasonal regimes in Brazil. 2001 DEWI Magazine 19.

POVEDA Germán, Gil Marta María y Quiceno Natalia. El Ciclo Anual de la Hidrología de Colombia en Relación con el ENSO y la NAO. Boletín del Instituto Francés de Estudios Andinos. 1998.

POVEDA, Germán. La Hidroclimatología de Colombia: Una síntesis desde la Escala Interdecadal hasta la Escala Diurna. Revista de la Academia Colombiana de Ciencias, Vol. 28 (107), 201-222. , 2004.

PRYOR, S.C.; BARTHELMIE, R.J. Climate change impacts on wind energy: A review. Atmospheric Science Program, College of Arts and Sciences, Bloomington 2009.

UPME. Las Energías Alternativas y la Cogeneración y Autogeneración en Colombia. 4. Encuentro de Uso Racional de Energía UPME – ANDI. Bogotá, Diciembre 2008.

VERGARA, Walter, DEEB, Alejandro, TOBA, Natsuko, CRAMTON, Peter, LEINO, Irene. Wind Energy in Colombia – A Framework for Market Entry. Banco Mundial, 2010.

XM. Informe Especial Resolución CREG 135/97 - Noviembre 2009. Disponible en <http://www.xm.com.co/Pages/HistoricodeInformesEspeciales.aspx>. Consultada el 25 de febrero de 2010.

UPME – Plan de Expansión de Referencia 2009-2023. www.upme.gov.co

Cambio Climático 2007 – Informe de Síntesis. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, 2008.

ENSO Cycle: Recent Evolution, Current Status and Predictions. Update prepared by Climate Prediction Center / NCEP. www.cpc.ncep.noaa.gov/products/expert_assessment/. Consultada permanentemente.

REN21., Renewables 2011 - Global Status Report. REN21, Secretariat Paris, 2011. Informe descargado en línea, sitio WEB: www.ren21.net. Consultado el 24 de julio de 2011.

RESOLUCIÓN No. 180947 DE 2010 del Ministerio de Minas y Energía. Diario Oficial No. 47.734 de 8 de junio de 2010.

Revista Empresas Públicas de Medellín. Volumen 15. Enero – Junio de 2004.

Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation – Wind Energy, Final Release. IPCC, 2007.

Sitio WEB HydroQuebec consultado el 20 de julio de 2011:
<http://www.hydroquebec.com/sustainable-development/documentation/ges.html>.

Sitio WEB EMD International A/S. <http://www.emd.dk/WindPRO/Frontpage>, consultado el 28 de julio de 2011.

The Wind Atlas Analysis and Application Program, desarrollado por National Laboratory for Sustainable Energy de Dinamarca, http://www.risoe.dtu.dk/da/WAsP.aspx?sc_lang=en consultada en julio de 2011.

TREMBLAY, A., SCHETAGNE, R. 2006. The Relationship Between Water Quality and Greenhouse Gas Emissions in Reservoirs. International Journal on Hydropower & Dams, 13(1):103-107.

TREMBLAY, A., L. VARFALVY, C. ROEHM and M. GARNEAU. 2004. The issue of greenhouse gases from hydroelectric reservoirs: from boreal to tropical regions. In: Proceedings of the United Nations Symposium on Hydropower and Sustainable Development. Beijing, China, October, 2004.