

Informe de Resultados 1T2020

**COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA –
CEEE-D**

Data de publicação das Demonstrações: 15 de maio de 2020.

Data de publicação do Informe de Resultados: 16 de maio de 2020.

Diretor responsável pela informação:

Diretor-Presidente: Marco da Camino Ancona Lopez Soligo.

Períodos analisados:

1T2020 x 1T2019

Em 15 de maio de 2020, na cidade de Porto Alegre, a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D divulgou o resultado das demonstrações financeiras do 1T2020, estando às informações econômico-financeiras de acordo com a legislação e normas contábeis aplicadas. As comparações são realizadas com o 1T2019, salvo quando indicado ao contrário. Os valores são expressos em milhares de reais (mil R\$), exceto quando indicado de outra forma.

A CEEE-D detém a concessão para exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica no território do Estado do Rio Grande do Sul, atendendo em 72 municípios, com 1.750.812 unidades consumidoras.

SUMÁRIO

DESTAQUES:	3
1. COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA	3
2. DESEMPENHO OPERACIONAL	4
2.1 Energia Vendida e Mercado	4
2.2 Perdas de Energia Elétrica	5
2.3 Qualidade Operacional	6
2.3.1 Qualidade do Serviço	6
2.3.2 Qualidade do Produto	9
3. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	11
3.1. Demonstrativo do Resultado	11
3.1.1 Principais variações no período	11
a) Receita Operacional Líquida	11
b) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	12
c) Custo com Energia Elétrica	13
c.1) Encargos de uso do sistema	14
c.2) Custo Médio de Energia	14
c.2) Energia Comprada – Hídrica	14
c.3) Energia Comprada - Fonte Térmica	15
c.4) Energia Comprada - Eólica	16
c.5) Energia Comprada - Proinfa	16
c.6) Energia Comprada – Fontes Alternativas	16
c.7) Energia Comprada - Mercado de Curto Prazo	17
d) Custos e Despesas Gerenciáveis	18
d.2) Demais Custos e Despesas Operacionais	21
d.3) Outras Receitas e Despesas Operacionais	21
4. EBITDA	22
5. Resultado Financeiro	23
6. Resultado Líquido	24
7. ENDIVIDAMENTO	25
7.1 Dívida	25
8. FLUXO DE CAIXA INDIRETO	27

DESTAQUES:

Os principais destaques do resultado do 1T2020, ante o mesmo período do exercício anterior, estão assim elencados:

- ✓ No 1T2020, redução de 0,9% no volume de Energia Vendida Total;
- ✓ No 1T2020, redução de 3,1% no volume de Energia Vendida no Mercado Cativo;
- ✓ No 1T2020, acréscimo de 4,7% na Receita Operacional Líquida;
- ✓ No 1T2020, EBITDA de R\$ 10,4 milhões;
- ✓ No 1T2020, despesa com variação cambial de R\$ 360,9 milhões (R\$ 223,0 milhões referente ao BID e AFD e R\$ 137,9 milhões referente a repactuações da dívida setorial com Itaipu);
- ✓ Prejuízo Líquido no 1T2020 de R\$ (497,6 milhões);

Indicadores	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Energia Vendida (MWh)	2.355.972	2.376.364	(20.392)	-0,9%
Mercado Livre (MWh)	376.226	334.249	41.977	12,6%
Mercado Cativo (MWh)	1.979.746	2.042.115	(62.369)	-3,1%
Nº de Consumidores	1.750.812	1.727.567	23.245	1,3%
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	1.589.466	1.629.674	(40.207)	-2,5%
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	947.197	904.875	42.321	4,7%
EBITDA (R\$ mil)	10.419	(108.312)	118.731	109,6%
Prejuízo Líquido (R\$ mil)	(497.637)	(237.673)	(259.964)	-109,4%

Fonte: Setor de Regulação e Estudos de Mercado e Depto. Demonstrações e Informações Contábeis

1. COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

A CEEE Distribuição é controlada pela CEEE-Par, holding do Grupo CEEE, sociedade de economia mista, cujo acionista majoritário é o Estado do Rio Grande do Sul, e tem entre seus investidores a Eletrobras, o maior grupo brasileiro de energia elétrica.

ACIONISTA	AÇÕES ORDINÁRIAS		AÇÕES PREFERENCIAIS		TOTAL	
	CEED3 (ON)	Percentual	CEED4 (PN)	Percentual	ON e PN	Percentual
CEEE-PAR	6.380.821	67,05	1.087	0,66	6.381.908	65,92
ELETROBRAS	3.067.033	32,23	87.638	53,43	3.154.671	32,59
CUSTÓDIA EM BOLSA - B3	34.924	0,37	22.964	14,00	57.888	0,60
MUNICÍPIOS	33.501	0,34	50.944	31,06	84.445	0,87
OUTROS	453	0,01	1.381	0,85	1.834	0,02
TOTAL	9.516.732	100,00	164.014	100,00	9.680.746	100,00

Fonte: Itaú Corretora de Valores S.A. - Serviço de Escrituração de Ações

Data base março de 2020. São 311 acionistas, sendo 99 pessoas físicas, 65 pessoas jurídicas, 135 prefeituras e 12 Estadais.

2. DESEMPENHO OPERACIONAL

2.1 Energia Vendida e Mercado

O mercado total atendido pela distribuidora apresentou retração de 0,9% na quantidade de energia distribuída no 1T2020 frente ao 1T2019. Nesse mesmo período, verifica-se expansão de 1,3% no número de consumidores conectados à distribuidora. Na tabela abaixo pode ser observado o detalhamento das informações:

Energia - MWh	1T2020	1T2019	Δ %	Nº Unidades	1T2020	1T2019	Δ %
Mercado Cativo				Mercado Cativo			
Residencial	886.634	907.968	-2,3%	Residencial	1.481.922	1.464.338	1,2%
Industrial	92.917	125.401	-25,9%	Industrial	11.729	12.942	-9,4%
Comercial	518.188	535.516	-3,2%	Comercial	155.720	149.918	3,9%
Rural	253.297	250.852	1,0%	Rural	92.156	91.300	0,9%
Poderes Públicos	92.679	95.989	-3,4%	Poderes Públicos	7.880	7.782	1,3%
Iluminação Pública	57.160	59.273	-3,6%	Iluminação Pública	99	101	-2,0%
Serviço Público	62.835	61.769	1,7%	Serviço Público	913	884	3,3%
Próprio	1.729	1.982	-12,8%	Próprio	103	94	9,6%
Permissãoárias	14.308	3.365	325,2%	Permissãoárias	11	2	450,0%
Total Mercado Cativo	1.979.746	2.042.115	-3,1%	Total Mercado Cativo	1.750.533	1.727.361	1,3%
Mercado Livre				Mercado Livre			
Industrial	218.225	195.524	11,6%	Industrial	106	83	27,7%
Comercial	157.593	138.725	13,6%	Comercial	171	123	39,0%
Rural	407	-	-	Rural	2	-	-
Total Mercado Livre	376.226	334.249	12,6%	Total Mercado Livre	279	206	35,4%
Energia - MWh	2.355.972	2.376.364	-0,9%	Nº Unidades	1.750.812	1.727.567	1,3%

Considerando apenas o mercado cativo, verifica-se que houve redução de 3,1% no 1T2020 vs. 1T2019. O consumo residencial voltou a apresentar redução, após apresentar crescimento no último trimestre, de 2,3% no 1T2020 vs. 1T2019, influenciado pelos meses de janeiro e fevereiro.

O consumo comercial cativo apresentou queda de 3,2% no 1T2020 vs. 1T2019, associado à migração, nos últimos 12 meses, de 48 consumidores para o Mercado livre. O consumo comercial total, somando cativos e livres, se manteve no mesmo patamar do 1T2019, com variação de 0,2%.

O desempenho da classe industrial com redução de 25,9% no 1T2020 foi impactado pela migração de 23 consumidores para o mercado. O consumo industrial total, incluindo cativos e livres, reduziu-se em 3,0% vs. 1T2019.

O consumo rural, por sua vez, apresentou incremento de 1,0% no 1T2020, após queda de 14,5% no ano de 2019, devido à quebra de safra, pelo excesso de precipitação ocorrida no início de 2019. Neste trimestre, um novo ciclo de irrigação se iniciou, porém com redução da área plantada de arroz irrigado, desta forma se explica o porquê do consumo não ter retornado ao patamar dos anos anteriores a 2019.

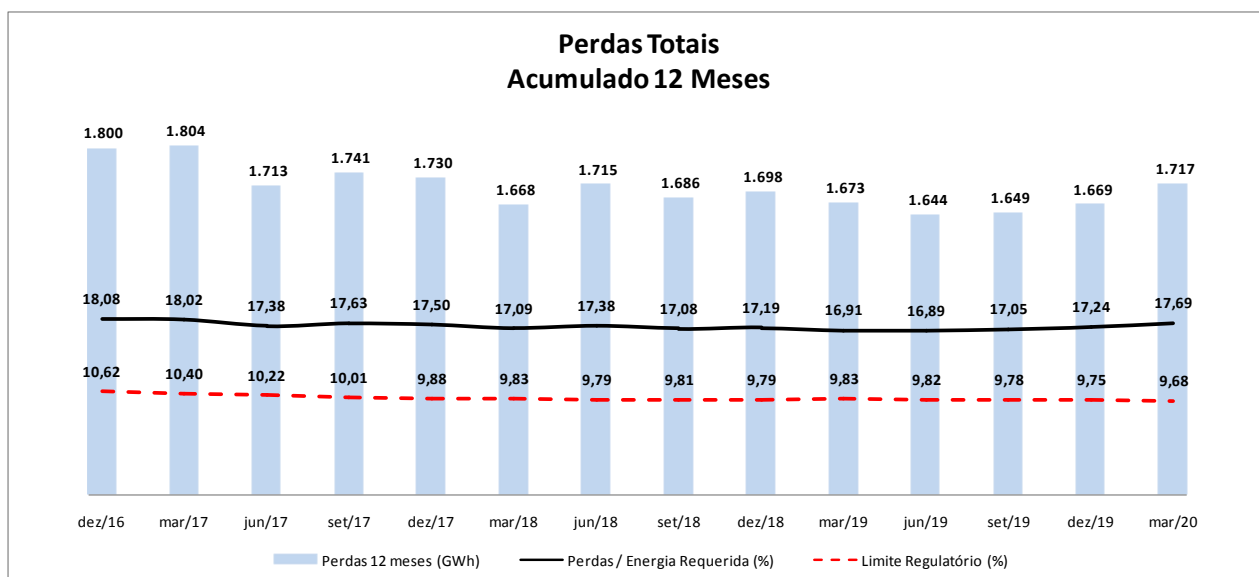
As demais classes cativas apresentaram crescimento de 2,8% em relação ao primeiro trimestre de 2019. Dentre elas destaca-se o consumo das permissionárias. Nos últimos 12 meses nove cooperativas de eletrificação rural foram reclassificadas para esta classe, aumentando de duas para 11 o número de permissionárias atendidas. Isso explica o crescimento de 352,2% no 1T2020 vs. 1T2019.

O mercado livre total apresentou incremento de 12,6% no primeiro trimestre. O mercado livre industrial cresceu 11,6% e o mercado livre comercial, apresentou crescimento de 13,6% frente ao mesmo período de 2019. O número de clientes rurais no mercado livre permaneceu com duas unidades consumidoras.

2.2 Perdas de Energia Elétrica

O gráfico abaixo apresenta o percentual de participação das perdas elétricas no montante de energia injetada na fronteira da distribuidora. A linha pontilhada, representando a perda regulatória reconhecida, possui inclinação negativa, pois a agência reguladora definiu uma trajetória de redução de perdas ao longo do ciclo 2016 – 2021.

A perda total acumulada nos últimos 12 meses foi de 17,69%, 0,78 p.p. acima do índice verificado no 1T2019. O limite regulatório reduziu-se em 0,15 p.p., passando de 9,83% para 9,68%. A perda excedente, diferença entre a perda global e o limite regulatório, aumentou 0,93 p.p., passando de 7,08% no 1T2019 para 8,01% no 1T2020.



Fonte: Setor de Regulação e Estudos de Mercado

Na tabela abaixo, segue o montante de perdas em Gwh, acumulados em 12 meses:

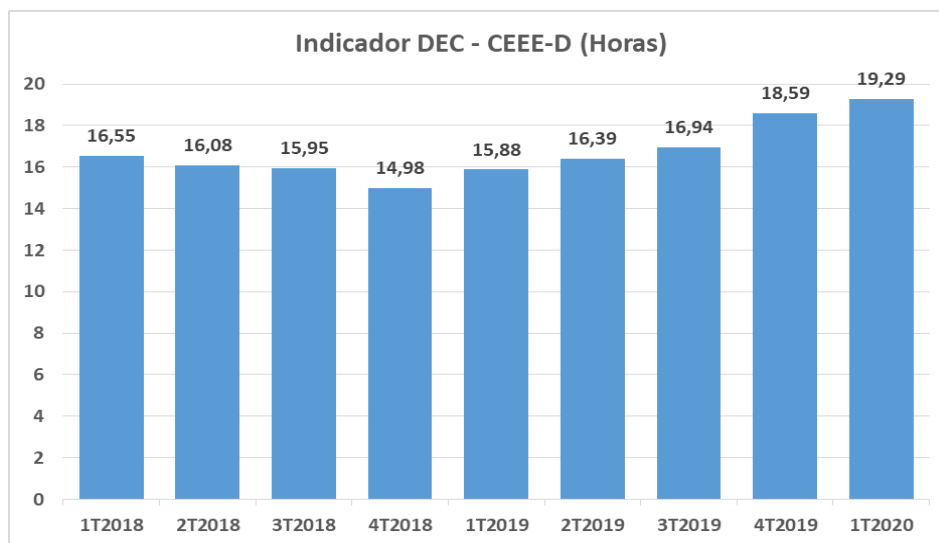
	2018	2019	1T2020
Perdas Totais Realizadas	1.698	1.669	1.717
Perdas não técnicas	[Gwh] 1.104	1.087	1.134
Perdas técnicas	[Gwh] 594	582	583
Perdas Regulatórias	921	897	889
Perdas não técnicas	[Gwh] 374	362	357
Perdas técnicas	[Gwh] 547	534	533
Perdas excedentes	777	772	828
Energia Requerida Total	[Gwh] 9.881	9.677	9.705

Montantes acumulados em 12 meses.

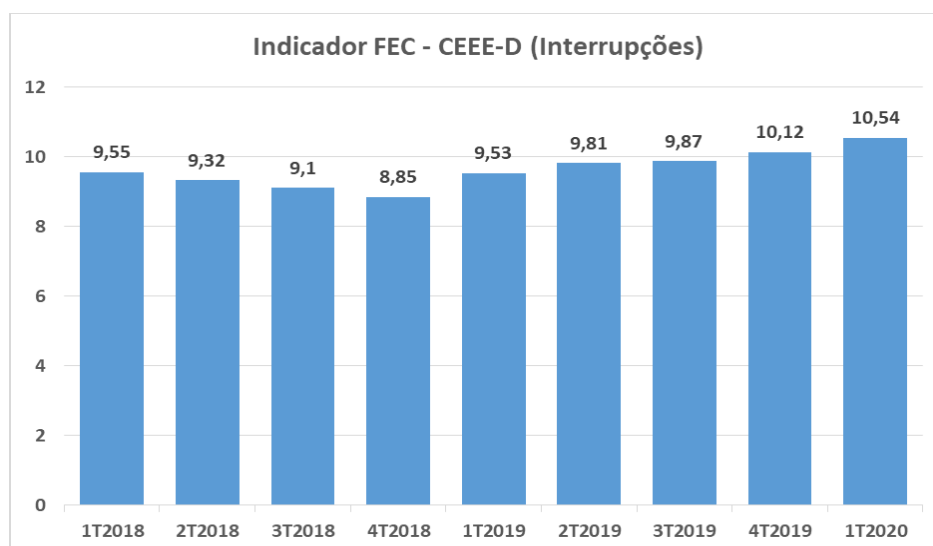
Fonte: Setor de Regulação e Estudos de Mercado

2.3 Qualidade Operacional

2.3.1 Qualidade do Serviço



Fonte: Divisão de Operação



Fonte: Divisão de Operação

No processo tarifário de 2016, a ANEEL definiu os limites anuais dos Indicadores Coletivos de Continuidade da Companhia. Em 2019, os patamares regulatórios ficaram limitados a 10,24x horas de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e 8,16x de FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora).

Considerando o ano de 2019, os limites regulatórios não foram atendidos. As extrapolações devem-se, principalmente, às condições meteorológicas desfavoráveis ocorridas no ano nos municípios atendidos pela companhia. Durante esse ano, houve eventos recorrentes de baixa e média intensidade espalhados por toda a área de concessão. Apesar de constantes, boa parte dos mesmos não atingiu a condição de severidade exigida pela regulação para caracterização de interrupções ocorridas em situação de emergência ou em situação de dia crítico. Esse cenário dificultou o atendimento dos serviços na rede de distribuição e implicou na degradação dos indicadores de qualidade dos serviços.

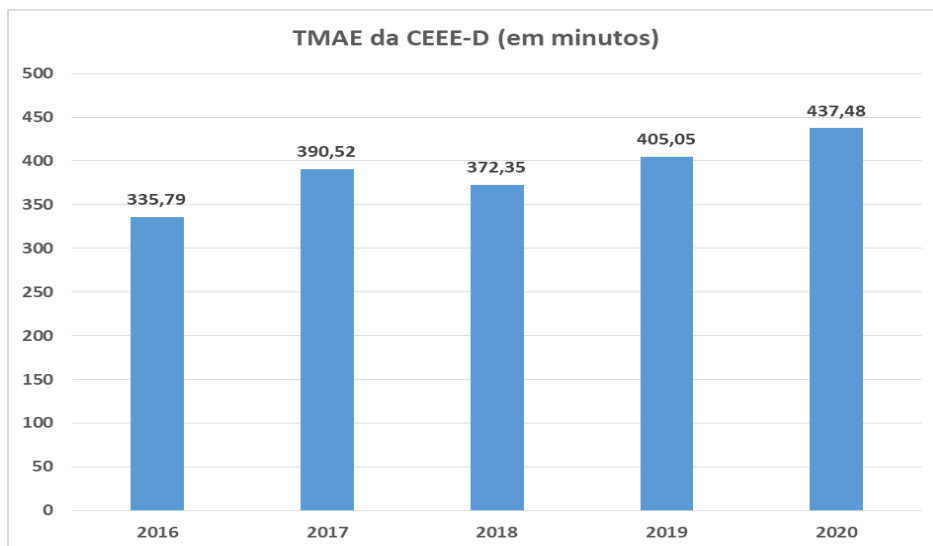
O início de 2020 também está apresentando indicadores DEC e FEC mais elevados do que o mesmo período de 2019. Isso ocorre principalmente pelo aumento de ocorrências de roubos de rede, casos de vandalismo com impacto bastante significativo, pela elevação da parcela externa do indicador (que corresponde às interrupções de origem externa ao sistema da distribuição como, por exemplo, defeitos em linhas de transmissão que atendem carga da CEEE-D) e pela permanência de causas relacionadas à falha de material ou equipamento (ocorrências relacionadas a defeitos em materiais ou equipamentos pertencentes ao sistema de distribuição da CEEE-D, sem interferência de outro agente causador).

Tendo como base a trajetória dos limites dos indicadores de DEC e FEC estabelecidos no contrato de concessão pela ANEEL em 2015, no ano de 2019 foi a primeira vez em que a CEEE-D não atendeu a condição regulatória para esse quesito.

Diversas obras de subestações e linhas foram concluídas durante o ano de 2019 e terão o benefício plenamente percebido nos indicadores somente após 12 meses de efetiva operação. Para o ano de 2020 temos obras importantes que também irão trazer melhorias nos indicadores de continuidade após a conclusão e sua efetiva entrada em operação, destacando-se os seguintes empreendimentos:

- Nova Subestação PAL 20 - Situada na zona norte de Porto Alegre – Previsão anterior ao Covid-19: maio/2020; Previsão atual: 2º semestre/2020.
- Nova Subestação PEL 1 – Situada na localidade do Laranjal, no município de Pelotas (região sul do Estado) – Previsão anterior ao Covid-19: julho/2020; Previsão atual: 2º semestre/2020.
- Ampliação da Subestação Pinhal – Situada no município de Pinhal (região noroeste do Estado) - Previsão anterior ao Covid-19: agosto/2020; Previsão atual: 2º semestre/2020.

Por outro lado, a companhia apresentou o melhor Tempo Médio de Atendimento Emergencial (TMAE) entre as grandes distribuidoras de energia elétrica do estado do Rio Grande do Sul em 2019, o que está se mantendo no 1T2020, apesar da elevação do indicador. Abaixo, segue o gráfico com os valores realizados pela Companhia:

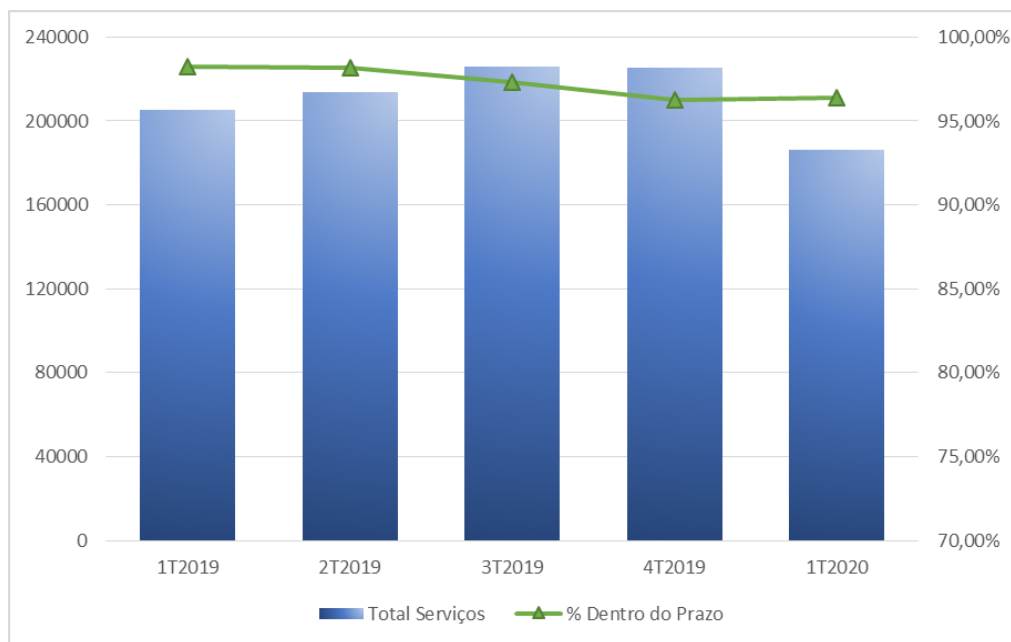


Fonte: Divisão de Operação

Com relação ao atendimento dos prazos regulatórios estabelecidos pelo Anexo III da Resolução Normativa nº 414 da ANEEL, até dezembro de 2019, a companhia atendeu 870.347 chamados, dentre os quais estão serviços de ligações novas (urbana e rural), religações, análise de projetos, substituição de medidores e pagamento de

indenização de danos. Do total de serviços atendidos, mais de 97% foram realizados dentro dos prazos regulatórios.

No 1T2020 vs. 1T2019 houve uma redução proporcional na quantidade de atendimentos para 186.036 serviços, sendo que mais de 96% foram atendidos dentro do prazo. Essa redução é reflexo das medidas preventivas decorrentes da pandemia do Covid-19, pois com a suspensão da possibilidade do corte de determinados clientes em 24 de março, também reduziu-se a quantidade de ingresso de religues. O gráfico abaixo demonstra o desempenho do indicador de atendimento no prazo ao longo dos últimos trimestres.

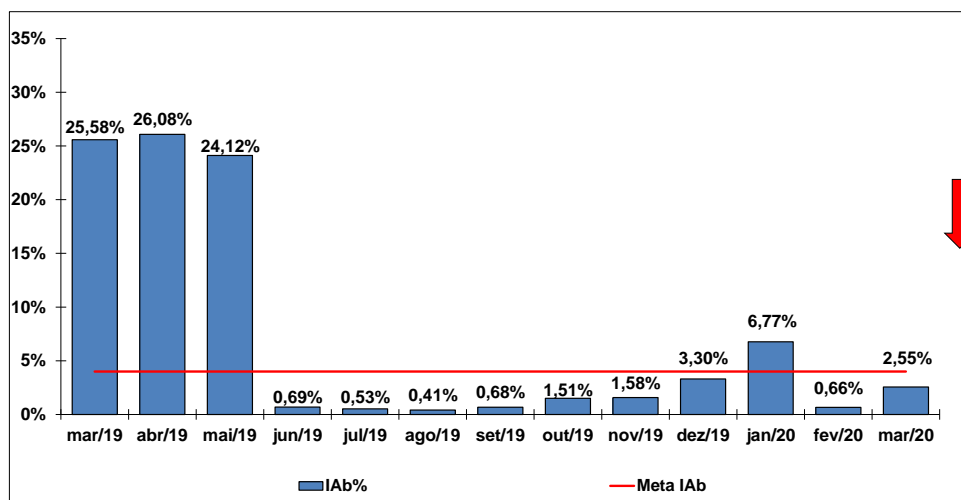


Fonte: Divisão de Operação

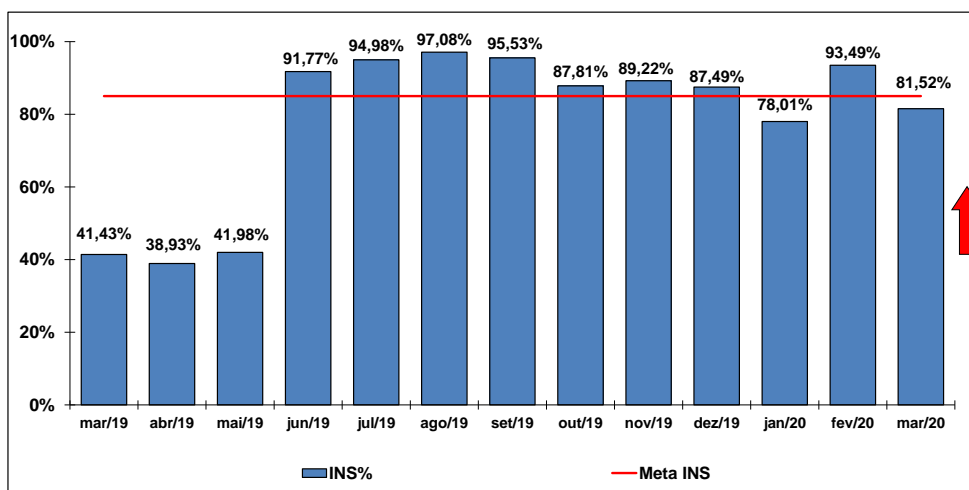
Quanto à qualidade do atendimento telefônico, no final de maio de 2019, a CEEE-D concluiu a contratação de uma empresa terceirizada para o serviço de Central de Teleatendimento. Tal condição melhorou em muito sua comunicação com o cliente final, e permitiu a CEEE-D, que tinha o pior atendimento ao cliente dentre as grandes concessionárias, alcançar os índices estabelecidos pelo órgão regulador.

A melhora no desempenho pode ser observada através do Indicador de Abandono (IAb), que mede o percentual de chamadas abandonadas em tempo de espera superior a 30 segundos em relação às chamadas recebidas, e através do Indicador de Nível de Serviço (INS), que verifica o percentual de chamadas atendidas em até 30 segundos de espera em relação ao total de chamadas recebidas, ambos regulados e com metas definidas pela ANEEL. No próximo gráfico é demonstrado o desempenho da CEEE-D nesses dois indicadores no ano de 2019 e no primeiro trimestre de 2020. Os indicadores do INS e IAb foram transgredidos no mês de janeiro de 2020 em virtude da elevação inesperada no volume de ligações, provocada pelos eventos meteorológicos intensos e concentrados em determinados dias que se sucederam na área de concessão. Considerando a série histórica eram esperadas 190.779 ligações para o mês de janeiro de 2020 e foram recebidas 224.719 ligações, um aumento de 17,8% acima do previsto. Os eventos meteorológicos de maior magnitude no mês ocorreram no dia 31 de dezembro de 2019 após as 19h00, com os impactos percebidos nos primeiros dias de janeiro de 2020, e no dia 15 de janeiro de 2020 após as 15h00. Este evento causou uma falha relevante em uma linha de transmissão da Companhia e da Eletrobras que afetou grande parte da área de concessão e resultou em outros diversos impactos isolados.

A partir do dia 24 de março de 2020, com a vigência da Resolução Normativa ANEEL nº 878/2020, que trata de ações para o enfrentamento da pandemia da COVID-19, o atingimento da meta dos indicadores do atendimento telefônico está suspenso pelo prazo de 90 dias.



Fonte: Divisão de Gestão Comercial

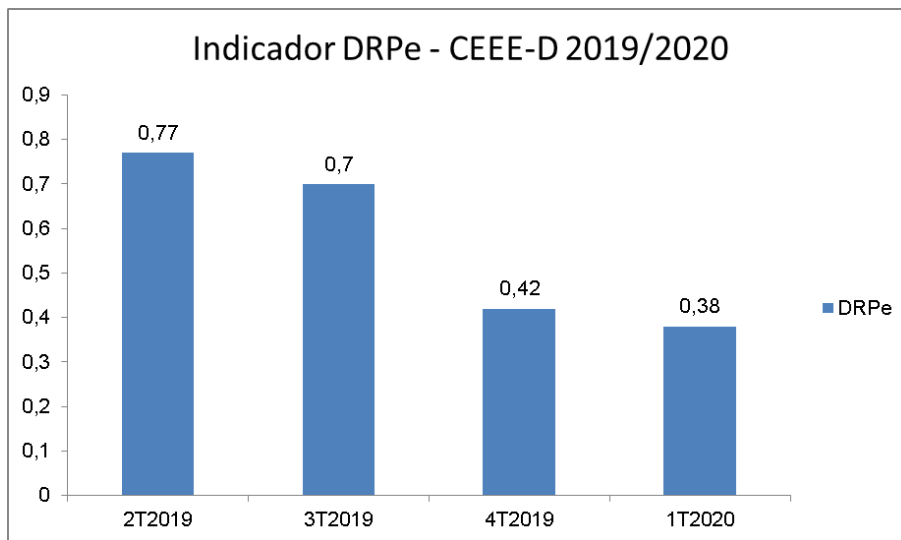


Fonte: Divisão de Gestão Comercial

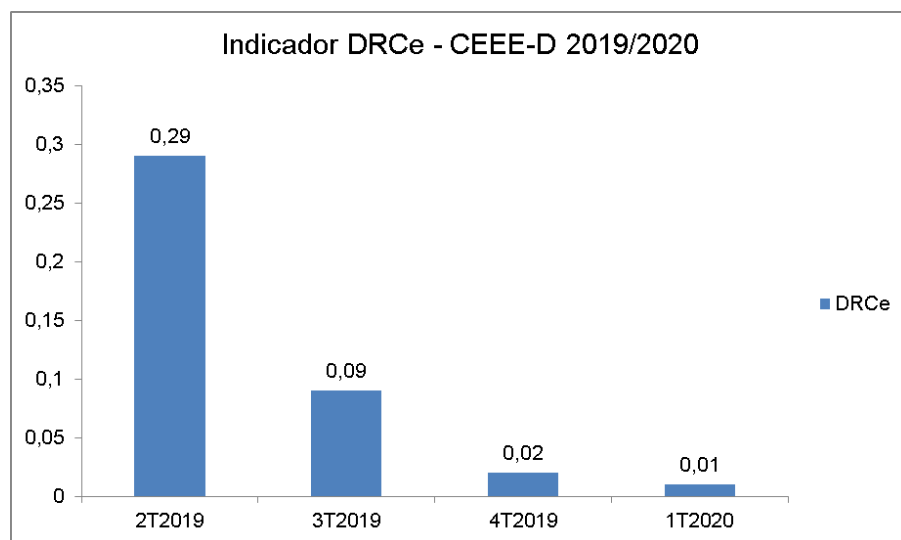
2.3.2 Qualidade do Produto

A ANEEL regula a qualidade do produto das concessionárias através de indicadores de conformidade de tensão. Nesse quesito, destacam-se os indicadores coletivos de Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária Equivalente (DRPE) e Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica Equivalente (DRCE). Esses indicadores têm por objetivo verificar o percentual do tempo que um conjunto de unidades consumidoras permaneceu em situação de transgressão de tensão precária ou crítica. É permitido que uma unidade consumidora permaneça no máximo 3% do tempo em regime de tensão precária e/ou 0,5% do tempo em regime de tensão crítica.

Nos últimos 12 meses, a CEEE-D apresentou valores de 0,57% para o DRPE e 0,10% para o DRCE. Os resultados são obtidos através da realização de leituras amostrais em unidades consumidoras selecionadas pelo órgão regulador. Extrapolando o resultado da amostra selecionada e comparando os valores obtidos pelas demais distribuidoras do Estado através do site da ANEEL, é possível inferir que no Rio Grande do Sul os clientes da CEEE-D permaneceram o menor período com tensão em regime inadequado. Os gráficos na sequência demonstram o desempenho dos indicadores DRPE e DRCE apurados entre o 2T2019 e o 1T2020.



Fonte: Divisão de Engenharia de Distribuição



Fonte: Divisão de Engenharia de Distribuição

3. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

3.1. Demonstrativo do Resultado

As principais contas de resultado foram demonstradas no quadro abaixo:

Principais Contas de Resultado	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.589.466	1.629.674	(40.207)	-2,5%
Deduções da Receita Operacional	(642.270)	(724.798)	82.528	-11,4%
Receita Operacional Líquida	947.197	904.875	42.321	4,7%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(866.288)	(953.706)	87.418	-9,2%
Custo com Energia Elétrica	(654.494)	(756.357)	101.863	-13,5%
Custo de Operação	(211.794)	(197.348)	(14.446)	7,3%
Lucro Operacional Bruto	80.907	(48.830)	129.738	265,7%
Despesas Operacionais	(108.612)	(92.033)	(16.579)	18,0%
Outras Receitas	14.671	13.999	672	4,8%
Outras Despesas	(13.254)	(11.628)	(1.626)	14,0%
Resultado do Serviço	(26.287)	(138.493)	112.205	-81,0%
Depreciação e Amortização	36.705	30.180	6.525	21,6%
EBITDA	10.419	(108.312)	118.731	-109,6%
Margem EBITDA	1,1%	-12,0%	-	-
Resultado Financeiro	(490.680)	(136.245)	(354.434)	-260,1%
IR e CS	19.329	37.065	(17.736)	-47,9%
Resultado Líquido do Período	(497.637)	(237.673)	(259.964)	-109,4%

Fonte: Depto de Demonstrações e Informações Contábeis

3.1.1 Principais variações no período

a) Receita Operacional Líquida

Receita Bruta	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Fornecimento de Energia Elétrica	1.411.092	1.529.747	(118.655)	-7,8%
Passivo/Ativo Financeiro Setorial	(41.850)	(142.884)	101.034	-70,7%
Renda Não Faturada	8.795	(21.257)	30.053	141,4%
Suprimento de Energia Elétrica	4.731	8.678	(3.947)	-45,5%
Disponibilização do Sistema de Distribuição	85.303	61.851	23.452	37,9%
(-) Penalidades ANEEL	(17.538)	(12.076)	(5.462)	45,2%
Energia Elétrica de Curto Prazo	13.403	91.427	(78.024)	-85,3%
Receita de Construção	35.078	37.947	(2.868)	-7,6%
Remuneração do Ativo Financeiro	3.615	1.719	1.896	110,3%
Outras Receitas Operacionais	86.837	74.522	12.315	16,5%
Total da Receita Bruta	1.589.466	1.629.674	(40.207)	-2,5%
Deduções da Receita	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
ICMS	(408.420)	(430.953)	22.533	-5,2%
PASEP e COFINS	(146.771)	(151.217)	4.446	-2,9%
Outros Encargos	28.514	18.279	10.235	56,0%
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT / PEE	(9.260)	(8.773)	(488)	5,6%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(105.515)	(151.354)	45.839	-30,3%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica	(819)	(780)	(38)	4,9%
Total de Deduções da Receita	(642.270)	(724.798)	82.527	-11,4%
Receita Operacional Líquida	947.198	904.875	42.321	4,7%

Fonte: Depto de Demonstrações e Informações Contábeis

No 1T2020 a Receita Operacional Líquida apresentou aumento de 4,7%. Os principais destaques são:

- No 1T2020, houve variação negativa de 7,8% ou R\$ 118,7 milhões na receita de Fornecimento de Energia Elétrica, em consequência da aplicação do reajuste tarifário negativo, vigente no período de novembro de 2019 a novembro de 2020. Também é verificada queda no consumo, conforme explicado no item “Energia Vendida e Mercado”.
- No 1T2020, ocorreu variação negativa de 70,7% na Receita de Ativos e Passivos Setoriais. Como consequência dos valores realizados de CVA, o montante devedor que reduz a receita bruta reduziu-se significativamente. Isso se deve no 1T2020 ao menor volume de amortizações de saldos ativos realizados e também ao menor montante de saldo passivo de CVA Encargos (especialmente CDE) constituído.
- No 1T2020, o Suprimento de Energia Elétrica apresentou retração de 45,5% em consequência do menor volume de Energia Descontratada negociada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD).
- No 1T2020, a receita oriunda da venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo apresentou redução de 85,3%, frente ao 1T2019. A receita de curto prazo realizada nos períodos é resultante da aplicação das regras de comercialização do setor, uma vez que não houve venda de energia no mercado de curto prazo nestes períodos. A diferença do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) entre os submercados gera exposições financeiras positivas e negativas para os agentes, e as exposições financeiras positivas são utilizadas para aliviar as exposições negativas. Em 2019, a diferença do PLD entre os submercados teve impacto mais significativo do que em 2020, gerando maior volume de recursos para aliviar as exposições negativas.

b) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

O saldo dos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais decorrem das diferenças temporárias entre os custos homologados (Parcela A e outros componentes financeiros), que são incluídos na tarifa no início do ciclo tarifário, e aqueles que são efetivamente pagos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente pagos, ou uma obrigação quando os custos homologados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente pagos.

Conforme previsto em regulação vigente, eventuais ativos ou passivos financeiros setoriais devem ser incorporados à tarifa das distribuidoras nos seus respectivos aniversários tarifários. O demonstrativo a seguir mostra a movimentação do período:

Principais Contas de Resultado	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Amortização de Saldos constituídos no Reajuste Tarifário de Novembro de 2019				
Amortização de saldo de CVA e Demais Ativos Financeiros Setoriais (Ativo) - <u>Valores recuperados na Tarifa no ciclo atual</u>	(161.605)	(206.970)	45.365	-21,9%
Amortização de saldo de CVA e Demais Passivos Financeiros Setoriais (Passivo) - <u>Valores devolvidos na tarifa no ciclo atual</u>	103.985	136.396	(32.411)	-23,8%
Constituição de Saldos durante o exercício de 2020				
Constituição CVA e Demais Ativos Financeiros Setoriais - Ciclo corrente (Ativo)- <u>Valor a ser recebido no próximo Reajuste Tarifário.</u>	87.613	49.893	37.720	75,6%
Constituição CVA e Demais Passivos Financeiros Setoriais - Ciclo corrente (Passivo)- <u>Valor a ser devolvido no próximo reajuste Tarifário</u>	(71.842)	(122.203)	50.361	-41,2%
Impacto no Resultado	(41.850)	(142.884)	101.034	-70,7%

Fonte: Depto de Demonstrações e Informações Contábeis

No 1T2020, o efeito desses ativos e passivos financeiros setoriais foi negativo em R\$ 41,8 milhões, comparado ao efeito negativo de R\$ 142,9 milhões no 1T2019. Em relação aos componentes financeiros setoriais¹ apurados para o ciclo 2019-2020, resta para compensação no exercício de 2020 o saldo ativo de R\$ 125,0 milhões.

c) Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica em R\$	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Encargo de Uso do Sistema	105.536	89.014	16.522	18,6%
Compra de Energia Elétrica				
Energia Comprada Hídrica	256.846	289.295	(32.450)	-11,2%
Energia Comprada Térmica	144.007	97.418	46.589	47,8%
Energia Comprada Eólica	31.982	22.063	9.919	45,0%
Programa Incentivo Fontes Alternativas - PROINFA	14.842	18.471	(3.629)	-19,6%
Energia Comprada Fontes Alternativas	28.441	23.087	5.353	23,2%
Energia Comprada Mercado de Curto Prazo	122.528	271.288	(148.760)	-54,8%
Outros (Créditos Tributivos)	(49.687)	(54.280)	4.593	-8,5%
Total Compra de Energia Elétrica	548.959	667.343	(118.385)	-17,7%
Total Custo com Energia Elétrica em R\$	654.494	756.357	(101.863)	-13,5%

Fonte: Setor de Comercialização

Seguem as justificativas para as principais variações apresentadas no primeiro trimestre de 2020, além da composição do custo médio de energia por MWh:

¹ Os componentes financeiros são considerados como a CVA em Processamento obtida pela aplicação da remuneração projetada para o período de doze meses subsequentes.

c.1) Encargos de uso do sistema

Refere-se aos custos com encargos de conexão, transmissão e transporte da energia de Itaipu, provisionamento de encargos e créditos de tributos recuperáveis. Comparando-se o 1T2020 com o 1T2019 verificasse aumento de 18,6% nos custos dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão - EUST. Isso foi decorrente da atualização retroativa ao ano de 2017 da Receita Anual Permitida (RAP) de algumas transmissoras, do aumento de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) rede básica e fronteira, de um aumento na tarifa de potência de Itaipu de 22,27% e do aumento dos custos de conexão da CEEE-GT, TESB e TSLE em 7,79%. Todos estes aumentos ocorreram a partir de 01 de julho de 2019.

c.2) Custo Médio de Energia

Abaixo, as tabelas demonstram os montantes contratados e a variação do custo médio de Energia Elétrica entre o 1T2020 e o 1T2019:

Montante (MWh)	1T2020	1T2019	Δ MWh	Δ %
Energia Comprada Hídrica	1.519.449	1.606.745	(87.295)	-5,4%
Energia Comprada Térmica	533.704	557.580	(23.876)	-4,3%
Energia Comprada Eólica	167.855	172.969	(5.113)	-3,0%
Programa Incentivo Fontes Alternativas - PROINFA	36.471	38.551	(2.080)	-5,4%
Energia Comprada Fontes Alternativas	79.681	80.070	(389)	-0,5%
Energia Comprada Mercado de Curto Prazo	159.336	84.592	74.745	88,4%
Montante de Energia Elétrica	2.496.497	2.540.507	(44.010)	-1,7%

Fonte: Setor de Comercialização

Preço médio com Energia Elétrica (R\$/MWh)	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Energia Comprada Hídrica	169	180	(11)	-6,1%
Energia Comprada Térmica	270	175	95	-52,4%
Energia Comprada Eólica	171	107	64	59,9%
Programa Incentivo Fontes Alternativas - PROINFA	407	479	(72)	-15,1%
Energia Comprada Fontes Alternativas	357	288	69	23,8%
Energia Comprada Mercado de Curto Prazo	769	3.207	(2.438)	-76,0%
Preço médio de Energia Elétrica	240	284	(44)	-15,5%

Fonte: Setor de Comercialização

c.2) Energia Comprada – Hídrica

A tabela abaixo demonstra os valores que compuseram o total de energia comprada proveniente de fonte hídrica.

Custo com Energia Hídrica (R\$ mil)	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Energia Comprada Hídrica Leilão	96.301	118.348	(22.047)	-18,6%
Energia Comprada Itaipu	114.093	105.808	8.286	7,8%
Energia Hídrica Cotas	55.497	52.775	2.722	5,2%
Total Energia Hídrica	265.891	276.930	(11.039)	-4,0%
Provisão contábil	(9.046)	12.365	(21.411)	-173,2%
Total Custo com Energia Hídrica	256.846	289.295	(32.450)	-11,2%

Fonte: Setor de Comercialização

No 1T2020, verificou-se uma redução total de 11,2% nos custos totais de energia comprada desta fonte de suprimento, incluindo o provisionamento contábil². Verificou-se redução de 18,6% no custo de compra de energia dos contratos de leilão, decorrente do encerramento de contratos do 13º Leilão de Energia Existente, em 31 de dezembro de 2019.

Na energia comprada de Itaipu, houve um aumento de 2,5% na tarifa homologada pela Aneel (Resolução Homologatória nº 2654/2019) e redução de 1% no montante de potência contratada. No trimestre, o aumento de 12% na cotação média do dólar das faturas pagas foi o principal fator responsável pelo aumento do custo em relação ao 1T2019.

Na energia contratada de cotas, houve um aumento de 5,2% em decorrência do reajuste da Receita Anual de Geração (RAG) das usinas cotistas no ciclo julho 2019 / junho 2020. O Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Geração, firmado pelas concessionárias que aceitaram a prorrogação nos termos da Lei 12.783/2013 e do Decreto no 7.805/2012, estabeleceu o regime de tarifa regulada para as usinas hidrelétricas, que resulta no cálculo da RAG, com reajuste previsto para 1º de julho de cada ano.

A tabela abaixo demonstra a variação dos montantes de Energia Hídrica (MWh):

Montante Energia Hídrica (MWh)	1T2020	1T2019	Δ MWh	Δ %
Energia Comprada Hídrica Leilão	524.119	590.754	(66.635)	-11,3%
Energia Comprada Itaipu	424.553	434.653	(10.101)	-2,3%
Energia Hídrica Cotas	570.778	581.338	(10.560)	-1,8%
Total Montante Energia Hídrica	1.519.449	1.606.745	(87.295)	-5,4%

Fonte: Setor de Comercialização

Os preços médios da compra de Energia Hídrica seguem abaixo:

Preço Médio - Energia Hídrica (R\$/MWh)	1T2020	1T2019	Δ R\$/MWh	Δ %
Energia Comprada Hídrica Leilão	184	200	(17)	-8,3%
Energia Comprada Itaipu	269	243	25	10,4%
Energia Hídrica Cotas	97	91	6	7,1%
Preço Médio (*) - Energia Hídrica	175	172	3	1,5%

Fonte: Setor de Comercialização

c.3) Energia Comprada - Fonte Térmica

O custo da energia comprada de fontes térmicas apresentou aumento de 47,8% no 1T2020. O despacho térmico está, dentre outros, relacionado ao montante de energia hídrica gerado no sistema. À medida que existe predominância de geração hídrica, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) cai e o custo do despacho térmico também. O custo da energia térmica no 1T2020 está associado à energia transacionada entre dezembro de 2019 e fevereiro de 2020 (inclusive). Comparando-se o PLD entre cada um dos meses do período, vemos que somente em fevereiro de 2020 que o PLD é inferior ao valor do mesmo período de 2019.

² O provisionamento ocorre em função das notas fiscais de Energia Comprada que ingressaram na CEEE-D no mês seguinte ao da competência. Assim, provisiona-se para que o mês da competência não fique sem o referido registro do custo da energia comprada.

PLD					
Mês	Sudeste/ Centro- Oeste	Sul	Nordeste	Norte	MÉDIA
Dezembro/2018	78,96	78,96	71,13	51,61	70,17
Dezembro/2019	227,30	227,30	227,30	227,30	227,30
Δ%	188%	188%	220%	340%	224%
Janeiro/2019	192,10	192,10	84,76	74,19	135,79
Janeiro/2020	327,38	327,38	327,22	327,22	327,30
Δ%	70%	70%	286%	341%	141%
Fevereiro/2019	443,66	443,67	164,24	45,28	274,21
Fevereiro/2020	154,44	175,16	149,80	125,84	151,31
Δ%	-65%	-61%	-9%	178%	-45%

Fonte: Setor de Comercialização

Em 2020, a elevação do PLD médio teve impacto direto no aumento do custo da energia comprada de fontes térmicas, sendo necessário o despacho térmico complementar para atendimento da carga. No 1T2020, a companhia adquiriu uma quantidade menor de energia de fonte térmica, mas a um preço em média 54,4% mais elevado.

c.4) Energia Comprada - Eólica

No 1T2020 verificou-se aumento de 45% no custo desta energia. Isto ocorreu pois no período de constituição desta despesa (entre novembro e dezembro de 2020) estavam vigentes os contratos de suprimento de energia provenientes do 13º, 17º, 18º e 22º Leilões de energia nova. Estes contratos estavam temporariamente suspensos entre novembro e dezembro de 2018 pelo regulador, visando à redução da sobrecontratação de energia.

c.5) Energia Comprada - Proinfa

A cota do Proinfa para 2020, estabelecida pela Resolução Homologatória nº 2683/2019, foi reduzida em 19,6% em relação à cota estabelecida para 2019, pela Resolução Homologatória nº 2.508, de 18 de dezembro de 2018. Essa variação entre as cotas anuais representou redução de 19,6% nos custos de energia comprada dessa fonte entre os trimestres analisados.

c.6) Energia Comprada – Fontes Alternativas

Refere-se à energia comprada de fonte nuclear e micro / mini geração distribuída. O aumento de 5,4% no custo da energia nuclear é decorrente da variação anual das cotas homologadas pela Aneel. Já os custos da energia proveniente da micro e mini geração distribuída, através do sistema de compensação de energia, conforme Resolução Normativa nº 482/2012, tiveram aumento de 848,6% no 1T2020 em relação ao 1T2019. Isso foi resultante do crescimento significativo do número de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de créditos de energia. Ao final do 1T2020, a companhia tinha 4.003 unidades consumidoras bidirecionais frente a 422 ao final do 1T2019.

A tabela abaixo demonstra a variação dos montantes (em R\$):

Custo com Energia Elétrica em R\$	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Energia Comprada - Eletro nuclear	21.979	20.857	1.122	5,4%
Micro e Mini Geração Distribuída	6.462	2.230	4.232	189,8%
Total Custo com Energia Elétrica em R\$	28.441	23.087	5.354	23,2%

Fonte: Setor de Comercialização

c.7) Energia Comprada - Mercado de Curto Prazo

Em 2020 os custos com a energia de curto prazo reduziram-se em 54,8% em comparação ao mesmo período de 2019.

Custo com Energia Elétrica (R\$ mil)	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Mercado de curto prazo	104.307	212.685	(108.378)	-51,0%
Energia de Reserva	-	-	-	-
Provisão de curto prazo	14.201	40.290	(26.089)	-64,8%
Bandeiras tarifárias	4.021	18.313	(14.292)	-
Total Mercado de Curto Prazo	122.529	271.288	(148.759)	-54,8%

Fonte: Setor de Comercialização

As despesas verificadas na tabela acima, constantes na rubrica Mercado de Curto Prazo, são compostas pela parcela correspondente à energia comprada no mercado de curto prazo³, e outros itens previstos nas regras de comercialização homologadas pela Aneel, cujo gerenciamento não está ao alcance da distribuidora, sendo assim incorporada na Parcela A e repassada às tarifas conforme regras estabelecidas.

Nesse período a Distribuidora comprou mais energia no mercado de curto prazo, mas as despesas em 2019 foram superiores a 2020 devido principalmente às diferenças de PLD entre submercados (em 2019, o PLD no Sul foi superior ao PLD dos demais submercados). Já em 2020, a diferença de PLD entre submercados foi bem inferior, reduzindo os efeitos financeiros dessas diferenças de preço entre submercados.

Mês	PLD				
	Sudeste/ Centro- Oeste	Sul	Nordeste	Norte	MÉDIA
Dezembro/2018	78,96	78,96	71,13	51,61	70,17
Dezembro/2019	227,30	227,30	227,30	227,30	227,30
Δ%	188%	188%	220%	340%	224%
Janeiro/2019	192,10	192,10	84,76	74,19	135,79
Janeiro/2020	327,38	327,38	327,22	327,22	327,30
Δ%	70%	70%	286%	341%	141%
Fevereiro/2019	443,66	443,67	164,24	45,28	274,21
Fevereiro/2020	154,44	175,16	149,80	125,84	151,31
Δ%	-65%	-61%	-9%	178%	-45%

Fonte: Setor de Comercialização

³ Causado pelas diferenças mensais entre o consumo de energia verificado na área de concessão da CEEE-D e os montantes de contratos registrados na CCEE, valorada ao PLD calculado pela CCEE.

d) Custos e Despesas Gerenciáveis

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 319,0 milhões no 1T2020, apresentando incremento de 11,1% em relação ao 1T2019.

Esses custos são representados por PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros) e no Demonstrativo de Resultado representa a soma dos Custos Operacionais, Despesas Operacionais e Outras Receitas/Outras Despesas Operacionais, excluídos a Depreciação e Amortização e o Custo de Construção.

Custos e Despesas Gerenciáveis	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Custo de Operação	(211.794)	(197.348)	(14.446)	7,3%
Despesas Operacionais	(108.612)	(92.033)	(16.580)	18,0%
Outras Receitas	14.671	13.999	672	4,8%
Outras Despesas	(13.254)	(11.628)	(1.626)	14,0%
Total Custos e Despesas Gerenciáveis	(318.990)	(287.010)	(31.980)	11,1%

d.1) PMSO

No 1T2020 o PMSO apresentou acréscimo de 12,0%, em relação ao 1T2019, totalizando R\$ 248,7 milhões frente aos R\$ 222,1 milhões em 2019. Segue abaixo a composição do PMSO e suas variações:

PMSO	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Pessoal	122.961	119.913	3.048	2,5%
Remuneração	57.180	52.656	4.524	8,6%
PDV	-	991	(991)	-100,0%
Benefícios	14.121	11.871	2.250	19,0%
Encargos	21.701	22.008	(307)	-1,4%
Benefícios Pós-Emprego	29.959	32.387	(2.427)	-7,5%
Material	4.121	3.846	275	7,1%
Serviços	43.564	30.743	12.821	41,7%
Outros	78.019	67.581	10.438	15,4%
PCLD - Prov Cred Líq Duvidosa	35.712	29.461	6.251	21,2%
Provisão Conting Trabalhista	17.746	23.581	(5.835)	-24,7%
Provisão Conting Cível	12.847	2.245	10.602	472,3%
Outras Provisões	11.713	12.294	(581)	-4,7%
TOTAL	248.665	222.083	26.582	12,0%

- **Pessoal**

1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %	Despesas de Pessoal
57.180	52.656	4.524	8,6%	Remuneração
-	991	(991)	-100,0%	PDV
14.121	11.871	2.250	19,0%	Benefícios
21.701	22.008	(307)	-1,4%	Encargos
29.959	32.387	(2.427)	-7,5%	Planos de Benefícios
3.830	3.858	(27)	-0,7%	CEEEPREV-CD
15.230	15.942	(712)	-4,5%	CEEEPREV-BD
4.046	3.860	185	4,8%	Plano Único
1	1	(0)	-21,9%	CTP
6.852	8.726	(1.874)	-21,5%	Ex - Autárquicos
122.961	119.913	3.048	2,5%	Total de Pessoal

Entre o 1T2020 e o 1T2019 a despesa de pessoal aumentou R\$ 3,0 milhões ou 2,5%. Nos últimos 12 meses, 51 funcionários deixaram a Companhia por rescisão de contrato de trabalho, aposentadoria ou licença não remunerada, e não houve qualquer aumento salarial voluntário concedido.

No 1T2020 a despesa da rubrica remuneração aumentou R\$ 4,5 milhões ou 8,6% vs. 1T2019. Isso decorre de um efeito contábil, pois no 1T2020 R\$ 4,3 milhões de custeio com pessoal foi apropriado em obras de investimento, e no 1T2019 o valor apropriado foi maior, de R\$9,4 milhões, reduzindo o valor da rubrica naquele período.

Apesar de não ser concedido reajuste salarial aos funcionários, a despesa de remuneração aumenta em algumas rubricas, por força de um Plano de Cargos e Salários implantado em 2006, o qual possui um aumento vegetativo, garantido pela justiça trabalhista do Rio Grande do Sul, de 3% ao ano, independente da inflação, desempenho empresarial, produtividade do colaborador ou de qualquer outro elemento relacionado. Esse acréscimo também impacta em várias outras despesas de pessoal.

O 1T2020 não registrou despesa com Plano de Demissão Voluntária (PDV). O resultado se deve ao fechamento do PDV para novas adesões em março de 2019, medida tomada em função do Decreto Estadual nº 54.480/2019. Nele foram estabelecidas novas condições para a implantação de PDVs nas empresas do Estado, as quais a companhia não tinha condições de atender.

No 1T2020 a despesa da rubrica Benefícios aumentou R\$2,3 milhões ou 19,0%. Isto decorre da apropriação da despesa com bônus alimentação e refeição do mês de dezembro de 2019 em janeiro, pois a nota fiscal não chegou a tempo para ingresso na contabilidade no último mês do ano.

No 1T2020 vs. 1T2019 houve redução de 29,4% em despesa de hora-extra e sobreaviso.

Abaixo segue o demonstrativo para o cálculo da média salarial nos períodos:

Despesas de Pessoal utilizadas p/ o cálculo da Média Salarial	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Remuneração*	57.180	52.656	4.524	8,6%
Benefícios**	14.121	11.871	2.250	19,0%
Quantidade de Empregados	2.220	2.271	(51)	-2,2%
Total Média Salarial	10.706	9.471	1.235	13,04%

* Remuneração: soma do salário contratualmente estipulado (salário nominal) com outras vantagens percebidas durante o contrato de trabalho com anuênios, horas extras, adicionais de periculosidade, insalubridade, gratificações, entre outras.

** Benefícios: facilidades, conveniências ou vantagens que o empregado recebe da Empresa, podendo ser compulsórias (impostas por lei em acordo ou convenção coletiva), ou espontâneas (oferecida pela organização por vontade própria), podendo ser financiados parcialmente ou totalmente pela Empresa.

No 1T2020, frente ao 1T2019, houve redução de R\$ 1,9 milhão na despesa com ex-autárquicos (funcionários atualmente aposentados remanescentes da antiga Comissão Estadual de Energia Elétrica, autarquia que foi sucedida pela CEEE) em consequência de maior taxa de mortalidade dos seus participantes. Ao final do 1T2020 a CEEE-D tinha 639 ex-autárquicos, com idade média de 84 anos.

Com vistas a reduzir os custos operacionais com Pessoal, o Acordo Coletivo de 2019/2020 foi negociado, dentre outros, sem qualquer reajuste salarial e nas demais cláusulas financeiras. O Acordo Coletivo 2020/2021 está em negociação, não contempla qualquer reajuste salarial e financeiro e prevê a retirada de benefícios considerados excessivos pela atual gestão.

• Material, Serviços e Outros

MSO	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Material	4.121	3.846	275	7,1%
Serviços	43.564	30.743	12.821	41,7%
Outros	78.019	67.581	10.438	15,4%
PCLD - Prov Cred Líq Duvidosa	35.712	29.461	6.251	21,2%
Provisão Conting Trabalhista	17.746	23.581	(5.835)	-24,7%
Provisão Conting Cível	12.847	2.245	10.602	472,3%
Outras Provisões	11.713	12.294	(581)	-4,7%
TOTAL	125.704	102.169	23.534	23,0%

Material - No 1T2020, houve aumento de R\$0,3 milhão ou 7,1% vs. 1T2019. Isso foi consequência, principalmente, pelo registro contábil de uma nota fiscal de combustível de dezembro em janeiro, recebida fora do período de competência.

Serviços – No 1T2020, houve aumento de R\$12,8 milhões ou 41,7% vs. 1T2019. Como no caso da despesa com a rubrica de remuneração, o efeito é decorrente de uma regra contábil. No 1T2020 houve uma menor alocação de mão de obra própria para os projetos de investimento na comparação com o 1T2019. Isto decorre de vários fatores, como a natureza da obra e a quantidade de obras, maior naquele período.

Outros – é composto essencialmente pela Provisão para perda estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) e pelas despesas legais e judiciais.

No 1T2020, a PCLD apresentou aumento de R\$ 6,3 milhões ou 21,2% vs. 1T2019. A variação é devido à reversão de R\$ 5,3 milhões no 1T2019 referente às dívidas renegociadas do Poder Público (R\$ 3,9 milhões) e outros clientes (R\$ 1,3 milhão). Por outro lado, no 1T2020 aumentou em R\$ 4,3 milhões a provisão referente a parcelamentos da classe comercial.

No 1T2020, as despesas com contingências trabalhistas reduziram-se em R\$ 5,8 milhões, devido ao menor volume de processos provisionados.

No 1T2020, houve um aumento de R\$ 10,6 milhões nas despesas com contingências cíveis. Esse aumento é decorrente majoritariamente do provisionamento de R\$5,7 milhões referente a um processo de um fornecedor.

d.2) Demais Custos e Despesas Operacionais

Demais Custos Operacionais	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Depreciação e Amortização	33.222	27.152	6.070	22,4%
Depreciação do Ativo de Direito de Uso	3.483	3.028	455	15,0%
Custo de Construção	35.078	37.947	(2.868)	-7,6%
TOTAL	71.783	68.126	3.657	5,4%

Fonte: Depto. de Demonstrações e Informações Gerenciais

Depreciação e Amortização – No 1T2020, a depreciação totalizou R\$ 33,2 milhões vs. R\$ 27,2 milhões em 1T2019. A variação de 22,4% é consequência principalmente do maior volume de unitizações realizadas durante o ano de 2019, o que levou a um incremento na base de ativos e maiores registros de depreciação e amortização no 1T2020.

Depreciação do Ativo de Direito de Uso – Refere-se aos contratos de locações e leasings contabilizados em atendimento ao IFRS 16 – CPC 06 vigentes a partir de 2019, advindo do direito de uso e controle de um bem relacionado ao contrato de arrendamento.

Custo de Construção – No 1T2020 a redução de R\$2,9 milhões ou 7,6% decorre do menor volume de investimento realizado no período.

d.3) Outras Receitas e Despesas Operacionais

As Outras Receitas e Despesas Operacionais são compostas essencialmente pelas alienações / baixas ou ganhos de bens e direitos e compartilhamento de Infraestrutura. No 1T2020 a receita derivou principalmente do aluguel de postes, (R\$ 11,5 milhões) e ganho na alienação de sucata (R\$ 2,3 milhões). As despesas derivaram principalmente das desativações de bens não inteiramente depreciados (R\$ 12,8 milhões).

Outras Receitas e Despesas Operacionais	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Outras Receitas Operacionais	14.671	13.999	672	4,8%
Outras Despesas Operacionais	(13.254)	(11.628)	(1.626)	14,0%
Total	1.417	2.371	(954)	-40,2%

Fonte: Depto. de Demonstrações e Informações Gerenciais

4. EBITDA

O EBITDA no 1T2020 foi de R\$ 10,4 milhões. Já o EBITDA do 1T2019 foi negativo em R\$ 108,3 milhões. Segue abaixo o cálculo do EBITDA:

EBITDA	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Líquida	947.197	904.875	42.321	4,7%
(-) Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(866.288)	(953.706)	87.418	-9,2%
(-) Despesas/Receitas Operacionais	(107.195)	(89.662)	(17.532)	19,6%
= Resultado Operacional	(26.286)	(138.493)	112.206	-81,0%
(+) Depreciação/Amortização	36.705	30.180	6.525	21,6%
TOTAL	10.419	(108.312)	118.732	109,6%
Margem EBITDA	1,1%	-12,0%	-	-

A tabela que segue demonstra as principais linhas do demonstrativo de resultado e suas respectivas variações, as quais impactaram no comportamento do EBITDA:

Principais Variações	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Líquida	947.197	904.875	42.321	4,7%
Custo com Energia Elétrica	(654.494)	(756.357)	101.863	-13,5%
PMSO	(248.665)	(222.083)	(26.582)	12,0%
*Exclusão Depreciação Outros	43	828	(785)	-94,8%
Demais Custos Operacionais - Custo de Construção	(35.078)	(37.947)	2.868	-7,6%
Outras Receitas/Despesas	1.417	2.371	(954)	-40,2%
EBITDA	10.419	(108.312)	118.732	109,6%

Fonte: Depto. de Demonstrações e Informações Gerenciais

5. Resultado Financeiro

As tabelas seguintes demonstram as principais variações no resultado financeiro:

Resultado Financeiro	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Receita Acréscimo Moratório - Energia Vendida	30.079	23.477	6.602	28,1%
Variação Monetária - Selic CVA	1.584	(1.259)	2.843	-225,8%
Despesas com Encargos Financiamentos	(12.862)	(12.751)	(112)	0,9%
Variação Monetária e Cambial - Emprést., Financ. e Repactua	(360.922)	(6.777)	(354.145)	5225,7%
Multas/Juros por Atraso em Pagamentos de Tributos	(105.815)	(113.394)	7.580	-6,7%
Juros e Despesas Financeiras Parcelamentos	(2.326)	(4.167)	1.840	-44,2%
Outras Despesas/Receitas Financeiras	(40.418)	(21.374)	(19.044)	89,1%
Total	(490.680)	(136.245)	(354.435)	260,1%

No 1T2020 houve o aumento de R\$6,6 milhões ou 28,1% na Receita Financeira – Acréscimo Moratório de Energia Vendida, que decorre dos atrasos pelos pagamentos das faturas de energia dos consumidores entre os períodos. A variação é consequência do reconhecimento dos encargos financeiros cobrados sobre o parcelamento de débitos de consumidores da Classe Comercial e Poderes Públicos.

No 1T2020 houve aumento significativo de R\$ 354,1 milhões na despesa financeira com variação cambial, decorrente de uma maior desvalorização do real frente ao dólar. No 1T2019 a variação da taxa de câmbio foi de 0,6%, enquanto que no 1T2020 a variação foi de 29,0%. Do resultado negativo de R\$ 360,9 milhões no 1T2020, R\$ 223,0 milhões são relativos ao reconhecimento de despesa relacionada à dívida com o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e com a Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD) e R\$ 137,9 milhões se referem às despesas com repactuação do saldo devedor de Itaipu. Essas duas dívidas estão vinculados ao dólar e foram internalizadas na Companhia entre 2012 e 2017 sem qualquer mecanismo de proteção cambial.

No 1T2020 Houve redução de R\$7,6 milhões ou 6,7%, na despesa financeira com multas/Juros por atraso no pagamento de tributos, devido essencialmente à redução da receita bruta entre os períodos, o que reduz a base de cálculo dos impostos (ICMS essencialmente) e consequentemente as despesas financeiras decorrentes de sua inadimplência. Os encargos reconhecidos nesta rubrica relativos à inadimplência de ICMS totalizaram R\$ 88,8 milhões no 1T2020 e R\$ 103,0 milhões no 1T2019.

No 1T2020 houve redução de R\$1,8 milhão ou 44,2% das despesas com correção monetária, juros e despesas financeiras com parcelamentos, devido à redução do saldo a recolher e também a diminuição da taxa Selic.

A rubrica Outras Despesas/Receitas Financeiras correspondem ao somatório da Renda de Aplicação Financeira, Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais, Receita/Despesas da Variação Cambial com Energia Comprada, Outras Receitas/Despesas Financeiras e Despesas Financeiras de PEE/P&D/PLT. No 1T2020 o acréscimo de R\$19,0 milhões ou 89,1% vs. 1T2019 decorre principalmente da variação cambial sobre a energia comprada de Itaipu.

Segue abaixo o demonstrativo da dívida de ICMS ao final do 1T2020.

Saldo da Dívida com ICMS	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Principal	2.236.749	1.386.435	850.315	61,3%
Multa	531.765	297.975	233.790	78,5%
Juros	191.950	73.803	118.146	160,1%
Diferencial de alíquota	-	-	-	-
Total	2.960.464	1.758.213	1.202.251	68,4%

6. Resultado Líquido

O prejuízo líquido no 1T2020 foi de R\$ (497,6 milhões), frente ao valor de R\$ (237,7 milhões) no 1T2019, representando uma variação de 109,4%. Segue abaixo as principais variações nos períodos, já explicadas anteriormente:

Resultado Líquido	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Líquida	947.197	904.875	42.321	4,7%
Custo com Energia Elétrica	(654.494)	(756.357)	101.863	-13,5%
PMSO	248.665	222.083	26.582	12,0%
Demais Custos Operacionais - Custo de Construção	(35.078)	(37.947)	2.868	7,6%
Depreciação/Amortização	36.705	30.180	6.525	21,6%
Outras Receitas/Despesas	1.417	2.371	(954)	-40,2%
Resultado Financeiro	(490.680)	(136.245)	(354.434)	-260,1%
Impostos Diferidos	19.329	37.065	(17.736)	-47,9%
Prejuízo Líquido	(497.637)	(237.673)	(259.964)	109,4%
Prejuízo Líquido por ação	(51,40)	(24,55)	(27)	109,4%

7. ENDIVIDAMENTO

7.1 Dívida

A evolução da dívida está apresentada na tabela a seguir:

Evolução da Dívida Financeira	1T2019	2T2019	3T2019	4T2019	1T2020
Moeda Nacional	15.041	14.004	12.711	12.159	11.607
ELETOBRAS - RGR	15.041	14.004	12.711	12.159	11.607
Moeda Estrangeira	761.328	756.581	790.852	772.263	958.232
AFD (Agência Francesa de Desenvolvimento)	302.992	301.269	314.517	307.820	381.132
BID (Banco Iteramericano de Desenvolvimento)	458.336	455.312	476.335	464.443	577.100
Total da Dívida Financeira	776.369	770.585	803.563	784.422	969.839

No 1T2020 vs. 4T2019 o aumento do saldo da dívida em R\$ 185,4 milhões decorre da variação cambial sobre o saldo devedor.

A seguir apresenta-se o demonstrativo da movimentação do endividamento com as instituições financeiras entre o 1T2020 e o 1T2019:

AFD		BID	
Saldo no 1T2019	302.992	Saldo no 1T2019	458.336
Liberação	-	Liberação	-
Encargos	14.178	Encargos	15.795
Variação Cambial	99.712	Variação Cambial	150.524
Amortização Principal	(20.254)	Amortização Principal	(30.760)
Amortização Encargos	(15.497)	Amortização Encargos	(16.795)
Total 1T2020	381.132	Total 1T2020	577.100

Cronograma de Pagamentos da Dívida em R\$ mil (Posição 31/03/2020)							
	9M2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026+
1T2020	48.995	94.716	92.639	90.299	87.780	84.942	470.467

Fonte: Depto. de Demonstrações e Informações Gerenciais

Entre os anos de 2012 e 2017 a CEEE-D internalizou em 13 parcelas o valor de U\$ 218,0 milhões ou R\$ 628,0 milhões referente a dois empréstimos, um do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e outro da Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD). Essas duas dívidas estão vinculados ao dólar e foram internalizadas sem qualquer mecanismo de proteção cambial, em todas as suas parcelas. No segundo semestre de 2019, com a geração de caixa operacional estimada em negativos R\$1,27 bilhão, foi realizado um estudo sobre a possibilidade de se tentar algum tipo de proteção cambial. Naquele momento, dada à situação de insolvência econômico-financeira da companhia, com dívida financeira em R\$803,6 milhões, sem qualquer receita em moeda estrangeira e patrimônio líquido a descoberto de quase R\$3,0 bilhões o mercado financeiro, como no atual momento, já estava completamente fechado para a Companhia, somente sendo possível (caso fosse aprovada as condições financeiras) contratar o hedge para as parcelas do curto prazo, as quais

totalizavam R\$ 27,5 milhões na data do estudo e não oferecia atratividade na negociação, em função da expectativa do dólar naquele período.

Segue na sequência a tabela que mostra a internalização das dívidas do BID e da AFD.

Data	Tranche	Valor (US\$)	Câmbio	% Ind.	% Total	Valor (R\$)
Internalizações BID						
20/11/2012	Reconhecimento	10.175.179	2,08	7,8%	7,8%	21.144.022
07/05/2014	2ª	10.310.780	2,23	7,9%	15,7%	22.967.263
08/09/2014	3ª	16.505.512	2,24	12,6%	28,3%	37.005.358
03/03/2015	4ª	17.580.439	2,91	13,5%	41,8%	51.123.917
09/06/2016	5ª	16.000.000	3,37	12,3%	54,1%	53.862.400
08/11/2017	6ª	20.000.000	3,25	15,3%	69,4%	65.000.000
01/02/2018	7ª	15.000.000	3,16	11,5%	80,9%	47.370.000
14/06/2018	8ª	24.984.740	3,71	19,1%	100,0%	92.568.462
Total BID		130.556.650	3,00			391.041.421
Internalizações AFD						
30/11/2012	Reconhecimento	24.383.045	2,11	27,9%	27,9%	51.448.225
16/06/2014	2ª	13.426.326	2,25	15,4%	43,2%	30.249.513
17/09/2014	3ª	14.559.235	2,35	16,6%	59,9%	34.228.762
21/12/2015	4ª	8.576.647	3,97	9,8%	69,7%	34.032.135
26/10/2017	5ª	26.512.732	3,28	30,3%	100,0%	86.988.275
Total AFD		87.457.986	2,71			236.946.911
Total Geral		218.014.636				627.988.331

Fonte: Diretoria Financeira

8. FLUXO DE CAIXA INDIRETO

As variações ocorridas no Fluxo de Caixa Indireto são apresentadas a seguir:

Fluxo de Caixa Indireto	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Lucro/Prejuízo do Período	(497.637)	(237.673)	(259.964)	109,4%
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa	345.013	62.308	282.704	453,7%
Fluxo de Caixa Operacional	(152.624)	(175.364)	22.740	-13,0%
(+/-) Variação de Ativos Operacionais	(83.130)	(34.885)	(48.245)	-138,3%
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	(123.588)	(125.428)	1.840	-1,5%
Ativo Financeiro Setorial - CVA	58.658	155.991	(97.333)	-62,4%
Outros Créditos a Receber	(18.200)	(65.448)	47.248	72,2%
(+/-) Variações dos Passivos Operacionais	98.174	264.274	(166.100)	-62,9%
Fornecedores	58.369	27.735	30.634	110,5%
Obrigações Fiscais	266.427	418.655	(152.228)	-36,4%
Obrigações da Concessão	(3.391)	(39.615)	36.224	-91,4%
Outros Passivos	(223.230)	(142.501)	(80.729)	56,7%
Fluxo de Caixa Operacional Líquido	(137.578)	54.025	(191.603)	-354,7%
Atividades de Investimento	(36.356)	(49.257)	12.901	-26,2%
Atividades de Financiamento	64.260	(22.218)	86.478	389,2%
Fluxo de Caixa Livre	(109.675)	(17.450)	(92.224)	528,5%

No 1T2020, a geração de caixa operacional foi negativa em R\$152,6 milhões. Conforme já explicado anteriormente, este resultado negativo decorre dentre outros de um PMSO muito elevado (R\$248,7 milhões no trimestre, sendo que a Aneel reconheceu R\$399,0 milhões na tarifa no ciclo tarifário anual) e um nível de perdas muito elevado, de 8,01%.

No 1T2020 o caixa foi impactado por pagamentos de processos judiciais no montante total de R\$35,9 M, sendo R\$24,1 M de processos trabalhistas (somente um do sindicato Senergisul no valor de R\$15,6 M) e R\$11,8 M de processos cíveis. A Companhia tinha, ao final do trimestre, 2217 empregados ativos (dos quais 433 empregados tem ações individuais contra a empresa) e 4088 processos trabalhistas.

As variações ocorridas nas contas dos ativos operacionais ocorreram principalmente pela amortização do subsídio tarifário CDE, amortização e constituição de saldo de CVA e movimentações do ativo de financeiro e contratual. No 1T2020, houve menor volume de constituição de saldo passivo de CVA Encargos (o saldo é apresentado líquido no Ativo) e maiores montantes de realizações de depósitos judiciais.

Já nas variações de passivos operacionais, houve acréscimo no saldo de fornecedores, motivados pela dificuldade financeira de disponibilidade de caixa e acréscimo em obrigações fiscais, justificada principalmente pela inadimplência de ICMS.

No 1T2020, nas atividades de financiamento, o saldo positivo no trimestre decorre do Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC), realizado pela acionista CEEE-PAR no montante de R\$ 92,8 milhões.

9. INVESTIMENTOS

No 1T2020, os investimentos realizados foram de R\$ 33,6 milhões, apresentando redução de 8,3%, quando comparados ao montante do 1T2019, que foi de R\$ 36,6 milhões.

Investimentos Realizados	1T2020	1T2019	Δ R\$	Δ %
Redes de Distribuição	31.022	27.163	3.859	14,2%
Linhas de Distribuição	446	4.073	(3.627)	-89,0%
Subestações	1.753	2.699	(947)	-35,1%
Sistemas de Medição	769	3.240	(2.471)	-76,3%
Sistema de Telecom	146	415	(270)	-64,9%
Material em Depósito e Outros	1.608	(766)	2.374	-309,8%
Infraestrutura Administrativa	85	1.648	(1.563)	-94,8%
(=) Investimento Bruto	35.828	38.472	(2.643)	-6,9%
(-) Obrigações Especiais	(2.223)	(1.823)	(400)	21,9%
(=) Investimento Líquido	33.606	36.649	(3.043)	-8,3%

Houve um aumento nos investimentos na rede de distribuição de R\$3,9 milhões ou 14,2%. Os investimentos em linhas de distribuição e nos sistemas de medição foram os que apresentaram a maior redução vs. 1T2019. Referente a linhas de distribuição, a redução ocorreu pois em 2019 a CEEE-D encerrou obras proporcionadas pelos financiamentos com o BID e a AFD.

Para os sistemas de medição, também houve no início de 2019 o encerramento dos projetos financiados pelos Bancos, sendo os investimentos ocorridos no 1T2020 relacionados ao atendimento ordinário das demandas do mercado. A Companhia segue em 2020 com investimentos voltados para melhoria dos indicadores operacionais, tanto com foco na redução de custos quanto no aumento da receita, os quais trarão resultado no decorrer de 2020 e 2021.

Contato – Relações com Investidores

Rodrigo Luis Bertolo Simon

Viviane Souza Quevedo Ribeiro

e-mail:ri@ceee.com.br

Telefones: 51-3382 4041/2815