

Brasília, 12 de maio de 2021 - A Equatorial Energia S.A., holding com atuação no setor elétrico brasileiro, nos segmentos de Distribuição, Transmissão, Geração, Comercialização e Serviços (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY) anuncia hoje os seus resultados do primeiro trimestre de 2021 (1T21).

**EBITDA Consolidado Ajustado alcança R\$ 1.081 milhões no trimestre (+1,1% vs 1T20), com aumento do Resultado Líquido Ajustado em 7,1% (R\$ 401 milhões).
Companhia avança na estratégia de crescimento com aquisição da CEEE-D.**

- ▶ **EBITDA Consolidado Ajustado alcançou R\$ 1.081 milhões** no trimestre, aumento de 1,1%, beneficiado pela expansão do mercado nas distribuidoras e aumento da parcela B.
- ▶ **Volume total de energia distribuída** atingiu **5.804 GWh**, com crescimento consolidado de **4,0%** em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, com destaque para o Maranhão, Piauí e Pará, com crescimentos de 5,4%, 5,4% e 3,7%, respectivamente.
- ▶ **Perdas totais recuaram em comparação ao 4T20**, nos estados de **Alagoas** (23,1%, -0,5p.p.) e **Piauí** (21,3%, -0,2p.p.) pelo sexto e oitavo trimestre consecutivo, respectivamente, mantendo-se estável no **Pará** (30,7%, -0,1p.p.), e **Maranhão** (18,6%, +0,1p.p.).
- ▶ **DEC e FEC** com destaque para a evolução dos indicadores de **Alagoas**, com redução de 9,7% no DEC (17,4h) e 2% no FEC (9,4 vezes) em comparação ao 4T20, além da redução do indicador de duração no **Pará** (19,5h, -3,0%). No **Maranhão**, a variação registrada no trimestre fortemente impactado por eventos atípicos, sobretudo relacionados às supridoras.
- ▶ No 1T21, os **Investimentos consolidados da Equatorial** (incluindo o segmento de Transmissão) totalizaram **R\$ 631 milhões**, redução de 22,5% comparada ao 1T20, resultado da conclusão dos empreendimentos de transmissão.
- ▶ **Alavancagem consolidada** no 1T21 registrou **2,2x**, medida pela relação **Dívida Líquida / EBITDA Ajustado**, beneficiada pela robusta posição de disponibilidades no montante de **R\$ 6,9 bilhões**.
- ▶ Em 06 de abril, foi concluída a **1ª emissão de Debêntures da Equatorial Transmissão S.A.**, no valor total de R\$ 800 milhões. A emissão utilizou o lastro remanescente dos investimentos em infraestrutura dos projetos, permitindo a captação com um prazo de 15 anos (carência nos 4 primeiros) com pagamento de juros semestrais e amortizações anuais a um custo anual de IPCA + 4,91% a.a.
- ▶ Em 09 de abril foi emitido pelo ONS o **Termo de Liberação de Receita (TLR)** para 100% da Receita Anual Permitida (RAP) **do ativo SPE 06**, no **valor total de R\$ 120,2 milhões**. A liberação foi realizada retroativamente a data de 05 de março de 2021, ou seja, com 11 meses de antecedência em relação ao prazo contratual.
- ▶ **Aprovado o Índice de Reajuste Tarifário Anual** para a **Alagoas**, em 27 de abril de 2021, com **efeito médio para os clientes de +8,62%**, resultado obtido com a utilização de medidas de modicidade tarifária. A Parcela B apresentou um aumento de 6,7%, alcançando R\$ 703,7 milhões.
- ▶ Em 31 de março o Grupo Equatorial Energia venceu Leilão para aquisição do controle acionário da CEEE-D, cuja área de concessão compreende parte do estado do Rio Grande do Sul, incluindo a capital Porto Alegre. A aquisição depende da conclusão de condições precedentes e autorizações regulatórias.

Destaques financeiros (R\$ MM)	1T20	1T21	Var.
Receita operacional líquida (ROL)	4.207	4.140	-1,6%
EBITDA ajustado (trimestral)	1.069	1.081	1,1%
Margem EBITDA (%ROL)	25,4%	26,1%	0,0 p.p.
EBITDA ajustado (últ.12 meses)	4.849	4.789	-1,2%
Lucro líquido ajustado	375	401	7,1%
Margem líquida (%ROL)	8,9%	9,7%	0,1 p.p.
Lucro líquido ajustado por ação (R\$/ação)	1,86	1,99	7,1%
Investimentos	814	631	-22,5%
Dívida líquida	10.891	10.346	-5,0%
Dívida líquida/EBITDA ajustado (últ.12 meses)	2,2	2,2	-3,8%
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	2,2	2,6	20,9%

EBITDA ajustado (trimestral)	1T20	1T21	Var.
EQTL Maranhão	227	334	47,0%
EQTL Pará	311	402	29,1%
EQTL Piauí	53	131	146,5%
EQTL Alagoas	54	109	100,9%
Transmissão (Regulatório)	76	213	179,0%
Dados operacionais	1T20	1T21	Var.
Energia distribuída (GWh)	5.581	5.804	4,0%
Nº de consumidores (Mil)	7.637	7.857	2,9%

1. Eventos de Divulgação

TELECONFERÊNCIA EM PORTUGUÊS COM TRADUÇÃO SIMULTÂNEA PARA INGLÊS

QUINTA-FEIRA, 13 DE MAIO DE 2021

14H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)

13H00 (HORÁRIO DE NOVA YORK)

TELEFONES: +55 11 3181-8565/ +55 11 4210-1803

+1 412 717-9627/ +1 844 204-8942

CÓDIGO: EQUATORIAL

- ▶ Os participantes devem se conectar aproximadamente 10 minutos antes do início das teleconferências.
- ▶ SLIDES E WEBCAST: Os slides da apresentação estarão disponíveis para visualização e download na sessão de Relações com Investidores em nosso website <http://www.equatorialenergia.com.br/ri> a partir da data da teleconferência. O áudio das teleconferências será transmitido ao vivo pela Internet, no mesmo site, onde ficará disponível após o evento.

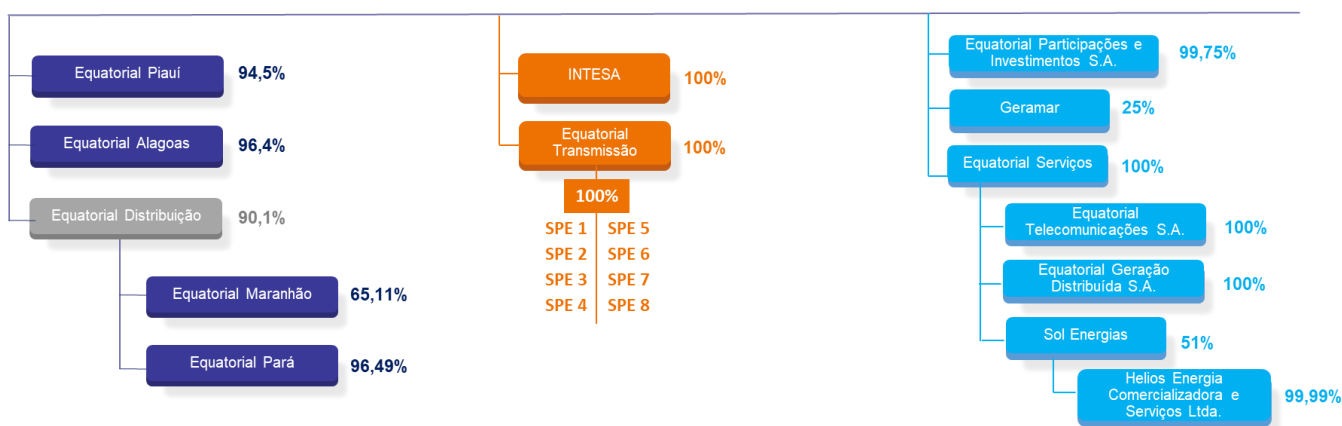
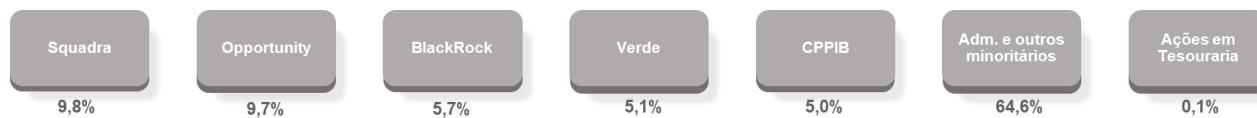
Relações com Investidores

- ▶ E-mail: ri@equatorialenergia.com.br
- ▶ Website: www.equatorialenergia.com.br

EVENTOS DE DIVULGAÇÃO.....	2
2. COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA.....	4
3. EQUATORIAL TRANSMISSÃO.....	4
4. DESEMPENHO OPERACIONAL.....	6
5. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	13
5.1 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO.....	13
5.1.1 - RECEITA OPERACIONAL.....	14
5.1.2 - CUSTOS E DESPESAS.....	16
5.1.3 - EBITDA CONSOLIDADO EQUATORIAL.....	20
5.1.4 – RESULTADO FINANCEIRO CONSOLIDADO.....	22
5.1.5 - LUCRO LÍQUIDO CONSOLIDADO EQUATORIAL.....	25
5.2 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO – SEGMENTO DE TRANSMISSÃO.....	26
5.2.1 EQUATORIAL TRANSMISSÃO - SPES 01 A 08.....	26
5.2.2 INTESA.....	28
6. DESTAQUES REGULATÓRIOS.....	30
6.1 REVISÃO TARIFÁRIA - TRANSMISSÃO.....	30
6.2 PROCESSOS TARIFÁRIOS – DISTRIBUIÇÃO.....	30
6.3 BASE DE REMUNERAÇÃO.....	31
6.4 PARCELA B.....	31
6.5 ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS.....	32
7. ENDIVIDAMENTO.....	33
7.1 – ENDIVIDAMENTO CONSOLIDADO.....	33
7.2 – CAPTAÇÕES RELEVANTES.....	35
8. INVESTIMENTOS.....	35
9. MERCADO DE CAPITAIS.....	36
10. SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE.....	36
AVISO.....	36
ANEXO 1 – RESULTADO GERENCIAL DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ISOLADO NA EQUATORIAL PARÁ (R\$ MM).....	38
ANEXO 2 – APURAÇÃO DE IRPJ E CSLL NAS DISTRIBUIDORAS (R\$ MM).....	38
ANEXO 3 – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO DO PERÍODO (R\$ MIL).....	39
ANEXO 4 – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO POR EMPRESA (R\$ MM).....	45
ANEXO 5 – BALANÇO PATRIMONIAL (R\$ MM).....	46

2. Composição Acionária

O quadro abaixo representa a versão simplificada do Grupo Equatorial Energia. As informações constantes desta seção são pró-forma e refletem a composição acionária atual, conforme consta na data de divulgação destes comentários de desempenho



■ Distribuição ■ Transmissão ■ Outros

3. Equatorial Transmissão

Atualmente, a Equatorial Energia, através da Equatorial Transmissão possui 1 lote de transmissão em estágio pré-operacional e 7 lotes operacionais, e 100% de participação direta na Intesa, linha operacional. A RAP operacional hoje é de R\$ 890,4 milhões de um total de R\$ 1.127,1 milhões.

3.1 Resumo dos lotes

Data base: 03/2021

Informação	Intesa	SPE 1	SPE 2	SPE 3	SPE 4	SPE 5	SPE 6	SPE 7	SPE 8
Contrato de Concessão da Aneel nº	02/2006	07/2017	08/2017	10/2017	12/2017	13/2017	14/2017	20/2017	48/2017
Localização	TO/GO	BA	BA	BA/PI	BA/MG	BA/MG	MG	PA	PA
Extensão da Linha	695	250	235	372	588	250	325	129	434
Tensão da Linha	500	500	500	500	500	500	500	230/500	230
Fim da Concessão	27/04/2036	10/02/2047	10/02/2047	10/02/2047	10/02/2047	10/02/2047	10/02/2047	10/02/2047	21/07/2047
Início da Operação	30/05/2008	01/05/2020	22/01/2020	-	31/10/2020*	23/12/2020	05/03/2021**	22/09/2020	03/06/2019
RAP	168.871.240,70	88.118.599,90	79.917.202,80	116.499.690,75	210.127.401,38	96.960.801,88	120.212.057,00	101.650.225,80	144.773.573,18
Índice de Reajuste RAP	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA
Redução da RAP em 50%	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
Revisão Tarifária	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Impostos Indiretos	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Regime Tributação	Lucro Real	Lucro Real	Lucro Real	Lucro Real	Lucro Real	Lucro Real	Lucro Real	Lucro Real	Lucro Real
Benefício Sudam/Sudene	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Área/Receita Benefício (%)	87%	100%	100%	100%	59,66%	100%	29,56%	100%	100%
Percentual Benefício Sudam/Sudene	65%	75%	75%	75%	45%	75%	22%	75%	75%

* Em 31 de outubro de 2020, foi iniciada a operação comercial de 50,6% da SPE 04, equivalente a uma RAP (Receita Anual Permitida) de R\$ 106,3 milhões (valores de jun/20). O restante da receita é, atualmente, proveniente de Termo de Liberação de Receitas (TLR) emitido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), totalizando R\$ 213 milhões. Embora 100% concluído, a SPE 04 tem 49,4% de sua estrutura impossibilitada de entrar em operação pois aguarda conclusão de uma subestação a qual a SPE 04 se ligará, de propriedade de outra transmissora.

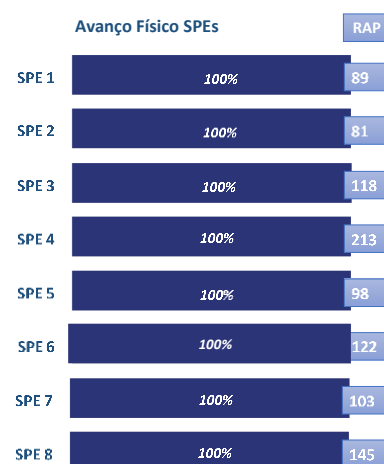
**Considera, para a SPE06, Termo de Liberação de Receitas (TLR) emitido no dia no dia 09 de abril de 2021 pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Embora o empreendimento esteja com seu avanço físico 100% concluído, o início da operação da finalização da estrutura (subestação) a qual a SPE 06 se ligará, de propriedade de outra transmissora. Desta maneira, foi emitido TLR retroativamente a data de 05 de março de 2021.

3.2 Licenças Ambientais e Evolução da Construção

Desde outubro de 2019, a Equatorial possui Licenciamento Ambiental de Instalação para 100% de todos os seus 8 lotes em desenvolvimento.

Ao lado, demonstramos a evolução física das obras por SPE, que já atingiu 100% em todos os ativos. Vale notar que, embora concluída, a SPE 3 ainda não entrou em operação, pois depende da conclusão de trecho do lote 10 do mesmo leilão que não está sob responsabilidade da Companhia. Como destacado anteriormente, a SPE 6 obteve o seu Termo de liberação de Receita (TLR) emitido pela ONS no dia 09 de abril, retroativo ao início de março.

Para cada SPE, a ponderação da evolução do avanço físico entre linhas e subestações é baseada no investimento estimado para cada trecho. Dentro desse critério, a evolução das linhas é ponderada por fase da instalação: (i) limpeza de faixa – 10%; (ii) fundações – 30%; (iii) montagem – 30%, e; (iv) lançamento dos cabos – 30%.



3.3 Financiamentos de Longo Prazo da Equatorial Transmissão

A necessidade de financiamento das SPEs da Companhia já está 100% contratada, resultando em uma alavancagem média de aproximadamente 80% nos projetos. Do total contratado, 88% já foi desembolsado, equivalente a R\$ 4,3 bilhões, sendo utilizados para fazer frente ao avanço físico das obras. O funding principal foi obtido de 3 diferentes fontes – BNDES, Banco do Nordeste e Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA) – e complementado por debêntures de infraestrutura para atingir o objetivo de alavancagem para cada SPE, conforme estrutura demonstrada abaixo.

SPE	Fonte	Contratado	Desembolsado	%
SPE 1	Banco do Nordeste	343	338	
	Debentures	55	55	
	Total	398	393	99%
SPE 2	Banco do Nordeste	353	350	
	Debentures	45	45	
	Total	398	395	99%
SPE 3	Banco do Nordeste	425	425	
	Debentures	90	90	
	Total	515	515	100%
SPE 4	BNDES	822	804	98%
SPE 5	Banco do Nordeste	356	278	
	Debentures	66	66	
	Total	422	344	81%
SPE 6	BNDES	419	402	96%
SPE 7	FDA	293	136	
	Debentures	130	130	
	Total	423	266	63%
SPE 8	FDA	495	194	
	Debentures	189	189	
	Total	684	383	56%
EQT	Debentures	800	800	
	Total	800	800	100%
Total Equatorial Transmissão		4.881	4.302	88%

4. DESEMPENHO OPERACIONAL

4.1 Vendas de Energia Elétrica – Consolidado por Classe

Classes de consumo (MWh)	1T20	1T21	Var.
Consolidado (MA + PA + PI + AL)			
Residencial	2.549.667	2.751.328	7,9%
Industrial	226.515	223.036	-1,5%
Comercial	933.113	881.237	-5,6%
Outros	1.133.068	1.100.179	-2,9%
Total (cativo)	4.842.363	4.955.781	2,3%
Industrial	476.640	502.182	5,4%
Comercial	219.210	266.418	21,5%
Outros	2.870	36.942	1187,3%
Consumidores livres	698.720	805.542	15,3%
Energia de Conexão - outras Distribuído	39.510	42.841	8,4%
Total Distribuída*	5.580.594	5.804.164	4,0%

(*) Inclui mercados cativo, livre, uso distribuidora e consumo próprio

Consumo por Distribuidora (MWh)	1T20	1T21	Var.
Equatorial Maranhão	1.554.624	1.637.832	5,4%
Equatorial Pará	2.089.310	2.167.146	3,7%
Equatorial Piauí	904.748	953.449	5,4%
Equatorial Alagoas	1.031.911	1.045.737	1,3%
Total (Cativo + Livre)	5.580.594	5.804.164	4,0%

No 1T21, o consumo de energia elétrica dos mercados cativo e livre apresentou crescimento de 4,0% de forma consolidada na Equatorial, ou seja, considerando a soma dos mercados de Maranhão, Pará, Piauí e Alagoas. Vale notar que o 1T20 não capturou integralmente os efeitos da pandemia com relação ao consumo e, neste sentido, o perfil de nossas áreas de concessão permitiu registrar a expansão do consumo total em parte devido a maior exposição à classe residencial, segmento menos impactado, como pode ser percebido pelo crescimento de 7,9% no comparativo com o ano anterior. Individualmente os destaques do trimestre foram a Equatorial Maranhão e Piauí, com um crescimento de 5,4%, seguidas pela Equatorial Pará, crescendo 3,7%.

Na análise das distribuidoras, temos os seguintes destaques:

Volume Vendido MWh	1T21				
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
Residencial	878.539	977.737	473.432	421.620	2.751.328
Industrial	45.927	109.801	32.449	34.860	223.036
Comercial	222.097	332.339	156.784	170.018	881.237
Outros	326.607	339.142	195.190	239.240	1.100.179
Total (cativo)	1.473.169	1.759.018	857.855	865.738	4.955.781
Industrial	85.153	262.220	16.602	138.207	502.182
Comercial	75.881	123.511	29.825	37.201	266.418
Outros	1.803	22.397	12.742	-	36.942
Consumidores livres	162.837	408.127	59.169	175.408	805.542
Energia de Conexão	1.826		36.424	4.591	42.841
TOTAL (cativo + livre + conexão)	1.637.832	2.167.146	953.449	1.045.737	5.804.164
<i>Var. % (1T21 vs 1T20)</i>	<i>5,4%</i>	<i>3,7%</i>	<i>5,4%</i>	<i>1,3%</i>	<i>4,0%</i>

Volume Vendido MWh	1T20				
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
Residencial	817.809	891.069	438.406	402.384	2.549.667
Industrial	48.534	106.423	33.705	37.852	226.515
Comercial	232.856	345.858	175.885	178.514	933.113
Outros	320.546	376.395	194.398	241.729	1.133.068
Total (cativo)	1.419.745	1.719.745	842.394	860.479	4.842.363
Industrial	69.284	262.294	10.266	134.796	476.640
Comercial	62.340	105.181	19.671	32.017	219.210
Outros	780	2.090	-	-	2.870
Consumidores livres	132.404	369.565	29.938	166.813	698.720
Energia de Conexão	2.476		32.416	4.618	39.510
TOTAL (cativo + livre + conexão)	1.554.624	2.089.310	904.748	1.031.911	5.580.594

EQUATORIAL MARANHÃO

O consumo de energia elétrica dos mercados cativo e livre da Equatorial Maranhão apresentou um crescimento de 5,4% no 1T21 em relação ao mesmo período de 2020, fruto das condições climáticas no período, bem como pela retomada econômica, que teve início em meados de junho.

A classe que mais contribuiu positivamente para esse comportamento foi a Residencial, que representa, 54% do total da energia distribuída pela Equatorial Maranhão, tendo um crescimento de 7,4%, quando comparado com o mesmo trimestre do ano passado. Esse comportamento do consumo está ligado à resposta dos consumidores às condições climáticas do período, com chuvas abaixo da média histórica. Além disso, houve um aumento do consumo por conta da adoção de *home-office* em decorrência da pandemia quando comparado com o mesmo período do ano anterior, dado que as condições de restrição iniciaram somente ao final do mês de março de 2020.

O segmento industrial apresentou crescimento de 11,3% no trimestre, fortemente impactado pela retomada da fabricação de produtos de minerais não-metálicos (+14,9%), extração de minerais metálicos (+14,2%), fabricação de bebidas (+ 15,3%) e fabricação de produtos químicos (+22,6%). Juntos, esses setores foram responsáveis por 87,5% do incremento da classe industrial no período.

O segmento comercial apresentou aumento de 0,9% no 1T21 em relação ao mesmo período do ano anterior. Cabe destacar que este setor da economia foi, até o momento, o mais impactado pela pandemia, em função das medidas de isolamento social e restrição de atividades. Assim, a expansão do consumo, ainda que tímida, indica um reaquecimento das atividades, a despeito da pandemia ainda vigente.

O consumo de outras classes (rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio), com participação combinada de 20 % do total de vendas, apresentou crescimento de 2,2% em relação ao mesmo período de 2020, com incremento de cerca de 7 GWh. A classe que mais contribuiu positivamente para tal resultado foi a Rural que cresceu 16,8% no período, explicado, principalmente, pelo aumento do número de consumidores (+18,3 mil clientes) decorrente das ações de atualização cadastral promovidas pela Companhia. Por outro lado, a classe Poder Público apresentou redução de 5,6% no trimestre, explicado em grande parte pelas medidas adotadas para conter a pandemia da Covid-19, como a manutenção do fechamento de escolas públicas no período (exceto atividades remotas).

EQUATORIAL PARÁ

No Pará, o volume de energia distribuída apresentou crescimento de 3,7% no 1T21 em relação ao mesmo período do ano anterior, resultando em um incremento de 78 GWh. A expansão decorre, principalmente, do crescimento da classe residencial, de 9,7%, explicado pelas condições climáticas favoráveis e ao maior consumo médio da classe devido às mudanças no padrão de consumo em consequências ao atual contexto de pandemia. Vale notar que o mesmo período do ano anterior, 1T20, apresenta uma base comparativa sem efeitos significativos da pandemia do Covid-19.

Além da classe residencial, contribuíram para esse comportamento as classes comercial, rural e serviço público, apresentando variações de 1,1%, 2,8% e 4,3%, respectivamente.

O consumo de energia cativo e livre da classe industrial, equivalente a 17,2% do total, apresentou leve crescimento de 0,9 % no 1T21 quando comparado ao mesmo período de 2020, favorecido pelos setores de extração de minerais metálicos (+2,8%), fabricação de celulose e papel (+2,6%), fabricação de produtos de minerais não-metálicos (+13,0%) e fabricação de móveis (+1,1%) que, juntos, representaram 74,8 % do incremento da classe no período.

O consumo total (cativo e livre) da classe comercial, aumentou 1,1% com relação ao 1T20, representando 21,1 % do total de vendas da Equatorial Pará, permitindo observar um retorno gradual das atividades desta classe, fortemente impactada pelas medidas de isolamento social decorrentes da pandemia. Os setores que mais impulsionaram esse resultado foram os de comércio varejista (+4,5%) e atividades de atenção à saúde humana (+37,4%), representando 32,6% do consumo da classe comercial.

Por fim, o consumo em outras classes (rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio), com participação de 16,7 % do total de vendas da Equatorial Pará, apresentou redução de 4,5%, ou 16,9 GWh, em relação ao mesmo período de 2020. A classe Poder Público ainda opera em patamares inferiores aos registrados antes da pandemia, com redução de 15%, um decréscimo de 18 GWh no período. Este comportamento se explica, sobretudo, pelas medidas adotadas em combate a pandemia, como a substituição, na rede pública, do ensino presencial por aulas na modalidade remota.

EQUATORIAL PIAUÍ

O consumo total de energia elétrica na Equatorial Piauí apresentou crescimento de 5,4% no 1T21 em relação ao mesmo período do ano de 2020, um incremento de 45 GWh, fortemente impactada pela expansão na classe Residencial. Dentre os fatores que justificam essa alta, estão as condições climáticas favoráveis no período, em especial na capital, Teresina, com aumento da temperatura média em 4% e pluviometria 12% inferior, segundo histórico do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET.

O consumo da classe residencial, que representa 50% do total de vendas da Equatorial Piauí, apresentou crescimento de 8,0% no 1T21 em relação ao mesmo período do ano anterior, resultado, principalmente, do forte desempenho da

classe diante do cenário da Covid-19. Mesmo diante das flexibilizações das determinações de isolamento social no estado, o consumo médio permaneceu elevado, um aumento de 8,1%, incorporando 35 GWh ao trimestre.

O consumo de energia cativo e livre da classe industrial, que representa 5% do total de vendas, apresentou crescimento de 11,6% no 1T21 em comparação ao 1T20, explicado pelo gradual retorno das atividades econômicas no estado desde o plano de reabertura econômica iniciado em agosto de 2020. Assim, nota-se que a classe já apresenta desempenho no patamar pré-pandemia, com destaque para o segmento de fabricação de derivados da soja (+11,5%), o setor de fabricação de embalagens (+7,7%), além de importante produtor de rações que apresentou 43,4% de crescimento no 1T21 em relação ao 1T20.

A classe comercial (cativo e livre), representando 20% do total de vendas, apresentou redução de 4,6% no 1T21 em relação ao 1T20, impactada pelo isolamento social e medidas de restrição de atividades no estado. Grandes shoppings apresentaram redução de aproximadamente 18% no consumo de energia no 1T21 em comparação com o 1T20. Os cinemas ainda registram paralisação das atividades, performando 56% abaixo do realizado no ano anterior.

O consumo total de outras classes (rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio), que representa 22% do total de vendas da Equatorial Piauí, apresentou crescimento de 7% no 1T21 em relação ao 1T20, impulsionado, principalmente, pela classe Rural, que cresceu 42,1% beneficiado pela reclassificação de clientes anteriormente residenciais como rurais, agregando 16 GWh. Como destaque negativo tem-se a classe Poder Público que ainda está impactada pelas medidas restritivas, resultando em um desempenho negativo de 6 GWh (-12,4%).

EQUATORIAL ALAGOAS

No 1T21 o consumo de energia elétrica dos mercados cativo e livre da Equatorial Alagoas apresentou crescimento de 1,3% em relação ao 1T20. O resultado foi impulsionado, principalmente, pelo comportamento da classe Residencial com expansão de 19,2 GWh (+4,8%), parcialmente compensado pela contração de consumo das classes Comercial e Outras classes, que juntas reduziram em 5,8 GWh.

O consumo da classe residencial, correspondente a 40,5% do total de vendas no 1T21, apresentou forte crescimento de 4,8% no período, beneficiado sobretudo pela adição de novos clientes, um aumento de aproximadamente 88 mil unidades consumidoras, significando um incremento de 9% no trimestre, fruto do programa de combate às perdas. Vale destacar o aumento na base de clientes baixa renda (+46,2%) reflexo das ações de atualização cadastral promovidas pela Companhia.

A classe industrial (cativo e livre), equivalente a 16,6% do total de vendas, apresentou leve crescimento de +0,2% no período em comparação ao mesmo período de 2020, decorrente principalmente dos efeitos da pandemia que ainda mostram uma tímida retomada deste setor.

Já o consumo cativo e livre da classe comercial, equivalente a 20% do total de vendas da Equatorial Alagoas, apresentou retração de -1,6% com relação ao mesmo período do ano anterior, sendo o setor mais impactado até o momento pelas medidas de isolamento social decorrentes da pandemia de Covid-19. Neste sentido, vale destacar que no 1T21, o mês de março registrou um aumento de 3,4%, o que mostra reação da atividade econômica nesta classe e consequente consumo de energia.

Por fim, o consumo de outras classes (rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio), com participação de 22,8% do total de vendas da Equatorial Alagoas, apresentou redução de 1% em relação ao mesmo período de 2020, com queda de cerca de 8 GWh. Este resultado decorre da contração observada na classe Poder Público (-21,4%), explicada em grande parte pelas medidas adotadas para conter a pandemia da Covid-19, como a substituição, na rede pública, do ensino presencial por aulas na modalidade remota.

4.2 Número de Consumidores – Consolidado por Classe

No 1T21, o total de unidades consumidoras consolidado cresceu 2,9% em comparação ao 1T20, com destaque para o aumento da classe Residencial (convencional e baixa renda) que adicionou 166,9 mil clientes no período.

Cabe destacar o crescimento de 27% dos consumidores classificados como baixa renda em relação ao 1T20, fruto do esforço da Companhia para o cadastramento de consumidores elegíveis ao benefício, o que se intensificou após o início da Covid-19. Dentre os esforços realizados, destacamos a possibilidade do cadastramento pelo WhatsApp de novos clientes nessa classe, além de realização de campanhas junto aos municípios e desenvolvimento de ferramentas que integram informações e facilitam o cadastramento, com o intuito de garantir que as famílias que fazem jus à tarifa social possam usufruir do benefício. Vale notar que o descadastramento dos consumidores baixa renda, inicialmente previsto até março (REN 891/20), foi prorrogado até 30 de junho pela REN 928/21.

Também se observa um crescimento de 16% do número de consumidores da classe outros, em função de medidas de recadastramento direcionadas no sentido de cadastrar os consumidores que podem ser reconhecidos na classe rural. Esta classe possui subvenção que pode variar conforme o perfil do cliente, sendo 4% para clientes do grupo A sobre as tarifas azul ou verde e, como subvenção máxima, 90% para o grupo Rural Irrigante A no horário reservado.

Individualmente, vale notar o aumento da base total de clientes em todas as distribuidoras, com destaque para os estados de Piauí e Alagoas, que cresceram 4,0% e 9,3%, respectivamente, conforme quadro a seguir.

Número de Consumidores (cativo+livre)	1T20					1T21				
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
Residencial - convencional	1.570.164	1.738.814	723.938	727.550	4.760.466	1.449.050	1.614.012	651.465	702.419	4.416.946
Residencial - baixa renda	701.522	587.154	386.840	244.807	1.920.323	855.409	755.075	462.406	357.908	2.430.798
Industrial	7.469	4.013	2.774	1.804	16.060	6.880	4.103	2.451	1.993	15.427
Comercial	140.585	171.315	92.977	63.774	468.651	130.668	163.845	87.157	66.003	447.673
Outros	135.399	215.207	86.598	34.552	471.756	153.671	207.101	141.625	43.844	546.241
Total	2.555.139	2.716.503	1.293.127	1.072.487	7.637.256	2.595.678	2.744.136	1.345.104	1.172.167	7.857.085
Var. % (1T20 x 1T21)						1,6%	1,0%	4,0%	9,3%	2,9%

4.3 Balanço Energético

4.3 Balanço energético (MWh)	1T20	1T21	Var.		1T20	1T21	Var.
Maranhão				Piauí			
Sistema interligado	1.876.660	1.987.932	5,9%	Sistema interligado	1.117.460	1.164.651	4,2%
Energia injetada	1.876.660	1.987.932	5,9%	Energia injetada	1.117.460	1.164.651	4,2%
Energia distribuída	1.552.149	1.636.006	5,4%	Energia distribuída	872.332	917.024	5,1%
Energia de conexão com outras distribuidoras	2.476	1.826	-26,2%	Energia de conexão com outras distribuidoras	32.416	36.424	-0,7%
Perdas totais	322.036	350.100	8,7%	Perdas totais	212.712	211.202	-0,7%
Pará				Alagoas			
Sistema interligado	2.883.723	3.002.944	4,1%	Sistema interligado	1.385.513	1.371.694	-1,0%
Sistema isolado	74.144	63.467	-14,4%	Energia injetada	1.385.513	1.371.694	-1,0%
Energia injetada	2.957.867	3.066.411	3,7%	Energia distribuída	1.027.293	1.041.146	1,3%
Energia distribuída	2.089.310	2.167.146	3,7%	Energia de conexão com outras distribuidoras	4.618	4.591	-7,8%
Perdas totais	868.557	899.265	3,5%	Perdas totais	353.602	325.957	-7,8%

A energia injetada no **Maranhão** cresceu 5,9% no trimestre, impulsionado pelos fatores já mencionados no crescimento da energia faturada, especialmente as condições climáticas favoráveis registradas no período. Os meses de janeiro, fevereiro e março apresentaram taxas de crescimento de 8,2%, 3,1% e 6,3% respectivamente. Assim, o resultado do 1T21 foi puxando substancialmente pelos meses de janeiro e março responsáveis por 83% do incremento.

No **Pará**, houve aumento de 3,7% no volume trimestral de energia injetada, favorecido pelas condições climáticas no estado, apresentando forte crescimento em todos os meses, com janeiro, fevereiro e março, registrando crescimento de 6,6%, 1,8% e 2,5%, respectivamente.

O **Piauí** apresentou aumento de 4,2% no 1T21, impulsionado pelos fatores já mencionados no crescimento da energia faturada, como as condições climáticas favoráveis registradas no período. Os meses de janeiro, fevereiro e março apresentaram taxas de crescimento de 6,5%, 0,9% e 5,0% respectivamente.

Em **Alagoas**, o volume de energia injetada apresentou recuo de 1,0% (-13,8 GWh). Como principais variáveis que explicam esse desempenho, estão o comportamento dos condicionantes econômicos segue afetado pela pandemia da Covid-19 e as condições climáticas desfavoráveis, especificamente maior precipitação (+7,3%) e menor temperatura média (2,3%). Adicionalmente, a redução deve-se também ao efeito do combate as perdas, na qual os clientes que são regularizados tendem a consumir menos do que antes.

Níveis de cobertura contratual de compra de energia

Conforme as regras atualmente vigentes, as distribuidoras que estiverem dentro do percentual de 100% a 105% de contratação sobre seu requisito de energia terão cobertura tarifária integral.

O nível de contratação previsto em 2021, para Equatorial Maranhão, Pará, Piauí e Alagoas, é de 103,05%, 100,78%, 108,97% e 104,53%, respectivamente. Importante destacar que, por força da Resolução Normativa 885/2020, a sobrecontratação decorrente da pandemia da Covid-19 foi considerada involuntária para o ano de 2020, para 2021 ainda está em discussão com a agência reguladora a extensão de da sobrecontratação para os anos seguintes afetados pela pandemia. Assim, os percentuais acima ainda não incorporam a estimativa de ajuste por se tratar de um tema em discussão.

4.4 Perdas na Distribuição de Energia

Distribuidoras	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	Regulatório
Perdas Totais / Injetada						
Equatorial Maranhão	18,0%	18,2%	18,3%	18,5%	18,6%	17,7%
Equatorial Pará	29,5%	29,8%	29,9%	30,8%	30,7%	27,6%
Equatorial Piauí	23,3%	22,9%	22,5%	21,5%	21,3%	20,5%
Equatorial Alagoas	29,8%	24,0%	23,8%	23,6%	23,1%	20,8%
Perdas Não-Técnicas / BT						
Equatorial Maranhão	9,4%	9,6%	9,9%	10,2%	10,4%	8,9%
Equatorial Pará	38,6%	38,9%	39,1%	41,5%	41,3%	33,0%
Equatorial Piauí	19,5%	18,7%	17,7%	15,8%	15,3%	13,9%
Equatorial Alagoas	48,5%	29,6%	28,9%	28,2%	27,0%	22,0%

No 1T21, as perdas de energia da Equatorial **Maranhão** apresentaram um leve aumento (0,09 p.p.) em decorrência do cenário mais adverso imposto pela pandemia.

Já no **Pará**, observa-se uma leve redução em relação ao 4T20, reflexo das ações de combate implementadas no período, e que devem avançar nos próximos trimestres, com destaque para o fortalecimento da tipologia de rede e expansão do sistema de medição centralizada (SMC).

No **Piauí** e em **Alagoas**, segue o processo de turnaround e de combate às perdas, e pelo oitavo trimestre consecutivo é possível observar queda no percentual de perdas no Piauí e pelo sexto trimestre consecutivo em Alagoas.

Por fim, cabe destacar que o retorno das equipes em campo para o combate às perdas só ocorreu em meados do trimestre passado, e como as perdas são apuradas pelos últimos 12 meses, a não realização das ações também afeta o resultado apurado neste trimestre. Vale notar que, em 26 de março a ANEEL, aprovou a Resolução Normativa (REN 928/21) que, entre outras medidas, proíbe a suspensão do fornecimento de energia aos clientes baixa renda até o período de 30 de junho de 2021, como medida temporária de enfrentamento da pandemia.

4.5 PECLD e Arrecadação

PECLD / ROB ¹ (trimestral)	PECLD / ROB ¹ (trimestral)			Arrecadação - IAR (trimestral)		
	1T20	1T21	Var.	1T20	1T21	Var.
Consolidado	1,9%	1,5%	-0,4 p.p.	96,5%	98,9%	2,4 p.p.
Equatorial Maranhão	1,5%	1,0%	-0,5 p.p.	95,4%	98,7%	3,2 p.p.
Equatorial Pará	1,4%	1,8%	0,3 p.p.	94,8%	98,4%	3,6 p.p.
Equatorial Piauí	3,0%	1,1%	-1,9 p.p.	100,1%	100,1%	0 p.p.
Equatorial Alagoas	2,8%	1,8%	-0,9 p.p.	99,6%	99,6%	0 p.p.

¹ Desconsidera Receita de Construção.

Os resultados de provisionamento para devedores das empresas do Grupo refletem o trabalho que a Companhia vem realizando de renegociação de débitos e da possibilidade de retomada dos cortes no fornecimento de energia na classe residencial convencional. Os destaques neste trimestre ficaram por conta dos ativos em processo de turnaround, Equatorial Piauí e Alagoas, que apresentaram redução de 1,9 p.p. e 0,9 p.p. respectivamente em comparação ao mesmo período do ano anterior.

Pelo lado da arrecadação, podemos observar uma forte melhora no Índice de Arrecadação (IAR) consolidado, melhorando em 2,4 p.p., com destaque para a Equatorial Pará, melhorando 3,6 p.p. e Equatorial Maranhão, melhorando em 3,2 p.p. Este indicador vinha apresentando nos últimos trimestres, níveis superiores a 100% em todas as distribuidoras, e a desaceleração observada no 1T21 é fruto da sazonalidade, onde muitos clientes acabam postergando pagamentos. Na visão consolidada, o IAR alcançou 98,9%, um aumento de 2,4 p.p. em comparação ao mesmo período do ano anterior (96,5%).

4.6 Indicadores de qualidade – DEC e FEC

Distribuidoras	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	Regulatório
DEC						
Equatorial Maranhão	13,3	13,8	13,6	13,4	18,4	16,1
Equatorial Pará	21,9	20,9	21,0	20,2	19,5	26,2
Equatorial Piauí	34,2	32,5	30,3	27,6	27,5	20,8
Equatorial Alagoas	26,7	23,9	21,6	19,3	17,4	15,5
FEC						
Equatorial Maranhão	6,0	6,1	6,0	5,9	7,3	9,7
Equatorial Pará	11,7	11,1	11,1	10,8	10,8	20,7
Equatorial Piauí	13,5	13,5	13,3	12,8	13,4	14,1
Equatorial Alagoas	12,4	11,6	11,1	9,6	9,4	13,0

O nível da qualidade e da eficiência do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a duração média das interrupções, em horas por cliente por período) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a frequência das interrupções, em número de interrupções por cliente por período), ambos no período de 12 meses.

Maranhão apresentou desempenho fortemente impactado por eventos atípicos, sobretudo relacionados às supridoras, com destaque para a falha em linha de transmissão no mês de janeiro, que ocasionou a interrupção do fornecimento por aproximadamente 4,5 horas na região de São Luís e afetando mais de 550 mil clientes da distribuidora. Destaca-se também o expressivo aumento, de 164%, em ocorrências em áreas remotas e rurais no período.

Pará podemos observar pelo 3º trimestre consecutivo, redução no DEC em 3,5%, passando de 20,2 horas para 19,5 horas em comparação com o trimestre anterior. Já o FEC manteve-se estável em relação ao trimestre passado.

Por fim, no 1T21, os ativos em turnaround seguem evoluindo em seus indicadores de continuidade, com destaque para a Equatorial **Alagoas** com redução do DEC em 9,7%, de 19,3 horas para 17,4 horas, em comparação com o trimestre anterior, e redução do FEC em 2,0%, alcançando 9,4x, dentro do limite regulatório.

No caso do **Piauí**, os indicadores de qualidade ficaram comprometidos por eventos atípicos, dentre eles uma tempestade ocorrida em 31 de dezembro de 2020, evento no qual 280 árvores caíram sobre a nossa rede e dificultaram o reestabelecimento rápido do fornecimento de energia.

5. Desempenho Econômico-Financeiro

As informações constantes desta seção refletem a consolidação das Demonstrações Contábeis da Equatorial Energia.

5.1 Desempenho Econômico-Financeiro Consolidado¹

DRE (R\$ MM)	1T20	1T21	Var.
Receita operacional bruta (ROB)	5.674	5.564	-1,9%
Receita operacional líquida (ROL)	4.207	4.140	-1,6%
Custo de energia elétrica	(2.569)	(2.571)	0,1%
Custo e despesas operacionais	(488)	(562)	15,2%
EBITDA	1.149	1.006	-12,4%
Outras receitas/despesas operacionais	(7)	(18)	154,0%
Depreciação	(160)	(164)	2,5%
Resultado do serviço (EBIT)*	969	826	-14,8%
Resultado financeiro	(153)	(231)	50,5%
Lucro antes da tributação (EBT)	815	595	-27,0%
IR/CSLL	(301)	(142)	-52,7%
Participações minoritárias	(75)	(99)	33,0%
Lucro líquido (LL)	440	353	-19,7%

* inclui Amortização de Ágio e Equivalência Patrimonial

¹ O Lucro líquido considera somente a participação dos acionistas controladores nas empresas controladas

5.1.1 - Receita operacional

Análise da receita (R\$ MM)	1T20	1T21	Var.
(+) Vendas as classes	3.643	3.626	0%
Residencial	2.022	2.102	4%
Industrial	173	166	-4%
Comercial	783	706	-10%
Outras classes	664	652	-2%
(+) Ultrapassagem de demanda / reativo excedente	(22)	(14)	-35%
(+) Suprimento	78	33	-57%
(+) Outras receitas	436	618	42%
Subvenção baixa renda	144	188	30%
Subvenção CDE outros	114	129	13%
Uso da rede	110	140	28%
Atualização ativo financeiro	20	110	444%
Outras receitas operacionais	48	51	6%
(+) Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	(1)	442	-34214%
(+) Receita de construção - Distribuição	396	458	16%
(=) Receita Operacional Bruta - Distribuição	4.530	5.162	14%
(+) Receita de Operação e Manutenção (Transmissão)	5	6	6%
(+) Receita de construção - Transmissão	838	308	-63%
(+) Transmissão de energia	2	0	-77%
(+) Receita Ativo de Contrato	261	(43)	116%
(+) Outras receitas	2	9	398%
(+) Atualização ativo de contrato em serviço	-	397	N/A
(+) Ativo de contrato - Ganho/Perda de realização	(60)	(311)	-423%
(=) Receita operacional bruta - Transmissão	1.048	365	-65%
Receita operacional bruta - Outros	96	37	-62%
(+) Deduções à receita	(1.467)	(1.424)	-3%
Deduções à receita - Transmissão	(103)	(52)	-49%
Deduções à receita - Distribuição	(1.346)	(1.362)	1%
PIS e COFINS	(385)	(333)	-13%
Encargos do consumidor	(30)	(36)	18%
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(91)	(128)	41%
ICMS	(822)	(839)	2%
ISS	(1)	(1)	-54%
Compensações Indicadores de Qualidade e Outros	(17)	(26)	49%
Deduções à receita - Outros	(17)	(10)	45%
(=) Receita operacional líquida - Dist. e Transm.	4.207	4.140	-2%
(-) Receita de construção - Dist. e Transm.	1.234	766	-38%
(=) Receita operacional líquida sem receita de construção	2.973	3.375	14%

De forma consolidada, a ROL da Equatorial, desconsiderando a Receita de Construção, cresceu 14%, ou R\$ 402 milhões, em comparação ao mesmo período do ano anterior. Contribuiu para este desempenho:

- (i) aumento de R\$ 443 milhões na rubrica de Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, influenciado pela redução da amortização decorrente do recebimento de valores da Conta-Covid, e pelo repasse dos valores do fundo de reserva para alívio futuro de encargo dos consumidores;

- (ii) aumento de R\$ 182 milhões em Outras Receitas, influenciado principalmente pelo aumento das subvenções fruto do cadastramento de consumidores na categoria baixa renda e do aumento da receita de atualização do ativo financeiro (VNR), fruto da aceleração dos investimentos com foco na revisão tarifária da Equatorial Maranhão e em função do aumento do IPCA;
- (iii) redução de R\$ 304 milhões na receita do ativo de contrato no segmento de transmissão, que até o ano passado eram incorporados ao ativo de contrato e agora estão sendo registrados no resultado.

Adicionalmente aos efeitos destacados, o detalhamento da receita nos nossos ativos de distribuição está demonstrado no quadro a seguir.

Análise da receita (R\$ Milhões)	1T21			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Vendas as classes	1.006	1.471	564	585
Residencial	627	837	320	318
Industrial	34	89	21	23
Comercial	160	303	111	132
Outras classes	185	244	112	112
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(3)	(7)	(2)	(3)
(+) Suprimento	7	7	17	3
(+) Outras receitas	201	264	76	77
Subvenção baixa renda	65	67	32	24
Subvenção CDE outros	30	70	15	14
Uso da rede	26	64	19	31
Atualização ativo financeiro	62	47	1	1
Outras receitas operacionais	19	16	9	7
(+) Valores a receber de parcela A	112	162	76	90
(+) Receita de construção	137	186	85	49
(=) Receita operacional bruta	1.460	2.083	817	801
(+) Deduções à receita	(350)	(549)	(232)	(231)
PIS e COFINS	(83)	(138)	(45)	(67)
Encargos do consumidor	(10)	(14)	(6)	(6)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(36)	(47)	(22)	(23)
ICMS	(213)	(341)	(151)	(133)
ISS	(0)	(0)	(0)	-
Compensações Indicadores de Qualidade e Outros	(7)	(8)	(9)	(3)
(=) Receita operacional líquida	1.111	1.535	585	570
(-) Receita de construção	137	186	85	49
(=) Receita operacional líquida sem receita de construção	974	1.349	499	520

Análise da receita (R\$ Milhões)	1T20			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Vendas as classes	1.018	1.454	607	563
Residencial	609	781	334	298
Industrial	41	85	24	24
Comercial	186	327	136	134
Outras classes	183	260	113	107
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(5)	(12)	(2)	(3)
(+) Suprimento	20	19	38	2
(+) Outras receitas	106	211	62	58
Subvenção baixa renda	52	49	27	15
Subvenção CDE outros	27	59	16	12
Uso da rede	7	68	11	23
Atualização ativo financeiro	4	15	0	1
Outras receitas operacionais	15	19	7	6
(+) Valores a receber de parcela A	(28)	30	(26)	22
(+) Receita de construção	135	148	79	34
(=) Receita operacional bruta	1.245	1.850	758	677
(+) Deduções à receita	(333)	(566)	(230)	(218)
PIS e COFINS	(89)	(178)	(48)	(69)
Encargos do consumidor	(9)	(12)	(5)	(4)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(25)	(36)	(15)	(15)
ICMS	(205)	(332)	(158)	(127)
ISS	(0)	(0)	(0)	(1)
Compensações Indicadores de Qualidade e Outros	(4)	(7)	(5)	(1)
(=) Receita operacional líquida	912	1.284	527	459
(-) Receita de construção	135	148	79	34
(=) Receita operacional líquida sem receita de construção	778	1.136	449	425

5.1.2 - Custos e Despesas

De forma consolidada, o custo da Equatorial Energia (considerando despesas gerenciáveis, não-gerenciáveis e de construção) atingiu R\$ 3,2 bilhões neste 1T21, montante 1% superior ao reportado no 1T20.

Custos Operacionais	1T20	1T21	Var.
R\$ Milhões			
(+) Pessoal	151	163	8%
(+) Material	8	15	82%
(+) Serviço de terceiros	194	251	29%
(+) Outros	48	30	-36%
(=) PMSO Reportado	402	460	15%
<i>Ajustes Piauí</i>	<i>(3)</i>	<i>(1)</i>	<i>76%</i>
<i>Ajustes Alagoas</i>	<i>-</i>	<i>(3)</i>	<i>N/A</i>
<i>Ajuste Pará</i>	<i>-</i>	<i>(15)</i>	<i>N/A</i>
<i>Ajuste Maranhão</i>	<i>-</i>	<i>(5)</i>	<i>N/A</i>
PMSO Ajustado	399	436	9%
PECLD e perdas	79	69	-12%
<i>% Receita bruta Dist. (s/ rec. de construção)</i>	<i>1,9%</i>	<i>1,5%</i>	<i>-0,4 p.p.</i>
Provisões para contingências	13	(15)	214%
(+) Provisões	92	55	-40%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	7	18	154%
(+) Depreciação e amortização	160	164	2%
(=) Custos e despesas gerenciáveis	661	697	6%
(+) Energia comprada e transporte	1.672	1.934	16%
(=) Custos e despesas não-gerenciáveis	1.672	1.934	16%
(+) Custos de construção	897	637	-29%
(=) Total	3.230	3.269	1%

No 1T21, o PMSO Reportado, consolidado, da Companhia cresceu 15% (R\$ 58 milhões) em comparação ao 1T20, influenciado por despesas não-recorrentes, incluindo atualização atuarial do plano de saúde e o reconhecimento contábil de incentivos de longo-prazo. Desconsiderados os efeitos não-recorrentes, o PMSO Ajustado no período apresentou incremento de 9%, ou R\$ 37 milhões, impulsionado sobretudo pelo aumento de custos de pessoal decorrente do programa de Phantom Shares, da aquisição da oitava hora na Equatorial Pará e pelas maiores despesas com serviços de terceiros no Pará, reflexo de uma maior volumetria, como será demonstrado a seguir. O IPCA acumulado no período foi de do período foi de 6,10%.

Na PECLD, houve uma redução de 12%, influenciado pela melhora da arrecadação e atualização da matriz de *aging* feita no 4T20, que tiveram um efeito positivo em três das quatro distribuidoras.

De forma individual, gostaríamos de destacar os custos das distribuidoras, conforme detalhado:

Custos Operacionais R\$ Milhões	1T21			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Pessoal	36	55	19	20
<i>Participação nos resultados</i>	8	5	2	2
(+) Material	5	6	1	2
(+) Serviço de terceiros	83	99	48	37
(+) Outros	2	(0)	2	1
(=) PMSO Reportado	127	160	71	60
<i>Ajustes Pessoal</i>	(3)	(13)	(1)	(1)
<i>Ajustes de Materiais</i>	(2)	-	-	(0)
<i>Ajustes Serviços de Terceiros</i>	-	(2)	-	(2)
<i>Ajustes Outros</i>	-	-	-	-
PMSO Ajustado	122	145	70	57
PCLD e perdas	14	34	8	14
<i>% Receita bruta (s/ receita de construção)</i>	<i>1,0%</i>	<i>1,8%</i>	<i>1,1%</i>	<i>1,8%</i>
Provisões para contingências	6	4	2	1
(+) Provisões	20	37	10	15
(+) Outras receitas/despesas operacionais	(1)	13	2	5
(+) Depreciação e amortização	53	72	22	16
(=) Custos e despesas gerenciáveis	199	282	105	97
(+) Energia comprada e transporte	405	584	224	263
(+) Encargos uso rede e conexão	97	187	58	76
(=) Custos e despesas não-gerenciáveis	502	771	282	340
(+) Custos de construção	137	186	85	49
(=) Total	838	1.238	472	486

Custos Operacionais R\$ Milhões	1T20			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Pessoal	32	34	22	20
<i>Participação nos resultados</i>	9	4	-	2
(+) Material	2	2	1	1
(+) Serviço de terceiros	80	79	39	30
(+) Outros	3	2	2	2
(=) PMSO Reportado	117	118	65	53
<i>Ajustes Pessoal</i>			(3)	
PMSO Ajustado	117	118	62	53
PCLD e perdas	16	24	20	18
<i>% Receita bruta (s/ receita de construção)</i>	<i>1,5%</i>	<i>1,4%</i>	<i>3,0%</i>	<i>2,8%</i>
Provisões para contingências	5	6	1	0
(+) Provisões	22	31	22	18
(+) Outras receitas/despesas operacionais	1	8	(2)	(0)
(+) Depreciação e amortização	47	71	22	19
(=) Custos e despesas gerenciáveis	187	227	106	89
(+) Energia comprada e transporte	344	509	250	227
(+) Encargos uso rede e conexão	65	113	26	57
(=) Custos e despesas não-gerenciáveis	409	622	276	285
(+) Custos de construção	135	148	79	34
(=) Total	730	998	462	409

MARANHÃO

No 1T21, as despesas de pessoal, material, serviço de terceiros e outros (PMSO) totalizaram R\$127 milhões, aumento de 8,8% em relação ao 1T20. Descontados os efeitos não recorrentes, o PMSO ajustado totalizou R\$ 122 milhões no 1T21, contra R\$ 117 milhões no 1T20, representando um aumento de 4,8%, abaixo da inflação acumulada no período de 6,10%, medida pelo IPCA, e de 6,94%, medida pelo INPC. Os efeitos não recorrentes impactaram em **Pessoal** no montante de R\$ 3,0 milhões e R\$ 2,0 milhões em **Material**.

A conta de **Pessoal** apresentou aumento de R\$ 4,6 milhões no trimestre em função especialmente do reconhecimento contábil de programa de incentivos de longo prazo (*stock options e phantom shares*), dos quais R\$ 2,9 milhões referem-se ao SOP e são classificados como não recorrentes por não terem efeito caixa e cerca de R\$ 2 milhões referem-se ao Phantom.

Já a conta **Material** registrou aumento de R\$ 2,8 milhões, em função da compra de materiais para utilização nas operações de cobrança, e do efeito não recorrente referente à regularização de saldos contábeis de períodos anteriores (R\$ 1,8 milhão).

A rubrica de **Serviços de Terceiros** teve um aumento de R\$ 3,6 milhões, cerca de 4,5%, abaixo da inflação acumulada do período. Por fim, no grupo de **Outros**, ocorreu uma redução de R\$ 0,7 milhão.

No 1T21, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) apresentaram uma provisão R\$ 14 milhões, patamar 0,5 p.p. inferior ao observado no mesmo trimestre de 2020, e reflexo da menor inadimplência no período e da atualização da matriz de *aging* do contas a receber, conforme demonstrado anteriormente.

PARÁ

O PMSO (pessoal, material, serviço de terceiros e outros) reportado no 1T21 foi de R\$ 159 milhões, apresentando um aumento de R\$ 42 milhões em relação ao 1T20. O PMSO ajustado por efeitos não recorrentes totalizou R\$ 144 milhões no 1T21, contra R\$ 118 milhões no 1T20, ou R\$ 26 milhões. Os efeitos não recorrentes foram observados em **Pessoal**, no montante de R\$ 13,3 milhões, **Serviços de Terceiros** em R\$ 2,0 milhões, conforme detalhados a seguir.

Na conta **Pessoal**, é importante destacar o valor não recorrente referente a uma atualização atuarial do plano de saúde dos ex-funcionários da antiga CELPA, no montante de R\$ 11,7 milhões, e o valor referente ao programa de incentivos de longo prazo (*stock options*), no montante de R\$1,5 milhão. Pelo lado dos efeitos recorrentes, destaca-se o redesenho organizacional e o acréscimo da oitava hora trabalhada na Equatorial Pará, que até o ano passado não existia, o aumento de *headcount* e *Phantom shares*, gerando uma despesa de R\$ 6,0 milhões.

Na conta de **Material**, o aumento de R\$ 3,1 milhões refere-se, principalmente, à maior volumetria de ocorrências de serviços de atendimentos emergenciais de plantão que exigem materiais de manutenção, em comparação ao 1T20, além da inflação acumulada no período.

Já em **Serviços de Terceiros**, o aumento de R\$ 20 milhões sendo grande parte explicada pelos seguintes efeitos:

- (i) Aumento do volume de ocorrências no regime de plantão no 1T21 (R\$ 10,5 milhões);
- (ii) Incremento de despesas relacionadas à tecnologia da informação (R\$ 4,9 milhões);
- (iii) Honorários Advocatícios de cobrança judicial (R\$ 2,6 milhões).
- (iv) Como efeito não recorrente, ocorreu despesa relacionado à contratação de consultoria (R\$ 1,8 milhão).

No 1T21, a Equatorial Pará constituiu provisão para Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) no valor de R\$ 34 milhões, equivalente a 1,8% da Receita Operacional Bruta (sem a Receita de Construção). O nível de provisionamento encontra-se num patamar adequado considerando o perfil da concessão e está abaixo dos níveis médios observados ao longo do 2020.

PIAÚ

No 1T21, as despesas de pessoal, material, serviço de terceiros e outros (PMSO) totalizaram R\$ 71 milhões, contra R\$ 65 milhões reportado no 1T20. O PMSO Ajustado, ou seja, desconsiderando os efeitos não recorrentes, atingiu R\$ 70 milhões no 1T21 contra R\$ 62 milhões no mesmo período do ano anterior.

Na conta **Pessoal** houve uma redução de R\$ 2,8 milhões. Ajustando pelo efeito não recorrente do *Stock Options* no 1T21, no montante de R\$ 1,0 milhão, e pelos efeitos não recorrentes ocorridos no 1T20, a redução foi de R\$ 530 mil fruto do processo de reestruturação que vem sendo realizado na Companhia.

Em **Serviços de Terceiros**, o aumento de R\$ 8,8 milhões é em grande parte explicado pelos seguintes efeitos:

- (i) Aumento das despesas com serviços de atendimento emergencial, para atender a demanda do período com alguns eventos atípicos, e intensificação dos serviços de manutenção, como poda e limpeza de faixa (R\$ 4 milhões);
- (ii) Aumento das despesas com combate à fraude e redução de perdas, devido a estratégia de intensificação das iniciativas de combate (R\$ 1 milhão);
- (iii) Gastos com manutenção e licença de software em função do novo ERP (R\$ 2 milhões), no ano passado por se tratar do ano de implantação os gastos de ERP foram apropriados como investimento;

Já a conta **Material e Outros**, o montante permaneceu estável em relação ao ano anterior.

No 1T21, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) apresentaram uma provisão R\$ 8 milhões, patamar 1,9 p.p. inferior ao observado no mesmo trimestre de 2020, fruto sobretudo da melhora de perfil observada na atualização da matriz de *aging* do contas a receber.

ALAGOAS

No 1T21, as despesas de pessoal, material, serviço de terceiros e outros (PMSO) totalizaram R\$ 60 milhões, contra R\$ 53 milhões no mesmo período do ano passado. Desconsiderados os efeitos não recorrentes, o PMSO ajustado foi de R\$ 57 milhões, valor 9% superior ao mesmo período do ano passado. Detalhamos os principais efeitos não recorrentes abaixo:

Na conta **Pessoal**, houve aumento de R\$ 0,4 milhão, devido ao efeito classificado como não recorrente por não ter efeito caixa referente aos custos com o programa de incentivos de longo prazo (*stock options*) no montante de R\$ 1 milhão, desconsiderando o efeito não recorrentes a conta de Pessoal apresentou uma redução.

Já o aumento na conta **Material**, de R\$ 1,3 milhão, é fruto principalmente da aquisição de equipamentos para as equipes de faturamento e cobrança (R\$ 1,2 milhão)

Na conta **Serviços de Terceiros**, o incremento de R\$ 7,0 milhões está relacionado às despesas com Manutenção e Licença de Software (R\$ 1,9 milhão), que no ano anterior por se tratar de implantação de sistemas foi apropriado como investimento, honorários advocatícios e consultorias (R\$ 2,5 milhões) e aumento com serviços de manutenção da rede como poda e limpeza de faixa (R\$ 1,7 milhão) e aumento dos serviços relacionados à cobrança (R\$ 0,7 milhões).

Em **Outros**, a redução de R\$ 0,9 milhão decorre do menor volume com despesas relacionadas às campanhas de *marketing* no período.

No 1T21, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) registrou provisão de R\$ 14 milhões, patamar 0,9 p.p. inferior ao observado no mesmo trimestre de 2020, fruto também da melhora de perfil observada na atualização da matriz de *aging* do contas a receber.

5.1.3 - EBITDA Consolidado Equatorial

A seguir, demonstramos a conciliação do EBITDA Consolidado da Equatorial.

Conciliação do EBITDA (R\$ milhões)	1T20	1T21	Var.
Resultado do Exercício	515	453	-12,1%
Impostos sobre o Lucro	301	142	-52,7%
Resultado Financeiro	153	231	50,5%
Depreciação e amortização*	160	192	20,1%
Equivalência Patrimonial	21	(11)	-154,4%
EBITDA societário**	1.149	1.006	-12,4%

* Inclui Amortização do Direito de Concessão

**Calculado em conformidade com a Instrução CVM 527/12

EBITDA consolidado Equatorial	1T20	1T21	Var.
EBITDA Equatorial Maranhão	230	326	42,0%
EBITDA Equatorial Pará	323	347	7,3%
EBITDA Equatorial Piauí	85	129	52,2%
EBITDA Equatorial Alagoas	70	100	44,2%
EBITDA Intesa	(7)	23	-444,6%
EBITDA Transmissão	427	100	-76,6%
EBITDA 55 Soluções	11	(5)	-144,1%
PPA Piauí na Consolidação	13	(1)	-109,4%
EBITDA Holding + outros	(2)	(12)	701,4%
EBITDA Equatorial	1.149	1.006	-12,4%
Ajustes Maranhão	(2)	8	-415,4%
Ajustes Pará	(12)	55	-541,0%
Ajustes Piauí	(31)	2	-107,5%
Ajuste Alagoas	(15)	8	-154,1%
Ajustes holding (PPA Intesa)	-	-	N/A
Ajuste Intesa e Transmissão	-	-	N/A
Ajustes Holding	(18)	-	-100,0%
Ajustes holding (Stock Options)	13	1	-95,7%
PPAs Piauí e Alagoas na Consolidação	(13)	1	-109,4%
EBITDA Equatorial ajustado	1.069	1.081	1,1%

O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 1.006 milhões no 1T21, valor 12,4% menor, impactado principalmente pelo menor EBITDA oriundo da aplicação do IFRS 15 para os projetos de transmissão, por conta da redução dos investimentos, uma vez que os projetos já foram concluídos. Já o EBITDA Ajustado, desconsiderando os efeitos não-recorrentes, registrou expansão de 1,1%, impulsionado pelo maior EBITDA das distribuidoras, em especial Maranhão, com aumento de R\$ 107 milhões no comparativo entre períodos.

Abaixo abrimos a comparação do EBITDA Ajustado pelo VNR e IFRS 15 do 1T21x1T20:

Recomposição EBITDA	1T20	1T21	Var.
EBITDA Equatorial Ajustado	1.069	1.081	1,1%
(-) IFRS 9 (Transmissão)	343	(91)	-126,4%
(-) VNR	20	110	443,7%
EBITDA Equatorial (ex-novos ativos)	706	1.062	50,5%

Pode-se observar que o EBITDA ajustado por estes efeitos contábeis cresceu influenciado pela entrada em operação das SPEs 1,2, 4, 5, 7 e 8, assim como o aumento da tarifa fio B ocasionada pelos reajustes e revisões ocorridas nas distribuidoras. A seguir, abrimos os valores por distribuidora, assim como destacamos os valores considerados como não recorrentes no resultado do 1T21:

EBITDA R\$ Milhões	1T21			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Resultado do Exercício	194	124	68	64
(+) Impostos sobre o Lucro	52	47	22	6
(+) Resultado Financeiro	27	104	17	14
(+) Depreciação e Amortização	53	72	22	16
(=) EBITDA societário (CVM)*	326	347	129	100
(+) Outras receitas/despesas operacionais	(1)	13	2	5
(+) Impactos Margem Bruta	4	27	-	-
(+) Ajustes de PMSO	5	15	1	3
(+) Ajustes Provisões	-	-	-	-
(=) EBITDA societário ajustado	334	402	131	109

*Calculado em conformidade com a instrução CVM 527/12

EBITDA R\$ Milhões	1T20			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Resultado do Exercício	139	109	26	32
(+) Impostos sobre o Lucro	27	87	-	0
(+) Resultado Financeiro	16	56	37	18
(+) Depreciação e Amortização	47	71	22	19
(=) EBITDA societário (CVM)*	230	323	85	70
(+) Outras receitas/despesas operacionais	1	8	(2)	(0)
(+) Impactos Margem Bruta	(4)	(20)	(33)	(15)
(+) Ajustes de PMSO	-	-	3	-
(+) Ajustes PDD e Contingências	-	-	-	-
(=) EBITDA societário ajustado	227	311	53	54

MARANHÃO

O EBITDA ajustado do 1T21 alcançou R\$ 334 milhões, contra R\$ 227 milhões no 1T20, em grande parte explicado pelo aumento da margem bruta (crescimento de mercado e tarifa fio B) e pelo aumento da receita de atualização do ativo financeiro (VNR) fruto da aceleração dos investimentos com foco na revisão tarifária da Equatorial Maranhão e em função do expressivo aumento do IPCA no trimestre.

Destacamos como principais efeitos não recorrentes:

- i) R\$ 5 milhões de ajustes no PMSO, sendo desse total R\$ 3 milhões referente ao programa *stock option*; e
- ii) R\$ 4 milhões de impacto na Margem, referente a efeitos de descasamento de Parcela A.

PARÁ

No 1T21, o EBITDA Ajustado atingiu R\$ 402 milhões, aumento de 29% em comparação ao mesmo período do ano anterior, fruto especialmente do crescimento de mercado, tarifa fio B e do incremento de R\$ 32 milhões de receita de atualização do ativo financeiro (VNR) em função do expressivo aumento do IPCA no trimestre.

Como impactos não-recorrente neste trimestre, destaca-se:

Margem Bruta:

- (i) R\$ 21,0 milhões de receitas de parcela A sem CVA correspondente;

PMSO:

- (ii) R\$ 11,8 milhões referentes a atualização atuarial do plano de saúde dos ex-funcionários da antiga CELPA;
- (iii) R\$ 1,8 milhão relacionado à despesas com consultoria;
- (iv) R\$ 1,5 milhão referente ao programa de incentivos de longo prazo (*stock options*).

Outras Despesas/Receitas Operacionais:

- (v) R\$ 13 milhões referente à encerramento de ordens de alienação de bens.

PIAÚ

No 1T21, o EBITDA Ajustado alcançou R\$ 131 milhões, contra R\$ 53 milhões no 1T20, representando um aumento de 147%, positivamente influenciado pela redução das perdas, aumento da tarifa fio B em função da RTE, ocorrida em dezembro de 2020, crescimento de mercado e melhora no desempenho de PECLD na comparação com o mesmo período de 2020.

Como efeitos não recorrentes neste trimestre, destacam-se:

- i) R\$ 2 milhões de outros ajustes não operacionais referentes a baixas contábeis e ajustes de inventário;
ii) R\$ 1,0 milhão, referente ao plano de remuneração de longo prazo (*Stock Options*).

ALAGOAS

No 1T21, o EBITDA Ajustado considerando os efeitos não recorrentes atingiu R\$ 109 milhões, contra R\$ 54 milhões no 1T20, explicado em grande parte pelo crescimento de mercado.

Como efeitos não recorrentes neste trimestre, destacam-se:

- i) R\$ 5 milhões de outros ajustes não operacionais referente à baixa de materiais e ativos desativados;
ii) R\$ 1,0 milhão, referente ao plano de remuneração de longo prazo (*Stock Options*);

5.1.4 – Resultado Financeiro Consolidado

R\$ MM	1T20	1T21	Var.
(+) Rendas Financeiras	53	32	-39%
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	108	130	20%
(+) Operações de Swap	359	211	-41%
(+) Var. Cambial sobre dívida	(360)	(228)	37%
(+) Var. Cambial sobre dívida - RJ	-	2	N/A
(+) Encargos e Var. Monetária sobre dívida	(248)	(273)	-10%
(+) Variações Monetárias e Cambiais - Caução STI	-	7	N/A
(+) Encargos CVA	22	0	-98%
(+) Juros e VM sobre Dívida RJ	(15)	(41)	-167%
(+) AVP sobre Dívida RJ	(5)	(5)	2%
(+) Ajuste a Valor Presente	(4)	(4)	7%
(+) Contingências	(7)	(16)	-126%
(+) Outras Receitas	(7)	13	-275%
(+) Outras Despesas	(50)	(60)	-20%
Resultado financeiro	(153)	(231)	51%
(+) Efeitos Não Recorrentes	19	5	73%
Resultado financeiro ajustado	(135)	(226)	68%

De forma consolidada, o resultado financeiro da Equatorial Energia atingiu R\$ 231 milhões negativos contra R\$ 153 milhões negativos no 1T20. Ajustando pelos efeitos não recorrentes o resultado financeiro foi de R\$ 226 milhões negativos neste 1T21 contra R\$ 135 milhões também negativos no mesmo período do ano passado. Os principais motivos para o aumento da despesa financeira líquida foram decorrentes da redução das rendas financeiras, por conta

da queda do CDI, marcação a mercado dos contratos de Swap e dívida em moeda estrangeira, e expressivo aumento do IPCA e IGP-M impactando juros e encargos da recuperação judicial da Equatorial Pará, e de encargos, variação monetária sobre a dívida, além dos custos e despesas financeiras das operações de transmissão que até o ano passado eram incorporados ao ativo de contrato e agora estão sendo registrados no resultado financeiro (SPEs 1, 2, 4, 5, 7 e 8).

De maneira individual, gostaríamos de dar os seguintes destaques:

RESULTADO FINANCEIRO R\$ Milhões	1T21							
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Holding	EQTT	Intesa	55 Soluções
(+) Rendas Financeiras	7	12	6	5	2	0	0	1
(+) Acréscimo Moratário - Venda de Energia	32	44	30	23	-	-	-	-
(+) Operações de Swap	26	122	63	-	-	-	-	-
(+) Var. Cambial sobre dívida	(27)	(137)	(64)	-	-	-	-	-
(+) Var. Cambial sobre dívida - RJ	-	-	2	-	-	-	-	-
(+) Juros e VM sobre Dívida	(45)	(78)	(46)	(38)	(8)	(53)	(7)	-
(+) Variações Monetárias e Cambiais - Caução STN	-	-	-	7	-	-	-	-
(+) Encargos CVA	(1)	(2)	2	2	-	-	-	-
(+) Juros e VM sobre Dívida RJ	-	(41)	-	-	-	-	-	-
(+) AVP sobre Dívida RJ	-	(5)	(0)	-	-	-	-	-
(+) Ajuste a Valor Presente	(0)	(0)	(4)	(0)	0	-	-	-
(+) Contingências	(3)	(1)	(3)	(8)	-	-	-	-
(+) Outras Receitas	(0)	10	3	0	0	0	0	-
(+) Outras Despesas	(15)	(29)	(5)	(5)	(1)	(4)	(0)	(0)
(=) Resultado Financeiro Líquido	(27)	(104)	(17)	(14)	(8)	(56)	(7)	1
FEE	5	-	-	-	-	-	-	-
(=) Resultado Financeiro Líquido Ajustado	(22)	(104)	(17)	(14)	(8)	(56)	(7)	1

RESULTADO FINANCEIRO R\$ Milhões	1T20							
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Holding	EQTT	Intesa	55 Soluções
(+) Rendas Financeiras	13	15	5	5	12	0	2	1
(+) Acréscimo Moratário - Venda de Energia	24	25	39	20	-	-	-	-
(+) Operações de Swap	-	272	87	-	-	-	-	-
(+) Var. Cambial sobre dívida	-	(272)	(88)	-	-	-	-	-
(+) Var. Cambial sobre dívida - RJ	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Juros e VM sobre Dívida	(47)	(64)	(56)	(53)	(22)	(0)	(8)	-
(+) Variações Monetárias e Cambiais - Caução STN	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Encargos CVA	1	2	2	17	-	-	-	-
(+) Juros e VM sobre Dívida RJ	-	(15)	-	-	-	-	-	-
(+) AVP sobre Dívida RJ	-	(5)	-	-	-	-	-	-
(+) Ajuste a Valor Presente	(0)	(0)	(4)	(0)	0	-	-	-
(+) Contingências	(1)	(1)	(4)	(1)	-	-	-	-
(+) Outras Receitas	3	3	(13)	0	(0)	-	-	-
(+) Outras Despesas	(8)	(16)	(5)	(7)	(6)	(5)	(1)	(0)
(=) Resultado Financeiro Líquido	(16)	(56)	(37)	(18)	(16)	(5)	(6)	1
Ajustes 2020	-	-	14	-	5	-	-	-
(=) Resultado Financeiro Líquido Ajustado	(16)	(56)	(23)	(18)	(11)	(5)	(6)	1

MARANHÃO

- No 1T21 o resultado financeiro líquido foi negativo R\$ 27 milhões, contra R\$ 16 milhões negativos no 1T20, gerando uma variação negativa de R\$ 11 milhões em relação ao valor registrado no ano anterior. O resultado é explicado pelos seguintes itens: i) Redução de R\$ 6 milhões no 1T21 em Rendas Financeiras em função da redução expressiva do CDI, de 1,01% no 1T20 para 0,49% no 1T21 e ii) Em outras despesas, o principal impacto foi a compensação financeira de R\$ 5 milhões do pré-pagamento do contrato com o BNDES 2015, não recorrente. Por fim, em função da contratação de dívida em moeda estrangeira pela Equatorial Maranhão, a empresa passou a apresentar flutuações na linha

operações de *swap*, que possui impacto neutro no resultado uma vez que está 100% protegido contra oscilação cambial e está designado contabilmente como hedge de fluxo de caixa.

PARÁ

No trimestre, o resultado financeiro líquido recorrente foi negativo em R\$ 104 milhões. Os principais fatores que explicam o aumento de R\$ 48 milhões no resultado financeiro são: (i) efeito líquido de R\$ 15,5 milhões decorrente de marcação a mercado do contrato de swap de uma dívida mais antiga que contabilmente não teve contrapartida na marcação a mercado da dívida, embora estas duas pontas estejam casadas financeiramente, já os demais contratos tem efeito neutro contábil; (ii) aumento de R\$ 14 milhões na linha de juros e variação monetária sobre dívida decorreu do avanço expressivo do IPCA, indexador da dívida com 33,7% de participação, que passou de 0,53% no 1T20 para 2,04% no 1T21 e devido ao aumento do saldo devedor da dívida, que no 1T20 estava em R\$ 4,6 bilhões e passou para R\$ 5,5 bilhões no 1T21; (iii) aumento de variação monetária sobre a dívida da recuperação judicial de R\$ 26 milhões, por conta da variação do IGP-M que saiu de 1,69% no 1T20 para 8,27% no 1T21. Em outras despesas, o principal impacto foi na atualização do saldo dos tributos não compensados sobre a compra de combustível para geração de energia nos sistemas isolados, pelo IPCA, que no 1T20 gerou uma despesa de R\$ 4,3 milhões e no 1T21 foi de R\$ 11 milhões.

PIAUI

No 1T21, o resultado financeiro líquido recorrente foi negativo em R\$ 17 milhões, redução de R\$ 20 milhões sobre o mesmo período do ano passado. Ajustando pelos efeitos não recorrentes, a variação teria sido de R\$ 6 milhões (R\$ 17 milhões no 1T21 contra R\$ 23 milhões). A principal linha que resultou nesta melhora, foi a linha de juros e variação monetária sobre a dívida, no montante de R\$ 10 milhões, fruto da queda do CDI no período, indexador responsável por 66,7% da dívida, saindo de 1,01% no 1T20 para 0,49% no 1T21. Cabe destacar ainda que a redução foi mais acentuada por conta de efeito não recorrente no 1T20, devido ao desconto de juros e correção monetária no parcelamento de faturas de energia no valor de R\$ 13 milhões

ALAGOAS

No 1T21 o resultado financeiro líquido foi negativo de R\$ 14 milhões, contra R\$ 18 milhões negativos no 1T20, explicados pelo aumento em acréscimos moratórios ocorreu devido ao pagamento em atraso das faturas de energia pelos consumidores, ocasionado principalmente pela pandemia do COVID 19 e pela redução de R\$ 14 milhões no 1T21 de juros e variação monetária por conta da queda do CDI, indexador com 61,0% de participação da dívida, que saiu de 1,01% no 1T20 para 0,49% no 1T21.

EQUATORIAL ENERGIA HOLDING

Já na Holding, a melhora no resultado financeiro é fruto basicamente da redução do saldo da dívida que saiu de R\$1.085 milhões no 1T20 para R\$ 574 milhões no 1T21, além da redução do CDI no período de 1,01% para 0,49%, responsável pela atualização de 79,3% da dívida da holding.

EQUATORIAL ENERGIA TRANSMISSÃO

No 1T20, todas receitas e despesas eram ativadas e incorporadas ao ativo de contrato. Com a entrada em operação das SPEs 1, 2, 4, 5, 7 e 8, essas despesas passam a ser reconhecidas no resultado financeiro da empresa. Ainda, em outras despesas, observa-se a realização de R\$ 4 milhões de despesa relativa à fiança bancária contratada nas dívidas das SPEs SPEs 1, 2, 3 e 5 que servem como garantia ao empréstimo com o BNB.

INTESA

O resultado financeiro da Intesa foi praticamente em linha com o mesmo período do ano passado (aumento de R\$ 1 milhão negativo), e decorre principalmente pela menor renda das aplicações financeiras em função da queda do CDI.

55 SOLUÇÕES

No 1T21 o resultado financeiro líquido foi positivo em R\$ 1 milhão, em linha com o mesmo período do ano anterior.

5.1.5 - Lucro Líquido Consolidado Equatorial²

Lucro líquido consolidado Equatorial	1T20	1T21	Var.
Lucro líquido Maranhão	81	113	39,3%
Lucro líquido Pará	95	108	13,5%
Lucro líquido Piauí	24	64	167,0%
Lucro líquido Alagoas	31	62	97,4%
Lucro líquido Intesa	(17)	13	-176,6%
Lucro Líquido Transmissão	249	30	-88,1%
Lucro Líquido 55 Soluções	6	(1)	-111,4%
Consolidação PPA Equatorial Piauí	9	(1)	-109,4%
Consolidação PPA Equatorial Alagoas	1	1	3,0%
Lucro líquido Holding + Outros	(39)	(37)	-5,3%
Lucro líquido Equatorial	440	353	-19,7%
Ajustes Maranhão	(2)	10	-519,5%
Ajustes Pará	(19)	32	-273,0%
Ajustes Piauí	(17)	1	-105,5%
Ajustes Alagoas	(17)	5	-128,0%
Ajustes Stock options (EQTL)	13	1	-95,7%
Ajustes Holding	(13)	-	-100,0%
Ajustes Intesa	-	-	N/A
Ajuste Transmissão	-	-	N/A
Consolidação PPA Equatorial Piauí	(9)	1	-109,4%
Consolidação PPA Equatorial Alagoas	(1)	(1)	3,0%
Lucro líquido Equatorial ajustado	375	401	7,1%

De forma consolidada, o lucro líquido da Equatorial atingiu R\$ 353 milhões no trimestre, 19,7% menor em relação ao 1T20. Se ajustarmos pelos efeitos não recorrentes do trimestre, atingimos R\$ 401 milhões, aumento de 7,1%.

LUCRO LÍQUIDO	1T21			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
R\$ Milhões				
(+) Lucro Líquido	194	124	68	64
(+) Impacto EBITDA	9	42	1	3
(+) Efeito IR e CSLL	3	(5)	0	2
(+) Depreciação	-	-	-	-
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	5	-	-	-
(+) Outras Receitas/Despesas Não Operacionais	-	-	-	-
(=) Lucro Líquido Ajustado	211	161	69	69

LUCRO LÍQUIDO	1T20			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
R\$ Milhões				
(+) Lucro Líquido	139	109	26	32
(+) Impacto EBITDA	(4)	(20)	(30)	(15)
(+) Efeito IR e CSLL	(1)	(1)	(2)	(2)
(+) Depreciação	-	-	-	-
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	-	-	14	-
(+) Outras Receitas/Despesas Não Operacionais	-	-	-	-
(+) Impostos Diferidos	-	-	-	-
(=) Lucro Líquido Ajustado	135	88	8	15

MARANHÃO

² O Lucro líquido considera somente a participação dos acionistas controladores nas empresas controladas

Na Equatorial Maranhão, o lucro líquido ajustado atingiu R\$ 211 milhões no trimestre. Após os ajustes comentados no EBITDA e no resultado financeiro, não houve outros lançamentos não recorrentes relevantes que afetem o lucro líquido neste trimestre.

PARÁ

No Pará, o lucro líquido ajustado atingiu R\$ 161 milhões no 1T21. Após os ajustes comentados no EBITDA, no resultado financeiro e os impactos na apuração de imposto de renda e contribuição social, não houve outros lançamentos não recorrentes relevantes que afetem o lucro líquido neste trimestre.

PIAUI

No Piauí, o lucro líquido ajustado atingiu R\$ 69 milhões no trimestre. Após os ajustes comentados no EBITDA e no Resultado Financeiro, não houve outros lançamentos não recorrentes relevantes que afetem o lucro líquido neste trimestre.

ALAGOAS

Em Alagoas, o lucro líquido ajustado atingiu R\$ 69 milhões no 1T21. Após os ajustes comentados no EBITDA e os impactos na apuração de imposto de renda e contribuição social, não houve outros lançamentos não recorrentes relevantes que afetem o lucro líquido neste trimestre.

5.2 Desempenho Econômico-Financeiro – Segmento de Transmissão

5.2.1 Equatorial Transmissão - SPEs 01 a 08

EQTT - Principais Indicadores - Regulatório (R\$ MM)	1T20	1T21	Var.
Receita líquida	40	185	358,3%
Custos e despesas operacionais	(2)	(7)	343,5%
Custos de infraestrutura	-	-	0,0%
EBITDA (CVM 527)	39	178	358,9%
Depreciação / amortização	(142)	(7.470)	5176%
Margem EBITDA	96%	96%	0,1%
Resultado do serviço (EBIT)	39	171	341,3%
Resultado financeiro	(6)	(56)	842,7%
Tributos	-	(5)	0,0%
Lucro Líquido	33	109	-233,6%

Endividamento e Caixa	1T20	1T21	Var.
Dívida Líquida	679	3.945	480,8%
Volume de dívida	710	4.188	489,7%
Disponibilidades	31	244	682,7%

*Subtraído da receita líquida o capex realizado (custo de infraestrutura)

No 1T21, a receita líquida atingiu R\$ 185 milhões e os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 7 milhões. Com a entrada em operação da SPE 2 (2T20) e das SPE'S 4, 5, 7 e etapa final da SPE 8 (4T20), as despesas passaram a ser apropriadas no resultado. O EBITDA regulatório atingiu R\$ 178 milhões, com margem de 96%.

Neste sentido, vale destacar que em abril de 2021 foi emitido o Termo de Liberação de Receita (TLR) pela ONS, para 100% da Receita Anual Permitida (RAP) da SPE 06, no valor total de R\$ 120,2 milhões. No entanto, embora a liberação tenha sido realizada retroativamente a data de 05 de março de 2021, a liberação da RAP ainda não está refletida na receita reportada neste trimestre.

Na tabela a seguir, apresentamos a demonstração do resultado do segmento de transmissão, do societário para o regulatório, das SPEs consolidadas pela Equatorial Transmissão.

Demonstração do resultado (R\$ mil)	1T20 Regulatório	Ajustes	1T20 Societário	1T21 Regulatório	Ajustes	1T21 Societário
Receita operacional	43.182	1.029.011	1.072.193	205.956	122.189	328.145
Transmissão de energia	42.039	(42.039)	-	199.352	(199.351)	1
Receita de Operação e Manutenção	-	770	770	-	2.720	2.720
Receita de construção	-	868.792	868.792	-	301.785	301.785
Receita Financeira - Atualização TIR	-	-	-	-	-	-
Atualização ativo de contrato em serviço	-	-	-	-	356.145	356.145
Receita Ativo de Contrato	-	216.195	216.195	-	(42.931)	42.931
Ativo de contrato - Ganho de realização	-	(14.707)	(14.707)	-	(296.180)	296.180
Outras receitas	1.143	-	1.143	6.604	-	6.604
Deduções da receita operacional	(2.730)	(97.769)	(100.499)	(20.580)	(23.804)	(44.384)
Receita operacional líquida	40.452	931.242	971.694	185.375	98.385	283.760
Custo/despesa operacional	(1.606)	(467.993)	(469.599)	(7.123)	(176.949)	(184.072)
Pessoal	(733)	-	(733)	(4.397)	-	(4.397)
Material	(121)	-	(121)	(150)	86	(64)
Serviços de terceiros	(729)	-	(729)	(2.159)	(86)	(2.245)
Custo de construção	-	(467.993)	(467.993)	-	(176.947)	(176.947)
Outros	(23)	0	(23)	(417)	(2)	(419)
EBITDA	38.845	463.249	502.094	178.252	(78.564)	99.688
Depreciação e amortização	(142)	(6)	(148)	(7.470)	7.406	(64)
Equivalência Patrimonial	0	0	0	0	-	-
Resultado financeiro	(5.979)	15	(5.964)	(56.364)	(31)	(56.395)
Receitas financeiras	-	17	17	366	17	384
Despesas financeiras	(5.979)	(2)	(5.981)	(56.730)	(48)	(56.779)
Resultado antes do imposto de renda	32.725	463.258	495.983	114.419	(71.190)	43.229
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	(11.629)	4.991	(6.639)
Subvenção do imposto de renda	-	-	-	6.386	(4.991)	1.395
Impostos diferidos	-	(197.643)	(197.643)	-	(8.465)	(8.465)
Incentivos fiscais	-	-	-	-	-	-
Resultado do exercício	32.725	265.614	298.338	109.176	(79.655)	29.520

5.2.2 Intesa

Intesa - Principais Indicadores - Regulatório (R\$ MM)	1T20	1T21	Var.
Receita líquida	42	38	-7,8%
Custos e despesas operacionais	(4)	(3)	-16,1%
Custos de infraestrutura	-	-	N/A
EBITDA (CVM 527)	38	35	-6,9%
Depreciação / amortização	(5)	(6)	11,0%
Margem EBITDA	90%	91%	1,0%
Margem EBITDA ajustada*	90%	91%	1,0%
Resultado do serviço (EBIT)	32	29	-9,8%
Resultado financeiro	(6)	(7)	14,0%
Tributos	(0)	(2)	752,8%
Lucro Líquido	26	20	-22,5%

Custo e endividamento	1T20	1T21	Var.
Dívida Líquida	313	452	44,3%
Volume de dívida	503	510	1,4%
Disponibilidades	190	59	-69,2%

*Subtraído da receita líquida o capex realizado (custo de infraestrutura)

A Receita líquida da Intesa foi de R\$ 38 milhões no 1T21, 7,8% menor em relação ao mesmo período do ano anterior, impactada pela revisão da tarifária que ocorreu em no julho de 2020 em função dos reforços de Miracema e Peixe II, resultado em uma perda trimestral de R\$ 3,3 milhões e maior glosa de receita em função de indisponibilidade (PV) no montante de R\$ 200 mil. Os custos e despesas operacionais reduziram 16,1%, principalmente com a substituição do principal parceiro comercial que teve seu distrato no 2T20.

O EBITDA atingiu R\$ 35 milhões no 1T21, como uma margem EBITDA de 91%, contra R\$ 38 milhões no 1T20 e uma margem de 90%, explicados pelos mesmos fatores apontados para a redução dos custos e despesas operacionais.

O lucro líquido foi de R\$ 20 milhões contra R\$ 26 milhões no 1T20, fruto do crescimento da linha de tributos, que passou para R\$ 2 milhões, e pelos mesmos fatores apontados para a redução da receita líquida.

Demonstração do resultado (R\$ mil)	1T20 Regulatório	Ajustes	1T20 Societário	1T21 Regulatório	Ajustes	1T21 Societário
Receita operacional	48.082	(8.696)	39.386	44.680	(7.507)	37.173
Transmissão de energia	47.873	(46.307)	1.566	43.120	(42.767)	353
Receita de Operação e Manutenção	-	4.479	4.479	-	2.847	2.847
Receita de construção	-	70.915	70.915	-	6.236	6.236
Receita Ativo de Contrato	-	34.754	34.754	-	-	-
Ativo de contrato - Ganho de realização	-	(72.949)	(72.949)	-	(15.030)	(15.030)
Outras receitas	209	412	621	1.560	619	2.179
Atualização ativo de contrato em serviço	-	-	-	-	40.589	40.589
Deduções da receita operacional	(6.369)	(2.722)	(9.091)	(6.219)	(1.815)	(8.034)
Receita operacional líquida	41.713	(11.418)	30.295	38.461	(9.322)	29.139
Margem Bruta Operacional	41.713	(11.418)	30.295	38.461	(9.322)	29.139
Custo/despesa operacional	(4.107)	(32.839)	(36.946)	(3.446)	(2.776)	(6.222)
Pessoal	(824)	-	(824)	(1.589)	-	(1.589)
Material	(16)	-	(16)	(25)	-	(25)
Serviço de terceiros	(3.632)	-	(3.632)	(1.861)	-	(1.861)
Custo de construção	-	(32.839)	(32.839)	-	(2.776)	(2.776)
Outros	365	-	365	29	-	29
EBITDA	37.606	(44.257)	(6.651)	35.016	(12.098)	22.918
Depreciação e amortização	(5.215)	5.200	(15)	(5.790)	5.775	(15)
Resultado do serviço	32.391	(39.057)	(6.666)	29.226	(6.323)	22.903
Resultado financeiro	(6.035)	-	(6.035)	(6.880)	-	(6.880)
Receitas financeiras	2.153	-	2.153	193	-	193
Despesas financeiras	(8.188)	-	(8.188)	(7.073)	-	(7.073)
Resultado antes do imposto de renda	26.356	(44.257)	(12.701)	22.346	(6.323)	16.023
Imposto de renda e contribuição social	(246)	(4.545)	(4.791)	(2.098)	(2.815)	(4.913)
Subvenção do imposto de renda	-	-	-	-	2.815	2.815
Impostos diferidos	-	-	-	-	(529)	(529)
Resultado do exercício	26.110	(48.802)	(17.492)	20.248	(6.852)	13.396

6. Destaques Regulatórios

6.1 Revisão Tarifária - Transmissão

Concessionária	Contrato	Assinatura do Contrato	1º Revisão	2º Revisão	3º Revisão	4º Revisão
SPE 1	07/2017	10/02/2017	01/07/2022	01/07/2027	01/07/2032	01/07/2037
SPE 2	08/2017	10/02/2017	01/07/2022	01/07/2027	01/07/2032	01/07/2037
SPE 3	10/2017	10/02/2017	01/07/2022	01/07/2027	01/07/2032	01/07/2037
SPE 4	12/2017	10/02/2017	01/07/2022	01/07/2027	01/07/2032	01/07/2037
SPE 5	13/2017	10/02/2017	01/07/2022	01/07/2027	01/07/2032	01/07/2037
SPE 6	14/2017	10/02/2017	01/07/2022	01/07/2027	01/07/2032	01/07/2037
SPE 7	20/2017	10/02/2017	01/07/2022	01/07/2027	01/07/2032	01/07/2037
SPE 8	48/2017	21/07/2017	01/07/2023	01/07/2028	01/07/2033	01/07/2038
Intesa (Reforços)	02/2006	27/04/2006	01/07/2020	*01/07/2024	01/07/2029	01/07/2034

*A data da 1ª revisão dos reforços da Intesa era, originalmente, 01/07/2019, mas foi postergada pela ANEEL e teve seus efeitos retroativos válidos a partir de 01/07/2020. Importante salientar que a receita do projeto original da Intesa sofrerá redução de 50% em 2024.

6.2 Processos Tarifários – Distribuição

Distribuidora	Efeito Médio Percebido pelos Consumidores (%)	Início da Vigência	Processo
Equatorial Maranhão	-0,01%	20/08/2020	Reajuste Tarifário Anual
Equatorial Pará	2,68%	07/08/2020	Revisão Tarifária Periódica
Equatorial Piauí	3,48%	02/12/2020	Reajuste Tarifário Anual
Equatorial Alagoas	8,62%	03/05/2021	Reajuste Tarifário Anual

Em 27 de abril, a Agência Nacional de Energia Elétrica, em reunião de Diretoria, homologou o reajuste anual das tarifas da Equatorial Alagoas. O Reajuste Tarifário Anual (RTA) foi estabelecido pela ANEEL com efeito médio a ser percebido pelo consumidor de 8,62%, já considerado o efeito líquido da inclusão e exclusão dos Componentes Financeiros na tarifa (-11,22%). Como resultado, a parcela B da Equatorial Alagoas teve um reajuste positivo de 6,7% quando comparada à vigente no último ano tarifário, principalmente influenciada pelo IPCA do período de referência que foi de 6,91% e pelo Fator X de -0,52%, o que representa 2,45% do efeito médio percebido. Com isto, a Parcela B homologada alcançou o valor de R\$ 703,7 milhões.

O Reajuste aprovado contou com algumas medidas que ajudaram a manter a modicidade tarifária, como reversão dos saldos não utilizados da Conta Covid, a utilização dos créditos de ICMS na base de PIS/COFINS, o reperfilamento dos custos da RBSE e o diferimento da Rede Básica, sendo este último um diferimento de Parcela A.

6.3 Base de Remuneração

Distribuidora	Base de Remuneração Líquida (R\$ Milhões)			Data da Revisão Tarifária	
	3º Ciclo (Base antes da privatização para AL e PI)	4º Ciclo	5º Ciclo (1º Ciclo para PI e AL)	Última Revisão	Próxima Revisão
Equatorial Maranhão	2.069	3.309		ago/17	ago/21
Equatorial Pará	1.472	3.090	5.047	ago/19	ago/23
Equatorial Piauí*	318	-	1.671	-	dez/23
Equatorial Alagoas**	444	-	1.354	-	mai/24

* Na Equatorial Piauí, ocorreu ressarcimento das sobras físicas homologadas na RTE realizada em dezembro de 2020, no montante de R\$ 392 milhões. Sem este ressarcimento a nova base seria de R\$ 2.063 milhões.

** Na Equatorial Alagoas, a RTE foi aprovada em abril, com uma Base de Remuneração Líquida no valor aprovado de R\$ 1,354 bilhões.

6.4 Parcela B

Distribuidora	Parcela B (R\$ Milhões)			
	VPB ₁ A-1	VPB ₁ A0	Var. %	Início da vigência
Maranhão	1.473	1.641	11,4%	ago/20
Pará	1.883	2.059	9,3%	ago/20
Piauí	498	847	70,1%	dez/20
Alagoas	666	704	5,7%	mai/21
TOTAL	4.520	5.251	16,2%	

6.5 Ativos e Passivos Regulatórios

	31/03/2021			
Ativos regulatórios	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
Constituição CVAs	230.018	243.420	159.035	331.286
<i>CDE</i>	10.895	12.011	8.193	4.308
<i>ESS</i>	75.342	63.520	46.163	10.510
<i>Rede básica</i>	34.203	60.180	28.742	79.267
<i>Compra de energia</i>	106.732	104.229	74.268	167.523
<i>Outros</i>	-	3.480	-	28.345
<i>Neutralidade</i>	-	-	-	31.825
<i>Sobrecontratação</i>	-	-	-	9.507
<i>Proinfa</i>	2.846	-	1.670	-
Amortização CVAs	40.508	78.796	55.694	384
<i>CDE</i>	2.311	4.137	235	57
<i>Proinfa</i>	-	-	119	-
<i>ESS</i>	711	30.126	-	5
<i>Rede básica</i>	3.795	7.394	15.520	-
<i>Compra de energia</i>	33.691	37.139	39.820	322
<i>Sobrecontratação</i>	-	1.095	-	-
Outros ativos regulatórios	69.573	112.166	94.153	165.283
<i>Outros</i>	59.536	112.166	41.308	165.283
<i>Sobrecontratação</i>	10.037	-	52.845	-
Saldo final	340.099	435.477	308.882	496.952
Passivos regulatórios	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
Constituição CVAs	(2.618)	28.954	(9.316)	(381.683)
<i>Compra de energia</i>	(2.618)	-	(9.316)	(1.166)
<i>ESS</i>	-	34.030	-	-
<i>Neutralidade parc. A</i>	-	(5.076)	-	-
<i>Outros</i>	-	-	-	(380.051)
<i>Sobrecontratação</i>	-	-	-	(467)
Amortização CVAs	(30.680)	(37.228)	(49.432)	(310)
<i>Rede básica</i>	(20)	(252)	(187)	(5)
<i>Compra de energia</i>	(2.887)	(3.224)	(44)	(74)
<i>CDE</i>	-	-	(6.961)	(80)
<i>ESS</i>	(25.328)	(30.750)	(38.394)	(139)
<i>Proinfa</i>	(2.445)	(3.002)	(3.847)	(12)
Neutralidade parc. A	(4.534)	(906)	(3.072)	-
Outros ativos regulatórios	(346.818)	(413.878)	(333.676)	(3.227)
<i>Outros</i>	(346.818)	(413.878)	(333.676)	(3.227)
<i>Sobrecontratação</i>	(924)	(74.387)	(17.040)	(548)
Saldo final	(385.574)	(497.445)	(412.536)	(385.769)
Ativos / passivos reg. líquidos	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
Ativos regulatórios	340.099	435.477	308.882	496.952
Passivos regulatórios	(385.574)	(497.445)	(412.536)	(385.769)
Ativo Regulatório Líquido (p/ Dívida Líquida)	(45.475)	(61.968)	(103.654)	111.183
<i>Rec. ult. demanda / energia reativa</i>	(50.283)	(180.669)	(7.128)	(9.997)
Ativo regulatório líquido	(95.758)	(242.637)	(110.782)	101.186

7. Endividamento

7.1 – Endividamento Consolidado

Em 31 de março de 2021, a dívida bruta consolidada, considerando encargos, credores financeiros da recuperação judicial (líquido de ajuste a valor presente) e debêntures, atingiu R\$ 18.004 milhões, aumento de 3,1% em relação ao trimestre anterior. Para abertura mais detalhada da dívida, vide website de RI – Informações Financeiras – Dados Operacionais e Financeiros.

Endividamento (100% de consolidação)

	Indexador	Spread	2021	2022	2023	2024	2025 a 2034	2035 a 2044	2044 a 2049	Total
Moeda Nacional										
Pará	% do CDI	111,8% a 115,7%	644	574	375	-	-	-	-	1.593
	CDI+	+ 1,0% a + 1,3%	13	-	1.000	-	-	-	-	1.013
	Pré-fixado (R\$)	1% a 10% aa	16	34	31	36	737	-	-	853
	IPCA	+ 4,8% a + 8,0%	376	208	327	214	649	40	-	1.813
	IGP-M	+ 1,0%	7	-	-	-	348	-	-	355
	AVP/Custo de Captação	0,0% aa	(3)	(35)	(20)	(19)	(169)	(0)	-	245
Equatorial Pará (Total)			1.054	780	1.713	230	1.565	40	-	5.381
Moeda Nacional										
Maranhão	% do CDI	106% a 107%	1	500	-	-	-	-	-	501
	CDI +	+ 1,0% a + 3,7%	2	2	1	188	188	-	-	382
	IPCA	+ 3,0% a + 5,5%	257	93	222	79	465	31	-	1.147
	TJLP	+ 2,3% a + 2,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
	SELIC	+ 2,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pré-fixado (R\$)	6,0% aa	2	3	3	3	2	-	-	13
	AVP/Custo de Captação	0%	(2)	(3)	(2)	(0)	(0)	(0)	-	7
Equatorial Maranhão (Total)			259	595	224	270	656	31	-	2.035
Moeda Nacional										
Piauí	% do CDI	109,8% a 119,5%	470	536	80	80	-	-	-	1.166
	CDI+	+1,1% a +1,7%	11	311	646	200	-	-	-	1.168
	IPCA	+0,5% a +4,4%	27	43	42	49	287	125	-	573
	SELIC	+ 0,5%	47	46	10	-	-	-	-	102
	Pré-fixado (R\$)	+5,0%	-	-	-	39	387	393	150	969
	AVP/Custo de Captação	0%	(0)	(34)	(28)	(22)	(224)	(224)	(86)	619
Equatorial Piauí (Total)			554	902	750	346	450	294	64	3.359
Moeda Nacional										
Alagoas	% do CDI	100% a 124,85%	264	361	333	394	-	-	-	1.956
	CDI+	+1,0%	-	2	250	-	-	-	-	252
	IPCA	+3,9%	7	13	13	18	178	89	-	318
	SELIC	+ 0,5%	19	11	5	0	-	-	-	35
	Pré-fixado (R\$)	5,0% aa	-	-	-	-	-	-	-	-
	AVP/Custo de Captação	0%	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	-	0
Equatorial Alagoas (Total)			290	386	601	412	178	89	-	1.956
Moeda Nacional										
Equatorial Transmissão	IPCA	+1,6% a 5,3%	127	109	206	218	2.325	1.246	-	4.231
	AVP/Custo de Captação	0%	(2)	(3)	(3)	(3)	(25)	(8)	-	43
	Equatorial Transmissão (Total)			125	106	203	216	2.300	1.238	-
Moeda Nacional										
Intesa	IPCA	+ 5,4%	3	-	37	37	37	-	-	114
	% do CDI	109%	0	-	-	250	-	-	-	250
	CDI+	+ 1,1% a 2,2%	0	-	-	-	150	-	-	150
	AVP/Custo de Captação	0%	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	-	-	4
Intesa (Total)			2	1	36	286	186	-	-	510
Moeda Nacional										
Equatorial Energia	CDI+	+1,3% a 1,6%	7	-	-	448	-	-	-	456
	IPCA	+ 5,8%	3	-	60	60	-	-	-	123
	AVP/Custo de Captação	0%	(1)	(1)	(1)	(1)	-	-	-	4
Equatorial Energia (Total)			9	(1)	59	508	-	-	-	575
Equatorial Consolidado			2.292	2.767	3.586	2.268	5.335	1.692	64	18.004

	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Equatorial Energia	Equatorial Transmissão	Intesa	55 Soluções	Equatorial Distribuição	Consolidado
Dívida bruta	2.034.915	5.381.161	3.359.023	1.955.842	574.511	4.188.450	510.162	-	-	18.004.064
Disponibilidades	1.239.615	2.890.181	1.195.762	984.455	176.968	281.108	58.529	107.331	733	6.934.682
Ativo reg. líquido	(95.758)	(242.638)	(110.782)	101.186	-	-	-	-	-	(347.992)
Sub rogação CCC		128.181								128.181
Ativos financeiros sobras físicas			382.549							382.549
Dep. Judicial de bancos		7.955								7.955
Swap	2.024	419.608	130.833	-	-	-	-	-	-	552.465
Dívida líquida	889.034	2.177.874	1.760.662	870.200	397.542	3.907.342	451.633	(107.331)	(733)	10.346.224
Part. EQTL	58,6%	86,9%	94,5%	96,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
Dívida Líquida (Proporcional)	520.885	1.891.483	1.663.825	838.612	397.542	3.907.342	451.633	(107.331)	(733)	9.563.260

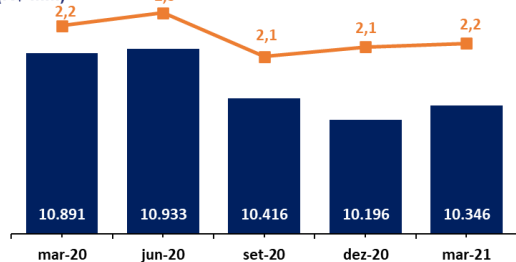
A dívida bruta da **Geramar** não é consolidada na Equatorial. O saldo da dívida bruta da Geramar no 1T21, ajustada pela participação da Equatorial, de 25%, era de R\$ 57 milhões.

	Indexador	Spread	2021	2022	2023	2024	2025	2026 a 2033	2034	Total
Geramar	TJLP	+ 1,0%	11	10	10	10	-	-		40
	Pré fixado (R\$)	8,5% a.a.	2	2	2	2	2	2		11
	SELIC	+ 3,3%	1	2	1	-	-	-		5
	Geramar (Total)		14	15	13	12	2	2	-	57

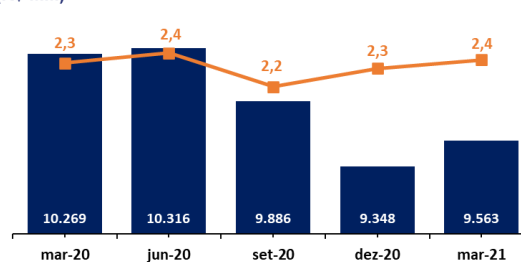
A dívida líquida consolidada da Equatorial no 1T21, totalizava R\$ 10,3 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA de 2,2x.

A dívida líquida ajustada pelas participações da Equatorial em suas controladas totalizava, em 31 de março de 2021, R\$ 9,6 bilhões, resultando em uma relação dívida líquida/EBITDA proporcional de 2,4x, conforme demonstrado a seguir.

Dív. Líq. Consolidada e Dív. Líq/EBITDA LTM (R\$ MM)



Dív. Líq. Proporcional e Dív. Líq/EBITDA LTM (R\$ MM)



7.2 – Captações Relevantes

Ao longo do 1T21 e até a elaboração deste relatório, o grupo realizou as seguintes liberações de dívidas/financiamentos.

Empresa	Contraparte	Data da Liquidação	Valor (R\$ mil)	Prazo	Pagamento de Juros	Amortização
EQTL ALAGOAS	BNDES	28/01/2021	81.500	20 anos	Mensal	Mensal
EQTL PIAUI	BNDES	28/01/2021	54.500	20 anos	Mensal	Mensal
EQTL ALAGOAS	BNDES	12/03/2021	22.037	20 anos	Mensal	Mensal
EQTL PARÁ	BNDES	30/03/2021	115.514	20 anos	Mensal	Mensal
EQTL MARANHÃO	BNDES	30/03/2021	106.623	20 anos	Mensal	Mensal
EQTL TRANSMISSÃO	DEBÊNTURES	06/04/2021	800.000	15 anos	Semestral	Anual
SPE 5	MÚTUO (EQTL PA)	15/04/2021	10.000	2 anos	Bullet	Bullet
EQTL MARANHÃO	4131 SCOTIABANK	19/02/2021	350.000	4 anos	Semestral	3º e 4º ano
EQTL PARÁ	MLA - 2ª TRANCHE	08/04/2021	97.657	-	-	-
EQTL PIAUI	4131 SCOTIABANK	26/04/2021	300.000	5 anos	Semestral	4º e 5º ano
			1.937.831			

8. Investimentos

As informações relativas aos Investimentos realizados no período consideram 100% de Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, Intesa, Equatorial Transmissão e 25% da Geramar.

Investimentos (R\$MM)	1T20	1T21	Var. %
Maranhão			
Ativos elétricos	101	123	21,7%
Obrigações especiais	14	7	-49,1%
Ativos não elétricos	19	7	-65,9%
Total	134	137	1,8%
Pará			
Ativos elétricos	101	140	38,0%
Obrigações especiais	43	30	-30,8%
Ativos não elétricos	16	17	1,8%
Total	161	186	15,8%
Piauí			
Ativos elétricos	47	54	15,6%
Obrigações especiais	15	8	-43,7%
Ativos não elétricos	13	15	18,0%
Total	74	77	4,1%
Alagoas			
Ativos elétricos	30	38	26,5%
Obrigações especiais	-	-	N/A
Ativos não elétricos	4	11	177,0%
Total	34	49	43,8%
Total Equatorial Distribuição	404	450	11,4%
Geramar			
Geração	0	0	-50,8%
Equatorial Transmissão			
Projeto	401	178	-55,6%
Intesa	9	3	-66,0%
Total Equatorial	814	631	-22,5%

Desde o início dos projetos da Equatorial Transmissão, em 2017, de forma acumulada, já foram investidos aproximadamente R\$ 5,2 bilhões. A redução dos investimentos em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior demonstra que já estamos em fase final de implementação dos projetos de transmissão. Quanto ao segmento de distribuição houve aceleração dos investimentos em todas as distribuidoras, a despeito pandemia de Covid-19.

9. Mercado de Capitais

Dados de Mercados	mar/20	mar/21	Var. %
Enterprise Value (EV - R\$ milhões) ¹	28.049	32.189	14,8%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	17.871	25.060	40,2%
ADTV90 (R\$ milhões) ²	169	208	23,1%
EQTL3 (ON) (R\$/ação)	17,60	24,80	40,9%

¹EV = Valor de Mercado + Dívida Líquida Proporcional

²ADTV = Volume Médio Diário de Negociação

Em 4 de dezembro de 2020, a Companhia aprovou Programa de Recompra de Ações com o objetivo de maximizar a geração de valor para seus acionistas, por meio da aquisição para manutenção em tesouraria e posterior alienação ou cancelamento sem redução de capital social. A operação foi aprovada limitada a quantidade de 50.110.056 ações, o equivalente a 5,0% das ações em circulação, com duração máxima de 18 meses. Até 31 de março, 28.421.100 ações haviam sido adquiridas no âmbito do programa.

10. Serviços Prestados pelo Auditor Independente

A Companhia não contratou da Ernst & Young Auditores Independentes, seu auditor externo, outros serviços além da auditoria independente e serviços por exigência da ANEEL. A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que principalmente determinam que o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais no seu cliente ou promover os seus interesses.

As seguintes informações não foram revisadas pelos auditores independentes: i) dados operacionais da Equatorial Distribuição Maranhão, Pará, Piauí e Alagoas (incluindo aqueles relacionados ao Programa Luz para Todos (PLPT)); ii) informações financeiras pró-forma, bem como a comparação destas informações com os resultados societários do período; e iii) expectativas da administração quanto ao desempenho futuro das companhias.

Aviso

As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa Administração e informações a que a Companhia atualmente tem acesso. Declarações sobre eventos futuros incluem informações sobre nossas intenções, crenças ou expectativas atuais, assim como aquelas dos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia. As ressalvas com relação às declarações e informações acerca do futuro também incluem informações sobre resultados operacionais possíveis ou presumidos, bem como declarações que são precedidas, seguidas ou que incluem as palavras “acredita”, “poderá”, “irá”, “continua”, “espera”, “prevê”, “pretende”, “estima” ou expressões semelhantes.

As declarações e informações sobre o futuro não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e suposições porque se referem a eventos futuros, dependendo, portanto, de circunstâncias que poderão ocorrer ou

não. Os resultados futuros e a criação de valor para os acionistas poderão diferir de maneira significativa daqueles expressos ou sugeridos pelas declarações com relação ao futuro. Muitos dos fatores que irão determinar estes resultados e valores estão além da capacidade de controle ou previsão da Companhia.

Crêterios contábeis adotados:

As informa es estão apresentadas na forma consolidada e de acordo com os critérios da legisla o societária brasileira, a partir de informa es financeiras revisadas. As informa es financeiras consolidadas apresentadas neste relatório representam 100% do resultado da Equatorial Maranhão, 100% da Equatorial Pará, 100% da Equatorial Piauí, 100% da Equatorial Alagoas, 100% da Equatorial Transmissão, 100% da Intesa e 100% da 55 Solu es.

As informa es operacionais consolidadas representam 100% dos resultados da Equatorial Maranhão, 100% da Equatorial Pará, 100% da Equatorial Piauí e da Equatorial Alagoas e 100% da 55 Solu es.

Anexo 1 – Resultado Gerencial da Operação do Sistema Isolado na Equatorial Pará (R\$ MM)

SISTEMAS ISOLADOS	1T20	1T21	Var.%
RECEITAS / REEMBOLSOS	112	103	-7,7%
Subvenção CCC	80	80	-0,9%
Receita de ACR	23	16	-31,4%
(-) C F PIS/COFINS	9	8	-9,0%
CUSTOS / DESPESAS	(114)	(104)	8,3%
Serviço de terceiros	(2)	(2)	-1,9%
Contratação de energia e potência - SI	(112)	(102)	8,5%
SUPERÁVIT (DÉFICIT) DO SISTEMA ISOLADO	(2)	(1)	50,0%
Energia Injetada (GWh)	73.661	61.200	-16,9%

Anexo 2 – Apuração de IRPJ e CSLL nas Distribuidoras (R\$ MM)

IRPJ / CSLL R\$ Milhões	1T21			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
LAIR (a)	246	171	90	70
Despesas IRPJ / CSLL	(52)	(47)	(22)	(6)
(+) Ativo Fiscal Diferido	21	44	20	-
(=) Imposto Calculado	(31)	(4)	(2)	(6)
(=) Imposto Caixa (b)	(31)	(4)	(2)	(6)
(b/a) Taxa Efetiva	12,7%	2,0%	2,4%	8,1%
Lucro Real	166	48	24	76
Taxa Efetiva sobre Lucro Real	18,8%	7,3%	9,1%	7,4%
IRPJ / CSLL R\$ Milhões	1T20			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
LAIR (a)	166	196	26	33
Despesas IRPJ / CSLL	(27)	(87)	-	(0)
(+) Ativo Fiscal Diferido	3	87	-	-
(=) Imposto Calculado	(24)	-	-	(0)
(=) Imposto Caixa (b)	(24)	-	-	(0)
(b/a) Taxa Efetiva	14,3%	0,0%	0%	0%
Lucro Real	177	(65)	(41)	2
Taxa Efetiva sobre Lucro Real	13,4%	0,0%	0,0%	4,9%

Anexo 3 – Demonstração de Resultado do Período (R\$ Mil)

DRE EQUATORIAL MARANHÃO

Demonstração do resultado (R\$ mil)	1T20	1T21
Receita operacional	1.245.074	1.460.485
Fornecimento de energia elétrica	1.064.498	1.210.335
Suprimento de energia elétrica	19.736	6.762
Receita de construção	134.535	136.841
Outras receitas	26.305	106.547
Deduções da receita operacional	(332.671)	(349.837)
Receita operacional líquida	912.403	1.110.648
Custo do serviço de energia elétrica	(543.253)	(638.800)
Energia elétrica comprada para revenda	(343.601)	(404.897)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	(65.117)	(97.062)
Custos de construção	(134.535)	(136.841)
Margem Bruta Operacional	369.150	471.848
Custo/despesa operacional	(139.544)	(145.866)
Pessoal	(31.631)	(36.273)
Material	(2.429)	(5.272)
Serviço de terceiros	(79.762)	(83.360)
Provisões	(21.745)	(19.673)
Outros	(2.912)	(2.143)
Outras receitas/despesas operacionais	(1.065)	855
EBITDA	229.606	325.982
Depreciação e amortização	(47.240)	(53.288)
Resultado do serviço	182.366	272.694
Resultado financeiro	(16.392)	(27.005)
Receitas financeiras	39.609	63.314
Despesas financeiras	(56.001)	(90.319)
Resultado antes do imposto de renda	165.974	245.690
Contribuição social	(15.957)	(14.904)
Imposto de renda	(37.057)	(50.592)
Impostos diferidos	(3.275)	(20.880)
Incentivos fiscais	29.289	34.332
Resultado do exercício	138.975	193.645

DRE EQUATORIAL PARÁ

Demonstração do resultado (R\$ mil)	1T20	1T21
Receita operacional	1.850.304	2.083.404
Fornecimento de energia elétrica	1.580.838	1.763.736
Suprimento de energia elétrica	18.721	6.801
Receita de construção	148.450	186.005
Outras receitas	102.295	126.862
Deduções da receita operacional	(565.918)	(548.704)
Receita operacional líquida	1.284.386	1.534.700
Custo do serviço de energia elétrica	(770.508)	(956.927)
Energia elétrica comprada para revenda	(509.111)	(583.829)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	(112.947)	(187.093)
Custos de construção	(148.450)	(186.005)
Margem Bruta Operacional	513.878	577.773
Custo/despesa operacional	(190.431)	(230.683)
Pessoal	(34.389)	(54.891)
Material	(2.204)	(5.748)
Serviço de terceiros	(79.237)	(99.257)
Provisões	(30.586)	(37.428)
Outros	(2.079)	115
Contratação de energia e potência - SI	(111.981)	(102.473)
Subvenção CCC	77.883	81.382
Matéria prima p/ produção de energia elétrica	140	131
Outras receitas/despesas operacionais	(7.977)	(12.513)
EBITDA	323.447	347.090
Depreciação e amortização	(70.970)	(71.751)
Resultado do serviço	252.477	275.339
Resultado financeiro	(56.386)	(104.154)
Receitas financeiras	318.177	192.134
Despesas financeiras	(374.563)	(296.288)
Resultado operacional	196.091	171.186
Contribuição social	-	(3.501)
Imposto de renda	-	(11.816)
Impostos diferidos	(86.871)	(43.664)
Incentivos fiscais	-	11.816
Resultado do exercício	109.222	124.021

DRE EQUATORIAL PIAUÍ

Demonstração do resultado (R\$ mil)	1T20	1T21
Receita operacional	757.649	816.655
Fornecimento de energia elétrica	622.379	685.819
Suprimento de energia elétrica	37.581	17.093
Receita de construção	78.682	85.233
Outras receitas	19.007	28.509
Deduções da receita operacional	(230.202)	(231.927)
Receita operacional líquida	527.447	584.728
Custo do serviço de energia elétrica	(358.002)	(373.009)
Energia elétrica comprada para revenda	(276.386)	(230.246)
Encargo uso do sistema de transmissão e distrib	(2.934)	(57.529)
Custos de construção	(78.682)	(85.233)
Margem Bruta Operacional	169.445	211.719
Custo/despesa operacional	(84.735)	(82.808)
Pessoal	(22.099)	(19.264)
Material	(1.147)	(1.201)
Serviço de terceiros	(39.392)	(48.270)
Provisões	(21.698)	(10.375)
Outros	(2.129)	(2.068)
Outras receitas/despesas operacionais	1.730	(1.629)
EBITDA	84.710	128.911
Depreciação e amortização	(22.227)	(22.071)
Resultado do serviço	62.483	106.839
Resultado financeiro	(36.941)	(16.594)
Receitas financeiras	122.854	93.569
Despesas financeiras	(159.795)	(110.163)
Resultado operacional	25.542	90.244
Contribuição social	-	(2.178)
Imposto de renda	-	(8.493)
Impostos diferidos	-	(19.877)
Incentivos fiscais	-	8.493
Resultado do exercício	25.542	68.189

DRE EQUATORIAL ALAGOAS

Demonstração do resultado (R\$ mil)	1T20	1T21
Receita operacional	677.030	801.306
Fornecimento de energia elétrica	610.328	710.148
Suprimento de energia elétrica	2.283	2.728
Receita de construção	34.374	49.429
Outras receitas	30.045	39.000
Deduções da receita operacional	(218.149)	(231.438)
Receita operacional líquida	458.881	569.867
Custo do serviço de energia elétrica	(319.113)	(389.118)
Energia elétrica comprada para revenda	(227.248)	(263.376)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	(57.491)	(76.312)
Custos de construção	(34.374)	(49.429)
Margem Bruta Operacional	139.768	180.749
Custo/despesa operacional	(70.218)	(80.440)
Pessoal	(19.607)	(19.966)
Material	(947)	(2.223)
Serviço de terceiros	(30.040)	(37.055)
Provisões	(17.890)	(15.023)
Outros	(1.757)	(1.054)
Outras receitas/despesas operacionais	23	(5.119)
EBITDA	69.550	100.309
Depreciação e amortização	(19.095)	(16.456)
Resultado do serviço	50.455	83.853
Resultado financeiro	(17.919)	(14.144)
Receitas financeiras	46.927	56.218
Despesas financeiras	(64.846)	(70.362)
Resultado operacional	32.536	69.709
Contribuição social	(79)	(4.797)
Imposto de renda	(271)	(13.081)
Incentivos fiscais	271	12.238
Resultado do exercício	32.457	64.068

DRE Equatorial Transmissão Societário

Demonstração do resultado (R\$ mil)	1T20	1T21
Receita operacional	1.072.193	328.145
Receita de construção	868.792	301.785
Operações com Transmissão de Energia Elétrica	-	1
Receita de Operação e Manutenção	770	2.720
Atualização ativo de contrato em serviço	-	356.145
Ativo de contrato - Ganho/Perda de realização	(14.707)	(296.180)
Receita ativo de contrato	216.195	(42.931)
Outras receitas	1.143	6.604
Deduções da receita operacional	(100.499)	(44.384)
Receita operacional líquida	971.694	283.760
Custo do serviço de energia elétrica	(467.993)	(176.947)
Custo de construção	(467.993)	(176.947)
Margem Bruta Operacional	503.700	106.813
Custo/despesa operacional	(1.606)	(7.125)
Pessoal	(733)	(4.397)
Material	(121)	(64)
Serviços de Terceiros	(729)	(2.245)
Outros	(23)	(419)
EBITDA	502.094	99.688
Depreciação e amortização	(148)	(64)
Resultado do serviço	501.946	99.624
Resultado financeiro	(5.964)	(56.395)
Receitas financeiras	17	384
Despesas financeiras	(5.981)	(56.779)
Resultado operacional	495.983	43.229
Contribuição social	-	(6.639)
Imposto de renda	-	1.395
Impostos diferidos	(197.643)	(8.465)
Resultado do exercício	298.338	29.520

DRE Equatorial Energia Consolidado

Demonstração do resultado (R\$ mil)	1T20	1T21
Receita operacional	5.673.926	5.564.050
Fornecimento de energia elétrica	3.966.120	4.408.110
Suprimento de energia elétrica	78.321	33.384
Receita de construção	1.233.818	765.529
Operações com Transmissão de Energia Elétrica	2.554	-
Receita de Operação e Manutenção	5.266	5.566
Outras receitas	387.847	351.461
Deduções da receita operacional	(1.467.424)	(1.423.880)
Receita operacional líquida	4.206.502	4.140.170
Custo do serviço de energia elétrica	(2.569.298)	(2.571.370)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.672.425)	(1.934.135)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição		-
Custos de construção	(896.873)	(637.235)
Margem Bruta Operacional	1.637.204	1.568.800
Custo/despesa operacional	(487.939)	(562.318)
Pessoal	(151.362)	(163.345)
Material	(8.319)	(15.169)
Serviço de terceiros	(194.182)	(250.980)
Provisões	(79.132)	(83.931)
Outros	(47.696)	(30.485)
Outras receitas/despesas operacionais	(7.248)	(18.408)
EBITDA	1.149.265	1.006.482
Depreciação e amortização	(160.034)	(164.028)
Equivalência patrimonial	(20.593)	11.210
Amortização de ágio	-	(28.150)
Resultado do serviço	968.638	825.514
Resultado financeiro	(153.293)	(230.661)
Receitas financeiras	543.749	408.119
Despesas financeiras	(697.042)	(638.780)
Resultado operacional	815.345	594.853
Contribuição social	(17.548)	(28.839)
Imposto de renda	(41.525)	(93.589)
Impostos diferidos	(271.484)	(90.858)
Incentivos fiscais	29.902	71.089
Resultado do exercício	514.690	452.656
Participações minoritárias	(74.732)	(99.430)
Lucro do exercício atribuído aos acionistas da controladora	439.957	353.226

Anexo 4 – Demonstração de Resultado por Empresa (R\$ MM)

- ▶ A tabela abaixo reflete o processo de consolidação contábil da Equatorial.
- ▶ Na linha de “Participação de Acionista Não Controlador” é feito um ajuste de forma que o lucro líquido consolidado da Equatorial reflita sua participação real no Maranhão (65,1%), no Pará (96,5%), no Piauí (94,5%) e em Alagoas (96,4%).

Demonstração do resultado por empresa (R\$ mil)	Holding	55 Soluções	Transmissão	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Intesa	EQTD individual	EQTD consolidado	PPAs EQTL PA, PI e AL	Eliminações	Consolidado
Receita operacional	-	67	328	1.460	2.083	817	801	37	-	3.544	-	(30)	5.564
Fornecimento de energia elétrica	-	38	-	1.210	1.764	686	710	-	-	2.974	-	-	4.408
Suprimento de energia elétrica	-	-	-	7	7	17	3	-	-	14	-	-	33
Receita de construção	-	-	302	137	186	85	49	6	-	323	-	-	766
Receita de Operação e Manutenção	-	-	3	-	-	-	-	3	-	-	-	-	6
Outras receitas	-	29	24	107	127	29	39	28	-	233	-	(30)	351
Deduções da receita operacional	-	(10)	(44)	(350)	(549)	(232)	(231)	(8)	-	(899)	-	-	(1.424)
Receita operacional líquida	-	57	284	1.111	1.535	585	570	29	-	2.645	-	(30)	4.140
Custo do serviço de energia elétrica	-	(34)	(177)	(639)	(957)	(373)	(389)	(3)	-	(1.596)	-	-	(2.571)
Energia elétrica comprada para revenda	-	(34)	-	(405)	(584)	(230)	(263)	-	-	(1.273)	-	-	(1.800)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	-	-	-	(97)	(187)	(58)	(76)	-	-	-	-	-	(134)
Custos de construção	-	-	(177)	(137)	(186)	(85)	(49)	(3)	-	(323)	-	-	(637)
Custo/despesa operacional	(12)	(28)	(7)	(146)	(231)	(83)	(80)	(3)	(0)	(377)	(1)	30	(562)
Pessoal	(5)	(22)	(4)	(36)	(55)	(19)	(20)	(2)	-	(91)	-	-	(163)
Material	(0)	(1)	(0)	(5)	(6)	(1)	(2)	(0)	-	(11)	-	-	(15)
Serviço de terceiros	(7)	(2)	(2)	(83)	(99)	(48)	(37)	(2)	(0)	(183)	-	30	(251)
Provisões	-	(0)	-	(20)	(37)	(10)	(15)	-	-	(57)	(1)	-	(84)
Outros	(1)	(3)	(0)	(2)	(21)	(2)	(1)	0	-	(23)	-	-	(30)
Outras receitas/despesas operacionais	-	-	-	1	(13)	(2)	(5)	-	-	(12)	-	-	(18)
EBITDA	(12)	(5)	100	326	347	129	100	23	(0)	673	(1)	-	1.007
Depreciação e amortização	(0)	(0)	(0)	(53)	(72)	(22)	(16)	(0)	-	(125)	(0)	-	(152)
Resultado do serviço	(12)	(5)	100	273	275	107	84	23	(0)	548	(2)	-	843
Participação de acionistas não controlad.	373	-	-	-	-	-	-	-	242	(4)	-	(386)	(17)
Equivalência Patrimonial	397	-	-	-	-	-	-	-	245	-	-	(386)	11
Amortização de ágio	(24)	-	-	-	-	-	-	-	(4)	(4)	-	-	(28)
RESULTADO FINANCEIRO	(8)	1	(56)	(27)	(104)	(17)	(14)	(7)	(0)	(131)	1	-	(231)
Receitas financeiras	2	1	0	63	192	94	56	0	0	255	-	(0)	408
Despesas financeiras	(10)	(0)	(57)	(90)	(296)	(110)	(70)	(7)	(0)	(387)	1	0	(639)
Resultado antes do imposto de renda	353	(4)	44	246	171	90	70	16	242	413	(0)	(386)	595
Contribuição social	-	(0)	(2)	(15)	(4)	(2)	(5)	(1)	-	(18)	-	-	(29)
Imposto de renda	-	(1)	(5)	(51)	(12)	(8)	(13)	(4)	-	(62)	-	-	(94)
Impostos diferidos	-	3	(8)	(21)	(44)	(20)	-	(1)	-	(64)	-	-	(91)
Incentivos fiscais	-	-	1	34	12	8	12	3	-	46	(0)	-	71
Resultado do exercício	353	(3)	30	194	124	68	64	14	242	313	(0)	(386)	453
Participações minoritárias	-	(2)	-	68	4	4	2	-	24	72	(0)	-	99
Lucro do exercício atribuído aos acionistas da controladora	353	(1)	30	126	120	64	62	14	218	242	(0)	(386)	353

Anexo 5 – Balanço Patrimonial (R\$ MM)

BP EQTL Energia

Ativo (R\$ MM)	31/03/2020	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021
Circulante	11.644	12.596	13.538	14.645	14.161
Caixa e equivalentes de caixa	3.257	619	3.312	2.220	2.491
Aplicações financeiras de curto prazo	2.345	5.362	3.706	5.397	4.324
Contas a receber de clientes	2.912	3.328	3.408	3.589	3.451
Contas a receber - bandeira tarifária	2	3	1	-	-
Aquisição de combustível - conta CCC	47	20	39	30	27
Serviços pedidos	372	410	429	518	515
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	113	141	50	-	188
Depósitos judiciais	3	3	5	4	4
Instrumentos financeiros derivativos	19	22	18	101	184
Almoxarifado	37	43	52	47	62
Dividendos a receber	3	3	1	7	-
Impostos e contribuições a recuperar	1.074	1.170	1.093	1.241	1.080
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	155	186	177	195	202
Outros créditos a receber	595	577	280	587	559
Ativo financeiro da concessão	-	-	258	-	-
Ativos Contratuais	709	709	709	709	1.074
Não circulante	27.814	27.907	28.598	29.479	28.137
Realizável a longo prazo	10.132	9.563	9.755	10.027	9.134
Aplicações financeiras	134	136	118	120	120
Contas a receber de clientes	1.349	899	890	968	940
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	940	835	1.017	1.186	36
Sub-rogação da CCC - valores aplicados	85	85	85	85	122
Depósitos judiciais	304	271	251	250	258
Serviços pedidos	7	7	7	33	26
Instrumentos financeiros derivativos	416	492	552	295	368
Impostos e contribuições a recuperar	1.742	1.641	1.468	984	778
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	82	83	83	89	83
Plano de aposentadoria e pensão	22	22	22	23	23
Outros créditos a receber	52	56	44	328	303
Ativo financeiro da concessão	4.999	5.036	5.219	5.666	6.076
Permanente	17.681	18.344	18.843	19.452	19.003
Investimentos	128	133	135	130	158
Imobilizado	14.937	15.187	17.303	19.258	21
Ativos Contratuais	8595,623	9248,893	9771,87	10364,313	9.974
Intangível	8.911	8.916	8.890	8.909	8.822
Direito de uso	32	31	29	29	27
Total do ativo	39.458	40.503	42.136	44.124	42.298
Passivo e patrimônio líquido (R\$ MM)	31/03/2020	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021
Circulante	7.025	7.657	7.669	8.710	7.094
Fornecedores	1.697	1.622	1.726	2.263	1.721
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	64	80	86	64	60
Empréstimos e financiamentos	2.456	2.676	2.031	2.229	1.743
Debêntures	171	88	126	883	940
Impostos e contribuições a recolher	464	551	560	596	439
Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	43	64	708	754	243
Impostos e contribuições sobre lucro a recolher	65	112	85	169	103
Dividendos	341	317	327	602	592
Contribuição de iluminação pública	66	68	87	84	85
Encargos setoriais (P&D e PEE)	286	295	272	286	374
Participação nos lucros	153	110	108	127	145
Provisões para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	252	243	209	216	220
Valores a pagar da recuperação judicial	8	19	88	30	27
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	539	983	904	-	-
Outras contas a pagar	408	418	343	395	391
Passivo de arrendamento	12	12	10	11	10
Não circulante	22.123	22.087	22.856	23.136	23.114
Fornecedores	7	7	7	7	20
Empréstimos e financiamentos	9.738	9.916	10.206	10.558	10.288
Debêntures	4.892	4.865	4.882	4.117	4.116
Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	103	197	478	170	330
Impostos e contribuições a recolher	228	220	234	234	223
Provisões para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	1.023	1.025	1.022	991	990
Valores a pagar da recuperação judicial	860	872	825	931	956
Plano de aposentadoria e pensão	140	140	140	151	162
Imposto de renda e contribuições social diferidos	1.582	1.660	1.734	1.916	2.007
PIS e COFINS diferidos	956	1.011	1.067	985	1.009
Encargos setoriais (P&D e PEE)	193	198	204	220	152
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	1.752	1.322	1.410	2.321	2.327
Encargos setorial CCC	259	258	267	266	277
Outras contas a pagar	369	374	360	250	241
Passivo de arrendamento	22	22	19	18	17
Participação minoritária	1.737	1.775	1.893	1.816	1.911
Patrimônio líquido	8.573	8.983	9.719	10.462	10.180
Capital social	2.742	2.742	3.490	3.490	3.490
Ajuste de avaliação patrimonial	(145)	(154)	(160)	(253)	(296)
Ações em tesouraria	-	-	-	(32)	(632)
Reservas de lucros/capital	5.537	5.550	4.816	7.257	7.264
Lucros (prejuízos) acumulados	440	846	-	-	-
Resultado do exercício	-	-	1.574	-	353
Total do passivo e patrimônio líquido	39.458	40.503	42.136	44.124	42.298

BP EQTL Maranhão

Ativo (R\$ mil)	31/03/2020	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021
Circulante	2.694	2.762	3.378	3.276	2.760
Caixa e equivalentes de caixa	646	154	595	296	260
Investimentos de curto prazo	659	1.139	1.227	1.328	922
Contas a receber de clientes	1.344	1.393	1.433	1.457	1.407
Baixa renda	37	51	63	45	44
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(508)	(543)	(555)	(495)	(509)
Contas a receber - bandeiras tarifárias	1	1	1	-	-
Serviços pedidos	92	97	108	107	104
Depósitos judiciais	3	3	5	4	4
Estoques	11	14	16	10	18
Impostos e contribuições a recuperar	308	326	343	362	339
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	49	51	52	53	55
Outros créditos a receber	53	77	89	109	116
Não circulante	4.517	4.489	4.440	4.618	4.608
Realizável a longo prazo	2.524	2.471	2.460	2.613	2.833
Títulos e valores mobiliários	57	58	58	58	58
Contas a receber de clientes	108	92	94	49	50
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	5	-	-	109	28
Serviços pedidos	2	2	2	25	25
Depósitos judiciais	97	97	99	104	107
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	2
Impostos e contribuições a recuperar	535	495	387	283	218
Outros créditos a receber	27	23	23	24	24
Ativo financeiro da concessão	1.693	1.704	1.797	1.961	2.321
Permanente	1.993	2.018	1.981	2.005	1.776
Intangível	1.501	1.473	1.477	1.528	1.560
Ativos contratuais	489	543	502	476	214
Direito de uso	3	2.312	2	1	2
Total do ativo	7.211	7.251	7.818	7.894	7.369
Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)	31/03/2020	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021
Circulante	1.606	1.782	1.992	2.233	1.252
Fornecedores	351	332	368	579	412
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	15	19	21	16	17
Empréstimos e financiamentos	774	774	786	777	92
Debêntures	102	15	15	185	191
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	11	64	182	253	124
Impostos e contribuições a recolher	84	109	123	109	89
Impostos e contribuições sobre lucro a recolher	23	30	35	66	55
Dividendos	28	1	1	74	74
Contribuição de iluminação pública	13	14	18	17	18
Encargos setoriais (P&D e PEE)	57	56	54	56	66
Participação nos lucros	36	23	24	32	39
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	27	20	10	23	23
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	56	293	311	-	-
Outras contas a pagar	26	33	43	45	50
Passivo de arrendamento	2	1	1	1	2
Não circulante	2.672	2.432	2.596	2.664	2.945
Fornecedores	7	7	7	7	20
Empréstimos e financiamentos	782	734	874	857	1.117
Debêntures	800	798	802	631	634
Impostos e contribuições a recolher	3	3	3	3	3
Imposto de renda e contribuições social diferidos	374	366	367	376	397
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	95	101	111	101	104
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	-	41	60	-	-
Encargos setoriais (P&D e PEE)	41	45	51	57	48
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	555	322	307	619	621
Passivo de arrendamento	1	1	0	0	-
Outras contas a pagar	14	14	14	14	-
Patrimônio líquido	2.934	3.037	3.230	2.997	3.172
Capital social	1.313	1.322	1.322	1.480	1.480
Reservas de capital	-	-	-	27	32
Reservas de lucros	1.481	1.446	1.446	1.489	1.489
Ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	-	-23
Outros resultados abrangentes	1	1	-	1	-
Lucros acumulados	139	268	462	-	194
Total do passivo e patrimônio líquido	7.211	7.251	7.818	7.894	7.369

BP EQTL Pará

Ativo (R\$ mil)	31/03/2020	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021
Circulante	3.702	4.272	5.079	4.970	5.461
Caixa e equivalentes de caixa	1.188	222	1.313	958	1.326
Investimentos de curto prazo	498	1.676	1.280	1.496	1.540
Contas a receber de clientes	2.316	2.800	2.870	2.819	2.796
Baixa renda	33	49	41	44	44
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(1.166)	(1.278)	(1.303)	(1.350)	(1.387)
Contas a receber - bandeiras tarifárias	2	2	-	-	-
Aquisição de combustível - conta CCC	47	20	39	30	27
Serviços pedidos	157	180	174	218	206
Partes relacionadas	0	0	0	0	-
Depósitos judiciais	-	-	-	-	-
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	45	8	50	-	29
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	1	100	184
Almoxarifado	11	11	18	17	21
Impostos e contribuições a recuperar	395	399	398	420	445
Dividendos	-	-	-	-	-
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	61	66	58	75	79
Outros créditos a receber	114	116	139	143	152
Não circulante	7.530	7.212	7.412	7.271	7.148
Realizável a longo prazo	5.292	4.915	5.107	5.127	5.034
Títulos e valores mobiliários	24	24	24	24	25
Contas a receber de clientes	799	383	374	348	344
Sub-rogação da CCC - valores aplicados	85	85	85	85	122
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	-	-	-	-
Aquisição de combustível - conta CCC	-	-	-	-	-
Serviços pedidos	5	5	5	1	1
Depósitos judiciais	96	64	65	71	76
Impostos e contribuições a recuperar	682	687	601	445	349
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	49	49	50	50	50
Imposto de renda e contribuições social diferidos	-	-	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	310	368	413	214	236
Plano de aposentadoria e pensão	6	6	-	6	6
Outros créditos a receber	26	19	175	270	165
Ativo financeiro da concessão	3.210	3.225	3.315	3.613	3.660
Permanente	2.238	2.297	2.305	2.144	2.115
Investimentos	14	12	14	14	33
Ativos contratuais	148	288	300	135	182
Intangível	2.055	1.975	1.972	1.973	1.881
Direito de uso	21	23	20	22	19
Total do ativo	11.232	11.484	12.491	12.241	12.609
Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)	31/03/2020	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021
Circulante	1.528	1.638	2.032	2.536	2.654
Fornecedores	525	514	593	751	650
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	15	22	22	16	18
Empréstimos e financiamentos	52	199	419	780	991
Debêntures	28	18	35	240	287
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	-	-	-	81	-
Impostos e contribuições a recolher	199	230	234	153	150
Impostos e contribuições sobre lucro a recolher	1	6	21	36	6
Dividendos	22	-	-	67	67
Encargos do consumidor	-	-	-	-	-
Contribuição de iluminação pública	20	22	33	29	27
Encargos setoriais (P&D e PEE)	116	120	101	123	181
Participação nos lucros	44	32	33	38	44
Partes relacionadas	4	5	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	(2)	(4)	-	-	-
Valores a pagar da recuperação judicial	8	19	88	31	28
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	4	4	5	6	6
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	325	326	326	-	-
Passivo de arrendamento	-	-	5	7	6
Outras contas a pagar	171	123	117	179	193
Não circulante	6.285	6.490	6.826	6.333	6.473
Empréstimos e financiamentos	2.263	2.393	2.445	1.977	2.005
Debêntures	1.424	1.421	1.427	1.209	1.183
Impostos e contribuições a recolher	179	177	174	171	169
Imposto de renda e contribuições social diferidos	272	286	342	373	416
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	131	126	125	123	125
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	103	156	418	170	271
Partes relacionadas	-	-	-	-	-
Encargos setoriais (P&D e PEE)	76	77	77	68	15
Valores a pagar da recuperação judicial	870	882	835	940	965
Plano de aposentadoria e pensão	40	40	40	41	53
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	611	616	619	949	951
Passivo de arrendamento	15	16	15,14	14,558	13
Outras contas a pagar	42	42	41	30	30
Encargos Setorial CCC	259	258	267	266	277
Patrimônio líquido	3.418	3.356	3.633	3.373	3.482
Capital social	1.624	1.624	1.624	1.624	1.624
Reserva de reavaliação	90	86	85	81	81
Reserva de capital	-	-	-	15,025	17
Reservas de lucros	1.585	1.430	1.430	1.641	1.641
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-
Ajuste de avaliação patrimonial	5	(1)	(5)	(1)	(19)
Lucros acumulados	113	216	498	13	13
Dividendos antecipados	-	-	-	0	0
Resultado do exercício	-	-	-	0	124
Total do passivo e patrimônio líquido	11.232	11.484	12.491	12.241	12.609

BP EQTL PIAUÍ

Ativo (R\$ mil)	31/03/2020	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021
Circulante	1.391	1.388	1.543	2.335	2.207
Caixa e equivalentes de caixa	472	18	478	369	435
Investimentos de curto prazo	130	557	267	891	761
Contas a receber de clientes	543	631	651	701	688
Baixa renda e viva luz	7	9	10	20	8
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(105)	(156)	(166)	(168)	(186)
Contas a receber - bandeira tarifária	-	-	-	-	-
Aquisição de combustível - conta CCC	-	-	86	-	-
Serviços pedidos	73	77	-	114	126
Depósitos judiciais	0	-	-	-	-
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	69	23	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	1	1	0	0	1
Almoxarifado	5	9	9	13	16
Impostos e contribuições a recuperar	156	175	168	238	196
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	17	19	19	21	23
Outros créditos a receber	22	27	21	137	139
Não circulante	2.434	2.496	2.521	2.876	2.719
Realizável a longo prazo	949	950	978	1.122	917
Contas a receber de clientes	231	226	224	246	249
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	198	189	222	204	8
Depósitos judiciais	48	47	46	40	40
Serviços pedidos	-	-	-	7	-
Impostos e contribuições a recuperar	346	331	315	220	174
Instrumentos financeiros derivativos	101	120	133	82	130
Impostos de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	-	-
Outros créditos a receber	1	1	1	284	274
Ativo financeiro da concessão	25	36	36	40	42
Permanente	1.485	1.546	1.543	1.754	1.802
Investimentos	-	-	-	-	-
Ativos Contratuais	265	171	185	377	418
Imobilizado	-	-	-	-	-
Intangível	1.216	1.373	1.356	1.376	1.383
Direito de uso	4	2	3	2	1
Total do ativo	3.825	3.884	4.064	5.211	4.925
Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)	31/03/2020	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021
Circulante	1.123	1.320	1.528	1.831	1.527
Fornecedores	323	363	359	464	335
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	11	12	13	10	9
Empréstimos e financiamentos	179	178	179	189	193
Debêntures	17	11	18	402	409
Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	-	-	311	235	119
Impostos e contribuições a recolher	98	103	103	152	108
Impostos e contribuições sobre lucro a recolher	1	1	1	29	3
Encargos do consumidor	-	-	-	-	-
Contribuição de iluminação pública	13	12	16	16	15
Encargos setoriais (P&D e PEE)	59	62	60	26	40
Participação nos lucros	33	23	21	21	20
Provisões para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	175	175	153	139	145
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	-	-	145	-	-
Passivo de arrendamento	-	-	2	2	1
Outras contas a pagar	214	380	148	148	130
Não circulante	3.547	3.393	3.397	3.643	3.608
Empréstimos e financiamentos	1.686	1.684	1.679	2.179	2.137
Debêntures	1.019	1.020	1.020	620	620
Impostos e contribuições a recolher	37	32	27	22	17
Imposto de renda e contribuições social diferidos	-	-	-	2	22
Provisões para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	211	215	219	219	216
Encargos setoriais (P&D e PEE)	49	49	50	88	81
Plano de aposentadoria e pensão	-	-	6	4	4
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	448	296	308	454	455
Outras contas a pagar	95	96	90	55	55
Patrimônio líquido	(845)	(829)	(861)	(264)	(210)
Capital social	1.994	1.994	1.994	1	1
Reserva de capital	-	-	-	6	6
Ajuste de avaliação patrimonial	(185)	(189)	(191)	(203)	(218)
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-
Lucros (prejuízos) acumulados	(2.680)	(2.680)	(2.680)	(687)	(67)
Resultado do exercício	26	45	16	619	68
Total do passivo e patrimônio líquido	3.825	3.884	4.064	5.211	4.925

BP EQTL Alagoas

Ativo (R\$ mil)	31/03/2020	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021
Circulante	1.228	1.378	1.592	1.838	1.805
Caixa e equivalentes de caixa	367	30	724	370	385
Investimentos de curto prazo	191	539	261	679	600
Contas a receber de clientes	522	482	470	550	559
Baixa renda e viva luz	10	15	13	6	7
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(197)	(197)	(193)	(173)	(178)
Serviços pedidos	44	50	55	73	73
Depósitos judiciais	-	-	0	-	0
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	-	111	-	-	160
Almoxarifado	8	8	8	7	7
Impostos e contribuições a recuperar	204	257	171	210	88
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	3	5	5	7	8
Outros créditos a receber	76	77	78	108	98
Não circulante	2.439	2.300	2.486	2.471	1.627
Realizável a longo prazo	1.329	1.176	1.361	1.293	419
Contas a receber de clientes	326	282	280	280	278
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	737	646	795	873	-
Depósitos judiciais	42	40	41	34	34
Impostos e contribuições a recuperar	173	122	158	36	36
Plano de aposentadoria e pensão	16	16	-	17	17
Outros créditos a receber	(34)	-	16	-	-
Ativo financeiro da concessão	70	70	71	52	54
Permanente	1.110	1.124	1.125	1.178	1.208
Investimentos	0	0	0	0	0
Ativos Contratuais	65	94	76	101	136
Intangível	1.041	1.027	1.046	1.073	1.067
Direito de uso	4	3	4	3	4
Total do ativo	3.667	3.678	4.079	4.309	3.431

Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)	30/09/2018	31/12/2018	31/03/2019	31/12/2020	31/03/2021
Circulante	794	943	1.101	1.301	932
Fornecedores	186	185	184	274	226
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	9	10	11	9	8
Empréstimos e financiamentos	155	242	324	418	387
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	33	-	215	184	-
Impostos e contribuições a recolher	61	76	69	153	69
Impostos e contribuições sobre lucro a recolher	25	55	9	9	7
Dividendos	-	-	-	57	57
Contribuição de iluminação pública	20	19	20	22	25
Encargos setoriais (P&D e PEE)	48	50	50	73	77
Participação nos lucros	13	7	7	9	11
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	157	210	122	-	-
Provisões para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	47	43	42	48	46
Passivo de arrendamento	2	2	1	1	1
Outras contas a pagar	38	45	47	42	19
Não circulante	3.132	2.956	3.054	2.877	2.302
Empréstimos e financiamentos	2.301	2.222	2.231	2.196	1.569
Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	-	-	-	-	58
Impostos e contribuições a recolher	9	8	29	38	34
Imposto de renda e contribuições social diferidos	35	-	-	-	-
Impostos e contribuições a recolher diferidos	159	159	159	-	-
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	138	88	176	299	300
Provisões para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	219	212	197	177	173
Encargos setoriais (P&D e PEE)	26	26	26	8	7
Plano de aposentadoria e pensão	94	94	94	105	105
Passivo de arrendamento	5	5	2	2	2
Outras contas a pagar	146	142	140	53	53
Patrimônio líquido	(259)	(220)	(77)	131	197
Capital social	1.285	1.285	1.285	165	1
Reserva de capital	-	-	-	7	9
Reservas de lucros	-	-	-	139	302
Ajuste de avaliação patrimonial	(199)	(199)	(199)	(180)	(180)
Lucros (prejuízos) acumulados	(1.378)	(1.378)	(1.378)	-	-
Resultado do exercício	32	71	215	-	64
Total do passivo e patrimônio líquido	3.667	3.678	4.079	4.309	3.431

BP INTESA REGULATÓRIO

Ativo (R\$ mil)	31/03/2020	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021
Circulante	223	259	280	57	84
Caixa e equivalentes de caixa	190	215	238	31	59
Concessionárias e Permissionárias (Clientes)	19	17	18	18	18
Devedores diversos	9	22	18	1	1
Serviços em curso	5	5	6	6	6
Não circulante	519	523	529	542	533
Realizável a longo prazo	-	-	-	15	9
Cauções e depósitos vinculados					-
Tributos a Compensar	-			15	9
Permanente	519	523	529	527	524
Imobilizado	516	519	525	523	520
Intangível	3	4	4	4	4
Total do ativo	742	782	809	599	617
Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)	31/03/2020	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021
Circulante	79	93	93	58	55
Fornecedores	26	31	34	32	30
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	1	1	1	1	1
Encargos de dívidas	2	7	5	3	3
Debêntures	-			-	(1)
Impostos a recolher					3
Impostos e contribuições sociais	11	16	13	14	11
Encargos setoriais					6
Dividendos	33	33	33	-	1
Outras contas a pagar	6	5	7	8	0
Não circulante	513	513	515	517	520
Debêntures	501	501	503	505	508
Incentivos fiscais - ICMS	12	12	12	12	12
Outras contas a pagar					0
Patrimônio líquido	150	176	201	23	42
Capital social	19	19	19	23	23
Reservas de lucros	105	105	105	99.902	99.999
Adiantamento de dividendos				(100.000)	(100.000)
Lucros acumulados	26	52	77	98	20
Total do passivo e patrimônio líquido	742	782	809	599	617

BP INTESA SOCIETÁRIO

Ativo (R\$ mil)	31/03/2020	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021
Circulante	396	433	453	244	276
Caixa e equivalentes de caixa	86	1	-	-	0
Investimentos de curto prazo	104	214	238	31	58
Contas a receber	19	17	18	18	18
Ativo Financeiro	-	-	-	-	-
Ativo de Contratos Transmissão	169	169	169	169	179
Tributos e contribuições compensáveis	7	20	16	15	9
Serviços Pedidos	5	5	6	6	-
Serviços em curso	-	-	-	-	6
Adiantamento a fornecedor	-	5	4	3	3
Outros créditos	6	2	2	2	2
Não circulante	874	869	862	830	811
Realizável a longo prazo	874	869	862	830	811
Ativo Financeiro	-	-	-	-	-
Ativo de Contratos Transmissão	873	868	861	829	811
Intangível	1	1	1	-	-
Depósitos Judiciais	-	-	-	1	0
Total do ativo	1.270	1.302	1.315	1.074	1.087
Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)	31/03/2020	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021
Circulante	79	94	93	59	56
Fornecedores	27	31	34	32	30
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	1	1	1	1	1
Provisões de encargos setoriais	5	5	5	6	6
Debêntures	2	7	5	3	2
Impostos e contribuições a recolher	2	9	5	4	2
Impostos e contribuições sociais	8	7	8	10	11
Dividendos	33	33	33	-	1
Outras contas a pagar	1	1	1	3	1
Não circulante	773	768	761	770	775
Debêntures	501	501	502	505	508
Incentivos fiscais	12	12	12	12	12
Impostos e contribuição social diferido	156	148	140	147	148
Pis e Cofins Diferidos	104	107	107	106	107
Patrimônio líquido	418	440	461	245	257
Capital social	19	19	19	23	23
Reservas de capital	97	97	97	-	-
Reservas de lucros	319	319	319	214	221
Lucros acumulados	(17)	5	26	8	13
Total do passivo e patrimônio líquido	1.270	1.302	1.315	1.074	1.087

BP SPES REGULATÓRIO

Ativo (R\$ mil)	31/03/2021								Consolidado
	SP01	SP02	SP03	SP04	SP05	SP06	SP07	SP08	
Circulante	44.963	42.732	34.435	89.179	25.506	21.845	68.183	51.606	378.448
Caixa e equivalentes de caixa	33.786	31.601	31.012	62.062	7.159	6.981	35.892	28.932	237.426
Concessionárias e Permissionárias (Clientes)	9.349	8.593	-	25.402	12.001	-	11.897	15.439	82.680
Devedores diversos	1.866	2.462	3.393	1.703	6.338	14.864	20.457	7.211	58.294
Despesas antecipadas	(37)	75	30	12	8	-	(63)	24	49
Não circulante	480.056	486.121	673.471	1.158.322	502.260	550.145	589.624	876.868	5.316.867
Realizável a longo prazo	8.881	9.197	11.282	938	8.529	482	5.118	30	44.456
Títulos e Valores Mobiliários	8.881	9.197	11.282	-	8.096	-	-	-	37.456
Tributos a Compensar	-	-	-	938	433	482	5.118	30	7.000
Permanente	471.175	476.924	662.189	1.157.384	493.731	549.663	584.507	876.838	5.272.411
Imobilizado	460.292	452.207	659.385	1.115.732	482.798	539.455	572.782	843.054	5.125.704
Intangível	10.883	24.717	2.805	41.652	10.933	10.207	11.725	33.784	146.707
Total do ativo	525.019	528.853	707.906	1.247.501	527.766	571.990	657.807	928.474	5.695.316
Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)	SP01	SP02	SP03	SP04	SP05	SP06	SP07	SP08	Consolidado
Circulante	18.123	22.950	21.765	25.967	22.829	13.276	46.284	64.108	235.303
Fornecedores	1.336	3.087	4.242	17.436	5.068	12.563	12.723	9.592	66.048
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	-	-	(131)	-	(119)	(60)	6.367	11.584	17.641
Encargos de dívidas	8.811	9.124	11.068	-	7.564	-	9.661	17.033	63.262
Debêntures	351	289	5.205	-	6.369	-	12.869	18.273	43.357
Impostos a recolher	1.076	1.722	211	3.378	1.214	372	1.445	1.315	10.733
Impostos e contribuições sociais	4.921	7.161	18	1.888	904	19	2.013	3.701	20.625
Encargos setoriais	422	448	-	573	238	-	230	827	2.738
Dividendos	834	819	-	1.893	1.141	-	713	652	6.052
Participação nos lucros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras contas a pagar	373	299	1.151	799	450	383	262	1.130	4.847
Não circulante	406.832	408.508	573.537	945.210	397.428	464.412	439.745	593.401	4.229.073
Empréstimos e financiamentos LP	348.579	360.876	438.106	945.117	287.227	462.729	219.029	397.413	3.459.076
Debêntures LP	58.253	47.632	95.132	-	68.222	-	139.898	195.940	605.077
Mútuos com parte relacionadas	-	-	40.299	-	40.299	-	80.414	(0)	161.012
Impostos a recolher LP	-	-	-	-	-	-	258	-	258
Outras contas a pagar LP	0	-	-	93	1.680	1.683	148	48	3.651
Patrimônio líquido	100.064	97.395	112.605	276.324	107.508	94.302	171.778	270.965	1.230.940
Capital social	92.459	94.888	118.770	209.694	89.257	104.770	146.857	171.171	1.027.866
Reservas de capital	-	-	-	-	-	-	-	6.386	6.386
Reservas de lucros	35.341	49.532	4.903	21.433	13.206	17.728	16.234	91.143	249.519
Adiantamento de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucros / Prejuízos acumulados	(27.736)	(47.026)	(11.068)	45.197	5.045	(28.197)	8.687	2.266	(52.830)
Total do passivo e patrimônio líquido	525.019	528.853	707.906	1.247.501	527.766	571.990	657.807	928.474	5.695.316

BP SPES SOCIETÁRIO

Ativo (R\$ mil)	31/03/2021										Consolidado
	SP01	SP02	SP03	SP04	SP05	SP06	SP07	SP08	EQTT	Eliminações	
Circulante	144	134	94	323	134	60	181	211	16	(8)	1.297
Caixa e equivalentes de caixa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0
Investimentos de curto prazo	34	32	31	62	7	7	36	29	6	-	243
Contas a receber	9	9	-	25	12	-	12	15	-	-	83
Ativo de Contratos Transmissão CP	98	90	57	233	108	38	110	160	-	-	894
Tributos e contribuições compensáveis	1	2	2	1	1	1	2	6	0	-	15
Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-	-	-	6	(6)	6
Adiantamento a fornecedor	1	2	4	1	5	15	20	0	0	-	48
Outros créditos	0	1	0	1	1	-	1	1	3	(2)	8
Não circulante	657	606	1.132	1.793	864	1.166	929	1.119	3.123	(3.118)	11.389
Realizável a longo prazo	657	606	1.132	1.793	864	1.166	929	1.119	3.121	(3.118)	11.388
Ativo Financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo de Contratos Transmissão LP	648	597	1.120	1.790	854	1.164	924	1.119	-	-	8.214
Tributos a Compensar	-	-	-	1	0	0	5	0	-	-	7
Títulos e valores mobiliários	9	9	11	-	8	-	-	-	-	-	37
Intangível	0	0	1	1	1	1	1	0	3	-	10
Investimentos	-	-	-	-	-	-	-	-	3.118	(3.118)	3.118
Despesa Antecipada LP	0	-	0	0	0	0	0	-	-	-	1
Permanente	0	(0)	0	0	-	-	0	0	2	-	2
Imobilizado	0	(0)	0	0	-	-	0	0	2	-	2
Total do ativo	801	741	1.226	2.116	998	1.226	1.110	1.330	3.139	(3.126)	12.686
Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)											
	SP01	SP02	SP03	SP04	SP05	SP06	SP07	SP08	EQTT	Eliminações	Consolidado
Circulante	18	23	22	26	23	13	46	63	29	(8)	263
Fornecedores	1	3	4	17	5	13	13	10	1	-	67
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	0	0	-	0	-	-	0	0	9	-	9
Encargos de dívidas	9	9	11	-	8	-	10	17	-	-	63
Provisões de encargos setoriais	0	0	-	1	0	-	0	1	-	-	3
Empréstimos e financiamentos	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	6	12	-	-	17
Debêntures	0	0	5	-	6	-	13	18	-	-	43
Impostos e contribuições a recolher	1	2	0	3	1	0	1	2	1	-	12
Impostos e contribuições sociais	5	7	0	2	1	0	2	3	0	-	19
Dividendos	1	1	-	2	1	-	1	1	16	(6)	22
Outras contas a pagar	0	0	1	1	0	0	0	1	2	(2)	7
Não circulante	560	539	819	1.390	623	757	665	842	-	-	6.195
Empréstimos e financiamentos LP	349	361	438	945	287	463	219	397	-	-	3.459
Debêntures LP	58	48	95	-	68	-	140	196	-	-	605
Impostos e contribuição social diferido	78	60	137	251	135	181	128	119	-	-	1.090
Pis e Cofins Diferidos	75	70	109	194	91	111	98	130	-	-	877
Mútuo commpartes relacionadas	-	-	40	-	40	-	80	(0)	-	-	161
Outras contas a pagar LP	-	-	-	-	2	2	0	-	-	-	4
Patrimônio líquido	223	179	385	700	352	456	399	425	3.110	(3.118)	6.228
Capital social	92	95	119	210	89	105	147	171	1.038	(1.028)	2.066
Reservas de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-	5
Reservas de lucros	128	83	275	474	263	355	244	239	2.037	(2.059)	4.097
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucros acumulados	3	1	(9)	16	(0)	(3)	8	15	30	(31)	60
Total do passivo e patrimônio líquido	801	741	1.226	2.116	998	1.226	1.110	1.330	3.139	(3.126)	12.686

Brasília, May 12th, 2021 - Equatorial Energia S.A., holding acting on the Brazilian electrical sector, on the distribution, transmission, generation, commercialization and services segments (B3: EQTL3; USOTC: EQUEY) announces today its results for the first quarter (1Q21).

**Consolidated Adjusted EBITDA reached R\$ 1,081 million in the quarter (+1.1% vs 1Q20),
with Adjusted Net Income growth of 7.1% (R\$ 401 million).
The Company advances its growth strategy with CEEE-D acquisition.**

- ▶ **Consolidated Adjusted EBITDA reached R\$ 1,081 million** on the quarter, a raise of 1.1%, mainly impacted by the the DisCos market expansion and the raise of parcel B.
- ▶ **The billed volume reached 5,804 GWh**, with a consolidated growth of **4.0%** when compared to the same quarter of the last year. We highlight Maranhão, Piauí and Pará, who presented a growth of 5.4%, 5.4% and 3.7%, respectively.
- ▶ **Total Losses dropped in comparison to 1Q20**, in **Alagoas** (23.1%, -0.5p.p.) and **Piauí** (21.3%, -0.2p.p.) by the sixth and eighth consecutive quarter, respectively, remaining stable in **Pará** (30.7%, -0.02p.p.), and **Maranhão** (18.6%, +0.09p.p.).
- ▶ **DEC and FEC** with emphasis on the evolution of the **Alagoas** indicators, with a 9.7% decrease in DEC (17.4h) and 2% in FEC (9.4 times) compared to 4Q20, in addition to the reduction in **Pará** (19.5h, -3.0%). In **Maranhão**, the variation recorded in the quarter was strongly impacted by atypical events, mainly related to suppliers.
- ▶ In 1Q21, **Equatorial's Consolidated Investments** (including the Transmission segment) totaled **R\$ 631 million**, a 22.5% reduction compared to 1Q20, as a result of the conclusion of the transmission projects.
- ▶ Equatorial ended the quarter with a net debt / EBITDA of 2.2x, benefited by the robust consolidated cash position of **R\$ 6.9 billion**.
- ▶ On April 6, the **1st Issue of Equatorial Transmissão S.A.'s Debentures** was concluded, amounting to R\$ 800 million. The issuance used the remaining financial backing of the infrastructure investment projects, allowing funding with a maturity of 15 years (grace period for the first 4 years), at an annual cost of IPCA + 4.91% a.a.
- ▶ On April 9, ONS issued the **Revenue Release Term (TLR)** for 100% of the Allowed Annual Revenue (RAP) from **SPE 06**, in the **total amount of R\$ 120.2 million**. The release was made retroactively to the date of March 5, 2021, which means, 11 months in advance in relation to the contractual term.
- ▶ **The Annual Tariff Adjustment Index** for Alagoas was approved on April 27, 2021, with an **average effect for customers of + 8.62%**, after the application of tariff affordability measures. Parcel B increased by 6.7%, reaching R\$ 703.7 million.
- ▶ On March 31, Equatorial Energia, through its subsidiary, **won the Auction for the acquisition of controlling interest in CEEE-D**, whose concession area comprises part of the state of Rio Grande do Sul, including its capital, Porto Alegre. The acquisition depends on the completion of precedent conditions and regulatory authorizations and, at the end of this process, it must hold 94.9% of the concessionaire's capital.

Financial Highlights (R\$ MM)	1Q20	1Q21	Var.
Net Operating Revenues (NOR)	4,207	4,140	-1.6%
Adjusted EBITDA (Quarter)	1,069	1,081	1.1%
<i>EBITDA Margin (% NOR)</i>	25.4%	26.1%	0.0 p.p.
Adjusted EBITDA (Last 12 months)	4,849	4,789	-1.2%
Adjusted Net Income	375	401	7.1%
<i>Net Income Margin (% NOR)</i>	8.9%	9.7%	0.1 p.p.
Net Income per Share (R\$ / share)	1.86	1.99	7.1%
Investments	814	631	-22.5%
Net Debt	10,891	10,346	-5.0%
Net Debt / Adj EBITDA (Last 12 months)	2.2	2.2	-3.8%
Cash / Short Term Debt	2.2	2.6	20.9%

Financial Highlights (R\$ MM)	1Q20	1Q21	Var.
EQTL Maranhão	227	334	47.0%
EQTL Pará	311	402	29.1%
EQTL Piauí	53	131	146.5%
EQTL Alagoas	54	109	100.9%
Transmission (Regulatory)	76	213	179.0%

Operating Highlights	1Q20	1Q21	Var.
Sold Energy (GWh)	5,581	5,804	4.0%
Number of Consumers ('000)	7,637	7,857	2.9%

1. Conference Call

**CONFERENCE CALL IN PORTUGUESE WITH
SIMULTANEOUS TRANSLATION TO ENGLISH**

THURSDAY, MAY 13TH 2021

2:00 P.M. (BRAZILIAN TIME ZONE)

1:00 P.M. (US-EDT)

PHONES: +55 11 3181-8565/ +55 11 4210-1803

+1 412 717-9627/ +1 844 204-8942

CÓDE: EQUATORIAL

- ▶ Participants should connect approximately 10 minutes before the start of the call.
- ▶ SLIDES AND WEBCAST: The presentation slides will be available for viewing and download on the investor relations section of our website <http://www.equatorialenergia.com.br/ri> as of the date of the calls. The audio of the calls will be transmitted live on the internet on the same site, remaining available after the event.

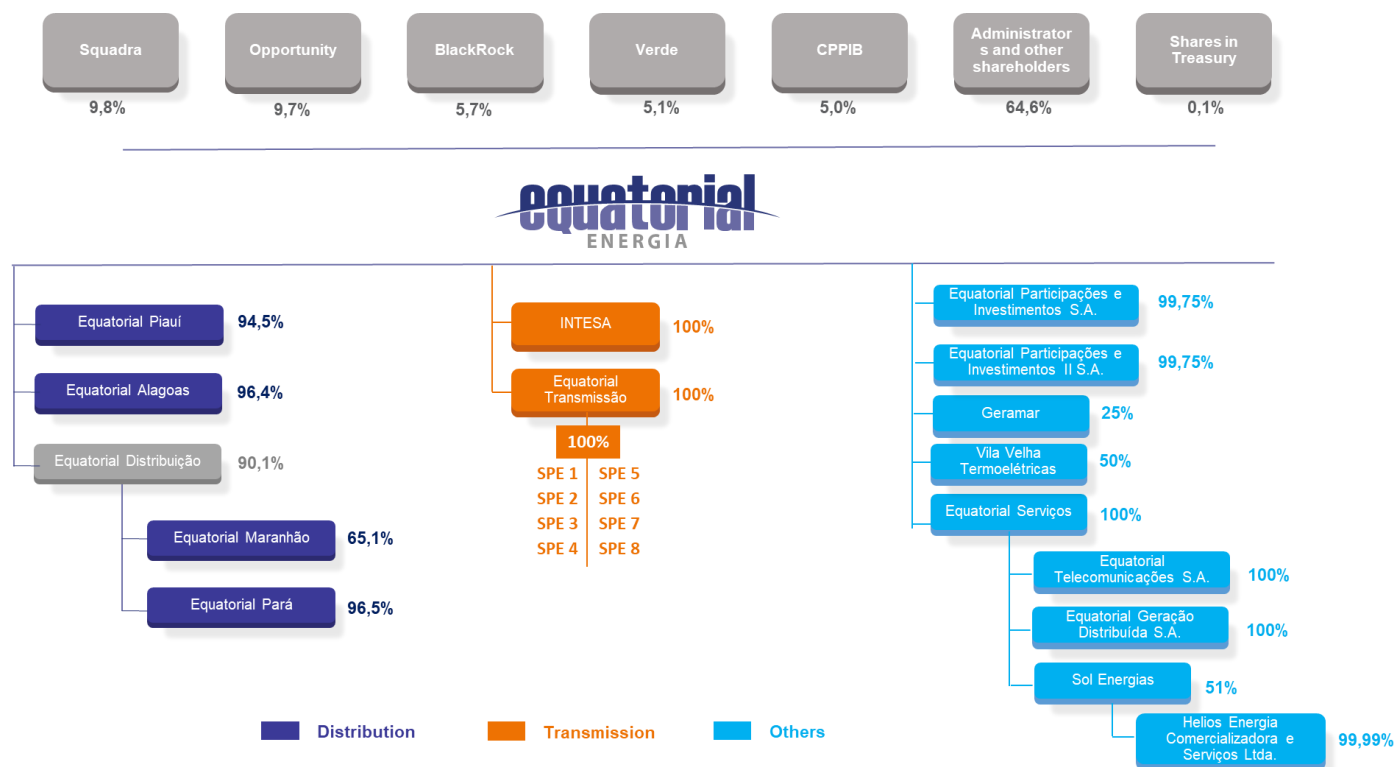
Investor Relations

- ▶ **E-mail:** ri@equatorialenergia.com.br
- ▶ **Website:** www.equatorialenergia.com.br

1. CONFERENCE CALL	1
2. SHAREHOLDER'S STRUCTURE	4
3. EQUATORIAL TRANSMISSÃO	4
4. OPERATING PERFORMANCE	6
5. ECONOMIC AND FINANCIAL PERFORMANCE	14
5.1 CONSOLIDATED ECONOMIC AND FINANCIAL PERFORMANCE	14
5.1.1 - OPERATING REVENUES	15
5.1.2 - COSTS AND EXPENSES	17
5.1.3 - EQUATORIAL CONSOLIDATED EBITDA	21
5.1.4 - CONSOLIDATED FINANCIAL RESULTS	23
5.1.5 - EQUATORIAL CONSOLIDATED NET INCOME	26
5.2 ECONOMIC AND FINANCIAL OPERATIONS TRANSMISSION	27
5.2.1 EQUATORIAL TRANSMISSÃO - SPEs 01 TO 08	27
5.2.2 INTESA	29
6. REGULATORY HIGHLIGHTS	30
6.1 TARIFFS ADJUSTMENT / REVIEW TRANSMISSION	30
6.2 TARIFFS ADJUSTMENT / REVIEW - DISCOS	31
6.3 REGULATORY ASSET BASE	31
6.4 PARCEL B	31
6.5 REGULATORY ASSETS AND LIABILITIES	32
7. DEBT	33
7.1 - CONSOLIDATED DEBT	33
7.2 - FUNDING	35
8. INVESTMENTS	35
9. CAPITAL MARKET	36
10. SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITORS	36
WARNING	36
ANNEX 1 - MANAGER RESULTS - ISOLATED SYSTEM - EQUATORIAL PARÁ (R\$ MM)	38
ANNEX 2 - INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION RATE (R\$ MM)	38
ANNEX 3 - CONSOLIDATED INCOME STATEMENT (R\$ 000')	39
ANNEX 4 INCOME STATEMENTS PER COMPANY (R\$ MILLION)	45
ANNEX 5 - BALANCE SHEET (R\$MM)	46

2. Shareholder's Structure

The table below represents the simplified version of the Equatorial Energia Group. The information contained in this section reflects the current shareholding structure, as it is in the same date of this Earnings Release. These positions reflect a monitoring made by the Company.



3. Equatorial Transmissão

Currently, Equatorial Energia, through Equatorial Transmissão has 1 transmission line projects that is at on Preoperational stage and 7 fully operational transmission lines, and 100% direct stake at Intesa, an operational transmission line. Operating revenue today is R\$ 890.4 million out of a total of R\$ 1,127.1 million.

3.1 Summary of the projects

Base Date: 03/2021

Information	Intesa	SPV 1	SPV 2	SPV 3	SPV 4	SPV 5	SPV 6	SPV 7	SPV 8
Aneels Concession Contract n°	02/2006	07/2017	08/2017	10/2017	12/2017	13/2017	14/2017	20/2017	48/2017
State	TO/GO	BA	BA	BA/PI	BA/MG	BA/MG	MG	PA	PA
Km of grid	695	250	235	372	588	250	325	129	434
Line Tension	500	500	500	500	500	500	500	230/500	230
Concession Deadline	4/27/2036	2/10/2047	2/10/2047	2/10/2047	2/10/2047	2/10/2047	2/10/2047	2/10/2047	7/21/2047
Start of operation	5/30/2008	5/1/2020	1/22/2020	-	10/31/2020*	12/23/2020	08/06/2021**	9/22/2020	6/3/2019
Revenues	168,871,240.70	88,118,599.90	79,917,202.80	116,499,690.75	210,127,401.38	96,960,801.88	120,212,057.00	101,650,225.80	144,773,573.18
Revenue Readjustment Index	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA
Reduction of 50% of revenues	Yes	No	No	No	No	No	No	No	No
Tariff Review	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Indirect taxes	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Tax Regime	Real Profits	Real Profits	Real Profits	Real Profits	Real Profits	Real Profits	Real Profits	Real Profits	Real Profits
SUDAM/SUDENE	Yes	No	No	No	No	No	No	No	Yes
% of Sudam/Sudene	75%								75%
Debt - R\$ Mn	510	416	418	549	945	369	463	388	640
Cash and Equivalents - R\$ Mn	59	34	32	31	62	7	7	36	29

*On October 31, 2020, commercial operation of 50.6% of SPE 04 was started, equivalent to a RAP (Annual Allowed Revenue) of R\$ 106.3 million (values from Jun / 20). The rest of the revenue currently comes from the Revenue Release Term (TLR) issued by the National System Operator (ONS), totaling R\$ 213 million. Although 100% completed, SPE 04 has 49.4% of its structure unable to enter into operation because it is awaiting completion of a substation to which SPE 04 will be connected, owned by another transmission company.

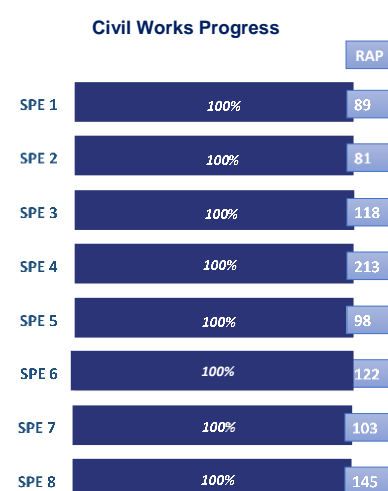
** Considers, for SPE06, the Revenue Release Term (TLR) issued on April 9, 2021 by the National System Operator (ONS). Although the project is 100% complete, the start of operation to complete the structure (substation) to which SPE 06 will be connected, owned by another transmission company. In this way, TLR was issued retroactively to data from March 5, 2021.

3.2 Environmental Licenses and Construction

Since October 2019, Equatorial has the Environmental Licenses for the installation of 100% from all the 8 greenfield projects.

Beside, we show the development of the construction by SPE, which has already reached 100% in all assets. It is worth noting that, although concluded, SPE 3 has not yet entered into operation, as it depends on the completion of section 10 of the same auction that is not under the responsibility of the Company. As previously mentioned, SPE 6 obtained its Revenue Release Term (TLR) issued by ONS on April 9th, retroactive to the beginning of March.

For each SPE, the weighing of the physical development between lines and substations is based in the estimated capex for each part. Within this, each line is calculated per construction phase: (i) track clearing – 10%; (ii) foundations – 30%; (iii) tower assembly – 30%, and (iv) cable launching – 30%.



3.3 Long Term Funding

100% of the funding needs for all the SPEs is already secured, considering an approximate 80% leverage for each project. From the total secured, 88% has already been disbursed (R\$ 4.3 billion), necessary funding to cover the progress of the construction. The main funding was obtained from 3 different sources – BNDES, Banco do Nordeste and FDA (Amazon Development Fund) – being supplemented by infrastructure debentures to reach the leverage goal for each SPE, as the structure demonstrated below.

SPV	Source	Secured	Disbursed	%
SPV 1	Banco do Nordeste	343	338	
	Debentures	55	55	
	Total	398	393	99%
SPV 2	Banco do Nordeste	353	350	
	Debentures	45	45	
	Total	398	395	99%
SPV 3	Banco do Nordeste	425	425	
	Debentures	90	90	
	Total	515	515	100%
SPV 4	BNDES	822	804	98%
SPV 5	Banco do Nordeste	356	278	
	Debentures	66	66	
	Total	422	344	81%
SPV 6	BNDES	419	402	96%
SPV 7	FDA	293	136	
	Debentures	130	130	
	Total	423	266	63%
SPV 8	FDA	495	194	
	Debentures	189	189	
	Total	684	383	56%
EQT	Debentures	800	800	
	Total	800	800	100%
Total Equatorial Transmissão		4,881	4,302	88%

4. OPERATING PERFORMANCE

4.1 Electric Energy Sales – Consolidated by Class

Consumption Class (MWh)	1Q20	1Q21	Var.
Consolidated			
Residential	2,549,667	2,751,328	7.9%
Industrial	226,515	223,036	-1.5%
Commercial	933,113	881,237	-5.6%
Others	1,133,068	1,100,179	-2.9%
Total (Captive)	4,842,363	4,955,781	2.3%
Industrial	476,640	502,182	5.4%
Commercial	219,210	266,418	21.5%
Others	2,870	36,942	1187.3%
Free Consumers	698,720	805,542	15.3%
Connection - Others DisCos	39,510	42,841	8.4%
Total (Captive + Free)*	5,580,594	5,804,164	4.0%

(*) Considers captive, free, connection and own consumption

5,541,083

Consumption per DisCo (MWh)	1Q20	1Q21	Var.
Equatorial Maranhão	1,554,624	1,637,832	5.4%
Equatorial Pará	2,089,310	2,167,146	3.7%
Equatorial PiauÍ	904,748	953,449	5.4%
Equatorial Alagoas	1,031,911	1,045,737	1.3%
Total (Captive + Free)	5,580,594	5,804,164	4.0%

On a consolidated basis in Equatorial, captive and free markets volumes grew by 4.0% in 1Q21, considering the combined volumes of Maranhão, Pará, PiauÍ and Alagoas. It is important to highlight that the effects of the pandemic in relation to consumption were not fully captured in 1Q20, thus, considering the profile of our concession areas and the expansion of total consumption, the residential class was the less impacted segment, as can be seen by the 7.9% growth in comparison with the previous year. Individually the highlights of the quarter were Equatorial Maranhão and PiauÍ, with a rise of 5.4%, followed by Equatorial Pará, growing 3.7%.

Analyzing the figures individually, we would like to highlight:

Billed Volume - MWh	1Q21				
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
MWh					
Residential	878,539	977,737	473,432	421,620	2,751,328
Industrial	45,927	109,801	32,449	34,860	223,036
Commercial	222,097	332,339	156,784	170,018	881,237
Others	326,607	339,142	195,190	239,240	1,100,179
Total (Captive)	1,473,169	1,759,018	857,855	865,738	4,955,781
Industrial	85,153	262,220	16,602	138,207	502,182
Commercial	75,881	123,511	29,825	37,201	266,418
Others	1,803	22,397	12,742	-	36,942
Free Consumers	162,837	408,127	59,169	175,408	805,542
Connection - Others DisCos	1,826		36,424	4,591	42,841
TOTAL (Captive + Free)	1,637,832	2,167,146	953,449	1,045,737	5,804,164
	5.4%	3.7%	5.4%	1.3%	4.0%

Billed Volume - MWh	1Q20				
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
MWh					
Residential	817,809	891,069	438,406	402,384	2,549,667
Industrial	48,534	106,423	33,705	37,852	226,515
Commercial	232,856	345,858	175,885	178,514	933,113
Others	320,546	376,395	194,398	241,729	1,133,068
Total (Captive)	1,419,745	1,719,745	842,394	860,479	4,842,363
Industrial	69,284	262,294	10,266	134,796	476,640
Commercial	62,340	105,181	19,671	32,017	219,210
Others	780	2,090	-	-	2,870
Free Consumers	132,404	369,565	29,938	166,813	698,720
Connection - Others DisCos	2,476		32,416	4,618	39,510
TOTAL (Captive + Free)	1,554,624	2,089,310	904,748	1,031,911	5,580,594

EQUATORIAL MARANHÃO

Energy sales in Equatorial Maranhão's captive and free markets grew by 5.4% in the 1Q21 when compared to the same period of 2020, explained by the more favorable weather conditions in the period, as well as by the economic recovery, which started in the middle of June.

Residential was the class that most contributed positively to this behavior, which represents 54% of the total energy distributed by Equatorial Maranhão, presenting a growth of 7.4%, when compared to the same quarter last year. This consumption behavior is linked to the consumers' response to the climatic conditions of the period, with rainfall below the historical average. In addition, there was an increase in consumption due to the adoption of home-office due to the pandemic when compared to the same period last year, given that the restriction conditions started only at the end of March 2020.

The industrial segment grew by 11.3% in the quarter, strongly impacted by the recovery of manufacture of non-metallic mineral products (+14.9%), extraction of metallic minerals (+14.2%), manufacture of beverages (+15.3%) and

manufacturing of chemical products (+22.6%). Together, these sectors were responsible for 87.5% of the increase in the industrial class in the period.

The commercial segment presented an increase of 0.9% in 1Q21 in relation to the same period of the previous year. It is worth mentioning that this sector of the economy has, thus far, been the segment most impacted by the pandemic, due to measures of social isolation and activity restriction. Thus, the expansion of consumption, although slight, indicates a re-heating of activities, despite the pandemic still in force.

The other classes consumption (rural, public power, public lighting, public service and own consumption), with a combined share of 20% of total sales, presented a growth of 2.2% in comparison to the same period in 2020, with an increase of about 7 GWh. The class that most contributed positively to this result was Rural, which grew by 16.8% in the period, mainly explained by the increase in the number of consumers (+18.3 thousand clients) resulting from the registration update actions promoted by the Company. On the other hand, a Public Power class decreased by 5.6% in the quarter, largely explained by the measures adopted to contain a Covid-19 pandemic, such as the maintenance of the closure of public schools in the period (except remote activities).

EQUATORIAL PARÁ

In Pará, the distributed energy volumes grew by 3.7% in 1Q21 when compared to the same quarter of the previous year, resulting an increase of 78 GWh. This expansion is mainly due to the residential class growth of 9.7%, explained by the favorable weather conditions and the higher average consumption of this class, related to changes in the pattern of consumption as consequence of the pandemic conjecture. It is important to highlight that in the same period of the previous year, 1Q20, we have a comparative basis without considering the significant Covid-19 effects.

In addition to the residential class, the commercial, rural and public service classes contributed to this behavior, with variations of 1.1%, 2.8% and 4.3%, respectively.

The captive and free energy consumption of the industrial class, equivalent to 17.2% of the total, presented a slight increase of 0.9% in 1Q21 when compared to the same period of 2020, favored by the sectors of extraction of metallic minerals (+2.8%), manufacture of cellulose and paper (+2.6%), manufacture of non-metallic mineral products (+ 13.0%) and furniture (+1.1%), which together accounted for 74.8% of the class increase in the period.

The total consumption (captive and free) of the commercial class, increased by 1.1% in comparison to 1Q20, representing 21.1% of the Equatorial Pará total sales, which demonstrate the gradual return of the activities of this class, strongly impacted by the measures of social isolation resulting from the pandemic. The sectors that most boosted this result were retail trade (+4.5%) and human health care activities (+37.4%), representing 32.6% of commercial class consumption.

Finally, other segments consumption (rural, public entities, public lighting, public service and own consumption), which represents 16.7% of total consumption at Equatorial Pará, decreased by 4.5%, or 16.9 GWh, in relation to the same period in 2020. The Public Entities class still operates at levels lower than those registered before the pandemic, with a reduction of 15%, a decrease of 18 GWh in the period. This behavior is mainly explained by the measures adopted to combat the pandemic, such as the substitution, in the public network, of presential classes by remote classes.

EQUATORIAL PIAUÍ

The total consumption in Equatorial PiauÍ grew by 5.4% in 1Q21 when compared to the same period in 2020, an increase of 45 GWh, strongly impacted by the expansion in the Residential class. Among the factors that justify this increase, there are favorable weather conditions in the period, especially in the capital, Teresina, with an average

temperature increase of 4% and rainfall 12% lower, according to the history of the National Institute of Meteorology - INMET.

Residential class consumption, which represents 50% of Equatorial Piauí's total energy sales, grew by 8.0% in 1Q21 when compared to the same period last year, mainly due to the strong performance of the class in the Covid scenario -19. Despite the flexibilization of social isolation determinations in the state, the average consumption remained high, presenting an increase of 8.1%, incorporating 35 GWh in the quarter.

The industrial class captive and free energy consumption, which represents 5% of total sales, increased by 11.6% in 1Q21 when compared to 1Q20, explained by the gradual return of the economic activities in the state since the economic reopening plan started in August 2020. Thus, it should be noted that the class already shows a performance at the pre-pandemic level, with emphasis on the segment of manufacturing of soy derivatives (+ 11.5%), the sector of packaging manufacturing (+7.7%), and a 43.4% growth of an important feed producer in 1Q21 when compared to 1Q20.

The Comercial class (captive + free), which represents 20% of total energy sales, fell by 4.6% in 1Q21 when compared to 1Q20, impacted by the social isolation and the measures to restrict activities in the state. Large malls presented a reduction of approximately 18% in energy consumption in 1Q21 when compared to 1Q20. The cinemas still registered the suspension of their activities, performing 56% below that of the previous year.

The other classes consumption (rural, public entities, public lighting, public service and own consumption), which represents 22% of Equatorial Piauí's total sales, grew by 7% in 1Q21 when compared to 1Q20, mainly driven by the Rural class, which increased by 42.1%, benefited due to the reclassification of residential consumers to rural consumers, adding 16 GWh in this segment. As a negative highlight, there is the Public Entities class, which is still impacted by the restrictive measures, resulting in a negative performance of 6 GWh (-12.4%).

EQUATORIAL ALAGOAS

In 1Q21, the energy sales for both captive and free markets of Equatorial Alagoas increased by 1.35% when compared to 1Q20. The result was mainly driven by the behavior of the Residential class with an expansion of 19.2 GWh (+ 4.8%), partially offset by the contraction in consumption of the Commercial and Other classes, which together decreased by 5.8 GWh.

The residential class consumption, which correspond to 40.5% of total sales in 1Q21, presented a strong growth of 4.8% in the period, mainly impacted by addition of new consumers, an increase of approximately 88 thousand consumer units, an 9% increase in the quarter. It is worth noting the increase in the low-income consumer's base (+ 46.2%), as result of the registration update campaigns promoted by the Company.

The industrial segment (captive and free), equivalent to 16.6% of total sales, presented a slight increase of + 0.2% in the period when compared to the same period in 2020, mainly due to the effects of the pandemic that still show a timid resumption of this sector.

Meanwhile, the Comercial segment consumption (captive and free), equivalent to 20% of the total sales of Equatorial Alagoas, presented a retraction of -1.6% in relation to the same period of the previous year, being the sector most impacted so far by the measures of social isolation resulting from the Covid-19 pandemic. Regarding this, it is worth noting that in 1Q21, the month of March registered an increase of 3.4%, which shows the reaction of economic activity in this class and the consequent consumption of energy.

Finally, the other classes consumption (rural, public entities, public lightning, public service and own consumption), which represents 22.8% of Equatorial Alagoas' energy sales, presented a reduction of 5% in relation to the same period in 2020, with drop of about 8 GWh. This result is due to the drop of 21.4% in Public Entities segment, mainly explained by the measures adopted to combat the pandemic, such as the substitution, in the public network, of presential classes by remote classes.

4.2 Number of Consumers Consolidated by class

In 1Q21, the total consolidated consumer units grew by 2.9% when compared to 1Q20, with emphasis on the increase in the Residential class (conventional and low income), which added 166.9 thousand customers in the period.

It is worth noting the 27% growth in consumers classified as low income compared to 1Q20, as a result of the Company's effort to register consumers eligible for the benefit, which intensified after the beginning of Covid-19. Among the efforts made, we highlight the possibility of registering via WhatsApp for new customers in this class, in addition to carrying out campaigns with the municipalities and developing tools that integrate information and facilitate the registration, in order to ensure that families that are entitled to social tariff can enjoy the benefit. Finally, it is important to highlight that the number of consumers classified as low-income continues to grow strongly. There were more than 510 thousand customers added in the last 12 months. The base of low income consumers keeps rising strongly despite the fact that ANEEL allowed the unsubscription due to an improvement in income by REN 928/21. From the five companies in Brazil that have made the most progress towards potential low-income registration, four are ours, with Piauí in the leading position.

There is also observed an increase of 16% in the number of consumers in the other class, due to the re-registration measures aimed at registering the consumers that can be classified in the rural class. This class has a subsidy that may vary according to the customer's profile, with 4% for group A consumers on blue or green tariffs and, as a maximum subsidy, 90% for the Rural Irrigating A group at the reserved time.

Individually, it is worth noting the increase in the total customer base at all distributors, with emphasis on the states of Piauí and Alagoas, which grew 4.0% and 9.3%, respectively, as shown in the table below.

Number of Consumers	1Q20					1Q21				
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
Residencial - Regular	1,570,164	1,738,814	723,938	727,550	4,760,466	1,449,050	1,614,012	651,465	702,419	4,416,946
Residencial - Low Income	701,522	587,154	386,840	244,807	1,920,323	855,409	755,075	462,406	357,908	2,430,798
Industrial	7,469	4,013	2,774	1,804	16,060	6,880	4,103	2,451	1,993	15,427
Commercial	140,585	171,315	92,977	63,774	468,651	130,668	163,845	87,157	66,003	447,673
Others	135,399	215,207	86,598	34,552	471,756	153,671	207,101	141,625	43,844	546,241
Total	2,555,139	2,716,503	1,293,127	1,072,487	7,637,256	2,595,678	2,744,136	1,345,104	1,172,167	7,857,085

4.3 Energy Balance

Energy Balance (MWh)	1Q20	1Q21	Var.		1Q20	1Q21	Var.
Maranhão				Piauí			
Interconnected System	1,876,660	1,987,932	5.9%	Interconnected System	1,117,460	1,164,651	4.2%
Injected Energy	1,876,660	1,987,932	5.9%	Injected Energy	1,117,460	1,164,651	4.2%
Distributed Energy	1,552,149	1,636,006	5.4%	Distributed Energy	872,332	917,024	5.1%
Connection w/ Other DisCos	2,476	1,826	-26.2%	Connection w/ Other DisCos	32,416	36,424	-0.7%
Total Losses	322,036	350,100	8.7%	Total Losses	212,712	211,202	-0.7%
Pará				Alagoas			
Interconnected System	2,883,723	3,002,944	4.1%	Interconnected System	1,385,513	1,371,694	-1.0%
Isolated Systems	74,144	63,467	-14.4%	Injected Energy	1,385,513	1,371,694	-1.0%
Injected Energy	2,957,867	3,066,411	3.7%	Distributed Energy	1,027,293	1,041,146	1.3%
Distributed Energy	2,089,310	2,167,146	3.7%	Connection w/ Other DisCos	4,618	4,591	-7.8%
Total Losses	868,557	899,265	3.5%	Total Losses	353,602	325,957	-7.8%

The injected energy in **Maranhão** grew by 5.9% in the quarter, driven by factors already mentioned in the growth of billed energy, especially as favorable climatic conditions produced in the period. The months of January, February and March grew by 8.2%, 3.1% and 6.3% respectively. Thus, the 1Q21 result was driven by the months of January and March, which were responsible for 83% of the increase.

In **Pará**, there was a 3.7% increase in the quarterly volume of injected energy, favored by the weather conditions in the state, a strong increase in all months, with January, February and March, registering a growth of 6.6%, 1.8% and 2.5%, respectively.

Piauí presented a 4.2% increase in 1Q21, due to factors previously mentioned in the growth of energy sales, such as the favorable climatic conditions produced in the period. The months of January, February and March grew by 6.5%, 0.9% and 5.0% respectively.

In **Alagoas**, the volume of injected energy decreased by 1.0% (-13.8 GWh). The main variables that explain this performance are the behavior of the economic conditions affected by the Covid-19 pandemic and the unfavorable weather conditions, specifically higher rainfall (+7.3%) and lower average temperature (2.3%). In addition, the reduction is also due to the effect of combating losses, in which customers who are regularized tend to consume less than before.

Estimated Energy Purchase coverage levels:

In accordance to the current regulatory rules, distribution companies within 100% to 105% of energy contracting should have their energy purchase expenditures fully passed through to tariffs.

For Equatorial Maranhão, Pará, Piauí and Alagoas, the energy purchase coverage (contraction) levels for 2021 were 103.05%, 100.78%, 108.97% e 104.53%, respectively. It is important to highlight that, due to Normative Resolution 885/2020, over-contracting resulting from the Covid-19 pandemic should be considered involuntary for 2020, for 2021 the extension of the over-contracting for the next year is still under discussion with Aneel. Thus, the percentages above already incorporate the adjustment estimate because this topic is still to be discussed.

4.4 Energy Losses

DisCos	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	1Q21	Regulatory
Total Losses / Injected Energy						
Equatorial Maranhão	18.0%	18.2%	18.3%	18.5%	18.6%	17.7%
Equatorial Pará	29.5%	29.8%	29.9%	30.8%	30.7%	27.6%
Equatorial Piauí	23.3%	22.9%	22.5%	21.5%	21.3%	20.5%
Equatorial Alagoas	29.8%	24.0%	23.8%	23.6%	23.1%	20.8%
Non-Technical Losses / LT						
Equatorial Maranhão	9.4%	9.6%	9.9%	10.2%	10.4%	8.9%
Equatorial Pará	38.6%	38.9%	39.1%	41.5%	41.3%	33.0%
Equatorial Piauí	19.5%	18.7%	17.7%	15.8%	15.3%	13.9%
Equatorial Alagoas	48.5%	29.6%	28.9%	28.2%	27.0%	22.0%

In 1Q21, the level of energy losses at Equatorial **Maranhão**, increased by 0.09 p.p. due to the more adverse scenario imposed by the pandemic.

In **Pará**, on the other hand, there is a slight reduction compared to 4Q20, reflecting the combat losses actions implemented in the period, and which are expected to advance in the coming quarters, with emphasis on the strengthening of the grid typology and the expansion of the centralized measurement system (SMC).

In **Piauí** and **Alagoas**, the turnaround and loss-combat process continues, and for the eighth consecutive quarter it is possible to observe a drop in the percentage of losses in Piauí and for the sixth consecutive quarter in Alagoas.

Finally, it is worth noting that the return of teams in the field to combat losses only occurred in the middle of the last quarter, and as losses are calculated for the last 12 months, the failure to carry out the actions also affects the result obtained in this quarter. It is important to highlight that, on March 26, ANEEL approved the Normative Resolution (REN 928/21) which, among other measures, prohibited the suspension of energy supply to low-income customers until the period of June 30, 2021, as a measure temporary response to the pandemic.

4.5 Collection and Delinquency Provision (PDA)

PDA / GOR (last 12 months)	1Q20	1Q21	Var.	Collection Index	1Q20	1Q21	Var.
Consolidated	1.9%	1.5%	-0.4 p.p.	Consolidated	96.5%	98.9%	2.4 p.p.
Equatorial Maranhão	1.5%	1.0%	-0.4 p.p.	Equatorial Maranhão	95.4%	98.7%	3.2 p.p.
Equatorial Pará	1.4%	1.8%	0,3 p.p.	Equatorial Pará	94.8%	98.4%	3.6 p.p.
Equatorial Piauí	3.0%	1.1%	-1,9 p.p.	Equatorial Piauí	100.1%	100.1%	0 p.p.
Equatorial Alagoas	2.8%	1.8%	-0,9 p.p.	Equatorial Alagoas	99.6%	99.6%	0 p.p.

The delinquency provision of the Group's companies reflects the work that the Company has been carrying out to renegotiate debts and the possibility of resuming cuts in the supply of energy in the conventional residential class. The highlights in this quarter were due to assets in the turnaround process, Equatorial Piauí and Alagoas, which decreased by 1.9 p.p. and 0.9 p.p., respectively, when compared to the same period of the previous year.

On the collection perspective, we can see a strong improvement in the consolidated Collection Index (IAR), improving by 2.4 p.p., with emphasis on Equatorial Pará, improving 3.6 p.p. and Equatorial Maranhão, improving by 3.2 p.p. This indicator in the last quarters had levels above 100% in all distributors, and the decline observed in 1Q21 is a result of seasonality, in which many customers end up postponing payments. In the consolidated view, IAR reached 98.9%, an increase of 2.4 p.p. when compared to the same period last year (96.5%).

4.6 Quality Indicators – DEC & FEC

DisCos	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	1Q21	Regulatory
DEC						
Equatorial Maranhão	13.3	13.8	13.6	13.4	18.4	16.1
Equatorial Pará	21.9	20.9	21.0	20.2	19.5	26.2
Equatorial Piauí	34.2	32.5	30.3	27.6	27.5	20.8
Equatorial Alagoas	26.7	23.9	21.6	19.3	17.4	15.5
FEC						
Equatorial Maranhão	6.0	6.1	6.0	5.9	7.3	9.7
Equatorial Pará	11.7	11.1	11.1	10.8	10.8	20.7
Equatorial Piauí	13.5	13.5	13.3	12.8	13.4	14.1
Equatorial Alagoas	12.4	11.6	11.1	9.6	9.4	13.0

The quality and efficiency of the distribution concessionaires' grid is measured by the DEC (Duration Equivalent of Interruption per Consuming Unit that measures the equivalent length of interruptions per consumer, measured in hours per consumer for a given period) and FEC (Frequency Equivalent of Interruption per Consuming Unit, measured as the number of interruptions per consumer for a given period), both in 12 months' period.

Maranhão presented a performance strongly impacted by atypical events, mainly related to suppliers, with emphasis on the failure of the transmission line in January, which caused the interruption of supply for approximately 4.5 hours in the region of São Luís and affecting more than 550 thousand customers of the distributor. We also highlight the significant increase of 164%, in occurrences in remote and rural areas in the period.

In **Pará**, for the third consecutive quarter, we can observe a 3.5% decrease in DEC, from 20.2 hours to 19.5 hours compared to the previous quarter. The FEC, on the other hand, remained stable in relation to the previous quarter.

Finally, in 1Q21, turnaround assets continue to evolve in their continuity indicators, with emphasis on Equatorial Alagoas with a 9.7% decrease in DEC, from 19.3 hours to 17.4 hours, compared to the quarter. previous year, and a 2.0% reduction in FEC, reaching 9.4x, within the regulatory limit.

In the case of **Piauí**, the quality indicators were compromised by atypical events, among them a storm that occurred on December 31, 2020, an event in which 280 trees fell on our network and hindered the rapid restoration of energy supply.

5. Economic and Financial Performance

The information in this section reflect the consolidation of the Financial Statements of Equatorial Energia.

5.1 Consolidated Economic and Financial Performance¹

Income Statement (R\$ MM)	1Q20	1Q21	Var.
Gross Operating Revenues (GOR)	5,674	5,564	-1.9%
Net Operating Revenues (NOR)	4,207	4,140	-1.6%
Energy Purchase Cost	(2,569)	(2,571)	0.1%
Operating Expenses	(488)	(562)	15.2%
EBITDA	1,149	1,006	-12.4%
Other Operational Revenues/Expenses	(7)	(18)	154.0%
Depreciation	(160)	(164)	2.5%
Service Income (EBIT)	969	826	-14.8%
Financial Net Results	(153)	(231)	50.5%
Operating Results	815	595	-27.0%
Income Tax	(301)	(142)	-52.7%
Minorities	(75)	(99)	33.0%
Net Income	440	353	-19.7%

¹ Net income considers only the participation of the controlling shareholders in the controlled companies

5.1.1 - Operating Revenues

Operating Revenues (R\$ Mn)	1Q20	1Q21	Var.
(+) Gross Supply Revenues	3,643	3,626	0%
Residential	2,022	2,102	4%
Industrial	173	166	-4%
Commercial	783	706	-10%
Other Segments	664	652	-2%
(+) Industrial Overdemand / Reactive Energy (R\$ MM)	(22)	(14)	-35%
(+) Supply (R\$ MM)	78	33	-57%
(+) Other Revenues (R\$ MM)	436	618	42%
Low Income Subsidy	144	188	30%
CDE Subvention	114	129	13%
Grid Usage	110	140	28%
Financial Asset Update	20	110	444%
Other Operating Revenues	48	51	6%
(+) Parcel A Revenues and Others Financial Itens	(1)	442	-34214%
(+) Construction Revenues - Distribution	396	458	16%
(=) Gross Operating Revenues - Distribution	4,530	5,162	14%
(+) Maintenance and Operation Revenue (Transmission)	5	6	6%
(+) Financial Revenues - IRR update	-	-	N/A
(+) Construction Revenue - Transmission	838	308	-63%
(+) Energy Transmission	2	0	-77%
(+) Revenues of Contractual Asset	261	(43)	116%
(+) Other Revenues	2	9	398%
(+) Contractual Asset update in service	-	397	N/A
(+) Contractual Asset - Gains/Losses in realization	(60)	(311)	-423%
Gross Operating Revenues (R\$ MM)	1,048	365	-65%
Gross Operating Revenues (R\$ MM)	96	37	-62%
(+) Deductions from Operating Revenues (R\$ MM)	(1,467)	(1,424)	-3%
Deductions from Transmission Revenues	(103)	(52)	-49%
Deductions from Distribution Revenues	(1,346)	(1,362)	1%
PIS & Cofins Taxes	(385)	(333)	-13%
Consumer Charges	(30)	(36)	18%
CDE	(91)	(128)	41%
ICMS - State Tax	(822)	(839)	2%
ISS - Municipality Tax	(1)	(1)	-54%
Quality Indicator Compensations	(17)	(26)	49%
Deductions from Revenues - Others	(17)	(10)	45%
(=) Net Operating Revenues (R\$ MM)	4,207	4,140	-2%
(-) Construction Revenues (R\$ MM)	1,234	766	-38%
(=) Net Operating Revenues w/o Construction Rev (R\$ MM)	2,973	3,375	14%

On a consolidated basis, Equatorial's NOR, excluding Construction Revenues, grew by 14%, or R\$ 402 million, when compared to the same period last year. Contributed to this performance:

- (i) an increase of R\$ 443 million in the item Amounts Receivable from Parcel A and Other Financial Items, influenced by the reduction in amortization resulting from the receipt of amounts from the Conta-Covid, and by the transfer of the amounts from the reserve fund for future relief consumer charges;
- (ii) an increase of R\$ 182 million in Other Revenues, mainly influenced by the increase in subsidies, resulting from the registration of consumers in the low income category and the increase in revenue from updating financial assets (VNR), as a result of the acceleration of investments focused on tariff review of Equatorial Maranhão and due to the increase in the IPCA;
- (iii) reduction of R\$ 304 million in revenue from contract assets in the transmission segment, which until last year were incorporated into contract assets and are now being recorded in the income statement.

In addition to the highlighted effects, we show below the breakdown of revenue in our distribution assets:

Operating Revenues (R\$ Million)	1Q21				
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
Gross Supply Revenues	1,006	1,471	564	585	3,626
Residential	627	837	320	318	2,102
Industrial	34	89	21	23	166
Commercial	160	303	111	132	706
Other Segments	185	244	112	112	652
(-) Industrial Overdemand / Reactive Energy (R\$ MM)	(3)	(7)	(2)	(3)	(14)
Supply (R\$ MM)	7	7	17	3	33
Other Revenues (R\$ MM)	201	264	76	77	618
Low Income Subsidy	65	67	32	24	188
CDE Subvention	30	70	15	14	129
Grid Usage	26	64	19	31	140
Financial Asset Update	62	47	1	1	110
Other Operating Revenues	19	16	9	7	51
Parcel A Revenues (R\$ MM)	112	162	76	90	442
(+) Construction Revenues	137	186	85	49	458
Gross Operating Revenues	1,460	2,083	817	801	5,162
Deductions from Operating Revenues (R\$ MM)	(350)	(549)	(232)	(231)	(1,362)
PIS & Cofins Taxes	(83)	(138)	(45)	(67)	(333)
Consumer Charges	(10)	(14)	(6)	(6)	(36)
CDE	(36)	(47)	(22)	(23)	(128)
ICMS - State Tax	(213)	(341)	(151)	(133)	(839)
ISS - Municipality Tax	(0)	(0)	(0)	-	(1)
Quality Indicator Compensations	(7)	(8)	(9)	(3)	(26)
Net Operating Revenues (R\$ MM)	1,111	1,535	585	570	3,800
(-) Construction Revenues	137	186	85	49	458
Net Operating Revenues w/o Construction Rev (R\$ MM)	974	1,349	499	520	3,343

Operating Revenues (R\$ Million)	1Q20				
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
Gross Supply Revenues	1,018	1,454	607	563	3,643
Residential	609	781	334	298	2,022
Industrial	41	85	24	24	173
Commercial	186	327	136	134	783
Other Segments	183	260	113	107	664
(-) Industrial Overdemand / Reactive Energy (R\$ MM)	(5)	(12)	(2)	(3)	(22)
Supply (R\$ MM)	20	19	38	2	78
Other Revenues (R\$ MM)	106	211	62	58	436
Low Income Subsidy	52	49	27	15	144
CDE Subvention	27	59	16	12	114
Grid Usage	7	68	11	23	110
Financial Asset Update	4	15	0	1	20
Financial Asset Write-off	-	-	-	-	-
Other Operating Revenues	15	19	7	6	48
Parcel A Revenues (R\$ MM)	(28)	30	(26)	22	(1)
(+) Construction Revenues	135	148	79	34	396
Gross Operating Revenues	1,245	1,850	758	677	4,530
Deductions from Operating Revenues (R\$ MM)	(333)	(566)	(230)	(218)	(1,347)
PIS & Cofins Taxes	(89)	(178)	(48)	(69)	(385)
Consumer Charges	(9)	(12)	(5)	(4)	(30)
CDE	(25)	(36)	(15)	(15)	(91)
ICMS - State Tax	(205)	(332)	(158)	(127)	(822)
ISS - Municipality Tax	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)
Quality Indicator Compensations	(4)	(7)	(5)	(1)	(17)
Net Operating Revenues (R\$ MM)	912	1,284	527	459	3,183
(-) Construction Revenues	135	148	79	34	396
Net Operating Revenues w/o Construction Rev (R\$ MM)	778	1,136	449	425	2,788

5.1.2 - Costs and Expenses

On a consolidated basis, Equatorial Energia's cost (considering manageable, non-manageable and construction expenses) reached R\$ 3.2 billion in 1Q21, 1% higher than reported in 1Q20.

Operating Expenses	1Q20	1Q21	Var.
R\$ Million			
(+) Personnel	151	163	8%
(+) Materials	8	15	82%
(+) Third Party Services	194	251	29%
(+) Others	48	30	-36%
(=) Reported PMSO	402	460	15%
<i>Adjustments Piauí</i>	<i>(3)</i>	<i>(1)</i>	<i>76%</i>
<i>Adjustments Alagoas</i>	<i>-</i>	<i>(3)</i>	<i>N/A</i>
<i>Adjustments Pará</i>	<i>-</i>	<i>(15)</i>	<i>N/A</i>
<i>Adjustments Maranhão</i>	<i>-</i>	<i>(5)</i>	<i>N/A</i>
Adjusted PMSO	399	436	9%
PDA	79	69	-12%
<i>% GOR (w/o Construction Revenues)</i>	<i>1.9%</i>	<i>1.5%</i>	<i>-0.4 p.p.</i>
Contingencies Provision	13	(15)	214%
Total Provisions	92	55	-40%
(+) Other Operating Expenses (Revenues)	7	18	154%
(+) Depreciation and Amortization	160	164	2%
Manageable Expenses	661	697	6%
(+) Energy Purchase and Transmission	1,672	1,934	16%
(=) Non-Manageable Expenses	1,672	1,934	16%
(+) Construction Costs	897	637	-29%
TOTAL	3,230	3,269	1%

In 1Q21, the consolidated Reported PMSO of the Company grew by 15% (R\$ 58 million) compared to 1Q20, influenced by non-recurring expenses, including actuarial updating of the health plan and the accounting recognition of long-term incentives. Disregarding the non-recurring effects, the Adjusted PMSO in the period increased by 9%, or R\$ 37 million, mainly impacted by the increase in personnel costs resulting from the Phantom Shares Program and the acquisition of the eighth hour in Equatorial Pará and by higher expenses with services in Pará, reflecting a higher volume, as will be shown below. The accumulated IPCA in the period was 6.10%.

In the PDA, there was a reduction of 12%, influenced by the improvement in the collection and updating e on the Delinquency Provision matrix made in 4Q20, which had a positive effect in three of the four distributors.

Individually, we would like to highlight the costs of the distributors, as detailed:

Operating Expenses R\$ Million	1Q21			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
Personnel	36	55	19	20
<i>Profit Sharing</i>	8	5	2	2
Material	5	6	1	2
Third Party Services	83	99	48	37
Others	2	(0)	2	1
(=) Reported PMSO	127	160	71	60
<i>Personnel Adjustments</i>	(3)	(13)	(1)	(1)
<i>Material Adjustments</i>	(2)	-	-	(0)
<i>Third Party Services Adjustements</i>	-	(2)	-	(2)
<i>Others Adjustments</i>	-	-	-	-
Adjusted PMSO	122	145	70	57
PDA	14	34	8	14
<i>% GOR (w/o Construction Revenues)</i>	1.0%	1.8%	1.1%	1.8%
Provision for Contingencies	6	4	2	1
Provisions	20	37	10	15
Other Operating Expenses (Revenues)	(1)	13	2	5
Depreciation and Amortization	53	72	22	16
Manageable Expenses	199	282	105	97
Energy Purchase and Transmission	405	584	224	263
Grid and Connection Charges	97	187	58	76
Non-Manageable Expenses	502	771	282	340
Construction Cost	137	186	85	49
TOTAL	838	1,238	472	486

Operating Expenses R\$ Million	1Q20			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
Personnel	32	34	22	20
<i>Profit Sharing</i>	9	4	-	2
Material	2	2	1	1
Third Party Services	80	79	39	30
Others	3	2	2	2
(=) Reported PMSO	117	118	65	53
<i>Personnel Adjustments</i>			(3)	
Adjusted PMSO	117	118	62	53
PDA	16	24	20	18
<i>% GOR (w/o Construction Revenues)</i>	1.5%	1.4%	3.0%	2.8%
Provision for Contingencies	5	6	1	0
Provisions	22	31	22	18
Other Operating Expenses (Revenues)	1	8	(2)	(0)
Depreciation and Amortization	47	71	22	19
Manageable Expenses	187	227	106	89
Energy Purchase and Transmission	344	509	250	227
Grid and Connection Charges	65	113	26	57
Non-Manageable Expenses	409	622	276	285
Construction Cost	135	148	79	34
TOTAL	730	998	462	409

MARANHÃO

In 1Q21, personnel, material, third-party service and other (PMSO) expenses totaled R\$ 127 million, an increase of 8.8% when compared to 1Q20. Excluding non-recurring effects, the adjusted PMSO totaled R\$ 122 million in 1Q21, versus R\$ 117 million in 1Q20, representing an increase of 4.8%, below the accumulated inflation in the period of 6.10%, as measured by the IPCA, and 6.94%, measured by the INPC. Non-recurring effects impacted **Personnel** in the amount of R\$ 3.0 million and R\$ 2.0 million in **Material**.

The **Personnel** account increased by R\$ 4.6 million in the quarter, mainly due to the accounting recognition of a long-term incentive program (stock options and phantom shares), of which R\$ 2.9 million refer to stock option and they are classified as non-recurring because they have no cash effect and approximately R\$ 2 million refer to Phantom.

The **Material** account registered an increase of R\$ 2.8 million, due to the purchase of materials for use in collection operations, and the non-recurring effect related to the settlement of accounting balances from previous periods (R\$ 1.8 million).

The **Third Party Services** line had an increase of R\$ 3.6 million, about 4.5%, below the accumulated inflation in the period. Finally, in the **Others** group, there was a reduction of R\$ 0.7 million.

In 1Q21, Provision for Doubtful Allowances (PDA) presented a provision R\$ 14 million, a level 0.5 p.p. lower than that observed in the same quarter of 2020, reflecting the lower level of default in the period and the updating of the aging matrix from the accounts receivable, as previously demonstrated.

PARÁ

The PMSO (personnel, material, third-party service and others) reported in 1Q21 was R\$ 159 million, an increase of 35% in relation to 1Q20. The adjusted PMSO for non-recurring effects totaled R\$ 144 million in 1Q21, versus R\$ 118 million in 1Q20, or R\$ 26 million. Non-recurring effects were observed in Personnel, in the amount of R\$ 13.3 million, Third Party Services in R\$ 2.0 million, as detailed below.

In the **Personal** account, it is important to highlight the non-recurring amount referring to an actuarial update of the health plan of former employees of former CELPA, in the amount of R\$ 11.7 million, and the amount referring to the long-term incentive program (stock options), in the amount of R\$ 1.5 million. On the side of the recurring effects, there is an increase in headcount due to the organizational redesign and also an addition in the eighth hour worked in Equatorial Pará, which until last year did not exist, generating an expense of R\$ 6.4 million.

In the **Material** account, the increase of R\$ 3.1 million is mainly explained by the higher volume of occurrences of emergency care services on call that require maintenance materials, compared to 1Q20, in addition to the accumulated inflation in the period.

In **Thrid Party Services**, the rise of R\$ 20 million is largely explained by the following effects:

- (i) Increase in the number of occurrences on duty regime in 1Q21 (R\$ 10.5 million);
- (ii) Increase in expenses related to information technology (R\$ 4.9 million);
- (iii) Legal Fees (R\$ 2.6 million).

As a non-recurring effect, there was an expense related to hiring consultants (R\$ 1.8 million).

In 1Q21, Equatorial Pará the Provision for Doubtful Allowances (PDA) amounted to R\$ 34 million, equivalent to 1.8% of Gross Operating Revenue (excluding Construction Revenue). The provisioning level is at an appropriate level considering the concession profile and is below the average levels observed throughout 2020.

PIAUI

In 1Q21, personnel, material, third-party service and other (PMSO) expenses totaled R\$ 71 million, versus R\$ 65 million reported in 1Q20. The adjusted PMSO, which is, excluding non-recurring effects, reached R\$ 70 million in 1Q21 versus R\$ 62 million in the same period of the previous year.

In **Personnel**, there was a reduction of R\$ 2.8 million due to the restructuring process that has been developed at the Company. Non-recurring adjustments in the personnel line in the period amounted to R\$ 1.0 million, referring to the long-term compensation plan (Stock Options).

In **Third Party Services**, the increase of R\$ 8.8 million is largely explained by the following effects:

- (i) Increase in expenses with emergency services, to meet the demand of the period with some unusual events, and intensification of maintenance services, such as pruning and cleaning of the line strips (R\$ 4 million);
- (ii) Increase in expenses with the combat against fraud and reduction of losses, due to the strategy of intensifying the combat losses initiatives (R\$ 1 million);
- (iii) Expenses with maintenance and software license due to the new ERP (R\$ 2 million), that in the last year were appropriated as an investment, because it was the year of its implementation;

In **Material** and **Others**, the amount remained stable in relation to the previous year.

In 1Q21, the Provision for Doubtful Allowances (PDA) presented a provision of R\$ 8 million, a level 1.9 p.p. lower than that observed in the same quarter of 2020, mainly due to the improved profile observed in the updating of the aging matrix from the accounts receivable.

ALAGOAS

In 1Q21, personnel, material, third-party service and other (PMSO) expenses totaled R\$ 60 million, versus R\$ 53 million in the same period last year. Disregarding the non-recurring effects, the adjusted PMSO reached R\$ 57 million, 9% higher than during the same period last year. We detail the main non-recurring effects below:

In **Personnel**, there was an increase of R\$ 0.4 million, due to the effect classified as non-recurring as it does not have a cash effect related to the costs with the long-term incentive program (stock options) in the amount of R\$ 1 million, disregarding the non-recurring effect, the Personnel account decreased.

The R\$ 1.3 million increase in **Material**, is mainly the result of the acquisition of equipment for the billing and collection teams (R\$ 1.2 million).

In **Third Party Services**, the increase of R\$ 7.0 million is related to expenses with Maintenance and Software License (R\$ 1.9 million), which in the previous year, due to the implementation of systems, was appropriate as an investment, legal fees and consultancy (R\$ 2.5 million) and an increase in grid maintenance services such as line strips cleaning (R\$ 1.7 million) and an increase in services related to collection activities (R\$ 0.7 million).

In **Others**, the reduction of R\$ 0.9 million is due to the lower volume of expenses related to marketing campaigns in the period.

In 1Q21, the Provision for Doubtful Allowances (PDA) recorded a provision of R\$ 14 million, a level 1.7 p.p. lower than that observed in the same quarter of 2020, also due to the improved profile observed in the updating of the aging matrix from the accounts receivable.

5.1.3 - Equatorial Consolidated EBITDA

Below, we show the calculation for Equatorial's consolidated EBITDA:

EBITDA Calculation (R\$ million)	1Q20	1Q21	Var.
Net Income	515	453	-12.1%
Income Tax	301	142	-52.7%
Financial Results	153	231	50.5%
Depreciation and Amortization*	160	192	20.1%
Equity	21	(11)	-154.4%
IFRS EBITDA (CVM)**	1,149	1,006	-12.4%

* Considers the Amortization of Concession Rights

** Calculated in accordance to CVM Instruction 527/12

Equatorial Consolidated EBITDA	1Q20	1Q21	Var.
EBITDA Equatorial Maranhão	230	326	42.0%
EBITDA Equatorial Pará	323	347	7.3%
EBITDA Equatorial Piauí	85	129	52.2%
EBITDA Equatorial Alagoas	70	100	44.2%
EBITDA Intesa	(7)	23	-444.6%
EBITDA Transmissão	427	100	-76.6%
EBITDA 55 Soluções	11	(5)	-144.1%
PPA Piauí na Consolidação	13	(1)	-109.4%
EBITDA Holding + outros	(2)	(12)	701.4%
EBITDA Equatorial	1,149	1,006	-12.4%
Adjustments Maranhão	(2)	8	-415.4%
Adjustments Pará	(12)	55	-541.0%
Adjustments Piauí	(31)	2	-107.5%
Ajuste Alagoas	(15)	8	-154.1%
Adjustments holding (PPA Intesa)	-	-	N/A
Ajuste Intesa and Transmissão	-	-	N/A
Adjustments Holding	(18)	-	-100.0%
Adjustments holding (Stock Options)	13	1	-95.7%
PPAs Piauí and Alagoas	(13)	1	-109.4%
Equatorial Adjusted EBITDA	1,069	1,081	1.1%

Equatorial's reported EBITDA reached R\$ 1,006 million in 1Q21, 12.4% lower, mainly impacted by the lower EBITDA resulting from the application of IFRS 15 for transmission projects, due to the reduction in investments, since the projects have already been completed. Adjusted EBITDA, disregarding the non-recurring effects, registered an expansion of 1.1%, driven by the higher EBITDA of the distributors, especially Maranhão, with an increase of R\$ 107 million in the comparison between periods.

Below, we show the comparison of Adjusted Ebitda by VNR and IFRS 15 of the 1Q 2021 x 2020:

Regulatory EBITDA	1Q20	1Q21	Var. %
Adjusted Societary EBITDA	1,069	1,081	1.1%
Transmission IFRS	343	91	-126.4%
VNR	20	110	443.7%
Equatorial EBITDA - Ex new assets	706	1,062	50.5%

It can be seen that the EBITDA adjusted for these accounting effects grew influenced by the entry into operation of SPEs 1,2, 4, 5, 7 and 8, as well as the increase in the parcel B tariff caused by the readjustments and revisions occurred in the DisCos. Below, we have the breakdown of the amounts by distributor, as well as highlighting the amounts considered as non-recurring in the 1Q21 result:

EBITDA R\$ Million	1Q21			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Net Income	194	124	68	64
(+) Income Tax / Social Contribution	52	47	22	6
(+) Net Financial Result	27	104	17	14
(+) Depreciation & Amortization	53	72	22	16
(=) EBITDA IFRS (CVM)*	326	347	129	100
(+) Other Operating Revenues / Expenses	(1)	13	2	5
(+) Gross Margin Impacts	4	27	-	-
(+) PMSO Adjustments	5	15	1	3
(+) Provisions Adjustements	-	-	-	-
(=) Adjusted IFRS EBITDA	334	402	131	109

* Calculated in accordance to CVM Instruction 527/12

EBITDA R\$ Million	1Q20			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Net Income	139	109	26	32
(+) Income Tax / Social Contribution	27	87	-	0
(+) Net Financial Result	16	56	37	18
(+) Depreciation & Amortization	47	71	22	19
(=) EBITDA IFRS (CVM)*	230	323	85	70
(+) Other Operating Revenues / Expenses	1	8	(2)	(0)
(+) Gross Margin Impacts	(4)	(20)	(33)	(15)
(+) PMSO Adjustments	-	-	3	-
(+) Provisions Adjustements	-	-	-	-
(=) Adjusted IFRS EBITDA	227	311	53	54

MARANHÃO

The Adjusted EBITDA in 1Q21 reached R\$ 334 million, versus R\$ 227 million in 1Q20, largely explained by the increase in gross margin (market growth and parcel B tariff) and the increase in revenue from updating financial assets (VNR) as a result of the acceleration of investments focused on the tariff review of Equatorial Maranhão and due to the significant increase in the IPCA in the quarter.

We highlight as main non-recurring effects:

- i) R\$ 5 million of adjustments in the PMSO, of which R\$ 3 million refer to the stock option programs; and
- ii) R\$ 4 million impact on Margin, related to Parcel A mismatch effects;

PARÁ

In 1Q21, the Adjusted EBITDA reached R\$ 402 million, an increase of 29% when compared to the same period of the previous year, mainly due to the growth of the market, parcel B tariff and the increase of R\$ 32 million in revenue from updating financial assets (VNR) due to the significant increase in the IPCA in the quarter.

As non-recurring impacts in this quarter, we highlight:

Gross Margin:

(i) R\$ 21.0 million of revenue from installment A without corresponding CVA;

PMSO:

(ii) R\$ 11.8 million related to the actuarial update of the health plan of former employees of old CELPA;

(iii) R\$ 1.8 million related to consulting expenses;

(iv) R\$ 1.5 million related to the long-term incentive program (stock options).

Other Operating Income / Expenses:

(v) R\$ 13 million related to orders' disposal for the sale of assets.

PIAUÍ

In 1Q21, the Adjusted EBITDA reached R\$ 131 million, versus R\$ 53 million in 1Q20, representing an increase of 147%, positively influenced by the reduction in losses, an increase in the parcel B tariff as a result of RTE, which occurred in December 2020, market growth and the improving in the PDA performance compared to the same period in 2020.

As non-recurring effects in this quarter, we highlight:

i) R\$ 2 million from other non-operating adjustments related to write-offs and inventory adjustments;

ii) R\$ 1.0 million, related to the long-term compensation plan (Stock Options).

ALAGOAS

In 1Q21, the Adjusted EBITDA considering non-recurring effects reached R\$ 109 million, versus R\$ 54 million in 1Q20, mainly explained by the market growth.

As non-recurring effects in this quarter, we highlight:

i) R\$ 5 million from other non-operating adjustments related to the write-off of materials and deactivated assets;

ii) R\$ 1.0 million, referring to the long-term compensation plan (Stock Options);

5.1.4 – Consolidated Financial Results

R\$ Million	1Q20	1Q21	Var.
(+) Financial Income	53	32	-39%
(+) Fines and Interest on Overdue Bills	108	130	20%
(+) Swap Operations	359	211	-41%
(+) Foreign Exchange on Debt	(360)	(228)	37%
(+) Foreign Exchange on Debt - Judicial Recovery	-	2	N/A
(+) Charges and Monetary Variation on Debt	(248)	(273)	-10%
(+) Charges and Monetary Variation on Debt - STN D	-	7	N/A
(+) Interest on Regulatory Charges	22	0	-98%
(+) Interest on Debt - Judicial Recovery	(15)	(41)	-167%
(+) Present Value Adjustment - Judicial Recovery	(5)	(5)	2%
(+) Present Value Adjustment	(4)	(4)	7%
(+) Contingencies	(7)	(16)	-126%
(+) Other Financial Revenues	(7)	13	-275%
(+) Other Financial Expenses	(50)	(60)	-20%
Financial Results	(153)	(231)	51%
(+) Non Recurring Items	19	5	73%
Net Financial Results	(135)	(226)	68%

On a consolidated basis, Equatorial Energia's financial was R\$ 231 million negative against R\$ 153 million negative in 1Q20. Adjusting for non-recurring effects, the financial result was R\$ 226 million negative in this 1Q21 against R\$ 135 million negative in the same period last year. The main reasons for the increase in net financial expenses were due to an increase in the IPCA and IGP-M impacting interest and charges for the judicial recovery of Equatorial Pará, and charges, monetary variation on the debt and the costs and financial expenses of transmission operations until last year they were incorporated into the contract asset and are now being recorded in the financial result (SPEs 1, 2, 4, 5, 7 and 8).

Individually, we would like to highlight:

FINANCIAL RESULT R\$ Million	1Q21							
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Holding	EQTT	Intesa	55 Soluções
(+) Financial Income	7	12	6	5	2	0	0	1
(+) Fines and Interest on Overdue Bills	32	44	30	23	-	-	-	-
(+) Swap Operations	26	122	63	-	-	-	-	-
(+) Foreign Exchange on Debt	(27)	(137)	(64)	-	-	-	-	-
(+) Foreign Exchange on Debt - Jud Recovery	-	-	2	-	-	-	-	-
(+) Interest on Debt	(45)	(78)	(46)	(38)	(8)	(53)	(7)	-
(+) Interest on Debt - STN Deposit	-	-	-	7	-	-	-	-
(+) Interest on Regulatory Charges	(1)	(2)	2	2	-	-	-	-
(+) Foreign Exchange on Debt - Judicial Recovery	-	(41)	-	-	-	-	-	-
(+) AVP - Judicial Recovery	-	(5)	(0)	-	-	-	-	-
(+) Present Value Adjustment	(0)	(0)	(4)	(0)	0	-	-	-
(+) Contingencies	(3)	(1)	(3)	(8)	-	-	-	-
(+) Other Revenues	(0)	10	3	0	0	0	0	-
(+) Other Expenses	(15)	(29)	(5)	(5)	(1)	(4)	(0)	(0)
Financial Results	(27)	(104)	(17)	(14)	(8)	(56)	(7)	1
(+) Non Recurring Items	5	-	-	-	-	-	-	-
Net Financial Results	(22)	(104)	(17)	(14)	(8)	(56)	(7)	1

FINANCIAL RESULT R\$ Million	1Q20							
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Holding	EQTT	Intesa	55 Soluções
(+) Financial Income	13	15	5	5	12	0	2	1
(+) Fines and Interest on Overdue Bills	24	25	39	20	-	-	-	-
(+) Swap Operations	-	272	87	-	-	-	-	-
(+) Foreign Exchange on Debt	-	(272)	(88)	-	-	-	-	-
(+) Interest on Debt	(47)	(64)	(56)	(53)	(22)	(0)	(8)	-
(+) Present Value Adjustment on Debt	1	2	2	17	-	-	-	-
(+) Foreign Exchange on Debt - Jud Recovery	-	(15)	-	-	-	-	-	-
(+) AVP - Judicial Recovery	-	(5)	-	-	-	-	-	-
(+) Present Value Adjustment	(0)	(0)	(4)	(0)	0	-	-	-
(+) Contingencies	(1)	(1)	(4)	(1)	-	-	-	-
(+) Other Revenues	3	3	(13)	0	(0)	-	-	-
(+) Other Expenses	(8)	(16)	(5)	(7)	(6)	(5)	(1)	(0)
Financial Results	(16)	(56)	(37)	(18)	(16)	(5)	(6)	1
(+) Non Recurring Items	-	-	14	-	5	-	-	-
Net Financial Results	(16)	(56)	(23)	(18)	(11)	(5)	(6)	1

MARANHÃO

In 1Q21, the net financial result was R\$ 27 million negative, against R\$ 16 million negative in 1Q20, generating a negative variation of R\$ 11 million in relation to the amount recorded in the previous year. The result is explained by the following items: i) Reduction of R\$ 6 million in 1Q21 in Financial Income due to the significant reduction of the CDI, from 1.01% in 1Q20 to 0.49% in 1Q21 and ii) In other expenses, the main impact was the financial compensation of R\$ 5 million from the prepayment of the contract with the BNDES 2015, which is non-recurring. Finally, due to the contracting of foreign currency debt by Equatorial Maranhão, the company started to show fluctuations in the swap operations line, which has a neutral impact on the result since it is 100% protected against exchange rate fluctuation and is designated as hedge accounting cash flow.

PARÁ

In the quarter, the recurring net financial result was R\$ 104 million negative. The main factors that explain the increase of R\$ 48 million in the financial result are: (i) net effect of R\$ 15.5 million resulting from the mark-to-market of the swap contract of an older debt that did not have any offsetting account in the markup in the debt market, although these two ends are financially matched, the other contracts have a neutral accounting effect; (ii) an increase of R\$ 14 million in the interest line and monetary variation on debt resulted from the significant advance of the IPCA, a debt index with a 33.7% share, which went from 0.53% in 1Q20 to 2.04% in 1Q21 and due to the increase in the debt balance, which in 1Q20 was R\$ 4.6 billion and increased to R\$ 5.5 billion in 1Q21; (iii) an increase in the monetary variation on the debt of the judicial recovery of R\$ 26 million, due to the variation of the IGP-M, which went from 1.69% in 1Q20 to 8.27% in 1Q21. In other expenses, the main impact was the updating of the balance of unpaid taxes on the purchase of fuel for power generation in isolated systems, by the IPCA, which in 1Q20 generated an expense of R\$ 4.3 million and in 1Q21 was R\$ 11 million.

PIAUI

In 1Q21, the recurring net financial result was R\$ 17 million negative, a reduction of R\$ 20 million over the same period last year. Adjusting for non-recurring effects, the variation would have been R\$ 6 million (R\$ 17 million in 1Q21 against R\$ 23 million). The main line that resulted in this improvement was the line of interest and monetary variation on the debt, in the amount of R\$ 10 million, as a result of the drop in the CDI in the period, the index responsible for 66.7% of the debt, going from 1.01% in 1Q20 to 0.49% in 1Q21. It should also be noted that the reduction was more accentuated due to the non-recurring effect in 1Q20, due to the interest discount and monetary restatement in the installment of energy bills in the amount of R\$ 13 million.

ALAGOAS

In 1Q21, the net financial result was R\$ 14 million negative, versus R\$18 million negative in 1Q20, explained by the rise of interest on late payment of the energy bills, mainly caused by the pandemic of COVID 19 and by the R\$ 14 million reductions in interest in 1Q21 and monetary variation due to the drop in the CDI, an index with 61.0% of the debt, which went from 1.01% in 1Q20 to 0.49% in 1Q21.

EQUATORIAL ENERGIA HOLDING

At the Holding, the improvement in the financial result is basically due to the reduction of the debt balance, which went from R\$ 1,085 million in 1Q20 to R\$ 574 million in 1Q21, in addition to the reduction of the CDI in the period from 1.01% to 0.49 %, responsible for updating 79.3% of the holding company's debt.

EQUATORIAL ENERGIA TRANSMISSÃO

In 1Q20, all revenues and expenses were activated and incorporated into the contract asset. With the entry into operation of SPEs 1, 2, 4, 5, 7 and 8, these expenses are now recognized in the company's financial result. Still, in other expenses, R\$ 4 million in expenses related to bank guarantee contracted in the debts of SPEs 1, 2, 3 and 5, which serve as a guarantee for the loan with BNB, can be observed.

INTESA

Intesa's financial result was practically in line with the same period last year (an increase of R\$ 1 million negative), and is mainly due to the lower income from financial investments due to the drop in the CDI.

55 SOLUÇÕES

In 1Q21, the net financial result was positive by R\$ 1 million, in line with the same period of the previous year.

5.1.5 – Equatorial Consolidated Net Income

Equatorial Consolidated Net Income	1Q20	1Q21	Var.
Net Income Maranhão	81	113	39.3%
Net Income Pará	95	108	13.5%
Net Income Piauí	24	64	167.0%
Net Income Alagoas	31	62	97.4%
Net Income Intesa	(17)	13	-176.6%
Net Income Transmissão	249	30	-88.1%
Net Income 55 Soluções	6	(1)	-111.4%
PPA Equatorial Piauí	9	(1)	-109.4%
PPA Equatorial Alagoas	1	1	3.0%
Net Income Holding + Others	(39)	(37)	-5.3%
Equatorial Net Income	440	353	-19.7%
Adjustments Maranhão	(2)	10	-519.5%
Adjustments Pará	(19)	32	-273.0%
Adjustments Piauí	(17)	1	-105.5%
Adjustments Alagoas	(17)	5	-128.0%
Adjustments Stock options (EQTL)	13	1	-95.7%
Adjustments Holding	(13)	-	-100.0%
Adjustments Intesa	-	-	N/A
Adjustments Transmissão	-	-	N/A
PPA Equatorial Piauí	(9)	1	-109.4%
PPA Equatorial Alagoas	(1)	(1)	3.0%
Equatorial Adjusted Net Income	375	401	7.1%

On a consolidated basis, Equatorial's net income reached R\$ 353 million in the quarter, 19.7% lower than in 1Q20. If we adjust for the non-recurring effects of the quarter, we reached R\$ 401 million, an increase of 7.1%.

Net Income R\$ Million	1Q21			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Net Income	194	124	68	64
(+) EBITDA Impact	9	42	1	3
(+) IR and CSLL Effects	3	(5)	0	2
(+) Depreciation	-	-	-	-
(+) Net Income Adjustements	5	-	-	-
(+) Other Non Operational Revenues/Expenses	-	-	-	-
(=) Adjusted Net Income	211	161	69	69

Net Income R\$ Million	1Q20			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Net Income	139	109	26	32
(+) EBITDA Impact	(4)	(20)	(30)	(15)
(+) IR and CSLL Effects	(1)	(1)	(2)	(2)
(+) Depreciation	-	-	-	-
(+) Net Income Adjustements	-	-	14	-
(+) Other Non Operational Revenues/Expenses	-	-	-	-
(+) Deferred Taxes	-	-	-	-
(=) Adjusted Net Income	135	88	8	15

MARANHÃO

In Equatorial Maranhão, adjusted net income reached R\$ 211 million in the quarter. After the adjustments mentioned in EBITDA and Financial Result, there were no other relevant non-recurring entries that affect net income in this quarter.

PARÁ

In Pará, the adjusted net income reached R\$ 161 million in 1Q21. After the adjustments mentioned in the EBITDA, the Financial Result and the impacts on the calculation of income tax and social contribution, there were no other relevant non-recurring entries that affect net income in this quarter.

PIAUI

In Piauí, the adjusted net loss reached R\$ 69 million in the quarter. After the commented adjustments in EBITDA and Financial Result, there were no other relevant non-recurring entries that affect net income in this quarter.

ALAGOAS

In Alagoas, adjusted net income reached R\$ 69 million in 4Q20. After the commented adjustments in EBITDA and the impacts on the calculation of income tax and social contribution, there were no other relevant non-recurring entries that affect net income in this quarter.

5.2 Economic and Financial Operations Transmission

5.2.1 Equatorial Transmissão - SPEs 01 to 08

EQTT - Main Indicators - Regulatory (R\$ Mn)	1Q20	1Q21	Var.
Net Revenues	40	185	358.3%
Operational Costs and Expenses	(2)	(7)	343.5%
Costs of Infraestructure	-	-	0.0%
EBITDA (CVM 527)	39	178	358.9%
Depreciation / Amortization	(142)	(7,470)	5176%
EBITDA Margin	96%	96%	0.1%
EBIT	39	171	341.3%
Financial Results	(6)	(56)	842.7%
Taxes	-	(5)	0.0%
Net Profit	33	109	-233.6%

Debt and Cash	1Q20	1Q21	Var.
Net Debt	679	3,945	480.8%
Debt Volume	710	4,188	489.7%
Cash	31	244	682.7%

In 4Q20, net revenue reached R\$ 185 million and operating costs and expenses totaled R\$ 7 million. With the start-up of SPE 2 (2Q20) and SPE's 4, 5, 7 and the final stage of SPV 8, the expenses started to be booked in the result. The Regulatory EBITDA reached R\$ 178 million, with an 96% margin.

As such, it is worth noting that on April 2021 the Revenue Release Term (TLR) was issued by ONS, for 100% of the Annual Permitted Revenue (RAP) of SPE 06, in the total amount of R\$ 120.2 million. However, although the release was made retroactively to March 5, 2021, the release of RAP is not yet reflected in the reported revenue this quarter.

In the table below, we present the income statement for the transmission segment, from corporate to regulatory, of the SPEs consolidated by Equatorial Transmissão.

Income Statement (R\$ Thousand)	1Q20 Regulatory	Adjustments	1Q20 IFRS	1Q21 Regulatory	Adjustments	1Q21 IFRS
Operational Revenues	43,182	947,033	990,214	205,956	122,189	328,145
Energy Transmisison	42,039	(42,039)	-	199,352	(199,351)	1
Operation and maintenance Revenues	-	787	787	-	2,720	2,720
Construction Revenues	-	748,681	748,681	-	301,785	301,785
Financial Revenues - IRR Update	-	-	-	-	-	-
Contract Asset Update	-	-	-	-	356,145	356,145
Contract Asset Revenues	-	226,185	226,185	-	(42,931)	42,931
Contract Asset - Realization Gains	-	13,418	13,418	-	(296,180)	296,180
Other Revenues	1,143	-	1,143	6,604	-	6,604
Deductions form Operational Revenues	(2,730)	(91,283)	(94,013)	(20,580)	(23,804)	(44,384)
Net Operational Revenues	40,452	855,750	896,201	185,375	98,385	283,760
Operational Costs and Expenses	(1,606)	(467,993)	(469,599)	(7,123)	(176,949)	(184,072)
Personnel	(733)	-	(733)	(4,397)	-	(4,397)
Material	(121)	-	(121)	(150)	86	(64)
Third Party Services	(729)	-	(729)	(2,159)	(86)	(2,245)
Construction Costs	-	(467,993)	(467,993)	-	(176,947)	(176,947)
Others	(23)	0	(23)	(417)	(2)	(419)
EBITDA	38,845	387,756	426,602	178,252	(78,564)	99,688
Depreciation and Amortization	(142)	(6)	(148)	(7,470)	7,406	(64)
Equity	0	0	0	0	-	-
Financial Results	(5,979)	15	(5,964)	(56,364)	(31)	(56,395)
Financial Revenues	-	17	17	366	17	384
Financial Expenses	(5,979)	(2)	(5,981)	(56,730)	(48)	(56,779)
Results before Income Taxes	32,725	387,765	420,490	114,419	(71,190)	43,229
IR and CSLL	-	-	-	(11,629)	4,991	(6,639)
Tax Subsidy	-	-	-	6,386	(4,991)	1,395
Deferred Taxes	-	(171,975)	(171,975)	-	(8,465)	(8,465)
Tax Incentives	-	-	-	-	-	-
Net Results	32,725	215,790	248,514	109,176	(79,655)	29,520

5.2.2 Intesa

INTESA - Main Indicators - Regulatory (R\$ Mn)	1Q20	1Q21	Var.
Net Revenues	42	38	-7.8%
Operational Costs and Expenses	(4)	(3)	-16.1%
Costs of Infrastructure	-	-	N/A
EBITDA (CVM 527)	38	35	-6.9%
Depreciation / Amortization	(5)	(6)	11.0%
EBITDA Margin	90%	91%	1.0%
Margem EBITDA ajustada*	90%	91%	1.0%
EBIT	32	29	-9.8%
Financial Results	(6)	(7)	14.0%
Taxes	(0)	(2)	752.8%
Net Profit	26	20	-22.5%

Debt and Cash	1Q20	1Q21	Var.
Net Debt	313	452	44.3%
Debt Volume	503	510	1.4%
Cash	190	59	-69.2%

Intesa's net revenue was R\$ 38 million in 1Q21, 7.8% lower when compared to the same period of the previous year, impacted by the tariff review that took place in July, 2020 due to the reinforcements of Miracema and Peixe II, resulting in a quarterly loss of R\$ 3.3 million and a higher disallowance of revenue due to unavailability (PV, in portuguese) in the amount of R\$ 200 thousand. The Operating costs and expenses decreased by 16.1%, mainly by the replacement of the main commercial partner that was canceled in 2Q20.

The EBITDA reached R\$ 35 million in 1Q21, with an EBITDA margin of 91%, against R\$ 38 million in 1Q20 and a margin of 90%, explained by the same factors pointed out to the costs reduction and operating expenses.

Net income was R\$ 20 million versus R\$ 26 million in 1Q20, as a result of the growth in the taxes line, which increased to R\$ 2 million, and due to the same factors pointed out in the net revenue's reduction.

Income Statement (R\$ '000)	1Q20			1Q21		
	Regulatory	Adjustments	1Q20 IFRS	Regulatory	Adjustments	1Q21 IFRS
Operating Revenues	48,082	(8,696)	39,386	44,680	(7,507)	37,173
Energy Transmission	47,873	(46,307)	1,566	43,120	(42,767)	353
Maintenance and Operation Revenues	-	4,479	4,479	-	2,847	2,847
Construction Revenues	-	70,915	70,915	-	6,236	6,236
Financial Revenues - IRR Update	-	-	-	-	-	-
Contract Asset Revenues	-	34,754	34,754	-	-	-
Contract Asset - Realization Gains	-	(72,949)	(72,949)	-	(15,030)	(15,030)
Other Revenues	209	412	621	1,560	619	2,179
Contract Asset Update	-	-	-	-	40,589	40,589
Deductions from Operating Revenues	(6,369)	(2,722)	(9,091)	(6,219)	(1,815)	(8,034)
Net Operating Revenues	41,713	(11,418)	30,295	38,461	(9,322)	29,139
Gross Operating Margin	41,713	(11,418)	30,295	38,461	(9,322)	29,139
Operating Expenses	(4,107)	(32,839)	(36,946)	(3,446)	(2,776)	(6,222)
Personnel	(824)	-	(824)	(1,589)	-	(1,589)
Material	(16)	-	(16)	(25)	-	(25)
Third Party Services	(3,632)	-	(3,632)	(1,861)	-	(1,861)
Provisions	-	(32,839)	(32,839)	-	(2,776)	(2,776)
Other	365	-	365	29	-	29
Other Operating Revenues (Expenses)	-	-	-	-	-	-
Operating Income	37,606	(44,257)	(6,651)	35,016	(12,098)	22,918
Depreciation and Amortization	(5,215)	5,200	(15)	(5,790)	5,775	(15)
Service Results	32,391	(39,057)	(6,666)	29,226	(6,323)	22,903
Financial Results	(6,035)	-	(6,035)	(6,880)	-	(6,880)
Financial Revenues	2,153	-	2,153	193	-	193
Financial Expenses	(8,188)	-	(8,188)	(7,073)	-	(7,073)
Income Before Taxes	26,356	(44,257)	(12,701)	22,346	(6,323)	16,023
Social Contribution	(246)	(4,545)	(4,791)	(2,098)	(2,815)	(4,913)
Income Tax	-	-	-	-	2,815	2,815
Deferred Taxes	-	-	-	-	(529)	(529)
Fiscal Incentives	-	-	-	-	-	-
Net Income	26,110	(48,802)	(17,492)	20,248	(6,852)	13,396

6. Regulatory Highlights

6.1 Tariffs Adjustment / Review Transmission

Company	Contract	Contract Signature	1st Review	2nd Review	3rd Review	4th Review
SPV1	07/2017	2/10/2017	7/1/2022	7/1/2027	7/1/2032	7/1/2037
SPV2	08/2017	2/10/2017	7/1/2022	7/1/2027	7/1/2032	7/1/2037
SPV3	10/2017	2/10/2017	7/1/2022	7/1/2027	7/1/2032	7/1/2037
SPV4	12/2017	2/10/2017	7/1/2022	7/1/2027	7/1/2032	7/1/2037
SPV5	13/2017	2/10/2017	7/1/2022	7/1/2027	7/1/2032	7/1/2037
SPV6	14/2017	2/10/2017	7/1/2022	7/1/2027	7/1/2032	7/1/2037
SPV7	20/2017	2/10/2017	7/1/2022	7/1/2027	7/1/2032	7/1/2037
SPV8	48/2017	7/21/2017	7/1/2023	7/1/2028	7/1/2033	7/1/2038
INTESA (Reinforcements)	02/2006	4/27/2006	7/1/2020	7/1/2024	7/1/2029	7/1/2034

*The date of the 1st review of Intesa's reinforcements was originally 7/1/2019, but was postponed by ANEEL and had its retroactive effects valid from 7/1/2020. It is important to note that the revenue from Intesa's original project will be reduced by 50% in 2024.

6.2 Tariffs Adjustment / Review - DisCos

DisCo	Average effect noticed by consumers (%)	Start of Term	Process
Equatorial Maranhão	0.01%	8/20/2020	Tariff Adjustment
Equatorial Pará	2.68%	8/7/2020	Tariff Review
Equatorial Piauí	3.48%	12/2/2020	Tariff Adjustment
Equatorial Alagoas	8.62%	5/3/2021	Tariff Adjustment

On April 27, the National Electric Energy Agency (ANEEL), at a Board meeting, approved the annual tariff readjustment for Equatorial Alagoas. The Annual Tariff Readjustment (RTA) was established by ANEEL with an average effect to be perceived by the consumer of 8.62%, already considering the net effect of the inclusion and exclusion of Financial Components in the tariff (-11.22%). As a result, the B parcel of Equatorial Alagoas had a positive readjustment of 6.7% when compared to the current one in the last tariff year, mainly influenced by the IPCA of the reference period, which was 6.91% and by the X Factor of -0.52%, which represents 2.45% of the perceived average effect. Therefore, the approved Parcel B reached the amount of R\$ 703.7 million.

The approved readjustment included some measures that helped to maintain the tariff modality, such as reversing of the Covid Account, the use of ICMS credits on the basis of PIS/COFINS, the reprofiling of RBSE costs and the deferral of the Basic Network, the latter being a deferral of Parcel A.

6.3 Regulatory Asset Base

DisCo	Net Regulatory Asset Base (R\$ Million)			Tariff Review		
	3rd Cycle	4th Cycle	5th Cycle	3rd Cycle	4th Cycle	5th Cycle
Equatorial Maranhão	2,069	3,309		Aug-13	Aug-17	Aug-21
Equatorial Pará	1,472	3,090	5,047	Aug-11	Aug-15	Aug-23
Equatorial Piauí	318	-	1,671	Aug-13	-	Dec-23
Equatorial Alagoas	444	-	1,354	Aug-13		May-24

* In Equatorial Piauí, there was a reimbursement of physical surpluses approved in the RTE held on December 2020, in the amount of R\$ 392 million. Without this reimbursement, the new base would be R\$ 2,063 million.

6.4 Parcel B

DisCo	Parcel B (R\$ Million)			
	VPB ₁ A-1	VPB ₁ AO	Var. %	Start of Term
Maranhão	1,473	1,641	11.4%	Aug-20
Pará	1,883	2,059	9.3%	Aug-20
Piauí	498	847	70.1%	Dec-20
Alagoas	666	704	5.7%	May-21
TOTAL	4,520	5,251	16.2%	

6.5 Regulatory Assets and Liabilities

REGULATORY ASSETS	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
Accrual	230,018	243,420	159,035	331,286
<i>CDE</i>	10,895	12,011	8,193	4,308
<i>System Charges</i>	75,342	63,520	46,163	10,510
<i>Basic Grid</i>	34,203	60,180	28,742	79,267
<i>Energy Purchase</i>	106,732	104,229	74,268	167,523
<i>Others</i>	-	3,480	-	28,345
<i>Neutrality</i>	-	-	-	31,825
<i>Subcontraction</i>	-	-	-	9,507
<i>Proinfa</i>	2,846	-	1,670	-
Amortization	40,508	78,796	55,694	384
<i>CDE</i>	2,311	4,137	235	57
<i>Proinfa</i>	-	-	119	-
<i>System Charges</i>	711	30,126	-	5
<i>Basic Grid</i>	3,795	7,394	15,520	-
<i>Energy Purchase</i>	33,691	37,139	39,820	322
Parcel A Neutrality	-	-	-	-
<i>Excess Energy Purchase</i>	-	1,095	-	-
Other Regulatory Assets	69,573	112,166	94,153	165,283
<i>Others</i>	59,536	112,166	41,308	165,283
<i>CCEAR Guaranties</i>	-	-	-	-
<i>Subcontraction</i>	10,037	-	52,845	-
Total	340,099	435,477	308,882	496,952

REGULATORY LIABILITIES	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
Accrual	(2,618)	28,954	(9,316)	(381,683)
<i>Energy Purchase</i>	(2,618)	-	(9,316)	(1,166)
<i>Proinfa</i>	-	-	-	-
<i>System Charges</i>	-	34,030	-	-
<i>CDE</i>	-	-	-	-
<i>Basic Grid</i>	-	-	-	-
<i>Parcel A Neutrality</i>	-	(5,076)	-	-
<i>Others</i>	-	-	-	(380,051)
<i>Violation of continuity Limit - Piauí</i>	-	-	-	-
<i>Subcontraction</i>	-	-	-	(467)
Amortization	(30,680)	(37,228)	(49,432)	(310)
<i>Basic Grid</i>	(20)	(252)	(187)	(5)
<i>Energy Purchase</i>	(2,887)	(3,224)	(44)	(74)
<i>CDE</i>	-	-	(6,961)	(80)
<i>System Charges</i>	(25,328)	(30,750)	(38,394)	(139)
<i>Proinfa</i>	(2,445)	(3,002)	(3,847)	(12)
Parcel A Neutrality	(4,534)	(906)	(3,072)	-
Other Regulatory Assets	(346,818)	(413,878)	(333,676)	(3,227)
<i>Others</i>	(346,818)	(413,878)	(333,676)	(3,227)
<i>Violation of continuity Limit - Piauí</i>	-	-	-	-
<i>Financial Exposure</i>	-	-	-	-
Excess Energy Purchase	(924)	(74,387)	(17,040)	(548)
<i>PIS/COFINS Compensation</i>	-	-	-	-
Total	(385,574)	(497,445)	(412,536)	(385,769)

Net Regulatory Assets	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
Regulatory Assets	340,099	435,477	308,882	496,952
Regulatory Liabilities	(385,574)	(497,445)	(412,536)	(385,769)
Net Regulatory Assets (for Net Debt)	(45,475)	(61,968)	(103,654)	111,183
<i>Exceeding Demand / Reactive Energy</i>	(50,283)	(180,669)	(7,128)	(9,997)
Net Regulatory Assets	(95,758)	(242,637)	(110,782)	101,186

7. Debt

7.1 – Consolidated Debt

As of March 31, 2020, the consolidated gross debt, considering charges, financial creditors of the judicial recovery (net of adjustment to present value) and debentures, reached R\$ 18,004 million, an increase of 3.1% in relation to the previous quarter. For a more detailed opening of the debt, see the IR - Financial Information - Operating and Financial Data website.

Indebtedness (100% de consolidation)

	Index	Spread	2021	2022	2023	2024	2025 to 2034	2035 to 2044	2044 to 2049	Total
Domestic Currency										
Pará	% of CDI	111,8% to 115,7%	644	574	375	-	-	-	-	1,593
	CDI +	+ 1,0% to + 1,3%	13	-	1,000	-	-	-	-	1,013
	Fixed Rate (R\$)	1% to 10% pa	16	34	31	36	737	-	-	853
	IPCA	+ 4,8% to + 8,0%	376	208	327	214	649	40	-	1,813
	IGP-M	+ 1,0%	7	-	-	-	348	-	-	355
	Funding Cost	0.0% aa	(3)	(35)	(20)	(19)	(169)	(0)	-	245
Equatorial Pará (Total)			1,054	780	1,713	230	1,565	40	-	5,381
Domestic Currency										
Maranhão	% of CDI	106% to 107%	1	500	-	-	-	-	-	501
	CDI +	+ 1,0% to + 3,7%	2	2	1	188	188	-	-	382
	IPCA	+ 3,0% to + 5,5%	257	93	222	79	465	31	-	1,147
	TJLP	+ 2,3% to + 2,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
	SELIC	+ 2,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
	Fixed Rate (R\$)	6,0% pa	2	3	3	3	2	-	-	13
	Funding Cost	0%	(2)	(3)	(2)	(0)	(0)	(0)	-	7
Equatorial Maranhão (Total)			259	595	224	270	656	31	-	2,035
Domestic Currency										
Piauí	% of CDI	109,8% to 119,5%	470	536	80	80	-	-	-	1,166
	CDI +	+1,1% to +1,7%	11	311	646	200	-	-	-	1,168
	IPCA	+0,5% to +4,4%	27	43	42	49	287	125	-	573
	SELIC	+ 0,5%	47	46	10	-	-	-	-	102
	Fixed Rate (R\$)	+5,0%	-	-	-	39	387	393	150	969
	Funding Cost	0%	(0)	(34)	(28)	(22)	(224)	(224)	(86)	619
Equatorial Piauí (Total)			554	902	750	346	450	294	64	3,359
Domestic Currency										
Alagoas	% of CDI	100% to 124,85%	264	361	333	394	-	-	-	1,352
	CDI +	+1,0%	-	2	250	-	-	-	-	252
	IPCA	+3,9%	7	13	13	18	178	89	-	318
	SELIC	+ 0,5%	19	11	5	0	-	-	-	35
	Fixed Rate (R\$)	5,0% pa	-	-	-	-	-	-	-	-
	Funding Cost	0%	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	-	0
Equatorial Alagoas (Total)			290	386	601	412	178	89	-	1,956
Domestic Currency										
Equatorial Transmissão	IPCA	+1,6% to 5,3%	127	109	206	218	2,325	1,246	-	4,231
	Funding Cost	0%	(2)	(3)	(3)	(3)	(25)	(8)	-	43
	Equatorial Transmissão (Total)			125	106	203	216	2,300	1,238	-
Domestic Currency										
Intesa	IPCA	+ 5,4%	3	-	37	37	37	-	-	114
	% of CDI	109%	0	-	-	250	-	-	-	250
	CDI +	+ 1,1% to 2,2%	0	-	-	-	150	-	-	150
	Funding Cost	0%	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	-	-	3
Intesa (Total)			2	-	1	36	286	186	-	510
Domestic Currency										
Equatorial Energia	CDI +	+1,3% to 1,6%	7	-	-	448	-	-	-	456
	IPCA	+ 5,8%	3	-	60	60	-	-	-	123
	Funding Cost	0%	(1)	(1)	(1)	(1)	-	-	-	4
Equatorial Energia (Total)			9	(1)	59	508	-	-	-	575
Equatorial Consolidated			2,293	2,767	3,586	2,268	5,335	1,692	64	18,004

		Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Equatorial Energia	Equatorial Transmissão	Intesa	55 Soluções	Equatorial Distribuição	Consolidado
Dívida bruta	Gross Debt	2,034,915	5,381,161	3,359,023	1,955,842	574,511	4,188,450	510,162	-	-	18,004,064
Disponibilidades	Cash Position	1,239,615	2,890,181	1,195,762	984,455	176,968	281,108	58,529	107,331	733	6,934,682
Ativo reg. líquido	Net Regulatory Assets	(95,758)	(242,638)	(110,782)	101,186	-	-	-	-	-	(347,992)
Sub rogação CCC	CCC Subrogation		128,181								128,181
Ativos financeiros sobras fisi	Financial leftover financial assets			382,549							382,549
Dep. Judicial de bancos	Banks Judicial Deposits		7,955								7,955
Swap	Swap	2,024	419,608	130,833	-	-	-	-	-	-	552,465
Dívida líquida	Net Debt	889,034	2,177,874	1,760,662	870,200	397,542	3,907,342	451,633	(107,331)	(733)	10,346,224
Part. EQTL		58.6%	86.9%	94.5%	96.4%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
Dívida Líquida (Proporcional)		520,885	1,891,483	1,663,825	838,612	397,542	3,907,342	451,633	(107,331)	(733)	9,563,260

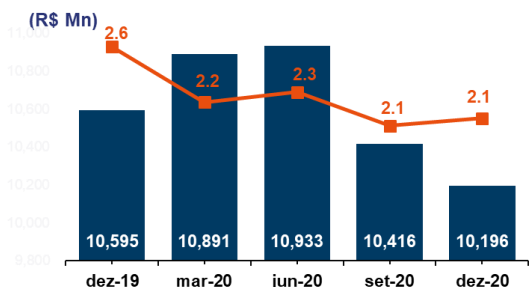
Geramar's gross debt is not consolidated in Equatorial. The balance of Geramar's gross debt in 1Q21, adjusted by Equatorial's 25% stake, was R\$ 57 million.

Geramar	Indexador		Index	Spread	2021	2022	2023	2024	2025	2026 a 2033	2034	Total
	TJLP	TJLP		+ 1,0%	11	10	10	10	-	-	-	-
Pré fixado (R\$)	Fixed Rate (R\$)		8,5% a.a.	2	2	2	2	2	2	2	2	11
SELIC			+ 3,3%	1	2	1	-	-	-	-	-	5
Geramar (Total)				14	15	13	12	2	2	2	-	57

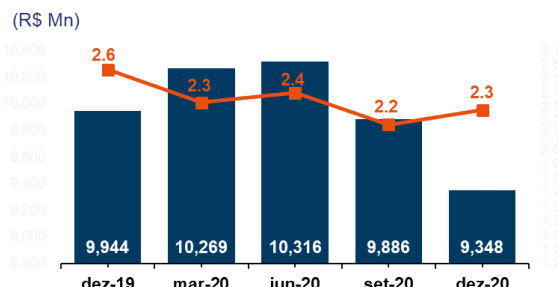
Equatorial's consolidated net debt in 1Q21 totaled R\$ 7.5 billion, implying a net debt / EBITDA ratio of 2.2x.

As of March 31, 2021, Equatorial's net debt adjusted by Equatorial's holdings in its subsidiaries totaled R\$ 7.1 billion, resulting in a proportional net debt / EBITDA ratio of 2.4x, as shown below.

Cons. Net Debt and Net Debt/EBITDA LTM



Pro-rata Net Debt and Net Debt/EBITDA LTM



7.2 – Funding

Throughout 1Q21 and until the preparation of this report, the group made the following debt/financing releases:

Company	Counterpart	Liquidation date	Value (R\$ 000)	Due	Interest Payment	Amortization
EQTL ALAGOAS	BNDES	1/28/2021	81,500	20 years	Monthly	Monthly
EQTL PIAUI	BNDES	1/28/2021	54,500	20 years	Monthly	Monthly
EQTL ALAGOAS	BNDES	3/12/2021	22,037	20 years	Monthly	Monthly
EQTL PARÁ	BNDES	3/30/2021	115,514	20 years	Monthly	Monthly
EQTL MARANHÃO	BNDES	3/30/2021	106,623	20 years	Monthly	Monthly
EQTL TRANSMISSÃO	DEBÊNTURES	4/6/2021	800,000	15 years	Semester	Annual
SPE 5	MUTUAL (EQTL PA)	4/15/2021	10,000	2 years	Bullet	Bullet
EQTL MARANHÃO	4131 SCOTIABANK	2/19/2021	350,000	4 years	Semester	3rd and 4th year
EQTL PARÁ	MLA - 2ª TRANCHE	4/8/2021	97,657	-	-	-
EQTL PIAUI	4131 SCOTIABANK	4/26/2021	300,000	5 years	Semester	4th e 5th year
			1,937,831			

8. Investments

The information related to Investments made in the period considers 100% of Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, Intesa, Equatorial Transmissão and 25% of Geramar.

Investments (R\$ Mn)	1Q20	1Q21	Var.%
Maranhão			
Electrical Assets	101	123	21.7%
Special Obligations	14	7	-49.1%
Non-Electrical Assets	19	7	-65.9%
Total	134	137	1.8%
Pará			
Electrical Assets	101	140	38.0%
Special Obligations	43	30	-30.8%
Non-Electrical Assets	16	17	1.8%
Total	161	186	15.8%
Piauí			
Electrical Assets	47	54	15.6%
Special Obligations	15	8	-43.7%
Non-Electrical Assets	13	15	18.0%
Total	74	77	4.1%
Alagoas			
Electrical Assets	30	38	26.5%
Special Obligations	-	-	N/A
Non-Electrical Assets	4	11	177.0%
Total	34	49	43.8%
Total Equatorial Distribuição	404	450	11.4%
Geramar			
Generation	0	0	-50.8%
Equatorial Transmissão			
Greenfield	401	178	-55.6%
Intesa	9	3	-66.0%
Total Equatorial	814	631	-22.5%

Since the beginning of Equatorial Transmissão's projects, in 2017, in accumulated form, approximately R\$ 5.2 billion have been invested. The reduction in investments compared to the same quarter of the previous year shows that we are already in the final stage of implementing transmission projects. As for the distribution segment, investments in practically all DisCos accelerated, despite the Covid-19 pandemic.

9. Capital Market

Market Data	Mar-20	Mar-21	Var. %
Enterprise Value (EV - R\$ million) ¹	28,049	32,189	14.8%
Market Value (R\$ million)	17,871	25,060	40.2%
ADTV90 (R\$ million) ²	169	208	23.1%
EQTL3 (ON) (R\$/share)	17.60	24.80	40.9%

¹EV = Valor de Mercado + Dívida Líquida Proporcional

²ADTV = Volume Médio Diário de Negociação

In December 4, 2020, the Company approved a Share Buyback Program with the objective of maximizing the generation of value for its shareholders, through the acquisition for maintenance in treasury and subsequent sale or cancellation without reduction of capital. The transaction approved was limited to 50,110,056 shares, equivalent to 5.0% of the total, with a maximum duration of 18 months. As of March 31, 28,421,100 shares had been acquired under the program.

10. Services Provided by the Independent Auditors

The Company did not hire KPMG Auditores Independentes, its external auditors, for any other services beyond the independent audit and those services required by ANEEL. The Company's contracting policy is designed to ensure the independence of the auditors in line with the prevailing regulations. Essentially, these determine that the auditors may not audit their own work, exercise any managerial function for their clients or promote their clients' interests.

The following information was not reviewed by the independent auditors: i) Equatorial Distribuição Maranhão, Pará, Piauí and Alagoas operating information (including that related to the Light for All Program PLPT); ii) proforma financial information and its comparison with the corporate results presented in the period; and; iii) Management's expectations regarding the future performance of the companies.

Warning

Forward-looking statements are subject to risks and uncertainties, and are based on the expectations of Management and on the information currently available to the Company. Forward-looking statements include information on our current intentions, beliefs or expectations, as well as those of the Board of Directors and the Executive Board. The reservations concerning forward-looking statements include information related to presumed or possible operating results, as well as declarations preceded, followed by, or including such expressions as "believe", "can", "will", "continue", "expect", "forecast", "intend", "estimate" or similar wording.

Since they refer to future events and are therefore dependent on circumstances that may or may not occur, such statements are not a guarantee of performance. Future results and the creation of shareholder value may differ substantially from those expressed or suggested by said forward-looking statements, since many of the factors determining these results are outside the Company's control.

Accounting criteria adopted:

The information contained herein is presented in consolidated figures, pursuant to Brazilian Corporate Law, based on revised financial information. The consolidated financial information represents 100% of Equatorial Maranhão results, 100% of Equatorial Pará, 100% of Equatorial Piauí, 100% of Equatorial Alagoas, 100% of Equatorial Transmissão, 100% of Intesa's and 100% of 55 Soluções'.

The consolidated operating information represents 100% of Equatorial Maranhão results, 100% of Equatorial Pará, 100% of Equatorial Piauí and Equatorial Alagoas and 100% of 55 Soluções'.

Annex 1 – Manager Results - Isolated System - Equatorial Pará (R\$ MM)

ISOLATED SYSTEMS	1Q20	1Q21	Var.%
REVENUES / REIMBURSEMENTS	112	103	-7.7%
CCC Subvention	80	80	-0.9%
ACR Revenue (within the Company's Parcel A)	23	16	-31.4%
(-) C F PIS/COFINS	9	8	-9.0%
COSTS / EXPENSES	(114)	(104)	8.3%
Third Party Services	(2)	(2)	-1.9%
Other	-	-	N/A
Fuel Purchase for Energy Generation	-	-	N/A
Energy and Potency Purchase - IS	(112)	(102)	8.5%
SURPLUS (DEFICIT) IN ISOLATED SYSTEMS	(2)	(1)	50.0%
COSTS / EXPENSES	73,661	61,200	-16.9%

Annex 2 – Income Tax and Social Contribution Rate (R\$ MM)

Net Income and Social Contribution R\$ Million	1Q21			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
EBT (a)	246	171	90	70
Net Income Expense	(52)	(47)	(22)	(6)
(+) Deferred Fiscal Asset	21	44	20	-
(=) Calculated Tax	(31)	(4)	(2)	(6)
(=) Tax - Cash Basis (b)	(31)	(4)	(2)	(6)
(b/a) Tax Rate	12.7%	2.0%	2.4%	8.1%
Real Income	166	48	24	76
Tax Rate over Real Income	18.8%	7.3%	9.1%	7.4%
Net Income and Social Contribution R\$ Million	1Q20			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
EBT (a)	166	196	26	33
Net Income Expense	(27)	(87)	-	(0)
(+) Deferred Fiscal Asset	3	87	-	-
(=) Calculated Tax	(24)	-	-	(0)
(=) Tax - Cash Basis (b)	(24)	-	-	(0)
(b/a) Tax Rate	14.3%	0.0%	0%	0%
Real Income	177	(65)	(41)	2
Tax Rate over Real Income	13.4%	0.0%	0.0%	4.9%

Annex 3 – Consolidated Income Statement (R\$ '000')

EQUATORIAL MARANHÃO INCOME STATEMENT

Income Statement (R\$ '000)	1Q20	1Q21
Operating Revenues	1,245,074	1,460,485
Electricity Sales	1,064,498	1,210,335
Electricity Supply	19,736	6,762
Construction Revenues	134,535	136,841
Other Revenues	26,305	106,547
Deductions from Operating Revenues	(332,671)	(349,837)
Net Operating Revenues	912,403	1,110,648
Energy Service Costs	(543,253)	(638,800)
Purchased Energy	(343,601)	(404,897)
Transmission and Grid Usage Charges	(65,117)	(97,062)
Construction Cost	(134,535)	(136,841)
Other Non-Manageable Costs	-	-
Operating Gross Margin	369,150	471,848
Operating Expenses	(139,544)	(145,866)
Personnel	(31,631)	(36,273)
Material	(2,429)	(5,272)
Third Party Services	(79,762)	(83,360)
Provisions	(21,745)	(19,673)
Other	(2,912)	(2,143)
Other Operating Revenues (Expenses)	(1,065)	855
EBITDA	229,606	325,982
Depreciation and Amortization	(47,240)	(53,288)
Operating Income	182,366	272,694
Net Financial Results	(16,392)	(27,005)
Financial Revenues	39,609	63,314
Financial Expenses	(56,001)	(90,319)
Income Before Taxes	165,974	245,690
Social Contribution	(15,957)	(14,904)
Income Tax	(37,057)	(50,592)
Deferred Taxes	(3,275)	(20,880)
Fiscal Incentives	29,289	34,332
Net Income	138,975	193,645

EQUATORIAL PARÁ INCOME STATEMENT

Income Statement (R\$ '000)	1Q20	1Q21
Operating Revenues	1,850,304	2,083,404
Electricity Sales	1,580,838	1,763,736
Electricity Supply	18,721	6,801
Construction Revenues	148,450	186,005
Other Revenues	102,295	126,862
Deductions from Operating Revenues	(565,918)	(548,704)
Net Operating Revenues	1,284,386	1,534,700
Energy Service Costs	(770,508)	(956,927)
Purchased Energy	(509,111)	(583,829)
Transmission and Grid Usage Charges	(112,947)	(187,093)
Construction Costs	(148,450)	(186,005)
Operating Gross Margin	513,878	577,773
Operating Expenses	(190,431)	(230,683)
Personnel	(34,389)	(54,891)
Material	(2,204)	(5,748)
Third Party Services	(79,237)	(99,257)
Provisions	(30,586)	(37,428)
Other	(2,079)	115
Potency and Energy Purchase - Isol. System	(111,981)	(102,473)
CCC Subvention	77,883	81,382
Fuel for Energy Generation	140	131
Other Operating Revenues (Expenses)	(7,977)	(12,513)
EBITDA	323,447	347,090
Depreciation and Amortization	(70,970)	(71,751)
Operating Income	252,477	275,339
Net Financial Results	(56,386)	(104,154)
Financial Revenues	318,177	192,134
Financial Expenses	(374,563)	(296,288)
Income Before Taxes	196,091	171,186
Social Contribution	-	(3,501)
Income Tax	-	(11,816)
Deferred Taxes	(86,871)	(43,664)
Fiscal Incentives	-	11,816
Net Income	109,222	124,021

EQUATORIAL PIAUÍ INCOME STATEMENT

Income Statement (R\$ '000)	1Q20	1Q21
Operating Revenues	757,649	816,655
Electricity Sales	622,379	685,819
Electricity Supply	37,581	17,093
Construction Revenues	78,682	85,233
Other Revenues	19,007	28,509
Deductions from Operating Revenues	(230,202)	(231,927)
Net Operating Revenues	527,447	584,728
Energy Service Costs	(358,002)	(373,009)
Purchased Energy	(276,386)	(230,246)
Transmission and Grid Usage Charges	(2,934)	(57,529)
Construction Costs	(78,682)	(85,233)
Operating Gross Margin	169,445	211,719
Operating Expenses	(84,735)	(82,808)
Personnel	(22,099)	(19,264)
Material	(1,147)	(1,201)
Third Party Services	(39,392)	(48,270)
Provisions	(21,698)	(10,375)
Other	(2,129)	(2,068)
Fuel for Energy Generation	-	-
Other Operating Revenues (Expenses)	1,730	(1,629)
EBITDA	84,710	128,911
Depreciation and Amortization	(22,227)	(22,071)
Operating Income	62,483	106,839
Net Financial Results	(36,941)	(16,594)
Financial Revenues	122,854	93,569
Financial Expenses	(159,795)	(110,163)
Income Before Taxes	25,542	90,244
Social Contribution	-	(2,178)
Income Tax	-	(8,493)
Deferred Taxes	-	(19,877)
Fiscal Incentives	-	8,493
Net Income	25,542	68,189

EQUATORIAL ALAGOAS INCOME STATEMENT

Income Statement (R\$ '000)	1Q20	1Q21
Operating Revenues	677,030	801,306
Electricity Sales	610,328	710,148
Electricity Supply	2,283	2,728
Construction Revenues	34,374	49,429
Other Revenues	30,045	39,000
Deductions from Operating Revenues	(218,149)	(231,438)
Net Operating Revenues	458,881	569,867
Energy Service Costs	(319,113)	(389,118)
Purchased Energy	(227,248)	(263,376)
Transmission and Grid Usage Charge	(57,491)	(76,312)
Construction Costs	(34,374)	(49,429)
Operating Gross Margin	139,768	180,749
Operating Expenses	(70,218)	(80,440)
Personnel	(19,607)	(19,966)
Material	(947)	(2,223)
Third Party Services	(30,040)	(37,055)
Provisions	(17,890)	(15,023)
Other	(1,757)	(1,054)
Fuel for Energy Generation	-	-
Other Operating Revenues (Expense)	23	(5,119)
EBITDA	69,550	100,309
Depreciation and Amortization	(19,095)	(16,456)
Operating Income	50,455	83,853
Net Financial Results	(17,919)	(14,144)
Financial Revenues	46,927	56,218
Financial Expenses	(64,846)	(70,362)
Income Before Taxes	32,536	69,709
Social Contribution	(79)	(4,797)
Income Tax	(271)	(13,081)
Deferred Taxes	-	-
Fiscal Incentives	271	12,238
Net Income	32,457	64,068

EQUATORIAL TRANSMISSÃO IFRS INCOME STATEMENT

Income Statement (R\$ '000)	1Q20	1Q21
Operating Revenues	989,071	321,541
Construction Revenues	748,681	301,785
Other Revenues		1
Operation and Maintenance Revenues	787	2,720
Contract Asset Update	0	356,145
Contract Asset - Gains/Losses in realization	13,418	(296,180)
Contract Asset Revenues	226,185	(42,931)
Other Revenues	-	-
Deductions from Operating Revenues	(91,283)	(23,804)
Net Operating Revenues	897,788	297,736
Energy Service Costs	(467,993)	(176,947)
Construction Costs	(467,993)	(176,947)
Operating Gross Margin	429,795	120,789
Operating Expenses	0	(7,125)
Personnel	-	(4,397)
Material	-	(64)
Third Party Services	-	(2,245)
Others	0	(419)
EBITDA	429,795	113,664
Depreciation and Amortization	(6)	7,406
Operating Income	429,789	121,070
Net Financial Results	15	(56,395)
Financial Revenues	17	384
Financial Expenses	(2)	(56,779)
Income Before Taxes	429,804	64,675
Social Contribution	-	(6,639)
Income Tax	-	1,395
Deferred Taxes	(171,975)	(8,465)
Net Income (before Minorities)	257,828	50,966

EQUATORIAL ENERGIA CONSOLIDATED INCOME STATEMENT

Income Statement (R\$ '000)	1Q20	1Q21
Operating Revenues	5,673,926	5,564,050
Electricity Sales	3,966,120	4,408,110
Electricity Supply	78,321	33,384
Construction Revenues	1,233,818	765,529
Transmission Operations	2,554	-
Operation and Maintenance Revenues	5,266	5,566
Other Revenues	387,847	351,461
Deductions from Operating Revenues	(1,467,424)	(1,423,880)
Net Operating Revenues	4,206,502	4,140,170
Energy Service Costs	(2,569,298)	(2,571,370)
Purchased Energy	(1,672,425)	(1,934,135)
Transmission and Grid Usage Charges		-
Construction Costs	(896,873)	(637,235)
Operating Gross Margin	1,637,204	1,568,800
Operating Expenses	(487,939)	(562,318)
Personnel	(151,362)	(163,345)
Material	(8,319)	(15,169)
Third Party Services	(194,182)	(250,980)
Provisions	(79,132)	(83,931)
Other	(47,696)	(30,485)
Other Operating Revenues (Expenses)	(7,248)	(18,408)
EBITDA	1,149,265	1,006,482
Depreciation and Amortization	(160,034)	(164,028)
Equity Income	(20,593)	11,210
Goodwill Amortization	-	(28,150)
Operating Income	968,638	825,514
Net Financial Results	(153,293)	(230,661)
Financial Revenues	543,749	408,119
Financial Expenses	(697,042)	(638,780)
Income Before Taxes	815,345	594,853
Social Contribution	(17,548)	(28,839)
Income Tax	(41,525)	(93,589)
Deferred Taxes	(271,484)	(90,858)
Fiscal Incentives	29,902	71,089
Net Income (before Minorities)	514,690	452,656
Minorities	(74,732)	(99,430)
Net Income	439,957	353,226

Annex 4 Income Statements per Company (R\$ Million)

- ▶ The table below shows the consolidation procedure in Equatorial Energia.
- ▶ The “Minority Interest” line contains an adjustment so that the net income of each company in Equatorial’s consolidated result reflects its real ownership interest in Maranhão (65.11%), Pará (96.5%), Piauí (94.5%) and Alagoas (96.4%)

Income Statement by Company ('000)	Holding	55 Soluções	Transmissão	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Intesa	EQTD Individual	EQTD consolidated	PPAs EQTL PA, PI e AL	Eliminations	Consolidated
Operating Revenues	-	67	328	1,460	2,083	817	801	37	-	3,544	-	(30)	5,564
Electricity Sales	-	38	-	1,210	1,764	686	710	-	-	2,974	-	-	4,408
Electricity Supply	-	-	-	7	7	17	3	-	-	14	-	-	33
Construction Revenues	-	-	302	137	186	85	49	6	-	323	-	-	766
Transmission Operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operation and Maintenance Revenues	-	-	3	-	-	-	-	3	-	-	-	-	6
Availability Revenues - Grid Usage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Other Revenues	-	29	24	107	127	29	39	28	-	233	-	(30)	351
Deductions from Operating Revenues	-	(10)	(44)	(350)	(549)	(232)	(231)	(8)	-	(899)	-	-	(1,424)
Net Operating Revenues	-	57	284	1,111	1,535	585	570	29	-	2,645	-	(30)	4,140
Energy Service Costs	-	(34)	(177)	(639)	(957)	(373)	(389)	(3)	-	(1,596)	-	-	(2,571)
Purchased Energy	-	(34)	-	(405)	(584)	(230)	(263)	-	-	(1,273)	-	-	(1,800)
Transmission and Grid Usage Charges	-	-	-	(97)	(187)	(58)	(76)	-	-	-	-	-	(134)
Construction Costs	-	-	(177)	(137)	(186)	(85)	(49)	(3)	-	(323)	-	-	(637)
Operating Expenses	(12,453)	(28)	(7)	(146)	(231)	(83)	(80)	(3)	(0)	(377)	(1)	30	(562)
Personnel	(5,055)	(21,913)	(4)	(36)	(55)	(19)	(20)	(2)	-	(91)	-	-	(163)
Material	(0,007)	(0,574)	(0)	(5)	(6)	(1)	(2)	(0)	-	(11)	-	-	(15)
Third Party Services	(6,799)	(2,366)	(2)	(83)	(99)	(48)	(37)	(2)	(0)	(183)	-	30	(251)
Provisions	-	(0,222)	-	(20)	(37)	(10)	(15)	-	-	(57)	(1)	-	(84)
Other	(0,592)	(3,221)	(0)	(2)	(21)	(2)	(1)	0	-	(23)	-	-	(30)
Other Operating Revenues (Expenses)	-	-	-	1	(13)	(2)	(5)	-	-	(12)	-	-	(18)
EBITDA	(12,453)	(4,733)	100	326	347	129	100	23	(0)	673	(1)	-	1,007
Depreciation and Amortization	(0,030)	(0)	(0)	(53)	(72)	(22)	(16)	(0)	-	(125)	(0)	-	(152)
Operating Income	(12,483)	(5)	100	273	275	107	84	23	(0)	548	(2)	-	843
Equity Income	373,257	-	-	-	-	-	-	-	242	(4)	-	(386)	(17)
Equity Income	397,494	-	-	-	-	-	-	-	245	-	-	(386)	11
Goodwill amortization	(24,237)	-	-	-	-	-	-	-	(4)	(4)	-	-	(28)
Net Financial Results	(7,548)	1	(56)	(27)	(104)	(17)	(14)	(7)	(0)	(131)	1	-	(231)
Financial Revenues	2,011	1	0	63	192	94	56	0	0	255	-	(0)	408
Financial Expenses	(9,559)	(0)	(57)	(90)	(296)	(110)	(70)	(7)	(0)	(387)	1	0	(639)
Income Before Taxes	353,226	(4)	44	246	171	90	70	16	242	413	(0)	(386)	595
Social Contribution	-	(0)	(2)	(15)	(4)	(2)	(5)	(1)	-	(18)	-	-	(29)
Income Tax	-	(1)	(5)	(51)	(12)	(8)	(13)	(4)	-	(62)	-	-	(94)
Deferred Taxes	-	3	(8)	(21)	(44)	(20)	-	(1)	-	(64)	-	-	(91)
Fiscal Incentives	-	-	1	34	12	8	12	3	-	46	(0)	-	71
Net Income (with Minorities)	353,226	(3)	30	194	124	68	64	14	242	313	(0)	(386)	453
Minorities Stakes	-	(2)	-	68	4	4	2	-	24	72	(0)	-	99
Net Income	353,226	(1)	30	126	120	64	62	14	218	242	(0)	(386)	353

Annex 5 – Balance Sheet (R\$MM)

EQUATORIAL ENERGIA BALANCE SHEET

ASSETS (R\$ '000)	3/31/2020	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021
CURRENT ASSETS	11,644	12,596	13,538	14,645	14,161
Cash	3,257	619	3,312	2,220	2,491
Short Term Investments	2,345	5,362	3,706	5,397	4,324
Receivables	2,912	3,328	3,408	3,589	3,451
Receivables - Tariff Flags	2	3	1	-	-
Fuel Purchase - CCC Account	47	20	39	30	27
Services Required	372	410	429	518	515
Related Parts	-	-	-	-	-
Regulatory Assets	113	141	50	-	188
Judicial Deposits	3	3	5	4	4
Derivatives	19	22	18	101	184
Inventory	37	43	52	47	62
Dividends receivable	3	3	1	7	-
Taxes Recoverable	1,074	1,170	1,093	1,241	1,080
Taxes Recoverable on Net Income	155	186	177	195	202
Others	595	577	280	587	559
Concession Financial Asset	-	-	258	-	-
Contract Asset	709	709	709	709	1,074
NON-CURRENT ASSETS	27,814	27,907	28,598	29,479	28,137
LONG TERM ASSETS	10,132	9,563	9,755	10,027	9,134
Receivables	134	136	118	120	120
Regulatory Assets	1,349	899	890	968	940
Fuel Purchase - CCC Account	940	835	1,017	1,186	36
CCC Subrogation - Investments	-	-	-	-	-
Judicial Deposits	85	85	85	85	122
Services Required	304	271	251	250	258
Advance for future capital increase	7	7	7	33	26
Swap Operations	416	492	552	295	368
Taxes Recoverable	1,742	1,641	1,468	984	778
Taxes Recoverable on Net Income	82	83	83	89	83
Pension Plan	22	22	22	23	23
Others	52	56	44	328	303
Financial Asset	4,999	5,036	5,219	5,666	6,076
FIXED ASSETS	17,681	18,344	18,843	19,452	19,003
Investments	128	133	135	130	158
Suppliers Upfront Payment	-	-	0	-	-
Imobilized	14,937	15,187	17,303	19,258	21
Contract Asset	8595.623	9248.893	9771.87	10364.313	9,974
Intangible Assets	8,911	8,916	8,890	8,909	8,822
Usage Rights	32	31	29	29	27
ASSETS	39,458	40,503	42,136	44,124	42,298
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	39,458	40,503	42,136	44,124	42,298
CURRENT LIABILITIES	7,025	7,657	7,669	8,710	7,094
Suppliers	1,697	1,622	1,726	2,263	1,721
Personnel	64	80	86	64	60
Loans and Financing	2,456	2,676	2,031	2,229	1,743
Debentures	171	88	126	883	940
Taxes Payable	464	551	560	596	439
Taxes Payable on Net Income	43	64	708	754	243
Dividends	65	112	85	169	103
Deferred Income taxes and contributions	0	0	0	0	-
Dividends	341	317	327	602	592
Consumer Charges	-	-	-	-	-
Public Lighting Contribution	66	68	87	84	85
Related Parts	-	-	-	-	-
Sector Charges	286	295	272	286	374
Profit Participation	153	110	108	127	145
Derivatives	-	-	-	-	-
Contingencies Provision	252	243	209	216	220
Financial Recovery Liabilities	8.142	19.078	88.037	30.274	27
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	538.739	983.133	903.854	0	-
Swap Operations	-	-	-	-	-
Contingencies Provision	408	418	343	395	391
Others	12	12	10	11	10
NON-CURRENT LIABILITIES	22,123	22,087	22,856	23,136	23,114
Suppliers	7	7	7	7	20
Loans and Financing	9,738	9,916	10,206	10,558	10,288
Debentures	4,892	4,865	4,882	4,117	4,116
Parcel A values to return	103	197	478	170	330
Taxes Payable	228	220	234	234	223
Contingencies Provision	1,023	1,025	1,022	991	990
Debt from Judicial Restructuring	860	872	825	931	956
Related Parts	-	-	-	-	-
Pension Plan	140	140	140	151	162
Deferred Taxes	1,582	1,660	1,734	1,916	2,007
Deferred PIS/COFINS	956	1,011	1,067	985	1,009
Sector Charges	193	198	204	220	152
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	1,752	1,322	1,410	2,321	2,327
CCC Sector Charges	259	258	267	266	277
Others	369	374	360	250	241
Lease Liabilities	22	22	19	18	17
Minorities	1,737	1,775	1,893	1,816	1,911
SHAREHOLDERS' EQUITY	8,573	8,983	9,719	10,462	10,180
Capital Stock	2,742	2,742	3,490	3,490	3,490
Revaluation Reserves	(145)	(154)	(160)	(253)	(296)
Shares in Treasury	-	-	-	(31.734)	(632)
Profit Reserves	5,537	5,550	4,816	7,257	7,264
Other Comprehensive Income	-	-	-	-	-
Retained Earnings	440	846	-	-	-
Net Results	-	-	1,574	-	353
Total Assets and Liabilities	39,458	40,503	42,136	44,124	42,298

EQUATORIAL MARANHÃO BALANCE SHEET

ASSETS (R\$ '000)	3/31/2020	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021
CURRENT ASSETS	2,694	2,762	3,378	3,276	2,760
Cash	646	154	595	296	260
Short Term Investments	659	1,139	1,227	1,328	922
Receivables	1,344	1,393	1,433	1,457	1,407
Low Income	37	51	63	45	44
(-) Provision for Doubtful Accounts	(508)	(543)	(555)	(495)	(509)
Receivable - Tariff Flags	1	1	1	-	-
Services Provided	92	97	108	107	104
Related Parts	-	-	-	-	-
Judicial Deposits	3	3	5	4	4
Regulatory Assets	-	-	-	-	-
Derivatives	-	-	-	-	-
Inventory	11	14	16	10	18
Taxes Recoverable	308	326	343	362	339
Recoverables from Energy Purchase and Charges	49	51	52	53	55
Others	53	77	89	109	116
NON-CURRENT ASSETS	4,517	4,489	4,440	4,618	4,608
LONG TERM ASSETS	2,524	2,471	2,460	2,613	2,833
Bonds and securities	57	58	58	58	58
Receivables	108	92	94	49	50
Regulatory Assets	5	-	-	109	28
Services Provided	2	2	2	25	25
Judicial Deposits	97	97	99	104	107
Swap Operations	-	-	-	-	2
Taxes Recoverable	535	495	387	283	218
Others	27	23	23	24	24
Financial Asset	1,693	1,704	1,797	1,961	2,321
FIXED ASSETS	1,993	2,018	1,981	2,005	1,776
Intangible Assets	1,501	1,473	1,477	1,528	1,560
Contract Asset	489	543	502	476.24	214
Usage Rights	3	2,312	2	1	2
ASSETS	7,211	7,251	7,818	7,894	7,369
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	3/31/2020	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021
CURRENT LIABILITIES	1,606	1,782	1,992	2,233	1,252
Suppliers	351	332	368	579	412
Personnel	15	19	21	16	17
Loans and Financing	774	774	786	777	92
Debentures	102	15	15	185	191
Regulatory Liabilities	11	64	182	253	124
Taxes Payable	84	109	123	109	89
Taxes Payable on Net Income	23	30	35	66	55
Dividends	28	1	1	74	74
Consumer Charges	-	-	-	-	-
Public Lighting Contribution	13	14	18	17	18
R&D in energy efficiency	57	56	54	56	66
Profit Sharing	36	23	24	32	39
Swap Operations	-	-	-	-	-
Contingencies Provision	27	20	10	23	23
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	56	293	311	-	-
Others	26	33	43	45	50
Leasing Liabilities	2	1	1	1	2
NON-CURRENT LIABILITIES	2,672	2,432	2,596	2,664	2,945
Suppliers	7	7	7	7	20
Loans and Financing	782	734	874	857	1,117
Debentures	800	798	802	631	634
Taxes Payable	3	3	3	3	3
Deferred Taxes	374	366	367	376	397
Contingencies Provision	95	101	111	101	104
Regulatory Liabilities	-	41	60	-	-
R&D in energy efficiency	41	45	51	57	48
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	555	322	307	619	621
Leasing Liabilities	1	1	0	0	-
Others	14	14	14	14	-
SHAREHOLDERS' EQUITY	2,934	3,037	3,230	2,997	3,172
Capital Stock	1,313	1,322	1,322	1,480	1,480
Capital Reserves	-	-	-	27	32
Profit Reserves	1,481	1,446	1,446	1,489	1,489
Equity Valuation Adjustment	-	-	-	-	-23
Other comprehensive results	1	1	-	1	-
Retained Earnings	139	268	462	-	194
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	7,211	7,251	7,818	7,894	7,369

EQUATORIAL PARÁ BALANCE SHEET

ASSETS (R\$ '000)	3/31/2020	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021
CURRENT ASSETS	3,702	4,272	5,079	4,970	5,461
Cash	1,188	222	1,313	958	1,326
Short Term Investments	498	1,676	1,280	1,496	1,540
Receivables	2,316	2,800	2,870	2,819	2,796
Low Income	33	49	41	44	44
(-) Provision for Doubtful Accounts	(1,166)	(1,278)	(1,303)	(1,350)	(1,387)
Receivable - Tariff Flags	2	2	-	-	-
Fuel Purchase - CCC Account	47	20	39	30	27
Services Provided	157	180	174	218	206
Related Parties	0	0	0	0	-
Judicial Deposits	-	-	-	-	-
Regulatory Assets	45	8	50	-	29
Derivatives	-	-	1	100	184
Inventory	11	11	18	17	21
Taxes Recoverable	395	399	398	420	445
Dividends	-	-	-	-	-
Taxes Recoverable on Net Income	61	66	58	75	79
Others	114	116	139	143	152
NON-CURRENT ASSETS	7,530	7,212	7,412	7,271	7,148
LONG TERM ASSETS	5,292	4,915	5,107	5,127	5,034
Bonds and securities	24	24	24	24	25
Receivables	799	383	374	348	344
CCC Subrogation - Investments	85	85	85	85	122
Regulatory Assets	-	-	-	-	-
Fuel Purchase - CCC Account	-	-	-	-	-
Services Provided	5	5	5	1	1
Judicial Deposits	96	64	65	71	76
Taxes Recoverable	682	687	601	445	349
Taxes Recoverable on Net Income	49	49	50	50	50
Deferred Taxes	-	-	-	-	-
Derivatives	310	368	413	214	236
Pension Plan	6	6	-	6	6
Others	26	19	175	270	165
Financial Asset	3,210	3,225	3,315	3,613	3,660
FIXED ASSETS	2,238	2,297	2,305	2,144	2,115
Investments	14	12	14	14	33
Contract Asset	148	288	300	135	182
Intangible Assets	2,055	1,975	1,972	1,973	1,881
Usage Rights	21	23	20	22	19
ASSETS	11,232	11,484	12,491	12,241	12,609
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	3/31/2020	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021
CURRENT LIABILITIES	1,528	1,638	2,032	2,536	2,654
Suppliers	525	514	593	751	650
Personnel	15	22	22	16	18
Loans and Financing	52	199	419	780	991
Debentures	28	18	35	240	287
Regulatory Liabilities	-	-	-	81	-
Taxes Payable	199	230	234	153	150
Taxes Payable on Net Income	1	6	21	36	6
Dividends	22	-	-	67	67
Consumer Charges	-	-	-	-	-
Public Lighting Contribution	20	22	33	29	27
R&D in energy efficiency	116	120	101	123	181
Profit Sharing	44	32	33	38	44
Related Parties	4	5	-	-	-
Swap Operations	(2)	(4)	-	-	-
Debt from Judicial Restructuring	8	19	88	31	28
Contingencies Provision	4	4	5	6	6
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	325	326	326	-	-
Leasing Liabilities	-	-	5	7	6
Others	171	123	117	179	193
NON-CURRENT LIABILITIES	6,285	6,490	6,826	6,333	6,473
Loans and Financing	2,263	2,393	2,445	1,977	2,005
Debentures	1,424	1,421	1,427	1,209	1,183
Taxes Payable	179	177	174	171	169
Deferred Taxes	272	286	342	373	416
Contingencies Provision	131	126	125	123	125
Regulatory Liabilities	103	156	418	170	271
Related Parties	-	-	-	-	-
R&D in energy efficiency	76	77	77	68	15
Debt from Judicial Restructuring	870	882	835	940	965
Pension Plan	40	40	40	41	53
Public Lighting Contribution	611	616	619	949	951
Leasing Liabilities	15	16	15.14	14.558	13
Others	42	42	41	30	30
CCC Sector Charges	259	258	267	266	277
SHAREHOLDERS' EQUITY	3,418	3,356	3,633	3,373	3,482
Capital Stock	1,624	1,624	1,624	1,624	1,624
Revaluation Reserves	90	86	85	81	81
Capital Reserves	-	-	-	15.025	17
Capital Reserves	1,585	1,430	1,430	1,641	1,641
Profit Reserves	-	-	-	-	-
Equity Valuation Adjustment	5	(1)	(5)	(1)	(19)
Retained Earnings	113	216	498	13	13
Early dividends	-	-	-	0	0
Net Results	-	-	-	0	124
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	11,232	11,484	12,491	12,241	12,609

EQUATORIAL PIAUÍ BALANCE SHEET

ASSETS (R\$ '000)	3/31/2020	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021
CURRENT ASSETS	1,391	1,388	1,543	2,335	2,207
Cash	472	18	478	369	435
Short Term Investments	130	557	267	891	761
Receivables	543	631	651	701	688
Low Income	7	9	10	20	8
(-) Provision for Doubtful Accounts	(105)	(156)	(166)	(168)	(186)
Receivable - Tariff Flags	-	-	-	-	-
Fuel Purchase - CCC Account	-	-	86	-	-
Services Provided	73	77	-	114	126
Judicial Deposits	0	-	-	-	-
Regulatory Assets	69	23	-	-	-
Derivatives	1	1	0	0	1
Inventory	5	9	9	13	16
Taxes Recoverable	156	175	168	238	196
Taxes Recoverable on Net Income	17	19	19	21	23
Others	22	27	21	137	139
NON-CURRENT ASSETS	2,434	2,496	2,521	2,876	2,719
LONG TERM ASSETS	949	950	978	1,122	917
Receivables	231	226	224	246	249
Regulatory Assets	198	189	222	204	8
Judicial Deposits	48	47	46	40	40
Services Requested	-	-	-	6.989	-
Taxes Recoverable	346	331	315	220	174
Derivatives	101	120	133	82	130
Taxes Deferred	-	-	-	0	-
Others	1	1	1	284	274
Financial Asset	25	36	36	40	42
FIXED ASSETS	1,485	1,546	1,543	1,754	1,802
Investments	-	-	-	-	-
Contract Asset	265	171	185	377	418
Imobilized	-	-	-	-	-
Intangible Assets	1,216	1,373	1,356	1,376	1,383
Usage Rights	4	2	3	2	1
ASSETS	3,825	3,884	4,064	5,211	4,925
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	3/31/2020	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021
CURRENT LIABILITIES	1,123	1,320	1,528	1,831	1,527
Suppliers	323	363	359	464	335
Personnel	11	12	13	10	9
Loans and Financing	179	178	179	189	193
Debentures	17	11	18	402	409
Regulatory Liabilities	-	-	311	235	119
Taxes Payable	98	103	103	152	108
Taxes Payable on Net Income	1	1	1	29	3
Consumer Charges	-	-	-	-	-
Public Lighting Contribution	13	12	16	16	15
R&D in energy efficiency	59	62	60	26	40
Profit Sharing	33	23	21	21	20
Contingencies Provision	175	175	153	139	145
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	-	-	145	-	-
Leasing Liabilities	-	-	2	2	1
Others	214	380	148	148	130
NON-CURRENT LIABILITIES	3,547	3,393	3,397	3,643	3,608
Loans and Financing	1,686	1,684	1,679	2,179	2,137
Debentures	1,019	1,020	1,020	620	620
Taxes Payable	37	32	27	22	17
Taxes Deferred	-	-	-	2.396	22
Contingencies Provision	211	215	219	219	216
R&D in energy efficiency	49	49	50	88	81
Pension Plan	-	-	6	4	4
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	448	296	308	454	455
Others	95	96	90	55	55
SHAREHOLDERS' EQUITY	(845)	(829)	(861)	(264)	(210)
Capital Stock	1,994	1,994	1,994	1	1
Profit Reserves	-	-	-	6	6
Profit Reserves	(185)	(189)	(191)	(203)	(218)
Other comprehensive results	-	-	-	-	-
Retained Earnings	(2,680)	(2,680)	(2,680)	(687)	(67)
Net Results	26	45	16	619	68
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	3,825	3,884	4,064	5,211	4,925

EQUATORIAL ALAGOAS BALANCE SHEET

ASSETS (R\$ '000)	3/31/2020	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021
CURRENT ASSETS	1,228	1,378	1,592	1,838	1,805
Cash	367	30	724	370	385
Short Term Investments	191	539	261	679	600
Receivables	522	482	470	550	559
Low Income	10	15	13	6	7
(-) Provision for Doubtful Accounts	(197)	(197)	(193)	(173)	(178)
Receivable - Tariff Flags	-	-	-	-	-
Fuel Purchase - CCC Account	-	-	-	-	-
Services Provided	44	50	55	73	73
Related Parts	-	-	-	-	-
Judicial Deposits	-	-	0	-	0
Regulatory Assets	-	111	-	-	160
Inventory	8	8	8	7	7
Taxes Recoverable	204	257	171	210	88
Taxes Recoverable on Net Income	3	5	5	7	8
Others	76	77	78	108	98
NON-CURRENT ASSETS	2,439	2,300	2,486	2,471	1,627
LONG TERM ASSETS	1,329	1,176	1,361	1,293	419
Receivables	326	282	280	280	278
Regulatory Assets	737	646	795	873	-
Judicial Deposits	42	40	41	34	34
Taxes Recoverable	173	122	158	36	36
Pension Plan	16	16	-	17	17
Deferred Taxes	-	-	-	0	-
Others	(34)	-	16	-	-
Financial Asset	70	70	71	52	54
FIXED ASSETS	1,110	1,124	1,125	1,178	1,208
Investments	0	0	0	0	0
Contract Asset	65	94	76	101	136
Imobilized	-	-	-	-	-
Intangible Assets	1,041	1,027	1,046	1,073	1,067
Usage Right	4	3	4	3	4
ASSETS	3,667	3,678	4,079	4,309	3,431
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	9/30/2018	12/31/2018	3/31/2019	12/31/2020	3/31/2021
CURRENT LIABILITIES	794	943	1,101	1,301	932
Suppliers	186	185	184	274	226
Personnel	9	10	11	9	8
Loans and Financing	155	242	324	418	387
Regulatory Liabilities	33	-	215	184	-
Taxes Payable	61	76	69	153	69
Taxes Payable on Net Income	25	55	9	9	7
Dividends	-	-	-	57	57
Public Lighting Contribution	20	19	20	22	25
R&D in energy efficiency	48	50	50	73	77
Profit Sharing	13	7	7	9	11
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	157	210	122	-	-
Contingencies Provision	47	43	42	48	46
Leasing Liabilities	2	2	1	1	1
Others	38	45	47	42	19
NON-CURRENT LIABILITIES	3,132	2,956	3,054	2,877	2,302
Loans and Financing	2,301	2,222	2,231	2,196	1,569
Debentures	-	-	-	-	-
Parcel A Values to Return	-	-	-	-	58
Taxes Payable	9	8	29	38	34
Deferred Taxes	35	-	-	-	-
Deferred Taxes	159	159	159	-	-
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	138	88	176	299	300
Contingencies Provision	219	212	197	177	173
R&D in energy efficiency	26	26	26	8	7
Debt from Judicial Restructuring	-	-	-	-	-
Pension Plan	94	94	94	105	105
Leasing Liabilities	5	5	2	2	2
Others	146	142	140	53	53
SHAREHOLDERS' EQUITY	(259)	(220)	(77)	131	197
Capital Stock	1,285	1,285	1,285	165	1
Profit Reserves	-	-	-	6.72	9
Revaluation Reserves	-	-	-	-	-
Capital Reserves	-	-	-	139	302
Profit Reserves	(199)	(199)	(199)	(180)	(180)
Other comprehensive results	-	-	-	-	-
Retained Earnings	(1,378)	(1,378)	(1,378)	-	-
Net Results	32	71	215	-	64
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	3,667	3,678	4,079	4,309	3,431

INTESA BALANCE SHEET – REGULATORY

ASSETS (R\$ '000)	3/31/2020	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021
CURRENT ASSETS	223	259	280	57	84
Cash	190	215	238	31	59
Receivables	19	17	18	18	18
Other Receivables	9	22	18	1	1
Upfront Expenses	-	-	-	-	-
Undergoing Services	5	5	6	6	6
NON-CURRENT ASSETS	519	523	529	542	533
LONG TERM ASSETS	-	-	-	15	9
Collateral Deposits	-	-	-	-	-
Taxes to be compensated	-	-	-	15	9
FIXED ASSETS	519	523	529	527	524
Fixed Assets	516	519	525	523	520
Intangible Assets	3	4	4	4	4
ASSETS	742	782	809	599	617
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	3/31/2020	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021
CURRENT LIABILITIES	79	93	93	58	55
Suppliers	26	31	34	32	30
Personnel	1	1	1	1	1
Loans and Financing	-	-	-	-	-
Debt Service	2	7	5	3	3
Debentures	-	-	-	-	(1)
Taxes to collect	-	-	-	-	3
Taxes Payable	11	16	13	14	11
Sector Charges	-	-	-	-	6
Dividends	33	33	33	-	1
Profit Sharing	-	-	-	-	-
Others	6	5	7	8	0
NON-CURRENT LIABILITIES	513	513	515	517	520
Loans and Financing	-	-	-	-	-
Debentures	501	501	503	505	508
ICMS Incentive	12	12	12	12	12
Others	-	-	-	-	0
SHAREHOLDERS' EQUITY	150	176	201	23	42
Capital Stock	19	19	19	23	23
Capital Reserves	-	-	-	-	-
Profit Reserves	105	105	105	99,902	99,999
Retained Profit Reserves	-	-	-	-	-
Advance of dividends	-	-	-	(100,000)	(100,000)
Retained Earnings	26	52	77	98	20
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	742	782	809	599	617

INTESA BALANCE SHEET - IFRS

ASSETS (R\$ '000)	3/31/2020	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021
CURRENT ASSETS	396	433	453	244	276
Cash	86	1	-	-	0
Short Term Investments	104	214	238	31	58
Receivables	19	17	18	18	18
Financial Asset	-	-	-	-	-
Transmission Contracts	169	169	169	169	179
Compensable taxes and contributions	7	20	16	15	9
Prepaid expenses	-	-	-	-	-
Services Requested	5	5	6	6	-
Services Ongoing	-	-	-	-	6
Advance to supplier	-	5	4	3	3
Others	6	2	2	2	2
NON-CURRENT ASSETS	874	869	862	830	811
LONG TERM ASSETS	874	869	862	830	811
Receivables	-	-	-	-	-
Transmission Contracts	873	868	861	829	811
Compensable Taxes	-	-	-	-	-
Bonds and Real Estate	-	-	-	-	-
Advance to supplier	-	-	-	-	-
Intangible	1	1	1	-	-
Bonds and related deposits	-	-	-	-	-
Judicial Deposits	-	-	-	1	0
FIXED ASSETS	-	-	-	-	0
Imobilized	-	-	-	-	0
ASSETS	1,270	1,302	1,315	1,074	1,087
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	3/31/2020	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021
CURRENT LIABILITIES	79	94	93	59	56
Suppliers	27	31	34	32	30
Personnel	1	1	1	1	1
Debt Charges	-	-	-	-	-
Personnel	5	5	5	6	6
Loans and Financing	-	-	-	-	-
Debentures	2	7	5	3	2
Taxes Payable on Net Income	2	9	5	4	2
Taxes Payable	8	7	8	10	11
Dividends	33	33	33	-	1
Others	1	1	1	3	1
NON-CURRENT LIABILITIES	773	768	761	770	775
Loans and Financing	-	-	-	-	-
Debentures	501	501	502	505	508
Debentures	12	12	12	12	12
Deferred Taxes and social contribution	156	148	140	147	148
Deferred PIS/COFINS	104	107	107	106	107
SHAREHOLDERS' EQUITY	418	440	461	245	257
Capital Stock	19	19	19	23	23
Capital Reserves	97	97	97	-	-
Profit Reserves	319	319	319	214	221
Retained Earnings	-	-	-	-	-
Net Results	(17)	5	26	8	13
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	1,270	1,302	1,315	1,074	1,087

SPEs BALANCE SHEET - REGULATORY

SPEs Regulatory		March, 2021							
ASSETS (R\$ 000')	SP01	SP02	SP03	SP04	SP05	SP06	SP07	SP08	Consolidated
Current Assets	44.963	42.732	34.435	89.179	25.506	21.845	68.183	51.606	378.448
Cash and cash equivalents	33.786	31.601	31.012	62.062	7.159	6.981	35.892	28.932	237.426
Concessionaries and Permissionaries (customers)	9.349	8.593	-	25.402	12.001	-	11.897	15.439	82.680
Miscellaneous debtors	1.866	2.462	3.393	1.703	6.338	14.864	20.457	7.211	58.294
Prepaid expenses	(37)	75	30	12	8	-	(63)	24	49
Non-Current Assets	480.056	486.121	673.471	1.158.322	502.260	550.145	589.624	876.868	5.316.867
Long-term achievable	8.881	9.197	11.282	938	8.529	482	5.118	30	44.456
Títulos e Valores Mobiliários	8.881	9.197	11.282	-	8.096	-	-	-	37.456
Taxes to be compensated	-	-	-	938	433	482	5.118	30	7.000
Permanent	471.175	476.924	662.189	1.157.384	493.731	549.663	584.507	876.838	5.272.411
Fixed	460.292	452.207	659.385	1.115.732	482.798	539.455	572.782	843.054	5.125.704
Intangible	10.883	24.717	2.805	41.652	10.933	10.207	11.725	33.784	146.707
Total Asset	525.019	528.853	707.906	1.247.501	527.766	571.990	657.807	928.474	5.695.316
Liabilities and shareholder's equity (R\$ 000')	SP01	SP02	SP03	SP04	SP05	SP06	SP07	SP08	Consolidated
Current	18.123	22.950	21.765	25.967	22.829	13.276	46.284	64.108	235.303
Suppliers	1.336	3.087	4.242	17.436	5.068	12.563	12.723	9.592	66.048
Loans and financing	-	-	(131)	-	(119)	(60)	6.367	11.584	17.641
Charges on debt	8.811	9.124	11.068	-	7.564	-	9.661	17.033	63.262
Debentures	351	289	5.205	-	6.369	-	12.869	18.273	43.357
Taxes to collect	1.076	1.722	211	3.378	1.214	372	1.445	1.315	10.733
Taxes and social contribution	4.921	7.161	18	1.888	904	19	2.013	3.701	20.625
Sector charges	422	448	-	573	238	-	230	827	2.738
Dividends	834	819	-	1.893	1.141	-	713	652	6.052
Other bills to pay	373	299	1.151	799	450	383	262	1.130	4.847
Non-Current	406.832	408.508	573.537	945.210	397.428	464.412	439.745	593.401	4.229.073
LP loans and financing	348.579	360.876	438.106	945.117	287.227	462.729	219.029	397.413	3.459.076
LP Debentures	58.253	47.632	95.132	-	68.222	-	139.898	195.940	605.077
Loans with related parties	-	-	40.299	-	40.299	-	80.414	(0)	161.012
Taxes Payable on LP	-	-	-	-	-	-	258	-	258
Other accounts payable LP	0	-	-	93	1.680	1.683	148	48	3.651
Shareholders's Equity	100.064	97.395	112.605	276.324	107.508	94.302	171.778	270.965	1.230.940
Capital Stock	92.459	94.888	118.770	209.694	89.257	104.770	146.857	171.171	1.027.866
Profit reserves	35.341	49.532	4.903	21.433	13.206	17.728	16.234	91.143	249.519
Accumulated Profits/ Losses	(27.736)	(47.026)	(11.068)	45.197	5.045	(28.197)	8.687	2.266	(52.830)
Total liabilities and shareholder's equity	525.019	528.853	707.906	1.247.501	527.766	571.990	657.807	928.474	5.695.316

SPEs BALANCE SHEET - IFRS

ASSETS (R\$ '000)	SPV 01	SPV 02	SPV 03	SPV 04	SPV 05	SPV 06	SPV 07	SPV 08	EQTT	Consolidated
Current Assets	144	134	94	323	134	60	181	211	16	1,297
Cash	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Short Term Investments	34	32	31	62	7	7	36	29	6	243
Receivables	9	9	-	25	12	-	12	15	-	83
Financial Asset	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Short Term Contract Asset	98	90	57	233	108	38	110	160	-	894
Compensable Taxes and Contributions	1	2	2	1	1	1	2	6	0	15
Dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	6	6
Prepaid expenses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Services Requested	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Services Ongoing	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Advance to supplier	1	2	4	1	5	15	20	0	0	48
Others	0	1	0	1	1	-	1	1	3	8
Non-Current Assets	657	606	1,132	1,793	864	1,166	929	1,119	3,123	11,389
Long Term Assets	657	606	1,132	1,793	864	1,166	929	1,119	3,121	11,388
Financial Asset	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Short Term Contract Asset	648	597	1,120	1,790	854	1,164	924	1,119	-	8,214
Compensable Taxes and Contributions	-	-	-	1	0	0	5	0	-	7
Bonds and Real Estate	9	9	11	-	8	-	-	-	-	37
Intangible	0	0	1	1	1	1	1	0	3	10
Investments	-	-	-	-	-	-	-	-	3,118	3,118
Long Term Prepaid Expenses	0	-	0	0	0	0	0	-	-	1
Permanent	0	(0)	0	0	-	-	0	0	2	2
Imobilized	0	(0)	0	0	-	-	0	0	2	2
Total Assets	801	741	1,226	2,116	998	1,226	1,110	1,330	3,139	12,686
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	SPV 01	SPV 02	SPV 03	SPV 04	SPV 05	SPV 06	SPV 07	SPV 08	EQTT	Consolidated
CURRENT LIABILITIES	18	23	22	26	23	13	46	63	29	263
Suppliers	1	3	4	17	5	13	13	10	1	67
Personnel	0	0	-	0	-	-	0	0	9	9
Debt Charges	9	9	11	-	8	-	10	17	-	63
Sector Provisions and Charges	0	0	-	1	0	-	0	1	-	3
Loans and Financing	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	6	12	-	17
Debentures	0	0	5	-	6	-	13	18	-	43
Taxes Payable	1	2	0	3	1	0	1	2	1	12
Taxes Payable on Net Income	5	7	0	2	1	0	2	3	0	19
Dividends	1	1	-	2	1	-	1	1	16	22
Others	0	0	1	1	0	0	0	1	2	7
NON-CURRENT LIABILITIES	560	539	819	1,390	623	757	665	842	-	6,195
Long Term Loans and Financing	349	361	438	945	287	463	219	397	-	3,459
Long Term Debentures	58	48	95	-	68	-	140	196	-	605
Tax Incentives	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deferred Taxes	78	60	137	251	135	181	128	119	-	1,090
Deferred PIS/COFINS	75	70	109	194	91	111	98	130	-	877
Related parties mutual	-	-	40	-	40	-	80	(0)	-	161
Others	-	-	-	-	2	2	0	-	-	4
SHAREHOLDERS' EQUITY	223	179	385	700	352	456	399	425	3,110	6,228
Capital Stock	92	95	119	210	89	105	147	171	1,038	2,066
Capital Reserves	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5
Profit Reserves	128	83	275	474	263	355	244	239	2,037	4,097
Retained Earnings	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Profit	3	1	(9)	16	(0)	(3)	8	15	30	60
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	801	741	1,226	2,116	998	1,226	1,110	1,330	3,139	12,686