

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES TERMONORTE S.A.S ESP.



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, septiembre de 2019**

Termonorte S.A.S ESP.

ANÁLISIS AÑO 2018

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa Termonorte S.A.S ESP., en adelante Termonorte, se constituyó en el año 2009 y se encuentra inscrita en el RUPS desde el 30 de septiembre de 2018. Desarrolla la actividad de Generación de energía eléctrica desde el 1 de diciembre de 2018. El capital suscrito y pagado de la empresa es de \$6.000 millones.

Tabla No. 1. Datos Generales

Tipo de Sociedad	Sociedad Anónima Simplificada
Razón Social	TERMONORTE S.A.S ESP.
Sigla	TERMONORTE
Representante Legal	Sergio Andres Ordoñez Beltrán
Actividad desarrollada	Generación y Comercialización
Año de entrada en operación	2017
Auditor – AEGR	Gestión Futura Auditores SAS
Clasificación	Zona Interconectada
Fecha última actualización RUPS	30/05/2019

Fuente: SUI

De acuerdo a lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018; el prestador realizó la actualización del RUPS de manera anual para los años 2018 y 2019.

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Aspectos Administrativos

La empresa Termonorte, para el desarrollo de su actividad no cuenta con personal contratado, no obstante; tiene vigente un Contrato de Gerencia suscrito con Axia Energía S.A.S. E.S.P., de acuerdo con la información entregada según Radicado SSPD No. 20195290999492 del 09 de septiembre de 2019. La organización actúa como una central de Generación Termoeléctrica de 88 MW, que transa energía en el Mercado de Energía Mayorista, participando como Agente Generador Térmico.

Según la información suministrada por la empresa en mención, esta no cuenta con certificaciones de calidad. Se encuentra en proceso de certificación de calidad ISO9001. Adicionalmente Termonorte se encuentra adelantando los siguientes programas ambientales y sociales:

- Plan de Compensación por Pérdida de Biodiversidad.
- Monitoreo de Flora y Fauna.

La central de Generación Termonorte se encuentra ubicada en el departamento del Magdalena, su punto de conexión al STN es en la subestación Termocol 220 Kv, en la sub-área GCM (Guajira – Cesar – Magdalena) del área Caribe. Al ser despachada centralmente, nuestros competidores son todos los agentes generadores del sistema, en especial los generadores ubicados en la sub-área GCM y el área Caribe.

2.2. Aspectos Financieros

2.2.1. Clasificación de Riesgo

Conforme al Artículo 15 del decreto 990 de 2002, son funciones de las Direcciones Técnicas de Gestión de las Superintendencias Delegadas:

“(...) Evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de los prestadores de servicios Públicos domiciliarios sujetos a la inspección, vigilancia y control de acuerdo con los indicadores definidos por las Comisiones de Regulación (...)”

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el 2019 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible, es decir la información financiera del año 2018, de acuerdo con los indicadores calculados bajo NIF, para las vigencias 2017 y 2018 el nivel de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004.

Con base en los resultados obtenidos de los indicadores financieros, según la metodología regulatoria, la Termonorte, evidencia un nivel de riesgo financiero alto (3) para 2018, que no es posible comparar con resultados de la vigencia 2017, toda vez que en la ejecución del modelo de riesgo y a la fecha, no se cuenta con la información certificada en SUI de la misma.

Tabla No. 2. Clasificación inicial de riesgo financiero año 2017 y 2018

INDICADORES FINANCIEROS	Tipo	NIF	
		2018	2017
<i>Rentabilidad sobre Activos</i>	Rentabilidad	3%	*
<i>Rentabilidad sobre Patrimonio</i>	Rentabilidad	-24%	*
<i>Flujo de Caja sobre Activos</i>	Rentabilidad	-32%	*
<i>Ciclo Operacional</i>	Liquidez	55	*
<i>Cubrimiento de Gastos Financieros</i>	Liquidez	1	*
<i>Razón Corriente</i>	Liquidez	0,1	*
<i>Patrimonio sobre Activo</i>	Solidez	11%	*
<i>Pasivo corriente sobre Pasivo Total</i>	Solidez	79%	*
<i>Activo corriente sobre Activo Total</i>	Solidez	7%	*
<i>Patrimonio</i>		46.004.799.000	-710.986.000
<i>Riesgo Financiero</i>		3	*

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

(*) Sin información en SUI

Teniendo en cuenta lo anterior, la Prestadora incumple con ocho (8) de los nueve (9) indicadores propuestos en la clasificación inicial para la vigencia 2018, los cuales son:

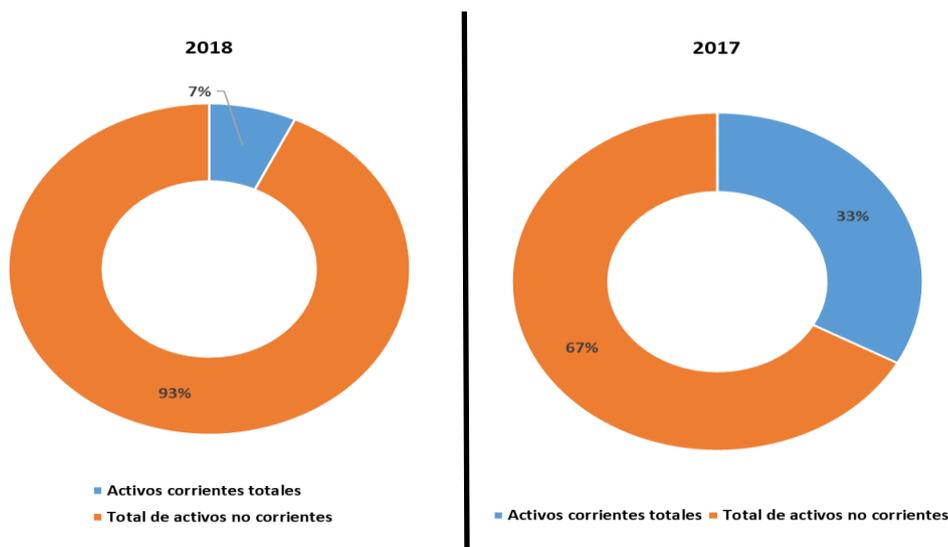
- Rentabilidad sobre patrimonio.
- Flujo de caja sobre activos.
- Ciclo operacional.
- Cubrimiento de gastos financieros.
- Razón corriente.
- Patrimonio sobre activo.
- Pasivo corriente sobre pasivo total.
- Activo corriente sobre activo total.

En la tabla No. 2, se observan los resultados para cada uno de los indicadores establecidos por la normatividad CREG, los cuales establecen la clasificación de riesgo inicial de las prestadoras evaluadas.

2.2.2. Estado de Situación Financiera

Para la vigencia 2018 los recursos de Termonorte se encontraban apalancados en un 89% con terceros dejando el 11% con socios y accionistas, con relación a la vigencia 2017, el porcentaje disminuyó en 17%.

Gráfica No. 1. Comportamiento Activo – Corto y Largo Plazo 2018-2017



Fuente: SUI

Los activos de la compañía se encuentran concentrados en el largo plazo (Gráfica No. 1) representando de esta forma el 93% del total de los activos, siendo la propiedad, planta y equipo el rubro que presenta el mayor porcentaje posicionándose en \$322.785 millones para el año 2018, mostrando un aumento respecto al año 2017 que era de \$8.524 millones. Esta variación, corresponde principalmente a la capitalización de los costos necesarios para la puesta en marcha de la central de generación de energía eléctrica.

Tabla No. 3. Estado de Situación Financiera Comparativo 2018-2017- en pesos

ACTIVOS	2018	AV	2017	AV	AH
Activos corrientes					
Efectivo y equivalentes al efectivo	20.027.487.000	5%	0	0%	
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	4.373.465.000	1%	4.313.961.000	33%	1%
Cuentas comerciales por cobrar por venta de bienes corrientes	0	0%	0	0%	
Cuentas por cobrar corrientes a partes relacionadas	0	0%	0	0%	
Otras cuentas por cobrar corrientes	0	0%	0	0%	
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	4.373.465.000	1%	4.313.961.000	33%	1%
Inventarios corrientes	2.102.589.000	1%	0	0%	
Activos por impuestos corrientes	737.852.000	0%	37.785.000	0%	1853%
Otros activos no financieros corrientes	1.253.958.000	0%	0	0%	
Activos corrientes totales	28.495.351.000	7%	4.351.746.000	33%	555%
Activos no corrientes					
Propiedades, planta y equipo	322.784.717.000	79,56%	8.524.021.000	65%	3687%
Inversiones en asociadas	0	0,00%	0	0%	
Inversiones en subsidiarias	93.724.000	0,02%	0	0%	
Inversiones en negocios conjuntos	0	0,00%	0	0%	
Total de Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	93.724.000	0,02%	0	0%	
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos no corrientes	0	0,00%	0	0%	
Cuentas comerciales por cobrar por venta de bienes no corrientes	0	0,00%	0	0%	
Cuentas por cobrar no corrientes debidas por partes relacionadas	50.821.066.000	12,53%	0	0%	
Otras cuentas por cobrar no corrientes	0	0,00%	0	0%	
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	50.821.066.000	12,53%	0	0%	
Inventarios no corrientes	0	0,00%	0	0%	
Activos por impuestos diferidos	3.493.870.000	0,86%	312.273.000	2%	1019%
Total de activos no corrientes	377.193.377.000	93%	8.836.294.000	67%	4169%
TOTAL DE ACTIVOS	405.688.728.000	100%	13.188.040.000	100%	2976%
PATRIMONIO Y PASIVOS					
PASIVOS					
Pasivos corrientes					
Provisiones Corrientes por beneficios a los empleados	0	0,00%	0	0%	
Otras provisiones corrientes	0	0,00%	0	0%	
Total Provisiones corrientes	0	0%	0	0%	
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	0	0,00%	13.373.654.000	101%	-100%
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	189.049.217.000	46,60%	0	0%	
Cuentas por pagar corrientes a partes relacionadas	0	0,00%	0	0%	
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	0	0,00%	0	0%	
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	189.049.217.000	53%	13.373.654.000	101%	1314%
Pasivos por impuestos corrientes	4.166.375.000	1,03%	95.489.000	1%	4263%
Obligaciones financieras corrientes	89.368.125.000	22,03%	0	0%	
Otros pasivos no financieros corrientes	0	0,00%	429.883.000	3%	-100%
Total pasivos corrientes	282.583.717.000	70%	13.899.026.000	105%	1933%
Pasivos no corrientes					
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes no corrientes	0	0,00%	0	0%	
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios no corrientes	0	0,00%	0	0%	
Cuentas por pagar no corrientes con partes relacionadas	77.100.212.000	19,00%	0	0%	
Otras cuentas comerciales por pagar no corrientes	0	0,00%	0	0%	
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	77.100.212.000	19,00%	0	0%	
Otros pasivos no financieros no corrientes	0	0,00%	0	0%	
Total de pasivos no corrientes	77.100.212.000	19%	0	0%	
TOTAL PASIVOS	359.683.929.000	89%	13.899.026.000	105%	2488%
PATRIMONIO (Sinopsis)					
Capital emitido	6.000.000.000	1,48%	100.000.000	1%	5900%
Ganancias acumuladas	-12.991.601.000	-3,20%	-810.986.000	-6%	1502%
Prima de emisión	52.996.400.000	13,06%	0	0%	
Otras participaciones en el patrimonio	0	0,00%	0	0%	
Otras reservas	0	0,00%	0	0%	
Total patrimonio	46.004.799.000	11%	-710.986.000	-5%	-6571%
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	405.688.728.000	100%	13.188.040.000	100%	2976%

Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2018 - 2017.

Tabla No. 4. Propiedad, Planta y Equipo 2018 – en pesos

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTORICO 2018
Planta de Generación Térmica	\$ 291.831.036.830
Subestación eléctrica 44 KV	\$ 17.022.828.757
Subestación eléctrica 220 KV	\$ 12.527.043.764
Línea de transmisión eléctrica	\$ 1.403.807.227
TOTALES	\$ 322.784.716.578

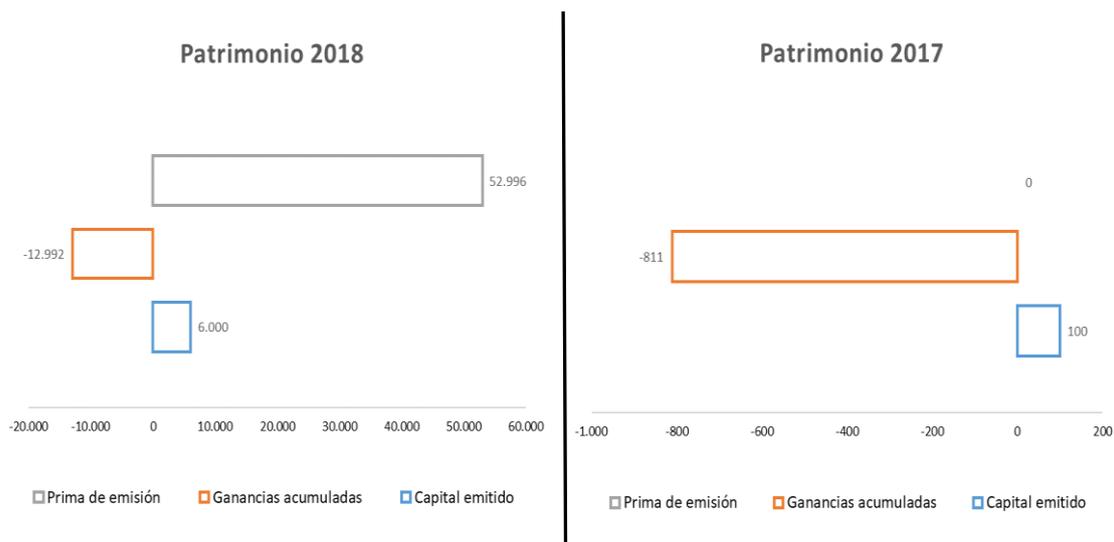
Fuente: TERMONORTE SAS ESP

El siguiente rubro significativo de activos a largo plazo son las cuentas por cobrar no corrientes por partes relacionadas que son de \$50.821 millones, correspondiente a las transacciones entre Termonorte y Axia Energía, por contrato de mandato y seguros pagados, los cuales tienen un periodo de amortización de 12 meses.

Los activos corrientes están integrados por: i) efectivo y equivalentes de efectivo por \$20.027 millones, ii) cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes de \$4.373 millones, iii) inventarios corrientes por \$2.103 millones iv) activos por impuestos corrientes de \$738 millones, y v) otros activos no financieros corrientes por \$ 1.254 millones.

El 53% del endeudamiento con terceros corresponde a cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes por valor de \$189.049 millones, las cuales corresponden a la construcción de la central de generación, seguros, compras de gas natural, compras de energía y una comisión por contrato de administración con Axia Energía. A su vez, el siguiente rubro más representativo son las obligaciones financieras corrientes por \$89.368 millones, representando el 25% del pasivo total, por causa de desembolso de un crédito por USD\$27,5 millones, los cuales se utilizaron para el montaje de la central de generación.

Gráfica No. 1. Patrimonio 2018- 2017



Fuente: SUI

Con relación al apalancamiento con los socios, Termonorte presenta un incremento del 16,73% con relación al 2017, posicionándose en \$46.005 millones a diciembre de 2018, el patrimonio evidencia un mejoramiento de \$52.996 millones en su prima de emisión y de \$5.900 millones en el capital emitido a razón de aprobación de capitalización por parte de la asamblea de accionistas, mediante acta N°010 del 6 de septiembre de 2018. La pérdida para la vigencia 2018, fue de -\$12.991 millones.

2.2.3. Estado de Resultados Integrales

Tabla No. 2. Estado de Resultados Integral Comparativo 2018-2017 – en pesos

Estado de Resultados Integral	2018	2017
Ingresos de Actividades Ordinarias	28.932.403.000	2.361.543.000
Costo de ventas	8.644.328.000	3.219.211.000
Ganancia Bruta	20.288.075.000	-857.668.000
Otros Ingresos	3.236.000	9.760.000
Costos de distribución	0	0
Gastos de administración	6.193.500.000	67.199.000
Otros gastos	1.727.597.000	17.050.000
Otras ganancias (pérdidas)	0	0
Ingresos financieros	0	3.131.000
Costos financieros	24.591.248.000	0
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-12.221.034.000	-929.026.000
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	-189.946.000	-246.234.000
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	-12.031.088.000	-682.792.000
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	0	0
GANANCIA (PÉRDIDA)	-12.031.088.000	-682.792.000

Fuente: SUI

Respecto de los ingresos operacionales de Termonorte la empresa afirma:

“(...) El incremento obedece que la Compañía para el 2017, percibió ingresos por cargo de confiabilidad a partir de diciembre de 2017 y para el 2018 recibió cargo de confiabilidad por el periodo comprendido del 1 de enero de 2018 a 31 de diciembre de 2018 y de la entrada en operación de la planta a partir de diciembre de 2018 (...)”

El costo de ventas de la compañía se posiciona en \$8.644 millones representando el 30% del total de los ingresos operacionales, correspondientes a costos por prestación de servicios de energía y transacciones en bolsa y otros costos de puesta en marcha de la central de generación, como la compra de gas natural, insumos y materiales para reparaciones.

Los gastos administrativos son de \$6.193 millones correspondientes principalmente a pagos por comisiones y honorarios relacionados con la financiación de la construcción de la planta. Así mismo, los costos financieros son de \$24.591 millones, debido al impacto por diferencia en cambio por los saldos de las obligaciones en moneda extranjera e intereses financieros causados a las obligaciones adquiridas en la vigencia 2018.

Las pérdidas del 2018 fueron de -\$12.031 millones, aumentando en un 12,7% respecto al 2017, vigencia que presentó pérdidas por el orden de -\$682 millones.

2.2.4. Estado de Flujo de Efectivo

Tabla No. 3. Flujo de Efectivo Real 2018 – en pesos

CONCEPTOS	2018
Ganancia (pérdida)	-12.031.088.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	187.581.318.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-315.668.828.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	148.114.997.000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de efecto de los cambios en la tasa de cambio	20.027.487.000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	20.027.487.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	0
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	20.027.487.000

Fuente: TERMONORTE SAS ESP

El flujo de caja de la vigencia 2018, muestra un efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo positivo por valor de \$20.027 millones, donde su rubro más representativo se debe a salidas de efectivo para cubrir necesidades de inversión, seguidas por pagos para disminución de las obligaciones financieras adquiridas para la construcción de la central de generación.

Tabla No. 7. Flujo de Efectivo Proyectado 2019 – 2020 – en pesos

	2019	2020	2021	2022
Entradas				
Cargo confiabilidad	31.859.001.720	32.440.595.467	34.126.005.699	35.393.453.368
Otros Ingresos	64.132.851.977	42.403.394.400	43.564.612.325	44.320.950.286
Deuda senior	-			
Financieros	-	131.387.442	132.806.748	133.257.777
Cuentas por pagar	-			
Total Entradas	\$ 95.991.853.698	\$ 74.975.377.309	\$ 77.823.424.771	\$ 79.847.661.431
Salidas				
Contratos de respaldo	851.559.150	-	-	-
Contrato de respaldo de líquidos	732.448.804	736.202.836	757.329.489	770.091.449
gastos administrativos y operativos	4.751.282.785	5.714.827.802	5.908.212.149	6.042.231.611
Seguros	1.800.000.000	1.800.000.000	1.800.000.000	1.800.000.000
Mantenimiento y Operación	6.062.376.259	4.294.516.541	4.417.755.355	4.492.200.117
Costo de líquidos (Gas-Diesel)	54.179.456.624	39.735.770.946	39.481.479.605	40.146.792.447
Retenciones	1.087.812.661	-	-	-
Otros gastos y otras retenciones	3.913.333.084	2.997.683.455	3.068.317.224	3.135.021.146
gastos financieros	6.354.288.880	375.920.566	386.708.277	393.224.800
Impuesto de renta y otros	4.345.239.348	-2.521.297.390	-1.208.803.158	-1.254.471.269
Anticipos de Impuestos	1.543.755.769	1.208.803.158	1.254.471.269	1.286.890.627

Pago único de almacenamiento	9.243.422.961	-	-	-
Total salidas	\$ 94.864.976.326	\$ 54.342.427.913	\$ 55.865.470.210	\$ 56.811.980.929
Caja del periodo	\$ 1.126.877.372	\$ 20.632.949.397	\$ 21.957.954.562	\$ 23.035.680.502
Caja inicio del Período	\$ 11.720.865.277	\$ 12.847.742.649	\$ 33.480.692.046	\$ 55.438.646.608
Caja al final del periodo antes de Deuda	\$ 12.847.742.649	\$ 33.480.692.046	\$ 55.438.646.608	\$ 78.474.327.110

Fuente: TERMONORTE SAS ESP

La compañía entregó el flujo de caja proyectado del servicio de energía eléctrica tal y como lo muestra la tabla No. 7, donde se muestra un comportamiento positivo y creciente del efectivo, principalmente por los ingresos por cargo de confiabilidad.

2.3. Gestión de Riesgos

El prestador Termonorte no cuenta en el momento con un sistema de gestión de riesgo; durante la visita indicaron que se realizaría un contrato con la firma de abogados Brigard & Urrutia en el cual se adelantaría el diseño del sistema de gestión de riesgos corporativos.

En cuanto al cumplimiento de lo establecido en el Decreto 2157 de 2017 “*Por medio del cual se adoptan directrices generales para la elaboración del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las entidades públicas y privadas en el marco del artículo 42 de la Ley 1523 de 2012*”¹ el cual tiene como alcance:

“(...)El Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) incluirá, entre otros aspectos, el análisis específico de riesgo que considere los posibles efectos de eventos de origen natural, socio-natural, tecnológico, biosanitario o humano no intencional, sobre la infraestructura expuesta y aquellos que se deriven de los daños de la misma en su área de influencia de posible afectación por la entidad, así como de su operación que puedan generar una alteración intensa, grave y extendida en las condiciones normales de funcionamiento de la sociedad. Con base en ello realizará el diseño e implementación de medidas para reducir las condiciones de riesgo actual y futuro, además de la formulación del plan de emergencia y contingencia, con el fin de proteger la población, mejorar la seguridad, el bienestar y sostenibilidad de las entidades (...)” (Subrayado fuera de texto)

Se puede indicar que bajo el radicado SSPD 2019220104571 del 9 de abril de 2019 se solicitó al prestador información correspondiente al cumplimiento del artículo 42 de la Ley 1523 de 2012 y del Decreto 2157 de 2019, motivo por el cual el prestador remitió el documento titulado: “*Plan de Emergencia y Contingencia para Termo Norte S.A.S. E.S.P.*” versión 2019, elaborado por el área de Gestión Humana y Seguridad y Salud en el Trabajo.

¹ “(...) Todas las entidades públicas o privadas encargadas de la prestación de servicios públicos, que ejecuten obras civiles mayores o que desarrollen actividades industriales o de otro tipo que puedan significar riesgo de desastre para la sociedad, así como las que específicamente determine la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres, deberán realizar un análisis específico de riesgo que considere los posibles efectos de eventos naturales sobre la infraestructura expuesta y aquellos que se deriven de los daños de la misma en su área de influencia, así como los que se deriven de su operación. Con base en este análisis diseñará e implementarán las medidas de reducción del riesgo y planes de emergencia y contingencia que serán de su obligatorio cumplimiento (...)” (Subrayado y negrilla fuera de texto)

Posteriormente, bajo el radicado SSPD 20192200709261 del 30 de agosto de 2019, en el ítem 3 Gestión de Riesgos de Desastres, se requirió entre otras cosas, el (los) documento(s) correspondiente(s) al Plan de Gestión del Riesgo de Desastres (conforme a lo establecido en el artículo 2.3.1.5.2.1.1. del Decreto 2157 de 2017), para lo cual el prestador con radicado SSPD 20195290999492 del 09 de septiembre de 2019, da respuesta aportando el documento titulado “*Plan de Contingencia Cogeneración de Energía*” Versión: Julio de 2018, el cual no cumple con todos los lineamientos establecidos en el Decreto 2157 de 2017, para el Plan de Emergencias y Contingencias PEC, y así mismo para el Plan de Gestión del Riesgo de Desastres.

2.4. Normas Internacionales de Auditoria (NIA)

2.4.1. Análisis de la Auditoria Externa de Gestión y Resultados -AEGR- del año 2018.

Para el análisis de la empresa Termonorte, una vez, verificada la información, en el Sistema Único de Información –SUI-, y en el Registro Único de Servicios Públicos –RUPS-, el informe de Auditoria Externa de Gestión y Resultados. AEGR, fue enviado extemporáneamente por la firma Gestión Futura Auditores S.A.S.

2.4.2. Organigrama Control Interno.

No se destaca novedad al respecto, siendo la estructura organizativa acorde con los lineamientos de la casa matriz. El análisis, organización y medidas, en cuanto a control interno, son las adecuadas. En Termonorte se trabaja en la identificación y administración de riesgos, así como se conoce el concepto de administración de riesgos, pero aún se percibe como una tarea de la Oficina de Control Interno. En todo caso el tema es conocido por la alta gerencia;

2.4.3. Arquitectura Organizacional.

Termonorte, se registró ante la Cámara de Comercio, como una sociedad prestadora de los servicios públicos de generación y comercialización de energía, tiene su domicilio en la ciudad de Barranquilla, fue constituida en el año 2009 y está registrada en RUPS desde el 1° de diciembre de 2017 como generador de energía, su operación inició el 1° de diciembre de 2018, conforme lo estipulado en las leyes 142 y 143 de 1994. AXIA POWER 1, tiene el 100% de las acciones.

2.4.4. Verificación Calidad de la Información al SUI.

El auditor verificó que; “(...) *el prestador no cargó la información financiera de NIIF en formato XBRL, conforme lo dispuesto por la Resolución SSPD20191000006825, dentro del plazo normativo, esto porque se presentaron demoras en la habilitación de los aplicativos, problema en el formato de clasificación y luego problemas con la licencia, las cuales fueron resueltas por el SUI el 20 de junio de 2019, fecha de cargue de la información financiera 2018.* (...)”.

2.4.5. Viabilidad Empresarial.

Matriz de Riesgos.

Del análisis y verificación realizado por el auditor, se concluye que el nivel de riesgo y por ende la calificación de este, para la E.S.P, es de C (Medio Alto). Certificación: Hipótesis de Empresa en Funcionamiento- Aplicación NIA 570 (#1 ANEXO RES. 58365/2017).

En el informe se destaca que la E.S.P., obtuvo ingresos por concepto de cargo por confiabilidad de \$28.932 millones, originado en una mayor cantidad de energía transada.

Los costos de operación fueron de \$8.644 millones, lo cual equivale al 29,88%, del total de los ingresos, y de este rubro, los costos de bienes y servicios públicos para la venta son los de mayor participación, correspondiendo a \$3.389 millones.

El gasto administrativo incurrido es de \$6.194 millones, de lo cual, los gastos generales corresponden a \$5.074 millones.

Termina el análisis, para este capítulo, con la afirmación del auditor, en cuanto a que: *“(...) TERMONORTE reconoce pérdida por método de participación de \$6 millones y costos financieros de \$24.592 millones, originados por ajuste de diferencia en cambio e intereses principalmente. Así mismo, se evidencian otros gastos de \$1.721 millones. Al finalizar el año, TERMONORTE obtiene como resultado pérdida de \$12.031 millones. (...)”.*

Opinión Financiera General.

El auditor, deja constancia y certifica que la información utilizada para la elaboración de los estados financieros comparativos al 31 de diciembre de 2018 y 2017, fue la entregada por el prestador.

Y, acorde con esa información, estableció los resultados siguientes: *“un margen de rentabilidad neta, negativo de 41.58% y un resultado que correspondió a pérdida de \$12.031 millones, donde el gasto financiero que corresponde a un 85% del total del ingreso de operación, es el rubro más representativo que afecta de manera importante el resultado. La compañía cierra el año con índices de liquidez que comprometen el flujo de efectivo en el corto plazo y un nivel de endeudamiento superior a un 80%, asociado a obligaciones con proveedores, accionistas y entidades financieras, apalancamiento necesario para contar con flujo de caja y continuar con la construcción y puesta en marcha de la planta. (...)”.*

2.4.6. Análisis y Evaluación de Puntos Específicos.

Esta parte del informe de auditoría comprende los análisis siguientes: financiero, técnico, comercial y un aspecto, denominado “Externos”, referido a la incidencia del sector en la gestión del servicio público que presta la compañía.

Aspectos Financieros.

Limitación de Suministro. El auditor, encontró que hubo un proceso de limitación de suministro, por Proyección de S+3, del 1 al 4 de enero de 2019, el día 18/12/2018, que se canceló al día siguiente.

Liquidez. La E.S.P., presentó un indicador de razón corriente de 0,10 veces, dado el mayor nivel de pasivos corrientes, respecto de los activos de corto plazo, los cuales se concentran en cuentas por pagar de \$189.049 millones y \$89.368 millones de obligaciones financieras.

Solvencia. El nivel de solvencia es de 1,13 veces, lo que se traduce en que con el total de sus activos puede cubrir su pasivo total, manteniendo la capacidad de cumplir con sus obligaciones de corto y largo plazo.

Rentabilidad. El margen bruto de rentabilidad es positivo de 70,12%, sin embargo, el resultado del ejercicio es negativo de -\$12.031 millones y un margen neto negativo de -41,58%, la principal causa fue; los costos financieros netos que correspondieron a \$24.591 millones, el 85% del ingreso operacional, especialmente el ajuste por

diferencia en cambio y los intereses, y otros servicios de deuda son los de mayor representación.

Endeudamiento. Termonorte, tiene un nivel de endeudamiento de 88,66%, concentrado en obligaciones financieras y cuentas por pagar comerciales, originado en la construcción y puesta en marcha de la planta.

Causal de Disolución. El auditor conceptúa que; la E.S.P., no presentó condiciones ni situaciones que la pusieran en causal de disolución. El patrimonio finaliza en \$46.005 millones. Se efectuó capitalización que aumentó su capital social a \$6.000 millones y generó una prima de emisión de \$52.996 millones.

Inversiones.

La E.S.P., firmó un contrato (hasta el año 2037) de Gerencia y administración del proyecto Termonorte con la Empresa Axia S.A.S. E.S.P., en la cual se establece el cubrimiento de los costos y gastos de la construcción del proyecto.

Por este concepto, la E.S.P., adeuda a AXIA la suma de \$91,295 Millones de pesos.

Conclusiones.

La Empresa Termonorte, recién inicia actividades y se encuentra en etapa de construcción, por lo tanto, el incumplimiento de indicadores y referentes de la evaluación de gestión e indicadores para clasificación del nivel de riesgo, rentabilidad, solvencia, liquidez, son entendibles, para este periodo inicial en el proyecto.

Adicional, es de suponer que los niveles de endeudamiento sean altos, comenzando por los proveedores, entidades financieras, accionistas.

Se recomienda ejercer un seguimiento, acorde con los términos y plazos fijados, por la normatividad, para asegurar que llegue a su etapa de estabilización y normal desarrollo operativo y suficiencia financiera.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1. Descripción general de la planta

Termonorte es una empresa de generación y suministro de energía de respaldo al sector energético colombiano, la cual nace gracias a ser una de las plantas ganadoras de la subasta del cargo por confiabilidad a 20 años. La central de generación Termonorte está ubicada al borde de la Troncal del Caribe, a 7,2 km de la ciudad de Santa Marta, en un terreno plano de aproximadamente seis (6) hectáreas. Tiene una capacidad de generación de 93 MW y una capacidad efectiva neta² de 88 MW, que corresponden a diez (10) motores de combustión interna dual. Termonorte entró en operación comercial el 1 de diciembre de 2018 y se conecta en la subestación Termocol 220 del Sistema de Transmisión Nacional (STN), para lo cual posee una relación contractual con el transmisor Intercolombia ITCO (ISA).

Los generadores eléctricos generan a un nivel de tensión de 13,8 kV que posteriormente son elevados a través de 2 transformadores en la subestación Termonorte 44 a 44 kV; en este nivel de tensión se transporta la energía a través de un doble circuito de 722 metros de longitud hasta la subestación Termocol 220, donde a través de 2 transformadores se eleva el voltaje a 220 kV donde se mide la energía

² Es la máxima capacidad de potencia neta (expresada en valor entero en MW) que puede suministrar una planta y/o unidad de generación en condiciones normales de operación, medida en la frontera comercial. Se calcula como la Capacidad Nominal menos el Consumo Propio de la planta y/o unidad de generación. (Resolución CREG 074 de 2002)

que entrega la planta. Se estiman pérdidas en el transporte de la energía generada hasta la frontera comercial de generación de aproximadamente 0,8% en funcionamiento a plena carga. Cabe destacar que tanto las líneas como los transformadores son considerados como activos de conexión y por ende la administración, operación y mantenimiento de estos activos se realiza por parte de Termonorte.

El sistema de generación instalado fue diseñado para operar con tres tipos de combustibles: Gas Natural, Diésel y Combustible Pesado (en adelante HFO, abreviación de *Heavy Fuel Oil*). El principal combustible para generar es gas natural por su menor precio y menor impacto medioambiental en cuanto a emisión de gases contaminantes. El combustible líquido se tiene como respaldo para garantizar la disponibilidad de la energía ante cualquier eventualidad y es almacenado en tanques contiguos a la central de generación, y una logística de transporte y almacenamiento. La verificación de la ENFICC³ ya se realizó y como resultado de esa auditoría reglamentada por el acuerdo C.N.O. 557 del 10 de noviembre de 2011, la capacidad efectiva neta, consumo térmico específico (BTU/kWh) y la eficiencia tanto con gas como con combustibles líquidos se relacionan a continuación.

Tabla No. 8. Capacidad efectiva, consumo térmico específico y eficiencia.

	Capacidad Neta (kW)	Consumo Térmico Específico (BTU/kWh)	Eficiencia (%)
Gas Natural	88.904,32	8.023,28	42,5
Combustibles líquidos	88.410,91	7.841,06	43,5

Fuente: Termonorte SAS ESP

La central de generación está ubicada dentro del área rural del municipio de Santa Marta con alturas sobre el nivel del mar de entre 134 y 150 msnm. La topografía del sector es de tipo ondulado a montañoso, posee un clima cálido y seco, con un régimen de lluvia multianual aproximado de 362 mm, humedad relativa del 77% y un rango de temperatura entre los 23 y 32°C. Es importante mencionar que los parámetros anteriormente mencionados son aceptables para este tipo de tecnología de generación.

En términos generales al ser una planta relativamente nueva (entró en operación el 1 de diciembre de 2018) se observó una infraestructura en muy buenas condiciones para la generación de energía eléctrica, además a que se recibieron los respectivos certificados de inspección al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Adicionalmente se evidencia un buen nivel de redundancia y flexibilidad en la construcción de la planta, que le permiten a la planta ser muy confiable y presentar altos índices de disponibilidad.

3.2. Descripción del proceso de generación

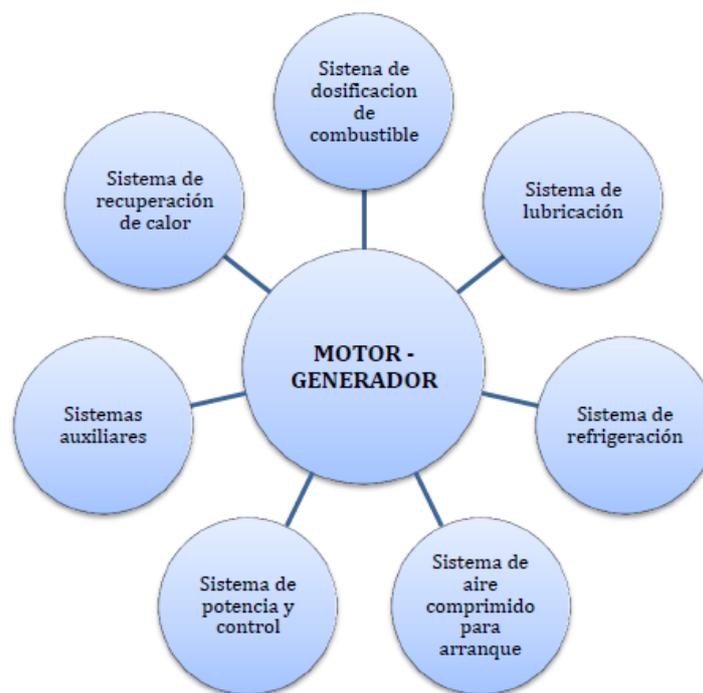
Esta central de generación funciona transformando la energía química del combustible en energía cinética rotacional por medio de un sistema biela-manivela. Esta energía cinética se transmite por medio de un eje hasta el generador el cual la transforma el movimiento en energía eléctrica.

³ ENFICC: máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año.

De la energía consumida por el motor en forma de combustible, aproximadamente el 42% se convierte en energía eléctrica, alrededor del 45% se transforma en energía térmica útil aprovechable, la cual se aprovecha a través de un sistema de recuperación de calor para precalentar el combustible, y el 13% restante se pierde en forma de radiación, convección y gases de escape calientes.

El equipo principal que constituye la central de generación es el motor-generator. La máquina es seleccionada de acuerdo a los requerimientos de generación y se dimensionan los equipos periféricos acorde a las condiciones de operación de la instalación. En la siguiente gráfica se muestran los principales subsistemas en los cuales se descompone el sistema de generación. Es importante mencionar que la vida útil de todos los elementos es de 20 años según los fabricantes, lo cual es conforme con el término del cargo por confiabilidad adjudicado.

Gráfica No. 3. Principales subsistemas del sistema de generación



Fuente: Termonorte SAS ESP

De los anteriores subsistemas se destaca lo siguiente:

- La forma en que están dispuestas las unidades motor-generator le permiten a la planta ser redundante, pudiendo generar con una sola casa de máquinas. Adicionalmente, el tener 10 unidades independientes de generación le otorgan a esta planta un alto grado de disponibilidad; en la operación diaria por lo general es posible hacer mantenimiento a una unidad mientras las demás generan, lo cual adicionalmente ayuda a mantener la planta, vista como un todo, en buenas condiciones para la generación de energía eléctrica. También se posibilita esta forma de operar gracias a que el cargo por confiabilidad de la planta es de 70,6 MW y con 8 unidades generando es posible cumplir con esa obligación.
- Se evidenció un sistema de baja tensión con buen nivel de redundancia al contar con 2 transformadores auxiliares, UPS y una central de emergencia

Diésel para suministrar la energía eléctrica suficiente que requieren los sistemas auxiliares de la planta para poder generar energía eléctrica. Es una característica deseable en pro de la disponibilidad de la planta.

- Del sistema de media tensión es importante resaltar el hecho de contar con 2 transformadores dimensionados en conjunto al 1,45 de la capacidad neta de la planta, lo cual le da un buen nivel de confiabilidad.
- El sistema de dosificación de gas no es redundante, y el suministro depende de la empresa distribuidora “gases del caribe” con quien poseen relación contractual para el suministro de este energético. Se evidenció por parte de Termonorte que este es el punto más “débil” de la infraestructura, sin embargo, se pone de presente que la planta no quedaría indisponible por este factor ya que como respaldo es posible generar con combustibles líquidos, aunque quedarían expuestos a los altos costos a los que estos pudieran llegar.
- En cuanto al almacenamiento de combustible, se debe aclarar lo siguiente: con la capacidad total almacenada de combustible líquido en los tanques de la planta, se puede conseguir aproximadamente una autonomía de 11 días generando a máxima carga durante 24 horas seguidas, sin embargo, la empresa informa que normalmente no se mantienen los tanques al 100% de su capacidad, sino que se busca mantener almacenada una autonomía de aproximadamente de 3 días, tiempo suficiente para que el combustible almacenado en Barranquilla, llegue a las instalaciones de la planta en Santa Marta. Se informa por parte de la empresa que hasta el momento no se han presentado inconvenientes con este tipo de operación en la logística del combustible.

3.3. Procesos de Mantenimiento y Operación.

En cuanto al mantenimiento y operación de la planta de generación lo primero que hay que poner de presente es que este servicio está sub-contratado por Termonorte con Hyundai Global Service Colombia S.A.S., en adelante HGS, quien es una empresa filial de la misma empresa fabricante de la planta y los motores que funcionan en Termonorte. El contrato de servicio es a 5 años e incluye toda la operación diaria, mantenimiento (con los respectivos repuestos) y capacitación del personal. En esta área trabajan 21 personas de las cuales 18 son colombianos y 3 a la cabeza que son coreanos. Aun cuando son 21 personas contratadas, la planta es operada con menos personal que este. HSG se encarga de toda la operación y mantenimiento hasta los bornes de alta del transformador de Termonorte 44 y de ahí en adelante le corresponde a Termonorte la operación y mantenimiento de los activos hasta la subestación Termocol 220.

En la operación HGS envía a Termonorte un informe del procedimiento que se surtió a los motores y a los equipos auxiliares en el cual se utilizan hojas de chequeo y de reporte, los cuales al realizarlos le permiten a la planta funcionar de una forma confiable y segura. En el reporte de operación diaria se entrega un consolidado del consumo de combustible y generación de energía eléctrica de la planta, se presentan también los niveles de combustible de los tanques y un resumen de operación y registro diario de mantenimiento e incidencias. Principalmente se presenta:

- Estado de la operación.
- Resumen de generación.
- Reporte de incidencias.
- Reporte de mantenimientos correctivos.
- Reporte de mantenimientos programados.

- Resumen de personal en Central.

En cuanto al mantenimiento de la planta se entrega al igual que en la operación un informe por parte de HGS a Termonorte, en la cual se relacionan los equipos a los que se les hace mantenimiento. El mantenimiento en la central de generación Termonorte se divide en tres categorías:

- Equipos de generación y auxiliares
- Locativos
- Subestaciones y redes

3.3.1. Equipos de Generación Y Auxiliares

Se aplican los siguientes tipos de mantenimiento:

Mantenimiento Programado: Este mantenimiento está basado en tareas específicas determinadas por el fabricante de los equipos las cuales se ejecutan de acuerdo al tiempo de operación de cada equipo.

Mantenimiento Correctivo: Reparaciones menores que son corregidas por el personal en campo sin requerir un paro prolongado de un motor.

Mantenimiento Predictivo: Cada uno de los motores cuenta con sensores de temperatura, presión, velocidad, flujo y energía, que permiten hacer un diagnóstico en tiempo real del estado de equipo. Periódicamente se realizan revisiones de termografías para detectar puntos calientes en sistemas eléctricos y mecánicos, mediciones de vibración en elementos rotativos, análisis de aceites y análisis de aguas.

3.3.2. Locativos

Abarcan todas las adecuaciones requeridas para el mantenimiento de la infraestructura de la central, principalmente de edificaciones y obras civiles. Esta comprende mantenimientos correctivos como reparación de cunetas y terraplenes, recubrimientos contra la corrosión; mantenimientos preventivos como podas, limpieza de cunetas, adecuación de vías y limpieza de fachadas.

3.3.3. Subestaciones y Redes

Se aplican los siguientes tipos de mantenimiento:

Mantenimiento Programado: corresponde al recomendado por el fabricante de los equipos, ejecutado por personal cualificado. Así mismo, se programan tareas de limpieza para garantizar la operatividad de los equipos expuestos al medio ambiente.

Mantenimiento Correctivo: realizado especialmente en las estructuras de soporte de equipos eléctricos, comprenden labores de remoción de óxido y protección ante la corrosión.

Todos estos procesos son mejorados continuamente en conjunto entre Termonorte y HGS. Se recomienda desde esta Superintendencia a Termonorte que mantenga y mejore en la medida de lo posible, las relaciones con HSG, ya que es un "stakeholder" muy importante no solo en el funcionamiento de la planta sino también en la viabilidad y rendimiento de la empresa.

3.4. Plan anual de mantenimiento e inversiones

En cuanto al Plan Anual de Mantenimiento (PAM) reportado por la empresa al CND a ser ejecutado durante la vigencia 2017, de acuerdo con lo expuesto en el numeral 2.1.1.3 del Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995), la empresa reporta que, dado que la planta entró en operación comercial hace muy poco (1 de diciembre de 2018), sus primeros planes de mantenimiento fueron ingresados en el Plan Semestral de Mantenimientos (PSM II) que inicia en octubre de 2019 y finaliza en marzo de 2020. Se programaron los siguientes mantenimientos dentro del PSM II:

- El 15 de enero de 2020, se realizará con riesgo de disparo (RD), el mantenimiento preventivo que comprende el lavado en caliente de los aisladores asociados a la Bahía de Transformador TERMOCOL 1 125 MVA 220 KV, entre las 8:00 horas y las 17:00 horas, periodos 9 al 17.
- El 15 de enero de 2020, se realizará con riesgo de disparo (RD), el mantenimiento preventivo que comprende el lavado en caliente de los aisladores asociados a la Bahía Central TERMOCOL CAMPO M020 220 KV, entre las 8:00 horas y las 17:00 horas, periodos 9 al 17.
- Entre el 10 y el 20 de enero de 2020, se realizará la apertura de la Bahía de Transformador TERMOCOL 1 125 MVA 220 KV y la Bahía Central TERMOCOL CAMPO M020 220 KV, como mantenimiento preventivo, que comprende cambio de conductores que van de estas bahías hacia las barras 1 y 2 de la subestación Termocol 220 kV. Entre las 8:00 horas y las 17:00 horas, periodos 9 al 17.

Por otro lado, se realizaron trabajos de mantenimiento con consignaciones nacionales las cuales se relacionan a continuación:

- Se realizó el 15 de abril de 2019, fuera del PSM, la Consignación Nacional C0168508 con riesgo de disparo (RD), el mantenimiento preventivo que contemplaba el lavado en caliente de los aisladores asociados a la Bahía de Transformador TERMOCOL 1 125 MVA 220 KV, entre las 8:00 horas y las 17:00 horas, periodos 9 al 17.
- Se realizó el 15 de abril de 2019, fuera del PSM, la Consignación Nacional C0168509 con riesgo de disparo (RD), el mantenimiento preventivo que contemplaba el lavado en caliente de los aisladores asociados al Bahía Central TERMOCOL CAMPO M020 220 KV, entre las 8:00 horas y las 17:00 horas, periodos 9 al 17.

Dentro de los planes de mantenimiento, la empresa siempre incluye un mantenimiento a las subestaciones y/o líneas, sin embargo, dadas las particularidades del ambiente donde trabaja la planta si se requiere realizar el mantenimiento con menor distancia entre ellos, se realiza una consignación por fuera del PAM. Finalmente, se espera desde la empresa hacer una intervención mayor a la planta cuando se cumplan las 8.000 horas de servicio en los motores, aunque se deja de presente que no se reportará indisponible ya que se hará la intervención un motor a la vez.

Se verificó en el Sistema Nacional de Consignaciones (SNC) que las 2 consignaciones fueron adecuadamente reportadas a XM, sin embargo, no fue posible encontrar en el HEROPE registros de eventos asociados a estas consignaciones. Se procedió a buscar en el archivo de activos en operación comercial publicados por XM, los activos de conexión de Termonorte al STN encontrándose solamente las bahías TERMOCOL CAMPO M020 220 KV y BT TERMOCOL 1 125 MVA 220 KV. Se logró evidenciar que

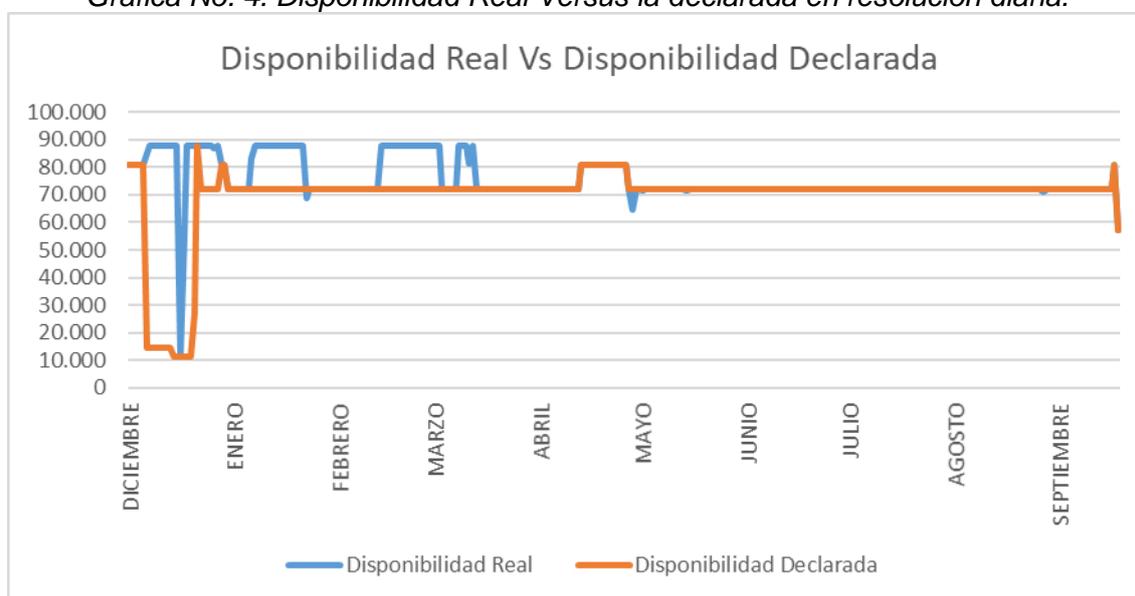
el agente operador (Termonorte) no se relaciona en el aplicativo HEROPE por lo que no existen reportes de eventos de ningún activo de conexión de Termonorte al STN. Es necesario que se haga por parte del agente el registro tanto de los activos de conexión como del operador de los mismos y los respectivos reportes de eventos.

3.5. Disponibilidades

En este acápite se hace un análisis sobre la disponibilidad de la planta Termonorte durante todo el tiempo de operación. Para mejor entendimiento del análisis se relacionan las definiciones de disponibilidad real y declarada tomada del portal web de XM <https://www.xm.com.co/corporativo/Paginas/Herramientas/glosario.aspx> ⁴.

A partir de datos de XM, se realizó el análisis de disponibilidad declarada vs disponibilidad real que presentó la planta Termonorte, análisis que se relaciona a continuación:

Gráfica No. 4. Disponibilidad Real Versus la declarada en resolución diaria.



Fuente: Datos XM. Elaboración propia.

De la anterior gráfica se evidencia que la planta en promedio diario nunca ha reportado disponibilidad 0 y que por lo general se logra cumplir con la disponibilidad declarada e incluso con más potencia, acorde con los requerimientos del Centro Nacional de Despacho.

A continuación, se relacionan los eventos de indisponibilidad reportados por Termonorte al CND.

⁴ **Disponibilidad declarada:** Máxima cantidad de potencia neta (expresada en valor entero en megavatios) que un generador puede suministrar al sistema durante el intervalo de tiempo determinado para el despacho económico o el redespacho, reportada por la empresa propietaria del generador.

Disponibilidad real: Disponibilidad promedio calculada a partir de la fecha de los eventos que modifican la disponibilidad de las unidades de generación de los generadores, así como de la disponibilidad reportada al Centro Nacional de Despacho al ocurrir el cambio de estado de una unidad.

Tabla No. 9. Eventos de indisponibilidad de la planta

Fecha ocurrencia	Disponibilidad	Causa	Descripción	Duración
16/12/2018 0:00	0.00	Generador	Oferta	00:00 a 7:00
16/12/2018 17:00	0.00	Generador	Oferta	17:00 a 9:00
26/12/2018 8:09	0.00	Generador	Salida de planta por problemas en el sistema de combustible (gas más diésel)	08:09 a 08:26
28/04/2019 2:41	0.00	STN: Sistema de transmisión nacional	STN	02:41 a 05:07
27/08/2019 15:49	0.00	Interruptores – transformadores	Interruptores – transformadores	03:49 a 04:09
18/09/2019 5:00	0.00	Generador	Indisponible por Oferta	05:00 a 12:00

Fuente: Datos XM. Elaboración propia.

De la anterior tabla se identifica que solo una de ellas fue por causa de terceros (STN), el resto fueron por causas internas de la misma planta. En términos generales, se presenta una buena disponibilidad de la planta.

3.6. Certificaciones y pólizas

En la revisión que se hizo no se identificaron ni certificaciones de tipo ambiental ISO 14001, ni de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo (SG-SST) del tipo ISO 18001, ni tampoco certificaciones en calidad del tipo ISO 9001, aunque esta última se informa que se viene adelantando. Se recomienda a la empresa gestionar este tipo de certificaciones, a fin de asegurar una operación de mayor calidad, segura y con menor impacto medio ambiental.

Por otro lado, la empresa posee múltiples certificaciones de recolección, transporte y disposición final de residuos sólidos y peligrosos. También la empresa cuenta con profesionales certificados en seguridad y salud en el trabajo que le permiten operar bajo la regulación vigente. Por otro lado, la licencia ambiental para la construcción y operación de la planta fue expedida por la Corporación Autónoma Regional del Magdalena bajo Resolución 103 del 27 de enero de 2017. En cuanto a la licencia ambiental es importante mencionar que el Informe de Cumplimiento Ambiental (ICA) remitido por Termonorte a esta Superintendencia fue el de la vigencia julio a diciembre de 2018, la cual cubre solo la etapa de construcción. En cuanto a la etapa de operación, Termonorte no remite el ICA de la vigencia enero a junio de 2019 la cual ya debió haber sido entregada a la autoridad competente y se evidencia un riesgo para una adecuada prestación del servicio.

En la siguiente tabla se relacionan las pólizas con las que cuenta Termonorte para asegurar su infraestructura:

Tabla No. 10. Relación de pólizas

Tipo de Seguro	Póliza todo riesgo daños material
Aseguradora	Allianz Seguros S.A
Plazo	19 de Diciembre, 2018 – 19 de Diciembre 2019
Eventos asegurados	<p>Principales Coberturas:</p> <ul style="list-style-type: none"> o Todo riesgo daño material incluyendo: o Incendio y/o rayo o sus efectos inmediatos como calor y humo. o Explosión. o Extensión de Amparos (Huracán, tifón, tornado, ciclón, granizo, vientos, fuertes, caída de aeronaves, choque de vehículos terrestres, humo). o Daños por agua y anegación (Daños por agua proveniente del interior y/o exterior de la edificación) o Terremoto, temblor, erupción volcánica al 100%. o HMAACC-AMIT-TERRORISMO Limite S&T + Lucro hasta USD 25.000.000. Esta cobertura se otorga bajo la garantía de que el asegurado no contratará coberturas o límites adicionales que operen en exceso del límite aquí propuesto, en caso contrario la cobertura será invalidada de manera automática. o Daño interno Equipo electrónico al 100% del valor asegurable reportado. o Límite combinado para Rotura de Maquinaria y su Lucro Cesante de: USD30.000.000. o Lucro cesante Forma Inglesa, periodo de indemnización 15 meses o Hurto calificado sublímite USD 4.500.000 por vigencia.
Monto asegurado	<ol style="list-style-type: none"> 1. Subestaciones y demas bienes: USD\$8,165,342 2. Maquinaria y Equipo: USD\$81,661,248 3. Lucro cesante (utilidad bruta): USD\$27,341,652

Responsabilidad civil ambiental	Responsabilidad civil extracontractual
Seguros Generales Suramericana S.A	Seguros Generales Suramericana S.A
Enero 15, 2019 a Enero 15 2020	Enero 15, 2019 a Enero 15 2020
<p>1. Principales Coberturas:</p> <ul style="list-style-type: none"> o Cobertura A. Costos de Limpieza o Cobertura B. Costos de Emergencia: Sublimitado a USD 350,000 evento/vigencia. o Cobertura C. Responsabilidad civil por daños a terceros derivados de un evento de contaminación o Cobertura D. Responsabilidad civil por daño ambiental derivado de un evento de contaminación o Cobertura E. Gastos de Defensa o Cobertura F. Caucciones Judiciales o RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA POR CONTAMINACION: Cualquier pérdida resultante de cumplimiento por parte del ASEGURADO ORIGINAL con cualquier acto administrativo ejecutivo expedido por una autoridad ambiental competente de conformidad con las leyes ambientales. 	<p>1. Principales Coberturas:</p> <ul style="list-style-type: none"> o Predios, labores y operaciones o Incendio y explosión o Contratistas y subcontratistas o RC Cruzada o RC Patronal o Gastos Médicos. Limite por personas USD 50.000 y USD 3.000.000 Evento / Vigencia o Contaminación Súbita, accidental e imprevista
USD \$3,000,000 por evento y vigencia	USD \$5,000 por evento y vigencia

Fuente: Termonorte SAS ESP

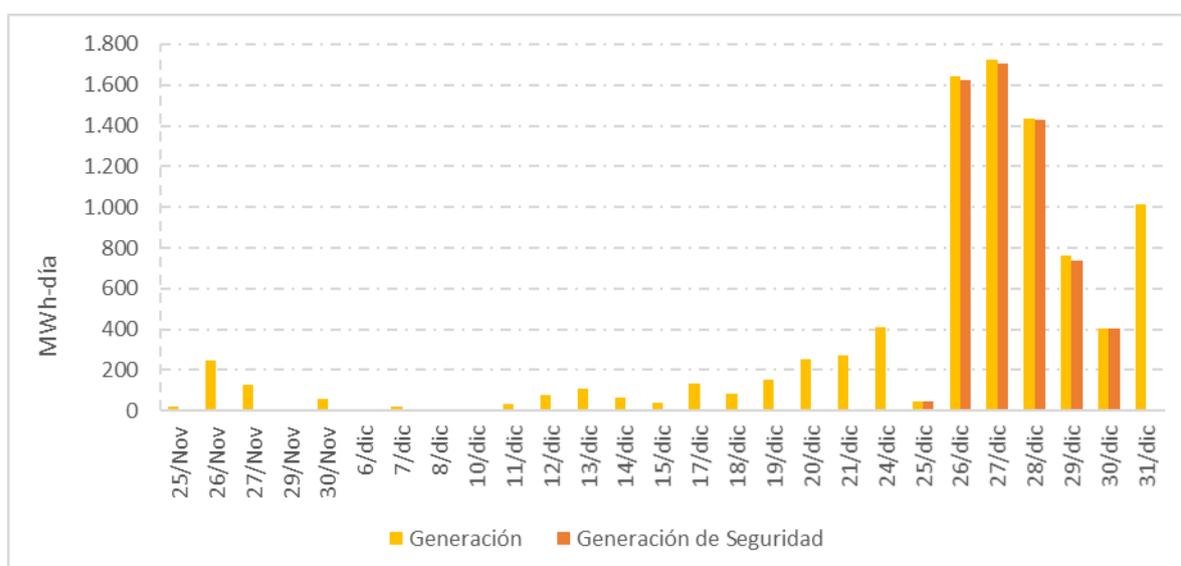
4. ASPECTOS COMERCIALES

Asociado a la información comercial de la empresa, el principal ingreso de la empresa es el Cargo por Confiabilidad, con vigencia hasta el año 2037. Adicionalmente, la planta Termonorte presta el servicio de generación por seguridad, remunerada al costo de producción de acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001 y realiza transacciones contratos con su vinculada.

La Obligación de Energía en Firme (OEF) fue asignada en la Segunda Subasta de Reloj Descendente en diciembre de 2011. Consecuencia del retraso en la entrada en operación de la central, la asignación en el periodo 2017 - 2018, de 619.156.800 kWh/año, fue respaldada mediante los mecanismos de Anillos de Seguridad de la Resolución CREG 071 de 2006, contratos de respaldo del mercado secundario y Demanda Desconectable Voluntariamente (DDV).

Como se mencionó anteriormente, la central Termonorte presta el servicio de generación por seguridad, como se muestra en la siguiente gráfica.

Gráfica No. 5. Generación Real Vs. Generación por Seguridad.



Fuente: portal BI de XM

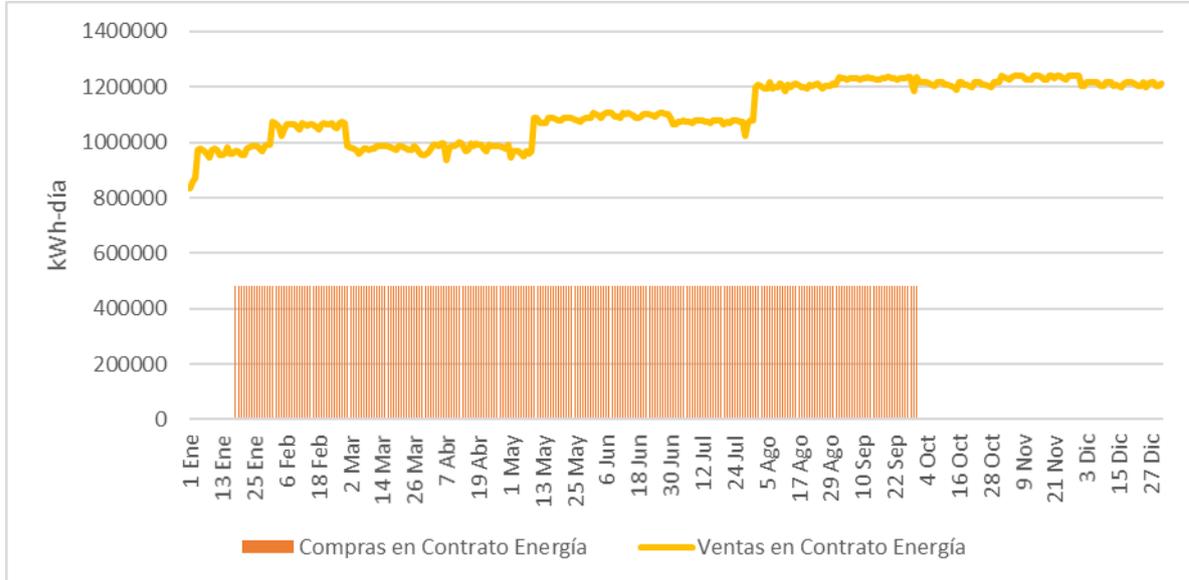
De esta manera, una vez Termonorte inició operaciones a finales del 2018, aportó energía a través de la generación por seguridad.

Frente a los aspectos del mercado Spot, durante el año 2018 la empresa cubrió sus ventas en contratos mediante compras en bolsa y compras en contratos. La empresa realizó ventas en contratos por 404,380,035.55 kWh-año 122,880,000.00 kWh-año mediante compras de contratos, lo que equivale a una exposición del 69%.

Durante el 2018, la empresa realizó un contrato de compra de energía tipo Pague lo Contratado y en cuanto a los contratos de venta, estos son realizados con su casa matriz Axia Energía a través de contratos de mandato. Estos contratos también son del tipo Pague lo Contratado, los cuales representan el 100% en compras y el 100% en ventas.

La siguiente gráfica muestra las transacciones descritas anteriormente para los contratos de compra y venta. De los datos es posible evidenciar que las compras se realizaron entre los meses de enero y septiembre de 2018. Mientras que las ventas en contratos fueron durante todo el año, aumentando progresivamente.

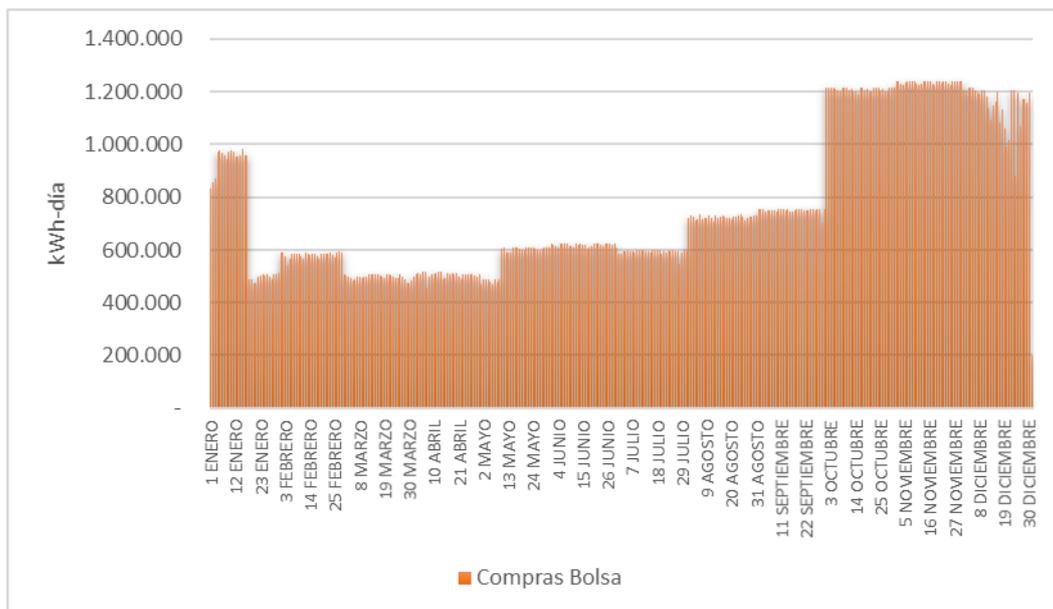
Gráfica No. 6. Transacciones en contratos



Fuente: portal BI de XM

Por otro lado, las ventas en contrato se complementan con las compras en bolsa, transacciones por valor de 278,644,389.43 kWh-año para el 2018. En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento de las compras en bolsa, con un crecimiento progresivo y que para el final del periodo tuvo un incremento significativo, llegando a 1GWh-día en promedio.

Gráfica No. 7. Transacciones en bolsa



Fuente: portal BI de XM

A continuación, se muestra un resumen de la operación comercial de la compañía, mostrando la participación de la energía transada durante el 2018, así:

Tabla No. 11. Transacciones Termonorte MEM (kWh)

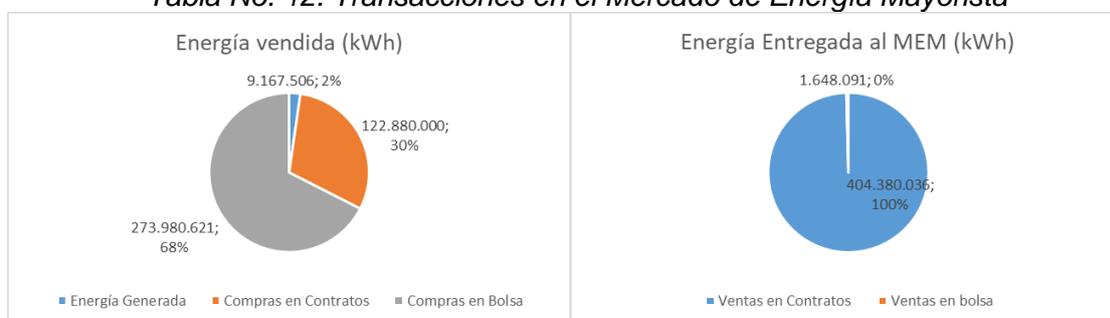
Energía Generada	9.167.506	2,3%
Compras en Contratos	122.880.000	30,3%
Compras en Bolsa	273.980.621	67,5%
Total	406.028.127	

Fuente: información suministrada por la ESP

Ventas en Contratos	404.380.036	99,6%
Ventas en bolsa	1.648.091	0,4%
Total	406.028.127	

Fuente: información suministrada por la ESP

Tabla No. 12. Transacciones en el Mercado de Energía Mayorista



Fuente: información suministrada por la ESP

De esta manera frente a los aspectos comerciales, la compañía tuvo que recurrir a los Anillos por Seguridad para no incumplir su OEF durante la vigencia del Cargo por Confiabilidad 2017-2018, utilizando dos mecanismos Mercado Secundario y DDV con agentes del sector. Por otro lado, al iniciar operaciones a finales del 2018, presentó generación solo para los meses de noviembre y diciembre, generado por seguridad unos días.

En cuanto a las transacciones en el mercado, la compañía tiene contratos de venta a través de un mandato con su propietaria. Para honrar dicha transacción, Termonorte acudió a la bolsa de energía y firmó contratos en la modalidad pague lo contratado.

4.1. Código de medida.

La empresa ha dado cumplimiento a la normatividad establecida en la resolución CREG 038 de 2014, en lo relacionado con la frontera de generación registrada con el No. FRT31377. De igual manera se puede afirmar que dicha frontera no ha registrado fallas durante la vigencia de 2018 y presentó resultados de conformidad dentro del proceso de las revisiones quinquenales instituidas en la norma citada.

De manera informativa se presenta la información técnica de los equipos de medida instalados en la frontera registrada por Termonorte.

Tabla No. 13. Información equipos de medida instalados a la frontera FRT31377

AGENTE	TMNG	
FECHA REGISTRO	26/10/2018	
EQUIPO	Eq1: MEDIDA PRINCIPAL	Eq2: MEDIDA RESPALDO
SERIE	51386014	51386015
MARCA	LANDIS GYR	LANDIS GYR
MODELO	ZMD402	ZMD402
ENTIDAD QUE CALIBRÓ	METROBIT LTDA	
CÓDIGO DE ACREDITACIÓN	M06021 - M06023	M06024
MÉTODO DE CALIBRACIÓN	NTC 4856-2015, PRUEBA DE EXACTITUD NUMERAL 4.4.2.2	NTC 4856-2015, PRUEBA DE EXACTITUD NUMERAL 4.4.2.2
DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	Medidor de Energía, tipo 3F4H, tensión (V) 3x58/100-3X240/415 V, Clase de exactitud 0.2S activa y 2 reactiva, corriente 1(10) A	Medidor de Energía, tipo 3F4H, tensión (V) 3x58/100-3X240/415 V, Clase de exactitud 0.2S activa y 2 reactiva, corriente 1(10) A
FECHA DE CALIBRACIÓN	3/10/2018	
ORGANISMO QUE ACREDITA	ONAC	ONAC
CÓDIGO DE ACREDITACIÓN DEL LABORATORIO	11-LAC-045/17-LAB-003	11-LAC-045/17-LAB-003
DECLARACIÓN DE CONFORMIDAD	EL MEDIDOR CUMPLE	EL MEDIDOR CUMPLE

Fuente: información suministrada por la ESP

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que aplicaba en Colombia cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de 1993, el cual cesó en sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1 del Decreto 2420 de 2015, y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF presenta diferencias con los anteriores principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia - PCGA, en temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos; los indicadores financieros de origen regulatorio que sirven como referente para evaluar la gestión de las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, se construyen a partir de información originada de criterios y políticas contables diferentes.

Por lo anteriormente expuesto, y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio y a su vez tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2018, a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, pone a consideración de los interesados los mismos indicadores calculados para el año 2018.

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2018 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes.

Tabla No 14. Indicadores de Gestión - Referentes 2018 CREG

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2018	Referente 2018 CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	47,00%	42,10%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	0,60	29,18	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar-Días	55,00	38,61	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	0,00	23,18	Cumple
Razón Corriente – Veces	0,10	2,32	No cumple

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Tabla No 45. Indicadores de Gestión - Referentes 2018 NIF

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2018	Referente 2018 NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	47,00%	42,09%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	0,60	29,18	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar-Días	55,00	106,40	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	0,00	44,18	Cumple
Razón Corriente – Veces	0,10	2,32	No cumple

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Con relación a los resultados para Termonorte, se evidencia que la compañía no cumple con 3 de los 5 referentes establecidos por la comisión en la Resolución 034 de 2004 y con 2 de los que 5 referentes bajo el nuevo marco normativo que la SSPD considera más adecuada.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 7 reportes en estado certificado. El porcentaje de cargue del prestador es el siguiente:

Tabla No. 56. Porcentaje de cargue

ID	Empresa	Año	Certificado	Pendiente	Porcentaje De Cargue (%)
37814	TERMONORTE SAS ESP	2018	7	112	26

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 11/09/2019.

Evaluando la oportunidad del cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2018 se pudo constatar que Termonorte presentó el 100% de sus cargues fuera del término establecido por los actos administrativos correspondientes.

Tabla No. 67. Oportunidad en el cargue

TERMONORTE	Cargues		
		Fuera de Termino	Con Oportunidad
	Cantidad N°	7	0
Porcentaje %	100	0	

Fuente: Sistema Unico de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 11/09/2019.

7. ACCIONES DE LA SSPD

No se tienen requerimientos de información, ni solicitudes de investigación, como tampoco visitas realizadas a Termonorte durante la vigencia 2018.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Con base en los resultados obtenidos de los indicadores financieros, según la metodología regulatoria, Termonorte evidencia un nivel de riesgo financiero alto para 2018, que no es posible comparar con resultados de la vigencia 2017, toda vez que en la ejecución del modelo de riesgo y a la fecha, no se cuenta con la información certificada en SUI de la misma.
- La propiedad, planta y equipo es el rubro más representativo del activo a largo plazo, presentando un considerable aumento entre las vigencias 2017 y 2018, por capitalización de los costos necesarios para la puesta en marcha de la central de generación de energía eléctrica.
- Con relación al apalancamiento con los socios, Termonorte presenta un incremento del 16,73% con relación al 2017, evidenciando un mejoramiento en su prima de emisión y capital emitido a razón de aprobación de capitalización por parte de la asamblea de accionistas.
- La compañía mejora sus ingresos como consecuencia del cargo por confiabilidad recibido y la entrada en operación de la central de generación de energía eléctrica a partir de diciembre de 2018.
- La empresa presenta pérdidas en el ejercicio 2018 del orden de -\$12.992 millones desmejorando el valor presentado en 2018 de -\$810 millones.
- El flujo de caja de la vigencia 2018, muestra un efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo positivo, donde su rubro más representativo se debe a salidas de efectivo para cubrir necesidades de inversión, seguidas por pagos para disminución de las obligaciones financieras adquiridas para la construcción de la central de generación.
- La prestadora incumple con 3 de los 5 referentes establecidos según la Resolución CREG 072 de 2002 modificada por la Resolución CREG 034 de 2004 por causa de obligaciones financieras adquiridas a corto plazo para la construcción de la planta.

- Teniendo en cuenta que no se observan los documentos correspondientes al Plan de Gestión de Riesgo de Desastres PGRD, que cuente con la estructura y criterios establecidos en el Decreto 2157 de 2017, la ESP debe tomar las medidas respectivas para el cumplimiento del decreto en mención.
- En el informe presentado por el AEGR, no se evidencia falta de capacidades y habilidades, concernientes con su independencia de criterio, objetividad imparcial en su actuación profesional, en la ejecución de su labor. La elaboración del informe, se ciñe en todas las fases de la auditoria, a la normatividad vigente, así mismo, el AEGR, reporta información sobre la arquitectura organizacional y viabilidad financiera de la empresa, incluyendo dentro de este, el cálculo de los indicadores y referentes de la evaluación de gestión, y las respectivas conclusiones y hallazgos. No obstante, se recomienda ejercer un seguimiento, acorde con los términos y plazos fijados, por la normatividad, para asegurar que la empresa llegue a su etapa de estabilización y normal desarrollo operativo y suficiencia financiera.
- En términos generales al ser una planta reciente en el mercado (entró en operación el 1 de diciembre de 2018), se observó una infraestructura en muy buenas condiciones para la generación de energía eléctrica, además a que se recibieron los respectivos certificados de inspección al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Adicionalmente se evidencia un buen nivel de redundancia y flexibilidad en la construcción de la planta, que le permiten a la planta ser muy confiable y presentar altos índices de disponibilidad.
- Se logra evidenciar en el sistema de baja tensión un buen nivel de redundancia al contar con 2 transformadores auxiliares, UPS y una central de emergencia Diésel para suministrar la energía eléctrica suficiente que requieren los sistemas auxiliares de la planta para poder generar energía eléctrica. Es una característica deseable en pro de la disponibilidad de la planta.
- Del sistema de media tensión es importante resaltar el hecho de contar con 2 transformadores dimensionados en conjunto al 1,45 de la capacidad neta de la planta, lo cual le da un buen nivel de confiabilidad.
- Se verificó en el Sistema Nacional de Consignaciones (SNC) que las 2 consignaciones para trabajos de mantenimiento, fueron adecuadamente reportadas a XM, sin embargo, no fue posible encontrar en el HEROPE registros de eventos asociados a estas consignaciones. Se procedió a buscar en el archivo de activos en operación comercial publicados por XM, los activos de conexión de Termonorte al STN encontrándose solamente las bahías TERMOCOL CAMPO M020 220 KV y BT TERMOCOL 1 125 MVA 220 KV. Se logró evidenciar que el agente operador (Termonorte) no se relaciona en el aplicativo HEROPE por lo que no existen reportes de eventos de ningún activo de conexión de Termonorte al STN. Es necesario que se haga por parte del agente el registro tanto de los activos de conexión como del operador de los mismos y los respectivos reportes de eventos.
- Se recomienda a la empresa gestionar certificaciones del tipo ISO 14001, del tipo ISO 18001 y de ISO 9001, a fin de asegurar una operación de mayor calidad, segura y con menor impacto medio ambiental.

- En la etapa de operación la empresa no remite el ICA de la vigencia enero a junio de 2019 la cual ya debió haber sido entregada a la autoridad competente y se evidencia un riesgo para una adecuada prestación del servicio.
- Con respecto al mantenimiento y operación de la planta, se recomienda desde esta Superintendencia a Termonorte que mantenga y mejore en la medida de lo posible, las relaciones con HSG, ya que es un “stakeholder” muy importante no solo en el funcionamiento de la planta sino también en la viabilidad y rendimiento de la empresa.
- Termonorte ha dado cumplimiento a sus compromisos comerciales, incluso recurriendo a la compra de energía mediante la figura de contratos y bolsa de energía lo cual le ha permitido operar de manera adecuada en lo relacionado con el MEM.
- Con relación al Código de Medida, la empresa tiene registrada una frontera, operando durante el año 2018 sin reporte de fallas y con declaración de conformidad en las revisiones quinquenales realizadas.
- En relación al Cargo por Confiabilidad, la compañía utilizó Anillos de Seguridad para no perder la remuneración durante la vigencia 2017-2018 producto del retraso en inicio de operaciones.
- La empresa Termonorte a la fecha presenta cargues en estado pendiente desde el año 2017 a la fecha, debido a que en la inscripción del RUPS el prestador indicó que iniciaba el desarrollo de la actividad de generación del servicio de energía eléctrica desde el año 2017, y solo hasta la última actualización del año 2019 indicó la modificación de la fecha de inicio de operaciones de la actividad de generación para el 01 de diciembre de 2018; por tal motivo, es necesario que el prestador solicite el retiro de los cargues para los periodos en los cuales no realizó la prestación del servicio.

Proyectó: Álvaro E Sosa Z. – Profesional Especializado DTGE
 Luis Carlos Rodríguez Bello - Asesor DTGE
 Adriana Moreno Pineda - Profesional Especializado DTGE
 Gissell Castro Puentes – Profesional Universitario DTGE
 Jorge Moreno Maldonado - Contratista DTGE
 Jorge Eduardo Cortes Gacha – Contratista DTGE
 Mauricio Andrés Palma Orozco – Contratista SDEGC
 Carlos Andrés Merlano Porras – Asesor DTGE

Revisó: Carlos Andrés Merlano Porras – Asesor DTGE
 Diego Alejandro Ossa Urrea – Director Técnico de Gestión de Energía

Aprobó: Diego Alejandro Ossa Urrea – Director Técnico de Gestión de Energía