

PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Revisión Noviembre de 2013

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero Energética, UPME
Subdirección de Demanda

Revisión
Noviembre 2013

INTRODUCCIÓN

Este documento presenta la revisión cuatrimestral encargada a Unidad de Planeación Minero Energética-UPME, de la proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima nacional, asociada al SIN.

Se deben destacar los siguientes elementos en esta revisión:

- 1 Se revaloraron los criterios estadísticos de análisis de corto y largo plazo, para establecer escenarios de demanda de energía eléctrica.
- 2 Se revisaron las series históricas a partir de la información actualizada en las bases de datos disponibles en XM y en la UPME.
- 3 Se utiliza un modelo de mejor ajuste estadístico para los análisis de corto y largo plazo y se hacen distribuciones mensuales a partir de las proyecciones resultantes.
- 4 Las demandas asociadas a Grandes Consumidores Especiales que se integran en la proyección de largo plazo, son aquellas que representan un cambio estructural para la demanda nacional al SIN. Las demás demandas están incorporadas en los registros de ventas reportados por los comercializadores y publicadas en las bases de datos de XM.
- 5 Estas proyecciones sientan las bases para una revisión sistemática de los cambios estructurales que parece estar presentando la demanda eléctrica en Colombia, especialmente por la adaptación de las curvas de demanda y de la autogeneración en diversas facilidades industriales.

Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestra en la siguiente Tabla.

PROYECCIÓN TOTAL NACIONAL - GWH			
Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2013	61.050,33	61.797,85	60.302,82
2014	63.481,92	65.000,43	61.963,41
2015	65.526,30	67.069,87	63.982,72
2016	68.133,68	69.704,03	66.563,33
2017	70.172,70	71.773,11	68.572,30
2018	73.034,56	74.667,90	71.401,23
2019	75.944,50	77.613,27	74.275,74
2020	78.001,96	79.708,30	76.295,62
2021	79.785,72	81.531,51	78.039,92
2022	81.510,33	83.297,26	79.723,40
2023	82.824,85	84.654,45	80.995,24
2024	84.650,04	86.523,76	82.776,31
2025	86.529,33	88.448,55	84.610,12
2026	88.341,99	90.308,03	86.375,95
2027	90.265,07	92.279,25	88.250,90

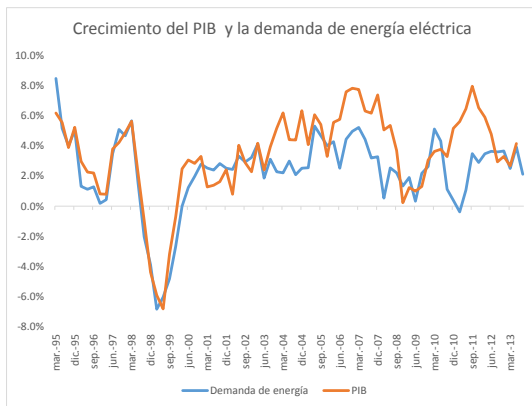
Los resultados de a la proyección de potencia máxima total se muestran en la siguiente Tabla.

PROYECCIÓN TOTAL NACIONAL - MW			
Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2013	9.956,02	10.077,93	9.834,12
2014	10.352,56	10.600,20	10.104,93
2015	10.632,37	10.884,10	10.380,65
2016	11.052,90	11.308,29	10.797,51
2017	11.310,28	11.571,27	11.049,29
2018	11.826,78	12.093,14	11.560,41
2019	12.074,21	12.346,35	11.802,07
2020	12.291,36	12.568,86	12.013,85
2021	12.704,04	12.988,74	12.419,33
2022	12.947,69	13.239,10	12.656,28
2023	13.217,00	13.515,37	12.918,63
2024	13.470,27	13.775,00	13.165,54
2025	13.802,21	14.115,19	13.489,23
2026	14.110,00	14.430,62	13.789,38
2027	14.429,14	14.757,61	14.100,67

PROYECCIONES PARA LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA Revisión Noviembre 2013

1 Demanda de energía eléctrica y actividad económica

La demanda por energía eléctrica presenta una estrecha relación con la actividad económica; el coeficiente de correlación entre las variaciones anuales de la demanda por energía eléctrica y el PIB llega a ser de 0,8. Por lo anterior, la demanda de energía eléctrica es uno de los mejores indicadores líderes de la actividad económica y a su vez, el comportamiento de la demanda estará estrechamente condicionado por el dinamismo de la actividad económica.

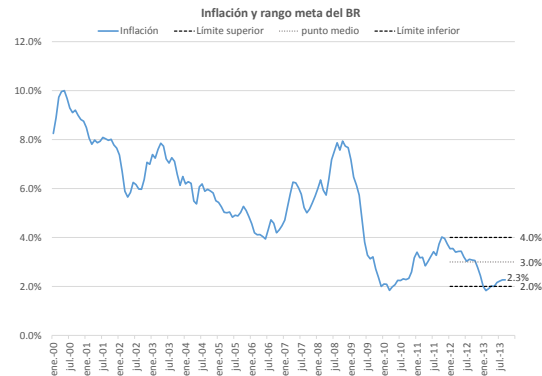


Fuente: UPME, con base en datos de XM y DANE

En lo corrido de 2013, a septiembre, la demanda de energía eléctrica creció a una tasa anual de 2,84%, desacelerando su dinamismo respecto a igual periodo de 2012, en el cual creció a una tasa de 3,58%, éste comportamiento guarda relación con el comportamiento observado del PIB, que a primer semestre creció a una tasa anual de 3,42%, menor a la tasa observada en el mismo periodo de 2012 (5,34%) y al crecimiento promedio de la economía en el periodo 2001-2013, que cubre la nueva metodología de medición del PIB del DANE, la cual es de 4,28%.

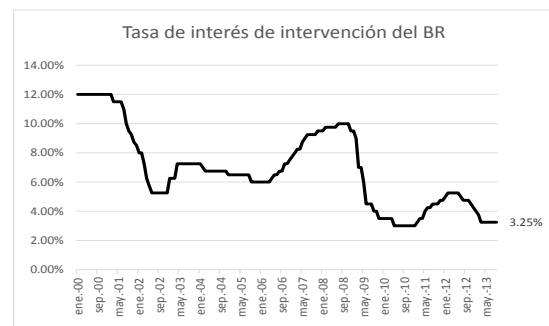
1.1 Inflación y política monetaria

La desaceleración de la economía ha contribuido a mantener los precios estables en 2013. La inflación se ha mantenido por debajo del punto medio del rango meta, e incluso, durante los meses de febrero y marzo alcanzó a situarse por debajo del límite inferior del rango meta de inflación (4% - 2%) del Banco de la República (en adelante BR).



Fuente: UPME, con base en datos de DANE y Banco de la República

Los bajos niveles de inflación permitieron que, durante el año, el BR adoptara una posición de política monetaria más expansiva, con el fin de matizar el periodo de desaceleración de la actividad, estimulando el pronto regreso a sus niveles de crecimiento potencial. El BR redujo 100 puntos básicos (p.b.) su tasa de intervención, la cual pasó de 4,25% en enero a 3,25% en marzo, nivel en el que se han mantenido hasta ahora.



Fuente: UPME con base en datos del Banco de la República

Se espera que los efectos de la política monetaria sobre el crecimiento se transmitan plenamente en 2014, estimulando el retorno del crecimiento a su nivel potencial, cerrando la brecha del producto y por ende, estimulando el crecimiento de la demanda de energía eléctrica.

1.2 Características del crecimiento económico por demanda en lo corrido de 2013 (primer semestre)

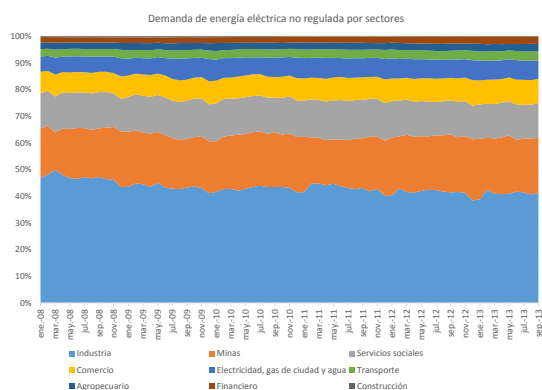
La desaceleración del consumo privado, que pasó de crecer 4,8% en el primer semestre de 2012 (1S12) a crecer 4,0% en el mismo periodo de 2013 (1S13), explica en gran parte la desaceleración del PIB total, ya que su aporte a éste último es de alrededor de 65%. La desaceleración del consumo de los hogares, a su vez, se explica principalmente por un menor dinamismo en el consumo de bienes semidurables y servicios. La inversión también se desaceleró pasando de crecer 11.9% en 1S12 a 3.0% en 1S2013, el menor crecimiento en este periodo se explica principalmente por un menor crecimiento de la inversión en maquinaria (2,3%) y la caída en la inversión en equipo de transporte (-11,5%), estos efectos fueron parcialmente compensados por un mayor dinamismo de la inversión en obras civiles (10.2%). El consumo del gobierno se mantuvo prácticamente estable creciendo 4,6% contra 4,5% en igual periodo de 2012. Así, la demanda interna de la economía (consumo privado, público e inversión) se desaceleró al pasar de crecer 6,5% en 1S2012 a crecer 3,8% en 1S2013. Por último, el sector externo terminó profundizando su déficit, lo que hizo que el crecimiento total de la economía se situara por debajo del crecimiento de la demanda interna.

1.3 Características del crecimiento económico por oferta en el primer semestre de 2013.

Por el lado de la oferta, el crecimiento se caracterizó por la fuerte desaceleración de los sectores transables (agro, minas e industria) que disminuyeron su crecimiento pasando de 4,0% en el 1S2012 a 1,7% en 1S2013. Los sectores no transables (electricidad, construcción, comercio,

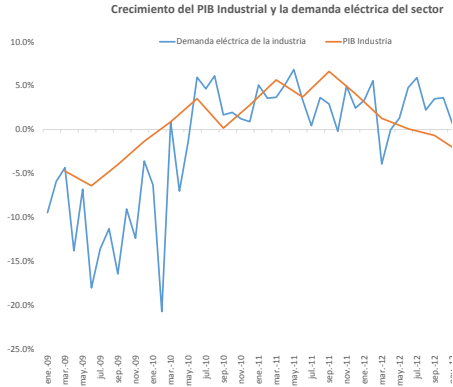
transporte, financiero y servicios sociales) también se desaceleraron, pasando de crecer 5,6% en el 1S2012 a crecer 4,3% en el 1S2013, sin embargo, dicha desaceleración no fue tan pronunciada como la de los sectores transables.

Dentro de los fenómenos que se están presentando en el desempeño de los sectores de oferta y que afectan directamente la demanda de energía, se destacan la marcada desaceleración de los sectores industrial y minero, que son en su orden, los principales consumidores de energía eléctrica no regulada.



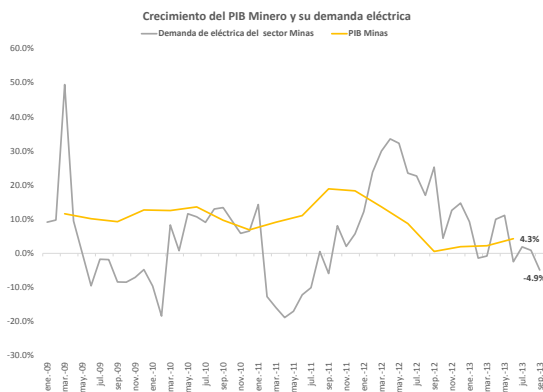
Fuente: UPME con base en datos XM

El sector industrial ha presentado una desaceleración constante desde el tercer trimestre de 2011, periodo en el que alcanzó un crecimiento de 6,6%. En el segundo trimestre de 2013 el crecimiento del PIB industrial retornó a terrenos positivos creciendo a una modesta tasa anual de 1,2% y se espera que dicha tendencia continúe, la demanda de energía eléctrica (al STN) del sector parece no estar reaccionando en la misma forma, situación que podría ser explicada, en parte, por un mayor uso de la autogeneración por parte de agentes del sector.



Fuente: UPME con base en datos de XM y DANE

El sector minero, el segundo sector productivo con mayor consumo de energía también ha desacelerado su ritmo de crecimiento desde septiembre de 2011, trimestre en el que logró crecer a una tasa de 18,9%. Aunque el sector también ha registrado una débil recuperación de su crecimiento, esta no alcanza los máximos registrados en años anteriores y se ubicó en tan solo 4,3%. La demanda por energía eléctrica del sector no solo se ha desacelerado, adicionalmente parece estar contrayéndose, situación que obedece tanto al menor nivel de actividad, en parte, así como a un mayor uso de su capacidad de autogeneración de energía eléctrica.

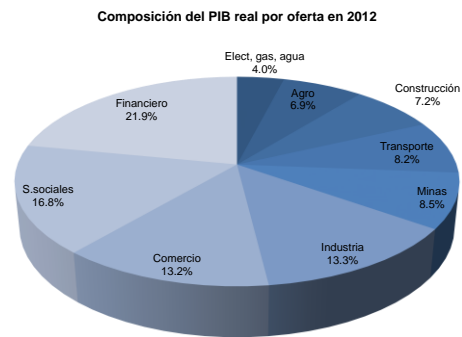


Fuente: UPME con base en datos de XM y DANE

Dentro del crecimiento reciente del PIB por el lado de la oferta ha estado jalonado, principalmente, por los sectores de construcción

(9,7% a 1S13) y servicios sociales (4,5% a 1S13), gracias al impulso que se está dando a la inversión en infraestructura, que ha estimulado el crecimiento del subsector de obras civiles, el cual está creciendo a una tasa de 10,2% anual (1S13). Por último, el sector de establecimientos financieros creció ligeramente por encima del PIB total al registrar un incremento anual de 3,5% en su producto, sin embargo, debido a su alta participación dentro del PIB total, también puede considerarse como un sector dinamizador de la actividad económica.

En términos generales, la actividad económica reciente está siendo soportada por sectores cuya demanda por energía eléctrica no es muy amplia; se podría decir que es marginal, como en el caso de la construcción y el sector financiero, por lo que en el corto plazo no se esperaría un repunte importante en la demanda.



Fuente: UPME con base en datos DANE.

1.4 Expectativas macroeconómicas y crecimiento de la demanda

Se esperaría que, como se mencionó anteriormente, la transmisión del estímulo monetario a la actividad económica se dé plenamente entre los últimos meses de 2013 y el primer semestre de 2014, lo cual se vería reflejado en un repunte del consumo de los hogares y de sectores productivos como las empresas del sector industrial, acelerando la demanda de energía eléctrica.

PROYECCIONES PARA LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA

Revisión Noviembre 2013

2 Proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia

En este documento se presenta la proyección de demanda de energía eléctrica para el período 2013-2027. Se actualizan las proyecciones que periódicamente ha publicado la Unidad y se revisan los criterios con los cuales se han preparado diversos escenarios. El documento presenta las proyecciones de demanda de energía y potencia eléctrica de corto plazo (hasta marzo de 2014) y largo plazo, junto con la metodología usada para obtenerlas.

La proyección de largo plazo se presenta en dos componentes: la correspondiente a la vinculada al comportamiento histórico de la demanda eléctrica de la economía nacional que es suministrada por el SIN y la correspondiente a la esperada por Grandes Consumidores Especiales, que se adicionará como demandas programadas según los cronogramas de entrada en operación de campos de producción de petróleo, en los casos de Ecopetrol y Pacific Rubiales, o como conexión de grandes cargas hoy autogeneradas y que se conectarán al STN, como lo será en el caso de Drummond. Además se integra la demanda esperada por las ventas internacionales a Panamá.

Con este propósito se reajustaron y reformularon las metodologías de proyección utilizadas por la Unidad, de tal manera que se garantice un mejor ajuste entre las condiciones históricas y las proyecciones resultantes, así como una menor complejidad de integración entre las características de corto plazo de las principales variables, los cambios que reflejan las variables macroeconómicas y los impactos de cambios estructurales, como la adición de cargas especiales con grandes incertidumbres en sus períodos de activación o desconexión del STN.

Existe la posibilidad de que en años recientes se hubiese activado la autogeneración en facilidades industriales, producto de fenómenos como el crecimiento de los costos de compra de energía de la red y de eventual de los costos operacionales de dicha autogeneración, así como eventuales fallas recurrentes de algunos componentes de los STR. Para poder comprobar o descartar la dicha posibilidad, es necesario recolectar información que permita realizar ejercicios estadísticos que lleven a su aceptación o rechazo.

2.1 Demanda de Energía Eléctrica a largo plazo (Anual)

Se ajustó un nuevo modelo con el cual se logra una mayor coherencia estadística con los datos históricos, con el cual se toman en cuenta las series históricas de Demanda de energía eléctrica mensual desde Enero de 1991 a Septiembre de 2013 publicadas por XM y los datos trimestrales del PIB de los Sectores de Oferta, Población y Temperatura de Colombia desde los años 1991 a 2027, publicados por el DANE y el IDEAM.

Se propone un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir, pero en el que no se distingue entre variables endógenas y exógenas. Así, cada variable es explicada por los retardos de sí misma y por los retardos de las demás variables. Se configura en un sistema de ecuaciones autorregresivas o vectores autorregresivo (VAR).

Se determinan por medio del cálculo de valores aproximados los parámetros de un grupo de modelos posibles, y se selecciona aquel que minimiza los criterios de Akaike y Schwarz y maximiza el estadístico del Logaritmo de Verosimilitud Conjunto.

A partir de estas consideraciones se estimó el modelo con las diferencias logarítmicas estacionarias de cada una de las variables, que se indican a continuación:

DEM	Demanda de Energía Eléctrica
PIBSector1:	Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca.
PIBSector2:	Explotación de minas y canteras.
PIBSector3:	Industrias manufactureras.
PIBSector4:	Suministro de electricidad, gas y agua.
PIBSector5:	Construcción.
PIBSector6:	Comercio, reparación, restaurantes y hoteles.
PIBSector7:	Transporte, almacenamiento y comunicaciones.
PIBSector8:	Establecimientos financieros, seguros, actividades inmobiliarias y servicios a las empresas.
PIBSector9:	Actividades de servicios sociales, comunales y personales.
POB	Población
TEMP	Temperatura Media

Se compararon varias alternativas de modelación para encontrar los mejores ajustes estadísticos entre las diversas proyecciones y el comportamiento observado.

Los datos de PIB y de población son publicados por el DANE, la información de PIB se encuentra disponible a segundo trimestre de 2013 y la de población corresponde a proyecciones hechas por dicha entidad.

El escenario de crecimiento económico UPME fue estimado tomando en cuenta variables que afectan la actividad económica como tasa de interés real, tipo de cambio real y el crecimiento de principales socios comerciales. Los sectores de oferta, incluyen adicionalmente indicadores adelantados de su comportamiento reciente. El modelo usa una metodología de corrección de errores que encuentra un nivel de equilibrio entre las variables en el largo plazo. Se espera que el crecimiento alcance su potencial en los próximos años y tienda a una tasa cercana a 4,7% en el largo plazo.

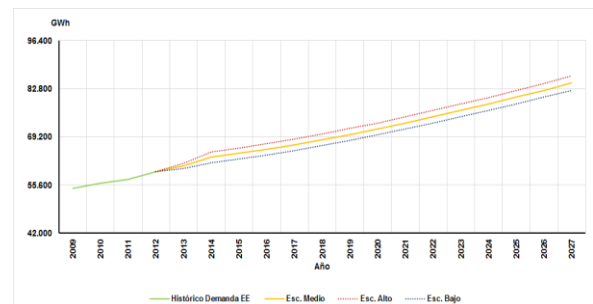
Los resultados se obtienen para periodos anuales y se mensualizan para obtener los valores que servirán para determinar el comportamiento esperado de la demanda y los márgenes que se presentarán en la energía

firme disponible del SIN, para atender dicha demanda.

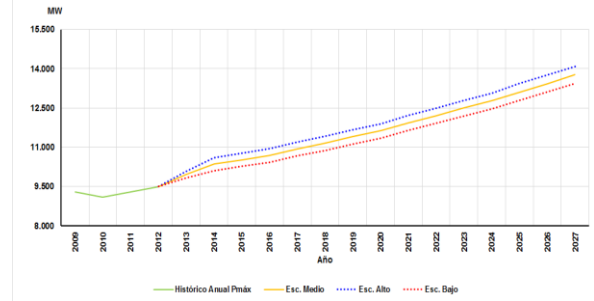
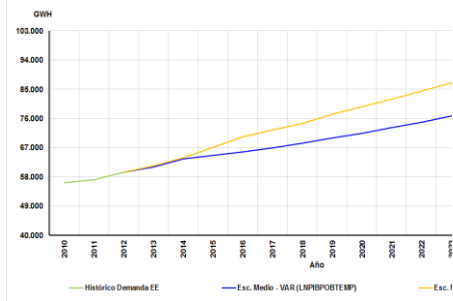
En la Tabla a continuación, se muestran los resultados de la proyección de demanda de energía eléctrica – sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales- con el modelo que mejores ajustes mostró.

PROYECCIÓN GWH			
Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2013	61.050,33	61.797,85	60.302,82
2014	63.481,92	65.000,43	61.963,41
2015	64.535,46	66.079,04	62.991,88
2016	65.698,07	67.268,42	64.127,72
2017	66.985,24	68.585,64	65.384,84
2018	68.385,15	70.018,49	66.751,81
2019	69.884,65	71.553,42	68.215,89
2020	71.470,30	73.176,64	69.763,96
2021	73.131,68	74.877,47	71.385,88
2022	74.861,25	76.648,19	73.074,32
2023	76.653,67	78.483,27	74.824,06
2024	78.505,22	80.378,95	76.631,50
2025	80.413,51	82.332,72	78.494,29
2026	82.377,05	84.343,09	80.411,02
2027	84.395,11	86.409,29	82.380,94

La siguiente gráfica ilustra estos resultados:



A continuación se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por Unidad y esta revisión.



2.2 Demanda de potencia máxima a largo plazo (Anual)

Con los resultados de proyección de la demanda de energía eléctrica, se obtienen las potencias máximas anuales asociadas.

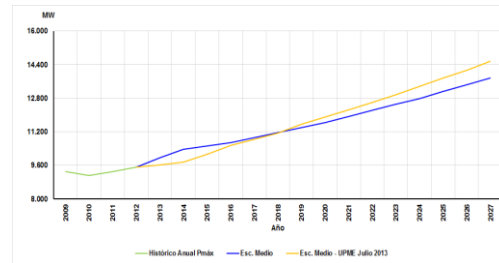
Los resultados se obtienen para períodos anuales y se mensualizarán para obtener los valores que servirán para determinar el comportamiento esperado de la demanda y los márgenes que se presentarán en la energía firme disponible del SIN, para atender dicha demanda.

La Tabla muestra estas proyecciones de demanda máxima, sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales ni ventas a Panamá.

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2013	9.956,02	10.077,93	9.834,12
2014	10.352,56	10.600,20	10.104,93
2015	10.524,37	10.776,10	10.272,65
2016	10.684,70	10.940,09	10.429,31
2017	10.923,88	11.184,87	10.662,89
2018	11.152,18	11.418,54	10.885,81
2019	11.396,71	11.668,85	11.124,57
2020	11.623,46	11.900,96	11.345,95
2021	11.926,24	12.210,94	11.641,53
2022	12.208,29	12.499,70	11.916,88
2023	12.500,60	12.798,97	12.202,23
2024	12.767,57	13.072,30	12.462,84
2025	13.113,75	13.426,73	12.800,77
2026	13.433,96	13.754,58	13.113,34
2027	13.763,06	14.091,53	13.434,60

La gráfica siguiente muestra los resultados de esta proyección para el período 2013-2027

A continuación se muestra el cambio entre las proyecciones publicadas por Unidad y esta revisión.



2.3 Demanda de energía eléctrica a corto plazo (Mensual)

Para mensualizar la serie, se utiliza el método proporcional de Denton. Dicho método interpola series de baja frecuencia (en este caso la serie trimestral que produce el modelo VAR), usando como base para hacer dicha interpolación una serie de mayor frecuencia (mensual), en este caso una serie estimada con un modelo ARIMA que mantiene las características estacionales de la demanda. El método mantiene la proyección trimestral distribuyéndola de forma mensual usando como base para hacer esto la serie mensual. El método utiliza la técnica de mínimos cuadrados restringidos como base para hacer la interpolación¹.

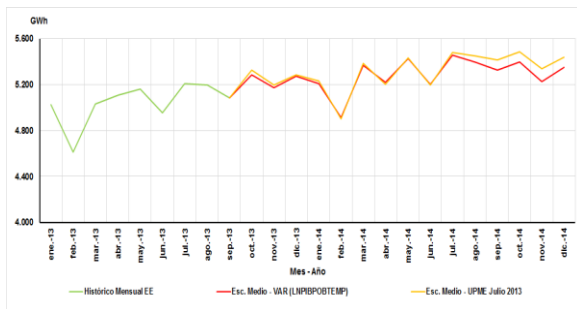
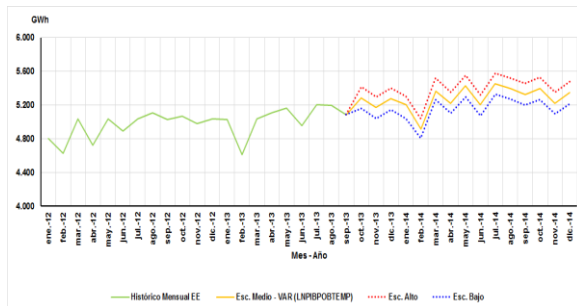
La Tabla siguiente muestra los resultados de esta proyección.

Mes	PROYECCIÓN GWH		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
oct-13	5.285,44	5.413,76	5.157,12

¹ El método puede ser consultado en detalle en Fonzo T. y Marini M. "On extrapolation with the Denton Proportional Benchmarking Method". IMF, junio de 2012

Mes	PROYECCIÓN GWH		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
nov-13	5.171,13	5.299,45	5.042,81
dic-13	5.274,64	5.402,96	5.146,32
ene-14	5.208,10	5.305,21	5.038,67
feb-14	4.914,19	5.042,51	4.805,06
mar-14	5.365,17	5.517,46	5.266,01
abr-14	5.218,07	5.348,68	5.103,73
may-14	5.427,58	5.552,47	5.297,64
jun-14	5.202,57	5.318,94	5.074,98
jul-14	5.454,36	5.580,07	5.324,97
ago-14	5.394,73	5.521,93	5.268,63
sep-14	5.325,68	5.453,29	5.200,62
oct-14	5.396,72	5.527,31	5.266,94
nov-14	5.223,68	5.350,86	5.096,27
dic-14	5.351,07	5.481,68	5.219,88

La gráfica a continuación muestran los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión.



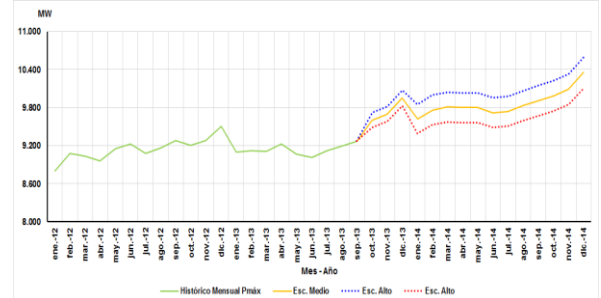
Las proyecciones mensuales entre 2015 y 2027 se presentan en los archivos Excel disponibles en el website de la Unidad.

2.4 Demanda de potencia máxima a corto plazo (Mensual)

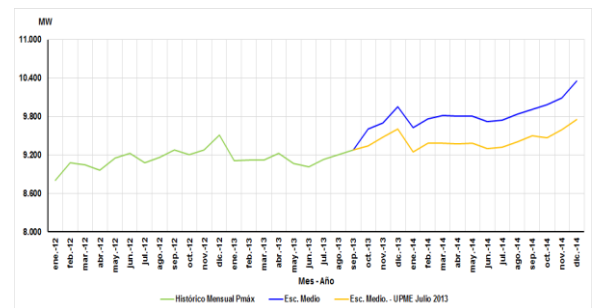
A continuación, en la Tabla se presentan los resultados de la proyección de potencia máxima mensual para el período octubre 2013-diciembre 2014.

Mes	PRONÓSTICO MW		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
oct-13	9.602,94	9.720,52	9.485,36
nov-13	9.702,34	9.821,14	9.583,54
dic-13	9.956,02	10.077,93	9.834,12
ene-14	9.625,23	9.855,47	9.394,99
feb-14	9.763,02	9.996,56	9.529,49
mar-14	9.812,12	10.046,83	9.577,41
abr-14	9.799,49	10.033,90	9.565,08
may-14	9.801,71	10.036,17	9.567,25
jun-14	9.720,25	9.952,77	9.487,74
jul-14	9.741,49	9.974,51	9.508,47
ago-14	9.831,25	10.066,41	9.596,08
sep-14	9.910,67	10.147,74	9.673,60
oct-14	9.985,42	10.224,27	9.746,56
nov-14	10.088,78	10.330,10	9.847,45
dic-14	10.352,56	10.600,20	10.104,93

Estos valores se ilustran en la gráfica siguiente.



La gráfica siguiente, muestra los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión.



3 Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima incluyendo Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá

Partiendo de las solicitudes de conexión al SIN presentadas a la UPME y de acuerdo con la perspectiva de los agentes y la posibilidad de satisfacer la demanda con la infraestructura disponible, se consideran las cargas de Rubiales, Ecopetrol y Drummond como Grandes Consumidores Especiales (GCE). Se consideran las fechas de entrada informadas por cada uno de estos consumidores.

Otros Grandes Consumidores Especiales como son Cerrejón, Cerromatoso, OXY y el campo de La Cira Infantas no se incluyeron en este análisis, pues su Demanda de Energía Eléctrica y de Potencia Máxima forman parte de la demanda histórica nacional, registrada como ventas de los comercializadores.

En los escenarios de demanda eléctrica proyectados a largo plazo en energía, y en potencia máxima, se incluye las exportaciones de demanda de energía y potencia máxima asociada hacia Panamá a partir del año 2018.

3.1 Demanda de energía eléctrica total

Las proyecciones de energía a largo plazo, se estimaron de acuerdo con la carga declarada en las solicitudes de conexión, los atrasos presentados en su entrada, y un factor de carga de acuerdo a lo observado en las cargas especiales existentes que realizan actividades productivas similares.

La Tabla a continuación presenta los resultados de la proyección de demanda de energía eléctrica esperada para Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá.

PROYECCIÓN GCE (GWh)				
Año	Rubiales	Ecopetrol	Drummond	Exportaciones Panamá
2015		482,11	508,72	
2016	462,23	964,22	1009,15	

PROYECCIÓN GCE (GWh)				
Año	Rubiales	Ecopetrol	Drummond	Exportaciones Panamá
2017	1211,33	964,22	1011,92	
2018	1362,65	964,22	1009,15	1313,38
2019	1540,73	1813,54	1009,15	1696,43
2020	1597,43	2081,12	1009,15	1843,96
2021	1433,62	2081,12	1011,92	2127,38
2022	1162,85	2081,12	1011,92	2393,19
2023	865,89	2081,12	1011,92	2212,26
2024	755,46	2081,12	1011,92	2296,32
2025	626,48	2081,12	1011,92	2396,31
2026	509,36	2081,12	1011,92	2362,54
2027	414,38	2081,12	1011,92	2362,54

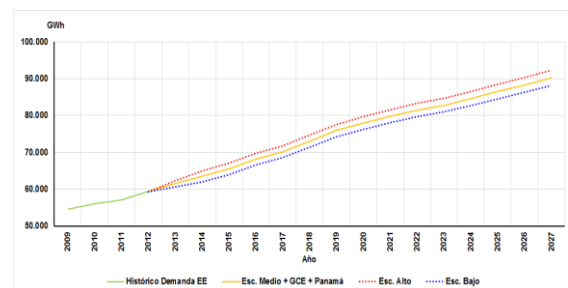
Nota: El tiempo estimado de entrada en operación se revisa en cada proyección

Fuente: Pacífic Rubiales, Ecopetrol, Drummond.

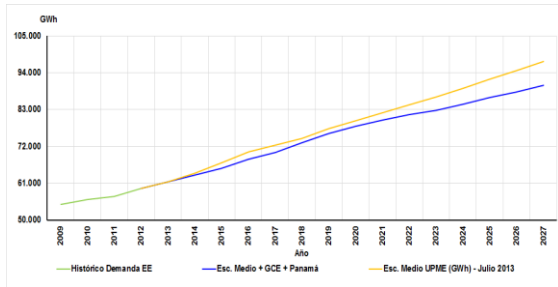
Los resultados de integrar estas demandas a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en la Tabla siguiente

PROYECCIÓN GWH			
Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2013	61.050,33	61.797,85	60.302,82
2014	63.481,92	65.000,43	61.963,41
2015	65.526,30	67.069,87	63.982,72
2016	68.133,68	69.704,03	66.563,33
2017	70.172,70	71.773,11	68.572,30
2018	73.034,56	74.667,90	71.401,23
2019	75.944,50	77.613,27	74.275,74
2020	78.001,96	79.708,30	76.295,62
2021	79.785,72	81.531,51	78.039,92
2022	81.510,33	83.297,26	79.723,40
2023	82.824,85	84.654,45	80.995,24
2024	84.650,04	86.523,76	82.776,31
2025	86.529,33	88.448,55	84.610,12
2026	88.341,99	90.308,03	86.375,95
2027	90.265,07	92.279,25	88.250,90

La siguiente gráfica ilustra esta proyección.



La gráfica a continuación muestra los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión



3.2 Demanda de potencia máxima total

Las proyecciones de potencia máxima a largo plazo, se estimaron de acuerdo a la carga declarada en las solicitudes de conexión, los atrasos presentados en su entrada, y un factor de carga de acuerdo a lo observado en las cargas especiales existentes que realizan actividades comerciales similares.

La siguiente Tabla presenta los resultados de la proyección de la potencia eléctrica total anual (MW)

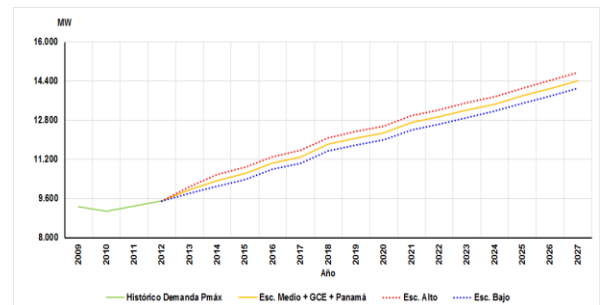
Año	PROYECCIÓN GCE (MW)			
	Rubiales	Otras Ecopetrol	Drummond	Exportaciones Panamá
2015		108,00		
2016	145,00	108,00	115,20	
2017	163,20	108,00	115,20	
2018	181,40	108,00	115,20	270,00
2019	184,30	108,00	115,20	270,00
2020	174,70	108,00	115,20	270,00
2021	152,60	240,00	115,20	270,00
2022	114,20	240,00	115,20	270,00
2023	91,20	240,00	115,20	270,00
2024	77,50	240,00	115,20	270,00
2025	63,26	240,00	115,20	270,00
2026	50,84	240,00	115,20	270,00
2027	40,87	240,00	115,20	270,00

Nota: El tiempo de entrada en operación se revisa en cada proyección.
Fuente: Pacífic Rubiales, Ecopetrol, Drummond

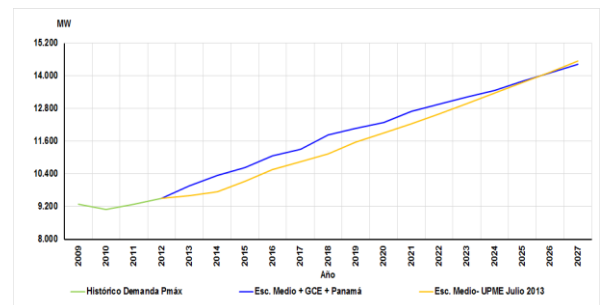
Los valores resultantes de la proyección de la potencia eléctrica máxima nacional, con los valores integrados de las potencias de Grandes

Consumidores Especiales y Panamá, se presentan en la Tabla y gráficas siguientes.

Año	PROYECCIÓN MW		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2013	9.956,02	10.077,93	9.834,12
2014	10.352,56	10.600,20	10.104,93
2015	10.632,37	10.884,10	10.380,65
2016	11.052,90	11.308,29	10.797,51
2017	11.310,28	11.571,27	11.049,29
2018	11.826,78	12.093,14	11.560,41
2019	12.074,21	12.346,35	11.802,07
2020	12.291,36	12.568,86	12.013,85
2021	12.704,04	12.988,74	12.419,33
2022	12.947,69	13.239,10	12.656,28
2023	13.217,00	13.515,37	12.918,63
2024	13.470,27	13.775,00	13.165,54
2025	13.802,21	14.115,19	13.489,23
2026	14.110,00	14.430,62	13.789,38
2027	14.429,14	14.757,61	14.100,67



La gráfica siguiente muestra los cambios entre la proyección más reciente de la Unidad y esta revisión



En general, un modelo VAR se especifica,

ANEXO 1.

EVIEWS 7.0

$$Y_t = A_0 + \sum_{s=1}^K A_s Y_{t-s} + u_t$$

A. MODELOS VECTORIALES AUTOREGRESIVOS (VAR)

Utilizamos un modelo del tipo vector autorregresivo (VAR) cuando queremos caracterizar las interacciones simultáneas entre un grupo de variable. Un VAR es un modelo de ecuaciones simultáneas formado por un sistema de ecuaciones de forma reducida sin restringir. Que sean ecuaciones de forma reducida quiere decir que los valores contemporáneos de las variables del modelo no aparecen como variables explicativas en las distintas ecuaciones. El conjunto de variables explicativas de cada ecuación esta· constituido por un bloque de retardos de cada una de las variables del modelo. Que sean ecuaciones no restringidas significa que aparece en cada una de ellas el mismo grupo de variables explicativas.

Pueden incluirse también como variables explicativas algunas variables de naturaleza determinista, como una posible tendencia temporal, variables ficticias estacionales, o una variable ficticia de tipo impulso o escalón, que sirve para llevar a cabo un análisis de intervención en el sistema. Por último, podría incluirse como explicativa una variable, incluso en valor contemporáneo, que pueda considerarse Exógena respecto a las variables que integran el modelo VAR.

El modelo VAR es muy útil cuando existe evidencia de simultaneidad entre un grupo de variables, y que sus relaciones se transmiten a lo largo de un determinado número de períodos. Al no imponer ninguna restricción sobre la versión estructural del modelo, no se incurre en los errores de especificación que dichas restricciones pudieran causar al ejercicio empírico. De hecho, la principal motivación detrás de los modelos VAR es la dificultad en identificar variables como exógenas, como es preciso hacer para identificar un modelo de ecuaciones simultáneas-

Donde Y_t es un vector columna $nx1$; K es el orden del modelo VAR, o número de retardos de cada variable en cada ecuación, y u_t es un vector $nx1$ de innovaciones, es decir, procesos sin autocorrelación, con $Var(u_t) = \Sigma$, constante.

El elemento (i; j) en la matriz A_s , $1 \leq s \leq K$ mide el efecto directo o parcial de un cambio unitario en Y_j en el instante t sobre Y_i al cabo de s períodos, $Y_{i;t+s}$. La columna j de la matriz A_s mide el efecto de un cambio unitario en Y_j en el instante t sobre el vector Y_{t+s} . El elemento i -ésimo en u_t es el componente de Y_{it} que no puede ser previsto utilizando el pasado de las variables que integran el vector Y_t .

En un modelo VAR todas las variables son tratadas simétricamente, siendo explicadas por el pasado de todas ellas. El modelo tienen tantas ecuaciones como variables, y los valores retardados de todas las ecuaciones aparecen como variables explicativas en todas las ecuaciones. Una vez estimado el modelo, puede procederse a excluir algunas variables explicativas, en función de su significación estadística, pero hay razones para no hacerlo.

Por un lado, si se mantiene el mismo conjunto de variables explicativas en todas las ecuaciones, entonces la estimación por mínimos cuadrados ordinarios ecuación por ecuación es eficiente, por lo que el proceso de estimación del modelo es verdaderamente sencillo. Por otro, la presencia de bloques de retardos como variables explicativas hace que la colinealidad entre variables explicativas sea importante, lo que hace perder precisión en la estimación del modelo y reduce los valores numéricos de los estadísticos tipo t de Student.

B. PRUEBA DE RAIZ UNITARIA PRUEBA DE PHILLIPS - PERRON (PP)

En esta prueba de raíz unitaria fue desarrollada por Phillips y Perron, que al igual que ADF (DICKEY – FULLER AUMENTADO) plantean la hipótesis nula $\Phi = 1$ en la ecuación.

$$\Delta Y_t = \alpha + \phi Y_{t-1} + \delta.t + \varepsilon_t$$

la diferencia radica que la prueba ADF, no existe termino de diferencia retardada, además PP utilizan métodos estadístico no paramétricos para evitar la correlación serial en los términos del error, sin añadir términos de diferencia rezagada en la ecuación (esta es la principal diferencia).

“Según Perron (1989), si se prescindiera de aquellos datos que representan un comportamiento anómalo en la evolución de la serie, a través de la inclusión de variables dummy, aquella presentaría un comportamiento estacionario. Así, Perron (1989) propone una modificación del test de DF (Dickey – Fuller) que permite, bajo la hipótesis nula (H_0) de raíz unitaria, la hipótesis alternativa (H_1) de estacionariedad alrededor de una función de la tendencia determinista que presenta un cambio en su intercepto en 1929 (un crash) y en su pendiente en 1973 (una disminución en su crecimiento).”

Phillips - Perron parte de la estimación por Mínimos Cuadrados Ordinarios y luego el T- Estadístico del coeficiente ρ es corregido.

H_0 : La trayectoria de la raíz unitaria con tendencia en la serie.

H_1 : Estacionalidad con tendencia de la serie.

Si el T-Student asociado al coeficiente de Y_{t-1} es mayor en valor absoluto al valor crítico de MacKinnon, entonces se rechaza la hipótesis nula de la existencia de una raíz unitaria con tendencia en la serie.

C. CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL ORDEN DE REZAGOS

El proceso de identificación puede dar lugar a seleccionar un conjunto de modelos como posibles candidatos, se han elaborado un conjunto de criterios que contribuyan a la selección de modelos.

Los criterios de selección de longitud de rezago que se evaluarán son:

FPE: Criterio de Predicción Final del Error (AKAIKE, 1969)

AIC: Criterio de información de Akaike (AKAIKE, 1974)

BIC: Criterio de información Bayesiano (SCHWARZ, 1978)

La idea es conciliar la necesidad de minimizar los errores y estimar un modelo parsimonioso. Estos criterios en general constan de dos componentes, uno que refiere a la minimización de los errores y el segundo, un término de penalización por la incorporación de parámetros adicionales.

$$AIC = Ln(SCR/n) + 2((1+p+q+P+Q)/n)$$

$$BIC = Ln(SCR/n) + [Ln(n) + ((1+p+q+P+Q)/n)]$$

n = número de observaciones

p = orden de la parte autorregresiva regular

P = orden de la parte autorregresiva estacional

q = orden de la parte de medias móviles regular

Q = orden de la parte de medias móviles estacional

1 : si el modelo incluye constante

$$FPE = s^2 (n+p/n-p)$$

Este criterio está pensado para seleccionar entre modelos autorregresivos. Dado el orden del modelo autorregresivo, se minimiza el error cuadrático medio de la predicción a un paso.

Observaciones:

1. Idealmente tanto el AIC como el BIC deben ser lo más pequeños posibles (ambos pueden ser <0).
2. Como se puede ver a partir de las expresiones de los criterios, para utilizar esto dos criterios sobre modelos alternativos es necesario estimarlos sobre el mismo período (igual muestra), para que sean comparables.
3. El criterio BIC usualmente selecciona modelos más parsimoniosos que el criterio AIC, ya que el costo de adicionar regresores es mayor.
4. Si se utilizan ambos criterios para ordenar modelos, se obtienen resultados diferentes, por ello es preferible hacer el ranking de acuerdo a un criterio pre seleccionado.
5. Cuando se usa un único criterio, persiste aun un problema y es cuál es la diferencia aceptable para elegir entre un modelo y otro. Existen diferentes propuestas para tomar esta decisión, POSKITT & TREMAYNE (1987) sugieren combinar ambos criterios, de la siguiente forma:

$$R = e^{-1/2T(BIC(p^*,0,q^*(P^*,0,Q^*) - BIC(p,0,q)(P,0,Q))}$$

Los autores sugieren que el punto de corte se establezca en valores menores a 10. GÓMEZ & MARAVALL (1998) sugieren usar los modelos más balanceados, si los criterios dan valores similares. Ej: entre un ARIMA (2,0,0) Y UN ARIMA(1,0,1) sugieren elegir el segundo, pues entre otras cosas permite encontrar problemas de factores comunes entre los polinomios de los componentes autorregresivo y de medias móviles.

D. CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL MODELO

Para la selección de un modelo entre las especificaciones alternativas se analizaron los

diferentes criterios utilizados en este tipo de investigaciones (GREENE, 1999):

1. R^2 ajustado, prefiriendo aquel modelo con un valor superior.
2. Logaritmo de la función de verosimilitud (Log likelihood), prefiriendo aquel modelo con un valor superior.
3. Criterio de información de Akaike (AIC), siendo preferible aquel modelo que presente un valor AIC menor.
4. Estadístico de Schwarz (SC), que tiene en cuenta explícitamente el tamaño de la muestra, siendo preferible aquel modelo que presente un valor del estadístico SC menor.
5. Estadístico de Hannan-Quinn (HQ), que también tiene en cuenta el tamaño de la muestra y que prefiere aquel modelo que presente un valor del estadístico HQ menor.

Criterio R^2

Es un criterio de valoración de la capacidad de explicación de los modelos de regresión, y representa el porcentaje de la varianza justificado por la variable independiente. Se puede interpretar como el cuadrado del coeficiente de correlación de Pearson entre las variables dependiente e independiente, o también como el cuadrado del coeficiente de correlación entre los valores reales de una variable y sus estimaciones. Si todas las observaciones están en la línea de regresión, el valor de R^2 es 1, y si no hay relación lineal entre las variables dependiente e independiente, el valor de R^2 es 0. El coeficiente R^2 es una medida de la relación lineal entre dos variables. A medida que su valor es mayor, el ajuste de la recta a los datos es mejor, puesto que la variación explicada es mayor; así, el desajuste provocado por la sustitución de los valores observados por los predichos es menor.

ANEXO 2.

SCA WORKBENCH STATISTICAL SYSTEM

VERSIÓN 5.3.5

SCA es un Paquete de análisis de series temporales y modelos econométricos, constituido por los módulos UTS (análisis univariante y uniecuacional de series temporales), MTS (análisis multivariante de series temporales) y ECOM/M. (modelos econométricos y procedimientos de desestacionalización).

Los procedimientos de análisis econométrico y de series temporales que incorpora comparten, en general, un esquema común. Su punto de partida, una vez definidas en la sesión de trabajo las variables a analizar, es formular para ellas una tentativa de especificación de modelo o modelos, que se va a fundamentar, si es de series temporales, en el completo panel de posibilidades estadísticas y gráficos de identificación que ofrece SCA. La tentativa de especificación de modelo se plasma en una sentencia específica para este fin, a la cual se asigna un nombre que será el que se utilice en todos los procedimientos posteriores que hagan referencia a dicho modelo.

Por lo que respecta a las posibilidades concretas de análisis econométrico y de series temporales, a continuación se detallan las más relevantes:

- **Análisis univariante de series temporales:** Identificación mediante ACF, PACF, IACF y EACE, estimación máximo-verosímil exacta o condicional, detección de valores anómalos y medidas espectrales univariantes.
- **Análisis de intervención:** Creación de variables impulso, escalón y rampa y estimación máximo-verosímil exacta o condicional de su filtro ARMA conjuntamente con el del ruido, tanto con un esquema aditivo como multiplicativo. Similarmente, y a fin de estimar el efecto de los días laborables, festivos y dominicales, SCA crea las variables a introducir en los modelos.

A. ESTADÍSTICOS DE PRUEBA

Prueba T - Student

La prueba T de Student se utiliza para comparar los promedios de dos grupos independientes, o las diferencia pareadas entre dos grupos no independientes, cuando el tamaño de muestra es pequeño, menor a 30.

$$H_0 : (\mu_1 - \mu_2) = 0$$

$$H_1 : (\mu_1 - \mu_2) \neq 0$$

$$H_0 : (\mu_1 - \mu_2) = 0$$

$$H_1 : (\mu_1 - \mu_2) > 0$$

$$H_1 : (\mu_1 - \mu_2) < 0$$

Estadística de prueba:

$$t = \frac{\bar{d} - 0}{\sigma_d / \sqrt{n}} \approx \frac{\bar{d} - 0}{s_d / \sqrt{n}}$$

Región de rechazo:
 $t > t_{\alpha}$

Región de Rechazo:
 $|t| > t_{\alpha/2}$

Donde la distribución t se basa en $(n - 1)$ grados de libertad

Criterio R^2

Es un criterio de valoración de la capacidad de explicación de los modelos de regresión, y representa el porcentaje de la varianza justificado por la variable independiente. Se puede interpretar como el cuadrado del coeficiente de correlación de Pearson entre las variables dependiente e independiente, o también como el cuadrado del coeficiente de correlación entre los valores reales de una variable y sus estimaciones. Si todas las observaciones están en la línea de regresión, el valor de R^2 es 1, y si no hay relación lineal entre las variables dependiente e independiente, el valor de R^2 es 0. El coeficiente R^2 es una medida de la relación lineal entre dos variables. A medida que su valor es mayor, el ajuste de la recta a los datos es mejor, puesto que la variación explicada es mayor; así, el desajuste provocado por la sustitución de los valores observados por los predichos es menor.

Tabla 1. Valores Críticos de la distribución t.

n	75.0%	80.0%	85.0%	90.0%	95.0%	97.5%	99.0%	99.5%
1	1.000	1.376	1.963	3.078	6.314	12.706	31.821	63.657
2	0.816	1.061	1.386	1.886	2.92	4.303	6.965	9.925
3	0.765	0.978	1.250	1.638	2.353	3.182	4.541	5.841
4	0.741	0.941	1.190	1.533	2.132	2.776	3.747	4.604
5	0.727	0.920	1.156	1.476	2.015	2.571	3.365	4.032
6	0.718	0.906	1.134	1.440	1.943	2.447	3.143	3.707
7	0.711	0.896	1.119	1.415	1.895	2.365	2.998	3.499
8	0.706	0.889	1.108	1.397	1.86	2.306	2.896	3.355
9	0.703	0.883	1.100	1.383	1.833	2.262	2.821	3.250
10	0.700	0.879	1.093	1.372	1.812	2.228	2.764	3.169
11	0.697	0.876	1.088	1.363	1.796	2.201	2.718	3.106
12	0.695	0.873	1.083	1.356	1.782	2.179	2.681	3.055
13	0.694	0.87	1.079	1.350	1.771	2.160	2.650	3.012
14	0.692	0.868	1.076	1.345	1.761	2.145	2.624	2.977
15	0.691	0.866	1.074	1.341	1.753	2.131	2.602	2.947
16	0.690	0.865	1.071	1.337	1.746	2.120	2.583	2.921
17	0.689	0.863	1.069	1.333	1.740	2.110	2.567	2.898
18	0.688	0.862	1.067	1.33	1.734	2.101	2.552	2.878
19	0.688	0.861	1.066	1.328	1.729	2.093	2.539	2.861
20	0.687	0.860	1.064	1.325	1.725	2.086	2.528	2.845
21	0.686	0.859	1.063	1.323	1.721	2.08	2.518	2.831
22	0.686	0.858	1.061	1.321	1.717	2.074	2.508	2.819
23	0.685	0.858	1.060	1.319	1.714	2.069	2.500	2.807
24	0.685	0.857	1.059	1.318	1.711	2.064	2.492	2.797
25	0.684	0.856	1.058	1.316	1.708	2.060	2.485	2.787
26	0.684	0.856	1.058	1.315	1.706	2.056	2.479	2.779
27	0.684	0.855	1.057	1.314	1.703	2.052	2.473	2.771
28	0.683	0.855	1.056	1.313	1.701	2.048	2.467	2.763
29	0.683	0.854	1.055	1.311	1.699	2.045	2.462	2.756
40	0.681	0.851	1.050	1.303	1.684	2.021	2.423	2.704
60	0.679	0.848	1.046	1.296	1.671	2.000	2.390	2.66
120	0.677	0.845	1.041	1.289	1.658	1.980	2.358	2.617
∞	0.674	0.842	1.036	1.282	1.645	1.960	2.326	2.576

Fuente: WALPOLE & MYERS, 1999.

Contacto:

Carrera 50 # 26-20

Pbx: 222 06 01

Fax: 221 95 37

Síguenos en: Twitter @UPMEOficial