

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018
(valores expressos em milhares de reais)

Ativo	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Circulante	111.201	66.897	2.358.072	4.353.420
Caixa e Equivalentes de Caixa (Nota 9)	28.451	16.763	566.181	698.060
Contas a Receber de Clientes (Nota 11)	-	-	1.421.771	1.592.693
Estoques (Nota 8)	-	-	14.696	8.636
Tributos a Recuperar (Nota 15)	10.905	1.925	68.579	63.264
Dividendos e Juros s/ Capital Próprio – JCP a Receber	71.817	48.006	7.114	89
Ativo Financeiro (CVA e Bonificação de Outorga) (Nota 13)	-	-	32.597	258.170
Subsídio Decreto nº 7891/2013 (Nota 26.1)	-	-	53.236	1.511.003
Outros (Nota 12.)	28	203	193.898	221.505
Não Circulante	1.379.986	1.782.301	7.140.185	5.501.325
Realizável a Longo Prazo	160.819	159.760	3.261.941	1.816.040
Títulos e Valores Mobiliários (Nota 10)	137.478	137.478	137.478	137.478
Contas a Receber de Clientes (Nota 11)	-	-	44.683	51.634
Partes Relacionadas (Nota 16 – letra b)	-	2.604	488	3.092
Tributos Diferidos (Nota 20 – letra a)	-	-	1.004.094	712.532
Tributos a Recuperar (Nota 15)	-	-	1.092.845	21.092
Depósitos Judiciais (Nota 27 – letra a)	23.341	19.678	171.054	170.350
Ativo Financeiro Indenizável – Concessão (Nota 14)	-	-	525.964	441.030
Ativo Financeiro (CVA e Bonificação de Outorga) (Nota 13)	-	-	270.791	276.107
Adiantamento Futuro Aumento Capital	-	-	10.000	-
Outros (Nota 12)	-	-	4.544	2.725
Investimentos (Nota 17)	1.213.703	1.616.555	246.572	228.663
Imobilizado (Nota 18.1)	18	37	174.796	160.066
Intangível (Nota 19)	5.446	5.949	3.456.876	3.296.556
Total do Ativo	1.491.187	1.849.198	9.498.257	9.854.745

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

BALANÇOS PATRIMONIAIS
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018
(valores expressos em milhares de reais)

Passivo	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Circulante	79.525	41.717	2.427.690	4.438.978
Fornecedores (Nota 22)	1.028	1.092	996.725	1.006.854
Empréstimos e Financiamentos – Moeda Nacional (Nota 23)	-	-	377.317	320.322
Empréstimos e Financiamentos – Moeda Estrangeira (Nota 23)	-	-	6.306	767
Debêntures (Nota 24.5)	-	-	105.133	131.389
Obrigações Trabalhistas e Previdenciárias (Nota 25)	632	749	212.148	208.503
Tributos a Recolher (Nota 21)	9.855	86	209.296	223.897
Dividendos e Juros s/ Capital Próprio – JCP Propostos (Nota 29)	67.683	39.524	67.683	39.524
Taxas Regulamentares (Nota 26)	-	-	166.014	2.269.327
Partes Relacionadas (Nota 16)	53	-	18.884	15.763
Passivo Atuarial (CPC 33) (Nota 28)	-	-	176.528	162.776
Passivo Financeiro (CVA) (Nota 13)	-	-	25.142	-
Outros	274	266	66.514	59.856
Não Circulante	4.538	6.625	5.663.443	3.614.911
Empréstimos e Financiamentos – Moeda Nacional (Nota 23)	-	-	435.718	325.026
Empréstimos e Financiamentos – Moeda Estrangeira (Nota 23)	-	-	468.290	272.686
Debêntures (Nota 24.5)	-	-	268.812	369.873
Obrigações Trabalhistas e Previdenciárias (Nota 25)	-	-	48.186	46.988
Tributos Diferidos (Nota 20 – letra a)	-	-	19.596	10.144
Taxas Regulamentares (Nota 26)	-	-	189.425	105.948
Provisão p/ Contingências (Nota 27 – letra a)	4.538	6.625	506.230	639.573
Passivo Atuarial (CPC 33) (Nota 28)	-	-	2.661.948	1.842.197
PIS/COFINS a Restituir a Consumidores (Nota 15)	-	-	1.065.238	-
Outros	-	-	-	2.476
Patrimônio Líquido	1.407.124	1.800.856	1.407.124	1.800.856
Capital Social (Nota 29 – letra a)	1.340.000	1.340.000	1.340.000	1.340.000
Reservas de Capital	316	316	316	316
Reservas de Lucros (Nota 29 – letra e)	1.521.681	1.302.766	1.521.681	1.302.766
Ajuste de Avaliação Patrimonial (Nota 29 – letra b)	(1.454.873)	(842.226)	(1.454.873)	(842.226)
Total do Passivo	1.491.187	1.849.198	9.498.257	9.854.745

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018
(valores expressos em milhares de reais)

Descrição	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018 (Reapresentado)
Receita Operacional Líquida – ROL (Nota 31.1)	-	-	8.015.909	7.664.544
Receita das Vendas e Serviços	-	-	7.651.060	6.885.723
Receita de Construção – CPC 47	-	-	541.905	453.365
Receita de Ativo/(Passivo) Financeiro (CVA)	-	-	(181.623)	322.064
Atualização do Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	-	-	4.567	3.392
Custos de Vendas /Serviços Prestados (Nota 31.2)	-	-	(7.023.003)	(6.849.824)
Custo das Mercadorias Vendidas	-	-	(5.735.756)	(5.687.913)
Custo dos Produtos Vendidos	-	-	(14.245)	(13.188)
Custo dos Serviços Prestados	-	-	(731.097)	(695.358)
Custo de Construção – CPC 47	-	-	(541.905)	(453.365)
Lucro Bruto	-	-	992.906	814.720
Despesas Operacionais	288.206	163.833	(495.783)	(434.108)
Vendas (Nota 31.2)	-	-	(220.561)	(233.372)
Gerais e Administrativas (Nota 31.2)	(23.348)	(26.162)	(390.648)	(315.679)
Outras Receitas (Despesas), Líquidas (Nota 31.2)	(33)	(2.099)	71.826	95.246
Resultado de Equivalência Patrimonial (Nota 17 – letra b)	311.587	192.094	43.600	19.697
Resultado Operacional Antes do Resultado Financeiro	288.206	163.833	497.123	380.612
Resultado Financeiro (Nota 31.3.)	(4.631)	1.199	(76.143)	(93.425)
Receitas Financeiras	(4.557)	1.341	232.190	228.409
Despesas Financeiras	(74)	(142)	(308.333)	(321.834)
Resultado Antes do IRPJ e da CSLL	283.575	165.032	420.980	287.187
IRPJ e CSLL	-	-	(137.405)	(122.155)
Corrente	-	-	(104.193)	(107.727)
Diferido	-	-	(33.212)	(14.428)
Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício	283.575	165.032	283.575	165.032
Lucro por Ação Atribuível aos Acionistas da Companhia Durante o Exercício (expresso em R\$ por ação) (Nota 29 – letra d)				
Lucro Básico por Ação				
Ações Ordinárias Nominativas	6,9374	4,0374		
Ações Preferenciais Nominativas	7,6312	4,4411		
Lucro Diluído por Ação				
Ações Ordinárias Nominativas	6,9374	4,0374		
Ações Preferenciais Nominativas	7,6312	4,4411		

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018
(valores expressos em milhares de reais)

Descrição	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Lucro Líquido do Exercício	283.575	165.032	283.575	165.032
Outros Resultados Abrangentes				
Remensuração de Obrig. de Planos de Benefício Definido, LÍq. Tributos	(612.094)	(153.194)	(612.094)	(153.194)
Resultado Abrangente do Exercício	(328.519)	11.838	(328.519)	11.838

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018
(valores expressos em milhares de reais)

Descrição	Controladora/Consolidado								Total
	Capital Social	Reserva Capital	Reserva Legal	Reserva Retenção de Lucro	Dividendos Disposição AGO	Ajuste Aval. Patrimonial Custo Atribuído	Ajuste Aval. Patrimonial Passivo Atuarial	Lucro Acumulado	
Saldos em 31 de dezembro de 2017	1.340.000	316	147.943	1.037.930	3.158	17.629	(704.738)	-	1.842.238
Transações de Capital com Sócios									
Reversão de Dividendos Prescritos	-	-	-	210	-	-	-	-	210
Dividendos Propostos	-	-	-	-	(3.158)	-	-	(39.195)	(42.353)
Ajuste Adoção Novos Pronunc. Contábeis	-	-	-	-	-	-	-	(11.077)	(11.077)
Resultado Abrangente Total									
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	165.032	165.032
Realização do Custo Atribuído	-	-	-	-	-	(1.923)	-	1.923	-
Remensuração de Obrig. Planos BD	-	-	-	-	-	-	(153.194)	-	(153.194)
Mutações Internas do PL									
Constituição de Reservas	-	-	8.252	108.431	-	-	-	(116.683)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2018	1.340.000	316	156.195	1.146.571	-	15.706	(857.932)	-	1.800.856
Transações de Capital com Sócios									
Reversão de Dividendos Prescritos	-	-	-	54	-	-	-	-	54
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(19.689)	(19.689)
JCP	-	-	-	-	-	-	-	(51.837)	(51.837)
Resultado Abrangente Total									
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	283.575	283.575
Distribuição Adicional de Lucro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Realização do Custo Atribuído	-	-	-	-	-	(553)	-	553	-
Ajuste Adoção CPC 47 – ECTE	-	-	-	6.259	-	-	-	-	6.259
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	-	-	(612.094)	-	(612.094)
Mutações Internas do PL									
Constituição de Reservas	-	-	14.179	198.423	-	-	-	(212.602)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2019	1.340.000	316	170.374	1.351.307	-	15.153	(1.470.026)	-	1.407.124

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA – MÉTODO INDIRETO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(valores expressos em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Fluxos de Caixa das Atividades Operacionais				
Resultado Antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	283.575	165.032	420.980	287.187
Ajustes p/ Conciliar Resultado do Ex. c/ Recursos Provenientes de Ativ. Op.	(311.703)	(190.074)	334.650	472.296
Depreciação e Amortização	1.990	1.975	227.696	214.916
Perda com Baixa de Ativo Imobilizado/Intangível	-	-	51.644	45.655
Resultado da Equivalência Patrimonial (Nota 17 – letra b)	(311.587)	(192.094)	(43.600)	(19.697)
Atualização do Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	-	-	(4.567)	(3.392)
Perda com Baixa de Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	-	-	239	899
Constituição (Reversão) de Reconhecimento de <i>Impairment</i>	-	-	(11.711)	(4.406)
Juros e Variações Monetárias Líquidas	(19)	(81)	206.608	180.332
Constituição (Reversão) Provisão p/ Contingências Passivas	(2.087)	126	(133.343)	20.639
Perdas s/ Ágio em Coligadas	-	-	-	5.217
Despesas Atuariais (CPC 33)	-	-	54.585	27.067
Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD	-	-	17.603	46.432
Atualização Monetária Bonificação Outorga	-	-	(30.504)	(41.366)
Aumento (Redução) nos Ativos	(12.468)	(2.109)	866.349	(431.441)
Contas a Receber	-	-	147.456	(271.972)
Tributos a Recuperar	(8.980)	130	(1.077.068)	10.915
Depósitos Judiciais	(3.663)	(2.055)	(704)	(8.920)
Estoques	-	-	(6.060)	1.096
Ativo Financeiro (CVA e Bonificação de Outorga)	-	-	361.699	(193.817)
Subsídio Decreto nº 7.891/2013	-	-	1.457.767	21.909
Adiantamento Futuro Aumento Capital	-	-	(10.000)	-
Outras Contas	175	(184)	(6.741)	9.348
Aumento (Redução) nos Passivos	5.471	(433)	(1.279.125)	(530.674)
Fornecedores	(64)	(200)	(10.129)	175.272
Obrigações Trabalhistas e Previdenciárias	(64)	(302)	4.843	13.808
Tributos a Recolher	5.591	9	(27.075)	23.389
Passivo Financeiro (CVA)	-	-	(75.164)	(53.258)
Taxas Regulamentares	-	-	(2.050.985)	(521.467)
PIS/COFINS a Restituir a Consumidores	-	-	1.056.928	-
Passivo Atuarial (CPC 33)	-	-	(184.792)	(176.649)
Outras Contas	8	60	7.249	8.231
Caixa Gerado pelas Atividades Operações	(35.125)	(27.584)	342.854	(202.632)
Juros Pagos (Nota 23 – letra b e letra c e Nota 24.5)	-	-	(114.331)	(65.111)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	-	-	(95.897)	(116.042)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	(35.125)	(27.584)	132.626	(383.785)
Fluxos de Caixa das Atividades de Investimentos				
Aquisições de Bens do Ativo Imobilizado e Intangível	-	-	(476.474)	(406.439)
Aumento de Capital em Coligadas	-	-	(1.476)	(9.926)
Dividendos e Juros s/ Capital Próprio – JCP Recebidos	83.325	34.608	24.933	19.712
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades de Investimentos	83.325	34.608	(453.017)	(396.653)
Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamento				
Amortização de Empréstimos e Financiamentos (Nota 23 – letra b)	-	-	(167.383)	(254.268)
Adições nos Empréstimos e Financiamentos (Nota 23 – letra b e letra c)	-	-	518.897	1.039.179
Ingressos de Debêntures (Nota 24.5)	-	-	-	394.292
Pagamento de Debêntures (Nota 24.5)	-	-	(126.490)	(249.990)
Pagamento de Dividendos e Juros s/ Capital Próprio – JCP (Nota 29)	(36.512)	(15.309)	(36.512)	(15.309)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades de Financiamentos	(36.512)	(15.309)	188.512	913.904
Aumento (Redução) Líquido de Caixa e Equivalentes de Caixa	11.688	(8.285)	(131.879)	133.466
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Exercício	16.763	25.048	698.060	564.594
Caixa e Equivalentes de Caixa no Final do Exercício	28.451	16.763	566.181	698.060
Variação no Caixa e Equivalente de Caixa	11.688	(8.285)	(131.879)	133.466

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018
(valores expressos em milhares de reais)

Descrição	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
			Reapresentado	
Receitas			12.978.766	12.587.105
Vendas Brutas de Produtos e Serviços	-	-	12.336.531	12.062.067
Receita de Construção – CPC 47	-	-	541.905	453.365
Outras Receitas	-	-	130.747	118.105
Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD	-	-	(30.417)	(46.432)
Insumos Adquiridos de Terceiros	(3.023)	(3.727)	(6.622.348)	(6.430.911)
Custo dos Produtos, das Mercadorias e dos Serviços Vendidos	-	-	(5.862.442)	(5.787.054)
Materiais, Energia, Serviços de Terceiros	(3.023)	(3.727)	(229.712)	(190.492)
Custo de Construção – CPC 47	-	-	(541.905)	(453.365)
Perdas/Recuperação de Ativos	-	-	11.711	-
Valor Adicionado Bruto	(3.023)	(3.727)	6.356.418	6.156.194
Depreciação, Amortização	(1.990)	(1.975)	(227.696)	(214.916)
Valor Adicionado Líquido Produzido pela Entidade	(5.013)	(5.702)	6.128.722	5.941.278
Valor Adicionado Recebido em Transferência				
Resultado de Equivalência Patrimonial	311.587	192.094	43.600	19.697
Receitas Financeiras	(4.557)	1.341	232.190	228.409
Valor Adicionado Total a Distribuir	302.017	187.733	6.404.512	6.189.384
Distribuição do Valor Adicionado				
Pessoal	(17.469)	(21.888)	(778.919)	(700.305)
Remuneração Direta	(16.371)	(20.994)	(657.686)	(599.540)
Benefícios	(306)	(293)	(94.648)	(74.155)
FGTS	(792)	(601)	(26.585)	(26.610)
Impostos, Taxas e Contribuições	(598)	(468)	(5.011.419)	(4.982.974)
Federais	(302)	(332)	(2.704.479)	(2.852.377)
Estaduais	(6)	(10)	(2.300.231)	(2.124.265)
Municipais	(290)	(126)	(6.709)	(6.332)
Remuneração de Capital de Terceiros	(375)	(345)	(330.599)	(341.073)
Juros	(74)	(142)	(13.387)	(33.316)
Aluguéis	(301)	(203)	(22.266)	(19.239)
Variações Monetárias e Cambiais	-	-	(61.331)	(49.312)
Outras Despesas Financeiras	-	-	(233.615)	(239.206)
Remuneração de Capitais Próprios	(71.526)	(42.353)	(71.526)	(165.032)
Juros s/ Capital Próprio – JCP	(51.837)	-	(51.837)	-
Dividendos	(19.689)	(42.353)	(19.689)	(42.353)
Lucro Retido do Exercício	(212.049)	(122.679)	(212.049)	(122.679)
Valor Adicionado Distribuído	(302.017)	(187.733)	(6.404.512)	(6.189.384)

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – Celesc (a “Companhia” e em conjunto com suas controladas o “Grupo”), é uma sociedade anônima por ações de capital aberto, de economia mista, fundada em 9 de dezembro de 1955 por meio do Decreto Estadual nº 22, com sede na Avenida Itamarati, 160, bairro Itacorubi, CEP: 88.034-900, Florianópolis/SC, Brasil.

Obteve seu primeiro registro em Bolsa de Valores em 26 de março de 1973, e hoje tem seus papéis negociados na bolsa de São Paulo no Nível 2 de Governança Corporativa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, em São Paulo.

O acionista majoritário é o Estado de Santa Catarina, detentor de 50,18% das ações ordinárias da Companhia, correspondentes a 20,20% do Capital total. O Capital Social atualizado, subscrito e integralizado é de R\$1.340.000.000,00, representado por 38.571.591 ações nominativas, sem valor nominal, sendo 40,26% de ações ordinárias com direito a voto e 59,74% de ações preferenciais, também nominativas, sem direito a voto.

A Companhia e suas controladas e coligadas têm como atividades preponderantes a Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Além disso, sua controlada em conjunto Companhia de Gás de Santa Catarina S.A. – SCGÁS atua no segmento de distribuição de gás natural canalizado.

2. PERFIL EMPRESARIAL

2.1. Subsidiárias Integrais

2.1.1. Celesc Distribuição S.A. – Celesc D

A Celesc D, constituída por Escritura Pública em 29 de setembro de 2006, conforme autorizado pela Lei Estadual nº 13.570, de 23 de novembro de 2005, é uma sociedade anônima de capital fechado.

Em 22 de julho de 1999, assinou o Contrato nº 56 de concessão de Distribuição de Energia Elétrica, o qual regulamenta a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica, cujo prazo de vigência era até 7 de julho de 2015. Com o processo de desverticalização em 2006, a atividade de distribuição, que era das Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – Celesc foi repassada à Celesc D. Em 9 de dezembro de 2015, em processo conduzido pelo Ministério de Minas e Energia – MME, assinou o 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 56/99 prorrogando assim a concessão por mais 30 anos.

Considerando que as condições estabelecidas pelo ICPC01 – Contratos de Concessão foram integralmente atendidas, a administração da Celesc D concluiu que seu contrato de concessão, assim como o 5º Termo Aditivo que prorrogou a concessão, está dentro do escopo do ICPC01.

A Celesc D atua, no segmento de distribuição de energia elétrica atendendo, total ou parcialmente, 287 municípios em Santa Catarina, além de parte do município de Rio Negro, no Paraná, e conta com mais de 3 milhões de unidades consumidoras. A Celesc D ainda é responsável pelo suprimento de energia elétrica para o atendimento de 4 concessionárias e 20 permissionárias, que atuam em municípios catarinenses.

2.1.1.1. Ambiente Regulatório

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do MME, o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

a) Reajuste Tarifário Anual de 2019

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.593, de 20 de agosto de 2019, homologou o Reajuste Tarifário Anual – RTA da Celesc D, aplicado a partir do dia 22 de agosto de 2019. O referido reajuste resultou em um efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, da ordem de -7,80%, sendo de -5,53%, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de -9,16%, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

Os Encargos Setoriais têm participação de -6,87%, os custos com transmissão participam com 1,43%, as despesas de energia impactam em -0,67%, as receitas irrecuperáveis contribuem com -0,05%, os custos da distribuidora participam com 0,86%, os componentes financeiros do processo atual acarretam com 3,18% e o efeito da retirada dos componentes financeiros do processo ordinário anterior é de -5,70%.

b) Prorrogação da Concessão

A Celesc D assinou em 9 de dezembro de 2015 o 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 56/1999 de distribuição de energia elétrica da Celesc D com vigência de 30 anos, no qual consta que nos primeiros 5 (cinco) anos haverá metas a serem alcançadas para indicadores de qualidade técnica e sustentabilidade econômica e financeira, condicionantes estas para a confirmação da prorrogação da concessão.

A partir do sexto ano subsequente à celebração do contrato, o descumprimento dos critérios de qualidade por 3 anos consecutivos, ou de gestão econômico-financeira por 2 anos consecutivos, provocará a abertura do processo de caducidade da concessão.

c) Tarifa Média

A tarifa média de fornecimento de energia elétrica, que considera bandeiras tarifárias e todos os tributos para o ano de 2019, foi de R\$598,27/MWh, 2,30% maior em relação ao ano de 2018.

A tabela a seguir apresenta a tarifa média de fornecimento de energia elétrica por classe de consumo (em R\$/MWh):

Classe de Consumo	2017	2018	2019	Varição 2017/2018	Varição 2018/2019
Residencial	582,90	643,18	663,27	10,34%	3,12%
Industrial	598,07	666,50	678,69	11,44%	1,83%
Comercial	629,50	698,92	714,03	11,03%	2,16%
Rural	390,60	431,23	481,07	10,40%	11,56%
Poder Público	600,30	665,56	674,87	10,87%	1,40%
Outros	415,15	464,15	473,45	11,80%	2,00%
Total (média anual em R\$/MWh)	527,97	584,80	598,27	10,76%	2,30%

Ao calcular o reajuste, conforme estabelecido no contrato de concessão, a ANEEL considera a variação de custos associados à prestação do serviço, e leva em conta a aquisição e a transmissão de energia elétrica, bem como os encargos setoriais.

Na composição da Receita Líquida para o período 2019-2020, a Parcela A (custos não gerenciáveis com encargos, transmissão e energia) participa com 79,34%. A Parcela B (custos gerenciáveis) representa 20,66%, definida no valor de R\$1,637 bilhões.

d) Bandeiras Tarifárias

As faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias vigentes são:

- i) Bandeira Verde: condições favoráveis de geração de energia. Tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- ii) Bandeira Amarela: R\$1,343 a cada 100 kwh (até Outubro/2019: R\$1,50 a cada 100 kwh);
- iii) Bandeira Vermelha no patamar 1: R\$4,169 a cada 100 kwh (até Outubro/2019: R\$4,00 a cada 100 kwh);
- iv) Bandeira Vermelha no patamar 2: R\$6,243 a cada 100 kwh (até Outubro/2019: R\$6,00 a cada 100 kwh).

A definição das faixas de acionamento será realizada conforme o método Função de Distribuição Acumulada – FDA, definida no manual de Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET submódulo 6.8, pelos seguintes critérios:

- i) Bandeira Tarifária Verde: quantil estatístico da FDA associado à probabilidade de 75%;
- ii) Bandeira Tarifária Amarela: valor médio amostral da FDA compreendido entre os quantis 75% e 85%;
- iii) Bandeira Tarifária Vermelha: intervalo da FDA compreendido entre os quantis 85% e 95%:
 - iii-a) Patamar 1: valor médio amostral da FDA compreendido entre os quantis 85% e 90%; e
 - iii-b) Patamar 2: valor médio amostral da FDA compreendido entre os quantis 90% e 95%.

O acionamento das bandeiras e os valores mensais da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, repassados à Celesc D, assim como os valores repassados da Celesc D à CCRBT para fins da liquidação das operações do mercado de curto prazo junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, no ano de 2019 foram:

Mês	Bandeira	Repasse da CCRBT à Celesc D (R\$ mil)	Repasse da Celesc D à CCRBT (R\$ mil)	Nº dos Despachos ANEEL
Janeiro	Verde	7.209	-	280/2019
Fevereiro	Verde	2.809	-	629/2019
Março	Verde	4.149	-	979/2019
Abril	Verde	2.209	-	1.253/2019
Mai	Amarela	2.753	-	1.525/2019
Junho	Verde	4.451	-	1.862/2019
Julho	Amarela	3.171	-	2.081/2019
Agosto	Vermelha 1	-	6.739	2.422/2019
Setembro	Vermelha 1	4.874	-	2.703/2019
Outubro	Amarela	1.834	-	2.954/2019
Novembro	Vermelha 1	1.758	-	3.361/2019
Dezembro	Amarela	21.262	-	2/2020

e) Exposição Contratual 2014 – Despachos ANEEL nºs 2.642/2015 e 2.078/2016

A Celesc D ingressou com Ação Judicial, objetivando questionar o Despacho ANEEL nº 2.078/16, a fim de obter o reconhecimento integral de exposições contratuais como involuntárias ao mesmo tempo em que requereu a concessão de medida liminar para suspender a aplicação de redutor tarifário da ordem de R\$256,6 milhões, previsto para ser aplicado juntamente com a homologação do processo de Revisão Tarifária Periódica – RTP, que ocorreria até 22 de agosto de 2016.

Após o ingresso da ação judicial, a Celesc D obteve a concessão de liminar para afastamento da aplicação do redutor tarifário mencionado, esta decisão foi atendida pela ANEEL quando da homologação dos processos tarifários de 2016, 2017 e 2018.

Em junho de 2016, a Celesc D reconheceu no resultado o valor de R\$256.601, sendo R\$225.029 como redutor da Receita Operacional Bruta e R\$31.572 como Despesa Financeira, tendo como contrapartida a conta patrimonial Passivo Financeiro (Circulante), proveniente da diferença apurada pelo órgão regulador.

Em junho de 2017 a Celesc D reclassificou o valor de R\$256.601 do Passivo Financeiro (Circulante) para Provisão de Contingência Regulatória, por considerar que se trata de medida judicial ajuizada. Em Dezembro de 2018 foi atualizado para R\$317.631.

Em 2019, a juíza titular do processo, após apreciar a manifestação da ANEEL quanto aos argumentos apresentados pela Celesc D, decidiu por manter a liminar anteriormente concedida. Ainda em 2019, antes de ocorrer o processo de Reajuste Tarifário Periódico – RTP de 2019 foi proferida sentença de mérito contrária a Celesc D. Diante dessa decisão restou à Celesc D recorrer para discutir o assunto em segunda instância, onde aguarda decisão de mérito dos Desembargadores.

Diante da decisão de mérito de primeira instância, em agosto de 2019 a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.593, alocou no processo tarifário o valor do não repasse tarifário. A Celesc D solicitou diferimento em 5 processos tarifários, a ANEEL então acatou o pleito e homologou o diferimento do efeito financeiro da exposição contratual de 2014 em um quinto do valor no Reajuste Tarifário de 2019, no montante de R\$65.768. Para os próximos processos tarifários a ANEEL avaliará a possibilidade de manutenção do diferimento. O saldo remanescente permanece como Contingência Regulatória, sendo que o saldo em Dezembro de 2019 atualizado é R\$269.744.

f) Reversão de Item Financeiro: Reajuste Tarifário Extraordinário – RTE 2015 e CVA – CDE (RTA de 2015 e RTP de 2016)

Conforme salientado na Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL 16, que instruiu o RTA de 2015 da Celesc D, a reversão do componente financeiro do RTE 2015 não foi realizada, em virtude da discussão judicial a respeito do pagamento das cotas e recebimentos dos subsídios da CDE. Da mesma forma não havia sido considerado nos processos tarifários anteriores a constituição de CVA – CDE relativa ao mesmo período.

Neste processo tarifário de 2019, os valores relativos ao período foram integralmente reconhecidos e considerados, em consonância com os valores apurados e contabilizados pela Celesc D.

Administrativamente, o acordo de parcelamento da CDE ainda não foi encerrado pela ANEEL, de forma que, foi inserido no processo uma observação que possibilita visitar os valores considerados, caso haja posição desfavorável nos processos.

O Item 28 do Voto atribuído ao Diretor-Relator do Processo possui a seguinte redação:

“Diante dos argumentos e dos documentos apresentados pela Concessionária, bem como da análise da Superintendência, conquanto a decisão esteja vigente, neste momento impõe-se acatar o pleito da Celesc-DIS, de tal forma que as diferenças entre pagamento e cobertura sejam apuradas nas datas de pagamento originais, naturalmente sem prejuízo de futura análise, eventualmente no processo administrativo específico nº 48500.003205/2017-9919, no cenário de decisão de mérito em processo judicial que seja desfavorável à concessionária.”

A Nota 26, que trata das Taxas Regulamentares, descreve em números a evolução do evento relatado acima.

2.1.2. Celesc Geração S.A. – Celesc G

A Celesc G, constituída por Escritura Pública em 29 de setembro de 2006, conforme autorizado pela Lei Estadual nº 13.570, de 23 de novembro de 2005, é uma sociedade anônima de capital fechado.

A Celesc G é subsidiária integral do Grupo Celesc que atua nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, por meio da operação, manutenção e expansão do parque próprio de geração e da participação em empreendimentos de geração e transmissão de energia em parcerias com investidores privados.

Em 31 de dezembro de 2019, a Celesc G possuía um parque gerador próprio formado por 12 Usinas, das quais, 6 Usinas Hidrelétricas – UHEs, 5 Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGHs e 1 Pequena Central Hidrelétrica – PCH.

Ainda no segmento de geração, a Celesc G detém participação minoritária em mais 6 empreendimentos de geração desenvolvidos em parceria com investidores privados, no formato de Sociedade de Propósito Específico – SPE, todos já em operação comercial.

A capacidade total de geração da Celesc G em operação comercial foi de 118,21 MW, sendo 106,97 MW referentes ao parque próprio e 11,24 MW referentes ao parque gerador estabelecido com parceiros, já proporcionalizada à participação acionária da Celesc G nesses empreendimentos.

2.1.2.1. Parque Gerador

2.1.2.1.1. Parque Gerador Próprio – 100% Celesc G

Parque Gerador Próprio – Características Físicas

Usinas	Localização	Termo Final da Concessão	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Garantia Física em Cotas
UHE Pery	Curitibanos/SC	09/07/2047	30,00	14,08	100%
UHE Palmeiras	Rio dos Cedros/SC	07/11/2046	24,60	16,70	70%
UHE Bracinho	Schroeder/SC	07/11/2046	15,00	8,80	70%
UHE Garcia	Angelina/SC	07/07/2045	8,92	7,10	70%
UHE Cedros	Rio dos Cedros/SC	07/11/2046	8,40	6,75	70%
UHE Salto Weissbach	Blumenau/SC	07/11/2046	6,28	3,99	70%
PCH Celso Ramos	Faxinal dos Guedes/SC	17/03/2035	5,62	3,80	Não se Aplica
CGH Caveiras	Lages/SC	(*)	3,83	2,77	Não se Aplica
CGH Ivo Silveira	Campos Novos/SC	(*)	2,60	2,03	Não se Aplica
CGH Rio do Peixe	Videira/SC	(*)	0,52	0,50	Não se Aplica
CGH Pirai	Joinville/SC	(*)	0,78	0,45	Não se Aplica
CGH São Lourenço	Mafra/SC	(*)	0,42	0,22	Não se Aplica
Total			106,97	67,19	

(*) Usinas com potência inferior a 5 MW estão dispensadas do ato de concessão (Lei Federal nº 13.360/2016)

2.1.2.1.2. Parque Gerador Próprio – Projetos de Expansão

Nos últimos anos, norteadas pelo posicionamento estratégico de aumentar a capacidade de geração própria, a Celesc G passou a investir na ampliação das usinas próprias e na expansão das parcerias para viabilizar projetos que visam à construção de novos empreendimentos. As tabelas a seguir apresentam os empreendimentos em desenvolvimento e os respectivos estágios.

Quanto à garantia física (nova ou incremental), a meta é a de obter, em média, 55% de fator de capacidade, padrão observado para outros empreendimentos em operação com características similares.

Parque Gerador Próprio – Projetos de Expansão

Usinas	Localização	Termo Final da Concessão	Potência Instalada (MW)	Acréscimo Potência (MW)	Potência Final (MW)	Previsão Entrada Operação	Status
PCH Celso Ramos	Faxinal dos Guedes/SC	17/03/2035	5,62	8,30	13,92	2021	Obras em execução
UHE Salto Weissbach	Blumenau/SC	07/11/2046	6,28	23,00	29,28	(***)	Licenciamento Ambiental
UHE Cedros Etapas 1 e 2	Rio dos Cedros/SC	07/11/2046	8,40	4,50	12,90	(***)	Revisão de Projeto Básico
UHE Palmeiras	Rio dos Cedros/SC	07/11/2046	24,60	0,75	25,35	(***)	Revisão de Projeto Básico
CGH Maruim	São José/SC	(**)	0,00	1,00	1,00	(***)	Licenciamento Ambiental
CGH Caveiras	Lages/SC	(**)	3,83	10,00	13,83	(***)	Em Estudo de Inventário
Total			48,73	47,55	96,28		

(**) Usinas com potência inferior a 5 MW estão dispensadas do ato de concessão

(***) Depende de trâmites regulatórios

2.1.2.1.3. Novos Empreendimentos de Geração em Operação – Participação Minoritária

Parque Gerador com Participação Minoritária – Características Físicas

Usinas	Localização	Termo Final da Concessão	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Participação da Celesc G	Equivalente de Potência Instalada (MW)	Equivalente Garantia Física (MW)
PCH Rondinha	Passos Maia/SC	05/10/2040	9,60	5,48	32,5%	3,12	1,78
PCH Prata	Bandeirante/SC	05/05/2039	3,00	1,68	26,0%	0,78	0,44
PCH Belmonte	Belmonte/SC	05/05/2039	3,60	1,84	26,0%	0,94	0,48
PCH Bandeirante	Bandeirante/SC	05/05/2039	3,00	1,76	26,0%	0,78	0,46
PCH Xavantina	Xanxerê/SC	07/04/2040	6,08	3,54	40,0%	2,43	1,42
PCH Garça Branca	Anchieta/SC	13/03/2043	6,50	3,44	49,0%	3,19	1,69
Total			31,78	17,74		11,24	6,27

Todas as usinas do parque gerador próprio e em parceria participam do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, sistema de compartilhamento de riscos hidrológicos, onde as usinas participantes transferem a energia gerada excedente à sua garantia física às usinas que geraram abaixo.

A Celesc G também conta com um Centro de Operação da Geração – COG, que é responsável pela supervisão, acompanhamento e operação centralizada e remota das centrais geradoras da Celesc G. O COG opera e supervisiona todo o parque gerador próprio, em turnos que cobrem 24 horas por dia, sete dias por semana.

2.1.2.1.4. Transferência de Participação Minoritária em Empreendimentos de Geração em Desenvolvimento

A Celesc G possuía participação societária em dois empreendimentos, ainda em estágio de desenvolvimento, totalizando 19,15 MW de potência instalada. O equivalente à participação societária da Celesc G nesses empreendimentos era de 5,03 MW. As características dessa participação estão demonstradas na tabela a seguir:

Descrição	Localização	Termo Final da Concessão	Potência Instalada (MW)	Participação Celesc G	Equivalente Potência Instalada (MW)
PCH Painei	São Joaquim/SC	18/03/2043	9,20	32,5%	2,99
PCH Campo Belo	Campo Belo do Sul/SC	19/05/2044	9,95	20,4%	2,04
Total			19,15		5,03

Em 10 de dezembro de 2018, tais empreendimentos enviaram à ANEEL pedido de anuência prévia para operação de alteração de controle direto de agente de geração de energia elétrica.

A Celesc G transferiu a totalidade de sua participação na PCH Painei à empresa Astic EN Participações S.A.. A ANEEL anuiu essa ação previamente por meio do Despacho nº 045, de 8 de janeiro de 2019, que estabelecia um prazo de 120 dias para implementação da operação.

A participação na PCH Campo Belo foi transferida às empresas Alfa Gestão de Negócios Ltda., que ficou com 50%, e Ecco Energy Investimento e Participações Ltda, que ficou com os outros 50%. A anuência prévia da ANEEL foi aprovada por meio do Despacho nº 220, de 25 de janeiro de 2019, que também estabelecia um prazo de 120 dias para implementação da operação.

2.1.2.2. Empreendimentos de Transmissão

2.1.2.2.1. Empreendimento de Transmissão – Celesc G/EDP Energias do Brasil – Participação Minoritária

A Celesc G possui 10% de participação societária (90% sob controle da EDP Energias do Brasil) em um empreendimento de transmissão, denominado EDP Transmissão Aliança SC S.A., que tem por objeto implementar o lote 21 do Leilão nº 05/2016 da ANEEL, com investimentos previstos em R\$1,1 bilhão.

As instalações visam à expansão do sistema da região Sul e planalto do estado de Santa Catarina e permitirão ainda que a Celesc G conecte seu sistema de distribuição à nova estrutura, de forma a trazer benefícios diretos para regiões críticas em sistema energético do Estado. O prazo para a execução das obras é de 60 meses e a entrada em operação comercial determinada é para agosto de 2022, com possibilidade de antecipação. A SPE foi constituída em julho de 2017 e o Contrato de Concessão assinado em agosto do mesmo ano.

O empreendimento é composto por 5 trechos de Linhas de Transmissão e uma Subestação, conforme segue:

Descrição	Origem	Destino	Circuito	Extensão (km)	Tensão (kV)
LINHAS DE TRANSMISSÃO	SE Abdon Batista	SE Campos Novos	Simples	39,8	525
	SE Siderópolis 2	SE Abdon Batista	Duplo	209	525
	SE Biguaçu	SE Siderópolis 2	Simples	150,5	525
	SE Siderópolis 2	SE Siderópolis	Duplo	6,0	230
	SE Siderópolis 2	SE Forquilha	Simples	27,8	230
Total				433,1	
SUBESTAÇÃO	SE Siderópolis 2				525/230

As licenças ambientais de instalação foram emitidas por trecho mais a subestação, totalizando 6, sendo 2 emitidas no início de 2019 e o restante ao final do ano. As obras foram iniciadas *pari passu* à emissão das licenças.

A tabela a seguir resume as principais informações do empreendimento:

Empreendimento	Localização	Termo Final da Concessão	Potência Transformação (MVA)	Linhas de Transmissão (km)	Participação Celesc G
EDP Transmissão Aliança SC S.A.	SC	11/08/2047	1.344	433	10,0%

2.1.2.3. Ambiente Regulatório

a) Leilão de Usinas Amortizadas

Das 12 usinas que formam o parque próprio da Celesc G, 9 foram abrangidas pela Medida Provisória – MP nº 579/2012, convertida na Lei Federal nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013: UHE Palmeiras, UHE Bracinho, UHE Garcia, UHE Cedros, UHE Salto Weissbach, UHE Pery, PCH Celso Ramos, CGH Caveiras e CGH Ivo Silveira.

Com a entrada em vigor das Leis Federais nº 13.097, de 19 de janeiro de 2015 e nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, tendo em vista as Usinas Ivo Silveira e Caveiras possuem capacidade instalada inferior a 5 MW, ambas foram convertidas em CGH, por meio das Resoluções Autorizativas ANEEL nº 5.362 de 21 de julho de 2015 (Ivo Silveira) e nº 7.246 de 21 de agosto de 2018 (Caveiras). Com a finalidade de legitimar a mudança do regime de concessão, também foram assinados os Termos Aditivos ao Contrato Concessão nº 006/2013. Dessa forma, os efeitos da Lei Federal nº 12.783/2013 não recorrem sobre tais usinas.

Em 2015, o MME, por meio da Portaria nº 218, determinou que a ANEEL promovesse leilão para licitação das concessões de diversas usinas hidrelétricas, dentre as quais 5 de propriedade da Celesc G, para as quais os órgãos de governança da Companhia haviam deliberado pela não adesão aos termos de prorrogação antecipada das concessões, diante dos termos e condições estabelecidos na Lei Federal nº 12.783/2013.

Conforme regramento setorial estabelecido pela referida Lei, após o término da concessão, a usina é licitada na modalidade de receita por tarifa, estabelecida por meio da Receita Anual de Geração – RAG. Após a publicação da Medida Provisória nº 688/2015, as condições econômicas para participação do leilão tornaram-se consideravelmente mais atrativas, na medida em que foram incluídos à Remuneração Anual p/ a Gestão das Usinas – GAG-O&M e a Remuneração p/ Melhorias – GAG Melhoria, bem como o Retorno sobre Bônus de Outorga – RBO em taxa de 9,04% real ao ano. Em contrapartida, foi exigido o Bônus de Outorga como parcela do lance a ser realizado no leilão, cujo vencedor seria aquele que ofertasse o menor custo anual de gestão dos ativos de geração.

A Celesc G arrematou o Lote C, ofertando um deságio de 5,21% do preço teto definido para a gestão dos serviços de geração para o lote das 5 usinas, adicionado ao aporte financeiro de R\$228,6 milhões a título de Bônus de Outorga. Por fim, como resultado do leilão, a Celesc G assinou os Contratos de Concessão para Serviço de Geração nº 006/2016 e 007/2016, na data de 5 de janeiro de 2016. As Usinas Palmeiras, Bracinho, Cedros e Salto Weissbach, possuíam concessões anteriores ao leilão 12/15 ainda vigentes até a data de 7 de novembro de 2016, sendo que a partir desta data se iniciou a execução do novo Contrato de Concessão no regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e de Energia. Os contratos foram prorrogados por 30 anos.

A tabela abaixo apresenta a relação das usinas do Lote C arrematado pela Celesc G:

Usinas	Localidade	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Termo Final da Concessão
UHE Palmeiras	Rio dos Cedros/SC	24,60	16,70	07/11/2046
UHE Bracinho	Schroeder/SC	15,00	8,80	07/11/2046
UHE Garcia	Angelina/SC	8,92	7,10	05/01/2046
UHE Cedros	Rio dos Cedros/SC	8,40	6,75	07/11/2046
UHE Salto Weissbach	Blumenau/SC	6,28	3,99	07/11/2046
Total		63,20	43,34	

A energia gerada pelas usinas foi alocada no regime de cotas, que é o percentual da garantia física de energia e de potência da usina alocada às distribuidoras do Sistema Interligado Nacional – SIN. O regime de cotas foi de 100% da Garantia Física em 2016 e 70% a partir de 1º de janeiro de 2017.

b) Prorrogação da Concessão da UHE Pery

Em relação à UHE Pery, havia discussão judicial quanto à possibilidade de prorrogação da concessão nos moldes anteriores à MP nº 579/2012, isto é, a fim de comercializar a sua energia totalmente no mercado livre, tendo em vista a usina ter sido ampliada recentemente. Porém, em julho de 2017, após diversas análises e discussões, e considerando a mudança do cenário de rentabilidade, a Celesc G decidiu por prorrogar a concessão desta usina nos termos da Lei Federal nº 12.783/2013, regime de cotas, de modo que foram autorizadas as medidas judiciais necessárias para a extinção do processo judicial existente, incluindo os recursos relativos.

A Concessão, dessa forma, foi prorrogada por 30 anos, vigorando a partir 10 de julho de 2017, com a alocação integral da energia no regime de cotas da garantia física de energia e de potência. A UHE já vem recebendo a GAG Melhoria junto à RAG, contudo, a indenização dos ativos não amortizados referentes à ampliação, concluída em 2013, que será paga à Celesc G ao longo do novo prazo de concessão, ainda está em definição pela ANEEL.

c) Ampliação da PCH Celso Ramos

A Celesc G obteve por meio da Resolução Autorizativa ANEEL nº 5.078/2015 autorização para ampliação da PCH Celso Ramos da ordem de 7,2 MW (5,62 MW para 12,82 MW), bem como a prorrogação da concessão por 20 anos, condicionada à conclusão das obras até novembro de 2021.

Em 2018, o projeto básico de ampliação da Usina foi revisto e consolidado, sendo que essa nova configuração prevê a instalação de novo circuito adutor, que contará com uma nova tomada de água, canal adutor, conduto forçado e com uma nova casa de força com duas unidades geradoras, UG-3 e UG-4, de 4,15 MW cada, totalizando o acréscimo de 8,3 MW no aproveitamento, passando de 7,2 MW para 8,3 MW e totalizando 13,92 MW de capacidade instalada.

Em 29 de março de 2019, a ANEEL emitiu o Despacho nº 939/2019, registrando a adequabilidade ao uso do potencial hidráulico da revisão do projeto básico da ampliação da PCH Celso Ramos, e homologando novos parâmetros necessários para definir a Garantia Física do empreendimento. Com a inscrição no 29º leilão de energia nova da ANEEL, a Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE definiu a garantia física do projeto. As obras iniciaram em julho de 2019.

Destaca-se também que a Celesc G participou do leilão A-4 supracitado, tendo obtido êxito na comercialização da energia desse empreendimento, com a vigência iniciando em janeiro de 2023. O aviso de homologação e adjudicação do leilão nº 3/2019 foi publicado dia 3 de outubro de 2019.

d) Ampliação da UHE Salto Weissbach

Em 2018, foi aprovado pela ANEEL, por meio do Despacho nº 1.117, de 21 de maio de 2018, o projeto básico de Ampliação da UHE Salto Weissbach, localizada no município de Blumenau/SC. O projeto de ampliação prevê a construção de um novo circuito adutor em paralelo ao existente, com canal de adução, tomada d'água e casa de força com duas unidades geradoras de 11,5 MW cada, totalizando o acréscimo de 23 MW de potência instalada na usina, passando para 29,28 MW.

Durante o ano de 2019, a Celesc G discutiu com o IMA/SC os aspectos relativos ao projeto, visando a obtenção da Licença Ambiental de Instalação – LAI para posterior envio para análise da Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

Após a conclusão das etapas acima, a ANEEL deverá calcular a remuneração desse projeto, cuja energia será dedicada integralmente ao regime de cotas, para que a Empresa possa dar encaminhamento às etapas de viabilização financeira, licitação e construção.

e) Ampliação CGH Caveiras

Em 2018, a Celesc G protocolou na ANEEL o requerimento para a realização de estudos de inventário para o trecho do rio onde se encontra instalada a CGH Caveiras, com vistas a promover a ampliação da sua capacidade instalada. No mesmo ano, por meio do Despacho nº 3.005/2018, conferiu o registro de inventário à Celesc G, pelo prazo de 630 dias, contados da sua publicação.

Em 2019, a Celesc G contratou os serviços para realização do estudo de inventário do Rio Caveiras, com previsão de entrega no segundo semestre de 2020. Após a aprovação do estudo de inventário, o projeto seguirá com a revisão e consolidação do projeto básico e respectiva aprovação pela ANEEL, estudo de viabilidade ambiental e obtenção das licenças (prévia e de instalação) junto ao IMA/SC, obtenção da viabilidade financeira e aprovação do plano de negócios pela Empresa, licitação das obras, construção e somente então a operação comercial.

f) Reativação da CGH Maruim

A CGH Maruim, construída em 1910, está localizada no município de São José/SC. Considerada uma das usinas hidrelétricas mais antigas do país, está desativada desde 1972 e é objeto da Celesc G o projeto para reativação.

Em 2018, a Celesc G promoveu a revisão e consolidação do projeto básico, sendo que essa nova configuração prevê uma capacidade instalada de 1 MW, utilizando a casa de força existente, tombada como patrimônio histórico desde 2005.

Em 2019, a Celesc G avançou nas tratativas junto ao IMA/SC visando a emissão da Licença Ambiental de Instalação – LAI para dar continuidade às próximas etapas para implementação do projeto.

g) Fator de Ajuste da *Generation Scaling Factor* – GSF

A Celesc G, assim como a maioria das geradoras no País, busca a suspensão do registro dos custos incorridos pelos geradores hidrelétricos, decorrentes da aplicação do GSF, uma vez que a frustração da geração hidrelétrica no cenário atual decorre tanto de ordem estrutural quanto conjuntural.

O GSF representa um índice que expressa a razão entre o somatório de toda a energia produzida pelas usinas hidrelétricas integrantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, e o somatório das garantias físicas das usinas.

Desde agosto de 2015, a Celesc G detém liminar que determina à CCEE limitar a incidência do GSF ao percentual máximo de 5% do total da garantia física, inclusive afastando qualquer cobrança ou rateio decorrentes do Fator de Ajuste GSF ou provenientes de outros processos judiciais.

Em agosto de 2018 o Juízo competente para julgar a ação ordinária suscitou o Incidente de Demandas Repetitivas – IRDR nos autos nº 1015846-64.2017.4.01.3400 perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região, suspendendo o processo por 60 dias. Atualmente o IRDR está aguardando a admissão pelo TRF da 1ª Região. Caso restar admitido o IRDR, o relator determinará a suspensão de todos os processos com a mesma matéria, pelo prazo máximo de 1 (um) ano. Julgado o IRDR a tese jurídica será aplicada pelos demais juízes aos casos idênticos em tramitação. Em junho de 2019 foi publicado despacho pelo Juízo competente, determinando a suspensão por mais 60 dias, considerando a não apreciação do IRDR pelo TRF1. Até 31 de dezembro de 2019 não houve alteração no andamento processual.

O Governo Federal vem buscando alternativas para resolver o grande impasse de ordem jurídica vigente, que constituem significativos impactos financeiros aos agentes do Setor Elétrico. Recentemente o Governo lançou proposta de contrapartidas aos agentes de geração por intermédio da Medida Provisória nº 814/2018, que está atualmente em tramitação no Congresso Nacional.

Nesse contexto, a Celesc G está realizando análise estratégica quanto à atuação no caso, mantendo monitoramento permanente sobre o andamento do processo, bem como avaliação das movimentações de mercado, a fim de antecipar medidas, caso sejam necessárias.

h) EDP Transmissão Aliança SC S.A.

A implantação de reforços e melhorias nas instalações de transmissão é obrigação das concessionárias do serviço de transmissão e está prevista no Contrato de Concessão nº 39/2017 celebrado entre a EDP Transmissão Aliança SC S.A. e a ANEEL.

Em 10 de janeiro de 2019, a ANEEL enviou à EDP Transmissão Aliança SC S.A. o Ofício nº 011/2019 informando que consta do Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica 2018 – POTE 2018, emitido pelo Ministério de Minas e Energia – MME, a instalação do terceiro autotransformador 525/230 kV, 3 X 224 MVA monofásico na SE Siderópolis 2, com data de necessidade em dezembro de 2022, cuja implantação é de responsabilidade da EDP Transmissão Aliança SC S.A., solicitando o envio de informações técnicas e financeiras detalhadas relativas a esta melhoria até 30 de abril de 2019.

Após o atendimento ao solicitado pela ANEEL, em 31 de julho de 2019 a ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 501/2019 autorizando a implantação do reforço. Diante disso, a SPE deliberou por ampliar o escopo do contrato vigente para construção da SE Siderópolis (projeto original), iniciando imediatamente a implantação do reforço de forma simultânea a da SE, minimizando os impactos ambientais e fundiários e mitigando os riscos do trabalho executado.

O investimento previsto pela ANEEL é de R\$42 milhões e estabelece uma Receita Anual Permitida – RAP no montante de R\$5 milhões.

i) Reajuste da Receita Anual da Geração – RAG de 2019

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.587 de 23 de julho de 2019, homologou o reajuste da Receita Anual de Geração – RAG para as usinas hidrelétricas em regime de cotas, nos termos da Lei Federal nº 12.783/2013. A vigência do novo reajuste da RAG é de 1º de julho de 2019 a 30 de junho de 2020.

As RAGs estabelecidas para as Usinas de propriedade da Celesc G e que deverão ser cobradas mensalmente, são:

Usina	RAG (R\$) Ciclo 2019/2020	Receita Mensal (R\$) Julho/2019 a Junho/2020
UHE Pery	9.813.481,68	817.790,14
UHE Garcia	10.122.039,41	843.503,28
UHE Bracinho	13.113.790,03	1.092.815,84
UHE Cedros	9.595.876,71	799.656,39
UHE Palmeiras	20.085.497,84	1.673.791,49
UHE Salto	6.818.340,73	568.195,06

j) Plano de Segurança de Barragens – PSB e Plano de Ação de Emergência – PAE

O PSB apresenta as condições, características e regras operacionais de cada barragem. Já o PAE fornece as estratégias em situações de emergências. Em 2017 a Celesc G concluiu os PSBs e os PAEs das Usinas e encaminhou ao órgão regulador e entidades relacionadas.

Em 2019, a Celesc G deu continuidade ao PAE e realizou reunião com as Defesas Cíveis de Angelina (Usina Garcia), Blumenau (Usina Salto Weissbach), Rio dos Cedros (Usinas Cedros e Palmeiras) e Schroeder (Usina Bracinho).

No mesmo ano, a Celesc G contratou empresa para elaboração e emissão de laudo de segurança de barragens a fim de corroborar com a constatação de que as barragens estão em condições normais de operação, não apresentando anomalias significativas que as coloquem em condição de risco.

2.2. Demais Participações

2.2.1. Companhia de Gás de Santa Catarina S.A. – SCGÁS

A Companhia de Gás de Santa Catarina – SCGÁS é a 2ª maior distribuidora de gás canalizado em número de municípios atendidos no Brasil. Santa Catarina é o 3º Estado com maior rede de distribuição de gás natural (1.213,0 km) e o 3º com maior número de indústrias atendidas com gás natural (281), além de ter a 3ª maior rede de postos de gás veicular (GNV/GNC) do país (133).

Com 100% da concessão para exploração dos serviços de distribuição de gás natural no território catarinense, a empresa comercializa e distribui, diariamente, 1,9 milhão de m³ de gás natural para 13,5 mil clientes.

A SCGÁS possui contrato de concessão para exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado, firmado em 28 de março de 1994, com vigência de 50 anos (2044). A Celesc detém 51,0% das ações ordinárias, a Petrobras Gás S.A. – Gaspetro 23,0%, a Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda – Mitsui Gás 23,0% e a Infraestrutura de Gás para a Região Sul S.A. – Infragás 3,0%. A participação no capital social total é a seguinte: Celesc 17,0%, Gaspetro 41,0%, Mitsui Gás 41,0% e a Infragás 1,0%

Destaque-se que, em 2013, a Procuradoria Geral do Estado de Santa Catarina – PGE, representando o Governo do Estado de Santa Catarina e a Celesc, ajuizou ação de obrigação de fazer cumulada com ressarcimento autuada sob o nº 0011447-19.2013.8.24.0023, em face de SCGÁS, Gaspetro, Mitsui Gás e Infragás, questionando alteração no capital social e o acordo de acionistas de 1994, obtendo liminar favorável em juízo de 1º grau. Entretanto, os acionistas Mitsui Gás e Gaspetro ingressaram com agravos de instrumento, suspendendo os efeitos de tal liminar em 2ª instância, apresentado os recursos judiciais cabíveis.

O Tribunal de Justiça de Santa Catarina – TJ/SC, por meio de acórdão da 3ª Câmara de Direito Público decidiu em 24 de abril de 2018, dar provimento aos recursos de Gaspetro, Mitsui Gás e SCGÁS, reformando a sentença favorável ao Estado de Santa Catarina e a Celesc considerando legais as alterações estatutárias e acordo de acionista. Desta decisão o Estado de Santa Catarina interpôs embargos de declaração, os quais foram rejeitados em 6 de setembro de 2018. Na sequência, o Estado de Santa Catarina e a Celesc interpuseram recurso especial ao STJ e o Estado de Santa Catarina interpôs também recurso extraordinário ao STF. No momento, o recurso especial tramita no STJ sob nº 1851431/SC e aguarda designação de novo relator desde 18 de dezembro de 2019. O recurso extraordinário teve sua admissibilidade negada, sendo manejado pelo Estado de Santa Catarina o respectivo agravo de instrumento para o STF.

2.2.2. Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. – ECTE

Constituída com o propósito específico de explorar linhas de transmissão de energia elétrica nas regiões Sul, Sudeste e litoral de Santa Catarina, a empresa é concessionária da linha de transmissão SE Campos Novos/SC – SE Blumenau/SC, com 252,5 km de extensão. A linha é responsável pelo transporte de cerca de 20% da energia assegurada para suprimento da demanda na área de concessão da Celesc D. A ECTE, por meio de sua subsidiária Empresa de Transmissão Serrana S.A. – ETSE, possui a concessão de transmissão da SE Abdon Batista (525/230 kV) e da SE Gaspar (230/138 kV).

A coligada ECTE detém contrato de concessão de transmissão de energia elétrica datado de 1º de novembro de 2000, com prazo de vigência de 30 anos. Para a sua subsidiária ETSE, o contrato de concessão de transmissão de energia elétrica tem data de 10 de maio de 2012, com prazo de vigência de 30 anos. A Celesc detém 30,88% do capital social da empresa. Os demais sócios são Alupar, com 50,02%, e TAESA, com 19,10%.

2.2.3. Dona Francisca Energética S.A – DFESA

Concessionária produtora independente de energia elétrica, a DFESA é proprietária da Usina Hidrelétrica Dona Francisca, construída no rio Jacuí, no Rio Grande do Sul, com capacidade instalada de 125 MW e energia assegurada de 80 MW.

O empreendimento foi inaugurado em maio de 2001. A coligada DFESA detém contrato de concessão datado de 28 de agosto de 1998, com prazo de vigência de 35 anos. A Celesc detém 23,03% do capital social da empresa, a Gerdau 51,82%, a COPEL 23,03% e Statkraft, com 2,12%.

2.2.4. Companhia Catarinense de Água e Saneamento – Casan

Sociedade de economia mista de capital aberto, controlada pelo Governo do Estado de Santa Catarina, a função da Casan é planejar, executar, operar e explorar os serviços de abastecimento de água potável e saneamento em suas áreas de concessões (municipal). Atualmente, os serviços prestados pela empresa abrangem 193 municípios catarinenses e um no Paraná, atendendo uma população de aproximadamente 2,7 milhões de pessoas com água tratada e 650 mil com coleta, tratamento e destino final de esgoto sanitário. A Celesc é detentora de 15,483% do capital social total da empresa, já o Estado de Santa Catarina possui 64,206%, a SC Participações e Parcerias 18,026%, a Companhia de Desenvolvimento do Estado de Santa Catarina S.A. – Codesc 2,282% e Outros 0,003%. O investimento na Casan está classificado nas Demonstrações Financeiras da Companhia como Valor Justo Por Meio de Outros Resultados Abrangentes – VJORA.

2.2.5. Usina Hidrelétrica Cubatão S.A.

Sociedade de Propósito Específico – SPE, constituída em 1996, para implantação da Usina Hidrelétrica Cubatão, em Joinville/SC. Com histórico de entraves ambientais, indeferimento ao pleito de postergação do período de concessão e consequente inviabilidade econômica para o desenvolvimento do projeto, o empreendimento solicitou a ANEEL a rescisão amigável do Contrato de Concessão nº 04/1996 (Processo ANEEL nº 48100.003800/1995-89).

Por meio da Portaria nº 310, de 27 de julho de 2018, o Ministério de Minas e Energia – MME, na qual se decide extinguir a concessão para o aproveitamento de Energia Hidráulica denominado UHE Cubatão, cadastrado com o Código Único do Empreendimento de Geração – CEG: UHE.PH.SC.027062-8.01. Reconhece, ainda, não haver bens reversíveis vinculados à concessão, nem ônus de qualquer natureza ao Poder Concedente ou à ANEEL. A Celesc possui 40% do Capital Social da empresa, Inepar S.A. 40%, e a Statkraft Energias Renováveis S.A. 20%. O investimento na referida usina está integralmente provisionado como desvalorização em participação societária. A SPE vem tratando dos aspectos societários para sua dissolução.

3. BASE DE PREPARAÇÃO

As bases de preparações aplicadas nestas Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas, são descritas a seguir:

3.1. Declaração de Conformidade

As Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards – IFRS*, emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*).

A administração afirma que todas as informações relevantes próprias das Demonstrações Financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e que correspondem às utilizadas por ela na sua gestão.

A presente demonstração foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em 19 de março de 2020, conforme estabelecem os artigos 17 e 18 da Deliberação da Comissão de Valores Mobiliários – CVM, nº 505, de 19 de junho de 2006.

3.2. Moeda Funcional e Moeda de Apresentação

As Demonstrações Financeiras, Individuais e Consolidadas, estão apresentadas em reais, que é a moeda funcional e todos os valores arredondados para milhares de reais, exceto quando indicados de outra forma.

3.3. Estimativas e Julgamentos Contábeis Críticos

As estimativas e os julgamentos contábeis são continuamente avaliados e baseiam-se na experiência histórica e em outros fatores, incluindo expectativas de eventos futuros, consideradas razoáveis para as circunstâncias. Por definição, as estimativas contábeis resultantes raramente serão iguais aos respectivos resultados reais.

As estimativas e premissas podem causar ajustes relevantes nos valores patrimoniais e de resultado para os próximos períodos, impactando nas seguintes mensurações:

- a) Valor Justo de Instrumentos Financeiros; (Nota 5.7)
- b) Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD (Nota 11)
- c) Bonificação de Outorga; (Nota 13.2)
- d) *Impairment* de Ativos Não Financeiros; (Notas 17 e 18)
- e) Realização do Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos; (Nota 20)
- f) Contingências; (Nota 27)
- g) Benefícios de Planos de Pensão (Passivo Atuarial – CPC 33); (Nota 28)
- h) Receita Não Faturada – Celesc D (Nota 11 – letra a e 31.1);
- i) Depreciação – Celesc G (Nota 18);
- j) Amortização do Ativo Indenizatório – Celesc D (Nota 19).

4. POLÍTICAS CONTÁBEIS

As políticas contábeis descritas abaixo têm sido aplicadas de maneira consistente a todos os exercícios apresentados nestas Demonstrações Financeiras, Individual e Consolidada.

4.1. Base de Mensuração

As Demonstrações Financeiras foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos Ativos Financeiros mensurados pelo Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes – VJORA e ao Valor Justo por meio do Resultado – VJR reconhecidos no Balanço Patrimonial.

4.2. Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro

A Companhia revisou as suas políticas contábeis objetivando a melhor apresentação dos seus resultados operacional e financeiro. Como resultado dessas mudanças, as Demonstrações Financeiras do exercício anterior estão sendo reapresentadas.

Para fins de comparabilidade, foram realizadas reclassificações nos valores correspondentes referentes a Demonstração do Resultado do Exercício Consolidado e Demonstração do Valor Adicionado Consolidado do período findo em 31 de dezembro de 2019, como previsto no CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro (*IAS 8 – Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors*), o CPC 26 (R1) – Apresentação das Demonstrações Contábeis (*IAS 1 – Presentation of Financial Statements*) e o CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária (*IAS 34 Interim Financial Reporting*).

Essas reclassificações impactaram qualitativamente o Resultado da Companhia. Os efeitos dessas reapresentações são demonstrados a seguir:

4.2.1. Demonstração do Resultado do Período

Descrição	Consolidado		
	31 dezembro 2018	Reclassificação	31 dezembro 2018 (Reapresentado)
Receita Operacional Líquida – ROL (Nota 31.1)	7.664.544	-	7.664.544
Receita das Vendas e Serviços	6.885.723	-	6.885.723
Receita de Construção – CPC 47	453.365	-	453.365
Receita Parcela A – CVA	322.064	-	322.064
Atualização do Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	3.392	-	3.392
Custos Operacionais (Nota 31.2) (*)	(6.834.756)	(15.068)	(6.849.824)
Custo das Mercadorias Vendidas	(5.672.845)	(15.068)	(5.687.913)
Custo dos Produtos Vendidos	(13.188)	-	(13.188)
Custo dos Serviços Prestados	(695.358)	-	(695.358)
Custo de Construção – CPC 47	(453.365)	-	(453.365)
Despesas Operacionais	(434.108)	-	(434.108)
Vendas	(233.372)	-	(233.372)
Gerais e Administrativas	(315.679)	-	(315.679)
Outras Receitas (Despesas), Líquidas	95.246	-	95.246
Resultado de Equivalência Patrimonial	19.697	-	19.697
Resultado das Atividades	395.680	-	380.612
Resultado Financeiro (Nota 31.3) (*)	(108.493)	15.068	(93.425)
Receitas Financeiras	244.943	(16.534)	228.409
Despesas Financeiras	(353.436)	31.602	(321.834)
Resultado Antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social	287.187	-	287.187
IRPJ e CSLL	(122.155)	-	(122.155)
IRPJ e CSLL Corrente	(107.727)	-	(107.727)
IRPJ e CSLL Diferido	(14.428)	-	(14.428)
Lucro/(Prejuízo) Líquido do Período	165.032	-	165.032

(*) A nota 4.3. menciona a mudança nas políticas contábeis adotada pela Companhia.

4.2.2. Demonstração do Valor Adicionado

Descrição	Consolidado		
	31 dezembro 2018	Reclassificação	31 dezembro 2018 (Reapresentado)
Receitas	12.587.105	-	12.587.105
Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	12.062.067	-	12.062.067
Receita de Construção – CPC 47	453.365	-	453.365
Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD	(46.432)	-	(46.432)
Outras Receitas	118.105	-	118.105
Insumos Adquiridos de Terceiros	(6.415.843)	(15.068)	(6.430.911)
Custos dos Produtos, das Mercadorias e dos Serviços Vendidos (Nota 4.3)	(5.771.986)	(15.068)	(5.787.054)
Materiais, Energia, Serviços de Terceiros	(190.492)	-	(190.492)
Custo de Construção – CPC 47	(453.365)	-	(453.365)
Valor Adicionado Bruto	6.171.262	(15.068)	6.156.194
Depreciação e Amortização	(214.916)	-	(214.916)
Valor Adicionado Líquido	5.956.346	(15.068)	5.941.278
Valor Adicionado Recebido em Transferência	264.640	(16.534)	248.106
Resultado de Equivalência Patrimonial	19.697	-	19.697
Receitas Financeiras (Nota 4.3)	244.943	(16.534)	228.409
Valor Adicionado a Distribuir	6.220.986	(31.602)	6.189.384
Pessoal	(700.305)	-	(700.305)
Remuneração Direta	(599.540)	-	(599.540)
Benefícios	(74.155)	-	(74.155)
FGTS	(26.610)	-	(26.610)
Impostos, Taxas e Contribuições	(4.982.974)	-	(4.982.974)
Federais	(2.852.377)	-	(2.852.377)
Estaduais	(2.124.265)	-	(2.124.265)
Municipais	(6.332)	-	(6.332)
Remuneração de Capital de Terceiros	(372.675)	31.602	(341.073)
Juros	(33.316)	-	(33.316)
Aluguéis	(19.239)	-	(19.239)
Variações Monetárias e Cambiais (Nota 4.3)	(49.312)	31.602	(17.710)
Outras Despesas de Financiamentos	(270.808)	-	(270.808)
Remuneração de Capitais Próprios	(165.032)	-	(165.032)
Dividendos	(42.353)	-	(42.353)
Lucro Retido do Período	(122.679)	-	(122.679)
Valor Adicionado Distribuído	(6.220.986)	31.602	(6.189.384)

(*) A nota 4.3. menciona a mudança nas políticas contábeis adotada pela Companhia.

4.3. Mudanças nas Políticas Contábeis e Divulgações

A Companhia, a partir de janeiro de 2019, passou registrar as variações cambiais dos pagamentos das compras de energia elétrica para revenda, oriundas de Itaipu, na rubrica “Custo de Energia”, por entender que se tratam de valores que serão reconhecidos pela ANEEL por ocasião do reajuste tarifário da Celesc D.

4.4. Novas Normas e Interpretações

4.4.1. IFRS 16/CPC 06 – Operações de Arrendamento Mercantil

Em 1º de janeiro de 2019 entrou em vigor o IFRS 16/CPC 06 – “Operações de Arrendamento Mercantil”. Com essa nova norma, os arrendatários passam a ter que reconhecer o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado para praticamente todos os contratos de arrendamento mercantil, incluindo os operacionais, podendo ficar fora do escopo dessa nova norma determinados contratos de curto prazo ou de pequenos montantes. Os critérios de reconhecimento e mensuração dos arrendamentos nas Demonstrações Financeiras dos arrendadores ficam substancialmente mantidos. O IFRS 16 entrou em vigor para exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019 e substitui o IAS 17/CPC 06 – “Operações de Arrendamento Mercantil” e correspondentes interpretações.

4.4.2. IFRIC 23 – Incerteza s/ Tratamentos de Impostos s/ o Lucro

Em 1º de janeiro de 2019 entrou em vigor o IFRIC 23/ICPC 22 – “Incerteza s/ Tratamento de Tributos s/ o Lucro”, que esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração da IAS 12/CPC 32 – “Tributos s/ o Lucro” quando há incerteza sobre a aceitação dos tratamentos de impostos sobre o lucro pela autoridade tributária.

A Companhia realizou uma análise pertinente aos itens 4.4.1. e 4.4.2. e não identificou impactos significativos em suas Demonstrações Financeiras em decorrência da aplicação das novas normas. A divulgação com relação ao IFRIC 23 está apresentada na nota 20, letra f.

Não há outras normas *IFRS* ou interpretações *IFRIC* que ainda não entraram em vigor que poderiam ter impacto significativo sobre as Demonstrações Financeiras da Companhia.

4.5. Principais Políticas Contábeis

4.5.1. Base de Consolidação

As seguintes políticas contábeis foram aplicadas na elaboração das Demonstrações Financeiras consolidadas.

a) Principais Procedimentos de Consolidação

Os principais procedimentos de eliminação na consolidação são: saldos das contas de ativos e passivos entre as empresas consolidadas; participações das entidades controladas no patrimônio líquido da controladora; e saldos de receitas e despesas, bem como de lucros não realizados, decorrentes de negócios entre as empresas.

b) Controladas

Controladas são todas as entidades nas quais o Grupo detém o controle. As subsidiárias integrais são consolidadas nas Demonstrações Financeiras do Grupo.

A consolidação é interrompida a partir da data em que o Grupo deixa de ter o controle, qualquer participação retida na entidade é remensurada ao seu valor justo, sendo a mudança no valor contábil reconhecida no resultado.

c) Coligadas e Controladas em Conjunto

Os investimentos em coligadas e controladas em conjunto (*joint ventures*) são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial e são, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor de custo. O investimento do Grupo em coligadas e *joint ventures* inclui o ágio identificado na aquisição, líquido de qualquer perda por *impairment* acumulada.

4.5.2. Apresentação de Informações por Segmentos

As informações por segmentos operacionais são apresentadas de modo consistente com o relatório interno fornecido à Diretoria Executiva, que é o órgão principal na tomada de decisões operacionais e estratégicas do Grupo (Nota 31).

As mensurações utilizadas para reportar a informação por segmento são idênticas às utilizadas nas preparações das Demonstrações Financeiras do Grupo.

4.5.3. Conversão de Moeda Estrangeira

As operações com moedas estrangeiras são convertidas para a moeda funcional utilizando as taxas de câmbio vigentes nas datas das transações ou da avaliação, nas quais os itens são remensurados. Os ganhos e as perdas cambiais relacionados são reconhecidos no resultado financeiro.

4.6. Instrumentos Financeiros

4.6.1. Classificação

Os ativos financeiros são classificados nas categorias de custo amortizado, valor justo por meio do resultado e valor justo por meio de outros resultados abrangentes. Esta classificação é decorrente da finalidade para a qual os ativos financeiros foram adquiridos. A Companhia determina a classificação de seus ativos financeiros no reconhecimento inicial e os avalia periodicamente.

a) Custo Amortizado

Fazem parte dessa categoria os ativos financeiros mantidos para obter fluxos de caixa contratuais e seus termos contratuais originam fluxos de pagamentos somente do principal e juros.

b) Valor Justo por Meio do Resultado – VJR

A Companhia classifica como VJR os investimentos em infraestrutura originados nos contratos de concessão de serviços públicos de geração de sujeitos à indenização, uma vez que a alteração no valor justo desse ativo será reconhecida no resultado.

c) Valor Justo por Meio de Outros Resultados Abrangentes – VJORA

A norma requer que o ativo financeiro avaliado ao VJORA atenda os seguintes critérios: seja mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja atingido tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros e dê origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam exclusivamente pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto. Estão classificados os investimentos sobre os quais não se aplica o método de equivalência.

4.6.2. Reconhecimento e Mensuração

Os ativos financeiros são reconhecidos, inicialmente, pelo seu valor justo acrescidos dos custos incorridos para sua obtenção. Um ativo financeiro deve após o seu reconhecimento inicial ser mensurado pelo: (a) custo amortizado; (b) valor justo por meio de outros resultados abrangentes; ou (c) valor justo por meio do resultado.

4.6.3. Compensação de Instrumentos Financeiros

Os ativos e passivos financeiros são compensados e o valor líquido é reportado no balanço patrimonial quando há um direito legalmente aplicável de compensar os valores reconhecidos e há uma intenção de liquidá-los numa base líquida, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente. (Nota 13.1)

4.6.4. Impairment de Ativos Financeiros

As provisões para perdas com ativos financeiros são baseadas em premissas sobre os riscos de inadimplências e nas taxas de perdas esperadas. A Companhia aplica julgamento para estabelecer as premissas e selecionar os dados para o cálculo de *impairment* com base no histórico da Companhia, nas condições existentes de mercado e nas estimativas futuras.

Quando houver evidências de perda, ou seja, o valor recuperável é inferior ao valor contábil do ativo, a perda será reconhecida como despesa na demonstração do resultado. Se, em um período subsequente, o valor da perda por *impairment* diminuir, por causa de evento ocorrido após o *impairment* ser reconhecido, a reversão da perda é reconhecida como receita na demonstração do resultado.

4.6.4.1. Política Contábil Anterior p/ Impairment de Ativos Financeiros

No exercício anterior, o Grupo avaliava, no final de cada período, se havia evidência objetiva de *impairment*. O montante da perda por *impairment* era mensurado como a diferença entre o valor contábil dos ativos e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados (excluindo os prejuízos de crédito futuro que não foram incorridos) descontados à taxa de juros em vigor original dos ativos financeiros.

4.7. Estoques

Os Estoques são mensurados pelo valor de custo ou pelo valor líquido de realização, dos dois o menor.

4.8. Imposto de Renda e Contribuição Social Corrente e Diferido

As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício compreendem os tributos corrente e diferido, sendo reconhecidas na demonstração do resultado e calculadas com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas.

O imposto de renda e a contribuição social corrente é apresentado líquido, por entidade contribuinte, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando o montante antecipadamente pago excede o total devido na data do relatório.

O imposto de renda e a contribuição social diferido é reconhecido utilizando as diferenças temporárias decorrentes de diferenças entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas Demonstrações Financeiras. No ativo são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que o lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas.

O imposto de renda diferido, ativo e passivo, e apresentado pelo resultado líquido no balanço, havendo o direito legal e a intenção de compensá-lo quando da apuração dos tributos correntes, relacionados às mesmas entidades e autoridades tributáveis.

4.9. Depósitos Judiciais

A Companhia mantém registrado nesta rubrica valores, depositados para fazer jus ao contingenciamento dos processos judiciais (tributários, trabalhistas, cíveis, regulatórios, ambientais).

4.10. Imobilizado

O Imobilizado compreende, principalmente, reservatórios, barragens, adutoras, edificações, máquinas e equipamentos e obras civis e benfeitorias da Celesc G. São mensurados pelo seu custo histórico, ajustado pelo custo atribuído, menos depreciação acumulada e perdas por *impairment*. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens.

O custo de ativos construídos pela própria Celesc G inclui: (i) o custo de materiais; (ii) quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condição necessária para que sejam capazes de operar; e (iii) os custos de empréstimos sobre ativos qualificáveis.

Os custos subsequentes são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado somente quando for provável que existam benefícios econômicos futuros e que o custo do item possa ser mensurado com segurança. O valor contábil de itens ou peças substituídas será revertido. Em caso de reparos e manutenções, os custos incorridos são lançados em contrapartida ao resultado do exercício, quando incorridos.

Ganhos e Perdas na alienação de um item do imobilizado (apurados pela diferença entre os recursos advindos da alienação e o valor contábil do imobilizado) são reconhecidos em Outras Receitas/Despesas operacionais no resultado.

a) Depreciação

Para os ativos das usinas que possuem contrato de registro, para aqueles localizados na administração central e para aqueles que os contratos de concessão preveem indenização ao final da concessão, a depreciação é determinada de acordo com a Resolução ANEEL nº 674/2015.

Para os ativos em que não há previsão de indenização ao final do contrato de concessão, a depreciação é baseada no prazo de concessão definido em contrato ou vida útil, dos dois o menor.

4.11. Intangíveis

Os intangíveis são mensurados ao custo de aquisição e/ou construção, incluindo juros capitalizados durante o período de construção, quando aplicável, para os casos de ativos elegíveis, deduzidos da amortização acumulada apurada em base linear ou pela vida útil definida em contratos ou, ainda, pelo prazo de concessão.

a) Contratos de Concessões

Os direitos sobre as infraestruturas, operadas sob regime de concessão são contabilizados como um ativo intangível quando o Grupo tem o direito de cobrar pelo uso dos ativos de infraestrutura e os usuários (consumidores) têm a responsabilidade de pagar pelos serviços do prestados pelo Grupo.

O valor justo de construção e outros trabalhos na infraestrutura representam o custo do ativo intangível e é reconhecido como receita quando a infraestrutura é construída, desde que este trabalho gere benefícios econômicos futuros.

Os ativos intangíveis de contratos de concessão são amortizados numa base linear durante o período do contrato ou vida útil do bem a que estiver atrelado, dos dois, o menor.

As obrigações especiais vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica contemplam os pagamentos efetuados com o objetivo de contribuir na execução de projetos de expansão necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia e são registrados nas Demonstrações Financeiras como redutora dos ativos intangíveis.

b) Ágio

O ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) é representado pela diferença positiva entre o valor pago ou a pagar e o montante líquido do valor justo dos ativos e passivos da entidade adquirida e amortizado com base no prazo da concessão.

c) Programas de Computador – *Softwares*

Licenças adquiridas de *softwares* são capitalizadas e amortizadas ao longo de sua vida útil estimada (Nota 19). Os gastos associados à manutenção de *softwares* são reconhecidos como despesas na medida em que são incorridos.

4.12. *Impairment* de Ativos não Financeiros

O imobilizado e outros ativos não financeiros, inclusive o ágio, são revistos anualmente, buscando identificar evidências de perdas não recuperáveis, ou ainda, quando eventos ou alterações indicarem que o valor contábil possa não ser recuperável.

Havendo perda por redução no valor recuperável, ela é reconhecida no resultado pelo montante em que o valor contábil do ativo ultrapassar seu valor recuperável. Para fins de avaliação, os ativos são agrupados no menor grupo de ativos para o qual existem fluxos de caixa (Unidades Geradoras de Caixa – UGCs) identificáveis separadamente.

A perda por redução ao valor recuperável é revertida somente na extensão em que o valor contábil do ativo, líquido de depreciação ou amortização, não exceda o valor contábil que teria sido apurado, caso a perda de valor não tivesse sido reconhecida.

Este procedimento não se aplica ao ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*). No caso de ágio com vida útil indefinida, o valor recuperável é testado anualmente.

4.13. Ativo Financeiro

Refere-se a um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber indenização diretamente pelo poder concedente, decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão e da Orientação Técnica OCPC 05 – Contratos de Concessão.

4.13.1. Caixa e Equivalente de Caixa

Inclui o caixa, os depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo de alta liquidez com vencimentos originais de três meses ou menos, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

4.13.2. Contas a Receber de Clientes

As contas a receber de clientes correspondem aos valores a receber de clientes pelo fornecimento e o suprimento de energia faturada e estimativa de energia fornecida não faturada no decurso normal das atividades do Grupo.

As contas a receber de clientes são reconhecidas ao valor faturado e deduzidas das Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD, que são reconhecidas quando há aumentos significativos no risco de crédito desde o reconhecimento inicial, avaliados de forma individual ou coletiva, considerando todas as informações razoáveis e sustentáveis, incluindo informações prospectivas.

4.13.3. Indenizável – Concessão

Os ativos de concessão referem-se a créditos a receber da União, quando a Companhia possui direito incondicional de ser indenizada ao final da concessão, conforme previsto em contrato, a título de indenizações originadas nos contratos de concessão de serviços públicos de distribuição e geração de energia elétrica, pelos investimentos efetuados em infraestrutura e não recuperados no período de concessão. Estes ativos financeiros são classificados como valor justo por meio do resultado.

É importante ressaltar que este não é um ativo como os demais ativos comparáveis e disponíveis no mercado, mas um ativo que é derivado e intrinsecamente vinculado à infraestrutura existente da Companhia, suscetível a variações decorrentes de mudanças no ambiente regulatório e relacionadas à infraestrutura.

4.13.4. Bonificação de Outorga

Por tratar-se de um contrato de concessão de serviço público, teve a contabilização embasada no ICPC 01 – Contratos de Concessão, sendo considerado como ativo financeiro, classificado como custo amortizado, inicialmente estimado com base no respectivo valor justo e posteriormente mensurado pelo custo amortizado calculado pelo método da taxa de juros efetiva, não possuindo um mercado ativo, apresentando fluxo de caixa fixo e determinável.

Estes valores foram contabilizados inicialmente quando do pagamento em contrapartida a Caixa e Equivalente de Caixa. Mensalmente o saldo é atualizado pela TIR e monetariamente pelo IPCA, sendo amortizado o ativo financeiro em contrapartida a receita operacional bruta do faturamento por meio da Receita Anual de Geração – RAG.

4.13.5. Parcela A – CVA

O Ativo Financeiro, incluído na conta de Compensação da Variação dos Custos da “Parcela A” – CVA destina-se à contabilização dos custos não gerenciáveis, assim definidos pela ANEEL, e ainda não repassados às tarifas de fornecimento de energia elétrica.

Os referidos custos integram a base dos reajustes tarifários e são apropriados ao resultado, à medida que a receita correspondente é faturada aos consumidores conforme determinado nas Portarias Interministeriais nº 25 e nº 116, de 24 de janeiro de 2002 e 4 de abril de 2003 respectivamente, e disposições complementares da ANEEL. O saldo da conta é atualizado com base na taxa de juros Selic.

Conforme regra contábil descrita anteriormente (Nota 4.6.3), os ativos e passivos financeiros – Parcela A – CVA, são compensados e reportados no balanço patrimonial pelo valor líquido. Este ativo financeiro é classificado como custo amortizado.

4.13.6. Subvenção e Repasse da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Estes valores foram contabilizados na rubrica de Outros Créditos a Receber, em contrapartida da Receita Operacional Bruta na rubrica de Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido.

4.14. Outros Ativos Circulantes e Não Circulantes

São demonstrados pelos valores de realização (ativos) e pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridas (passivos).

4.14.1. Conta Bandeira Tarifária

Estes valores foram contabilizados na rubrica de Outros Créditos a Receber, em contrapartida da Receita Operacional Bruta na rubrica Ativo/Passivo Financeiro. (Nota 12).

4.15. Passivos Financeiros

Os passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, são medidos pelo custo amortizado por meio do método dos juros efetivos. A sua baixa ocorre quando suas obrigações contratuais são liquidadas, retiradas ou canceladas.

4.15.1. Fornecedores

As contas a pagar aos fornecedores são obrigações a pagar por encargos de uso da rede elétrica, compra de energia elétrica, materiais e serviços adquiridos ou utilizados no curso normal dos negócios. Elas são, inicialmente, reconhecidas pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado.

4.15.2. Parcela A – CVA

O passivo financeiro, incluído na conta de Compensação da Variação dos Custos da “Parcela A” – CVA destina-se à contabilização dos custos não gerenciáveis, assim definidos pela ANEEL, e ainda não repassados às tarifas de fornecimento de energia elétrica.

Os referidos custos integram a base dos reajustes tarifários e são apropriados ao resultado, à medida que a receita correspondente é faturada aos consumidores, conforme determinado nas Portarias Interministeriais nº 25 e nº 116, de 24 de janeiro de 2002 e 4 de abril de 2003, respectivamente, e disposições complementares da ANEEL. O saldo da conta é atualizado com base na taxa de juros Selic.

Conforme regra contábil descrita anteriormente (Nota 4.6.3), os ativos e passivos financeiros – Parcela A – CVA, são compensados e reportados no balanço patrimonial pelo valor líquido.

4.15.3. Empréstimos e Financiamentos

Os empréstimos e financiamentos são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos da transação incorridos e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados, líquidos dos custos da transação, e o valor de resgate é reconhecida na demonstração do resultado durante o período em que os empréstimos e financiamentos estejam em andamento, utilizando o método da taxa de juros efetiva.

Os custos de empréstimos diretamente atribuíveis à aquisição, construção ou produção de um ativo qualificável que, necessariamente, demande um período de tempo substancial para ficar pronto para seu uso ou venda pretendidos, são capitalizados como parte do custo do ativo quando forem prováveis que eles resultarão benefícios econômicos futuros para a entidade, e que tais custos possam ser mensurados com confiança. Demais custos de empréstimos são reconhecidos como despesa no período em que são incorridos.

4.15.4. Debêntures

As debêntures são reconhecidas pelo valor justo, líquido dos custos da transação incorridos e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Após o reconhecimento inicial, os custos de transação e os juros atribuíveis, quando incorridos, são reconhecidos no resultado.

4.15.5. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Estes valores foram contabilizados na rubrica Taxas Regulamentares, vinculadas ao Serviço Concedido.

4.15.6. Reserva Matemática à Amortizar

Refere-se a dívida pactuada com a Fundação Celesc de Seguridade Social – Celos relacionada a mudança do Plano Previdenciário (Benefício Definido – BD, para Contribuição Definida – CD).

4.16. Provisões

As provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de eventos passados e é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação e que uma estimativa confiável do valor possa ser feita.

4.17. Benefícios a Empregados e Aposentados

a) Obrigações com Fundo de Pensão

A Celesc D possui em seu rol de benefícios aos empregados planos previdenciários nas modalidades da Benefício Definido – BD, Contribuição Variável – CV e Contribuição Definida – CD. Os planos BD e CV tem por característica a aposentadoria com uma renda vitalícia, definida com base no regulamento do plano (BD) ou de acordo com o saldo na conta de aposentadoria e expectativa de vida (CV).

O passivo relacionado aos planos previdenciários é o valor presente da obrigação na data do balanço menos o valor dos ativos do plano. A obrigação do benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes usando-se o método de crédito unitário projetado. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os ganhos e perdas atuariais decorrentes de ajuste pela experiência e nas mudanças das premissas atuariais são registrados diretamente no Patrimônio Líquido, como outros resultados abrangentes, quando ocorrerem.

Para os planos de contribuição definida, a Celesc D paga contribuições ao plano, conforme as regras regulamentares. Assim que as contribuições tiverem sido feitas, a Celesc D não tem obrigações relativas a pagamentos adicionais.

As contribuições regulares compreendem os custos periódicos líquidos do período em que são devidas e, assim, são incluídas nos custos de pessoal.

b) Participação nos Lucros e nos Resultados – PLR

O reconhecimento dessa participação é provisionado mensalmente e, após o encerramento do exercício, o valor é corrigido conforme a efetiva realização das metas estabelecidas entre a Companhia e seus empregados. A Companhia reconhece uma provisão quando estiver contratualmente obrigado ou quando houver uma prática anterior que tenha gerado uma obrigação não formalizada.

4.18. Outros Passivos Circulantes e Não Circulantes

São demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridas.

4.19. Distribuição de Dividendos

Os dividendos são reconhecidos no passivo circulante no encerramento do exercício social, no montante de 25% do lucro líquido ajustado, aprovado pelo Conselho de Administração, a ser distribuído aos acionistas. Valores acima do mínimo obrigatório, definidos pela Política de Distribuição de Dividendos da Companhia, são reconhecidos no Patrimônio Líquido e somente são provisionados quando aprovados em Assembleia Geral Ordinária – AGO pelos acionistas.

4.20. Capital Social

O Capital Social da Companhia atualizado, subscrito e integralizado em 31 de dezembro de 2019 é de R\$1.340.000.000,00 e está classificado no Patrimônio Líquido. As ações preferenciais têm prioridade no recebimento de dividendos à base de 25%, não cumulativos.

4.21. Reconhecimento de Receita

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pelo fornecimento e suprimento de energia faturada, estimativa de energia fornecida e não faturada no curso normal das atividades do Grupo. É apresentada líquida dos impostos, das devoluções, dos abatimentos e dos descontos, bem como após a eliminação das vendas entre empresas do Grupo.

A Companhia reconhece a receita quando: a) os valores das receitas, dos custos incorridos e das despesas da transação possam ser mensurados com segurança; b) é provável que benefícios econômicos futuros fluam para a entidade; c) a Companhia não detém mais a gestão e controle sobre a energia vendida ou distribuída; e d) os riscos e benefícios relacionados à energia vendida ou distribuída são transferidos ao comprador/consumidor.

a) Fornecimento de Energia Elétrica

Destina-se à contabilização da receita faturada e não faturada correspondente ao fornecimento de energia elétrica, assim como dos ajustes e adicionais específicos.

b) Suprimento de Energia Elétrica

Destina-se à contabilização da receita proveniente do suprimento de energia elétrica ao revendedor, no Ambiente de Contratação Regulada – ACR e comercializado no Ambiente de Contratação Livre – ACL, bem como dos ajustes e adicionais específicos.

c) Disponibilidade da Rede Elétrica

São contabilizadas as receitas derivadas da disponibilização do sistema de distribuição pela própria concessionária por meio de suas atividades.

d) Energia de Curto Prazo

A energia de curto prazo é um segmento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes. As diferenças apuradas, positivas ou negativas, são contabilizadas para posterior liquidação financeira no mercado de curto prazo e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

e) Doações e Subvenções

As receitas de doações e subvenções são reconhecidas pelo regime de competência conforme a essência dos contratos e ou convênios aplicáveis. São reconhecidas no resultado quando existe segurança de que: (a) a entidade cumpriu todas as condições estabelecidas; e (b) a subvenção será recebida. A contabilização será a mesma independentemente de a subvenção ser recebida em dinheiro ou como redução do passivo.

f) Receita de Construção

A receita de construção aplicada pela Celesc D tem em sua contrapartida os custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual à zero, considerando que: (i) a atividade-fim da empresa é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade-fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a empresa terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas.

g) Receita de Atualização do Ativo Financeiro Indenizável – Concessão

Refere-se à atualização pelo IPCA do ativo financeiro indenizável – concessão de distribuição de energia elétrica.

h) Receita de Atualização da Bonificação de Outorga

Por tratar-se de um contrato de concessão a Companhia reconhece a receita financeira de juros efetivos, vinculada à correção da parcela do valor pago a título de bonificação de outorga, dentro do grupo de “Receita Operacional”.

Para cada usina existe uma Taxa Interna de Retorno – TIR específica, em consequência do valor estabelecido pelo poder concedente para o valor pago de bonificação de outorga e para o valor recebido pelo Retorno da Bonificação de Outorga – RBO. A atualização monetária é corrigida pelo IPCA, conforme estabelecido no contrato de concessão.

i) Receita Financeira

A receita financeira é reconhecida conforme o prazo decorrido, usando o método da taxa de juros efetiva. Os juros são incorporados às contas a receber, em contrapartida de receita financeira.

j) Receita de Dividendos

A receita de dividendos é reconhecida quando o direito de receber o pagamento é estabelecido.

5. GESTÃO DE RISCO

A Diretoria de Planejamento e Controle Interno – DPL da Companhia desenvolve a gestão estratégica de riscos e controles internos, elaborando o mapa de riscos estratégicos, modelando estes riscos para mitigá-los por meio de planos de ação, objetivando, assim, o alcance das estratégias de longo prazo da Companhia.

5.1. Classe de Risco Financeiro

5.1.1. Categoria Crédito

Inadimplência

Risco de comprometimento do planejamento econômico financeiro pelo não recebimento da receita faturada, por deficiências de comunicação, entrega e cobrança em relação aos clientes.

5.1.2. Categoria Liquidez

Capital de Terceiros

Risco da impossibilidade ou indisponibilidade de obter capital de terceiros junto ao mercado ou de impactos devido ao vencimento antecipado de dívidas junto ao mercado financeiro ou pela variação intempestiva e não planejada nas taxas de juros e câmbio.

Fluxo de Caixa

Risco de baixa liquidez financeira seja pela baixa arrecadação, impossibilidade de captação, inadimplência, excesso de despesas e/ou investimentos, para cumprir compromissos financeiros e a estratégia do negócio.

Os valores divulgados na tabela são os fluxos de caixa contratados não descontados em 31 de dezembro de 2019.

							Consolidado
Descrição	Taxas %	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	Entre um e cinco anos	Acima de cinco anos	Total
Partes Relacionadas		-	-	488	-	-	488
Contas a Receber		1.345.828	46.423	29.520	41.083	3.600	1.466.454
Caixa e Equivalente de Caixa		566.181	-	-	-	-	566.181
Depósitos Judiciais		-	-	-	171.054	-	171.054
Subsídio CDE *		53.236	-	-	-	-	53.236
Ativo Financeiro – CVA		-	-	-	14.112	-	14.112
Bonificação Outorga	IPCA	2.838	5.606	24.564	110.866	195.542	339.416
Total Ativo		1.968.083	52.029	54.572	337.115	199.142	2.610.941
Empréstimos Bancário CDI	CDI + 0,8% a 1,30%	2.595	25.141	194.882	497.403	-	720.021
Empréstimo Bancário	7,40% a.a.	358	-	154.070	-	-	154.428
Eletrobras	5% a.a.	256	501	846	3.943	463	6.009
Finame	2,5% a 9,5% a.a.	725	1.336	5.891	14.170	-	22.122
Debêntures – Celesc D	CDI + 1,3% a.a. a 1,9% a.a.	19.707	-	51.438	219.609	-	290.754
Debêntures – Celesc G	CDI + 2,5% a.a.	-	690	35.880	106.648	-	143.218
Fornecedores		589.255	407.456	14	-	-	996.725
Passivo Financeiro – CVA		2.099	4.205	19.162	-	-	25.466
Reserva Mat. a Amortizar	IPCA + 6% a.a.	12.491	10.806	51.399	388.651	-	463.347
BID	CDI + 0,89% a.a.	-	-	6.465	27.632	619.600	653.697
Total Passivo		627.486	450.135	520.047	1.258.056	620.063	3.475.787

* Decreto nº 7.891/13

Atuarial

Risco de perdas financeiras em decorrência de responsabilidade solidária da Companhia, como patrocinadora do fundo de pensão de seus empregados, por definição de taxa atuarial equivocada, gestão inadequada, ou em desacordo com as práticas de mercado, ou ainda por flutuações inesperadas de variáveis de mercado.

5.2. Classe de Risco Operacional

5.2.1. Categoria Gestão

Investimentos

Risco de perdas por decisões de investimentos em desacordo com o alinhamento estratégico, pelo não cumprimento de cronogramas, taxas de retorno insuficientes e desembolsos imprevistos.

5.2.2. Categoria Processo

Resguardo de Ativos

Risco de perdas financeiras decorrentes da falta de mecanismos de proteção, sinistros e/ou acessos não autorizados.

Perdas

Risco da redução de receita devido ao aumento de perdas técnicas e não técnicas da energia comercializada, em função da deficiência da infraestrutura dos sistemas de distribuição ou ainda por ineficiência de controle de fraudes e roubos.

Contratação de Energia da Distribuidora

Risco de não repasse tarifário integral do custo de energia contratada e penalidades devido a contratação fora dos limites regulatórios.

5.2.3. Categoria Pessoal

Saúde e Segurança

Risco de passivos trabalhistas, interdição das atividades e afastamento ou morte de trabalhadores provocados por não cumprimento de normas legais, ausência de treinamento e ausência de equipamentos de proteção adequados.

Gestão e Desenvolvimento de Pessoas

Risco de perdas pelas limitações dos mecanismos de contratação e retenção dos colaboradores ou incapacidade de promover o desenvolvimento dos profissionais do grupo tornando a força de trabalho disponível desatualizada e incapaz de desenvolver os desafios da estratégia.

5.2.4. Categoria Informação e Tecnologia

Acesso a Informações e Infraestrutura de Tecnologia da Informação – TI

Risco de perdas ou danos decorrentes do acesso não autorizado a dados e informações críticas devido à políticas e parâmetros de segurança inadequados, ou má intenção de usuários, bem como pela capacidade de processamento de sistemas ou falhas/morosidades nas operações dos sistemas disponíveis e proteção inadequada/salvaguarda física dos ativos de rede.

5.3. Classe de Risco de Compliance

5.3.1. Categoria Regulatório/Legal

Socioambiental

Risco de perdas decorrentes de políticas e práticas ambientais e sociais em desacordo com a legislação (descumprimento deliberado, desconhecimento das leis e falhas operacionais), expondo a Companhia a autuação de órgãos fiscalizadores, não obtenção de licenças e desgaste de imagem.

Revisão Tarifária

Risco de perdas na remuneração contida na Parcela B, que representa os custos gerenciáveis da Companhia, provocadas pelo não cumprimento das exigências regulatórias estabelecidas pela ANEEL ou por alterações na metodologia do processo de revisão tarifária, mais especificamente na valoração da Base de Remuneração Regulatória – BRR, resultando em Parcela B inferior ao esperado.

Extinção da Concessão de Distribuição

Em caso de descumprimento do estabelecido em contrato de prorrogação, a Celesc D poderá perder o direito da concessão de distribuição de energia elétrica, cujas obrigações são as seguintes:

Indicadores de Qualidade Técnicos: redução no DEC da Celesc D tem de chegar a 9% e em 2020 – prazo limite dado pela ANEEL para comprovação plena dos ajustes – o patamar passa a ser de 25% de redução. Seguindo o ritmo histórico, a redução desse indicador deverá ser de 5% ao ano.

Indicadores Financeiros: EBITDA, (EBITDA – QRR), (Dívida Líquida/EBITDA – QRR). Em 2017 o EBITDA deve ser maior ou igual a 0 (zero) e em 2018 (EBITDA – QRR) maior ou igual a 0 (zero). Em relação a (Dívida Líquida/ EBITDA – QRR) o indicador estipulado pela ANEEL em 2019 deve ser menor ou igual a $(1/0,8*\text{Selic})$ e em 2020 menor ou igual a $(1/1,11*\text{Selic})$, nos dois casos a Selic é limitada a 12,87%. Para o ano de 2019, A relação (Dívida Líquida/EBITDA – QRR) da Celesc D, ajustado pelos itens mencionados no 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, é de 8,58x, sendo a meta estabelecida pela ANEEL menor ou igual a 21,04. Portanto, a Celesc D atingiu esse indicador no ano de 2019.

ANO	GESTÃO ECONÔMICA FINANCEIRA	INDICADORES DE QUALIDADE (LIMITE ESTABELECIDO)		VERIFICAÇÃO
		DECi ¹	FECi ²	
2016		14,77	11,04	ATENDIDO
2017	LAJIDA>0	13,79	10,44	ATENDIDO
2018	{LAJIDA (-) QRR}≥0	12,58	9,84	ATENDIDO
2019	{DIVIDA LIQUIDA/[LAJIDA (-) QRR ³]}≤1/0,8*Selic ⁴	11,56	9,25	ATENDIDO
2020	DIVIDA LIQUIDA/LAJIDA (-) QRR<1/1,11*Selic	11,30	8,65	

¹ DECi: Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora

² FECi: Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora;

³ QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Será o valor definido na última Revisão Tarifária Periódica-RTP, acrescida do IGP-M entre o mês anterior ao da RTP e o mês anterior ao do período de 12(doze) meses da aferição de sustentabilidade econômico – financeira;

⁴ Selic: limitada a 12,87% a.a.

b) Geração de Energia

Risco de extinção da prorrogação do Contrato de Concessão da PCH Celso Ramos em decorrência da obrigatoriedade da entrada em operação comercial até 2021 de duas novas unidades geradoras a serem construídas pela Celesc G.

Regulação do Setor Elétrico

Risco de sanções administrativas aplicadas pela ANEEL diante da inadequação dos processos internos, perda de valor em função de alterações na legislação que sejam desalinhadas com interesses estratégicos da Companhia, e exposição às políticas governamentais definidas para o setor, bem como às interferências de órgãos externos.

Fraude

Risco de perdas financeiras, danos à imagem, queda de qualidade dos serviços e sanções legais devido a ocorrências de fraudes, internas ou externas, causadas por empregados ou terceiros, devido a falhas de controle ou conluio.

Ações Judiciais

Risco de perdas provocado por práticas em desacordo com a legislação brasileira e Termos de Ajustamento de Conduta – TAC ou deficiências internas que dificultam ou impossibilitam a construção de defesa.

5.4. Classe de Risco Estratégico

5.4.1. Categoria Governança

Imagem

Risco de queda no nível de reputação da Companhia perante os principais *stakeholders*.

5.4.2. Categoria Estratégia

Inovação

Risco de perda de vantagem competitiva pela dificuldade de desenvolver e/ou implantar novas tecnologias, comprometendo diversos aspectos como acesso a novos mercados, maximização de receitas, aquisição de novos conhecimentos, valoração da marca e sustentabilidade empresarial.

5.5. Análise de Sensibilidade Adicional Requerida pela CVM

Apresenta-se a seguir o quadro demonstrativo de análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros, que descreve os riscos de taxas de juros que podem gerar efeitos materiais para a Companhia, com cenário mais provável (cenário I) segundo avaliação efetuada pela administração, considerando um horizonte de três meses, quando deverão ser divulgadas as próximas informações financeiras contendo tal análise.

Adicionalmente, dois outros cenários são demonstrados, nos termos determinados pela Instrução CVM nº 475, de 17 de dezembro de 2008, a fim de apresentar 25% e 50% de deterioração na variável de risco considerada, respectivamente (cenários II e III).

A análise de sensibilidade apresentada considera mudanças com relação a determinado risco, mantendo constante todas as demais variáveis, associadas a outros riscos, com saldos de 31 de dezembro de 2019:

Premissas	Efeitos das Contas sobre o Resultado	Saldo	Consolidado		
			(Cenário I)	(Cenário II)	(Cenário III)
CDI (%)			4,20%	5,25%	6,30%
	Aplicações Financeiras (Nota 9)	457.594	19.219	24.024	28.828
	Empréstimos (Nota 23)	(1.112.184)	(46.712)	(1.962)	(82)
	Debêntures (Nota 24.5)	(373.945)	(15.706)	(19.632)	(23.559)
Selic			4,38%	5,48%	6,57%
	Ativo Financeiro – CVA (Nota 13.1)	(12.464)	(546)	(683)	(819)
IPCA (%)			4,31%	5,39%	6,47%
	Ativo Indenizatório (Concessão) em Serviço (Nota 14)	223.353	9.627	12.039	14.451
	Bonificação de Outorga (Nota 13.2)	290.710	12.530	15.669	18.809
	Reserva Matemática a Amortizar (Nota 6)	(376.804)	(16.240)	(20.310)	(24.379)

(i) Apenas os empréstimos indexados pelo CDI

5.6. Gestão de Capital

Os objetivos ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolvendo capital aos acionistas ou ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

Condizente com outras empresas do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total.

A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos e financiamentos, (incluindo empréstimo de curto e longo prazo) e debêntures, subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado por meio da soma do patrimônio líquido com a dívida líquida.

A tabela abaixo apresenta o Índice de Alavancagem Financeira:

Descrição	Consolidado	
	31	31
	dezembro 2019	dezembro 2018
Empréstimos e Financiamentos – Moeda Nacional (Nota 23)	813.035	645.348
Empréstimos e Financiamentos – Moeda Estrangeira (Nota 23)	474.596	273.453
Debêntures (Nota 24.5)	373.945	501.262
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa (Nota 9)	(566.181)	(698.060)
Dívida Líquida	1.095.395	722.003
Total do Patrimônio Líquido	1.407.124	1.800.856
Total do Capital	2.502.519	2.522.859
Índice de Alavancagem Financeira (%)	43,77%	28,62%

5.7. Estimativa do Valor Justo

Pressupõe-se que os saldos das contas a receber de clientes e contas a pagar aos fornecedores pelo valor contábil, menos a perda por *impairment*, esteja próxima de seus valores justos. O valor justo dos passivos financeiros, para fins de divulgação, é estimado mediante o desconto do fluxo de caixa contratual futuro pela taxa de juros vigente no mercado, que está disponível para a Companhia para instrumentos financeiros similares.

A Companhia aplica o CPC 46 – Mensuração ao Valor Justo para instrumentos financeiros mensurados no Balanço Patrimonial pelo valor justo, o que requer divulgação das mensurações do valor justo pelo nível da seguinte hierarquia de mensuração pelo valor justo:

Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos a que a entidade possa ter acesso na data de mensuração (Nível 1).

Informações, além dos preços cotados, incluídas no Nível 1 que são adotadas pelo mercado para o Ativo ou Passivo, seja diretamente, ou seja, como preços ou indiretamente, ou seja, derivados dos preços (Nível 2).

Inserções para os ativos ou passivos que não são baseadas nos dados adotados pelo mercado, ou seja, inserções não observáveis (Nível 3).

A tabela a seguir apresenta os ativos do Grupo mensurados pelo valor justo em 31 de dezembro de 2019. O valor contábil é próximo ao valor justo dos ativos e passivos financeiros. A Companhia não possui passivos mensurados a valor justo nessa data base.

Descrição – Nível 3	Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Valor Justo por Meio de Outros Resultados Abrangentes – VJORA		
Títulos e Valores Mobiliários (Nota 10)	137.261	137.261
Outros	217	217
Valor Justo por Meio do Resultado – VJR		
Ativo Indenizável – Concessão (Nota 14)	525.964	441.030
Total do Ativo	663.442	578.508

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para valorizar os instrumentos financeiros incluem:

a) Abordagem de Mercado; b) Abordagem de Custo; c) Abordagem de Receita; d) Outras técnicas, como a análise de fluxos de caixa descontados, são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes.

6. INSTRUMENTOS FINANCEIROS POR CATEGORIA

A tabela a seguir apresenta os instrumentos financeiros por categoria em 31 de dezembro de 2019.

Descrição	Custo Amortizado	Valor Justo p/ Meio do Resultado	Valor Justo p/ Meio de Outros Resultados Abrangentes	Consolidado
				Total
Ativo	3.211.248	525.964	137.478	3.874.690
Caixa e Equivalentes de Caixa	566.181	-	-	566.181
Contas a Receber de Clientes	2.142.043	-	-	2.142.043
Partes Relacionadas	488	-	-	488
Depósitos Judiciais	171.054	-	-	171.054
Subsídio CDE (*)	53.236	-	-	53.236
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	137.261	137.261
Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	-	525.964	-	525.964
Ativo Financeiro – Bonificação de Outorga	290.710	-	-	290.710
Ativo Financeiro – CVA	(12.464)	-	-	(12.464)
Outros	-	-	217	217
Passivo	3.053.936	-	-	3.053.936
Fornecedores	996.725	-	-	996.725
Eletrobrás	5.438	-	-	5.438
Empréstimos Moeda Nacional	807.597	-	-	807.597
Empréstimo Moeda Estrangeira	474.596	-	-	474.596
Debêntures	373.945	-	-	373.945
Partes Relacionadas	18.831	-	-	18.831
Reserva Matemática a Amortizar	376.804	-	-	376.804

(*) Decreto nº 7.891/13

A tabela a seguir apresenta os instrumentos financeiros por categoria em 31 de dezembro de 2018.

Descrição	Custo Amortizado	Valor Justo p/ Meio do Resultado	Consolidado	
			Valor Justo p/ Meio de Outros Resultados Abrangentes	Total
Ativo	5.206.281	441.030	137.478	5.784.789
Caixa e Equivalentes de Caixa	698.060	-	-	698.060
Contas a Receber de Clientes	2.289.499	-	-	2.289.499
Partes Relacionadas	3.092	-	-	3.092
Depósitos Judiciais	170.350	-	-	170.350
Subsídio CDE (*)	1.511.003	-	-	1.511.003
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	137.261	137.261
Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	-	441.030	-	441.030
Ativo Financeiro – CVA	253.259	-	-	253.259
Ativo Financeiro – Bonificação de Outorga	281.018	-	-	281.018
Outros	-	-	217	217
Passivo	4.937.199	-	-	4.937.199
Fornecedores	1.006.854	-	-	1.006.854
Eletrobrás	14.865	-	-	14.865
Empréstimos	630.483	-	-	630.483
BID	273.453	-	-	273.453
Debêntures	501.262	-	-	501.262
Partes Relacionadas	15.763	-	-	15.763
Reserva Matemática a Amortizar	424.593	-	-	424.593
Encargos Setoriais – CDE	2.069.926	-	-	2.069.926

(*) Decreto nº 7.891/13

7. QUALIDADE DO CRÉDITO DOS ATIVOS FINANCEIROS

A qualidade do crédito dos ativos financeiros pode ser avaliada mediante referência às classificações internas de cessão de limites de crédito.

Descrição	Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Contas a Receber de Clientes		
Grupo 1 – Clientes com Arrecadação no Vencimento	739.524	800.485
Grupo 2 – Clientes com média de atraso entre 01 e 90 dias	706.825	810.699
Grupo 3 – Clientes com média de atraso superior a 90 dias	695.694	678.315
Total	2.142.043	2.289.499

Todos os demais ativos financeiros que a Companhia mantém, principalmente, contas correntes e aplicações financeiras são consideradas de alta qualidade e não apresentam indícios de perdas.

8. ESTOQUES

Os estoques são compostos por materiais destinados à manutenção das operações de distribuição de energia e de materiais para uso administrativo.

Descrição	Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Almoxarifado	14.053	8.494
Outros	643	142
Total	14.696	8.636

9. CAIXA E EQUIVALENTE DE CAIXA

O Caixa e Equivalentes de Caixa são mantidos com a finalidade de atender a compromissos de curto prazo e não para outros fins.

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31	31	31	31
	dezembro	dezembro	dezembro	dezembro
	2019	2018	2019	2018
Recursos em Banco e em Caixa	3.234	308	108.587	120.960
Aplicações Financeiras	25.217	16.455	457.594	577.100
Total	28.451	16.763	566.181	698.060

As Aplicações Financeiras são de alta liquidez, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, não estando sujeitos a risco significativo de mudança de valor. Esses títulos referem-se a Operações Compromissadas e Certificados de Depósito Bancários – CDBs, remunerados em média pela taxa de 96% da variação do Certificado de Depósito Interbancário – CDI.

10. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Os investimentos temporários classificados em ativos não circulantes são mensurados a valor justo.

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31	31	31	31
	dezembro	dezembro	dezembro	dezembro
	2019	2018	2019	2018
Valor Justo por Meio de Outros Resultados Abrangentes (VJORA)				
Ações Casan	137.261	137.261	137.261	137.261
Outros Investimentos	217	217	217	217
Não Circulante	137.478	137.478	137.478	137.478

10.1. Companhia Catarinense de Águas e Saneamento – Casan

A Companhia possui 55.358.800 Ações Ordinárias – ON, e 55.357.200 Ações Preferenciais – PN, representando 15,48% do Capital Social da Casan. Por não possuir influência significativa na Casan, a Companhia mensurou o valor justo de sua participação acionária no investimento temporário, adotando o método do fluxo de caixa descontado para avaliação anual do referido investimento. O custo histórico de aquisição das ações da Casan é de R\$110.716.

Para o cálculo do *valuation* o período de projeção adotado é de 17 anos (até 2035), com valor terminal (fluxo dos últimos 12 meses de projeção). A taxa de desconto usada foi WACC nominal de 11,99% a.a., com taxa de crescimento a longo prazo (perpetuidade) nominal de 3,75% a.a. (meta central de inflação a partir de 2021). O custo da dívida após os impostos é de 7,13% a.a. e o custo do capital próprio de 16,3% a.a. Por não haver participante no mercado ativo e por se tratar de uma estimativa com diversas variáveis, que não resultaram em acréscimos relevantes, a Companhia não alterou o valor justo desse instrumento financeiro em 31 de dezembro de 2019.

Conciliação do Valor Contábil

Ações Casan	Controladora	Consolidado
	Total	Total
Em 31 de dezembro de 2017	137.261	137.261
Custo Histórico de Aquisição	110.716	110.716
Valor Justo	26.545	26.545
Em 31 de dezembro de 2018	137.261	137.261
Custo Histórico de Aquisição	110.716	110.716
Valor Justo	26.545	26.545
Em 31 de dezembro de 2019	137.261	137.261

11. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

a) Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

Descrição	Saldos a Vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Consolidado	
				31 dezembro 2019	31 Dezembro 2018 (Reapresentado)
Consumidores	1.056.490	212.126	616.118	1.884.734	2.069.889
Residencial	217.936	123.960	104.238	446.134	472.562
Industrial	96.565	33.194	363.576	493.335	550.640
Comércio	132.845	42.485	111.004	286.334	297.849
Rural	37.091	11.591	9.538	58.220	84.194
Poder Público	41.256	627	9.462	51.345	61.504
Iluminação Pública	18.917	9	16.944	35.870	36.845
Serviço Público	17.253	260	1.356	18.869	20.520
Fornecimento não Faturado	494.627	-	-	494.627	545.775
Suprimento a Outras Concessionárias	178.054	6.802	72.453	257.309	219.610
Concessionárias e Permissionárias	148.378	6.802	19.065	174.245	121.855
Transações no Âmbito da CCEE	22.941	-	32.904	55.845	62.769
Outros Créditos	-	-	20.484	20.484	28.174
Concessionárias e Permissionárias não Faturado	6.735	-	-	6.735	6.812
Total	1.234.544	218.928	688.571	2.142.043	2.289.499
PECLD com Clientes (b)				(675.589)	(645.172)
Total Contas a Receber de Clientes – Líquido				1.466.454	1.644.327
Circulante				1.421.771	1.592.693
Não Circulante				44.683	51.634

Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD

b) Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD

As perdas estimadas sobre os valores vincendos são constituídas em virtude de aumentos significativos no risco de crédito desde o reconhecimento inicial, avaliados de forma individual ou coletiva, considerando todas as informações razoáveis e sustentáveis, incluindo informações prospectivas.

A Celesc G, além das inadimplências geradas pelos contratos bilaterais, está sujeita às inadimplências ocorridas no Mercado de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional, nas quais estas são gerenciadas e contabilizadas pela CCEE e são rateadas entre os agentes de mercado.

A composição, por classe de consumo está demonstrada a seguir:

Descrição	Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Consumidores		
Residencial	104.230	101.233
Industrial	232.255	225.637
Têxtil (i)	114.614	114.614
Comércio, Serviços e Outras	110.284	92.933
Rural	8.569	18.271
Poder Público	11.405	11.287
Iluminação Pública	16.481	15.862
Serviço Público	1.356	1.321
Concessionárias e Permissionárias (ii)	49.087	31.469
Consumidores Livres	1.312	8.829
Outros	25.996	23.716
Total	675.589	645.172
Circulante	560.975	530.558
Não Circulante	114.614	114.614

b.1) Movimentação

	Consolidado
Descrição	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2017	582.584
Provisão Constituída no Período	52.499
Baixas de Contas a Receber	(6.695)
Ajuste CPC 48	16.784
Saldo em 31 de dezembro de 2018	645.172
Provisão Constituída no Período	53.044
Baixas de Contas a Receber	(22.627)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	675.589

(i) Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD com o Setor Têxtil

No ano de 2009 a Celesc D efetuou um plano de ação de recuperação de débitos para empresas do ramo têxtil entre elas Buettner S.A., Companhia Industrial Schlösser S.A., Tecelagem Kuehnrich – TEKA e Têxtil Renaux View S.A..

Em 2011, a Buettner S.A. entrou em recuperação judicial e com base na probabilidade de recuperação desses valores ser remota, a Celesc D provisionou o montante de R\$18.231. Em 2017, a Celesc D, considerando a possibilidade de não receber os valores da empresa Buettner S.A, reverteu o provisionamento realizado em 2011 e lançou para perdas o montante de R\$18.231.

Ainda em 2011, a Companhia Industrial Schlösser S.A. também entrou em recuperação judicial sendo provisionado em 2012 o montante de R\$16.888. A Celesc D recebeu referente a recuperação judicial o montante de R\$3.283, valor este revertido da provisão.

Em 2012, a TEKA deu entrada no pedido de recuperação judicial perante a Comarca de Blumenau, Santa Catarina. O plano de recuperação foi aprovado pela maioria dos credores, embora a Celesc D tenha votado pela sua não aprovação e assim pela falência da empresa. Portanto, a probabilidade de recebimento do referido valor é remota na avaliação da administração, vindo a Celesc D a constituir provisão da totalidade do parcelamento que a TEKA possui com a Celesc D no montante de R\$55.795.

Em relação à Companhia Têxtil Renaux View S.A., a administração da Celesc D, considerando a inadimplência da dívida referente ao contrato de parcelamento, e em virtude da remota possibilidade de recebimento constituiu provisão da totalidade do valor a receber no montante de R\$45.215 em 2013.

b.2) Movimentação da PECLD – Setor Têxtil

A composição, por empresa está demonstrada a seguir:

	Consolidado
Descrição	Total
Têxtil Renaux View S.A.	45.215
Teka Tecelagem Kuehnrich S.A.	55.795
Companhia Industrial Schlösser S.A	13.604
Buettner S.A.	-
Saldo em 31 de dezembro de 2017	114.614
Provisão Constituída no Período	-
Reversão no Período	-
Saldo em 31 de dezembro de 2017	114.614
Têxtil Renaux View S.A.	45.215
Teka Tecelagem Kuehnrich S.A.	55.795
Companhia Industrial Schlösser S.A	13.604
Saldo em 31 de dezembro de 2018	114.614
Provisão Constituída no Período	-
Reversão no Período	-
Saldo em 31 de dezembro de 2018	114.614
Têxtil Renaux View S.A.	45.215
Teka Tecelagem Kuehnrich S.A.	55.795
Companhia Industrial Schlösser S.A	13.604
Saldo em 31 de dezembro de 2019	114.614

(ii) Decisão Judicial do Fator de Ajuste da *Generation Scaling Factor* – GSF

Os valores referentes aos ajustes das medidas liminares acerca do *GSF* nos relatórios dos resultados da contabilização do mercado de curto prazo, emitido pela CCEE, referentes à Celesc G são no importe de R\$32.904 em 31 de dezembro de 2019, sendo que ao longo deste exercício foram revertidos R\$4.268 devido ao seu recebimento.

b.3) Movimentação da PECLD da GSF

Descrição	Consolidado
	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2017	15.381
Provisão Constituída no Período	14.850
Reversão no Período (Baixa no Contas a Receber)	(1.196)
Saldo em 31 de dezembro de 2018 (Reapresentado)	29.035
Provisão Constituída no Período	8.137
Reversão no Período (Baixa no Contas a Receber)	(4.268)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	32.904

12. OUTROS ATIVOS – CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

Descrição	Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Adiantamento Proinfra	14.220	17.098
PIS/COFINS/ICMS Substituição Tributária	56.128	51.778
Compartilhamento de Infraestrutura	41.501	43.004
Conta Bandeiras	21.262	13.210
Programa Baixa Renda	11.462	50.240
Eletrosul (*)	13.196	34.643
Diferença Reembolso CDE	21.698	-
Despesas Paga Antecipadamente	6.034	334
Outros Créditos	8.397	11.198
Total	198.442	224.230
Circulante	193.898	221.505
Não Circulante	4.544	2.725

(*) Despacho ANEEL nº 4.171/2017

13. ATIVO/PASSIVO FINANCEIRO

13.1. Parcela A – CVA

Ativos/(Passivos) Financeiros – CVA	Consolidado								
	31 dezembro 2017	Adição	Amorti- zação	Remune- ração	31 dezembro 2018	Amorti- zação	Consti- tuição	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa	680.356	587.430	(442.173)	81.071	906.684	480.685	425.999	658.185	248.499
Energia	551.747	438.835	(312.552)	73.511	751.541	369.527	382.014	528.700	222.841
Proinfra	-	7.940	(3.115)	470	5.295	4.781	514	4.995	300
Transporte Rede Básica	53.660	52.652	(49.676)	5.304	61.940	54.989	6.951	57.885	4.055
Transporte de Energia	13.742	9.159	(8.010)	1.136	16.027	10.085	5.942	12.561	3.466
CDE	-	68.206	(26.903)	-	41.303	41.303	-	41.303	-
Neutralidade da Parcela A	61.207	10.638	(41.917)	650	30.578	-	30.578	12.741	17.837
CVA Passiva	(706.683)	(262.238)	354.256	(38.760)	(653.425)	(359.638)	(293.787)	(431.448)	(221.977)
Proinfra	(8.646)	-	8.646	-	-	-	-	-	-
Transporte Rede Básica	-	(22)	-	22	-	-	-	-	-
Sobrecontratação de Energia	(22.739)	(72.475)	28.587	(1.528)	(68.155)	(43.888)	(24.267)	(53.999)	(14.156)
ESS	(349.634)	(206.570)	233.147	(22.702)	(345.759)	(184.037)	(161.722)	(251.421)	(94.338)
CDE	(244.590)	146.487	17.774	(7.909)	(88.238)	-	(88.238)	(36.766)	(51.472)
Neutralidade da Parcela A	-	(19.431)	8.161	(1.259)	(12.529)	(12.529)	-	(12.529)	-
Devoluções Tarifárias	(79.883)	(47.962)	31.111	(2.649)	(99.383)	(79.823)	(19.560)	(37.372)	(62.011)
Outros	(1.191)	(62.265)	26.830	(2.735)	(39.361)	(39.361)	-	(39.361)	-
Saldo Ativos/(Passivos)	(26.327)	325.192	(87.917)	42.311	253.259	121.047	132.212	226.737	26.522

Consolidado

Ativos/(Passivos) Financeiros – CVA	31 dezembro 2018	Adição	Amorti- zação	Remune- ração	Transfe- rências	31 dezembro 2019	Amorti- zação	Consti- tuição	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa	906.684	291.284	(656.283)	24.112	-	565.797	304.945	260.852	397.691	168.106
Energia	751.541	174.777	(509.346)	21.525	-	438.497	240.038	198.459	310.601	127.896
Proinfa	5.295	19.301	(12.207)	690	-	13.079	13.079	-	13.079	-
Transporte Rede Básica	61.940	51.165	(62.627)	1.216	-	51.694	13.453	38.241	27.049	24.645
Transporte de Energia	16.027	9.459	(13.735)	202	-	11.953	6.428	5.525	8.392	3.561
CDE	41.303	10.097	(41.303)	51	-	10.148	-	10.148	3.608	6.540
Neutralidade da Parcela A	30.578	(22.425)	-	326	-	8.479	-	8.479	3.015	5.464
Outros	-	48.910	(17.065)	102	-	31.947	31.947	-	31.947	-
CVA Passiva	(653.425)	(322.825)	506.202	(7.491)	(100.722)	(578.261)	(365.075)	(213.186)	(422.833)	(155.428)
Sobrecontratação de Energia	(68.155)	-	67.272	(1.487)	(65.768)	(68.138)	(42.384)	(25.754)	(51.541)	(16.597)
ESS	(345.759)	(158.261)	271.860	(10.344)	-	(242.504)	(154.678)	(87.826)	(185.905)	(56.599)
CDE	(88.238)	(75.723)	50.416	9.951	-	(103.594)	(103.594)	-	(103.594)	-
Neutralidade da Parcela A	(12.529)	(61.548)	35.193	(2.193)	-	(41.077)	(41.077)	-	(41.077)	-
Devoluções Tarifárias	(99.383)	(27.293)	42.100	(3.418)	(31.332)	(119.326)	(23.342)	(95.984)	(39.428)	(79.898)
Outros	(39.361)	-	39.361	-	(3.622)	(3.622)	-	(3.622)	(1.288)	(2.334)
Saldo Ativos/(Passivos)	253.259	(31.541)	(150.081)	16.621	(100.722)	(12.464)	(60.130)	47.666	(25.142)	12.678

Descrição	Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
CVA 2018 – Período de 23.08.2017 a 22.08.2018	-	296.648
CVA 2019 – Período de 23.08.2018 a 22.08.2019	14.726	145.461
CVA 2020 – Período de 23.08.2019 a 22.08.2020	164.547	-
Total – CVA	179.273	442.109
Outros Itens – Período de 23.08.2017 a 22.08.2018	-	(175.601)
Outros Itens – Período de 23.08.2018 a 22.08.2019	(74.856)	(13.249)
Outros Itens – Período de 23.08.2019 a 22.08.2020	(116.881)	-
Total – Outros Itens – CVA	(191.737)	(188.850)
Total	(12.464)	253.259

13.2. Bonificação de Outorga

A Celesc G pagou em 2016 R\$228,6 milhões a título de Bonificação de Outorga – BO referente às novas concessões das Usinas Garcia, Bracinho, Palmeiras, Cedros e Salto. Esse montante está incluso na tarifa dessas usinas e será ressarcido pelos consumidores ao longo de 30 anos com reajuste anual pelo IPCA, conforme definido pela ANEEL. O saldo do ativo financeiro para cada uma das usinas é calculado pelo valor pago:

- Deduzindo-se o valor mensal recebido de Retorno de Bonificação de Outorga – RBO, estabelecido pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.587, de 23 de julho de 2019;
- Somando-se os juros mensais calculados com base na Taxa de Juros Efetiva – TIR;
- Somando-se a atualização monetária pelo IPCA, estabelecido pelo Contrato de Concessão.

Descrição	Consolidado					
	Usina Garcia	Usina Bracinho	Usina Cedros	Usina Salto	Usina Palmeiras	Total
Em 31 de dezembro de 2017	39.655	56.781	43.401	26.070	106.256	272.163
Atualização Monetária	1.407	2.014	1.542	920	3.789	9.672
Juros	4.778	6.937	5.126	3.572	11.281	31.694
Amortização/Baixa	(4.893)	(7.066)	(5.243)	(3.596)	(11.713)	(32.511)
Em 31 de dezembro de 2018	40.947	58.666	44.826	26.966	109.613	281.018
Circulante						31.433
Não Circulante						249.585
Atualização Monetária	1.569	2.248	1.720	1.028	4.223	10.788
Juros	4.926	7.156	5.286	3.689	11.616	32.673
Amortização/Baixa	(5.082)	(7.340)	(5.445)	(3.735)	(12.167)	(33.769)
Em 31 de dezembro de 2019	42.360	60.730	46.387	27.948	113.285	290.710
Circulante						32.597
Não Circulante						258.113

14. ATIVO FINANCEIRO INDENIZÁVEL – CONCESSÃO

Descrição	Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Ativo de Concessão – Distribuição de Energia (a)	523.543	438.609
Em Serviço	223.353	183.762
Em Curso	300.190	254.847
Ativo de Concessão – Geração de Energia (b)	2.421	2.421
Ativo Indenizável	2.421	2.421
Total	525.964	441.030
Não Circulante	525.964	441.030

a) Ativo Financeiro Indenizável – Distribuição de Energia

Em função da prorrogação do 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 56/1999, a Celesc D bifurcou seus bens vinculados à concessão em Ativo Intangível e Ativo Indenizável.

Com base na Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, a parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão foi registrado no Ativo Intangível, sendo constituída pelos ativos da distribuição de energia elétrica, líquidos das obrigações especiais (participações de consumidores).

Descrição	Consolidado
	Total
Em 31 de dezembro de 2017	394.934
(+) Novas Aplicações	21.201
(+/-) Variação do Ativo Imobilizado em Curso – AIC	19.981
(+) Atualização Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	3.392
(-) Resgate	(899)
Em 31 de dezembro de 2018	438.609
(+) Novas Aplicações	35.263
(+/-) Variação do Ativo Imobilizado em Curso – AIC	45.343
(+) Atualização Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	4.567
(-) Resgate	(239)
Em 31 de dezembro de 2019	523.543

b) Ativo Financeiro Indenizável – Geração de Energia

A Celesc G requereu ao poder concedente ao final das concessões das Usinas Bracinho, Cedros, Salto e Palmeiras, a título de indenização, conforme critérios e procedimentos para cálculo estabelecidos pela Resolução Normativa nº 596, de 19 de dezembro de 2013, os investimentos efetuados em infraestrutura e não depreciados no período de concessão, por possuir direito incondicional de ser indenizada, conforme previsto em contrato.

Investimentos em Usinas	Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
UHE Bracinho	85	85
UHE Cedros	195	195
UHE Salto	1.906	1.906
UHE Palmeiras	235	235
Total	2.421	2.421

15. TRIBUTOS A RECUPERAR

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
PIS/COFINS (Exclusão ICMS Base Cálculo)	-	-	1.065.238	-
ICMS	-	-	56.847	44.461
PIS/COFINS	-	-	16.652	21.234
IRPJ/CSLL	10.905	1.600	21.692	16.696
Outros	-	325	995	1.965
Total	10.905	1.925	1.161.424	84.356
Circulante	10.905	1.925	68.579	63.264
Não Circulante	-	-	1.092.845	21.092

Os créditos de ICMS a recuperar registrados no Ativo Não Circulante são decorrentes de aquisições de ativo imobilizado e podem ser compensados em 48 meses.

O saldo de PIS e COFINS é composto, principalmente, por pagamentos a maior relativos ao pedido de liminar deferida pela Justiça Federal referente ao processo de reconhecimento de exposição involuntária (Nota 27, letra i).

Os saldos de IRPJ e CSLL são compostos substancialmente por valores pagos antecipadamente e por reduções na fonte por imposto de renda sobre aplicações financeiras e serão realizados no curso normal das operações.

Em 1 de abril de 2019 a Celesc D obteve o trânsito em julgado da decisão favorável em processo judicial, autuado sob o nº 5006834-93.2012.4.04.7200, no qual foi reconhecido o direito a reaver os valores pagos a maior a título de PIS/COFINS em razão da inclusão do ICMS na base de cálculo dos tributos pagos. Os valores recolhidos a serem creditados em favor da Celesc D correspondem ao período de abril de 2007 a dezembro de 2014, em razão da limitação temporal conferida na decisão em razão da superveniência da Lei nº 12.973/2014. A Celesc D possui reconhecido o montante de R\$1,065 bilhões de tributos a recuperar, atualizado monetariamente em conformidade com a solução de consulta da Receita Federal do Brasil – RFB nº 13/2018 em contrapartida de Outros Passivos Não Circulantes – Consumidores. A Celesc D aguarda habilitação dos créditos pela Receita Federal para posteriormente compensá-los com tributos a vencer e aguarda ainda definição do órgão regulador ANEEL acerca do modelo de repasse aos consumidores.

Além disso, destaca-se que a Celesc D ingressou com outra ação judicial, autuada sob o nº 5016157-78.2019.4.04.7200, pleiteando a devolução dos valores referentes ao período de janeiro de 2015 em diante, a qual aguarda julgamento de mérito. Em janeiro de 2020, a ação foi julgada procedente em primeira instância, sujeitando-se a reexame necessário pelo Tribunal Regional Federal da 4ª Região. Em paralelo destaca-se que tramita no STF o recurso extraordinário nº 574706/PR que trata da matéria em âmbito de repercussão geral, cuja definição da modulação dos efeitos da decisão de mérito é aguardada pela Celesc D. A Suprema Corte pautou o julgamento para 1º de abril de 2020.

16. PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui Política de Transações com Partes Relacionadas, aprovada pelo Conselho de Administração em 2018. Os saldos contabilizados em partes relacionadas no ativo e passivo circulante e não circulante e a movimentação no resultado do período são:

a) A tabela a seguir apresenta a movimentação no resultado do período.

	Controladora		Consolidado			
Descrição	Outras Despesas	Receitas Financeiras	Tributos/Deduções da Receita	Receita de Vendas	Receitas Financeiras	Despesa Financeiras
Governo do Estado de SC:						
ICMS	-	-	2.124.182	-	-	-
Receita de Vendas	-	-	-	88.717	-	-
Rede Subterrânea (i)	-	81	-	-	81	-
Celos						
Atualização Reserva Matemática	-	-	-	-	-	(44.465)
Celesc Distribuição S.A.						
Pessoal à Disposição	(12.451)	-	-	-	-	-
Em 31 de dezembro de 2018	(12.451)	81	2.124.182	88.717	81	(44.465)
Governo do Estado de SC:						
ICMS	-	-	2.300.184	-	-	-
Receita de Vendas	-	-	-	91.632	-	-
Rede Subterrânea (i)	-	19	-	-	19	-
Celos						
Atualização Reserva Matemática	-	-	-	-	-	(36.348)
Celesc Distribuição S.A.						
Pessoal à Disposição	(7.470)	-	-	-	-	-
Em 31 de dezembro de 2019	(7.470)	19	2.300.184	91.632	19	(36.348)

b) A tabela abaixo apresenta os saldos e transações no período.

Descrição	Controladora		Consolidado				
	Outros Créditos de Partes Relacionadas	Outros Passivos de Partes Relacionadas	Tributos a Recolher	Tributos a Recuperar	Contas Receber por Vendas	Outros Créditos de Partes Relacionadas	Outros Passivos de Partes Relacionadas
Governo do Estado de SC							
ICMS	-	-	156.601	44.461	-	-	-
Contas a Receber	-	-	-	-	9.601	-	-
Rede Subterrânea (i)	2.604	-	-	-	-	2.604	-
Rondinha Energética S.A.							
Dividendos	-	-	-	-	-	488	-
Celos							
Contrib. Prev., Plano Saúde e Outros	-	-	-	-	-	-	15.763
Celesc Distribuição S.A.							
Pessoal à Disposição	-	1.025	-	-	-	-	-
Em 31 de dezembro de 2018	2.604	1.025	156.601	44.461	9.601	3.092	15.763
Governo do Estado de SC							
ICMS	-	-	144.156	56.847	-	-	-
Contas a Receber	-	-	-	-	8.013	-	-
Rondinha Energética S.A.							
Dividendos	-	-	-	-	-	488	-
Celos							
Contrib. Prev., Plano Saúde e Outros	-	53	-	-	-	-	18.884
Celesc Distribuição S.A.							
Pessoal à Disposição	-	451	-	-	-	-	-
Em 31 de dezembro de 2019	-	504	144.156	56.847	8.013	488	18.884

(i) Rede Subterrânea

Em 1995, a Companhia firmou Convênio nº 007/1995, Termo de Cooperação Técnica, com o Governo do Estado de Santa Catarina e a Prefeitura de Florianópolis para implantação de rede subterrânea de energia elétrica no centro de Florianópolis. A Companhia recebeu do Acionista, Governo do Estado de Santa Catarina, o Ofício GAB/GOV nº 67/2016, datado de 23 de junho de 2016, autorizando a efetuar a retenção dos proventos oriundos dos dividendos do exercício de 2015, a serem recebidos pelo acionista para abatimento do débito e, autoriza ainda, a deduzir o saldo remanescente em exercícios subsequentes até a extinção do referido débito. Em 25 de junho de 2019 o direito que a Celesc detinha representava R\$2.623, sendo que esse direito foi quitado com a primeira parcela dos dividendos referente ao exercício de 2018.

c) Remuneração do Pessoal Chave da Administração

A remuneração dos administradores (Conselho de Administração – CA, Conselho Fiscal – CF, Comitê de Auditoria Estatutário – CAE e Diretoria Executiva) está demonstrada a seguir:

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Administradores				
Honorários	5.473	5.342	5.473	5.342
Participação nos Lucros e/ou Resultados	1.596	1.404	1.596	1.404
Encargos Sociais	1.395	1.434	1.395	1.434
Outros	306	281	306	281
Total	8.770	8.461	8.770	8.461

17. INVESTIMENTOS EM CONTROLADAS, CONTROLADAS EM CONJUNTO E COLIGADAS

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Controladas	1.028.428	1.443.925	-	-
Celesc D	513.651	981.299	-	-
Celesc G	514.777	462.626	-	-
Controladas em Conjunto	91.440	82.746	91.440	82.746
SCGÁS	91.440	82.746	91.440	82.746
Coligadas	93.835	89.884	155.132	145.917
ECTE	65.509	60.739	65.509	60.739
DFESA	28.326	29.145	28.326	29.145
SPEs	-	-	61.297	56.033
Cubatão	3.353	3.353	3.353	3.353
(-) Provisão p/ Perda no Investimento Cubatão	(3.353)	(3.353)	(3.353)	(3.353)
Total	1.213.703	1.616.555	246.572	228.663

a) Informações sobre Investimentos

Descrição	Controladora					
	Ações da Companhia	Participação da Companhia		PL	Total de Ativos	Lucro/ (Prejuízo)
	Ordinárias	Capital Social	Capital Votante			
Em 31 de dezembro de 2018						
Celesc D	630.000	100,00%	100,00%	981.299	8.900.025	121.510
Celesc G	43.209	100,00%	100,00%	462.626	665.427	51.242
ECTE	13.001	30,88%	30,88%	196.664	356.520	41.952
SCGÁS	1.827	17,00%	51,00%	268.672	497.765	(21.198)
DFESA	153.382	23,03%	23,03%	126.549	134.141	43.369
Cubatão	1.600	40,00%	40,00%	1.566	5.739	(125)
Em 31 de dezembro de 2019						
Celesc D	630.000	100,00%	100,00%	513.651	8.409.618	198.173
Celesc G	43.209	100,00%	100,00%	514.777	701.244	74.262
ECTE	13.001	30,88%	30,88%	212.108	461.521	48.119
SCGÁS	1.827	17,00%	51,00%	328.449	586.096	81.108
DFESA	153.382	23,03%	23,03%	122.993	130.883	42.781
Cubatão	1.600	40,00%	40,00%	1.566	5.739	(125)

	Consolidado					
Descrição	Ações da Companhia	Participação da Companhia		PL	Total de Ativos	Lucro/ (Prejuízo)
	Ordinárias	Capital Social	Capital Votante			
Em 31 de dezembro de 2018						
ECTE	13.001	30,88%	30,88%	196.664	356.520	41.952
SCGÁS	1.827	17,00%	51,00%	268.672	497.765	(21.198)
DFESA	153.382	23,03%	23,03%	126.549	134.141	43.369
Cubatão	1.600	40,00%	40,00%	1.566	5.739	(125)
Rondinha Energética S.A.	15.113	32,50%	32,50%	41.201	57.762	2.699
Painel Energética S.A.	4.745	32,50%	32,50%	5.660	5.661	(14)
Campo Belo Energética S.A.	1.349	20,43%	20,43%	6.137	6.550	(17)
Cia Energética Rio das Flores S.A.	8.035	26,07%	26,07%	46.542	61.780	6.472
Xavantina Energética S.A.	266	40,00%	40,00%	24.318	39.802	(1.300)
Garça Branca Energética S.A.	22.228	49,00%	49,00%	36.255	65.845	(2.982)
EDP Transmissão Aliança SC	1.300	10,00%	10,00%	15.860	1.444.585	3.909
Em 31 de dezembro de 2019						
ECTE	13.001	30,88%	30,88%	212.108	461.521	48.119
SCGÁS	1.827	17,00%	51,00%	328.449	586.096	81.108
DFESA	153.382	23,03%	23,03%	122.993	130.883	42.781
Cubatão	1.600	40,00%	40,00%	1.566	5.739	(125)
Rondinha Energética S.A.	15.113	32,50%	32,50%	42.217	56.973	1.016
Painel Energética S.A.	-	0,00%	0,00%	5.660	5.661	-
Campo Belo Energética S.A.	-	0,00%	0,00%	6.137	6.550	-
Cia Energética Rio das Flores S.A.	8.035	26,07%	26,07%	52.610	64.164	7.230
Xavantina Energética S.A.	266	40,00%	40,00%	24.722	38.264	(95)
Garça Branca Energética S.A.	22.326	49,00%	49,00%	36.783	63.842	(1.008)
EDP Transmissão Aliança SC	2.650	10,00%	10,00%	61.343	1.585.189	32.028

b) Movimentação dos Investimentos

Descrição	Controladora					Total
	Celesc D	Celesc G	ECTE	SCGÁS	DFESA	
Em 31 de dezembro de 2017	1.052.919	425.880	47.783	87.818	29.822	1.644.222
Dividendos e JCP Creditados	(28.859)	(14.496)	-	-	(10.667)	(54.022)
Amortização Direito de Uso de Concessão	-	-	-	(1.468)	-	(1.468)
Resultado de Equivalência Patrimonial	121.510	51.242	12.956	(3.604)	9.990	192.094
Ajuste de Avaliação Patrimonial em Controlada	(153.194)	-	-	-	-	(153.194)
Ajuste Adoção Inicial CPC 48 (*)	(11.077)	-	-	-	-	(11.077)
Em 31 de dezembro de 2018	981.299	462.626	60.739	82.746	29.145	1.616.555
Dividendos e JCP Creditados	(53.727)	(22.111)	(17.000)	(3.626)	(10.672)	(107.136)
Amortização Direito de Uso de Concessão	-	-	-	(1.468)	-	(1.468)
Resultado de Equivalência Patrimonial	198.173	74.262	15.511	13.788	9.853	311.587
Ajuste de Avaliação Patrimonial em Controlada	(612.094)	-	-	-	-	(612.094)
Outros Ajustes	-	-	6.259	-	-	6.259
Em 31 de dezembro de 2019	513.651	514.777	65.509	91.440	28.326	1.213.703

(*) Efeito Líquido da Adoção Inicial do CPC 48

Descrição	Consolidado					Total
	ECTE	SCGÁS	DFESA	SPEs		
Em 31 de dezembro de 2017	47.783	87.818	29.822	51.058		216.481
Integralizações	-	-	-	9.926		9.926
Dividendos e Juros s/ Capital Próprio – JCP Creditados	-	-	(10.667)	(89)		(10.756)
Amortização Direito de Uso de Concessão	-	(1.468)	-	-		(1.468)
Resultado de Equivalência Patrimonial	12.956	(3.604)	9.990	355		19.697
Outros Ajustes	-	-	-	(5.217)		(5.217)
Em 31 de dezembro de 2018	60.739	82.746	29.145	56.033		228.663
Integralizações	-	-	-	1.476		1.476
Dividendos e Juros s/ Capital Próprio – JCP Creditados	(17.000)	(3.626)	(10.672)	(660)		(31.958)
Amortização Direito de Uso de Concessão	-	(1.468)	-	-		(1.468)
Resultado de Equivalência Patrimonial	15.511	13.788	9.853	4.448		43.600
Outros Ajustes	6.259	-	-	-		6.259
Em 31 de dezembro de 2019	65.509	91.440	28.326	61.297		246.572

c) Aquisição do Direito de Uso de Concessão

O saldo do Direito de Uso de Concessão gerado na aquisição da SCGÁS em 31 de dezembro de 2019 é de R\$35.603 (R\$37.072 em 31 de dezembro de 2018). O Direito de Uso de Concessão é amortizado pelo prazo de concessão de prestação de serviços públicos da referida empresa.

d) Teste de Recuperabilidade (Impairment Test) do Ágio Pago

Para a mensuração do valor em uso foi considerada a metodologia de Fluxo de Caixa Descontado – DCF, excluídas as entradas e saídas de caixa provenientes de atividades de financiamento e quaisquer recebimentos ou pagamentos de tributos sobre a renda, conforme determinado pelo CPC 01 (R1) – Redução ao Valor Recuperável de Ativos.

A taxa de desconto adotada foi o Custo de Capital Próprio por ser independente da estrutura de capital e da forma como a Companhia tenha financiado a aquisição dos ativos, levando em consideração o entendimento do CPC 01 (R1).

Companhia Energética Rio das Flores – CRF

Em 31 de dezembro de 2019, com base na metodologia de Fluxo de Caixa Descontado – FCD, o valor presente líquido referente à participação de 26,07% detida pela Celesc G dos fluxos de caixa futuros projetados até 2039, ano do término de sua concessão, descontados a uma taxa de 11,51%, é de R\$15.219 mil, sendo superior ao valor contábil de R\$13.797 mil. Dessa forma, nenhum reconhecimento de perda no saldo do ágio foi contabilizado.

As seguintes premissas foram adotadas no plano de negócios (2019-2039) fornecido pela Celesc G:

Descrição	Premissa
Garantia Física	5,28 MWm.
Qtdade Energia Contratada p/ Venda	5,46 MWm.
Preço de venda	Venda no ACL a R\$198,50/MWh, corrigido pelo IGP-M.
Custos com Compra de Energia	Valor de compra no ACL: projeção de R\$257,22/MWh, corrigido pelo IGP-M; Valor PLD de R\$89/MWh, equivalente à média do PLD projetado para 2019, corrigido pelo IGP-M. GSF: 14,4%.
Empréstimos e Financiamentos	Empréstimos e Financiamentos na data base (total de R\$13,2 milhões) composta por linhas de longo prazo (57 parcelas mensais remanescentes) com custo financeiro médio de 10,56% a.a.
Investimentos	Reposição dos ativos que possuem vida útil de até 30 anos

18. IMOBILIZADO

18.1. Composição do Saldo

Descrição	Consolidado						Total
	Terrenos	Reservatórios Barragens e Adutoras	Prédios e Construções	Máquinas e Equipamentos	Outros	Obras em Andamento (i)	
Em 31 de dezembro de 2017	1.315	7.555	31.736	88.311	388	22.367	151.672
Custo do Imobilizado	20.202	189.781	49.895	174.166	1.658	22.367	458.069
Provisão p/ Perdas	(11.559)	(30.515)	(1.909)	(4.390)	81	-	(48.292)
Depreciação Acumulada	(7.328)	(151.711)	(16.250)	(81.465)	(1.351)	-	(258.105)
Em 31 de dezembro de 2017	1.315	7.555	31.736	88.311	388	22.367	151.672
Adições	-	-	-	-	-	8.701	8.701
Baixas Saldo Bruto	-	-	-	-	(114)	-	(114)
Baixas Depreciação	-	-	-	-	114	-	114
Depreciação	-	(271)	(863)	(3.487)	(92)	-	(4.713)
(+/-) Transferências	-	165	-	414	254	(833)	-
Reversão/Perda Recuperabilidade de Ativos	2.564	5.070	(1.029)	(2.199)	-	-	4.406
Em 31 de dezembro de 2018	3.879	12.519	29.844	83.039	550	30.235	160.066
Custo do Imobilizado	20.202	169.867	49.895	167.109	1.912	30.235	439.220
Provisão p/ Perdas	(8.995)	(25.445)	(2.938)	(6.589)	81	-	(43.886)
Depreciação Acumulada	(7.328)	(131.903)	(17.113)	(77.481)	(1.443)	-	(235.268)
Em 31 de dezembro de 2018	3.879	12.519	29.844	83.039	550	30.235	160.066
Adições	-	-	-	-	-	9.564	9.564
Baixas Saldo Bruto	-	(806)	(3)	(591)	(46)	(1.841)	(3.287)
Baixas Depreciação	-	761	3	471	47	-	1.282
Depreciação	-	(382)	(768)	(3.351)	(110)	-	(4.611)
(+/-) Transferências	-	-	274	3.684	-	(3.958)	-
Reversão/Perda Recuperabilidade de Ativos	5.731	914	2.215	2.907	(56)	-	11.711
Baixa de Provisão p/ Perdas	-	45	-	26	-	-	71
Em 31 de dezembro de 2019	9.610	13.051	31.565	86.185	385	34.000	174.796
Custo do Imobilizado	20.202	169.822	50.169	170.673	1.752	34.000	446.618
Provisão p/ Perdas	(3.264)	(24.486)	(723)	(3.656)	25	-	(32.104)
Depreciação Acumulada	(7.328)	(132.285)	(17.881)	(80.832)	(1.392)	-	(239.718)
Em 31 de dezembro de 2019	9.610	13.051	31.565	86.185	385	34.000	174.796
Taxa Média de Depreciação	0%	2,93%	2,05%	2,80%	12,84%	0,00%	

(i) No exercício de 2019 a Celesc G concluiu R\$3.958 dos projetos em andamento, estando previsto para o 1º trimestre de 2020 a ativação de R\$2.552.

18.2. Recuperabilidade de Ativos (*Impairment Test*)

Em 2019 foi constituída Perda do Valor Recuperável de Ativos (*Impairment*) no valor de R\$3.575 e Reversão do Valor Recuperável de Ativos no valor de R\$15.286.

Esses valores foram contabilizados na Demonstração de Resultado, na linha Provisões Líquidas, de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 01(R1) – Redução ao Valor Recuperável de Ativos, CPC 27 – Ativo Imobilizado e Interpretação Técnica ICPC 10 – Interpretação sobre a Aplicação Inicial ao Ativo Imobilizado.

O método de avaliação utilizado é o Valor em uso, substanciado na metodologia do fluxo de caixa descontado, que se fundamenta na hipótese de que o valor de uma empresa depende da sua capacidade de geração de riqueza no futuro, excluída as entradas e saídas de caixa provenientes de atividades de financiamento e quaisquer recebimentos ou pagamentos de tributos sobre a renda, conforme determinado pelo CPC 01 (R1) – Redução ao Valor Recuperável de Ativos.

Para a análise do Parque Gerador Próprio da Companhia, procedeu-se o levantamento dos fluxos de caixa pertinentes às diversas Unidades Geradoras de Caixa – UGC, individualmente, buscando-se canalizar os fluxos operacionais de cada unidade. Considerou-se como uma UGC cada usina participante do parque gerador, projetando-se para cada uma dessas as receitas, custos e despesas, investimentos em manutenção e não em expansões, provenientes de cada negócio e as variações de capital de giro pertinentes a essas unidades, antes dos impostos e dos efeitos de depreciação.

Para o Ativo Imobilizado considerou-se o valor contábil lançado no Ativo Imobilizado Líquido para as usinas, com data base de dezembro de 2019.

Considerou-se, para o *Impairment Test*, as projeções até o ano de 2047, por se tratar do prazo final da concessão da usina Pery, prorrogada por 30 anos, vigendo a partir de julho de 2017, em função do nível de maior certeza dessas projeções, dados os contratos firmados e existentes de demanda de energia realizados pela empresa, bem como pela própria dinâmica de negociação do excedente gerado de energia, conforme regulação prevista.

Para a projeção dos investimentos, foram considerados os valores aprovados no orçamento de capital pelo Conselho de Administração, sendo considerados apenas os investimentos em melhorias e manutenções das usinas, para manter os ativos na situação atual de operação, não sendo considerados os investimentos com ampliações. Os valores foram atualizados pelo IPCA e ajustados pelas reduções da garantia física do parque gerador.

Em função do regramento estabelecido no contrato de concessão, no final da concessão da Usina Celso Ramos é apurado o Valor Residual para efeitos de indenização referente ao imobilizado não depreciado. As demais usinas não possuem o direito a indenização pelos investimentos em melhorias ao final da concessão, conforme contrato.

A taxa de desconto adotada foi o Custo de Capital Próprio, método *Capital Asset Pricing Model – CAPM*, por ser independente da estrutura de capital e da forma como a Companhia tenha financiado a aquisição dos ativos, levando em consideração o entendimento do CPC 01 (R1). A taxa de desconto utilizada foi de 11,23%.

Os valores de perda (reversão) do valor recuperável dos ativos por UGC, registrados no exercício de 2019, estão demonstrados a seguir:

Usina	Saldo Líquido Antes do Teste de <i>Impairment</i>	Valuation	Provisões	Reversões	Impacto no Resultado
CGH Caveiras	7.070	5.217	(1.854)	-	(1.854)
PCH Celso Ramos	4.850	6.550	-	1.700	1.700
CGH Ivo Silveira	165	7.227	-	-	-
UHE Pery	109.800	123.386	-	13.586	13.586
CGH Pirai	945	(12.437)	(945)	-	(945)
CGH Rio do Peixe	394	(6.631)	(394)	-	(394)
CGH São Lourenço	382	(15.084)	(382)	-	(382)
UHE Palmeiras	58	136.603	-	-	-
UHE Bracinho	2.599	87.730	-	-	-
UHE Garcia	1.640	69.160	-	-	-
UHE Cedros	255	65.711	-	-	-
UHE Salto	495	22.144	-	-	-
Total	128.653	489.576	(3.575)	15.286	11.711

18.3. Depreciação

As taxas médias anuais de depreciação estimadas para o exercício corrente são as seguintes:

As taxas médias anuais de depreciação estimadas para o exercício corrente são as seguintes:

Administração	Percentuais (%)
Máquinas e Equipamentos	4,8
Veículos	13,7
Móveis e Utensílios	6,2
Operação	Percentuais (%)
Prédios e Construções	2,0
Máquinas e Equipamentos	2,8
Reservatórios, Barragens e Adutoras	2,9
Veículos	1,1
Móveis e Utensílios	2,1

O método de depreciação linear, as vidas úteis e os valores residuais são revistos a cada encerramento de exercício financeiro e eventuais ajustes são reconhecidos como mudança de estimativas contábeis.

As Usinas Garcia, Palmeiras, Salto Weissbach, Cedros e Bracinho são depreciadas com base no prazo de concessão definido em contrato.

Os ativos da Usina Pery, da PCH Celso Ramos e das CGHs Caveiras, Ivo Silveira, Pirai, São Lourenço e Rio do Peixe são depreciados pelas taxas estabelecidas na Resolução ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, por possuírem contrato de registro.

São ainda depreciados, pela mesma Resolução, os investimentos realizados para ampliação nas Usinas Celso Ramos, Garcia, Palmeiras, Salto Weissbach, Cedros e Bracinho, que são suscetíveis à indenização ao final da concessão.

Os ativos da administração central (Prédios e Construções, Máquinas e Equipamentos, Veículos e Móveis e Utensílios) também são depreciados pelas taxas estabelecidas na referida Resolução.

18.4. Ativo Imobilizado Totalmente Depreciado Ainda em Operação

O valor contábil bruto dos ativos imobilizados que estão totalmente depreciados e que ainda estão em operação em 31 de dezembro de 2019:

Descrição	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018 (Reapresentado)
Reservatórios, Barragens e Adutoras	132.349	133.155
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	11.935	11.935
Máquinas e Equipamentos	48.225	48.457
Outros	13.956	14.003
Total	206.465	207.550

19. INTANGÍVEL

Descrição	31		31		Controladora
	dezembro 2017	Amortizações	dezembro 2018	Amortizações	dezembro 2019
Ágio Aquisição ECTE (i)	6.452	(503)	5.949	(503)	5.446

(i) O ágio gerado na aquisição da ECTE é amortizado pelo prazo de concessão de prestação de serviços públicos da referida empresa.

Descrição	Consolidado					
	Ativo de Concessão Celesc D (a)	Software Adquiridos	Ágio	Uso do Bem Público Celesc G (a)	Faixa de Servidão	Itens em Andamento
Em 31 de dezembro de 2017	3.164.619	2.266	6.452	152	70	1.002
Custo Total	4.651.046	6.495	14.248	904	70	1.002
Amortização Acumulada	(1.486.427)	(4.229)	(7.796)	(752)	-	-
Em 31 de dezembro de 2017	3.164.619	2.266	6.452	152	70	1.002
Adições	375.952	-	-	-	-	433
Baixas	(45.641)	-	-	(14)	-	-
Amortizações	(207.338)	(756)	(503)	(138)	-	-
Em 31 de dezembro de 2018	3.287.592	1.510	5.949	-	70	1.435
Custo Total	4.981.357	6.495	14.248	-	70	1.435
Amortização Acumulada	(1.693.765)	(4.985)	(8.299)	-	-	-
Em 31 de dezembro de 2018	3.287.592	1.510	5.949	-	70	1.435
Adições	431.291	-	-	-	-	356
Baixas	(49.710)	-	-	-	-	-
Amortizações	(220.358)	(756)	(503)	-	-	-
Em 31 de dezembro de 2019	3.448.815	754	5.446	-	70	1.791
Custo Total	5.362.938	6.495	14.248	-	70	1.791
Amortização Acumulada	(1.914.123)	(5.741)	(8.802)	-	-	-
Em 31 de dezembro de 2019	3.448.815	754	5.446	-	70	1.791
Taxa Média Amortização	4,3%	20%	3,5%	0%	0%	0%

a) Contratos de Concessão

As taxas estabelecidas pela ANEEL são utilizadas nos processos de revisão tarifária, cálculo de indenização ao final da concessão e são reconhecidas como uma estimativa razoável da vida útil dos ativos da concessão. Desta forma, estas taxas foram utilizadas como base para a avaliação e amortização do ativo intangível.

20. RESULTADO COM IMPOSTO DE RENDA PESSOA JURÍDICA – IRPJ E COM A CONTRIBUIÇÃO SOCIAL S/ O LUCRO LÍQUIDO – CSLL

a) Composição do IRPJ e da CSLL Diferidos Líquidos

O IRPJ e a CSLL diferidos ativos e passivos foram calculados a partir de:

- (i) Provisão p/ Contingências de Processos Judiciais;
- (ii) ICPC 10 – Interpretação sobre a Aplicação Inicial ao Ativo Imobilizado;
- (iii) CPC 01 (R1) – Redução ao Valor Recuperável dos Ativos sobre a Provisão p/ Perdas do Ativo Imobilizado;
- (iv) CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados;
- (v) Ajuste ao valor justo do Ativo Imobilizado, decorrente da primeira adoção do Pronunciamento Técnico CPC 27–Ativo Imobilizado;
- (vi) CPC 39 – Instrumentos Financeiros no reconhecimento e mensuração do valor novo de remuneração – VNR.
- (vii) Os tributos diferidos calculados sobre a Bonificação de Outorga foram calculados em conformidade com a Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil – RFB nº 1.700, de 14 de março de 2017.

A tabela a seguir apresenta os saldos das contas do IRPJ e CSLL diferidos:

Descrição	Consolidado	
	31	31
	dezembro 2019	dezembro 2018
Ativo	1.004.094	712.532
Passivo	(19.596)	(10.144)
Tributo Diferido Líquido	984.498	702.388

Descrição	Diferido Ativo		Diferido Passivo		Consolidado Diferido Líquido	
	31	31	31	31	31	31
	dezembro 2019	dezembro 2018	dezembro 2019	dezembro 2018	dezembro 2019	dezembro 2018
Diferenças Temporárias						
Provisão p/ Contingências	179.056	201.864	-	-	179.056	201.864
Provisão p/ Perdas em Ativos	87.902	84.337	-	-	87.902	84.337
Benefício Pós-Emprego	875.252	573.409	-	-	875.252	573.409
Custo Atribuído	-	-	7.806	8.091	(7.806)	(8.091)
Efeitos ICPC 01 – Contratos de Concessão	-	-	54.038	56.157	(54.038)	(56.157)
Efeitos CPC 39 – Instrumentos Financeiros	-	-	66.583	69.194	(66.583)	(69.194)
Bonificação de Outorga	-	-	29.131	23.490	(29.131)	(23.490)
Outras Provisões	-	-	154	290	(154)	(290)
	1.142.210	859.610	157.712	157.222	984.498	702.388

b) Realização dos Ativos Diferidos

A base tributável do IRPJ e CSLL decorrem não apenas do lucro gerado, mas da existência de receitas não tributáveis, despesas não dedutíveis, incentivos fiscais e outras variáveis, sem correlação imediata entre o lucro líquido da Companhia e o resultado de imposto de renda e contribuição social. Desse modo, a expectativa da utilização dos créditos fiscais não deve ser tomada como único indicativo de resultados futuros da Companhia.

A realização dos tributos diferidos tem como base as projeções orçamentárias, aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia, tendo como objetivo definir e apresentar ações necessárias para o atendimento às demandas regulatórias de forma também a convergir para o cumprimento do contrato de concessão.

Em atendimento a Instrução CVM nº 371 de 27 de junho de 2002, a administração da Companhia considera que os ativos diferidos provenientes das diferenças temporárias serão realizados, na proporção da resolução final das contingências e dos eventos a que se referem quando serão compensados com os lucros tributáveis.

Os tributos diferidos sobre o passivo atuarial de benefícios a empregados estão sendo realizados pelo pagamento das contribuições.

O saldo remanescente do processo de reconhecimento inicial de exposição involuntária pelo órgão regulador no valor de R\$269,7 milhões atualizados em dezembro/2019 está em Demanda Judicial junto a Justiça Federal e tiveram seus montantes de IRPJ e CSLL diferidos até que seja proferida sentença final sobre o processo em curso. Em agosto de 2019 a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.593, homologou o diferimento do efeito financeiro da exposição contratual de 2014 com reflexo em cinco processos tarifários anuais subsequentes. Desta forma, o Reajuste Tarifário de 2019 teve a realização financeira no montante de R\$65,7 milhões e a consequente realização de IRPJ e CSLL diferidos sobre esta base.

As estimativas de realização para o saldo do total do ativo de 31 de dezembro de 2019 são:

Ano	Consolidado	
	31 de	31 de
	dezembro 2019	dezembro 2018
2020	54.142	95.517
2021	42.414	79.785
2022	35.135	66.804
2023	34.299	63.907
Acima de 2023	976.220	553.597
Total	1.142.210	859.610

c) Conciliação IRPJ e CSLL Reconhecidos no Patrimônio Líquido

A movimentação do Custo Atribuído e adoção inicial do CPC 48 – Instrumentos Financeiros com os valores de IRPJ e CSLL, reconhecidos diretamente no patrimônio líquido, está demonstrada a seguir:

Descrição	Consolidado
	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2017	17.628
(-) Baixa do Custo Atribuído	(2.913)
(+) Adoção Inicial CPC 48	16.784
(-) Tributos (IRPJ/CSLL)	(4.717)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	26.782
(-) Baixa do Custo Atribuído	(838)
(+) Tributos (IRPJ/CSLL)	285
Saldo em 31 de dezembro de 2019	26.229

d) Conciliação IRPJ e CSLL Reconhecidos em outros Resultados Abrangentes

A movimentação do Passivo Atuarial com os valores de IRPJ e CSLL, reconhecidos diretamente em outros resultados abrangentes, está demonstrada a seguir:

Descrição	Consolidado
	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2017	704.738
(+) Adição do Passivo Atuarial	232.112
(-) Tributos (IRPJ/CSLL)	(78.918)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	857.932
(+) Adição do Passivo Atuarial	927.415
(-) Tributos (IRPJ/CSLL)	(315.321)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	1.470.026

e) Conciliação do IRPJ e da CSLL Corrente e Diferido

A conciliação da despesa de imposto de renda com a de contribuição social, pela alíquota nominal e efetiva, está demonstrada a seguir:

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31	31	31	31
	dezembro	dezembro	dezembro	dezembro
	2019	2018	2019	2018
Lucro (Prejuízo) antes do IRPJ e a CSLL	283.575	165.032	420.980	287.187
Alíquota Nominal Combinada do IRPJ e da CSLL	34%	34%	34%	34%
IRPJ e CSLL	(96.416)	(56.111)	(143.133)	(97.644)
Adições e Exclusões Permanentes				
Equivalência Patrimonial	105.940	65.312	14.824	6.697
Benefício Fiscal	-	-	(1.267)	(1.054)
Incentivo Fiscal	-	-	5.292	4.631
Juros s/ Capital Próprio – JCP	(2.837)	-	16.884	-
Provisões Indedutíveis	39	(712)	13	(713)
Multas Indedutíveis	-	-	(6.151)	(5.362)
IRPJ/CSLL não Reconhecidos s/ Prejuízo Fiscal	(6.390)	(8.162)	(6.390)	(8.162)
Participação dos Administradores	(338)	(327)	(382)	(371)
Perdas Não Técnicas	-	-	(17.081)	(20.137)
Outras Adições (Exclusões)	2	-	(14)	(40)
Total IRPJ e CSLL Corrente e Diferido	-	-	(137.405)	(122.155)
Corrente	-	-	(104.193)	(107.727)
Diferido	-	-	(33.212)	(14.428)
Alíquota Efetiva	0,00%	0,00%	32,64%	42,54%

f) Incerteza sobre tratamento de IRPJ e CSLL

Em 24 de setembro de 2018 a Secretaria Especial da Receita Federal do Brasil – SERFB iniciou procedimento de Ação Fiscal nº 0900100-2018-00117-1. Desse procedimento resultou, em 8 de janeiro de 2019, na lavratura do Auto de Infração nº 10980.727742/2018-81 no valor de R\$306,8 milhões. O referido Auto de Infração, está relacionado à apuração do lucro real e da base de cálculo CSLL, assim imputando à concessionária:

a) Ajustes indevidos atribuídos à Conta de Compensação de Variação de valores de Itens da Parcela A – CVA;

b) Inobservância do prazo restante do contrato de concessão para fins das determinações previstas no artigo 69º da Lei Federal nº 12.973/2014.

Após a análise da Administração, constatou-se que os valores apurados pelo ente fiscal encontram-se dissociados das normas tributárias, doutrina e decisões judiciais em casos análogos. A administração, apoiada na posição de seus assessores jurídicos, entende que os procedimentos adotados serão provavelmente aceitos em decisões de tribunais superiores de última instância (probabilidade de aceite >50%), pelo seu valor total e, por esse motivo, não registrou qualquer passivo de IRPJ/CSLL em relação a essas ações.

21. TRIBUTOS

21.1. Imposto de Renda e Contribuição Social s/ o Lucro Líquido e IRRF s/ JCP

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 de	31 de	31 de	31 de
	dezembro	dezembro	dezembro	dezembro
	2019	2018	2019	2018
IRPJ	-	-	7.870	12.236
CSLL	-	-	3.874	5.064
IRRF s/ Juros s/ Capital Próprio – JCP	4.178	-	4.178	-
Total a Recolher	4.178	-	15.922	17.300
(-) Tributos a Recuperar	(10.905)	(1.925)	(21.692)	(16.696)
Tributos Líquidos	(6.727)	(1.925)	(5.770)	604

21.2. Outros Tributos

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 de	31 de	31 de	31 de
	dezembro	dezembro	dezembro	dezembro
	2019	2018	2019	2018
ICMS	-	-	144.156	156.601
PIS e COFINS	5.572	5	45.183	44.238
Outros	105	81	4.035	5.758
Total a Recolher	5.677	86	193.374	206.597
(-) Tributos a Compensar	-	-	(1.139.732)	(67.660)
Tributos Líquidos	5.677	86	(946.358)	138.937

22. FORNECEDORES

Descrição	Controladora	
	31 de	31 de
	dezembro	dezembro
	2019	2018
Empregados a Disposição	451	1.025
Materiais e Serviços	577	67
Total	1.028	1.092

Descrição	Consolidado	
	31 de	31 de
	dezembro	dezembro
	2019	2018
Energia Elétrica	503.374	456.897
Encargos de Uso da Rede Elétrica	93.916	82.303
Materiais e Serviços	160.947	96.215
Empregados a Disposição	-	1.025
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (i)	238.488	370.414
Total	996.725	1.006.854

(i) A CCEE possui como uma de suas atribuições, apurar o valor da contabilização dos agentes. Este valor, no caso das distribuidoras, envolve além da venda e compra no curto prazo, encargos, efeito do despacho de térmicas e também impactos diversos de risco hidrológico.

O risco hidrológico no caso das distribuidoras está associado aos contratos de energia (CCEAR-QT) que tiveram repactuação, contratos de cota de garantia física e contrato com Itaipu. A Celesc D, mesmo sendo compradora, assume o risco hidrológico.

Em relação aos montantes de 2018 e 2019, ressalta-se que o ano de 2018 apresenta um saldo devedor referente ao Parcelamento do SUM001 de setembro/2018, saldo este que foi reduzido ao longo do ano de 2019.

Já em 2019, a Celesc-D teve impacto decorrente da queda do GSF e elevação do PLD, em comparação com 2018, ocasionando aumento do despacho de térmicas, que apresentam um custo mais elevado. Essa conjuntura levou a um aumento de pagamentos significativos de Risco Hidrológico (Itaipu, Cotas e Usinas Repactuadas) e Efeito de Contratação Disponibilidade – ECD, o que compensou parcialmente a redução no saldo devedor.

23. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Os Empréstimos e Financiamentos possuem quatro classificações distintas: (i) Empréstimos Bancários, (ii) Empréstimos da Eletrobras, (iii) Empréstimos Tipo Finame e iv) Empréstimos – BID, e são garantidos, quase em sua totalidade, pelos recebíveis da Celesc D.

Descrição	Taxas de Juros e Comissões (%)	Consolidado	
		31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Total Moeda Nacional		813.035	645.348
Empréstimos Bancários (i)	7,40% a.a.	150.357	301.122
Empréstimos Bancários (i)	CDI+1,25% e CDI+1,3%	301.388	301.725
Empréstimos Bancários (i)	CDI + 0,8% a.a	336.200	-
Empréstimos Eletrobras (ii)	5% a.a.	5.438	14.865
Empréstimos Finame (iii)	2,5% a 9,5% a.a.	19.652	27.636
Total Moeda Estrangeira		474.596	273.453
Empréstimo – BID (iv)	CDI + 0,89% a.a	474.596	273.453
Total		1.287.631	918.801
Circulante		383.623	321.089
Não Circulante		904.008	597.712

i) Empréstimos Bancários

Os saldos de Empréstimos Bancários referem-se a contratações, cujos recursos foram utilizados exclusivamente para a finalidade de capital de giro.

Em fevereiro de 2018, foi efetuado junto ao Banco do Brasil a contratação de R\$150 milhões por meio da Linha de Crédito Agroindustrial, com juros pré-fixados em 7,67% a.a. e exigidos mensalmente. O prazo do contrato foi de 12 meses e sua liquidação, prevista em parcela única no final de sua vigência (*bullet*), foi efetuada no vencimento estabelecido.

Por meio de Cédula de Crédito Bancário, em abril de 2018, houve a contratação de mais R\$150 milhões junto ao Banco Safra, com juros pré-fixados em 7,4% a.a. e exigidos mensalmente. O prazo do contrato foi de 12 meses e sua liquidação estava prevista em parcela única no final de sua vigência (*bullet*). Contudo, em abril de 2019 o contrato foi repactuado e o prazo para pagamento foi alongado para mais 12 meses, sendo mantida a modalidade *bullet* para sua liquidação no final de sua vigência.

Em novembro de 2018, ocorreu a contratação de R\$100 milhões, junto ao Banco do Brasil, por meio de Cédula de Crédito Bancário, com remuneração à taxa equivalente ao CDI + 1,25% a.a. exigida trimestralmente. O período de vigência de 24 meses tem previsão de amortização em 4 parcelas trimestrais, com início em fevereiro de 2020 e término em novembro de 2020.

Também em novembro de 2018 e por meio de Cédula de Crédito Bancário, houve a contratação de R\$200 milhões junto ao Banco Safra, com remuneração à taxa equivalente ao CDI + 1,3% a.a. exigida mensalmente. O prazo de vigência de 36 meses tem uma carência 18 meses para o início da amortização do valor principal, previsto para liquidação em 18 parcelas mensais, com início para junho de 2020 e término em novembro de 2021.

Encerrando as contratações classificadas como Empréstimos Bancários, em abril de 2019, foi contratado mais R\$335 milhões junto ao Banco Safra, por meio de Cédula de Crédito Bancário, com remuneração a taxa equivalente ao CDI + 0,8% a.a. exigida mensalmente. Os prazos de vigência, de carência e de liquidação do principal são idênticos aos descritos no contrato anterior, tendo esse o início da amortização prevista para novembro de 2020 e o final para abril de 2022.

ii) Eletrobras

Os recursos dessas contratações foram destinados, entre outras aplicações, aos programas de eletrificação rural e advêm da Reserva Global de Reversão – RGR e do Fundo de Financiamento da Eletrobras. Em geral, os contratos possuem carência de 24 meses, amortização em 60 parcelas mensais, taxa de juros de 5% a.a., taxa de administração de 2% a.a. e taxa de comissão de 0,83%. Todos os contratos possuem a anuência da ANEEL.

iii) Finame

Os recursos dessas contratações serviram para suprir parte da insuficiência de recursos da Celesc D e foram utilizados na compra de máquinas e equipamentos. Cada aquisição constitui um contrato, que foram negociados a taxas de juros que variam de 2,5% a 9,5% a.a. e com amortizações previstas para 96 parcelas mensais. Todos os contratos possuem a anuência da ANEEL.

iv) Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID

Em 31 de Outubro de 2018, a Celesc D e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID firmaram uma operação de crédito externo denominada Empréstimo 4404/OC-BR (BR-L1491).

O valor total da operação é de US\$276.051.000,00 (duzentos e setenta e seis milhões e cinquenta e um mil dólares americanos) e o prazo para amortização é de 234 (duzentos e trinta e quatro) meses, com uma carência de até 66 (sessenta e seis) meses, atingindo um prazo total de 300 (trezentos) meses.

A amortização é semestral pelo sistema constante e a taxa de juros é *libor* de 3 meses (*USD-LIBOR 3m*) acrescida de *spread*, com atualização monetária calculada pela variação cambial. Além disso, existe a exigência de uma comissão de compromisso de até 0,75% ao ano sobre o saldo não desembolsado e de uma comissão de supervisão de até 1% do montante do empréstimo, dividido pelo número de semestres compreendidos no prazo original de desembolsos de 5 (cinco) anos.

O empréstimo tem a garantia da República Federativa do Brasil e do Estado de Santa Catarina e destina-se ao financiamento parcial do Programa de Investimentos em Infraestrutura Energética na área de jurisdição da Celesc D.

A primeira liberação ocorreu em 10 de dezembro de 2018, no valor de US\$70.374.302,95 (setenta milhões, trezentos e setenta e quatro mil, trezentos e dois dólares americanos e noventa e cinco centavos) e a segunda, em 28 de janeiro de 2019, no valor de US\$9.704.328,10 (nove milhões, setecentos e quatro mil, trezentos e vinte e oito dólares americanos e dez centavos).

Em 02 de Maio de 2019, a Celesc D optou pela conversão, em moeda nacional, do saldo devedor liberado até aquela data, no montante de US\$80.078.631,05 (oitenta milhões, setenta e oito mil, seiscentos e trinta e um dólares americanos e cinco centavos), e pela alteração da taxa de juros aplicada ao contrato, que passou a ser CDI+0,89% a.a. (já considerando os custos do BID) durante toda a vigência do contrato para essas liberações, não mais havendo, portanto, incidência de variação cambial.

Ato contínuo à transação, ocorreram mais duas liberações: a terceira, em 07 de outubro de 2019, no valor de US\$26.210.755,00 (vinte e seis milhões, duzentos e dez mil e setecentos e cinquenta e cinco dólares americanos) e a quarta, em 10 de dezembro de 2019, no valor de US\$9.767.891,73 (nove milhões, setecentos e sessenta e sete mil, oitocentos e noventa e um dólares americanos e setenta e três centavos).

Assim como nas anteriores, também optou-se pela conversão do saldo liberado à taxa de juros nacional, atrelada ao CDI, ficando em CDI+0,935% a.a. para a liberação ocorrida em 07 de outubro de 2019, e CDI+0,77% a.a. para a liberação ocorrida em 10 de dezembro de 2019, (já considerando os custos do BID) durante toda a vigência do contrato para essas liberações, com vistas a não haver incidência de variação cambial nesse financiamento.

a) Composição dos Vencimentos

Os montantes classificados no passivo não circulante têm a seguinte composição, por ano de vencimento:

Descrição	Nacional		Estrangeira		Consolidado	
	Total		Total		Total	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Ano 2020	-	187.085	-	-	-	187.085
Ano 2021	351.849	128.516	-	-	351.849	128.516
Ano 2022	79.107	4.663	-	-	79.107	4.663
Ano 2023	3.259	3.260	-	-	3.259	3.260
Ano 2024	1.139	1.139	23.415	13.634	24.554	14.773
Ano 2025	364	363	444.875	259.052	445.239	259.415
Total	435.718	325.026	468.290	272.686	904.008	597.712

b) Movimentação de Empréstimos e Financiamentos – Nacional

Descrição	Consolidado		
	Circulante	Não Circulante	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2017	88.057	42.409	130.466
Ingressos	463.944	300.000	763.944
Encargos Provisionados	41.745	-	41.745
Transferências	17.383	(17.383)	-
Amortizações de Principal	(254.268)	-	(254.268)
Pagamentos de Encargos	(36.539)	-	(36.539)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	320.322	325.026	645.348
Ingressos	-	335.000	335.000
Encargos Provisionados	60.138	-	60.138
Transferências	224.308	(224.308)	-
Amortizações de Principal	(167.383)	-	(167.383)
Pagamentos de Encargos	(60.068)	-	(60.068)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	377.317	435.718	813.035

c) Movimentação de Empréstimos e Financiamentos – Estrangeiro – BID

Descrição	Consolidado		
	Circulante	Não Circulante	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2017	-	-	-
Ingressos	-	275.235	275.235
Atualização Monetária	-	(2.549)	(2.549)
Encargos Provisionados	767	-	767
Saldo em 31 de dezembro de 2018	767	272.686	273.453
Ingressos	-	183.897	183.897
Atualização Monetária	-	11.707	11.707
Encargos Provisionados	23.385	-	23.385
Pagamento de Encargos	(17.846)	-	(17.846)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	6.306	468.290	474.596

24. DEBÊNTURES
24.1 DEBÊNTURES 2013 – Celesc D

A Celesc D emitiu, em 15 de maio de 2013, 30.000 (trinta mil) Debêntures simples, não conversíveis em ações, no valor nominal unitário de R\$10 mil, totalizando R\$300 milhões, com vencimento para 15 de maio de 2019. Os recursos dessa emissão foram utilizados, exclusivamente, para reforço de capital de giro e realização de investimentos.

Os juros remuneratórios correspondem a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros – DI, *over* extra Grupo, expressa na forma percentual ao ano, base 252 dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela CETIP, acrescidos de uma sobretaxa ou *spread* de 1,3%.

A amortização foi prevista em 3 parcelas anuais e consecutivas, no valor de R\$100,0 milhões cada, a partir de 15 de maio de 2017, e a remuneração em parcelas semestrais e consecutivas, sem carência, a partir de 15 de novembro de 2013.

As três parcelas de amortização foram pagas em seus respectivos vencimentos e foram pagos R\$181,7 milhões de juros remuneratórios.

24.2. DEBÊNTURES 2018 – Celesc D

A Celesc D emitiu, no dia 13 de julho de 2018, 250.000 (duzentos e cinquenta mil) Debêntures no valor nominal unitário de R\$1,0 mil, totalizando R\$250 milhões, com vencimento para 13 de julho de 2023, não conversíveis em ações. Os recursos dessa emissão foram utilizados para reforço de caixa da emissora para gestão ordinária de seus negócios.

A garantia real é a cessão fiduciária de direitos creditórios, presentes e/ou futuros, decorrentes do fornecimento bruto de energia elétrica a clientes da Celesc D e a Celesc *Holding* prestará fiança em favor dos titulares das Debêntures, obrigando-se como garantidora e principal responsável pelo pagamento de todos os valores devidos nos termos da Escritura da Emissão.

As Debêntures terão prazo de 5 anos contados da data de emissão, de forma que vencerão no dia 13 de julho de 2023; com remuneração de juros remuneratórios correspondentes a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, acrescida de uma sobretaxa ou *spread* de 1,9% ao ano.

A amortização foi prevista em 15 parcelas trimestrais e consecutivas, sempre no dia 13 dos meses de janeiro, abril, julho e outubro, a partir de 13 de janeiro de 2020 e o último na data de vencimento. A remuneração ocorrerá em parcelas trimestrais e consecutivas, sem carência, a partir de 13 de outubro de 2018. Até 31 de Dezembro de 2019, foram pagos R\$ 23,7 milhões de juros remuneratórios.

A partir do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018, a Companhia tem como compromisso contratual (*covenant*) vinculado à emissão das Debêntures não apresentar uma relação Dívida Líquida/EBITDA superior a 2,5. O não cumprimento desse indicador financeiro pode implicar no vencimento antecipado do total da dívida. Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia esteve abaixo deste indicador de relação, portanto cumpriu o compromisso contratual (*covenant*).

24.3. DEBÊNTURES 2016 – Celesc G

A primeira emissão de Debêntures da Celesc G ocorreu em 03 de março de 2016. O valor total da emissão foi de R\$150,0 milhões, em uma única série, constituída por 15.000 (quinze mil) Debêntures no valor nominal unitário de R\$10,0 mil. As Debêntures são simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária e com garantia adicional fidejussória. São nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados.

Em Assembleia Geral de Debenturistas, realizada no dia 1º de março de 2018, foi aprovada a alteração da data de vencimento dessas Debêntures, de 03 de março de 2018 para 1º de junho de 2018.

Os juros remuneratórios para o período entre o primeiro vencimento (inclusive) até o novo vencimento (exclusive) foi de 100% da variação acumulada da Taxa DI *Over*, acrescida de uma sobretaxa (*spread*) de 2,5% ao ano (base de 252 dias úteis). Adicionalmente, foi pago aos Debenturistas um prêmio no valor de R\$6,66 (seis reais e sessenta e seis centavos) por debênture.

A emissão dessas Debêntures foi totalmente liquidada em seu vencimento e, durante o período de sua vigência, foram pagos R\$44,4 milhões de encargos.

24.4. DEBÊNTURES 2018 – Celesc G

Uma segunda emissão de Debêntures da Celesc G ocorreu em 1º de junho de 2018, em série única, do tipo simples, não conversíveis em ações, no valor total de R\$150 milhões. Foram emitidas 15.000 (quinze mil) Debêntures com valor nominal unitário de R\$10 mil, não devendo ser atualizado monetariamente.

A garantia real foi definida como a cessão fiduciária de direitos creditórios, presentes e/ou futuros, decorrentes do fornecimento bruto de energia elétrica a clientes da Celesc G e a garantia fidejussória foi estabelecida pela fiança em favor dos titulares das Debêntures, assumindo o papel de garantidora e principal responsável pelo pagamento de todos os valores devidos nos termos da escritura da emissão.

As Debêntures possuem prazo de 5 (cinco) anos, contados da data de sua emissão, ou seja, seu vencimento está previsto para 1º de junho de 2023. Os juros remuneratórios correspondem a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros – DI de um dia, acrescida de uma sobretaxa ou *spread* de 2,5% ao ano, até a data do efetivo pagamento. A amortização vem ocorrendo desde o 12º mês (inclusive), contados da data de emissão, em parcelas trimestrais e consecutivas. Foram pagos, até 31 de dezembro de 2019, os montantes de R\$26,5 milhões principal e R\$18,8 milhões de encargos.

Semestralmente, a Celesc G tem como compromisso contratual (*covenant*) vinculado à emissão das Debêntures não apresentar uma relação Dívida Líquida/EBITDA superior a 2. O não cumprimento desse indicador financeiro pode implicar no vencimento antecipado do total da dívida. Em 31 de dezembro de 2019 apresentou uma relação abaixo deste índice, cumprindo, assim, tal obrigação.

24.5. Movimentação das Debêntures

Consolidado	
Descrição	Total
Em 31 de dezembro de 2017	352.216
Ingressos	394.292
Atualização Monetária	31.276
Pagamentos Encargos	(28.572)
Pagamento Principal	(249.990)
Custos na Emissão de Debêntures Celesc D	894
Custos na Emissão de Debêntures Celesc G	1.146
Em 31 de dezembro de 2018	501.262
Circulante	131.389
Não Circulante	369.873
Ingressos	-
Encargos Provisionados	34.062
Pagamentos Encargos	(36.417)
Pagamento Principal	(126.490)
Custos na Emissão de Debêntures Celesc D	1.038
Custos na Emissão de Debêntures Celesc G	490
Em 31 de dezembro de 2019	373.945
Circulante	105.133
Não Circulante	268.812

24.6. Custos na Captação de Debêntures a Apropriar

Consolidado		
Descrição	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Ano 2019	-	1.422
Ano 2020	1.115	1.054
Ano 2021	1.113	1.052
Ano 2022	1.113	1.052
Ano 2023	528	494
Total	3.869	5.074

24.7 Conciliação de Passivos Resultantes das Atividades de Financiamento

Controladora	
Descrição	
Saldo Dividendos e JCP em 31 de dezembro 2017	16.301
Pagamentos – Variações no Fluxo de Financiamento	(15.309)
Variações que não Afetam Caixa	38.532
Saldo Dividendos e JCP em 31 de dezembro 2018	39.524
Pagamentos – Variações no Fluxo de Financiamento	(36.512)
Variações que não Afetam Caixa	64.671
Saldo Dividendos e JCP em 31 de dezembro 2019	67.683

Consolidado							
Descrição	31 dezembro 2017	Ingressos de Recursos	Pagamento Principal	Total das Variações Fluxo de Financiamento	Pagamento de Juros	Variações que não afetam o Caixa	31 dezembro 2018
Emp./Financiamentos	130.466	1.039.179	(254.268)	784.911	(36.539)	39.963	918.801
Debêntures	352.216	394.292	(249.990)	144.302	(28.572)	33.316	501.262
Dividendos	16.301	-	(15.309)	(15.309)	-	38.532	39.524
Total	498.983	1.433.471	(519.567)	913.904	(65.111)	111.811	1.459.587

Descrição	Consolidado						
	31 dezembro 2018	Ingressos de Recursos	Pagamento Principal	Total das Variações Fluxo de Financiamento	Pagamento de Juros (i)	Variações que não afetam o Caixa	31 dezembro 2019
Emp./Financiamentos	918.801	518.897	(167.383)	351.514	(77.914)	95.230	1.287.631
Debêntures	501.262	-	(126.490)	(126.490)	(36.417)	35.590	373.945
Dividendos e JCP	39.524	-	(36.512)	(36.512)	-	64.671	67.683
Total	1.459.587	518.897	(330.385)	188.512	(114.331)	195.491	1.729.259

(i) Os juros pagos são classificados no fluxo das Atividades Operacionais na Demonstração do Fluxo de Caixa.

(ii) Os encargos provisionados de Empréstimos e Financiamentos totalizaram R\$95.230. As Debêntures totalizaram R\$35.590, sendo R\$1.528 deste total, referentes às custas com debêntures incorridas em 2019.

25. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS E PREVIDENCIÁRIAS

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Provisões e Encargos Sociais da Folha	378	388	100.890	118.026
Plano de Desligamento Incentivado – PDI (a)	-	-	119.173	113.050
Consignação em Favor de Terceiros	-	-	8.485	10.126
Provisão Participação nos Lucros e nos Resultados – PLR	-	-	17.999	13.847
Folha de Pagamento Líquida	254	361	13.787	442
Total	632	749	260.334	255.491
Circulante	632	749	212.148	208.503
Não Circulante	-	-	48.186	46.988

a) Plano de Desligamento Incentivado – PDI

Por meio da Deliberação nº 15, de 22 de fevereiro de 2016, a Celesc D aprovou o regulamento do Plano de Desligamento Incentivado – PDI. Esse programa foi implementado pela primeira vez em dezembro de 2016, com adesão e o desligamento de 62 empregados e um custo de cerca de R\$16 milhões.

No PDI 2017 se desligaram, até dezembro de 2017, 122 empregados. Esta edição de 2017 seguiu com os desligamentos até o mês de junho de 2018, onde o total de saídas efetivadas chegou a 188 (6% do quadro efetivo atual) com um custo total efetivado de R\$69,2 milhões.

A edição PDI 2018 realizou desligamentos até julho de 2019 com 315 saídas efetivadas a um custo total de cerca de R\$115 milhões.

Dando continuidade ao planejamento de desligamentos, a Celesc D abriu inscrições para a edição de 2019 do programa de desligamento, que conta com mais de 600 empregados inscritos. As inscrições foram homologadas pelo Conselho de Administração da Companhia, bem como autorizada a execução orçamentária do plano. Até dezembro já foram desligados 72 empregados. As saídas deste plano irão até junho de 2020.

Este programa faz parte da estratégia da Companhia para adequação de seus custos operacionais, otimização dos processos e melhoria dos indicadores com vistas à agregação de valor aos acionistas.

26. TAXAS REGULAMENTARES

Descrição	Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Programa Eficiência Energética – PEE	162.400	177.217
Encargo de Capacidade Emergencial – ECE	19.441	19.478
Parcelamento ECE	67.000	-
Encargo Conta Bandeiras	35.736	7.055
Pesquisa & Desenvolvimento – P&D	69.638	100.399
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (i)	-	2.069.926
Taxa de Fiscalização ANEEL	654	603
Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos – CFURH (ii)	153	181
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial – EAEEE	417	416
Total	355.439	2.375.275
		2.269.327
Circulante	166.014	105.948
Não Circulante	189.425	105.948

(i) A ANEEL, por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.231 de 25 de abril de 2017, nº 2.510 de 18 de dezembro de 2018 e nº 2.521 de 20 de março de 2019, homologou as cotas de CDE Uso, CDE Energia e CDE Energia (CONTA-ACR), conforme demonstrado a seguir:

Descrição	Consolidado		
	CDE Energia (CONTA-ACR)	CDE USO	CDE ENERGIA
De abril de 2019 a agosto de 2019	34.561	-	-
De agosto de 2018 a março de 2019	-	-	23.134
De janeiro de 2019 a março de 2019	-	65.447	-
De abril de 2019 a dezembro de 2019	-	88.581	-

26.1 Parcelamento CDE

O Conselho de Administração autorizou a assinatura do Termo de Parcelamento de Débitos com o Fundo Social da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE entre a Celesc D e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, cujo saldo devedor 5 de julho de 2017, reflexo do encontro de contas de valores devidos e créditos a receber, era de R\$1.166.320.

Os ativos e passivos referentes ao parcelamento da CDE estão demonstrados a seguir:

Parcelamento CDE	Consolidado	
	31 dezembro de 2019	31 dezembro de 2018
Subsídio Decreto nº 7.891/2013	-	1.457.680
Programa Baixa Renda	-	38.673
CDE a Pagar	-	(2.012.487)
Total	-	(516.134)

O saldo devedor foi pago em 30 (trinta) parcelas mensais, iguais e consecutivas, no valor de R\$38.877, com juros equivalentes à taxa Selic. O primeiro vencimento foi definido para o dia 26 de julho de 2017 e os demais para o dia 10 dos meses subsequentes. Em 10 de dezembro de 2019 a Celesc D efetuou o pagamento da última parcela. Do valor total pago (R\$1.269.789), R\$1.166.320 foi de principal e R\$103.469 de juros.

(ii) Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH

A CFURH é um ressarcimento pela ocupação de áreas por usinas hidrelétricas e um pagamento pelo uso da água na geração de energia. A tarifa utilizada para o cálculo da Compensação Financeira (Tarifa Atualizada de Referência – TAR) é fixada pela ANEEL, sendo reajustada anualmente e revisada a cada quatro anos pela Agência (Compensação Financeira = 6,75% x Energia Gerada x TAR).

27. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIA E DEPÓSITOS JUDICIAIS

Nas datas da Demonstrações Financeiras, a Companhia apresentava os seguintes passivos, e correspondentes depósitos judiciais, relacionados às contingências:

a) Contingências Prováveis

Descrição	Controladora			
	Depósitos Judiciais		Provisões p/ Riscos	
	31	31	31	31
	dezembro 2019	dezembro 2018	dezembro 2019	dezembro 2018
Tributária	2.117	2.117	1.263	1.263
Trabalhistas	4.669	3.207	-	41
Cíveis	8.373	6.172	292	147
Regulatórias	8.182	8.182	2.983	5.174
Total	23.341	19.678	4.538	6.625

Descrição	Consolidado			
	Depósitos Judiciais		Provisões p/ Riscos	
	31	31	31	31
	dezembro	dezembro	dezembro	dezembro
	2019	2018	2019	2018
Tributárias (i)	3.752	3.745	9.641	9.626
Trabalhistas (ii)	45.382	53.083	60.123	65.850
Cíveis (iii)	75.221	64.262	130.581	136.359
Regulatórias (iv)	46.699	49.260	303.762	425.687
Ambientais (v)	-	-	2.123	2.051
Total	171.054	170.350	506.230	639.573

As movimentações de provisões e depósitos estão demonstradas a seguir:

Descrição	Controladora		Consolidado	
	Depósitos Judiciais	Provisões p/ Riscos	Depósitos Judiciais	Provisões p/ Riscos
Em 31 de dezembro de 2017	17.623	6.499	161.430	618.934
Constituição	2.358	128	117.212	72.847
Atualização Financeira	-	-	-	54.744
Baixas	(303)	(2)	(108.292)	(106.952)
Em 31 de dezembro de 2018	19.678	6.625	170.350	639.573
Constituição	4.765	330	160.491	107.055
Atualização Financeira	-	-	-	19.654
Baixas	(1.102)	(2.417)	(159.787)	(260.052)
Em 31 de dezembro de 2019	23.341	4.538	171.054	506.230

A Companhia é parte envolvida em processos trabalhistas, cíveis, tributários e regulatórios em andamento, e está discutindo essas questões tanto na esfera administrativa como na judicial.

Esses processos, quando aplicáveis, são amparados por depósitos judiciais. As provisões para as eventuais perdas decorrentes desses processos são estimadas e atualizadas pela administração, respaldadas pela opinião de seus consultores legais internos e externos.

A natureza das contingências prováveis pode ser sumariada como segue:

i) Contingências Tributárias

Estão relacionadas às contingências de ordem tributária na esfera federal, relativas a recolhimento de COFINS e Contribuição Previdenciária, e na esfera municipal, associadas à Notificações Fiscais expedidas pela Prefeitura de Florianópolis para exigência de ISS.

O processo mais relevante, na esfera federal, tem perda estimada de R\$3,6 milhões e se refere a execução fiscal proposta pela União, tendo por objeto a contribuição previdenciária, prevista no artigo 31 da Lei no 8212/91, incidente sobre faturas de serviços prestados mediante cessão de mão de obra. A Celesc D opôs embargos à execução fiscal, sustentando a inexigibilidade do tributo, os quais foram julgados parcialmente procedentes, determinando à União a retificação da Certidão de Dívida Ativa (CDA) nos termos da decisão. O processo encontra-se em fase final de ajustamento da CDA e apuração de crédito tributário remanescente.

Já na esfera municipal, as contingências para exigência de ISS são de naturezas diversas, totalizam R\$3,5 milhões e os procedimentos fiscais encontram-se em trâmite administrativo.

ii) Contingências Trabalhistas

Estão relacionadas às reclamações movidas por empregados e ex-empregados do Grupo e das empresas prestadoras de serviços (terceirizadas) relativas a questões de pagamento de horas extras, principalmente aquelas decorrentes de violação aos intervalos intrajornada e interjornadas, bem como revisão de base de cálculo de verbas salariais, adicionais, verbas rescisórias, dentre outros direitos trabalhistas.

iii) Contingências Cíveis

Estão relacionadas às ações cíveis em geral, tendo como objeto, em síntese, ressarcimento de danos (materiais e/ou morais) decorrente de: suspensão indevida do fornecimento de energia elétrica, inscrições dos nomes dos consumidores junto aos órgãos de proteção de crédito, danos elétricos, danos envolvendo perda de produções (fumo, frangos), acidentes envolvendo terceiros.

Há, da mesma forma, outros tipos de demandas que geram o pagamento de valores pela Celesc D, tais como: revisão de faturamentos, reclassificação tarifária, revisão de contratos licitatórios (reequilíbrio econômico-financeiro), dentre outras.

iv) Contingências Regulatórias

As contingências regulatórias estão associadas às notificações realizadas pela ANEEL, ARESC ou CCEE em processos administrativos punitivos decorrentes de eventos já ocorridos, cuja liquidação poderá resultar em entrega de recursos pelas transgressões contratuais ou regulatórias do setor elétrico. Também constituem contingências regulatórias as ações judiciais em que a Celesc D discute com outros agentes setoriais (concessionárias de geração, comercialização, transmissão ou distribuição de energia elétrica, além de agentes institucionais como ANEEL, CCEE, ONS, EPE e MME) matérias atinentes à aplicação da regulação setorial. A mais expressiva contingência regulatória se refere à subcontratação de energia em 2014.

v) Contingências Ambientais

Trata-se de processos relativos a discussões judiciais referentes ao pagamento de indenizações de ordem material e moral em virtude de acidente ambiental ocorrido na área de concessão da Celesc D.

b) Contingências Possíveis

A Companhia também tem ações de natureza tributária, trabalhista, cíveis, regulatórias e ambientais, envolvendo riscos de perda classificados pela administração como possíveis, com base na avaliação de seus consultores jurídicos, para as quais não há provisão constituída, conforme composição e estimativa a seguir:

Descrição	Consolidado	
	31 de dezembro 2019	31 de dezembro 2018
Tributárias (i)	4.227	4.366
Trabalhistas (ii)	15.676	12.524
Cíveis (iii)	276.243	199.603
Regulatórias (iv)	148.679	144.322
Ambientais (v)	46.962	47.247
Total	491.787	408.062

A natureza das contingências possíveis pode ser sumariada como segue:

i) Contingências Tributárias

Estão relacionadas às contingências de ordem tributárias na esfera federal, relativas a recolhimento de PIS, COFINS.

ii) Contingências Trabalhistas

Estão relacionadas, em sua maioria, às reclamações movidas por empregados e ex-empregados do Grupo e das empresas prestadoras de serviços (terceirizadas) relativas a questões de responsabilidade subsidiária/solidária, horas extras, verbas rescisórias, dentre outros direitos trabalhistas.

iii) Contingências Cíveis

Estão relacionadas a diversas ações cíveis movidas por pessoas físicas e jurídicas, relativas a questões de indenizações causadas por danos materiais, danos morais e lucros cessantes, acidente, processos licitatórios e outras.

iv) Contingências Regulatórias

As contingências regulatórias estão associadas a notificações realizadas pela ANEEL, ARESC ou CCEE em processos administrativos punitivos que implicam em multas pela transgressão de previsões contratuais ou regulatórias do setor elétrico, onde a Companhia recorreu na esfera administrativa e judicial. Ao mesmo tempo, constituem contingências regulatórias as ações judiciais em que a Companhia discute com agentes setoriais (outras concessionárias de geração, comercialização, transmissão ou distribuição de energia elétrica, além de agentes institucionais como ANEEL, CCEE, ONS, EPE e MME) matérias atinentes à aplicação da regulação do setor elétrico.

v) Contingências Ambientais

Estão relacionadas a contingências ambientais administrativas e judiciais movidas por pessoas físicas e jurídicas, constituídas em sua maioria por questões de indenizações por danos materiais, danos morais e lucros cessantes.

28. PASSIVO ATUARIAL

	Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Obrigações Registradas		
Planos Previdenciários (a)	1.467.554	1.024.255
Plano Misto/Transitório	1.467.554	1.024.255
Outros Benefícios a Empregados	1.370.922	980.580
Plano Celos Saúde (b)	1.308.002	926.828
Outros Benefícios (c)	62.920	53.752
Total	2.838.476	2.004.835
Circulante	176.528	162.638
Não Circulante	2.661.948	1.842.197

A Celesc D é patrocinadora da Fundação Celesc de Seguridade Social – Celos, entidade fechada de previdência complementar, sem fins lucrativos, que tem como objetivo principal a administração de planos de benefícios previdenciários para os seus participantes representados basicamente pelos empregados da Celesc D.

a) Planos Previdenciários

O Plano Misto tem características de benefício definido para a parcela de reserva matemática já existente na data da transição e para os benefícios concedidos, e características de contribuição definida para as contribuições posteriores a transição, relativas aos benefícios de aposentadoria programada a conceder. O plano anterior, de benefício definido, denominado “Plano Transitório” continua existindo, cobrindo exclusivamente os participantes aposentados e seus beneficiários.

Desse total, R\$376,8 milhões refere-se ao saldo da dívida pactuada com a Celos em 30 de novembro de 2001, para pagamento de 277 contribuições adicionais mensais, com incidência de juros de 6% ao ano e atualizado pelo IPCA, para cobertura do passivo atuarial do Plano Misto e Transitório.

Como essa dívida deverá ser paga mesmo em caso de superávit da Fundação, a Celesc D registrou a partir de 2015 a atualização monetária e juros como resultado financeiro, fundamentado no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

b) Plano Celos Saúde

A Celesc D oferece plano de saúde (assistência médica, hospitalar e odontológica) aos seus empregados ativos, aposentados e pensionistas.

c) Outros Benefícios

Trata-se de valores referentes ao auxílio deficiente, auxílio funeral, indenização por morte natural ou acidental e benefício mínimo ao aposentado.

28.1. Resultados da Avaliação Atuarial

a) Obrigações Atuariais

Descrição	Consolidado					
	Plano Misto	Plano Transitório	Plano Celos Saúde	Plano Pecúlio	Outros Benefícios	Total
Saldo 31 de dezembro de 2017	1.870.974	775.955	700.111	8.715	45.811	3.401.566
Custo do Serviço Corrente Líquido	(47.069)	(21.957)	(23.466)	-	-	(92.492)
Contrib.de Participante Realizadas no Período	22.644	17.589	31.291	-	-	71.524
Juros s/ Obrigação Atuarial	141.930	73.862	59.481	862	4.595	280.730
Benefícios Pagos no Período	(156.827)	(80.178)	(81.963)	(291)	(4.740)	(323.999)
(Ganhos)/Perdas nas Obrigações Atuarias	259.183	(70.182)	272.259	(7.265)	8.086	462.081
Saldo 31 de dezembro de 2018	2.090.835	695.089	957.713	2.021	53.752	3.799.410
Custo do Serviço Corrente Líquido	5.894	-	(20.065)	117	-	(14.054)
Contrib. de Participante Realizadas no Período	28.934	14.601	40.806	-	(2.901)	81.440
Juros s/ Obrigação Atuarial	185.316	59.030	84.600	164	4.711	333.821
Benefícios Pagos no Período	(170.603)	(82.601)	(82.598)	(205)	(4.627)	(340.634)
(Ganhos)/Perdas nas Obrigações Atuarias	547.102	92.828	355.069	49	11.985	1.007.033
Saldo 31 de dezembro de 2019	2.687.478	778.947	1.335.525	2.146	62.920	4.867.016

b) Apuração do Passivo (Ativo) Líquido

Descrição	Consolidado					Total
	Plano Misto	Plano Transitório	Plano Celos Saúde	Plano Pecúlio	Outros Benefícios	
Valor Justo dos Ativos no Fim do Período	(1.440.573)	(321.096)	(30.885)	(9.655)	-	(1.802.209)
Obrigações Atuariais no Fim do Período	2.090.835	695.089	957.713	2.021	53.752	3.799.410
Efeito do Teto de Ativo e Passivos Adic Fim do Período	-	-	-	7.634	-	7.634
Passivo/(Ativo) em 31 de dezembro de 2018	650.262	373.993	926.828	-	53.752	2.004.835
Valor Justo dos Ativos no Fim do Período	(1.637.050)	(361.821)	(27.523)	(11.362)	-	(2.037.756)
Obrigações Atuariais no Fim do Período	2.687.478	778.947	1.335.525	2.146	62.920	4.867.016
Efeito do Teto de Ativo e Passivos Adic Fim do Período	-	-	-	9.216	-	9.216
Passivo/(Ativo) em 31 de dezembro de 2019	1.050.428	417.126	1.308.002	-	62.920	2.838.476

c) Reconciliação do Valor Justo dos Ativos

Descrição	Consolidado					Total
	Plano Misto	Plano Transitório	Plano Celos Saúde	Plano Pecúlio		
Saldo 31 de dezembro de 2017	1.186.999	280.082	47.880	8.685		1.523.646
Benefícios Pagos no Período Utilizando os Ativos do Plano	(156.827)	(80.178)	(81.963)	(291)		(319.259)
Contribuições de Participantes Realizadas no Período	22.644	17.589	31.291	-		71.524
Contribuições do Empregador Realizadas no Período	66.730	59.736	40.716	-		167.182
Rendimentos Esperados dos Ativos	90.044	26.660	-	-		116.704
Ganho/(Perda) no Valor Justo dos Ativos do Plano	230.983	17.207	(7.039)	1.261		242.412
Saldo 31 de dezembro de 2018	1.440.573	321.096	30.885	9.655		1.802.209
Benefícios Pagos no Período Utilizando os Ativos do Plano	(170.603)	(82.601)	(82.598)	(205)		(336.007)
Contribuições de Participantes Realizadas no Período	28.934	14.601	40.806	-		84.341
Contribuições do Empregador Realizadas no Período	73.190	58.109	48.400	-		179.699
Rendimentos Esperados dos Ativos	128.840	28.124	2.512	852		160.328
Ganho/(Perda) no Valor Justo dos Ativos do Plano	136.116	22.492	(12.482)	1.060		147.186
Saldo 31 de dezembro de 2019	1.637.050	361.821	27.523	11.362		2.037.756

d) Custos Reconhecidos na Demonstração do Resultado do Exercício

Descrição	Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Plano Transitório	16.793	25.243
Plano Misto	35.901	4.817
Plano Médico	33.411	36.015
Outros Benefícios	4.828	5.457
Total	90.933	71.532
Despesa Pessoal	54.585	27.067
Despesa Financeira	36.348	44.465
Total	90.933	71.532

e) Premissas

As premissas atuariais e econômicas utilizadas foram às seguintes:

Premissas	Consolidado						
	Misto	Transitório	Pecúlio	Auxílio Deficiência	Auxílio Funeral	Benefício Mínimo	Saúde
Taxa Real de Desconto Atuarial	3,28%	3,04%	3,17%	3,18%	3,47%	3,10%	3,47%
Retorno Real Esperado s/ os Ativos	3,28%	3,04%	3,17%	3,18%	3,47%	3,10%	3,47%
Taxa Real de Crescimento Salarial dos Empregados Ativos	2,95% a.a.	N.U.	0,00%	N.U.	N.U.	0,00%	N.U.
Crescimento Real dos Benef. do Plano Durante o Recebimento HCCTR	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	N.U.	0,00%	N.U.
<i>Aging Factor</i>	N.U.	N.U.	N.U.	N.U.	N.U.	N.U.	2,5%
Fator de Capacidade s/ os Benefícios	98,00%	98,00%	100,00%	98,00%	N.U.	98,00%	100,00%
Fator de Capacidade s/ os Salários	98,00%	N.U.	N.U.	100,00%	N.U.	N.U.	100,00%
Inflação Esperada	3,60%	3,60%	3,60%	3,60%	3,660%	3,60%	3,60%
Taxa de Desconto Nominal	7,00%	6,75%	6,88%	6,89%	7,19%	6,81%	7,19%
Retorno Nominal Esperado s/ os Ativos do Plano	7,00%	6,75%	6,88%	6,89%	7,19%	6,81%	7,19%
Taxa nominal de Crescimento Salarial dos Empregados Ativos	6,66%	N.U.	3,60%	N.U.	N.U.	3,60%	N.U.
Crescimento Nom. dos Benef. do Plano Durante o Recebimento	3,60%	3,60%	3,60%	3,60%	N.U.	3,60%	6,19%
Mortalidade Geral	AT- 2000 por sexo desagravada em 5%	AT- 2000 por Male	AT- 2000 por sexo desagravada em 5%	N.U.	AT- 2000 por sexo desagravada em 5%	AT- 2000 por sexo desagravada em 5%	AT- 2000 por sexo desagravada em 5%
Mortalidade de Inválidos	AT- 1949 por Male	AT- 1949 por Male	AT- 1949 por Male	AT- 49 por Male	AT- 1949 por Male	AT- 1949 por Male	AT- 49 por Male
Entrada de Invalidez	IAPB – 57 Fraca	N.U.	IAPB – 57 Fraca	N.U.	N.U.	N.U.	IAPB – 57 Fraca
Taxa Anual de Rotatividade	0,95%	N.U.	N.U.	N.U.	N.U.	N.U.	0,95%
Entrada em Aposentadoria	N.U.	N.U.	N.U.	N.U.	N.U.	N.U.	61 anos
Composição Familiar	(*)	Família Real	N.U.	N.U.	Família Média	Família Real	Família Efetiva

* Família real para os aposentados e pensionistas. Família média para os ativos (80% de casados e homem 3 anos mais velho do que a mulher)

N.U. – Não Utilizado

f) Despesa Estimada para o Exercício de 2020

A estimativa da despesa para o exercício de 2020 está demonstrada a seguir:

Planos	Consolidado Despesa a ser Reconhecida em 2020
Plano Transitório	11.826
Plano Misto	51.469
Plano Pecúlio	147
Plano Médico	27.651
Outros	4.182
Total	95.275

g) Movimentação do Passivo Atuarial

Descrição	Consolidado				
	Plano Misto/Transitório	Plano Celos Saúde	Plano Pecúlio	Outros Benefícios	Total
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	1.179.848	652.231	30	45.869	1.877.978
Despesas/(Receita) Reconhecida no Resultado do Exercício	30.060	36.015	862	4.595	71.532
(Ganhos)/Perdas Reconhecidos em ORA	(59.187)	279.298	(892)	8.086	227.305
Contribuições do Empregador	(126.466)	(40.716)	-	-	(167.182)
Benefícios Pagos Diretamente Pela Celesc D	-	-	-	(4.660)	(4.660)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	1.024.255	926.828	-	53.890	2.004.973
Despesas/(Receita) Reconhecida no Resultado do Exercício	93.276	62.023	117	1.810	157.226
(Ganhos)/Perdas Reconhecidos em ORA	481.322	367.551	(117)	11.985	860.741
Contribuições do Empregador	(131.299)	(48.400)	-	-	(179.699)
Benefícios Pagos Diretamente Pela Celesc D	-	-	-	(4.712)	(4.712)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	1.467.554	1.308.002	-	62.973	2.838.529

29. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital Social

O Capital Social da Companhia atualizado, subscrito e integralizado, é de R\$1.340.000.000,00, representado por 38.571.591 ações nominativas, sem valor nominal, sendo 15.527.137 ações ordinárias (40,26%) com direito a voto e 23.044.454 ações preferenciais (59,74%), também nominativas. As ações preferenciais têm prioridade no recebimento de dividendos à base de 25%, não cumulativos.

b) Reserva Legal e de Retenção de Lucros

A Reserva Legal é constituída anualmente como destinação de 5% do Lucro Líquido do Exercício e não poderá exceder a 20% do Capital Social. A Reserva Legal tem por fim assegurar a integridade do Capital Social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízo e aumentar o capital.

A Reserva de Retenção de Lucros refere-se à retenção do saldo remanescente de Lucros Acumulados, a fim de atender ao projeto de crescimento dos negócios estabelecido em seu plano de investimentos, conforme orçamento de capital aprovado e proposto pelos administradores da Companhia, para ser deliberado na Assembleia Geral dos Acionistas.

c) Dividendos

A proposta de dividendos calculada para o Exercício de 2019 é de 25%, conforme definido pela Política de Distribuição de Dividendos da Companhia, observadas suas limitações.

Descrição	Controladora	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Lucro Líquido do Exercício	283.575	165.032
(-) Constituição de Reserva Legal	(14.179)	(8.252)
(=) Base de Cálculo dos Dividendos e JCP	269.396	156.780
Dividendos Propostos (Pay-out praticado 25%)	67.349	39.195
(-) JCP (Líquido)	(47.660)	-
Dividendos a Pagar (Passivo Circulante)	19.689	39.195
Dividendos a Disposição da AGO (5%)	-	-
Total de Dividendos e JCP do Exercício	67.349	39.195

Se considerarmos apenas os dividendos aprovados para distribuição na competência do exercício, temos a seguinte situação:

Descrição	Controladora	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Dividendos e JCP a Distribuir do Exercício (25%)	67.349	39.195
Dividendos a Distribuir do Exercício Anterior (5%)	-	3.158
Total de Dividendos e JCP do Exercício	67.349	42.353

Conforme Plano Diretor vigente, a Companhia adotou uma política indicativa de distribuição de dividendos de, no mínimo, 30% do Lucro Líquido ajustado, com base nas Demonstrações Financeiras anuais, se não houver limitação determinada em suas obrigações financeiras e outros fatores. Desta maneira, a Companhia provisionou o mínimo obrigatório de 25% por conta de obrigação em cláusula contratual das Debêntures da Celesc G, na qual é fiadora.

c) Lucro Básico e Diluído por Ação

O cálculo do lucro por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2019 e de 2018 foi baseado no lucro líquido do período e o número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante os períodos apresentados.

Em 31 de dezembro de 2019 e 2018, as quantidades de ações da Companhia não sofreram alterações. Neste período, não houve transações envolvendo ações ordinárias ou potenciais ações ordinárias entre a data do balanço patrimonial e a data da conclusão das Informações Trimestrais.

Nos períodos de 31 de dezembro de 2019 e de 2018 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ação que gerassem impacto diluidor no Lucro/(Prejuízo) por ação.

d) Composição do Lucro Básico e Diluído

Descrição	Controladora	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Média Ponderada de Ações (milhares)		
Ações Ordinárias Nominativas – ON	15.527	15.527
Ações Preferenciais Nominativas – PN	23.044	23.044
Lucro Básico e Diluído por Ação a Atribuído aos Acionistas da Companhia (R\$)		
Ações Ordinárias Nominativas – ON	6,9374	4,0374
Ações Preferenciais Nominativas – PN	7,6312	4,4411
Lucro Básico e Diluído Atribuído aos Acionistas da Companhia		
Ações Ordinárias Nominativas – ON	107.719	62.689
Ações Preferenciais Nominativas – PN	175.857	102.343
	283.575	165.032

b) Ajuste de Avaliação Patrimonial

O quadro a seguir demonstra o efeito líquido no montante de R\$1.454.873 em 31 de dezembro de 2019 e R\$842.226 em 31 de dezembro de 2018, no Patrimônio Líquido:

Ajuste de Avaliação Patrimonial	Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Custo Atribuído – Celesc G (a)	15.153	15.706
Ajuste Passivo Atuarial – Celesc D (b)	(1.470.026)	(857.932)
Total	(1.454.873)	(842.226)

(a) O Custo Atribuído, mensurado ao valor justo na data da adoção inicial dos CPCs em 2009, foi reconhecido no Ajuste de Avaliação Patrimonial, no Patrimônio Líquido, líquido de Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos, em contrapartida ao Ativo Imobilizado. A sua realização é registrada em contrapartida à conta Lucros Acumulados na medida em que a depreciação do valor justo do imobilizado é reconhecida no resultado.

(b) Os ganhos e perdas atuariais decorrentes de ajuste pela experiência e nas mudanças das premissas atuariais são registrados diretamente no Patrimônio Líquido, como outros resultados abrangentes – Ajuste de Avaliação Patrimonial.

30. SEGUROS

As coberturas de seguros, em 31 de dezembro de 2019, foram contratadas pelos montantes a seguir indicados, consoante apólices de seguros:

Empresa	Ramo	Ativos Cobertos	Vigência	Consolidado
				Valor Segurado (i)
Celesc D	Seguro Garantia	Bens e Direitos da Concessão	29.12.2017 a 31.12.2020	300.000
Celesc D	Riscos Nomeados	Subestações	14.05.2019 à 14.05.2020	25.000
Celesc G	Incêndio/Raio/Explosão	Usinas e Subestações	08.08.2019 a 08.08.2020	24.272
Celesc G	Queda de Aeronave	Usinas e Subestações	08.08.2019 a 08.08.2020	12.136
Celesc G	Vendaval	Usinas e Subestações	08.08.2019 a 08.08.2020	12.136
Celesc G	Danos Elétricos	Usinas e Subestações	08.08.2019 a 08.08.2020	24.272

(i) As premissas e riscos adotados, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma auditoria das Demonstrações Financeiras, consequentemente não foram examinados pelos nossos auditores independentes.

31. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

A administração definiu os segmentos operacionais da Companhia, com base nos relatórios utilizados para a tomada de decisões estratégicas, revisados pela Diretoria Executiva.

A apresentação dos segmentos é consistente com os relatórios internos fornecidos à Diretoria Executiva da Companhia, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos.

As informações por segmento de negócios, revisadas pela Diretoria Executiva correspondente aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018, são as seguintes:

31 de dezembro de 2019					
Descrição	Controladora	Celesc D	Celesc G	Ajustes de Consolidação	Total
Receita Operacional Líquida – ROL	-	7.872.697	148.608	(5.396)	8.015.909
Custo das Vendas	-	(6.991.993)	(36.406)	5.396	(7.023.003)
Resultado Operacional Bruto	-	880.704	112.202	-	992.906
Despesas com Vendas	-	(214.954)	(5.607)	-	(220.561)
Despesas Gerais e Administrativas	(23.348)	(351.013)	(16.287)	-	(390.648)
Outras Receitas/Despesas Líquidas	(33)	61.011	10.848	-	71.826
Resultado de Equivalência Patrimonial	311.587	-	4.448	(272.435)	43.600
Resultado das Atividades	288.206	375.748	105.604	(272.435)	497.123
Receitas Financeiras	(4.557)	232.813	9.586	(5.652)	232.190
Despesas Financeiras	(74)	(301.354)	(12.557)	5.652	(308.333)
Resultado Financeiro, Líquido	(4.631)	(68.541)	(2.971)	-	(76.143)
Lucro Antes IRPJ e CSLL	283.575	307.207	102.633	(272.435)	420.980
IRPJ e CSLL	-	(109.034)	(28.371)	-	(137.405)
Lucro Líquido do Período	283.575	198.173	74.262	(272.435)	283.575
Informações Suplementares					
Total dos Ativos	1.491.187	8.409.618	701.244		
Total dos Passivos	84.063	7.895.967	186.467		

31 de dezembro de 2018					
Descrição	Controladora	Celesc D	Celesc G	Ajustes de Consolidação	Total (Reapresentado)
Receita Operacional Líquida – ROL	-	7.509.010	160.471	(4.937)	7.664.544
Custo das Vendas	-	(6.804.402)	(50.359)	4.937	(6.849.824)
Resultado Operacional Bruto	-	704.608	110.112	-	814.720
Despesas com Vendas	-	(218.439)	(14.933)	-	(233.372)
Despesas Gerais e Administrativas	(26.162)	(277.962)	(11.555)	-	(315.679)
Outras Receitas/Despesas Líquidas	(2.099)	98.560	(1.215)	-	95.246
Resultado de Equivalência Patrimonial	192.094	-	355	(172.752)	19.697
Resultado das Atividades	163.833	306.767	82.764	(172.752)	380.612
Receitas Financeiras	1.341	223.912	8.743	(5.587)	228.409
Despesas Financeiras	(142)	(312.791)	(14.488)	5.587	(321.834)
Resultado Financeiro, Líquido	1.199	(88.879)	(5.745)	-	(93.425)
Lucro Antes IRPJ e CSLL	165.032	217.888	77.019	(172.752)	287.187
IRPJ e CSLL	-	(96.378)	(25.777)	-	(122.155)
Lucro Líquido do Período	165.032	121.510	51.242	(172.752)	165.032
Informações Suplementares					
Total dos Ativos	1.849.198	8.900.025	665.427		
Total dos Passivos	48.342	7.918.726	202.801		

31.1. Receita Operacional Consolidada

Descrição	31	31
	dezembro 2019	dezembro 2018
Receita Operacional Bruta – ROB	12.883.003	12.518.824
Fornecimento de Energia Elétrica (a)	6.632.022	6.848.152
Fornecimento não faturado	(51.103)	80.415
Suprimento de Energia Elétrica (a)	479.063	383.262
Suprimento não faturado	(77)	6.812
Disponibilização da Rede Elétrica (i)	4.145.833	3.187.315
Atualização do Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	4.567	3.392
Receita Financeira Bonificação de Outorga (a)	43.461	41.366
Renda de Prestação de Serviços	2.422	2.664
Energia Elétrica de Curto Prazo	520.579	389.309
Receita de Ativos e Passivos Regulatórios	(181.623)	322.064
Outras Receitas Operacionais	17.113	15.617
Doações e Subvenções (ii)	728.841	785.091
Receita de construção	541.905	453.365
Deduções da Receita Operacional Bruta	(4.867.094)	(4.854.280)
ICMS	(2.300.184)	(2.124.182)
PIS	(202.862)	(197.779)
COFINS	(934.398)	(910.983)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(1.311.370)	(1.533.122)
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	(37.612)	(36.255)
Programa Eficiência Energética – PEE	(36.721)	(35.327)
Taxa de Fiscalização – ANEEL	(7.499)	(7.043)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	(1.028)	(907)
Outros Encargos (Bandeiras Tarifárias)	(35.420)	(8.682)
Receita Operacional Líquida – ROL	8.015.909	7.664.544

(i) Em atendimento ao Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Resolução Normativa nº 605/2014, a Celesc D efetuou a segregação da receita da TUSD de Consumidores Cativos de Fornecimento de Energia Elétrica p/ Disponibilidade da Rede Elétrica.

(ii) Valor repassado pela Eletrobras, referente ao ressarcimento dos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica. O montante da receita contabilizada como Subsídio CDE (Decreto nº 7.891/13) no exercício de 2019 foi de R\$640.533. As demais se referem ao Programa de Baixa Renda no montante de R\$10.493, fornecimento de Bandeiras CCRBT em R\$56.151 e diferença de reembolso CDE em R\$ 21.664.

a) Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica

A composição da receita bruta de fornecimento e suprimento de energia elétrica por classe de consumidores é a seguinte:

Descrição	Número de Consumidores (i)		MWh (i)		Receita Bruta	
	31	31	31	31	31	31
	dezembro 2019	dezembro 2018	dezembro 2019	dezembro 2018	dezembro 2019	dezembro 2018
Residencial	2.399.381	2.335.964	6.019.924	5.664.374	3.971.166	3.675.283
Industrial	110.895	106.836	10.453.888	10.224.281	1.671.722	1.985.129
Comercial	280.029	271.242	4.354.701	4.123.086	2.357.965	2.283.227
Rural	232.393	234.759	1.234.268	1.464.659	562.141	613.634
Poder Público	23.272	23.104	453.010	442.137	304.118	294.760
Iluminação Pública	855	788	655.903	648.539	268.528	267.408
Serviço Público	3.500	3.411	365.530	358.724	208.507	201.462
Reclassif. Rec. Disp. Rede Elét. Cons.Cat.	-	-	-	-	(2.763.228)	(2.392.336)
Total do Fornecimento	3.050.325	2.976.104	23.537.224	22.925.800	6.580.919	6.928.567
Suprimento de Energia	106	95	2.752.603	2.365.460	478.986	390.074
Receita Fin. Bonificação de Outorga	-	-	-	-	43.461	41.366
Total	3.050.431	2.976.199	26.289.827	25.291.259	7.103.366	7.360.007

(i) Informações não auditadas

31.2. Custos e Despesas Operacionais Consolidadas

Os custos e despesas operacionais consolidados são compostos pelas seguintes naturezas de gastos:

31 de dezembro 2019					
Descrição	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas com Vendas	Outras Despesas/ Receitas Líquidas	Total
Energia Elétrica Comprada p/ Revenda (a)	4.706.429	-	-	-	4.706.429
Encargos de Uso da Rede Elétrica (a)	843.134	-	-	-	843.134
Proinfa (a)	186.193	-	-	-	186.193
Pessoal (b)	398.840	197.783	64.893	24.757	686.273
Administradores	-	8.770	-	-	8.770
Despesa Atuarial (CPC 33)	-	54.585	-	-	54.585
Entidade de Previdência Privada (b)	18.297	8.136	2.858	-	29.291
Material	10.398	6.742	-	-	17.140
Custo de Construção	541.905	-	-	-	541.905
Custos e Serviços de Terceiros	108.917	79.648	57.641	966	247.172
Depreciação e Amortização	199.547	26.178	-	1.971	227.696
Provisões Líquidas	-	-	30.417	(29.957)	460
Doações, Contribuições e Subvenções	-	-	-	624	624
Compartilhamento de Infraestrutura (c)	2.008	19.574	684	(126.180)	(103.914)
Outros Custos e Despesas	7.335	(10.768)	64.068	55.993	116.628
Total	7.023.003	390.648	220.561	(71.826)	7.562.386

31 de dezembro 2018					
Descrição	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas com Vendas	Outras Despesas/ Receitas líquidas (Reapresentado)	Total
Energia Elétrica Comprada p/ Revenda (a)	4.615.416	-	-	-	4.615.416
Encargos de Uso da Rede Elétrica (a)	914.390	-	-	-	914.390
Proinfa (a)	158.107	-	-	-	158.107
Pessoal (b)	397.441	160.846	61.727	13.817	633.831
Administradores	-	8.461	-	-	8.461
Despesa Atuarial (CPC 33)	-	27.067	-	-	27.067
Entidade de Previdência Privada (b)	20.338	7.542	3.066	-	30.946
Material	9.351	6.107	-	-	15.458
Custo de Construção	453.365	-	-	-	453.365
Custos e Serviços de Terceiros	84.716	74.045	55.124	691	214.576
Depreciação e Amortização	189.599	23.345	-	1.971	214.915
Provisões Líquidas	-	-	46.432	(33.294)	13.138
Doações, Contribuições e Subvenções	-	-	-	410	410
Compartilhamento de Infraestrutura (c)	2.068	16.494	677	(114.713)	(95.474)
Outros Custos e Despesas	5.033	(8.228)	66.346	35.872	99.023
Total	6.849.824	315.679	233.372	(95.246)	7.303.629

a) Energia Elétrica Comprada p/ Revenda

Descrição	31		31	
	dezembro	GWh (i)	dezembro	GWh (i)
	2019		2018	
			(Reapresentado)	
Aliança Geração de Energia S.A.	50.787	276	52.040	276
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras	861.349	3.714	807.903	3.772
Engie Brasil Energia Comercializadora.	298.617	1.298	287.793	1.298
Centrais Elétricas de Pernambuco S.A.	28.690	277	45.133	277
Petrobrás S.A.	243.641	1.821	353.577	1.821
Companhia Energética de Petrolina – CEP	28.983	200	53.769	200
Serra do Facão Energia S.A.	20.857	93	20.498	93
Furnas Centrais Elétricas S.A.	130.037	1.100	121.563	1.028
Cemig Geração e Transmissão S.A.	165.136	691	160.778	851
Companhia Energética Potiguar	17.002	133	18.666	134
Delta Comercializado de Energia	15.212	76	2.427	-
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. – EMAE	13.606	43	8.740	38
Companhia Hidreletrica Teles Pires	12.928	151	12.317	151
Companhia Energética de São Paulo – CESP	63.464	286	61.164	286
UHE São Simão Energia S.A.	44.419	323	47.005	216
Energética Suape II S.A.	25.458	203	52.424	203
Eletrobras Termonuclear S.A.	160.574	698	159.039	705
Porto do Pecem Geração de Energia	97.053	472	121.765	472
Foz do Chapecó Energia S.A.	45.088	199	43.428	199
Companhia Energética Estreito	42.859	197	41.305	197
Amazonas Geração e Transmissão de Energia	41.750	178	-	-
UTE Porto do Itaquí Geração de Energia	47.372	242	47.709	242
Santa Cruz Power Corp. Usinas Hidro	11.111	50	10.904	50
Companhia Energética Jaguará	10.108	70	9.913	63
Linhares Geração S.A.	12.630	33	12.983	33
EOL São Clemente	10.448	66	-	-
Rio PCH I S.A.	11.793	52	11.515	52
Rio Paraná Energia S.A.	86.996	541	77.299	484
Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	10.731	50	10.323	50
Empresa Energética Porto das Pedras	11.284	50	10.856	50
Açucareira Quata	12.176	67	-	-
ENEL Green Power S.A.	12.785	6	8.790	44
Cia de Ger. Term. de E.E. – Eletrobras CGTEE	21.668	139	15.026	97
Ventos de Santo Antonio Geradora	18.248	1	1.987	1
Norte Energia S.A.	146.406	1.243	138.104	1.242
Cia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF	76.175	1.509	55.656	1.348
Santo Antônio Energia S.A.	173.876	1.284	89.224	686
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A.	13.354	54	-	-
Outros	328.811	2.172	262.506	2.290
Sub Total	3.423.483	20.058	3.234.129	18.949
Energia Elétrica Comprada p/ Revenda – CP	1.282.946	(1.357)	1.381.287	(756)
Encargo de Uso da Rede Elétrica	843.134	-	914.390	-
Proinfra	186.193	383	158.107	379
Sub Total	2.312.273	(974)	2.453.784	(377)
Total	5.735.756	19.084	5.687.913	18.572

(i) Informações não auditadas

b) Pessoal e Previdência Privada

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31	31	31	31
	dezembro	dezembro	dezembro	dezembro
	2019	2018	2019	2018
Pessoal	8.699	13.415	686.273	633.831
Remunerações	8.193	12.962	289.813	291.366
Encargos Sociais	296	265	119.327	117.385
Participação nos Lucros e Resultados	-	-	37.546	33.132
Benefícios Assistenciais	-	-	64.844	42.802
Provisões e Indenizações	78	116	174.536	149.020
Outros	132	72	207	126
Previdência Privada – Celos	-	12	29.291	30.946
Total	8.699	13.427	715.564	664.777

c) Compartilhamento de Infraestrutura

Refere-se a utilização de pontos de fixação nos postes da Celesc D, realizada por terceiros, para a prestação de serviços de telecomunicações de interesse coletivo. Tais como: Telefonia, Internet, Tv a Cabo e outros.

31.3. Resultado Financeiro

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018	31 dezembro 2019 (Reapresentado)	31 dezembro 2018
Receitas Financeiras	(4.557)	1.341	232.190	228.409
Renda de Aplicações Financeiras	1.014	1.300	28.493	17.255
Acréscimos Moratórios s/ Faturas de Energia Elétrica	-	-	109.581	93.306
Variações Monetárias	-	-	58.842	28.528
Atualização Monetária s/ Ativos Financeiro – CVA	-	-	43.247	96.079
Deságio Fornecedor	-	-	72	141
Renda de Dividendos	7	5	7	5
Juros s/ Capital Próprio – JCP	60.183	-	60.183	-
Reversão de Juros s/ Capital Próprio – JCP	(60.183)	-	(60.183)	-
Reversão da Provisão p/ Perdas de Ativo Financeiro	-	-	220	80
Outras Receitas Financeiras	32	107	8.278	5.089
(-) PIS/COFINS s/ Receita Financeira	(5.610)	(71)	(16.550)	(12.074)
Despesas Financeiras	(74)	(142)	(308.333)	(321.834)
Encargos de Dívidas	-	-	(112.254)	(44.600)
Atualização Reserva Matemática a Amortizar	-	-	(36.348)	(44.465)
Imposto s/ Operações Financeiras – IOF	-	-	(5.697)	-
Variações Monetárias	-	(3)	(61.331)	(17.710)
Juros s/ Capital Próprio – JCP	(51.838)	-	(65.435)	-
Reversão de Juros s/ Capital Próprio – JCP	51.838	-	65.435	-
Atualização P&D e Eficiência Energética	-	-	(15.797)	(16.476)
Atualização Monetária s/ Ativo Financeiro – CVA	-	-	(44.472)	(114.798)
Atualização CDE	-	-	(15.511)	(46.331)
Juros e Custas com Debêntures	-	-	(13.387)	(33.316)
Outras Despesas Financeiras	(74)	(139)	(3.536)	(4.138)
Resultado Financeiro	(4.631)	1.199	(76.143)	(93.425)

32. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES DA CELESC D

32.1. Balanço Patrimonial

Ativo	2019	2018
Circulante	2.133.010	4.237.296
Caixa e Equivalentes de Caixa	400.090	631.262
Contas a Receber de Clientes	1.403.888	1.575.606
Estoques	14.594	8.488
Tributos a Recuperar	65.740	61.160
Subsídio Decreto nº 7.891/2013	53.236	1.511.003
Ativo Financeiro – CVA	-	226.737
Outros	195.462	223.040
Não Circulante	6.276.608	4.689.251
Realizável à Longo Prazo	2.827.793	1.401.659
Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	523.543	438.609
Contas a Receber de Clientes	44.683	51.634
Tributos Diferidos	1.004.094	712.532
Tributos a Recuperar	1.090.907	19.319
Depósitos Judiciais	147.344	150.318
Ativo Financeiro – CVA	12.678	26.522
Outros	4.544	2.725
Intangível	3.448.815	3.287.592
Total do Ativo	8.409.618	8.926.547

Passivo	2019	2018
Circulante	2.347.280	4.472.487
Fornecedores	989.272	1.003.457
Empréstimos Moeda Nacional	377.317	320.322
Empréstimos Moeda Estrangeira	6.306	767
Debêntures	69.644	104.425
Obrigações Trabalhistas e Previdenciárias	211.516	207.892
Tributos a Recolher	194.446	207.393
Dividendos e Juros s/ Capital Próprio – JCP Declarados	47.066	28.859
Taxas Regulamentares	165.049	2.269.081
Partes Relacionadas	18.831	108.148
Passivo Atuarial (CPC 33)	176.528	162.638
Passivos Financeiros – CVA	25.142	-
Outros Passivos	66.163	59.505
Não Circulante	5.548.687	3.472.761
Empréstimos Moeda Nacional	435.718	325.026
Empréstimos Moeda Estrangeira	468.290	272.686
Debêntures	181.760	248.018
Taxas Regulamentares	187.073	103.411
Obrigações Trabalhistas e Previdenciárias	48.186	46.988
Passivo Atuarial (CPC 33)	2.661.948	1.842.197
Provisão p/ Contingências	500.474	631.959
PIS/COFINS a ser Restituído a Consumidores	1.065.238	-
Outros Passivos	-	2.476
Patrimônio Líquido	513.651	981.299
Capital Social Realizado	1.053.590	1.053.590
Reservas de Lucro	930.087	785.641
Ajuste de Avaliação Patrimonial	(1.470.026)	(857.932)
Total do Passivo	8.409.618	8.926.547

32.2. Demonstração de Resultados

Descrição	2019	2018 (Reapresentado)
Receita Operacional Líquida – ROL	7.872.697	7.509.010
Receita de Vendas e Serviço de Energia Elétrica	7.507.848	6.730.189
Receita de Ativo/(Passivo) Financeiro (CVA)	(181.623)	322.064
Receita de Construção – CPC 47	541.905	453.365
Atualização do Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	4.567	3.392
Custos de Vendas/Serviços Prestados	(6.991.993)	(6.804.402)
Custo das Mercadorias Vendidas	(5.718.991)	(5.655.679)
Custo dos Serviços Prestados	(731.097)	(695.358)
Custo de Construção – CPC 47	(541.905)	(453.365)
Resultado Operacional Bruto	880.704	704.608
Despesas Operacionais	(504.956)	(397.841)
Despesas com Vendas	(214.954)	(218.439)
Despesas Gerais e Administrativas	(351.013)	(277.962)
Outras Despesas Operacionais	61.011	98.560
Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro	375.748	306.767
Resultado Financeiro	(68.541)	(88.879)
Receitas Financeiras	232.813	223.912
Despesas Financeiras	(301.354)	(312.791)
Lucro Antes do IRPJ e da CSLL	307.207	217.888
IRPJ e CSLL)	(109.034)	(96.378)
Corrente	(85.275)	(82.479)
Diferido	(23.759)	(13.899)
Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício	198.173	121.510

32.2.1. Receita Operacional

Descrição	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Receita Operacional Bruta – ROB	12.723.988	12.346.296
Fornecimento de Energia Elétrica (a)	6.600.634	6.812.020
Fornecimento Não Faturado	(50.194)	78.930
Suprimento de Energia Elétrica (a)	391.502	294.191
Ativos e Passivos Financeiros (CVA)	(181.623)	322.064
Disponibilização da Rede Elétrica	4.148.242	3.189.653
Energia de Curto Prazo	520.579	389.309
Doações e Subvenções	728.841	785.091
Receita de Construção	541.905	453.365
Atualização Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	4.567	3.392
Outras Receitas Operacionais	19.535	18.281
Deduções da Receita Operacional Bruta	(4.851.291)	(4.837.286)
ICMS	(2.300.184)	(2.124.182)
PIS	(200.435)	(195.123)
COFINS	(923.218)	(898.748)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(1.311.370)	(1.533.122)
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	(36.721)	(35.327)
Programa Eficiência Energética – PEE	(36.721)	(35.327)
Taxa de Fiscalização	(7.222)	(6.775)
Outros Encargos	(35.420)	(8.682)
Receita Operacional Líquida – ROL	7.872.697	7.509.010

a) Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica

A composição da Receita Bruta de fornecimento e suprimento de energia elétrica por classe de consumidores é a seguinte:

Descrição	Número de Consumidores (i)		MWh (i)		Receita Bruta	
	31	31	31	31	31	31
	dezembro 2019	dezembro 2018	dezembro 2019	dezembro 2018	dezembro 2019	dezembro 2018
Residencial	2.399.381	2.335.964	6.019.924	5.664.374	3.971.166	3.675.283
Industrial	110.887	106.825	0.349.990	10.084.548	1.649.602	1.955.804
Comercial	280.028	271.240	4.301.892	4.067.724	2.349.606	2.274.935
Rural	232.393	234.759	1.234.268	1.464.659	562.141	613.634
Poder Público	23.272	23.104	453.010	442.137	304.118	294.760
Iluminação Pública	855	788	655.903	648.539	268.528	267.408
Serviço Público	3.500	3.411	365.530	358.724	208.507	201.462
Reclassif. Receita Disp. Rede Elét.– Cons.Cativo	-	-	-	-	(2.763.228)	(2.392.336)
Total do Fornecimento	3.050.316	2.976.091	23.380.517	22.730.705	6.550.440	6.890.950
Suprimento de Energia	51	46	2.216.914	1.833.559	391.502	294.191
Total	3.050.367	2.976.137	25.597.431	24.564.264	6.941.942	7.185.141

(i) Informações não auditadas

32.2.2. Custos e Despesas Operacionais

Descrição	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas Vendas	31 de dezembro de 2019	
				Outras Despesas/ Receitas Líquidas	Total
Energia Elétrica Comprada p/ Revenda	5.718.991	-	-	-	5.718.991
Pessoal	397.887	176.715	63.938	24.711	663.251
Despesa Atuarial	-	54.585	-	-	54.585
Entidade Previdência Privada	18.297	8.136	2.858	-	29.291
Material	10.131	6.637	-	-	16.768
Custo de Construção	541.905	-	-	-	541.905
Custos e Serviços de Terceiros	101.987	72.480	57.029	966	232.462
Depreciação e Amortização	195.065	25.293	-	-	220.358
Provisões Líquidas	-	-	26.548	(12.968)	13.580
Outros Custos e Despesas	7.730	7.167	64.581	(73.720)	5.758
Total	6.991.993	351.013	214.954	(61.011)	7.496.949

Descrição	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas Vendas	31 de dezembro de 2018 (Reapresentado)	
				Outras Despesas/ Receitas Líquidas	Total
Energia Elétrica Comprada p/ Revenda	.655.679	-	-	-	5.655.679
Pessoal	394.586	139.435	61.061	13.817	608.899
Despesa Atuarial	-	27.067	-	-	27.067
Previdência Privada	20.338	7.530	3.066	-	30.934
Material	9.018	6.060	-	-	15.078
Custo de Construção	453.365	-	-	-	453.365
Custos e Serviços de Terceiros	79.002	68.468	54.569	691	202.730
Depreciação e Amortização	184.930	22.408	-	-	207.338
Provisões Líquidas	-	-	32.778	(34.217)	(1.439)
Outros Custos e Despesas	7.484	6.994	66.965	(78.851)	2.592
Total	.804.402	277.962	218.439	(98.560)	7.202.243

33. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES DA CELESC G

33.1. Balanço Patrimonial

Ativo	2019	2018
Circulante	189.225	99.344
Caixa e Equivalentes de Caixa	137.640	50.035
Contas a Receber de Clientes	18.116	17.301
Estoques	102	148
Tributos a Recuperar	635	179
Despesas Antecipadas	134	134
Dividendos a Receber	-	89
Ativo Financeiro – Bonificação de Outorga	32.597	31.433
Outros	1	25
Não Circulante	512.019	566.083
Realizável à Longo Prazo	273.329	347.006
Partes Relacionadas	488	92.873
Depósitos Judiciais	369	354
Tributos a Recuperar	1.938	1.773
Ativo Financeiro Indenizatório – Concessão	2.421	2.421
Ativo Financeiro – Bonificação de Outorga	258.113	249.585
Adiantamento p/ Futuro Aumento de Capital	10.000	-
Investimentos	61.297	56.033
Imobilizado	174.778	160.029
Intangível	2.615	3.015
Total do Ativo	701.244	665.427

Passivo	2019	2018
Circulante	76.249	67.276
Fornecedores	7.109	3.544
Debentures	35.489	26.964
Tributos a Recolher	13.696	16.418
Taxas Regulamentares	965	246
Dividendos a Pagar	17.637	19.147
Partas Relacionadas	1.276	872
Outros	77	85
Não Circulante	110.218	135.525
Debentures	87.052	121.855
Tributos Diferidos	19.596	10.144
Taxas Regulamentares	2.352	2.537
Provisão p/ Contingências	1.218	989
Patrimônio Líquido	514.777	462.626
Capital Social	250.000	250.000
Reserva Legal	17.604	13.891
Reserva de Retenção de Lucros	228.493	180.595
Dividendos a Disposição da AGO	3.527	2.434
Ajuste de Avaliação Patrimonial	15.153	15.706
Total do Passivo	701.244	665.427

33.2. Demonstração de Resultados

Descrição	2019	2018
Receita Operacional Líquida – ROL	148.608	160.471
Receita Líquida de Vendas	148.608	160.471
Custos de Vendas	(36.406)	(50.359)
Custo de Operação	(36.406)	(50.359)
Lucro Bruto	112.202	110.112
Despesas Operacionais	(6.598)	(27.348)
Com Vendas	(5.607)	(14.933)
Gerais e Administrativa	(16.287)	(11.555)
Outras Despesas/Receitas Líquidas	10.848	(1.215)
Resultado de Equivalência Patrimonial	4.448	355
Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro	105.604	82.764
Resultado Financeiro	(2.971)	(5.745)
Receitas Financeiras	9.586	8.743
Despesas Financeiras	(12.557)	(14.488)
Lucro Antes do IRPJ e da CSLL	102.633	77.019
IRPJ e CSLL	(28.371)	(25.777)
Corrente	(18.918)	(25.248)
Diferido	(9.453)	(529)
Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício	74.262	51.242

33.2.1. Receita Operacional

Descrição	31 dezembro 2019	31 dezembro 2018
Receita Operacional Bruta – ROB	164.411	177.465
Fornecimento de Energia Elétrica (a) – Industrial	22.120	29.325
Fornecimento de Energia Elétrica (a) – Comercial	8.359	8.292
Suprimento de Energia Elétrica (a)	71.736	75.898
Energia Elétrica de Curto Prazo (a)	18.735	22.584
Atualização/Juros Retorno Bonificação de Outorga	43.461	41.366
Deduções da Receita Operacional	(15.803)	(16.994)
PIS	(2.427)	(2.656)
COFINS	(11.180)	(12.235)
Taxa Fiscalização ANEEL	(277)	(268)
Pesquisa e desenvolvimento – P&D	(891)	(928)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	(1.028)	(907)
Receita Operacional Líquida – ROL	148.608	160.471

a) Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica

Descrição	Número de Consumidores (i)		MWh (i)		Receita Bruta	
	31	31	31	31	31	31
	dezembro	dezembro	dezembro	dezembro	dezembro	dezembro
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica						
Industrial	8	11	103.898	139.733	22.120	29.325
Comercial, Serviços e Outros	1	2	52.809	55.362	8.359	8.292
Suprimento de Energia	55	49	492.076	503.658	71.736	75.898
Energia Elétrica de Curto Prazo (CCEE)	-	-	43.613	28.242	18.735	22.584
Atualização/Juros Retorno Bonificação de Outorga	-	-	-	-	43.461	41.366
Total	64	62	692.396	726.995	164.411	177.465

(i) Informações não auditadas

33.2.2. Custos e Despesas Operacionais

Descrição	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas de Vendas	31 de dezembro 2019	
				Outras Despesas/Receitas Líquidas	Total
Energia Elétrica Comprada p/ Revenda	19.752	-	-	-	19.752
Encargos de Uso da Rede Elétrica	2.409	-	-	-	2.409
Pessoal	953	12.415	955	-	14.323
Material	267	105	-	-	372
Custos e Serviços de Terceiros	6.930	2.303	612	-	9.845
Depreciação e Amortização	4.482	866	-	-	5.348
Seguros	230	-	-	-	230
Provisões Líquidas	-	-	3.869	(14.903)	(11.034)
Tributos	(307)	103	171	-	(33)
Aluguéis	-	411	-	-	411
Doações	-	-	-	624	624
Outros Custos e Despesas	1.690	84	-	3.431	5.205
Total	36.406	16.287	5.607	(10.848)	47.452

Descrição	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas de Vendas	31 de dezembro 2018	
				Outras Despesas/Receitas Líquidas	Total
Energia Elétrica Comprada p/ Revenda	15.340	-	-	-	15.340
Encargos de Uso da Rede Elétrica	2.301	-	-	-	2.301
Pessoal	5.299	10.901	295	-	16.495
Material	181	79	-	-	260
Custos e Serviços de Terceiros	5.000	1.745	507	-	7.252
Depreciação e Amortização	14.315	1.433	-	-	15.748
Seguros	300	151	-	-	451
Provisões Líquidas	-	-	6.169	(3.029)	3.140
Tributos	(295)	162	72	-	(61)
Aluguéis	-	289	-	-	289
Doações	-	-	-	600	600
Outros Custos e Despesas	(100)	66	-	82	48
Total	42.341	14.826	7.043	2.347	61.863

34. EVENTO SUBSEQUENTE

34.1. Contrato de Mútuo

Em reunião ordinária do Conselho de Administração, realizada em 21 de janeiro de 2020, foi aprovado o repasse de recursos da Celesc G para a Celesc D na forma de Contrato de Mútuo. A finalidade da operação é para capital de giro e a anuência da ANEEL foi dada por meio do Despacho nº 3679/2019 de 27 de dezembro de 2019.

O contrato foi assinado em 26 de fevereiro de 2020, com vigência para 12 (doze) meses. Os repasses foram feitos nos valores de R\$40 milhões na data da assinatura e R\$50 milhões no dia seguinte, totalizando R\$90 milhões, que equivalem ao limite estabelecido.

Os juros remuneratórios da operação são correspondentes a 96,75% do CDI ao ano, da variação acumuladas das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, *over* extra grupo, base 252 dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3.

34.2. Aumento de Capital

Na mesma reunião ordinária, realizada em 21 de janeiro de 2020, o Conselho de Administração aprovou a proposta de alteração do Estatuto Social da Companhia, aumentando o valor do Capital Social Autorizado para R\$2.600.000.000,00 (Dois Bilhões e Seiscentos Milhões de Reais). O valor atual é de R\$1.340.000.000,00 (Um Bilhão e Trezentos e Quarenta Milhões de Reais).

Além do aumento do Capital Social Autorizado, aprovou, também o aumento do Capital Social Integralizado para R\$2.480.000.000,00 (Dois Bilhões e Quatrocentos e Oitenta Milhões de Reais). O valor atual é de R\$ R\$1.340.000.000,00 (Um Bilhão e Trezentos e Quarenta Milhões de Reais) e a integralização será realizada com a incorporação de parte das Reservas de Retenção de Lucros de anos anteriores, sem qualquer emissão de novas ações.

O novo Estatuto Social foi encaminhado à Casa Civil do Governo do Estado de Santa Catarina, seguindo o rito natural desse ato societário, que já se manifestou favorável à proposta, enviando o processo para a Assembleia Legislativa.

O assunto, no momento, está sendo analisado pela Comissão de Constituição e Justiça e deverá, ainda, passar pela Comissão de Finanças e Tributação e pela Comissão de Economia, Ciência, Tecnologia, Minas e Energia antes de ser enviado ao Pleno para votação e aprovação.