AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA № 2.380, DE 3 DE ABRIL DE 2018

Homologa o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Energisa Mato Grosso do Sul-Distribuidora de Energia S.A. - EMS, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências.

Texto Original

Voto

Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Serviço Públicos de Distribuição de Energia Elétrica nº 001/1997, o que consta no Processo nº 48500.005355/2017-37, e considerando que:

as metodologias utilizadas estão detalhados nos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET: e

as contribuições recebidas na Audiência Pública – AP nº 02/2018 permitiram o aperfeiçoamento deste ato, resolve:

Art. 1º Homologar o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica - RTP da Energisa Mato Grosso do Sul- Distribuidora de Energia S.A. - EMS, a ser aplicado de acordo com as condições estabelecidas nesta Resolução.

Art. 2º As tarifas de aplicação da EMS , constantes da Resolução Homologatória nº 2.215, de 4 de abril de 2017, ficam, em média, reajustadas em 9,87% (nove vírgula oitenta e sete por cento), correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos da distribuidora.

Art. 3º As tarifas de aplicação constantes da Tabela 1, Grupo A, e da Tabela 2, Grupo B, do Anexo, estarão em vigor no período de 8 de abril de 2018 a 7 de abril de 2019.

Parágrafo único. No período de vigência da Bandeira Tarifária Amarela ou Vermelha, de que trata o Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, deverá ser adicionado à Tarifa de Energia –TE de aplicação o correspondente valor fixado pela ANEEL em ato específico.

Art. 4º Homologar o Reposicionamento Tarifário com financeiros de 10,36% (dez vírgula trinta e seis por cento), sendo 10,22% (dez vírgula vinte e dois por cento) referentes ao reposicionamento tarifário econômico e 0,13% (zero vírgula treze por cento) relativos aos componentes financeiros.

- Art. 5º As tarifas da base econômica constantes da Tabela 1, Grupo A, e da Tabela 2, Grupo B, do Anexo, contemplam somente o reposicionamento tarifário econômico e deverão constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.
- Art. 6º Definir, na Tabela 3 do Anexo, os percentuais de descontos relativos aos benefícios tarifários incidentes sobre as tarifas de aplicação.
- § 1º Incide sobre o valor adicional da Bandeira Tarifária Amarela ou Vermelha o desconto previsto no inciso II, art. 1º do Decreto nº 7.891 de 23 de janeiro de 2013.
- § 2º Os demais descontos previstos no Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013 não incidem sobre o valor do adicional da Bandeira Tarifária Amarela ou Vermelha.
- Art. 7º Aprovar, nas Tabelas 4, 5 e 6 do Anexo, os valores relativos aos Serviços Cobráveis e aos parâmetros de cálculo do Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD) e do Ressarcimento à distribuidora pela migração de unidades consumidoras para o sistema de transmissão, que estarão em vigor no período de 8 de abril de 2018 a 7 de abril de 2019.
- Art. 8º Estabelecer, na Tabela 7 do Anexo, as receitas anuais referentes às instalações de conexão da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista CTEEP, Eletrosul Centrais Elétricas S.A. Eletrosul, Porto Primavera Transmissora de Energia S.A. PPTE, Copel Geração e Transmissão S.A. Copel-GT, Linhas de Transmissão do Itatim S.A. Itatim, Linha de Transmissão Corumbá Ltda LTC, Brilhante II Transmissora de Energia S.A. Brilhante II e Pantanal Transmissão S.A. Pantanal, relativas às Demais Instalações de Transmissão DIT de uso exclusivo pela EMS, que estarão em vigor no período de 8 de abril de 2018 a 7 de abril de 2019.

Parágrafo único. Fica autorizada, quando cabível, a inclusão dos valores referentes às alíquotas do PIS/Pasep e da Cofins, necessários à cobertura dos dispêndios destes tributos nas faturas relativas às receitas anuais de que trata o *caput*.

Art. 9º. Homologar, na Tabela 8 do Anexo, o valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica—CCEE à EMS , no período de competência de abril de 2018 a março de 2019, até o 10º dia útil do mês subsequente, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

Parágrafo único. O valor mensal, de que trata o *caput* contempla o ajuste entre os valores homologados no processo tarifário anterior e os realizados, bem como a previsão para o período de vigência das tarifas de que trata esta Resolução.

Art. 10. Estabelecer os valores dos componentes Pd e T do Fator X em 1,32% (um vírgula trinta e dois por cento) e -1,45% (menos um vírgula quarenta e cinco por cento), respectivamente, a ser aplicado na atualização da Parcela B nos reajustes tarifários da EMS de 2019 a 2022.

Parágrafo único. O componente Q do Fator X deverá ser apurado em cada reajuste tarifário, conforme metodologia definida no Submódulo 2.5 do PRORET.

- Art. 11. Estabelecer, na Tabela 9 do Anexo, o nível regulatório de perdas de energia elétrica a ser adotado nos processos tarifários da EMS de 2019, 2020, 2021 e 2022, sendo a referência das perdas técnicas a energia injetada, excluída a injetada em tensão igual ou superior a 230 kV; e a referência das perdas não técnicas o mercado faturado do grupo B.
- Art. 12. O horário de ponta para a área de concessão da EMS compreende o período entre as 17 horas e 30 minutos e as 20 horas e 29 minutos.
- § 1º No período de vigência da hora de verão em sua área de concessão, conforme disposto no Decreto nº 6.558, de 8 de setembro de 2008, o horário de ponta compreende o período entre as 18 horas e 30 minutos e as 21 horas e 29 minutos.
- § 2º Para aplicação da Tarifa Branca o posto intermediário compreende duas horas imediatamente anterior e uma hora imediatamente posterior ao posto (horário) ponta.
 - §3° A aplicação do novo posto tarifário intermediário terá vigência a partir de 8 de abril de 2018
- §4º Para as unidades consumidoras já enquadradas na modalidade tarifária horária branca, a aplicação do novo posto tarifário intermediário terá vigência a partir de 8 de outubro de 2018.
- §5° A distribuidora deve, em até 30 (trinta) dias da publicação desta Resolução, encaminhar notificação, por escrito e com entrega comprovada ou, alternativamente, impressa em destaque na fatura, às unidades consumidoras enquadradas na modalidade tarifária horária branca e às que já formalizaram a solicitação de adesão, informando a mudança do posto tarifário intermediário e o prazo para sua aplicação, bem como o direito de regresso ou de permanência na modalidade convencional.
- Art. 13. Aprovar, para fins de cálculo do atual processo tarifário, a previsão anual dos Encargos de Serviço do Sistema ESS e de Energia de Reserva EER da EMS, no valor de R\$ 63.507.646,58 (sessenta e três milhões, quinhentos e sete mil, seiscentos e quarenta e seis reais e cinquenta e oito centavos).
- Art. 14. Autorizar a inclusão, no valor total a ser pago pelos consumidores/usuários/agentes supridos, das despesas relativas ao PIS/Pasep e à Cofins efetivamente incorridas pela EMS, no exercício da atividade de distribuição de energia elétrica.

Parágrafo único. Em função de eventual variação mensal da alíquota efetiva do PIS/Pasep e da Cofins, bem como da defasagem entre o valor pago e o correspondente valor repassado para os consumidores/usuários/agentes supridos, a distribuidora poderá compensar essas eventuais diferenças no mês subsequente.

- Art. 15. Homologar na Tabela 10 do Anexo as Tarifas de Energia TE que deverão ser aplicadas em cumprimento as decisões de antecipação de tutela concedidas em ações judiciais que contestam o pagamento de valores da CDE, nos termos do Despacho nº 1.576 de 14 de junho de 2016:
 - I. Ação Ordinária nº 0069262-32.2015.4.01.3400/16ª Vara Federal, para as unidades consumidoras listadas na Tabela 3 da Resolução Homologatória nº 2.083 de 14 de junho de 2016.
 - § 1º Deverão ser aplicadas as TUSD constantes das Tabelas 1 e 2 do Anexo.

- $\$ 2º As TE de que trata o caput deverão ser aplicadas durante a vigência dos efeitos da antecipação de tutela.
- Art. 16. A íntegra desta Resolução e seus Anexos encontram-se juntadas aos autos, bem como estão disponíveis no endereço eletrônico http://www.aneel.gov.br/biblioteca.
 - Art. 17. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ROMEU DONIZETE RUFINO

(Alterada a Tabela 9, pelo DSP ANEEL 146, de 22.01.2019)

TABELA 1 – TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO A (EMS).

		E BASE ECONOMICA FAR	11 0 GRUI		DE APLICA	AÇÃO	BA	SE ECONÔ	NÔMICA			
SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TUS		TE	TU	JSD	TE			
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh			
	AZUL	NA	P	18,52	44,91	379,70	18,77	44,99	361,34			
	AZUL	NA	FP	6,62	44,91	232,40	6,98	44,99	234,45			
	AZUL APE	NA	P	18,52	7,91	0,00	18,77	6,92	0,00			
	AZUL APE	INA	FP	6,62	7,91	0,00	6,98	6,92	0,00			
		UTE PASSA TEMPO	NA	6,10	0,00	0,00	6,36	0,00	0,00			
		UTE ANGELICA	NA	6,10	0,00	0,00	6,36	0,00	0,00			
		UTE LDC BIONERGIA RIO BRILHANTE	NA	6,06	0,00	0,00	6,32	0,00	0,00			
		UTE MONTEVERDE	NA	5,85	0,00	0,00	6,10	0,00	0,00			
		UTE SÃO FERNANDO	NA	7,02	0,00	0,00	7,31	0,00	0,00			
		UTE VISTA ALEGRE II	NA	3,99	0,00	0,00	3,99	0,00	0,00			
		UTE SAO FERNANDO I	NA	7,02	0,00	0,00	7,31	0,00	0,00			
\subseteq		PCH COSTA RICA	NA	6,10	0,00	0,00	6,36	0,00	0,00			
(X) 88 88 88 64 GERAÇÃO	UTE WILLIAM ARJONA	NA	6,10	0,00	0,00	6,36	0,00	0,00				
a [a 1	PCH PARAISO I	NA	6,10	0,00	0,00	6,36	0,00	0,00			
80	UHE MIMOSO	NA	6,10	0,00	0,00	6,36	0,00	0,00				
\mathcal{Z}	GERAÇÃO	PCH PLANALTO	NA	6,10	0,00	0,00	6,36	0,00	0,00			
4		PCH BURITI	NA	6,10	0,00	0,00	6,36	0,00	0,00			
		UHE SAO DOMINGOS	NA	6,10	0,00	0,00	6,36	0,00	0,00			
		PCH RETIRO VELHO	NA	6,10	0,00	0,00	6,36	0,00	0,00			
		PCH ALTO SUCURIU	NA	6,10	0,00	0,00	6,36	0,00	0,00			
		PCH PORTO DAS PEDRAS	NA	6,10	0,00	0,00	6,36	0,00	0,00			
		UTE VISTA ALEGRE - ENERSUL	NA	5,93	0,00	0,00	6,18	0,00	0,00			
		UTE CAARAPÓ	NA	5,85	0,00	0,00	6,10	0,00	0,00			
		NOVAS CENTRAIS GERADORAS NÃO CONSIDERADAS NOMINALMENTE	NA	7,02	0,00	0,00	7,31	0,00	0,00			
<u> </u>	AZUL	NA	P	43,08	49,96	379,70	43,39	49,42	361,34			
A3 9kV	1 LUL	IVA.	FP	14,46	49,96	232,40	14,76	49,42	234,45			
A3 (69kV)	AZUL APE	NA	P FP	43,08 14,46	12,96 12,96	0,00	43,39 14,76	11,35 11,35	0,00			
			P	,	58,64	379,70	52,44	57,50	361,34			
a -	AZUL	NA	FP	52,35 18,87	58,64	232,40	19,10	57,50	234,45			
(30			P	52,35	18,52	0,00	52,44	16,24	0,00			
A3a (30 a 44kV)	AZUL APE	NA	FP	18,87	18,52	0,00	19,10	16,24	0,00			
A	VERDE	NA	NA	18,87	0,00	0,00	19,10	0,00	0,00			

				TARIFAS	DE APLIC	AÇÃO BASE ECON			MICA
SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TUS	D	TE	TU	JSD	TE
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
			P	0,00	1.320,26	379,70	0,00	1.328,10	361,34
			FP	0,00	58,64	232,40	0,00	57,50	234,45
			NA	18,87	0,00	0,00	19,10	0,00	0,00
	VERDE APE	NA	P	0,00	1.280,15	0,00	0,00	1.286,84	0,00
			FP	0,00	18,52	0,00	0,00	16,24	0,00
			P	27,69	10,60	0,00	27,97	9,13	0,00
	DISTRIBUIÇÃO	Celg-D	FP	11,46	10,60	0,00	11,75	9,13	0,00
			NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	GERAÇÃO	NA	NA	7,81	0,00	0,00	7,80	0,00	0,00
	AZUL	NA	P	52,35	58,64	379,70	52,44	57,50	361,34
	AZUL	NA	FP	18,87	58,64	232,40	19,10	57,50	234,45
	AZUL APE	NA	P	52,35	18,52	0,00	52,44	16,24	0,00
$\frac{\lambda}{2}$	AZUL AI E	NA	FP	18,87	18,52	0,00	19,10	16,24	0,00
25kV)			NA	18,87	0,00	0,00	19,10	0,00	0,00
ಡ	VERDE	NA	P	0,00	1.320,26	379,70	0,00	1.328,10	361,34
A4 (2,3			FP	0,00	58,64	232,40	0,00	57,50	234,45
44			NA	18,87	0,00	0,00	19,10	0,00	0,00
	VERDE APE	NA	P	0,00	1.280,15	0,00	0,00	1.286,84	0,00
			FP	0,00	18,52	0,00	0,00	16,24	0,00
	GERAÇÃO	NA	NA	7,81	0,00	0,00	7,80	0,00	0,00

TABELA 2 – TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO B (EMS).

				TARIFAS	S DE APLICA		TARIFAS BASE ECONÔMICA			
SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TUSD		TE	T	USD	TE
					R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MW h	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
				P	0,00	665,59	379,70	0,00	665,98	361,34
	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	INT	0,00	433,54	232,40	0,00	432,10	234,45
				FP	0,00	201,49	232,40	0,00	198,21	234,45
B1	PRÉ- PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	300,33	244,68	0,00	297,83	245,02
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	300,33	244,68	0,00	297,83	245,02
	PRÉ- PAGAMENTO	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	258,14	244,68	0,00	254,44	245,02
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	258,14	244,68	0,00	254,44	245,02
				P	0,00	458,40	265,79	0,00	458,61	252,94
	BRANCA	RURAL	NA	INT	0,00	298,97	162,68	0,00	297,92	164,11
				FP	0,00	139,54	162,68	0,00	137,23	164,11
	PRÉ- PAGAMENTO	RURAL	NA	NA	0,00	210,23	171,27	0,00	208,48	171,51
	CONVENCIONAL	RURAL	NA	NA	0,00	210,23	171,27	0,00	208,48	171,51
			COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO	P	0,00	451,85	261,99	0,00	452,05	249,33
	BRANCA	RURAL	RURAL	INT	0,00	294,70	160,36	0,00	293,66	161,77
				FP	0,00	137,54	160,36	0,00	135,27	161,77
B2	PRÉ- PAGAMENTO	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	207,22	168,83	0,00	205,50	169,06
	CONVENCIONAL	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	207,22	168,83	0,00	205,50	169,06
			SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	P	0,00	392,91	227,82	0,00	393,09	216,81
	BRANCA	RURAL	RURAL	INT	0,00	256,26	139,44	0,00	255,36	140,67
				FP	0,00	119,60	139,44	0,00	117,63	140,67
	PRÉ- PAGAMENTO	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	180,20	146,81	0,00	178,70	147,01
	CONVENCIONAL	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	180,20	146,81	0,00	178,70	147,01
				P	0,00	740,80	379,70	0,00	741,77	361,34
	BRANCA	NA	NA	INT	0,00	478,66	232,40	0,00	477,57	234,45
B3				FP	0,00	216,53	232,40	0,00	213,37	234,45
В	PRÉ- PAGAMENTO	NA	NA	NA	0,00	300,33	244,68	0,00	297,83	245,02
	CONVENCIONAL	NA	NA	NA	0,00	300,33	244,68	0,00	297,83	245,02
		ILUMINAÇÃO	B4a – REDE DE DISTRIBUIÇÃO	NA	0,00	165,18	134,57	0,00	163,81	134,76
B4	CONVENCIONAL	PÚBLICA	B4b – BULBO DE LÂMPADA	NA	0,00	180,20	146,81	0,00	178,70	147,01
	CEDAÇÃO	TIPO 1	NA	NA	3,77	0,00	0,00	3,76	0,00	0,00
В	GERAÇÃO	TIPO 2	NA	NA	11,00	0,00	0,00	10,93	0,00	0,00

OBS.: (1) Tarifa de referência para aplicação dos descontos definidos na TABELA 3 às diferentes subclasses residencial baixa renda.

DEFINIÇÕES DAS SIGLAS:

NA = não se aplica (não há distinção dentro da classe, subclasse, acessante ou posto tarifário);

P = posto tarifário ponta;

INT = posto tarifário intermediário;

FP = posto tarifário fora de ponta;

APE = autoprodução.

TABELA 3 – BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS - PERCENTUAIS DE DESCONTO (EMS).

TADELA 3 – BENEFICIOS TARIFARIOS	- I ERCENTOR	AID DE DESCOI	VIO (EMB).			
	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh	TARIFA PARA APLICAÇÃO DOS DESCONTOS	NORMA LEGAL	
B1 – RESIDENCIAL BAIXA RENDA						
Parcela do consumo mensal de energia elétrica inferior ou igual a 30 (trinta) kWh		65%	65%			
Parcela do consumo mensal superior a 30 (trinta) kWh e inferior ou igual a 100 (cem)		40%	40%	TUSD E TE DO SUBGRUPO	Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010.	
kWh				B1 RESIDENCIAL BAIXA	Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de	
Parcela do consumo mensal superior a 100 (cem) kWh e inferior ou igual a 220 (duzentos e vinte) kWh		10%	10%	RENDA	2010.	
Parcela do consumo mensal superior a 220 (duzentos e vinte) kWh		0%	0%			
RURAL - GRUPO A	10%	10%	10%			
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15%	15%	15%	TUSD E TE DAS	Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.	
IRRIGAÇÃO E AQUICULTURA EM HORÁRIO ESPECIAL – GRUPO A	0%	70% A 90%	70% A 90%	MODALIDADES AZUL E VERDE	Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. Art. 9º Lei nº 13.203 de 08 de dezembro de 2015	
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B		15%	15%	TUSD E TE DO SUBGRUPO B3	Decreto 7.891, de 23 de janeiro de 2013.	
IRRIGAÇÃO E AQUICULTURA EM HORÁRIO ESPECIAL – GRUPO B		60% A 73%	60% A 73%	TUSD E TE DO SUBGRUPO B2	Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.	
GERAÇÃO - FONTE INCENTIVADA	50% a 100%			TUSD GERAÇÃO		
	0% a 100%	0%	0%	MODALIDADE AZUL: TUSD DEMANDA (R\$/kW)		
CONSUMIDOR LIVRE - FONTE INCENTIVADA	0% a 100%	0% a 100%	0%	MODALIDADE VERDE: TUSD DEMANDA (R\$/kW) E TUSD ENERGIA PONTA (R\$/MWh) DEDUZINDO-SE A TUSD ENERGIA FORA PONTA (R\$/MWh)	Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004; Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.	

Cooperativas Autorizadas A3a	38,66%	38,66%	38,66%	TUSD E TE DAS MODALIDADES AZUL E VERDE .	Decreto 7.891, de 23 de janeiro de 2013.
Cooperativas Autorizadas A4	38,71%	38,71%	38,71%	TUSD E TE DAS MODALIDADES AZUL E VERDE	Decreto 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

TABELA 4 – SERVIÇOS COBRÁVEIS (art. 102, 103 e 131 da REN nº 414/2010) (EMS).

SERVIÇOS COBRÁVEIS		Grupo B (R\$)		Grupo A (R\$)	
SERVIÇOS COBRAVEIS —	Monofásico	Bifásico	Trifásico		
I - Vistoria de unidade consumidora	6,69	9,57	19,14	57,47	
II - Aferição de medidor	8,62	14,35	19,14	95,80	
III - Verificação de nível de tensão	8,62	14,35	17,24	95,80	
IV - Religação normal	7,64	10,52	31,59	95,80	
V - Religação de urgência	38,30	57,47	95,80	191,61	
VI - Segunda via de fatura	2,85	2,85	2,85	5,74	
VII - Segunda via declaração de quitação anual de débitos	2,85	2,85	2,85	5,74	
VIII - Disponibilização dados de medição (memória de massa)	6,69	9,57	19,14	57,47	
IX - Desligamento programado	38,30	57,47	95,80	191,61	
X - Religação programada	38,30	57,47	95,80	191,61	
XI - Fornecimento pulsos potência e sincronismo	6,69	9,57	19,14	57,47	
XII - Comissionamento de obra	20,06	28,71	57,41	172,41	
XIII - Deslocamento ou Remoção de poste	(*)	(*)	(*)	(*)	
XIV - Deslocamento ou Remoção de rede	(*)	(*)	(*)	(*)	
XV - Visita técnica	6,69	9,57	19,14	57,47	
XVI - Custo administrativo de inspeção	113,63	170,50	284,23	3.789,69	

^(*) Objeto de orçamento específico (art. 103 da REN nº 414/2010)

TABELA 5 – PARÂMETROS PARA CÁLCULO DO ERD (REN nº 414/2010) (EMS).

SUBGRUPO TARIFÁRIO	B1	B2-RURAL	B2-IRRIGANTE	В3	A4	A3a	A3	A2
K	447,30	313,25	268,57	447,30	624,61	624,61	429,42	63,03
TUSD FIO B - FORA PONTA (R\$/kW)	9,51	6,66	5,71	9,51	13,28	13,28	9,13	1,34
WACC ANTES DOS TRIBUTOS (%)	12,26%							
CARGA TRIBUTÁRIA (%)	34,00%							
PARCELA B REVISÃO (R\$)				838.4	103.926,41			
TAXA DE DEPRECIAÇÃO - D (%)	3,78%							
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO - O&M (R\$)	415.692.866,09							

TABELA 6 – PARÂMETROS PARA CÁLCULO RESSARCIMENTO DECRETO nº 5.597/2005 (REN nº 473/2012) (EMS).

SUBGRUPO TARIFÁRIO	A4	A3a	A3	A2			
TUSD FIO B - PONTA (R\$/kW)	44,19	44,19	34,69	13,38			
TUSD FIO B - FORA PONTA (R\$/kW)	13,28	13,28	9,13	1,34			
WACC ANTES DOS TRIBUTOS (%)	12,26%						
PARCELA B TARIFA (R\$)			838.403.92	5,41			
PD Médio	1,53						
β	31,41%						

TABELA 7 – RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO (DIT) DE USO EXCLUSIVO (EMS).

Vigente no	o período de 8 de abril de 2018 a 7 de abril de 2019.	
EMPRESA TRANSMISSORA	INSTALAÇÕES DEDICADAS À	VALOR ANUAL (R\$)
Brilhante II Transmissora de Energia S.A. – Brilhante II	EMS	1.143.185,24
Copel Geração e Transmissão S.A. – Copel-GT	EMS	1.097.520,50
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP	EMS	530.196,12
Eletrosul Centrais Elétricas S.A. – Eletrosul	EMS	49.604.543,34
Linhas de Transmissão do Itatim S.A. – Itatim	EMS	1.682.546,66
Linha de Transmissão Corumbá Ltda – LTC	EMS	872.237,96
Pantanal Transmissão S.A Pantanal	EMS	754.664,21
Porto Primavera Transmissora de Energia S.A. – PPTE	EMS	193.575,99

Obs: Caso tenha sido utilizado índice estimado para a atualização dos valores, deve prevalecer, para fins de faturamento/pagamento, o valor apurado com base nos índices definitivos.

TABELA 8 – VALOR MENSAL DA SUBVENÇÃO DA CDE PARA CUSTEAR DESCONTOS TARIFÁRIOS (EMS).

DESCRIÇÃO	AJUSTE (R\$)	PREVISÃO (R\$)	VALOR MENSAL (R\$)
SUBSIDIO CARGA FONTE INCENTIVADA	946.636,53	3.479.958,83	4.426.595,36
SUBSIDIO GERAÇÃO FONTE INCENTIVADA	7.878,96	1.017.258,69	1.025.137,65
SUBSIDIO ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO	-29.081,19	892.749,71	863.668,52
SUBSIDIO RURAL	358.193,72	6.635.764,84	6.993.958,56
SUBSIDIO IRRIGANTE/AQUICULTOR	15.001,24	222.268,12	237.269,36
TOTAL	1.298.629,26	12.248.000,19	13.546.629,45

TABELA 9 TRAJETÓRIA DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS (EMS.).

indent, interioris entre le trio le trio le trio se tr									
ANO	2018	2019	2020	2021	2022				
	RTP	RTA-1	RTA-2	RTA-3	RTA-4				
PERDAS TÉCNICAS	9,621%	9,621%	9,621%	9,621%	9,621%				
PERDAS NÃO TÉCNICAS	5,99%	5,99%	5,99%	5,99%	5,99%				

TABELA 9 – TRAJETÓRIA DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS (EMS).

ANO	2018	2019	2020	2021	2022
	RTP	RTA-1	RTA-2	RTA-3	RTA-4
PERDAS TÉCNICAS	9,804%	9,804%	9,804%	9,804%	9,804%
PERDAS NÃO TÉCNICAS	5,99%	5,99%	5,99%	5,99%	5,99%

(Alterada pelo DSP ANEEL 146, de 22.01.2019)

TABELA 10 – TARIFAS LIMINARES (EMS).

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFA DE APLICAÇÃO ACR (cativo)
			10510	TE
				R\$/MWh
A3a	AZUL	3 - ANACE LIMINAR 0069262- 32.2015.4.01.3400	P	348,45
			FP	201,15
A3a	VERDE	3 - ANACE LIMINAR 0069262- 32.2015.4.01.3400	P	348,45
			FP	201,15
A4	AZUL	3 - ANACE LIMINAR 0069262- 32.2015.4.01.3400	P	348,45
			FP	201,15
A4	VERDE	3 - ANACE LIMINAR 0069262- 32.2015.4.01.3400	P	348,45
			FP	201,15