

ANEXO 1

Procedimiento de Realización del Análisis Energético y de Potencia

OBJETO

Presentar el procedimiento para la realización del Análisis Energético y de Potencia de que trata la Resolución CREG 125 de 2020 y la periodicidad de actualización de los supuestos empleados.

ALCANCE

a) Procedimiento para la realización del Análisis Energético y de Potencia.

El procedimiento del cálculo del Análisis Energético y de Potencia y la periodicidad de actualización de los supuestos empleados para el mismo, se estipulan en el Anexo 2. Las simulaciones se llevarán a cabo los jueves de cada semana y serán analizados por el SPO los viernes en la mañana.

b) Metodología de la presentación de resultados.

Análisis semanal: el SPO presentará al CNO el viernes de cada semana en la tarde, los resultados del Análisis Energético y de Potencia mediante reuniones extraordinarias. Las observaciones y recomendaciones serán tenidos en cuenta para el análisis de la semana siguiente.

c) Publicación de Bases de Datos e Informe de Resultados

El CNO pondrá a disposición las bases de datos ejecutadas y los resultados del análisis energético, para lo cual publicará en su página Web la siguiente información:

- Base de datos del modelo SDDP con la información de entrada utilizada para ejecutar la corrida de mediano plazo.
- Resultados de evolución obtenida de embalses.
- Generación térmica obtenida.

El CNO publicará en su página WEB, a más tardar el miércoles de la semana siguiente, los resultados del análisis energético y de potencia.

ANEXO 2

Procedimiento ejecución para la fase de política y simulación de las corridas de Análisis Energético y de Potencia.

La política y simulación operativa se ejecutará de manera determinística empleando los escenarios y supuestos definidos en la tabla 1.

Tabla 1. Supuestos Análisis Energético para hallar el índice AE

	Supuestos Análisis Energético para hallar el índice AE	Responsable actualización	Periodicidad
Escenarios hidrológicos	Escenarios hidrológicos propuestos por el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables SURER con un horizonte semanal (104 Semanas – 2 años). En el Anexo 03 se indica cómo se calculan los escenarios. Se podrán considerar otros escenarios hidrológicos, avalados por el SURER. El SURER entregará al CND mensualmente, o con la periodicidad que corresponda, los escenarios desagregados semanalmente. En caso de cambios semanales, los escenarios deben ser socializados mediante reuniones extraordinarias. El pronóstico hidrológico debe ser entregado por parte de los agentes a más tardar los miércoles de cada semana, con base en la mejor información disponible en el momento del reporte. En caso de no recibir información de pronóstico hidrológico para algún río	Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER	Permanente

	Supuestos Análisis Energético para hallar el índice AE	Responsable actualización	Periodicidad
	en especial, para la serie faltante se asumirá el valor medio de los 7 días inmediatamente anteriores a la fecha de la corrida, de acuerdo con la información operativa reportada por los agentes. Esta situación se considera un incumplimiento al acuerdo y será informada al CNO. Los caudales de las series menores se obtendrán a partir de los factores de serie menor definidos en los acuerdos vigentes.		
Horizonte	2 años con resolución semanal. Con período de análisis a 12 meses.	NA	NA
Condición inicial volumen de los embalses	El volumen útil diario de los embalses será el del día inmediatamente anterior a la corrida.	Según información reportada por los agentes.	Permanente
Condición terminal	Año adicional	NA	NA
Tipo de estudio	Autónomo o Coordinado, tal como lo defina el SPO	NA	NA
Demanda energía y exportaciones	Se utilizará la revisión más actualizada de los escenarios de demanda proyectados por UPME al momento de los análisis. El o los escenarios UPME a considerar serán definidos en las reuniones del SPO. El valor de las exportaciones será definido en las reuniones del SPO teniendo en cuenta el comportamiento de los últimos meses. Las exportaciones se representan mediante un sistema que contiene una barra interconectada con Colombia y a la cual se conecta un generador y una carga. El SPO establecerá la mejor manera de representar los intercambios entre Colombia y Ecuador	UPME y Subcomité de Planeamiento Operativo	Permanente

	Supuestos Análisis Energético para hallar el índice AE	Responsable actualización	Periodicidad
	con la información disponible. La capacidad de la planta debe ser tal que cubra el máximo valor de exportación supuesto en el estudio. Por su parte la carga debe equivaler al valor de exportación supuesto.		
Parámetros de las plantas de generación	• Capacidad Efectiva Neta reportado en PARATEC al momento de los análisis. • Heat Rate - HR de las plantas térmicas de gas, el reportado por los agentes en PARATEC al momento de los análisis y afectado en 15% de acuerdo con la recomendación del SPT. • HR de las plantas térmicas con combustibles diferentes a gas el reportado por los agentes en PARATEC al momento de los análisis. • Curva de factor de conversión vs nivel de embalse reportados por los agentes y en PARATEC al momento de los análisis. • Curva Potencia Vs Nivel de Embalse según la información establecida en el Acuerdo 1326, o aquel que lo modifique o sustituya. • Mantenimientos de generación en estado solicitado, aprobados y en ejecución en el Sistema Nacional de Consignaciones para 12 meses (PAM). • Índices de disponibilidad: 1. Para las plantas térmicas en vez de ICP (Índice de Corto Plazo) utilizar el IHF (Índice de Indisponibilidad Histórica por salidas forzadas) reportado por las empresas para el Cargo por Confiabilidad y el IH (Índice de Indisponibilidad Histórica) con el	Agentes generadores	Permanente

	Supuestos Análisis Energético para hallar el índice AE	Responsable actualización	Periodicidad
	procedimiento regulado. 2. Para las plantas hidráulicas el ICP e IH con el procedimiento regulado.		
Parámetros del sistema hidráulico colombiano	Modelos de embalse reportados para el Cargo por Confiabilidad, ajustados con las demandas de acueducto y filtración que realicen los agentes con la mejor información disponible.	Agentes generadores	Permanente
Curva de administración de Riesgo (CAR)	Se utilizará CAR en la política y simulación operativa. La metodología y los valores serán definidos por el SPO mediante un documento técnico, el cual será revisado y aprobada sus modificaciones mediante acta de la reunión del subcomité.	SPO	Permanente
Disponibilidad de combustible	Se utilizará la información de las cantidades contratadas de gas y líquidos reportadas por los agentes al CNO al momento de los análisis, o información proveniente de entidades competentes del sector gas. Esta información debe estar actualizada con las cantidades contratadas, en el formato definido para tal fin en el Anexo 06, cantidades adicionales provenientes del mercado secundario se analizarán de acuerdo con la información de entidades competentes.	Agentes generadores.	Permanente
Costos de transporte y suministro de combustible	Se toma como base la información avalada por los agentes de los costos publicados por la UPME. Los agentes generadores térmicos deberán informar si la información publicada por la UPME es la adecuada para considerar en los Análisis Energéticos y de Potencia. En caso de que no sea la mejor	UPME	Permanente

	Supuestos Análisis Energético para hallar el índice AE	Responsable actualización	Periodicidad
	información, deberá realimentar a la UPME para que realice los ajustes correspondientes. Para las cantidades contratadas bajo modalidad OCG se utilizará el CODE como precio de suministro. Los precios se indexan mensualmente con el fin de reflejar valores constantes lo más cercano al inicio de la simulación.		
Costos de racionamiento	Se utilizarán los costos publicados mensualmente por la UPME ponderando los escalones 1, 2, 3 y 4 expresados en USD/MWh con TRM del último día del mes anterior. La ponderación de los escalones será establecida por el SPO cuando lo estime conveniente.	UPME	Mensual
Otros costos variables	Se usará con base en la Res 034 de 2001, o aquella que lo modifique o sustituya expresados, en USD/MWh con TRM del último día del mes anterior. Se consideran como costos variables el Costo de Operación y Mantenimiento (COM), ley 99 y Costo Unitario de AGC (CUAGC)	NA	NA
Desbalance hídrico	Se considerarán los valores obtenidos de acuerdo con la metodología que estime el SURER. Sin embargo, el SPO podrá, excepcionalmente, adoptar otra metodología y valores, lo cual será revisado y aprobado mediante acta de reunión del subcomité.	Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO	Permanente
Red de transmisión	Se considera la red de transmisión del STN. Los parámetros y topología de la red actualizados al momento de las simulaciones. Se considerarán aquellas indisponibilidades continuas de	Agentes transportadores	Permanente

	Supuestos Análisis Energético para hallar el índice AE	Responsable actualización	Periodicidad
	circuitos y transformadores que tengan duración superior a la resolución del análisis. Se consideran las restricciones del STN indicadas en el informe de Planeación operativa eléctrica de mediano plazo vigente que publica el CND trimestralmente.		
Proyectos de expansión transmisión del STN	Proyectos establecidos en el plan de expansión de la UPME. La fecha de entrada en operación será considerada contando con la mejor información disponible y actualizada entre: i) Fechas concepto de conexión UPME; ii) Información reportada por parte de los Agentes en virtud del Acuerdo 696; iii) Información del agente responsable por el proyecto de transmisión. Los parámetros serán los empleados en la base de datos del modelo eléctrico que publica el CND trimestralmente. Esta información será informada a la UPME a través del CAPT.	Los agentes transportadores deberán actualizar la fecha de entrada de los proyectos a ser considerada para los análisis energéticos.	Permanente
Proyectos de expansión de generación	Proyectos que han participado en subastas del CxC y los que tengan punto de conexión aprobado por parte de la UPME. La fecha de entrada en operación será considerada contando con la mejor información disponible y actualizada entre: i) Fechas concepto de conexión UPME; ii) Información reportada por parte de los Agentes en virtud del Acuerdo 696; iii) Información del agente responsable por el proyecto de generación.	Los agentes son responsables de actualizar la fecha de entrada de los proyectos a ser considerada para los análisis energéticos.	Permanente
Parámetros de los proyectos de generación futuros	- Capacidad Efectiva Neta informada por el agente para el Cargo por Confiabilidad y la indicada por la UPME en el concepto de conexión. - Heat Rate - HR de las plantas	Agentes generadores.	Permanente

	Supuestos Análisis Energético para hallar el índice AE	Responsable actualización	Periodicidad
	térmicas de gas, informada por el agente para el Cargo por Confiabilidad al momento de los análisis y afectado en 15% de acuerdo con la recomendación del SPT. • HR de las plantas térmicas con combustibles diferentes a gas informada por el agente para el Cargo por Confiabilidad al momento de los análisis. • El factor de conversión medio para las plantas hidráulicas informada por el agente para el Cargo por Confiabilidad al momento de los análisis. • Índices de disponibilidad: 1. Para las plantas térmicas según lo establecido en la regulación vigente para el Cargo por Confiabilidad y dependiendo de la tecnología y el tiempo de operación. 2. Para las plantas hidráulicas según lo establecido en la regulación vigente.		
Condición inicial de embalses futuros	Se considera la condición inicial al 100 % del embalse o la que el agente reporte como mejor información disponible.	Agentes generadores	Permanente
Menores y cogeneradores	Para plantas existentes, se modelará teniendo en cuenta que su producción será el promedio histórico de la generación de cada recurso en cada mes. Para plantas nuevas se utilizará el perfil porcentual del tipo-grupo (hidráulicas-térmicas-cogeneradores, eólicas, solar fotovoltaicas, renovables).	SPO	Mensual
Mínimos operativos	No se modelan mínimos operativos se utilizará el NEP para cada embalse.	NA	NA

NOTA: Toda la información requerida de los agentes para los Análisis Energéticos deberá ser informada al SPO y reposará en la página web del CNO.

ANEXO 3

Para las corridas iniciales se utilizará la metodología descrita en el presente anexo, sin embargo, el Subcomité de Recursos Energéticos y Renovables SURER podrá realizar los ajustes que considere necesario.

La información de caudales utilizada para el cálculo de los períodos con similitud hidrológica antecedente (conocido también como el método de los análogos), se compone de los caudales medios mensuales para aquellas series declaradas por los agentes y oficializadas mediante acuerdos CNO, que además, al ser actualizadas regularmente por los agentes, bien sea cada día mediante el envío de la información operativa vía Neptuno-web, o a comienzos de cada mes, permitan disponer de datos a fin del mes inmediatamente anterior al del cálculo de los períodos análogos hidrológicos.

Para efectos de dar claridad al procedimiento de este Anexo, en la tabla 1 se presentan algunas de las series referidas en el párrafo anterior. En la tercera columna se puede ver el año de origen de los registros históricos (años completo).

No.	Nombre Serie	Registros desde
1	Bogotá N.R.	1934
2	Chuzá	1967
3	Guavio	1963
4	Nare	1956
5	Guadalupe	1938
6	Concepción	1955
7	Tenche	1955
8	Guatapé	1959
9	Grande	1942
10	Porcía2CP	1973
11	Porcía3	1973
12	Salvajina	1947
13	Callima	1946
14	Alto Anchicaya	1976
15	Digua	1976
16	Prado	1955
17	San Lorenzo	1956
18	San Carlos	1965
19	Miel	1963
20	Guarinó	1980
21	Manso	1966
22	Amoyá	1974
23	Sogamoso	1959
24	Batá+desv	1978
25	Betania	1961
26	El Quimbo	1961
27	Urrá	1960
28	Carlos Lleras Restrepo	1973
29	Chinchiná	1961
30	San Francisco	1980
31	Campoalegre	1980
32	San Eugenio	1980
...		
...		
n		

Tabla 1. Registros históricos de caudal mensual disponibles

Como puede verse, el período común de registros históricos es 1980. Por lo tanto, se trabajará con la información hidrológica desde enero de

1980 hasta el último mes antecedente al momento de cálculo de los análogos.

Lo primero que se hace con la serie de caudales medios mensuales de cada serie hidrológica, es transformarla en energía mediante la fórmula:

$$E_{i,j}^k = 0.024 * Q_{i,j}^k * FC^k * n_j \quad (1)$$

Dónde:

i : representa el año ($i = 1, 2, 3, \dots, N$)

j : corresponde al mes ($j = \text{ene, feb, } \dots, \text{dic}$)

k : serie hidrológica ($k = \text{Alto Anchicayá, Batá, Betania, } \dots$)

E : energía en *GWhmes*

Q : caudal mensual en m^3/s

FC : factor de conversión mediano de la serie, en $MW/(m^3/s)$

n : número de días en el mes (28, 30 o 31); para efectos de simplificación, se asume que febrero tiene 28 días.

Así, si por ejemplo se debe calcular la energía de enero de 1980 para la serie Alto Anchicaya, cuyo caudal medio en dicho mes fue de $35.1 m^3/s$, y tiene un factor de conversión de $4.4178 MW/(m^3/s)$, la ecuación (1) quedará como sigue:

$$E_{1980, \text{ene}}^{\text{Alto Anchicayá}} = 0.024 * 35.1 * 4.4178 * 31 = 115.4 \text{ GWhmes}$$

Hay que tener en cuenta que el valor del factor de conversión de una serie es el vigente, actualizado siguiendo los procedimientos establecidos en la regulación.

Este cálculo se repite para todos los meses de cada una de las series hidrológicas. Luego se agregan los aportes por cada mes de registros históricos conjuntos, obteniéndose entonces la matriz de aportes energéticos agregados para todas las "n" series analizadas.

A modo de ejemplo, los aportes energéticos de la serie agregada, para el período 1980 a 2014 se muestran en la tabla 2.

APORTES ENERGÉTICOS AGREGADOS MENSUALES PERÍODO 1980 - 2014. [GWh mes]												
Año	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1980	2517.9	2092.2	2010.7	2979.3	3857.5	5920.8	4618.2	3819.1	3733.0	5501.2	4238.7	3166.5
1981	1958.4	2016.9	2409.1	4221.6	7767.0	6641.7	5791.2	4097.6	4689.1	5520.4	5088.6	3466.9
1982	3151.6	2840.8	3360.4	6650.1	7504.9	4660.6	5539.2	4641.4	4421.1	5168.5	3821.2	3043.3
1983	2110.7	1808.2	2808.9	5111.1	5307.2	4310.5	5434.8	4867.9	4493.8	4476.2	3436.2	3827.0
1984	3111.1	3284.9	2327.8	2973.2	5219.9	7286.2	5906.8	5806.8	5968.4	6151.4	6133.9	3792.4
1985	2527.8	1701.5	2263.9	2939.5	5215.2	5486.8	4408.8	5893.0	5540.1	5236.7	4700.2	3654.9
1986	2550.9	2716.6	3260.8	4452.9	4634.5	7065.0	6952.7	4842.0	3407.0	7047.9	4882.2	2871.3
1987	1924.2	1778.8	1904.5	2883.5	4828.5	3661.3	6108.5	5655.5	4221.0	5927.6	4206.7	3269.5
1988	2015.9	1840.5	1703.5	3108.4	3883.9	4996.4	6408.3	5607.3	6032.1	6103.3	7395.3	5383.9
1989	3931.6	2828.7	4155.1	3639.3	5908.8	6075.3	5551.8	4519.3	5119.4	5572.6	4674.6	3340.8
1990	2563.2	2343.8	2891.3	3854.1	6567.0	5557.9	5092.9	4215.6	3629.3	5657.1	4549.4	3787.5
1991	2175.4	1656.7	2557.6	3173.8	4599.5	4766.1	6760.1	5469.4	3590.5	3830.0	4188.7	3017.0
1992	1885.4	1584.0	1711.6	2315.5	3293.1	3335.1	5048.6	4756.0	3932.9	3281.0	3377.5	3371.0
1993	2491.8	1818.1	2625.1	3883.7	5420.6	4829.6	5682.8	4455.3	5097.8	4628.3	5150.0	4166.7
1994	2624.7	2236.8	3055.1	4553.9	6279.7	5766.8	6380.0	5611.3	4453.5	5426.4	5202.6	3214.9
1995	1962.7	1408.0	2382.6	3540.0	4887.2	5558.5	5266.2	5464.0	4026.8	4739.3	3882.1	3815.9
1996	2664.9	2923.9	4255.1	4089.9	6990.7	6155.3	8150.0	5532.7	4312.6	6044.8	4107.7	3474.5
1997	3215.1	2848.2	2688.3	3731.1	4355.6	4699.0	6276.3	3683.1	2783.1	2582.9	2973.8	1766.4
1998	1362.5	1426.5	1597.8	3103.7	5432.0	6153.7	7315.4	4777.6	4738.9	4769.1	4780.1	4796.5
1999	3691.5	4296.0	4630.5	6091.6	5996.4	6386.4	4757.7	4456.8	5792.2	7210.4	5935.3	5271.1
2000	3035.2	2956.5	3398.0	3523.2	6662.2	6702.9	6364.5	6294.4	6402.4	5458.1	4825.2	3405.6
2001	2417.7	1791.1	2633.7	2858.0	4908.4	5377.2	5035.3	4545.2	4525.2	4049.9	4568.3	4164.3
2002	2285.3	1645.9	2474.2	4780.5	5519.4	6887.3	5332.7	5190.1	3803.6	3720.9	3491.0	2728.6
2003	1603.0	1564.5	2455.5	4215.8	5688.8	5492.2	5444.6	5001.1	4281.9	5281.2	4859.6	4095.4
2004	2633.9	1838.7	2660.7	4114.9	6572.2	6974.4	5874.9	5270.2	4870.9	5257.2	6068.4	3558.9
2005	2624.8	2453.9	2309.6	3870.8	6281.1	5500.8	4240.9	4275.3	4505.6	5839.8	6587.2	3614.4
2006	2855.0	2227.0	3979.8	5990.2	7827.9	7077.4	5288.5	4175.4	3795.5	5278.7	6107.7	4068.2
2007	2696.7	1648.9	2483.2	4819.8	6648.0	6859.7	4721.1	5449.7	5020.6	7020.0	5634.0	4435.8
2008	3110.7	2964.7	3660.3	3843.5	6723.6	7539.0	8180.8	6636.1	5520.8	6411.0	7913.8	4591.4
2009	3855.5	3189.8	4220.0	4677.2	4830.7	5402.0	5497.7	4692.4	3191.2	3784.3	4051.3	2385.1
2010	1537.1	1426.5	1942.0	3680.7	5341.0	6133.2	7619.4	5460.3	6076.8	6121.6	8572.2	6702.7
2011	3303.5	2933.1	5591.6	10015.7	9084.2	7080.3	5852.4	5069.7	4649.6	6744.4	7827.5	7685.2
2012	4258.8	2678.7	3862.8	7646.2	7970.1	5016.8	5798.0	5518.3	3368.7	4647.5	3974.5	3121.8
2013	1865.0	2392.9	3198.5	3166.1	6764.9	4674.2	4507.0	5425.2	4234.0	4234.2	5347.0	4577.6
2014*	2634.2	2495.6	3284.2	3328.3	4487.9	6196.3						
Media	2804.4	2276.0	2935.8	4223.6	5807.4	5777.9	5800.2	5034.6	4536.2	5256.6	5075.1	3871.6
Desvest	689.5	668.9	917.6	1529.6	1307.1	1041.8	1000.1	691.9	899.5	1098.5	1369.0	1138.5

(*) Información operativa

Tabla 2. Aportes agregados al SIN período ene/80 – jun/14

A continuación, se estandariza la información contenida en la tabla 2. Para ello se calculan previamente la media y la desviación estándar para cada mes j , según método de los momentos:

Media para el mes j :

$$\bar{E}_j = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N E_{j,i} \quad (2)$$

Desviación estándar para el mes j :

$$\sigma_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (E_{j,i} - \bar{E}_j)^2}{N-1}} \quad (3)$$

Los valores de la media y desviación estándar de los aportes agregados mensuales se pueden consultar respectivamente en las dos últimas filas de la tabla 2.

La estandarización de cualquier variable, mediante el uso de la ecuación (4), permite en un paso eliminar la estacionalidad y reducir el rango de variación de una variable permitiéndole mediante esta transformación comparar variables con magnitudes originales muy diferentes.

Una muestra estandarizada tiene dos propiedades muy importantes: su valor medio es “cero” y su desviación estándar es “uno”, propiedades estas que facilitan la modelación estocástica de variables (estandarizadas).

$$\theta_{j,i} = \frac{E_{j,i} - \bar{E}_j}{\sigma_j} \quad (4)$$

Los valores estandarizados de energía agregada mensual se presentan en la **tabla 3**.

Variable Estandarizada												
Año	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1980	-0.13	-0.27	-1.01	-0.81	-1.49	0.14	-1.18	-1.76	-0.89	0.22	-0.61	-0.62
1981	-0.94	-0.39	-0.57	0.00	1.50	0.83	-0.01	-1.35	0.17	0.24	0.01	-0.36
1982	0.79	0.84	0.46	1.59	1.30	-1.07	-0.26	-0.57	-0.13	-0.08	-0.92	-0.73
1983	-0.72	-0.70	-0.14	0.58	-0.38	-1.41	-0.37	-0.24	-0.05	-0.71	-1.20	-0.04
1984	0.73	1.51	-0.66	-0.82	-0.45	1.45	0.11	1.12	1.59	0.81	0.77	-0.07
1985	-0.11	-0.86	-0.73	-0.84	-0.45	-0.28	-1.39	1.24	1.12	-0.02	-0.27	-0.19
1986	-0.08	0.66	0.35	0.15	-0.90	1.24	1.15	-0.28	-1.26	1.63	-0.14	-0.88
1987	-0.99	-0.74	-1.12	-0.88	-0.75	-2.03	0.31	0.90	-0.35	0.61	-0.63	-0.53
1988	-0.85	-0.65	-1.34	-0.73	-1.47	-0.75	0.61	0.83	1.66	0.77	1.69	1.33
1989	1.92	0.83	1.33	-0.38	0.08	0.29	-0.25	-0.74	0.65	0.29	-0.29	-0.47
1990	-0.06	0.10	-0.05	-0.24	0.58	-0.21	-0.71	-1.18	-1.01	0.36	-0.38	-0.07
1991	-0.62	-0.93	-0.41	-0.69	-0.92	-0.97	0.96	0.63	-1.05	-1.30	-0.65	-0.75
1992	-1.04	-1.03	-1.33	-1.25	-1.92	-2.34	-0.75	-0.40	-0.67	-1.80	-1.24	-0.44
1993	-0.16	-0.68	-0.34	-0.22	-0.30	-0.91	-0.12	-0.84	0.62	-0.57	0.05	0.26
1994	0.03	-0.06	0.13	0.22	0.36	-0.01	0.58	0.83	-0.09	0.15	0.09	-0.58
1995	-0.93	-1.30	-0.60	-0.45	-0.70	-0.21	-0.53	0.62	-0.57	-0.47	-0.87	-0.05
1996	0.09	0.97	1.44	-0.09	0.91	0.36	2.35	0.72	-0.25	0.72	-0.71	-0.35
1997	0.89	0.86	-0.27	-0.32	-1.11	-1.04	0.48	-1.95	-1.95	-2.43	-1.53	-1.85
1998	-1.80	-1.27	-1.46	-0.73	-0.29	0.36	1.51	-0.37	0.23	-0.44	-0.22	0.81
1999	1.58	3.02	1.85	1.22	0.14	0.58	-1.04	-0.84	1.40	1.78	0.63	1.23
2000	0.62	1.02	0.50	-0.46	0.65	0.89	0.56	1.82	2.07	0.18	-0.18	-0.41
2001	-0.27	-0.72	-0.33	-0.89	-0.69	-0.38	-0.76	-0.71	-0.01	-1.10	-0.37	0.26
2002	-0.46	-0.94	-0.50	0.36	-0.22	1.06	-0.47	0.22	-0.81	-1.40	-1.16	-1.00
2003	-1.45	-1.06	-0.52	-0.01	-0.09	-0.27	-0.36	-0.05	-0.28	0.02	-0.16	0.20
2004	0.04	-0.65	-0.30	-0.07	0.59	1.15	0.07	0.34	0.37	0.00	0.73	-0.27
2005	0.03	0.27	-0.68	-0.23	0.36	-0.27	-1.56	-1.10	-0.03	0.53	1.10	-0.23
2006	0.36	-0.07	1.14	1.15	1.55	1.25	-0.51	-1.24	-0.82	0.02	0.75	0.17
2007	0.13	-0.94	-0.49	0.39	0.64	1.04	-1.08	0.60	0.54	1.61	0.41	0.50
2008	0.73	1.03	0.79	-0.25	0.70	1.69	2.38	2.31	1.09	1.05	2.07	0.63
2009	1.81	1.37	1.40	0.30	-0.75	-0.36	-0.30	-0.49	-1.50	-1.34	-0.75	-1.31
2010	-1.55	-1.27	-1.08	-0.35	-0.36	0.34	1.82	0.62	1.71	0.79	2.55	2.49
2011	1.01	0.98	2.89	3.79	2.51	1.25	0.05	0.05	0.13	1.35	2.01	3.35
2012	2.40	0.60	1.01	2.24	1.65	-0.73	0.00	0.70	-1.30	-0.55	-0.80	-0.66
2013	-1.07	0.17	0.29	-0.69	0.73	-1.06	-1.29	0.56	-0.34	-0.93	0.20	0.62
2014*	0.04	0.33	0.38	-0.59	-1.01	0.40						

(*) Información Operativa

VERIFICACIÓN												
media	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
desv estándar	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Tabla 3. Aportes mensuales agregados estandarizados, período 1980-2014.

En la parte inferior de la tabla 3 se presenta la verificación de los cálculos.

Como era de esperarse, la media muestral es “cero” y la desviación estándar “uno”.

En la misma tabla se resalta en rojo el último año de aportes energéticos (julio/2013 a junio/2014). Este período se utilizará para compararlo con los demás intervalos de tiempo en todos los años con información conjunta disponible. Es decir, se comparará el período jul/2013 – jun/2014 con los períodos:

Jul/1980 – Jun/1981
 Jul/1981 – Jun/1982
 Jul/1982 – Jun/1983

 Jul/2012 – Jun/2013

La comparación se hará mediante el siguiente indicador de analogía hidrológica (I):

$$I = \sqrt{\sum_{m=1}^{12} (\theta_{\tau-m} - \theta_{\tau-m-12*(N-1)})^2} \quad (5)$$

Dónde:

τ : es el mes actual, en este caso julio/2014 (que no se incluye en los cálculos).

$\tau - m$: son los doce meses antecedentes ($m=1, 2, 3, \dots, 12$)

$\tau - m - 12 * (N - 1)$ mismo mes $\tau - m$ en los demás años de registros históricos conjuntos.

Este indicador es en esencia muy similar a aquel conocido como el root-mean-square-deviation (RMSD), con la diferencia de que en este último las diferencias se promedian.

Como puede verse, en la ecuación 5, se compara el valor de cada uno de los últimos 12 meses ($\tau - m$, $m=1, 2, 3, \dots, 12$) con cada mes de un período similar en todos los años con registros de información conjunta. Esta comparación se hace mediante la resta, elevación posterior al cuadrado, sumar los doce valores obtenidos y finalmente extraer la raíz cuadrada de dicha suma.

Los cálculos se realizaron para el período en el cual existen registros históricos simultáneos, es decir, a partir de enero de 1980. Por lo tanto, si deseamos conocer qué período del pasado es el más parecido, en

términos de este indicador, al período julio/2013-junio/2014, el cálculo se hará así:

Comparación entre los períodos: Jul/2013-Jun/2014 y Jul/1980-Jun/1981

$$I_1 = (\theta_{jul_2013} - \theta_{jul_1980})^{\epsilon} + (\theta_{ago_2013} - \theta_{ago_1980})^{\epsilon} + \dots + (\theta_{jun_2014} - \theta_{jun_1981})^{\epsilon}$$

Comparación entre los períodos: Jul/2013-Jun/2014 y Jul/1981-Jun/1982

$$I_2 = (\theta_{jul_2013} - \theta_{jul_1981})^{\epsilon} + (\theta_{ago_2013} - \theta_{ago_1981})^{\epsilon} + \dots + (\theta_{jun_2014} - \theta_{jun_1982})^{\epsilon}$$

Y así sucesivamente esto se repite para los demás "n" periodos de 12 meses.

La última comparación corresponde al periodo Jul/2013 – Jun/2014 con Jul/2012 – Jun/2013 y quedaría como sigue:

$$I_N = (\theta_{jul_2013} - \theta_{jul_2012})^{\epsilon} + (\theta_{ago_2013} - \theta_{ago_2012})^{\epsilon} + \dots + (\theta_{jun_2014} - \theta_{jun_2013})^{\epsilon}$$

En la tabla 4 se muestran todos los cálculos arriba descritos. En la última columna (RAIZ), se extrae la raíz cuadrada de la suma de las desviaciones al cuadrado. El fin de extraer la raíz cuadrada es el de obtener el indicador en unidades similares a las originales.

CÁLCULO DE LA DESVIACIÓN CUADRÁTICA -DC- MÍNIMA, MESES JULIO-JUNIO PERÍODO 1980 - 2014														
AÑO	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may	jun	SUMA	RAÍZ
1980	0.01	5.39	0.31	1.33	0.66	1.54	0.96	0.51	0.91	0.34	6.29	0.18	18.43	4.29
1981	1.65	3.68	0.26	1.37	0.04	0.95	0.56	0.27	0.01	4.72	5.33	2.17	21.00	4.58
1982	1.07	1.28	0.04	0.72	1.24	1.82	0.58	1.06	0.27	1.36	0.39	3.28	13.10	3.62
1983	0.86	0.65	0.08	0.05	1.95	0.43	0.48	1.39	1.09	0.05	0.31	1.09	8.44	2.91
1984	1.96	0.30	3.72	3.05	0.33	0.48	0.02	1.41	1.24	0.06	0.31	0.46	13.34	3.65
1985	0.01	0.46	2.11	0.83	0.22	0.66	0.01	0.11	0.00	0.54	0.01	0.70	5.66	2.38
1986	5.98	0.71	0.85	6.56	0.12	2.25	1.06	1.15	2.26	0.08	0.07	5.92	27.00	5.20
1987	2.56	0.11	0.00	2.38	0.69	1.32	0.80	0.96	2.97	0.02	0.21	1.33	13.36	3.65
1988	3.61	0.07	4.00	2.89	2.24	0.50	3.54	0.25	0.90	0.04	1.18	0.01	19.24	4.39
1989	1.09	1.71	0.97	1.48	0.24	1.18	0.01	0.05	0.18	0.12	2.53	0.38	9.95	3.15
1990	0.34	3.06	0.45	1.68	0.34	0.48	0.44	1.57	0.63	0.01	0.01	1.88	10.90	3.30
1991	5.08	0.00	0.51	0.14	0.72	1.88	1.18	1.86	2.94	0.44	0.84	7.54	23.11	4.81
1992	0.29	0.94	0.11	0.75	2.07	1.12	0.04	1.03	0.52	0.13	0.51	1.72	9.23	3.04
1993	1.38	1.96	0.92	0.13	0.02	0.13	0.00	0.15	0.06	0.64	1.88	0.17	7.45	2.73
1994	3.51	0.07	0.06	1.18	0.01	1.43	0.95	2.64	0.97	0.02	0.09	0.37	11.31	3.36
1995	0.58	0.00	0.05	0.21	1.15	0.45	0.00	0.41	1.12	0.25	3.67	0.00	7.88	2.81
1996	13.27	0.02	0.01	2.72	0.82	0.94	0.71	0.28	0.42	0.07	0.01	2.07	21.33	4.62
1997	3.13	6.34	2.60	2.26	3.01	6.10	3.40	2.55	3.38	0.02	0.52	0.00	33.31	5.77
1998	7.88	0.88	0.32	0.24	0.17	0.04	2.35	7.25	2.15	3.26	1.33	0.03	25.90	5.09
1999	0.06	1.96	3.00	7.34	0.18	0.37	0.34	0.47	0.02	0.02	2.77	0.24	16.77	4.09
2000	3.45	1.58	5.81	1.24	0.15	1.06	0.10	1.11	0.50	0.09	0.10	0.62	15.81	3.98
2001	0.28	1.62	0.10	0.03	0.32	0.13	0.26	1.61	0.78	0.90	0.62	0.44	7.10	2.66
2002	0.68	0.12	0.23	0.22	1.84	2.64	2.24	1.94	0.82	0.34	0.84	0.46	12.35	3.51
2003	0.88	0.38	0.00	0.91	0.13	0.18	0.00	0.96	0.46	0.26	2.54	0.56	7.26	2.70
2004	1.87	0.05	0.50	0.87	0.28	0.80	0.00	0.00	1.13	0.13	1.88	0.45	7.95	2.82
2005	0.07	2.76	0.09	2.14	0.82	0.72	0.10	0.16	0.57	3.03	6.53	0.72	17.71	4.21
2006	0.61	3.26	0.24	0.90	0.31	0.20	0.01	1.60	0.76	0.95	2.73	0.41	11.98	3.46
2007	0.05	0.00	0.76	6.43	0.04	0.02	0.48	0.49	0.17	0.11	2.93	1.66	13.14	3.62
2008	13.49	3.06	2.05	3.93	3.52	0.00	3.14	1.08	1.04	0.78	0.07	0.58	32.73	5.72
2009	0.98	1.12	1.34	0.17	0.90	3.71	2.53	2.56	2.14	0.05	0.43	0.00	15.93	3.99
2010	9.68	0.00	4.20	2.95	5.55	3.48	0.94	0.43	6.32	19.11	12.36	0.72	65.76	8.11
2011	1.81	0.26	0.21	5.22	3.28	7.45	5.55	0.07	0.40	7.97	7.10	1.28	40.61	6.37
2012	1.67	0.02	0.93	0.14	1.01	1.63	1.24	0.02	0.01	0.01	3.03	2.13	11.85	3.44
2013	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 4. Cálculo del indicador de analogía hidrológica.

Una vez obtenidos los valores de este indicador, los ordenamos de menor a mayor, de tal forma que:

$$I_1 < I_2 < I_3 \dots < I_N$$

En la tabla 4 se presentan los valores de “I” ordenados de menor a mayor, junto con el período correspondiente:

No. Orden	PERIODO (julio - junio)		Desv Cuadr ordenada
1	1985	1986	2.38
2	2001	2002	2.66
3	2003	2004	2.70
4	1993	1994	2.73
5	1995	1996	2.81
6	2004	2005	2.82
7	1983	1984	2.91
8	1992	1993	3.04
9	1989	1990	3.15
10	1990	1991	3.30

Tabla 4. Resumen de los períodos históricos más similares a Jul/2013 – Jun/2014.

En la tabla 4 se puede ver que en términos del indicador “I” utilizado para identificar el período de mayor similitud hidrológica, jul/1985 – jul/1986 es el más parecido a los últimos doce meses (jul/2013 – jun/2014).

El segundo período identificado de esta forma fue jul/2001 – jun/2002, luego fue jul/2003 – jun/2004, y así sucesivamente.

De esta forma, y en términos de este indicador, obtenemos los años en los que se observaron durante doce meses consecutivos, los valores “más parecidos” a los últimos doce meses.

Asumiendo que los caudales que siguieron al periodo del “*I_{min}*” son los que podrían continuar el momento actual (la situación de hoy), entonces se extrae dicha información histórica de los años que siguieron a ese período. Estos caudales que provienen de las **series semanales** se modelan en el mediano plazo.

Es decir, para simular el período más parecido al actual se utilizarán los caudales históricos observados a partir de jul/1986.

Esta modelación se repetirá con los análogos que ocuparon las posiciones 2, 3, 4 y 5. Es decir, se utilizarán los datos de

- (2) Jul/2002 en adelante;
- (3) jul/2004 en adelante;
- (4) jul/1994 en adelante y

(5) jul/1996 en adelante

En caso de que para alguna serie no exista información para el período análogo, ya que la identificación se hizo para las 30 series que reportan información (ver tabla 1), entonces se utilizará para dicha serie el período que tenga la mejor similitud hidrológica y que –naturalmente– tenga información. Es decir, se empieza con el análogo (1), luego el (2) y así sucesivamente, hasta aquel análogo para el cual la serie tenga registros históricos.

Todos los cálculos aquí descritos se repetirán a comienzos de cada mes, tan pronto se tenga toda la información del mes inmediatamente anterior.

Anexo 4

Formatos para reportar información de contratos de combustibles

Información de contratos de combustibles (GBTUD)		
<i>GAS NATURAL</i>		
Recurso a reportar :		
Mes/año	Tipo de contrato	
	FIRMES (MBTUD) Suma total de cantidades contratadas en firme	OCG (MBTUD) Suma total de cantidades contratadas bajo la de Opción de Compra de Gas
mes 1		
mes 2		
mes 3		
.		
.		
.		
mes 24		

Información de contratos de combustibles (GBTUD)		
<i>LIQUIDOS</i>		
Recurso a reportar :		
Mes/año	Nombre de Combustible	
	Combustible 1 Suma total de cantidades contratadas	Combustible 2 Suma total de cantidades contratadas
mes 1		
mes 2		
mes 3		
.		
.		
.		
mes 24		