

	INICIACIÓN TRÁMITE CONTRACTUAL	Código	F10-10-49
		Versión	0
		Fecha	28/10/2021

**INICIACIÓN TRÁMITE CONTRACTUAL
SOLICITUD PÚBLICA ABREVIADA DE OFERTAS
SPAO-DG-023-2025**

**CONTRATAR LA REPARACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.**

Bogotá D.C., 26 de mayo de 2025

CONSIDERACIONES

La Constitución Política de Colombia dispuso en el artículo 365: “*Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.*” En virtud de este principio constitucional y de conformidad con el literal f) del artículo 3° de la Ley 143 de 1994, le corresponde al Estado, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, alcanzar cobertura universal en los servicios de electricidad a las diferentes regiones y sectores del país a través de los diversos agentes públicos y privados que presten el servicio.

En consecuencia, y en cumplimiento de dichas normas constitucionales, en diciembre del año 2001, el Gobierno Nacional constituyó la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P (DISPAC S.A. E.S.P) mediante escritura pública No. 3659, con el fin de solucionar la problemática que tenía el departamento del Chocó con respecto a la prestación del servicio de energía por parte de la Electrificadora del Chocó.

De acuerdo con los estatutos sociales de la Empresa en su artículo 2 “*Naturaleza Jurídica y Régimen*” DISPAC S.A. E.S.P es una empresa de servicios públicos mixta, de nacionalidad colombiana, constituida como sociedad por acciones, del tipo de las anónimas, sometida al régimen general de los servicios públicos domiciliarios y que ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado como empresario mercantil. Así mismo, DISPAC S.A. E.S.P cuenta con domicilio principal en la ciudad de Quibdó en donde se lleva a cabo la prestación y distribución de energía eléctrica en su zona de influencia y con la Gerencia General en la ciudad de Bogotá D.C. y, con un régimen privado de contratación.

DISPAC S.A. E.S.P. debe garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica, es decir que la operación no debe verse afectada por ningún motivo, incurso en la operación se encuentran la gestión del mantenimiento de los transformadores, equipos indispensables para asegurar el servicio.

Los transformadores de distribución son activos de DISPAC S.A. E.S.P los cuales son utilizados para distribuir la energía eléctrica a viviendas urbanas y rurales, comercios e industria en general.



 La energía del Chocó	INICIACIÓN TRÁMITE CONTRACTUAL	Código	F10-10-49
		Versión	0
		Fecha	28/10/2021

Es así como en los últimos 5 años se ha visto directamente afectada la operación ya que diferentes transformadores de distribución han sido desmontados por fallas en el funcionamiento del equipo, entre el año 2020 a 2025 se han desmontado 111 transformadores de diferentes potencias.

En algunos casos los transformadores en falla no pueden ser reemplazados, por la falta de stock de transformadores nuevos de similar potencia, limitando así la normalización del servicio de energía.

En virtud de lo mencionado, DISPAC S.A. E.S.P se encuentra en situación de emergencia por la falta de transformadores ya que no puede responder efectivamente los cambios de transformadores. A continuación, se relaciona el lote de transformadores de distribución en desuso:

Año de Fabricación	Marca o Fabricante	KVA	Monofásico	Trifásico
1977	Andina de Transformadores	50	X	
1980	TPL	30		X
1980	TPL	45	X	
1991	Andina de Transformadores	75	X	
1996	Rymel	45		X
1996	ABB	75	X	
1996	Rymel	37,5	X	
1998	TPL	45		X
1998	Rymel	112,5		X
1999	ABB	112,5		X
1999	Rymel	75		X
1999	ABB	50	X	

 La energía del Chocó	INICIACIÓN TRÁMITE CONTRACTUAL	Código	F10-10-49
		Versión	0
		Fecha	28/10/2021

1999	ABB	75		X
1999	Magnetron	75	X	
2000	Siemens	45		X
2001	Siemens	37,5	X	
2001	Siemens	50	X	
2001	Siemens	75	X	
2001	Siemens	37,5	X	
2002	Siemens	50	X	
2003	Siemens	37,5	X	
2003	Siemens	75	X	
2003	Siemens	50	X	
2003	ABB	50	X	
2003	ABB	50	X	
2003	ABB	50	X	
2003	ABB	75	X	
2004	Magnetron	75		X
2004	Siemens	75	X	
2004	Magnetron	50	X	
2004	Siemens	75	X	
2004	Magnetron	112,5		X
2004	Magnetron	45		X
2004	Magnetron	75	X	

 La energía del Chocó	INICIACIÓN TRÁMITE CONTRACTUAL	Código	F10-10-49
		Versión	0
		Fecha	28/10/2021

2004	Magnetron	37,5	X	
2004	Siemens	75	X	
2004	Siemens	50	X	
2004	Siemens	25	X	
2004	Siemens	75	X	
2004	Magnetron	75		X
2004	Magnetron	37,5	X	
2004	Siemens	50	X	
2004	Siemens	50	X	
2004	Siemens	37,5	X	
2004	Magnetron	50	X	
2004	Magnetron	75	X	
2004	Magnetron	50	X	
2004	Magnetron	45		X
2005	ABB	75	X	
2005	Magnetron	75	X	
2005	ABB	37,5	X	
2006	Rymel	75		X
2006	ABB	50	X	
2007	Magnetron	37,5	X	
2008	Magnetron	75		X
2008	Magnetron	50	X	

 La energía del Chocó	INICIACIÓN TRÁMITE CONTRACTUAL	Código	F10-10-49
		Versión	0
		Fecha	28/10/2021

2008	Magnetron	50	X	
2009	Siemens	25	X	
2009	Siemens	45		X
2009	Rymel	25	X	
2010	Magnetron	30		X
2010	Magnetron	45		X
2010	TPL	30		X
2011	Suntec	0,5	X	
2011	ABB	25	X	
2012	Magnetron	10	X	
2012	Maxwell	0,5	X	
2013	Magnetron	50	X	
2013	Siemens	30		X
2013	Siemens	45		X
2013	Siemens	45		X
2013	Siemens	30		X
2013	Siemens	45		X
2013	Maxwell	75	X	
2014	Rymel	10	X	
2014	Maxwell	45		X
2014	Rymel	37,5	X	
2014	Magnetron	37,5	X	

 La energía del Chocó	INICIACIÓN TRÁMITE CONTRACTUAL	Código	F10-10-49
		Versión	0
		Fecha	28/10/2021

2014	Magnetron	25	X	
2014	Rymel	15	X	
2016	Rymel	75	X	
2016	ABB	37,5	X	
2016	Siemens	10	X	
2016	Rymel	50	X	
2017	Rymel	50	X	
2017	Rymel	75	X	
2017	Siemens	25	X	
2017	Siemens	25	X	
2018	Magnetron	45		X
2018	Rymel	37,5	X	
2018	Siemens	25	X	
2018	Rymel	25	X	
2018	Rymel	75	X	
2018	Rymel	75	X	
2018	Siemens	37,5	X	
2018	Magnetron	25	X	
2019	Rymel	37,5	X	
2020	Siemens	37,5	X	
2020	Rymel	75		X
2021	Magnetron	50	X	

 La energía del Chocó	INICIACIÓN TRÁMITE CONTRACTUAL	Código	F10-10-49
		Versión	0
		Fecha	28/10/2021

2021	Magnetron	37,5	X	
2021	Magnetron	5	X	
2021	Magnetron	45		X
2021	Magnetron	10	X	
2022	Magnetron	30		X
2022	Magnetron	75	X	
2022	Maxwell	50	X	
2022	Maxwell	50	X	
2023	Magnetron	75		X
2023	ABB	50	X	
No ID	TPL	25	X	

DISPAC S.A. E.S.P evalúa la posibilidad de repotenciar los transformadores que tiene en desuso, de esta manera se realiza la proyección financiera con el fin de tomar decisiones precisas, razón por lo cual se expone lo siguiente:

Que mediante Resolución CREG 097 de 2008, se establece en el numeral 5.2 la vida útil de los activos así: Tabla 9. Unidades Constructivas de Transformadores de STR y SDL.

 La energía del Chocó	INICIACIÓN TRÁMITE CONTRACTUAL	Código	F10-10-49
		Versión	0
		Fecha	28/10/2021

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	COSTO DE INSTALACIÓN [\$Dic 2007]	VALOR UNITARIO [\$/MVA Dic 2007]	VIDA ÚTIL
N4T1	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL HASTA 5 MVA	152.592.000	95.390.000	30
N4T2	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 5 A 10 MVA	161.743.000	74.400.000	30
N4T3	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 15 MVA	172.110.000	64.011.000	30
N4T4	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 16 A 20 MVA	181.070.000	57.047.000	30
N4T5	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 30 MVA	192.852.000	49.593.000	30
N4T6	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 31 A 40 MVA	247.740.000	42.513.000	30
N4T7	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 41 A 50 MVA	261.206.000	37.201.000	30
N4T8	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 51 A 60 MVA	273.855.000	32.950.000	30
N4T9	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 61 A 80 MVA	416.987.000	29.569.000	30
N4T10	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 81 A 100 MVA	465.610.000	25.125.000	30
N4T11	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL MAYOR A 100 MVA	470.974.000	20.350.000	30
N4T12	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL HASTA 5 MVA	153.214.000	107.134.000	30
N4T13	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 6 A 10 MVA	164.096.000	86.212.000	30
N4T14	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 20 MVA	180.004.000	72.187.000	30
N4T15	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 30 MVA	198.017.000	59.343.000	30
N4T16	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 31 A 40 MVA	253.892.000	50.807.000	30
N4T17	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 41 A 50 MVA	268.073.000	44.404.000	30
N4T18	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 51 A 60 MVA	281.030.000	39.278.000	30
N4T19	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL MAYOR A 60 MVA	282.338.000	33.289.000	30
N3T1	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (NLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 0,5 A 2,5 MVA	96.712.000	53.376.000	30
N3T2	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (NLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 2,5 A 6 MVA	103.303.000	47.184.000	30
N3T3	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 6,1 A 10 MVA	112.806.000	43.497.000	30
N3T4	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 15 MVA	126.108.000	40.679.000	30
N3T5	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 16 A 20 MVA	138.748.000	38.765.000	30
N3T6	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 30 MVA	157.082.000	36.717.000	30
N3T7	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL MAYOR A 31 MVA	208.869.000	34.070.000	30

Se determina que, de 111 transformadores desmontados, 4 de ellos no cumplen con las características necesarias para repotenciar ya que superan su vida útil. Es decir, solo 107 transformadores pueden ser reparados.

Que mediante Resolución CREG 015 de 20178, en el numeral 3.2.3, se establece que:

(...) “Los activos repotenciados son activos existentes que han sido modernizados o mejorados significativamente sin cambiar su funcionalidad esencial” (...)

Y su remuneración se maneja de la siguiente manera:

- La inversión adicional se trata como un activo nuevo
- Se reconoce su valor eficiente según Unidades Constructivas (UC)

$$BRAR_{i,j,n,t} = CRI \cdot (PUI \cdot (1 - FUI - RPPi)) \cdot CRA_i \cdot \left(\frac{VUI_{i,l} - ARI_{i,k}}{VUI_{i,l}} \right)$$

Donde:

- **PUI**: Fracción del costo de la UC que es reconocida mediante cargos por uso.
- **FUI**: Fracción reconocida como reposición parcial (por repotenciación).
- **RPPi**: Fracción no incluida en la tarifa.
- **CRAi**: Factor de capital remanente, según el tipo de activo y antigüedad.
- **VUI_{i,l}**: Vida útil reconocida del activo.
- **ARI_{i,k}**: Antigüedad de referencia del activo
- **CRI**: Valor total de la unidad constructiva que sale de operación.

	INICIACIÓN TRÁMITE CONTRACTUAL	Código	F10-10-49
		Versión	0
		Fecha	28/10/2021

La expresión anteriormente expuesta se encuentra expresada en la resolución CREG 015 del 2018, en su numeral 3.2.3; sin embargo, para efectos de la interpretación de la fórmula vía modelo económico, dicha expresión puede ser expuesta de la siguiente forma:

$$RC_{Anual_{repotenciado}} = V_0 \times \left(\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right)$$

- Es decir, se remunera solo el valor incremental, no el total del activo y comienza a contar desde la puesta en operación de la repotenciación.

El segundo componente de remuneración de la infraestructura corresponde a la remuneración de las actividades de Administración, Operación y Mantenimiento a cargo del activo que será puesto en operación, para lo cual se toma como referencia la siguiente expresión, establecida en el numeral 4.1.4 de la resolución CREG 015 del 2018:

$$AOMR_{j,n,t} = AOMI_{j,n} \cdot \left(\frac{IPP_{t-1}}{IPP_{FC}} \right)$$

Expresión que al igual que la remuneración del capital puede ser expresada de la siguiente forma para efectos de la valoración del modelo financiero parametrizado:

$$AyM_{anual} = V_0 \times \text{Porcentaje AyM}$$

Tomando como referencia por tanto que acorde a lo establecido en la resolución, se puede emplear como porcentaje de remuneración de la Administración, Operación y mantenimiento un porcentaje distribuido de la siguiente forma:

- Activos de nivel de tensión 4 y 3: El porcentaje de remuneración corresponde al 2.5% del valor de las inversiones realizadas como CAPEX para el proyecto.
- Activos de nivel de tensión 2 y 1: El porcentaje de remuneración corresponde al 3.5% del valor de las inversiones realizadas como CAPEX para el proyecto.

En función de lo anteriormente expuesto se toma como referencia el valor de 3% de remuneración del CAPEX, lo anterior debido a que lo que se busca es garantizar a través del modelo de valoración financiera y económica que se tome la mejor decisión ante el escenario más crítico, garantizando por tanto la minimización del arrepentimiento de la inversión que será realizada.

Según el análisis técnico, se determina una vida útil de los equipos repotenciados entre 12 a 15 años, para el caso de la proyección financiera se toma la menor cantidad de años de vida útil tomando como referencia el escenario más crítico de operación de los activos, con la finalidad de reducir la incertidumbre en la toma de decisión. Con los datos

 La energía del Chocó	INICIACIÓN TRÁMITE CONTRACTUAL	Código	F10-10-49
		Versión	0
		Fecha	28/10/2021

ajustados, se realiza el análisis costo – beneficio entre dos variables la primera reparación del lote de transformadores y la segunda la compra del mismo lote de transformadores, demostrando lo siguiente:

Se resalta también que para efectos de hacer comparativos los escenarios de inversión se tendrán como referencia el marco de fórmulas expresadas anteriormente las cuales fueron extraídas de la resolución, buscando analizar dos escenarios de inversión:

Alternativa 1: Periodo de valoración 12 años:

- **Escenario 1: (A1 - E1)** Repotenciar la infraestructura existente; a través de este escenario se busca realizar la valoración de repotenciar la infraestructura existente garantizando así la operación durante los 12 años de repotenciación de la infraestructura.
- **Escenario 2: (A1 – E2)** Comprar nuevos equipos de transformación; a través de este escenario se busca realizar la valoración de comprar la nueva infraestructura, cambiando por completamente nuevos los equipos que se encuentran fuera de operación.

Alternativa 2: Periodo de valoración 25 años:

- **Escenario 3: (A2 – E3)** Comprar nuevos equipos de transformación; a través de este escenario se busca realizar la valoración de comprar la nueva infraestructura, pero a diferencia del escenario 2 la valoración se realiza en un periodo de 25 años.
- **Escenario 4: (A2 – E4)** Repotenciar la infraestructura y realizar la inversión en los nuevos equipos al culminar los 12 años de operación; se busca realizar la repotenciación de los equipos y al cabo de 12 años de servicio, realizar la inversión en la nueva infraestructura con la finalidad de garantizar realizar el recambio de la infraestructura que termina su vida útil operativa.
- **Escenario 5: (A2 – E5)** Repotenciar la infraestructura y al cabo de los 12 años repotenciar nuevamente los equipos.

Adicionalmente fueron tenidas en cuenta las siguientes variables macroeconómicas de valoración las cuales fueron extraídas de las proyecciones realizadas por el Banco de la República.

BASE DE CÁLCULO

ÍTEM	UNIDAD	VALOR
IPP	%	2,80%
IPC	%	3,05%
WACC	EA	12%



	INICIACIÓN TRÁMITE CONTRACTUAL	Código	F10-10-49
		Versión	0
		Fecha	28/10/2021

Vida útil del activo repotenciado Años 12

Vida útil del activo Nuevo Años 25

En función de los escenarios expuestos previamente se relaciona a continuación las valoraciones realizadas para cada una de las dos alternativas propuestas:

a. Resultados Alternativa 1

Alternativa 1			
ÍTEM	UNIDAD	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2
CAEX TOTAL	COP	\$ 470.157.429	\$ 1.033.738.555
VPN	COP	\$ 635.497.020	\$ 1.139.390.973
Beneficio / Costo		1,35	1,10

Como se puede observar en la tabla anterior para la alternativa 1 en el marco de valoración de 12 años el mejor escenario a aplicar corresponde a ejecutar el escenario 1 el cual hace referencia a la repotenciación de la infraestructura.

b. Resultados Alternativa 2

Alternativa 2				
ÍTEM	UNIDAD	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4	ESCENARIO 5
CAEX TOTAL	COP	\$ 1.033.738.555	\$ 1.470.869.555	\$ 940.314.857
VPN	COP	\$ 1.567.855.773	\$ 1.047.927.337	\$ 854.386.517
Beneficio / Costo		1,52	0,71	0,91

Como se puede observar en la anterior tabla para la alternativa 2 en el marco de valoración de 25 años el mejor escenario corresponde al escenario 3, la compra de nuevos equipos para remuneración de los activos durante el periodo de valoración.

c. Conclusión de Alternativas

Al realizar el comparativo no solo a través de la relación beneficio costo se evidencia que



 La energía del Chocó	INICIACIÓN TRÁMITE CONTRACTUAL	Código	F10-10-49
		Versión	0
		Fecha	28/10/2021

el mejor escenario corresponde a nivel de CAPEX al escenario de realizar la repotenciación de la infraestructura debido a la necesidad de caja para el desarrollo del proyecto y en la medida que los equipos a lo largo del tiempo presenten fallas realizar la reposición de la infraestructura que cumplió su vida útil por equipos nuevos puesto que esto garantizará un mayor beneficio asociado al ingreso remunerado esperado vía tarifa.

La remuneración en el proceso de repotencialización de los transformadores es mayor a la de compra de nuevos activos, así mismo se invierte un 55% menos del valor total de la compra.

Que, así las cosas, se hace necesario contratar una empresa especializada en el sector eléctrico que brinde el servicio de reparación de transformadores de diferentes potencias relacionados en la presente sustentación. La reparación deberá incluir los siguientes aspectos, pero no limitarse a ellos:

- Prueba de recibo
- Desencube parte activa
- Desarme del núcleo, desconexiones y desarme de bobinados de alta y baja tensión.
- Fabricación de Bobinados de alta y baja tensión
- Limpieza, lavado, secado de núcleo y prensas de sujeción
- Armado de Bobinas parte activa (ensamble)
- Conexión de alta y baja tensión
- Secado parte activa
- Limpieza, pintura interna y externa del tanque (anticorrosivo)
- Limpieza y brillo de herrajes y aisladores de media y baja tensión.
- Encube parte activa
- Cambio total de empaquetaduras de alta y baja tensión, según NTC 1759
- Sellado a hermeticidad
- Pintura de acabado y marcación de logotipos

Así mismo deberá garantizar la operatividad del transformador mediante pruebas de de:

- Resistencia de Aislamiento
- Relación de Transformación
- Ensayo sin carga
- Perdida en el núcleo
- Perdidas en el cobre
- Verificación de la Polaridad
- Resistencia entre terminales

Para el efecto. DISPAC cuenta con el certificado de disponibilidad presupuestal No. 3100002979 vigencia 2025, por valor de QUINIENTOS SESENTA Y NUEVE MILLONES CUATROCIENTOS MIL PESOS (\$569.400.000) M/CTE.

 La energía del Chocó	INICIACIÓN TRÁMITE CONTRACTUAL	Código	F10-10-49
		Versión	0
		Fecha	28/10/2021

RESUELVE

PRIMERO: Dar inicio al proceso precontractual y contractual del **CONTRATAR LA REPARACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.**, el cual se adelantará bajo el número SPAO-DG-023-2025 utilizando el trámite de Solicitud Pública Abreviada de Ofertas bajo los postulados del Estatuto Interno de Contratación de DISPAC S.A E.S.P.

SEGUNDO: Designar como ENCARGADO DE LA CONTRATACIÓN al ingeniero JUAN MANUEL MENDOZA HAMBURGER, identificado con cedula de ciudadanía No. 8.533.638 de Barranquilla.

TERCERO: Designar como las personas a cargo de la elaboración de los términos de referencia a Hamdy Barreto en la parte jurídica, Antonny Gutiérrez en la parte financiera, y Ricardo Ribero parte técnica.

CUARTO: Designar como comité evaluador a los señores Antonny Gutiérrez en la evaluación financiera, Hamdy Barreto en la evaluación jurídica y Juan Mendoza en la evaluación técnica, quienes deberá emitir su recomendación y cuadro de elegibilidad.

Informar de la presente decisión a los designados.

Firmado
digitalmente por
JORGE JULIAN
QUINTERO POLO
JORGE JULIÁN QUINTERO POLO
Representante legal Suplente – DISPAC S.A. E.S.P.
Proyectó: C. Aguilera

