



ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL  
PREFEITURA MUNICIPAL DE CARAZINHO  
CAPITAL DA HOSPITALIDADE E DA LOGÍSTICA

Of. nº 071/20 - GPC

Carazinho, 01 de junho de 2020.

Excelentíssimo Senhor,  
Ver. Gian Pedroso  
Presidente da Câmara Municipal de Vereadores

CÂMARA MUNICIPAL  
DE CARAZINHO  
Protocolo nº 29737/2020  
Hora 15:12  
01 JUN. 2020

Responde OP nº 053/2020

Res.: Davidson H. Thuri  
Ass.: [Signature]

Senhor Presidente:

Em atenção ao ofício supracitado, o qual contém **Pedido de Informação**, de autoria dos Vereadores Fábio Zanetti e João Pedro Albuquerque de Azevedo, encaminhamos ofício nº 027/2020 e anexo, oriundo da Eletrocar, contendo as informações solicitadas no OP 053/20, referente a cargos, faturas e unidades consumidoras.

Atenciosamente,

[Signature]  
Milton Schmitz  
Prefeito

JSP

OF/SG/027/2020

Carazinho, 29 de maio de 2020.

A Sua Excelência o Senhor  
**Milton Schmitz**  
M.D. Prefeito Municipal de Carazinho  
Carazinho, RS

**Assunto:** Resposta ao OFÍCIO Nº 53/2020/OP, de 19 de maio de 2020, da Câmara Municipal de Carazinho.

**Anexo:** Resposta ao OFÍCIO Nº 53/2020/OP - ANEXO.

Excelentíssimo Senhor Prefeito Municipal,

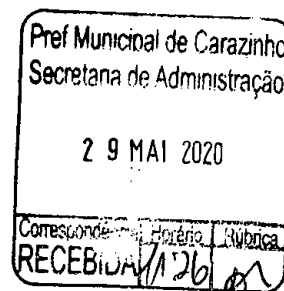
Ao cumprimentá-lo cordialmente, vimos pelo presente apresentar em anexo as informações solicitadas pela Câmara Municipal de Carazinho através do OFÍCIO Nº 53/2020/OP, de 19 de maio de 2020.

Finalizando, reiteramos nossos protestos de elevada estima e consideração, permanecendo à disposição para quaisquer informações adicionais que se fizerem necessárias.

Atenciosamente,



**Cláudio Joel de Quadros**  
Diretor-Presidente

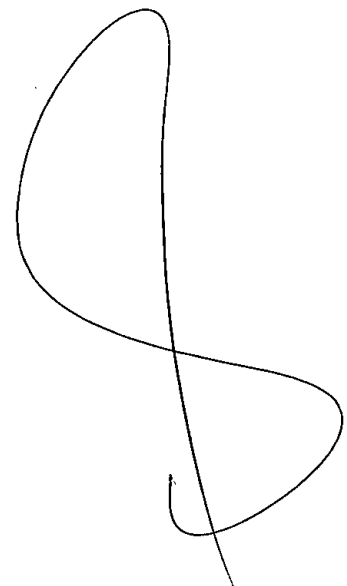


## Resposta ao OFÍCIO Nº 53/2020/OP - ANEXO

Respostas do Pedido de Informações na sequência do referido ofício.

1) Resposta:

ANO	MÊS	REAJUSTE (%)	Nº DA REH	VIGÊNCIA
2010	jun/10	4,39	1018/2010	29/06/2010
2011	jun/11	4,60	1163/2011	29/06/2011
2012	jun/12	4,38	1304/2012	29/06/2012
2013	jan/13	-18,88	1468/2013	24/01/2013
2013	jun/13	8,36	1556/2013	29/06/2013
2014	jun/14	31,45	1745/2014	29/06/2014
2014	dez/14	7,42	1828/2014	01/12/2014
2015	mar/15	27,24	1858/2015	02/03/2015
2015	jun/15	-3,53	1904/2015	29/06/2015
2016	jul/16	-14,12	2110/2016	22/07/2016
2017	abr/17	-10,50	2214/2017	01/04/2017
2017	mai/17	-14,12	2214/2017	01/05/2017
2017	jul/17	14,92	2269/2017	22/07/2017
2018	jul/18	17,80	2418/2018	22/07/2018
2019	jul/19	-5,33	2574/2019	22/07/2019



## 2) Resposta:

Mês de referência: abril/2020		
Classe	Carazinho	Total Concessão
Residencial	23867	29886
Comercial	2943	3843
Industrial	106	152
Rural	585	3890
Serv. Público	11	25
Poder Público	185	411
Outros	4	15
Total	27701	38222

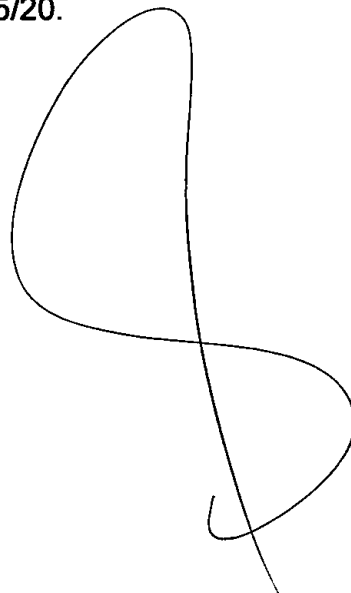
O quantitativo apresentado para a Classe Residencial abrange a quantidade de unidades consumidoras em Subclasse "baixa renda".

A tabela refere-se à posição do mês de abril/2020, tendo em vista que é a competência do mês fechada até esta data.

## 3) Resposta:

Classe: Residencial – Subclasse: Baixa Renda (maio/2020)	
Carazinho	531
Demais municípios	112
Total	643

A quantidade da tabela acima foi apurada até o dia 25/05/20.



**4) Resposta:**

Mês de referência: maio/2020		
Classe	Inadimplentes	Passíveis de Suspensão
Residencial	2478	2035
Residencial- Baixa renda	199	91
Comercial	666	22
Industrial	25	2
Rural	141	16
Total	3509	2166

A quantidade da tabela acima foi apurada até o dia 25/05/20. Entende-se por “passíveis de suspensão” as unidades consumidoras que estão em condição legal de terem suspensão de fornecimento por falta de pagamento.

**5) Resposta:**

Mês de Referência: maio/2020 – Carazinho	
Classe	Quantidade
Residencial	198
Residencial – Baixa renda	5
Comercial	76
Industrial	3
Rural	3
Total	285

A quantidade da tabela acima foi apurada até o dia 25/05/20, que estão em suspensão de fornecimento por falta de pagamento (cortadas). As suspensões foram feitas observando-se a legislação vigente, isto é: para as classes residencial e residencial baixa renda, as suspensões foram realizadas até o dia anterior à vigência da Resolução Aneel 878/20.

## 6) Resposta:

São 5 unidades consumidoras que estão com a suspensão de fornecimento, conforme tabela informada no item 05 acima. As suspensões foram feitas observando-se a legislação vigente, isto é: para as classes residencial e residencial baixa renda, as suspensões foram realizadas até o dia anterior à vigência da Resolução Aneel 878/20.

## 7) Resposta:

Carazinho				
Classe	Janeiro a Março	Abril	Maió	Total
Residencial	1844	0	0	1844
Residencial – Baixa renda	107	0	0	107
Comercial	201	138	128	467
Industrial	7	4	3	14
Rural	97	15	10	122
Total	2256	157	141	2554

Salientamos que para os meses de abril e maio/20, em atendimento à Resolução Aneel 878/20, não ocorreu suspensão de fornecimento (corte) para a classe residencial e residencial baixa renda. O que nos preocupa, nessa questão, é que a quantidade de unidades consumidoras residenciais passíveis de suspensão é muito expressiva. Conforme tabela do item 04, esses consumidores representam mais de 80% dos inadimplentes que a partir de 25/junho estarão sujeitos à suspensão.

## 8) Resposta:

**ENCARGOS SETORIAIS**

Os Encargos Setoriais são definidos em legislação própria, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional.

Os encargos setoriais compõem a Parcela “A” na montagem da tarifa.

Para fins de cálculo tarifário, os custos da distribuidora são classificados em dois tipos:

- Parcela A: Compra de Energia, transmissão e Encargos Setoriais; e
- Parcela B: Distribuição de Energia.

Os encargos setoriais e os tributos não são criados pela ANEEL e, sim, instituídos por leis.

Alguns incidem somente sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão embutidos nos custos de geração e de transmissão.

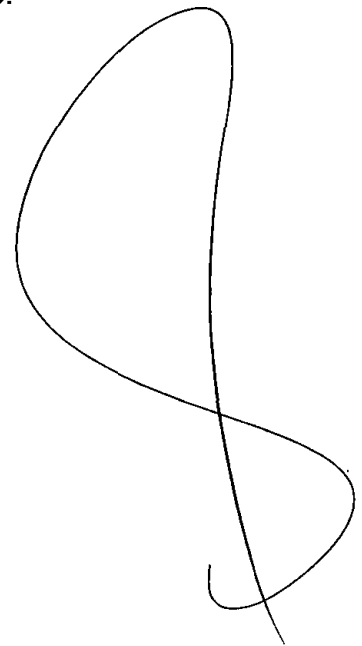
A ANEEL não tem competência para criar ou extinguir encargos setoriais e os mesmos não representam ganhos de receita para a concessionária que recolhe os valores e os repassa aos gestores dos recursos.

Os encargos setoriais cobrados nas faturas de energia elétrica são os seguintes:

#### **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE:**

A CDE, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e alterada pela Lei n.º 12.783/2013 e pela Lei 13.360/2016, é um fundo setorial que tem como objetivo custear diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro, tais como: universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; concessão de descontos tarifários a diversos usuários do serviço (baixa renda, rural; Irrigante; serviço público de água, esgoto e saneamento; geração e consumo de energia de fonte incentivadas, etc.); modicidade da tarifa em sistemas elétricos isolados (Conta de Consumo de Combustíveis – CCC); competitividade da geração de energia elétrica a partir da fonte carvão mineral nacional; entre outros.

Os recursos da CDE são arrecadados principalmente das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia, além dos pagamentos anuais realizados pelos concessionários e autorizados a título de Uso de Bem Público - UBP, das multas aplicadas pela ANEEL e da transferência de recursos do Orçamento Geral da União.



A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE assumiu a gestão dos fundos setoriais a partir de 1º de maio de 2017.

Compete à ANEEL aprovar o Orçamento Anual da CDE e fixar a quota anual, que deve corresponder à diferença entre a necessidade total de recursos da Conta e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes

### **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH**

A CFURH foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989 e o cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula:

$CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$ , em que TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica, conforme determina a Resolução ANEEL nº 67/2001.

### **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE**

A TFSEE foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, posteriormente alterada pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Esta última reduziu o valor da TFSEE de 0,5% para 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária.

O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.

A TFSEE para as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica é apurada da seguinte forma:

$$TF d = 0,4\% \times Ed \times Ec + Ep \times 1 Fc \times (Pad - Dae - Dat) \quad (1)$$

onde: TF d = valor anual da TFSEE dos agentes de distribuição de energia elétrica, expressa em R\$;

Ed = mercado de energia associado à tarifa de uso do sistema de distribuição, expresso em MWh;

Ep = energia associada à geração própria, quando ocorrer, expresso em MWh;

Ec = energia associada aos contratos de compra de energia, somada com a energia associada aos mercados livre e de uso da distribuidora, expresso em MWh;

Fc = fator de carga médio anual das instalações de distribuição, vinculadas ao serviço concedido;

Pad = produto anual da exploração do serviço de distribuição, incluindo a receita decorrente do acesso ao sistema de distribuição e a venda de energia a agentes externos a seu mercado cativo, desconsiderados os encargos setoriais, expresso em R\$;

Dae = valor anual da despesa com energia comprada para revenda, alocada ao fluxo comercial da distribuição, expresso em R\$; e

Dat = valor anual da despesa de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, alocada ao fluxo comercial da distribuição, expresso em R\$.

As variáveis necessárias ao cálculo da TFSEE de distribuidoras serão extraídas dos dados do processo de atualização tarifária correspondente.



O cálculo da TFSEE de empreendimentos de geração própria de agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano será realizado no processo tarifário da própria distribuidora, acrescentando-se a parcela da geração própria no valor relativo à distribuição.

### **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA**

O PROINFA, instituído pela Lei nº. 7.990, de 28/12/1989, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica). O custeio do PROINFA é estabelecido em conformidade com o Plano Anual do PROINFA – PAP, elaborado pela ELETROBRAS, conforme o disposto no art. 12 do Decreto no 5.025/2004, sendo suas quotas determinadas em função do mercado relativo aos consumidores cativos, livres e autoprodutores (caso o consumo seja maior que a geração própria) de cada distribuidora, conforme estabelece a Resolução Normativa ANEEL nº 127/2004.

A componente específica da TUST relativa ao PROINFA será obtida pela razão entre o custo total do Programa, em R\$, estabelecido no PAP aprovado pela ANEEL, e o mercado total de consumo, em MWh, excluídas as unidades consumidoras atendidas via Sistema Isolado, os mercados das permissionárias de distribuição de energia elétrica e as unidades classificadas na Subclasse Residencial Baixa Renda.

Essa componente será publicada anualmente quando forem estabelecidas as quotas de custeio e de energia.

A componente específica da TUSD relativa ao PROINFA será estabelecida anualmente, quando do cálculo do reajuste tarifário contratual ou da revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

### **Encargo de Serviços do Sistema – ESS**

O ESS, previsto no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN, que compreenderão, dentre outros:

- I - custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado;
- II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma;
- III - a reserva de capacidade, em MVAR, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e
- IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

### **Encargo de Energia de Reserva – EER**

O EER, conforme previsto no Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.

### **Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D)**

O P&D foi criado pela Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final, conforme determinam a Resolução ANEEL nº 271/2000 e a Resolução Normativa ANEEL nº 316/2008.

### **Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS**

O encargo de Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS instituído pela Lei nº 9.648/1998, alterado pela Lei nº 10.848/2004 e regulamento pelo Decreto nº 5.081, de 14/5/2004. Trata-se de encargo destinado ao custeio das atividades do ONS, que coordena e controla a geração e a transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

b) o que significam as “perdas” e como seu valor é calculado?

Além da energia necessária ao atendimento dos nossos consumidores há que se considerar que nem toda a energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final.

Perdas de energia são inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Cabe à ANEEL definir a cada revisão tarifária um referencial regulatório de perdas que leve em consideração o desempenho da concessionária nos segmentos de perdas que tenha maior gestão.

As perdas podem ser segmentadas entre perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem iminente técnica, e as perdas na distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

As perdas técnicas se referem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária.

As perdas não técnicas, por sua vez, representam todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc.

São medidas pela diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas.

As perdas técnicas são calculadas levando-se em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, como pontos de injeção e consumo de energia elétrica, bitola dos condutores, tipo de transformadores, etc.

São calculadas as perdas nas redes de distribuição em alta, média e baixa tensão, subestações, transformadores de distribuição, além dos ramais de ligação e medidores.

O nível de perdas técnicas calculado, como percentual da energia injetada, é mantido constante em todos os processos tarifários até a revisão subsequente. IGO DE VERIFICAÇÃO: D4ED2496003FB41D.

O valor de perdas técnicas da ELETROCAR, calculado segundo o Módulo 7 do PRODIST, foi informado pela Superintendência de Regulação da Distribuição – SRD, por meio do Memorando nº 236/2017-SRD/ANEEL, de 27/06/2017, que encaminhou a Nota Técnica nº 72/2017-SRD/ANEEL, no percentual de 6,60% sobre a energia injetada.

O referencial regulatório para as Perdas Não Técnicas é redefinido a cada revisão tarifária e pode se dar na forma de uma trajetória decrescente, reconhecendo-se um nível menor de perdas não técnicas a cada reajuste tarifário, ou na forma de uma meta fixa, em que o nível de perdas não técnicas reconhecido nas tarifas, sempre referenciado em termos de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, se mantém constante ao longo do ciclo tarifário.

O Submódulo 2.6 do PRORET detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas não técnicas.

A abordagem adotada pela ANEEL, para a definição dos limites de perdas não técnicas, é o da comparação de desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão com certo grau de semelhança.

Essa comparação se dá, essencialmente, a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas, que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e os furtos de energia em sua área de concessão.

A partir da formulação do ranking é possível afirmar quais distribuidoras que atuam em áreas mais complexas, e que ainda assim tenham alcançado níveis mais baixos de perdas não técnicas, sejam referências de eficiência, e possam, portanto, ser utilizadas para se definir trajetórias de redução de perdas não técnicas para as demais.

Cabe ressaltar que, além da análise de eficiência comparativa das distribuidoras, a avaliação também considera o desempenho passado da própria distribuidora, que pode servir de referencial regulatório quando os níveis de perdas não técnicas tiverem crescido.

O ponto de partida para o referencial regulatório de perdas não técnicas é definido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no ciclo anterior e a média histórica dos últimos 4 anos civis alcançada pela distribuidora, considerando eventuais ajustes e exceções previstas no Submódulo 2.6 do PRORET, se for o caso.

A meta para o final do ciclo, por sua vez, considera o desempenho de distribuidoras que atuam em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista do combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores. Caso a concessionária em processo de revisão possua patamares reais de perdas não técnicas superiores aos considerados adequados pela ANEEL, o nível médio de perdas não técnicas das empresas benchmarks passa a ser referencial para a definição da meta, que deve observar a velocidade potencial de redução.

A tabela a seguir sintetiza o cálculo das perdas não técnicas para a ELETROCAR:

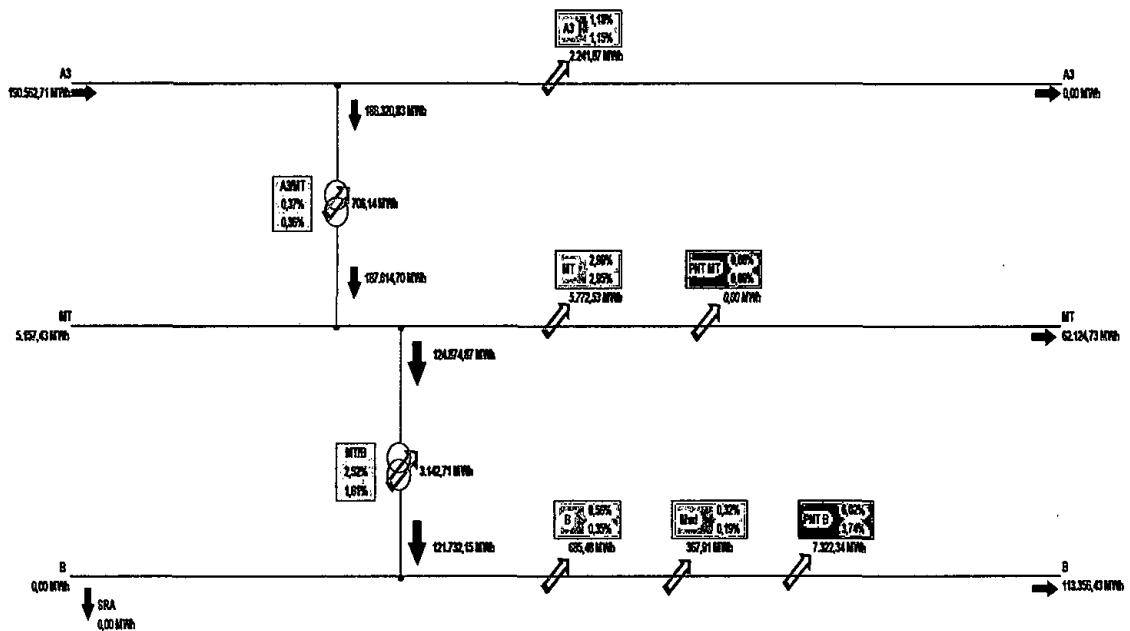
**Tabela 12 – Trajetória Perdas Não Técnicas Regulatória**

1 - Cálculo do Ponto de Partida	
Descrição	Perdas Não Técnicas (% BT)
1. Meta 3º Ciclo (Faturada)	0,97%
2. Diferença entre medido e faturado (mediana 4 últimos anos)	0,83%
3. Meta 3º Ciclo (Medida) [1. + 2.]	1,80%
4. Média Histórico (Medida)	3,61%
5. Ponto de Partida [ = máximo (2,5% e Mínimo (3. e 4.) ]	2,50%
6. Ponto de Partida (faturado)	1,67%

2 - Cálculo do Ponto de Chegada			
Descrição	Modelo C	Modelo G	Modelo K
Empresa Benchmark	FORCEL	FORCEL	FORCEL
5. Perda Benchmark (PNT/BT)	0,00%	0,00%	0,00%
6. Perda ELETROCAR (PNT/BT)	5,18%	5,18%	5,18%
7. Probabilidade de Comparação	81,25%	84,74%	78,66%
8. Meta baseada em cada Benchmark [ 7. x 5. + (1.- 7.) x 6. ]	0,97%	0,79%	1,11%
9. Meta média dos Benchmarks [média( 8 ) ]		0,95%	
10. Ponto de Partida (PNT/BT)		2,50%	
11. Meta = Mínimo (9 e 10 )		0,95%	
12. Meta (Faturado)		0,12%	

Descrição	Ponto Partida	2017	2018	2019	2020	2021
Trajetória PNT/BT (ponto partida até meta)	2,50%	2,15%	1,88%	1,57%	1,26%	0,95%
Velocidade de Redução (a.a)		-0,31%	-0,31%	-0,31%	-0,31%	-0,31%
Limite de Redução (a.a)		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Referencial Regulatório PNT/BT (medido)	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Diferença entre medido e faturado	0,83%	0,83%	0,83%	0,83%	0,83%	0,83%
Referencial Regulatório PNT/BT (faturado)	1,67%	1,67%	1,67%	1,67%	1,67%	1,67%
Referencial Regulatório PNT/Enr	6,60%	6,60%	6,60%	6,60%	6,60%	6,60%

## PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO - ELETROCAR



No caso da ELETROCAR, propõe-se que seja adotada como ponto de partida a exigência máxima para as empresas de pequeno porte, no valor de 2,50% sobre o mercado de baixa tensão medido quando ajustado para o valor faturado, resulta em 1,67%.

No que se refere à meta para o final do ciclo, propõe-se o mesmo percentual de 1,67% de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, pois mesmo havendo benchmark não existe exigência de redução do ponto de partida.

Para o cálculo das perdas elétricas são ainda apuradas as perdas das DIT de uso compartilhado e na Rede Básica.

Essas perdas são apuradas em cada processo tarifário, com base nas medições dos últimos 12 meses das perdas apuradas na Rede Básica e nas Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso compartilhada, contabilizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Para obtenção da energia requerida é necessário somar as perdas regulatórias, em MWh, de acordo com os respectivos percentuais determinados na revisão tarifária, ao mercado de venda da concessionária.

O mercado de venda da concessionária representa toda energia faturada no mercado cativo, consumo próprio e energia suprida a outras distribuidoras.

c) o que significam os “outros” e como seu valor é calculado?

Na rubrica “outros” são cobrados valores que não se referem a tarifa de energia elétrica e tributos, ou seja, são outros serviços cobráveis definidos pela ANEEL realizados pela empresa, tais como:

Vistoria de unidade consumidora, aferição de medidor, verificação de nível de tensão, religação normal, religação de urgência, segunda via de fatura, segunda via declaração de quitação anual de débitos, disponibilização dados de medição (memória de massa), desligamento programado, religação programada, fornecimento pulsos potência e sincronismo, comissionamento de obra, deslocamento ou Remoção de poste, deslocamento ou Remoção de rede, visita técnica e custo administrativo de inspeção.

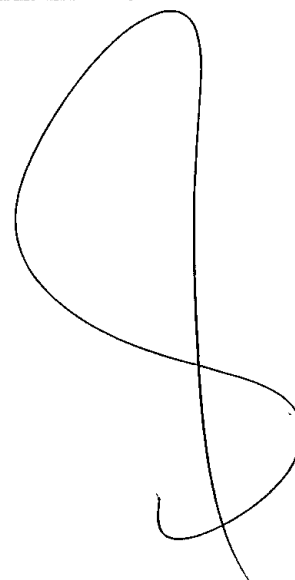
Além dos serviços cobráveis também estão incluídos nesta rubrica eventuais cobrança de juros, multa e correção monetária, bem como contribuições para hospitais e outras e a cobrança da CIP – contribuição para iluminação pública.

9) Resposta:

Art. 111 da Resolução Normativa Aneel Nº 414/10 e art. 6º Resolução Normativa Aneel Nº 878/20.

10) Resposta:

O parcelamento está previsto em Regulamento próprio da concessionária de energia elétrica, disponível no endereço eletrônico <http://www.eletrocar.com.br/noticias/ver/36/regulamento-interno-para-parcelamento-covid-19>.



11) Resposta:

CARGOS DE LIVRE NOMEAÇÃO E EXONERAÇÃO		
NOME	ESCOLARIDADE/FORMAÇÃO TÉCNICA	DATA DO INGRESSO
Jonas Lampert	Contador	01/05/2018
<b>Remuneração Detalhada</b>		
Provento	Valor R\$	
Pró-Labore Diretoria	R\$ 9.759,62	
Verba de Representação	R\$ 1.951,92	
FGTS	R\$ 936,92	
INSS Patronal	R\$ 2.342,31	
NOME	ESCOLARIDADE/FORMAÇÃO TÉCNICA	DATA DO INGRESSO
Jean Marcel dos Santos	ADVOGADO	02/10/2018
<b>Remuneração Detalhada</b>		
Provento	Valor R\$	
Salário Contratual	R\$ 5.927,97	
FGTS	R\$ 474,24	
INSS Patronal, RAT, Cont. Terceiros	R\$ 1.718,32	
Bônus Alimentação	R\$ 1.100,00	

12) Resposta:

DESPESAS COM O CUSTEIO DA FOLHA DOS CARGOS DE LIVRE NOMEAÇÃO E EXONERAÇÃO	
ANO	VALOR
2017	R\$ 709.190,70
2018	R\$ 429.283,96
2019	R\$ 283.031,37

13) Resposta:

RELAÇÃO DAS PESSOAS EXONERADAS DA ELETROCAR 2017 A 2020			
NOME	CARGO	DATA DO INGRESSO	DATA DO DESLIGAMENTO
ANTÔNIO AZIR PEREIRA SALLES	ASSESSOR JURIDICO	16/07/2018	31/08/2018
CHARLES ANTONIO SETTI	DIRETOR TÉCNICO	02/01/2017	30/04/2018
DANILO DAL ZOT FLORES	DIRETOR PRESIDENTE	01/05/2018	30/06/2018
FELIPE MARTIMIANO SALVIA	DIRETOR COMERCIAL	02/01/2017	30/04/2018
GIOVANA CECCONELLO	ASSESSORA JURIDICA	02/01/2017	22/05/2018
MÁRCIO SENGER ROSEMBERG	DIRETOR ADM/FINANCEIRO	02/01/2017	30/04/2018
RAFAEL SANT ANNA DE MORAES	DIRETOR PRESIDENTE	02/01/2017	30/04/2018

## 14) Resposta:

MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO - ATIVOS			
NOME	ESCOLARIDADE/FORMAÇÃO TÉCNICA	DATA DO INGRESSO	PRO-LABORE
Jaime Luis Kipper da Rosa	Tecnólogo em Gestão Comercial	01/07/2018	R\$ 2.282,24
Leandro Garcia da Silva	Administração - RH - Direito/ Pos Gestão de Redes Associativas - Gestão Financeira e Mercados de Capitais	01/07/2018	R\$ 2.282,24
Lisiane Bueno Maidana	Administração	01/07/2018	R\$ 2.282,24
Marcos Adriano Ribas Pinzon	Administração/Direito	02/03/2020	R\$ 2.282,24
Marlon Augusto Allebrandt	Contador	01/07/2018	R\$ 2.282,24
Rafael Gay Possebon	Advogado	06/05/2019	R\$ 2.282,24
Tiago Dias de Meira	Advogado	01/07/2018	R\$ 2.282,24

## 15) Resposta:

MEMBROS DO CONSELHO FISCAL - ATIVOS			
NOME	ESCOLARIDADE/FORMAÇÃO TÉCNICA	DATA DO INGRESSO	PRO-LABORE
Carlos Selvando Schneider	Contador	02/03/2020	SUPLENTE
Daniel Schu	Contador	02/03/2020	R\$ 1.413,32
Elói Francisco Soliman	Administração	01/07/2018	R\$ 1.413,32
José Maurício de Souza Leal	Administração	01/07/2018	R\$ 1.413,32
Paulo Sérgio da Silva Quadros	Administração	01/07/2018	SUPLENTE

## 16) Resposta:

MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DESLIGADOS NO PERÍODO DE 2017 A 2020		
NOME	DATA DO INGRESSO	DATA DO DESLIGAMENTO
Cibele Taise Lima	01/07/2018	06/05/2019
Ermógenes Bodanese	02/01/2017	05/09/2017
Fladimir Saraiva do Nascimento	22/09/2017	29/06/2018
Francisca Doering	02/01/2017	29/06/2018
Gilson Antônio Haubert	02/01/2017	31/01/2018
José Carlos Cenci	02/01/2017	29/06/2018
Josélio Guerra	02/01/2017	29/06/2018
Maria Martins da Silva Meyer	01/02/2018	23/11/2018



17) Resposta:

MEMBROS DO CONSELHO FISCAL DESLIGADOS NO PERÍODO DE 2017 A 2020		
NOME	DATA DO INGRESSO	DATA DO DESLIGAMENTO
André Evonir Brum	01/07/2018	02/03/2020
Jean Marcel dos Santos	02/01/2017	02/03/2020
João Albei Martins Mafalda	02/01/2017	29/06/2018
Lidio Cagliari Junior	02/01/2017	29/06/2018
Luiz Antônio Pinto	30/04/2018	29/06/2018
Luiz José Kunrath	19/04/2017	29/06/2018
Mário Martins Nascimento	02/01/2017	29/12/2017
Paulo Airton Xavier Pereira	02/01/2018	29/06/2018
Paulo Roberto Almeida da Silva	19/04/2017	29/06/2018
Ramon Marques Hortêncio	01/07/2018	02/03/2020
Rodrigo Marder	19/04/2017	29/06/2018
Tiago Dias de Meira	02/01/2017	29/06/2018

18) Resposta:

Relatório do custo anual do Conselho de Administração da Eletrocar				
<b>CUSTO TOTAL CONSELHO ADM 2017</b>			<b>R\$</b>	<b>158.727,78</b>
<b>CUSTO TOTAL CONSELHO ADM 2018</b>			<b>R\$</b>	<b>191.251,44</b>
<b>CUSTO TOTAL CONSELHO ADM 2019</b>			<b>R\$</b>	<b>196.820,42</b>
jan/20	R\$	13.693,44	R\$	2.738,69
fev/20	R\$	13.693,44	R\$	2.738,69
mar/20	R\$	15.975,68	R\$	3.195,14
abr/20	R\$	15.975,68	R\$	3.195,14

19) Resposta:

Relatório do custo anual do Conselho Fiscal da Eletrocar				
<b>CUSTO TOTAL CONSELHO FISCAL 2017</b>			<b>R\$</b>	<b>99.479,52</b>
<b>CUSTO TOTAL CONSELHO FISCAL 2018</b>			<b>R\$</b>	<b>81.124,33</b>
<b>CUSTO TOTAL CONSELHO FISCAL 2019</b>			<b>R\$</b>	<b>61.055,42</b>
jan/20	R\$	4.239,96	R\$	847,99
fev/20	R\$	4.239,96	R\$	847,99
mar/20	R\$	4.098,63	R\$	819,73
abr/20	R\$	4.239,96	R\$	847,99