

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\$2.480.000.000,00, 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.

1.1. Pandemia do Coronavírus – Covid-19

A Companhia vem acompanhando as ações que estão sendo discutidas no âmbito dos diversos órgãos governamentais, assim como implantando medidas de combate aos impactos que a pandemia pode provocar em seu resultado econômico e financeiro.

1.1.1. Ações no Setor Elétrico

1.1.1.1. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

A ANEEL aprovou, em reunião pública de diretoria, a regulamentação da Conta COVID, emitindo a Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020. A norma definiu, ainda, critérios e procedimentos para gestão da Conta COVID, estabelecendo limites de captação de recursos por distribuidoras fundamentados na perda de arrecadação e mercado de cada agente de distribuição. A regra detalha, ainda, os itens de custo que podem ser cobertos pela Conta e o fluxo operacional dos repasses.

A Celesc D aderiu ao Termo de Aceitação da Resolução Normativa nº 885/2020, referente ao Decreto nº 10.320/2020 (Conta COVID) da ANEEL. O valor total requerido foi de R\$583,2 milhões, referente aos valores estipulados pela ANEEL. Esse montante representou 100% do valor máximo da operação estabelecido para a Companhia.

A ANEEL aprovou, no dia 21 de julho de 2020, por meio do Despacho nº 2086/2020, os Contratos de Operação de Crédito da Conta COVID. Esses contratos foram firmados entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e 16 instituições financeiras, conforme previsto no Decreto nº 10.350/2020 e na Resolução Normativa nº 885/2020. A decisão da ANEEL detalha os aspectos técnicos e jurídicos dos contratos amplamente discutidos e aprimorados em diálogo intenso entre a ANEEL, a CCEE e as instituições financeiras. Durante a discussão, foram estabelecidas as garantias, o valor bruto da linha de crédito aberta, a remuneração, a forma de cálculo, a aplicação de juros e multa de mora, o período de carência, o prazo de amortização, a destinação dos recursos e os documentos necessários da operação.

Em 31 de julho de 2020, a Celesc D foi creditada com os recursos oriundos da Conta COVID em seu valor integral. O lastro para o recebimento do valor foram itens contabilizados de ativos regulatórios na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens de Parcela A – CVA. Com a antecipação do recebimento desses valores de forma à vista, que seriam recebidos pelo consumidor durante o ciclo tarifário (12 meses), já foi realizada no processo tarifário de 2020 a inserção de componente financeiro negativo com efeito em 12 (doze) meses, de agosto de 2020 a julho de 2021.

Quanto aos consumidores, a medida permitiu uma postergação desse efeito, que seria percebido em um único ciclo, para até cinco ciclos tarifários, iniciando em agosto de 2021. O montante a ser inserido no próximo ciclo, que se inicia em agosto de 2021 e vai até julho de 2022, foi definido por meio do Despacho nº 181, de 26 de janeiro de 2021, posteriormente retificado pelo Despacho nº 939, de 05 de abril de 2021, com valor de R\$233,7 milhões, sendo equivalente a um quarto do valor total. As próximas três quotas anuais ainda serão definidas por meio da Agência Reguladora.

Em 1º de Abril de 2021, foi publicada no Diário Oficial da União a Resolução Normativa ANEEL nº 928, de 26 de março de 2021, do Ministério de Minas e Energia, a fim de estabelecer medidas para preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência da pandemia de coronavírus (COVID-19), revogando as Resoluções Normativas nº 878, de 24 de março de 2020; nº 886, de 15 de junho de 2020; e nº 891, de 21 de julho de 2020.

A normativa, em síntese, estabelece as possibilidades de vedação de suspensão de energia elétrica dos consumidores e dispõe sobre determinações procedimentais das distribuidoras durante o período excepcional.

No dia 15 de junho de 2021, a diretoria do ente regulador decidiu manter a decisão de suspender o corte de energia por inadimplência dos consumidores de baixa renda em todo o Brasil.

A medida, que se encerraria no dia 30 de junho, conforme a Resolução Normativa nº 928/2021, seguirá em vigor até 30 de setembro de 2021 para os consumidores da tarifa social de energia elétrica, contemplando aproximadamente 12 milhões de famílias.

Como discutido quando da aprovação da Resolução Normativa nº 928/2021, essa decisão da Agência, além de assegurar a preservação do fornecimento aos consumidores mais vulneráveis, objetiva uniformizar o tratamento a ser aplicado pelas distribuidoras de energia elétrica, uma vez que governos locais têm emitido decretos para abordar questões associadas ao fornecimento de energia, tratando, inclusive, questões relacionadas à suspensão. Esse assunto foi recentemente objeto de análise do Supremo Tribunal Federal – STF, que reconheceu como constitucional a lei que proíbe o corte de energia durante a pandemia.

Foi definido também o diferimento do pagamento pelas distribuidoras por não atendimento dos indicadores de continuidade individual e de conformidade de tensão em regime permanente. A diretoria da ANEEL definiu que as compensações não realizadas aos consumidores serão creditadas até a fatura emitida em 31 de março de 2022.

1.1.1.2. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE

A ABRADEE discutiu várias possibilidades em seu Conselho Diretor, abrindo duas vertentes de trabalho: a primeira, abordando uma solução imediata com os entes setoriais ao caixa da distribuidora e a segunda, criando dois grupos temáticos, dos quais a Celesc D participa, por meio da coordenação de sua área regulatória:

G1: Rateio da inadimplência intrassetorial (formulação de posicionamento da ABRADEE sobre as notificações emitidas pelas associadas), trabalho que continua por meio de envio e monitoramento das informações diárias de energia e demanda faturada, energia injetada e valores arrecadados das faturas por meio do Ofício Circular nº 5/2020-DR/ANEEL, de 10 de agosto de 2020, que prorrogou a solicitação das informações até julho de 2021.

G2: Formulação da nova Conta Covid e do Ativo Regulatório da Parcela B.

A Celesc D participa, por meio da coordenação de sua área regulatória, dos dois grupos e, nesse momento, ambos os ambientes temáticos junto às consultorias contratadas definem novas estratégias, alinhadas ao Conselho Diretor, para reduzir o impacto no ambiente de distribuição de energia.

Ademais, a Celesc D, junto a ABRADEE, traz elementos essenciais para as deliberações do ente regulador e das ações do próprio Ministério de Minas e Energia.

1.1.2. Ações na Companhia

1.1.2.1. Proteção ao Caixa da Celesc D

Para manter a hígidez do fluxo de caixa de curto prazo, a Celesc D dispõe do cartão de crédito para a realização de alguns tipos de transações, como pagamento de boletos.

Adicionalmente ao uso de linhas especiais de crédito, a Celesc D adotou as seguintes medidas de proteção ao caixa:

a) compensação dos créditos referentes à ação judicial transitada em julgado da Celesc D sobre a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da Cofins;

b) realização de captação, por meio de Nota Promissória, no valor total de R\$489 milhões, com custos de CDI + 4,5% e prazo de liquidação de 12 meses. A referida captação entrou no caixa da Celesc no dia 29 de maio de 2020 e foi liquidada no final de maio de 2021, no formato *bullet*;

c) realização de captação, por meio de emissão de debêntures da Celesc D (4ª emissão), no valor total de R\$550 milhões, com custo de CDI + 2,6%, que teve entrada no caixa da Companhia em 7 de maio de 2021. O prazo total da operação é de 60 meses, havendo uma carência de 18 meses para pagamento de principal, período em que serão pagos apenas juros com periodicidade trimestral. Após a carência, as amortizações de principal e os pagamentos de juros serão feitos mensalmente. Quando ao fim dessa carência, as amortizações e pagamentos de juros serão de periodicidade mensal.

1.1.2.2. Enfrentamento da Pandemia

A Companhia mantém para 2021 medidas de caráter preventivo, quais sejam:

a) disponibilização de álcool gel e máscaras nos pontos de atendimento a clientes;

- b) suspensão de viagens interestaduais e internacionais a trabalho;
- c) obrigação aos empregados que retornarem de viagens ao exterior de não comparecer ao local de trabalho nos 7 dias após sua chegada e, após o prazo, entrar em contato com a equipe médica da Companhia para avaliação;
- d) obrigação aos empregados que apresentarem sintomas de contaminação pelo Covid-19 (sintomáticos) para afastamento do trabalho pelo período mínimo de 14 (quatorze) dias, contados do retorno da viagem ou contato, conforme determinação médica;
- e) possibilidade de trabalho remoto aos empregados com 60 anos ou mais, que sejam portadores de doenças respiratórias crônicas, que morem com idosos com doenças crônicas ou com pessoas que estiveram no exterior nos últimos sete dias, às gestantes, às lactantes e àqueles que possuam filhos em idade escolar, cujas aulas tenham sido suspensas, e não possuem outro responsável para seu cuidado ou necessitam revezar nessa atividade, bem como a possibilidade de implantação pela gerência de cada área de um sistema de rodízio de *home office* para os demais empregados da administração, devendo ser mantidos os serviços essenciais necessários;
- f) manutenção, até o presente momento, de parte dos empregados em *home office*, com retorno gradual das atividades administrativas e de suporte, porém, com prioridade dessa modalidade até 31 de julho de 2021.

2. PERFIL EMPRESARIAL

2.1. Subsidiárias Integrais

2.1.1. Celesc Distribuição S.A. – Celesc D

A Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – Celesc, assinou em 22 de julho de 1999 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.

Em 29 de setembro de 2006, foi constituída a Celesc D, sociedade anônima de capital fechado, conforme autorizado pela Lei Estadual nº 13.570/2005. Com o processo de desverticalização em 2006, a atividade de distribuição foi repassada à Celesc D.

Em 9 de dezembro de 2015, em processo conduzido pelo Ministério de Minas e Energia – MME, a Celesc D assinou o 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 56/99, prorrogando assim a concessão por mais 30 anos. O contrato de concessão, assim como o 5º Termo Aditivo que prorrogou a concessão, estão dentro do escopo do ICPC01.

A Celesc D atua no segmento de distribuição de energia elétrica e atende, total ou parcialmente, 285 municípios, contabilizando 3.180.471 unidades consumidoras. Do total atendido, 264 municípios constam no contrato de concessão da distribuidora (263 em Santa Catarina e 1 no Paraná) e 21 municípios são atendidos a título precário, localizados em áreas de concessões de outras distribuidoras (17 em Santa Catarina e 4 no Paraná). O atendimento a título precário ocorre, conforme regulamentação da ANEEL, por razões de conveniência técnica e econômica, decorrentes da inexistência de rede da concessionária titular da concessão. Adicionalmente, a Celesc D é responsável pelo suprimento de energia elétrica para atendimento de 4 concessionárias e 20 permissionárias de distribuição, que atuam em municípios catarinenses não atendidos pela Empresa.

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 ANEEL.

a) 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, 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.

b) Reajuste Tarifário Anual de 2020

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.756, de 21 de agosto de 2020, homologou o Reajuste Tarifário Anual – RTA da Celesc D, a ser aplicado a partir do dia 22 de agosto de 2020. O referido reajuste resultou em um efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, da ordem de 8,14%, sendo de 7,67%, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de 8,42%, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

Os Encargos Setoriais têm participação de 2,11%, os custos com transmissão participam com 3,38%, as despesas de energia impactam em 5,89%, os custos da distribuidora participam com 0,54%, os componentes financeiros do processo atual acarretam com -0,64% e o efeito da retirada dos componentes financeiros do processo ordinário anterior é de -3,19%.

Em 4 de setembro de 2020, o Juiz da 2ª Vara Federal de Florianópolis entendeu, em juízo de cognição sumária, que o reajuste autorizado pela ANEEL na Resolução Homologatória nº 2.756, de 18 de agosto de 2020, viola, neste momento, o Princípio do Equilíbrio Financeiro-Econômico e a Teoria da Imprevisão, nos termos do art. 6º, V, do Código de Defesa do Consumidor, razão pela qual suspendeu a sua aplicação durante o período de calamidade pública previsto no Decreto Legislativo Federal nº 06/2020. A decisão liminar proferida nos autos da Ação Civil Pública nº 5018546-02.2020.4.04.7200/SC foi ajuizada pelo PROCON/SC.

A referida liminar teve como objeto a suspensão da implementação do reajuste da tarifa de energia elétrica no âmbito do Estado de Santa Catarina até o fim do estado de calamidade pública, por conta da pandemia do COVID-19, reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 06/2020, com efeitos até 31 de dezembro de 2020. Ainda em juízo, foi determinado que a Celesc, no caso de já ter enviado aos consumidores a fatura com o novo reajuste, procedesse ao envio de nova conta de luz com o valor sem o reajuste e, no caso de o usuário já ter pago a conta de luz pelo valor reajustado, que fosse realizado o crédito do montante correspondente na fatura do mês seguinte.

Contra a decisão liminar, a Celesc apresentou recurso no Tribunal Regional Federal da 4ª Região (5044167-67.2020.4.04.0000), requerendo que, *in limine*, fosse suspensa a tutela de urgência concedida pelo Juízo singular.

Paralelamente, foi realizada consulta à Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL, sobre a manutenção do tratamento quanto à apuração de ativos e passivos regulatórios em consonância com o disposto na REH nº 2.756/2020. Tal entendimento foi ratificado pela SGT por meio de comunicação eletrônica em 19 de outubro de 2020: “*para fins tarifários a SGT enxerga que as tarifas da CELESC estão vigentes e uma vez revertida a liminar, a CELESC poderá imediatamente proceder ao refaturamento*”.

Dessa forma, quanto aos itens de ativos e passivos regulatórios e demais aspectos, foram utilizadas as definições postas pela REH nº 2.756/2020 para o cálculo do próximo processo tarifário em agosto de 2021, de forma provisória, até decisão proferida em Agravo de Instrumento em face da liminar (Autos nº 5044167-67.2020.4.04.7200) ou decisão de mérito nos Autos nº 5018546-02.2020.4.04.7200/SC.

No dia 30 de outubro de 2020, a Celesc recebeu a decisão que deferiu a tutela recursal nos autos do Agravo de Instrumento nº 5044167-67.2020.4.04.0000 – Implantação do Reajuste Tarifário, retornando a situação ao seu status quo. Assim, a empresa passou a proceder ao ajuste das faturas que não perceberam os efeitos do reajuste tarifário de 22 de agosto de 2020, para restabelecer a sua receita requerida do ciclo tarifário, conforme consta na Resolução Homologatória nº 2.756, de 18 de agosto de 2020. Os efeitos da liminar foram considerados no exercício de 2020.

Em 25 de maio de 2021, por meio da reunião da Diretoria da ANEEL, foi abertura a Consulta Pública nº 26/2021 que trata da obtenção de subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Revisão Tarifária Periódica da Celesc D a vigorar a partir de 22 de agosto de 2021, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), para o período de 2022 a 2026. O período de contribuição definido foi de 26 de maio a 09 de julho do corrente ano.

c) Bandeiras Tarifárias

Na reunião pública da diretoria da ANEEL de 26 de maio de 2020, ficou decidido manter a bandeira verde acionada até 31 de dezembro de 2020. Entretanto, a diretoria da ANEEL decidiu, em reunião extraordinária realizada em 30 de novembro de 2020, reativar a sistemática de acionamento das Bandeiras Tarifárias em função da queda no nível de armazenamento nos reservatórios das hidrelétricas e da retomada do consumo de energia elétrica.

Tratou-se de medida emergencial da Agência para aliviar a conta de luz dos consumidores no futuro, uma vez que os custos ficariam represados e seriam inseridos nos próximos eventos tarifários e auxiliar o setor elétrico em meio ao cenário de pandemia da Covid-19. Os valores das bandeiras tarifárias são atualizados todos os anos e levam em consideração parâmetros como estimativas de mercado, inflação, projeção de volume de usinas hidrelétricas, histórico de operação do Sistema Interligado Nacional, além dos valores e limites do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e da garantia física das usinas.

Uma vez que, em 10 de março de 2020 – um dia antes do anúncio de pandemia pela Organização Mundial de Saúde (OMS) – a ANEEL havia proposto a discussão para o ciclo 2020/2021 dos valores adicionais, a proposta ficou em Consulta Pública no período de 12 de março a 27 de abril de 2020. No entanto, os impactos da pandemia no consumo de energia e nas atividades econômicas alteraram de forma significativa os estudos e parâmetros utilizados na proposta da Agência.

Em 24 de março de 2021, a ANEEL instaurou a Consulta Pública nº10/2021 que tratou do aprimoramento da proposta de revisão dos Adicionais e das Faixas de Acionamento para as Bandeiras Tarifárias para o ciclo 2021/2022. A área técnica da ANEEL atualizou os parâmetros de cálculo das Bandeiras, no entanto, com uma piora significativa da hidrologia no Brasil houve a necessidade de uma análise adicional dos impactos desse novo cenário.

Desse modo, a diretoria da ANEEL decidiu, na reunião de 29 de junho de 2021, aplicar um reajuste provisório a partir de julho de 2021. Além disso, abriu a nova Consulta Pública nº41/2021, com objetivo de obter subsídios para definição do valor do adicional da Bandeira Tarifária Vermelha Patamar 2, devido à situação de excepcionalidade advinda desse cenário de escassez hídrica.

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

Até 30 de junho de 2021:

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

A partir de 1º de julho de 2021:

- i) Bandeira Verde: condições favoráveis de geração de energia. Tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- ii) Bandeira Amarela: R\$1,874 a cada 100 kwh;
- iii) Bandeira Vermelha no patamar 1: R\$3,971 a cada 100 kwh;
- iv) Bandeira Vermelha no patamar 2: R\$9,492 a cada 100 kwh.

A definição das faixas de acionamento é 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 2021, foram:

Mês	Bandeira	Repasse da CCRBT à Celesc D (R\$/mil)	Repasse da Celesc D à CCRBT (R\$/mil)	Nº dos Despachos ANEEL
Janeiro	Amarela	4.475	-	272/2021
Fevereiro	Amarela	4.168	-	567/2021
Março	Amarela	4.527	-	908/2021
Abril	Amarela	7.480	-	1248/2021
Mai	Vermelha 1	5.402	-	1558/2021
Junho	Vermelha 2	4.297	-	2001/2021

d) Exposição Contratual de 2014 – Despachos ANEEL nº 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 Anual – RTA, que ocorreu em 22 de agosto de 2016.

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

Em dezembro de 2018, o valor foi atualizado por meio da SELIC para R\$317,6 milhões e está contabilizado na rubrica de provisão de contingência regulatória.

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 Anual – RTA de 2019 foi proferida sentença de mérito contrária à Celesc D. Diante dessa decisão, restou à Celesc D recorrer para discutir o assunto em segunda instância, em que 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 Distribuidora solicitou diferimento do valor em 5 processos tarifários, sendo que a ANEEL então acatou parcialmente 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\$65,8 milhões.

No RTA de 2020, o mesmo método foi adotado considerando o pedido realizado formalmente à Agência Reguladora de diferimento em 5 processos e desta vez com o tratamento do montante de R\$68,5 milhões como um redutor.

Para os próximos processos tarifários, a Agência avaliará a possibilidade de manutenção do diferimento ou a consideração integral do valor. O saldo remanescente permanece como contingência regulatória, sendo que o saldo atualizado em junho de 2021 é de R\$209,9 milhões.

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

Conforme havia sido 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 função 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 subsequentes até o ano de 2019.

No processo tarifário de 2019, como administrativamente o acordo de parcelamento da CDE ainda não havia sido encerrado pela ANEEL, foi inserida no processo uma observação no voto que possibilitaria a Agência revisitar os valores considerados no processo, conforme entendimento da Celesc e da Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL, caso ocorresse posição desfavorável para a Celesc nos processos.

O Item 28 do Voto atribuído ao Diretor-Relator do Processo registrou 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.”

No entanto, conforme liquidação de sentença proferida em 20 de maio de 2021 sob número 0011034-75.2015.8.07.0001 houve promulgação de decisão conforme abaixo e, diante da homologação do Acordo de Parcelamento por parte da ANEEL junto ao Processo nº 48500.003205/2017-99, tanto o processo administrativo como o judicial foram encerrados, culminando na preservação do tratamento para a CVA conforme área técnica do órgão regulador e pleito da Celesc:

“As partes comparecem aos autos e postulam a desistência das apelações interpostas, bem como a homologação do acordo celebrado, consoante termo anexo, com a extinção do processo, art. 487, inc. III, “b”, do CPC (id. 25403811).

Isso posto:

(i) homologo o pedido de desistência da apelação (id. 8683332) e do recurso adesivo (id. 8683337), para que surta seus jurídicos e legais efeitos;

(ii) homologo a transação realizada entre as partes (id. 25403812), e extingo o processo, com resolução do mérito, nos termos do art. 487, inc. III, alínea “b”, do CPC.”

2.1.2. Celesc Geração S.A. – Celesc G

Em 29 de setembro de 2006, foi constituída a Celesc G, sociedade anônima de capital fechado, conforme autorizado pela Lei Estadual nº 13.570/2005. Com o processo de desverticalização em 2006, a atividade de geração foi repassada pela Celesc à Celesc G.

A Celesc G é subsidiária integral da Celesc e 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.

2.1.2.1. Parque Gerador

Em 30 de junho de 2021, 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.

Todas as usinas do parque gerador próprio e em parceria participam do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, sistema de compartilhamento de riscos hidrológicos em que 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.

2.1.2.1.1. 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	Curitiba/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	(**)
CGH Caveiras	Lages/SC	(*)	3,83	2,77	(**)
CGH Ivo Silveira	Campos Novos/SC	(*)	2,60	2,03	(**)
CGH Rio do Peixe	Videira/SC	(*)	0,52	0,50	(**)
CGH Pirai	Joinville/SC	(*)	0,78	0,45	(**)
CGH São Lourenço	Mafrá/SC	(*)	0,42	0,22	(**)
Total			106,97	67,19	

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

(**) Não se aplica

2.1.2.1.2. Parque Gerador - Desenvolvido com parceiros

Parque Gerador com Participação Minoritária – Características Físicas

Usinas	Localização	Termo Final da Concessão	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Participação Celesc G	Equiv. de Pot. Inst. (MW)	Equiv. de 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

2.1.2.1.3. 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 Inst. (MW)	Acréscimo de Pot. (MW)	Pot. Final (MW)	Prev. Ent. Operação	Status
PCH Celso Ramos	Faxinal dos Guedes/SC	17/03/2035	5,62	8,30	13,92	2021	Obras em Testes
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 Marum	São José/SC	(*)	0,00	1,00	1,00	2022	Obras em Licitação
CGH Caveiras	Lages/SC	(*)	3,83	(**)	(**)	(**)	Revisão de Projeto Básico
Total			48,73	37,55	82,45		

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

(**) Depende de trâmites regulatórios

2.1.2.2. Empreendimento de Transmissão

2.1.2.2.1. EDP Transmissão Aliança SC

A Celesc G possui 10% de participação societária em um empreendimento de transmissão, denominado EDP Transmissão Aliança SC S.A., com investimentos previstos em R\$1,2 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.

As licenças ambientais de instalação foram emitidas em 2019 e as obras foram iniciadas *pari passu* as suas emissões.

A tabela a seguir resume as principais informações do empreendimento:

Empreendimento	Localização	Termo Final da Concessão	Potência de Transformação (MVA)	Linhas de Transmissão (km)	Participação Celesc G
EDP – Transmissão Aliança SC	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 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 possuírem 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.

A Celesc G, em 2015, arrematou o Lote C do leilão de licitação de concessões das usinas hidrelétricas, ofertando um deságio de 5,21% do preço teto definido para a gestão dos serviços de geração para o lote das 5 usinas abrangidas pela Lei nº 12.783/2013, 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. Tais contratos possuem vigência de 30 anos a partir da finalização dos prazo das concessões anteriores.

A tabela a seguir 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, a partir de 01 de janeiro de 2017, 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.

b) Prorrogação da Concessão da UHE Pery

Em 2017, a concessão da Usina Pery – UHE Pery foi prorrogada nos termos da Lei Federal nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, pelo regime de cotas, ocasião na qual foi assinado com o Ministério de Minas e Energia - MME, em 7 de julho de 2017, o 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 006/2013 – ANEEL, que tem por objeto a exploração do potencial de energia hidráulica da Usina, com a alocação integral da energia no regime de cotas da garantia física de energia e de potência. A concessão foi prorrogada pelo período de 30 anos, com termo final em 09 de julho de 2047.

Com base no que estabelece o artigo 15 da Lei nº 12.783/2013, nos termos do artigo 3º da Portaria MME nº 257, de 5 de julho de 2017, a parcela dos investimentos vinculada a bens reversíveis a UHE Pery, não amortizados ou não depreciados e não indenizados, deve ser considerada pela ANEEL no processo tarifário

Entretanto, durante os processos de homologação das Receitas Anuais de Geração – RAGs, nos anos de 2018, 2019 e 2020, a ANEEL optou por reajustar o Custo de Melhorias da Gestão dos Ativos de Geração – GAG Melhorias, sem definir a remuneração dos investimentos em bens reversíveis não amortizados, não depreciados e não indenizados. Em outras palavras, a Celesc G vem recebendo o valor do GAG Melhorias de forma integral e, em contrapartida, não está recebendo o valor da indenização, que faria jus em decorrência da ampliação da capacidade instalada da usina de 4,4MW para 30MW, ocorrida em 2013.

Em 2018, a Celesc G interpôs recurso administrativo em face da Resolução Homologatória nº 2.421/2018 da ANEEL, que homologou a RAG das usinas hidrelétricas em regime de cotas para o período de 1º de julho de 2018 a 30 de junho de 2019, denominado ciclo 2018/2019. Em 2021, após diversas tratativas a ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública nº 21/2021 para o período de 29 de abril a 14 de junho de 2021, com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de aplicação do Submódulo 12.1 do PRORET para pagamento do GAG Melhorias relativo à UHE Pery.

A Celesc G apresentou sua contribuição acerca dos entendimentos quanto aos valores de indenização da ampliação da capacidade instalada e da receita adicional de melhorias, cujos pleitos foram em grande parte atendidos pela ANEEL, em primeiro lugar, porque no resultado da Consulta Pública houve a consideração da indenização de forma distinta do GAG Melhorias e, em segundo lugar, porque ocorreu a mudança do WACC provisório de 10,85% a.a. para o WACC definitivo, homologado pela Resolução Normativa nº 882/2020, em 11,68% a.a., conforme pleito realizado pela Celesc G.

A evolução e os resultados alcançados com relação à matéria estão descritos na Nota 35.1 de Eventos Subsequentes.

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

O *Generation Scaling Factor* - GSF é 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 dessas usinas. Esse fator é aplicado à garantia física de todas as usinas participantes do mecanismo para efeitos de contabilização das operações na Câmara de Comercialização de Energia – CCEE.

Desde agosto de 2015, a Celesc G detém liminar que determina à CCEE limitar a redução das garantias físicas de suas usinas expostas ao risco hidrológico, pela incidência do GSF, ao percentual máximo de 5%, inclusive afastando qualquer cobrança ou rateio decorrentes do Fator de Ajuste GSF ou provenientes de outros processos judiciais relacionados. A justificativa para tal ação é de que fatores não hidrológicos, portanto estranhos ao mecanismo de mitigação de risco hidrológico que é o MRE, estão sendo considerados no cálculo do GSF e impactando negativamente as usinas participantes.

Em 9 de setembro de 2020, foi publicada a Lei nº 14.052/2020, que regulamenta o risco hidrológico (GSF), estabelecendo compensações às hidrelétricas participantes do MRE que foram impactadas, mediante a extensão do prazo de outorga. A alteração legal teve como objetivo a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE por riscos não hidrológicos causados por: (i) empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física, (ii) restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da geração dos estruturantes e (iii) por geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação de energia do Uruguai e Argentina. Referida compensação dar-se-á mediante a extensão da outorga, limitada a 7 anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela ANEEL.

Em 1º de dezembro de 2020, foi editada a Resolução Normativa ANEEL nº 895, que estabelece a metodologia para o cálculo da compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE. Para serem elegíveis às compensações previstas na Lei nº 14.052, os titulares deverão: (i) desistir de eventuais ações judiciais cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, (ii) renunciar qualquer alegação e/ou novas ações em relação à isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionadas ao MRE, (iii) não ter repactuado o risco hidrológico.

Os principais destaques da resolução são os seguintes:

- a) inclusão da parcela livre (30% da garantia física) das usinas relicitadas em dezembro de 2015. Na parcela cativa que foi destinada a cotas (70%) o risco é do consumidor. Contribuição dos agentes, inclusive da Celesc G, para esse pleito ser atendido, pois inicialmente não estava contemplada na minuta da resolução;
- b) as CGHs não foram contempladas na proposta por operarem em regime de autorização e não de concessão, ou seja, não tem prazo de término, portanto não podem auferir o benefício proposto;
- c) possibilidade de aceitação da proposta por empreendimento.

No dia 4 de março de 2021 a CCEE apresentou, por meio de um webinar, os cálculos da compensação e as extensões das outorgas das usinas que aderirem à proposta.

A ANEEL possuía o prazo de 30 dias para analisar e homologar os cálculos. A partir daí, as geradoras teriam o prazo de 60 dias para se posicionarem no caso de desistência e renúncia de ações judiciais e pedido para extensão do prazo de outorga.

No entanto, poucos dias antes, no dia 1º de março de 2021, foi promulgada a Lei nº 14.120/2021, que em um dos seus artigos determinou que, para as usinas que estão no regime de cotas, caso o agente detentor da concessão após a assinatura do novo contrato de concessão permaneça o mesmo, os valores apurados serão ressarcidos por meio de extensão de prazos das novas concessões.

Logo, a CCEE refez os cálculos para esse grupo de usinas, divulgando em 18 de março de 2021 os novos valores. Com isso, além da inclusão da Usina Pery, um significativo aumento nos prazos de algumas usinas foi observado, conforme tabela abaixo:

Nome da Usina	Extensão do Prazo de Concessão (Dias) - EXT_UHE (usina)	Margem Líquida da Usina (R\$/MWh) - ML_UHE (usina)	Valor Futuro do Impacto Financeiro (R\$) - VF_IPT_UHE (usina)	Impacto Financeiro (R\$) - IPT_UHE (usina)	Data Fim de Concessão (usina)	Número de Anos até o Fim da Concessão (anos) - NAUHE (usina)	Anos de Extensão
UHE GARCIA	2555	5.958.085,30	41.380.575,80	4.118.101,51	05/01/2046	25,096774	7
UHE BRACINHO	2555	7.401.989,76	59.054.937,42	5.439.515,30	08/11/2046	25,938172	7
UHE CEDROS	2555	5.677.662,60	47.051.709,75	4.333.905,11	08/11/2046	25,938172	7
PCH CELSO RAMOS	1.530,65	3.196.026,09	10.617.891,92	2.848.936,20	22/03/2035	14,30914	4,19
UHE PERY	2555	11.813.575,66	74.428.691,83	6.446.402,55	09/07/2047	26,607527	7
UHE PALMEIRAS	2555	14.046.957,84	112.770.384,42	10.387.213,30	08/11/2046	25,938172	7
UHE SALTO	2555	3.356.129,45	27.528.628,04	2.535.645,62	08/11/2046	25,938172	7

No dia 30 de março de 2021, os cálculos das extensões de prazo estavam pautadas para serem aprovadas na reunião ordinária da diretoria da ANEEL, com a publicação posterior de uma Resolução Homologatória, onde constariam as extensões de todas as usinas contempladas.

Porém, alguns agentes e associações apresentaram manifestações, que foram debatidas na reunião colegiada. Dentre os pleitos, foi acatada a solicitação de alguns agentes que para fins de compensação será considerada a garantia física da usina durante todo o período anterior ao início de vigência do Termo de Repactuação de Risco Hidrológico firmado nos termos da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015. Esse entendimento foi oficializado por meio da Resolução Normativa nº 930, de 30 de março de 2021.

O Tribunal de Contas da União - TCU, entendeu que tal alteração iria de encontro ao texto da Lei nº 13.203/2015 (alterado pela Lei nº 14.052/2020), e em 12 de abril de 2021 solicitou o não prosseguimento das tratativas relacionadas às extensões de outorga até que seja analisado o mérito da questão.

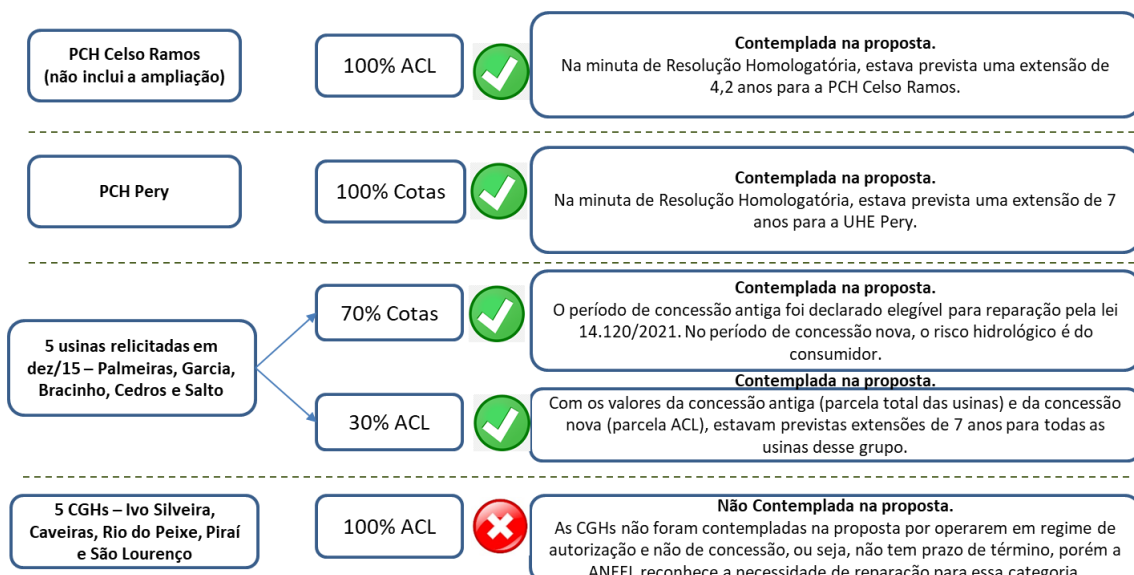
No dia 13 de julho de 2021, foi sancionada a Lei Federal nº 14.182 (Desestatização da Eletrobrás), que em seu artigo 18 deu nova redação ao parágrafo 4º do artigo 2º-A e ao parágrafo 9º do artigo 2º-B da Lei Federal nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, ampliando o cálculo do prazo de extensão de outorga das usinas que repactuaram o risco hidrológico e incluindo as usinas estruturantes no cálculo da compensação financeira e extensão de outorga, passando a vigorar com a seguinte redação:

§ 9º Para o período anterior ao início de vigência da repactuação de risco hidrológico, a integralidade da garantia física da usina será considerada como parcela de energia não repactuada para fins de aplicação do inciso II do caput deste artigo.

Assim sendo, a despeito de não ter acontecido ainda a perda de objeto formal da Representação do TCU, sua Diretoria, com intuito de dar celeridade ao processo de homologação dos cálculos e extensão de outorgas (48500.000917/2021-32) encaminhou, em 16 de julho de 2021, ofício ao presidente da CCEE solicitando a elaboração e envio de minuta de Regras de Comercialização que contemple essa modificação legal para avaliação da ANEEL.

Ainda na reunião da diretoria colegiada da ANEEL, realizada em 30 de março de 2021, o Diretor Relator sinalizou que deve haver soluções para as CGHs afetadas em seus direitos como participante do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Nesse passo, entendeu que devem as Superintendências de Regulação dos Serviços de Geração – SRG, de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM e de Concessões e Autorizações de Geração – SCG, sob coordenação da primeira, em interações com a CCEE, mensurar os efeitos às CGHs participantes do MRE, com base no critério normatizado pela Resolução Normativa nº 895/20. Posteriormente, de posse de tais informações, devem avaliar soluções passíveis a permitir a compensação dessas usinas, encaminhando esse levantamento a agência. Esse posicionamento foi acompanhado pela maioria dos diretores.

Em 30 de junho de 2021, as usinas do parque gerador próprio encontram-se na seguinte situação, conforme Lei nº 14.052/2020:



Ao estender o prazo de concessão das usinas geradoras hidrelétricas, uma vez que as mesmas não estão sujeitas ao IFRIC 12 (ICPC 01) – Concessões, o poder concedente compensa as geradoras, cedendo um direito não pecuniário em forma de extensão do prazo de concessão com caráter de recuperação de custos incorridos, advindos das parcelas de risco não hidrológico impactados na formação do GSF, a partir de 2013.

A extensão do prazo de concessão pelo poder concedente possui os critérios indicados pela norma CPC 04 (R1) – Ativo Intangível de reconhecimento do intangível. O ativo é reconhecido ao custo no grupo de intangíveis, assim que deliberado pela ANEEL e devidamente aceito por cada usina, e com vida útil igual ao novo prazo de concessão, sendo sua amortização linear.

Considerando que ainda não houve decisão homologatória por parte da ANEEL, a Celesc G aguarda os valores e prazos de extensões definitivos de suas usinas e os referidos impactos, considerando eventual desistência da ação judicial, requisito para obtenção da compensação. Nesse contexto, a Administração 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.

d) Ampliação da PCH Celso Ramos

A Celesc G obteve, por meio da Resolução Autorizativa ANEEL nº 5.078/2015, autorização para ampliação da Usina 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, prevendo 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 Pesquisa Energética – 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 03/2019 foi publicado dia 3 de outubro de 2019.

Com a assinatura dos CCEARs no último trimestre de 2020, a ANEEL emitiu a Resolução Autorizativa nº 9.524 de 8 de dezembro de 2020 que alterou as características técnicas da PCH Celso Ramos, em aderência ao Despacho nº 939/2019, adequando também o cronograma de implantação das obras.

Como destaque, por meio do Despacho nº 1.456/2021 de 21 de maio de 2021, a ANEEL decidiu liberar as unidades geradoras UG3 e UG4 para início da operação em teste a partir de 22 de maio de 2021. A Celesc G, com isso, aguarda emissão da licença ambiental de operação e demais trâmites operacionais para solicitar a autorização para operação comercial da usina.

e) 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.

Em 2019 a Celesc G protocolou o pedido para a obtenção da Licença Ambiental de Instalação – LAI junto ao Instituto do Meio Ambiente de Santa Catarina – IMA. Em junho de 2019, após manifestação daquele Instituto, a Celesc apresentou todas as informações técnicas condizentes com a referida etapa. Entretanto, em agosto daquele mesmo ano, o órgão ambiental solicitou um Estudo Integrado de Bacias, sendo que posteriormente, em 2020, houve a dispensa do referido estudo, o que pode reduzir o tempo de análise do processo. Até o segundo trimestre de 2021, o licenciamento ambiental permanecia em análise pelo IMA.

Após a emissão da LAI, o processo retorna para análise da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que então será encaminhado à ANEEL para 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.

f) 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 dos Estudos de Inventário Hidrelétrico do rio Caveiras, sendo que este estudo foi encaminhado em julho de 2020 à ANEEL. Em 28 de setembro de 2020, por meio do Despacho nº 2.752, a ANEEL aprovou a revisão dos Estudos de Inventário e garantiu à Celesc G o direito de preferência referente ao aproveitamento PCH Caveiras.

Em 17 de dezembro de 2020, a ANEEL emitiu o Despacho nº 3.592, que conferiu à Celesc G o Despacho de Registro de Intenção à Outorga de Autorização – DRI PCH. Assim, a Empresa deverá, no prazo de quatorze meses contados a partir do referido Despacho, elaborar o Projeto Básico e apresentar à ANEEL o Sumário Executivo.

No primeiro semestre de 2021 a Celesc G contratou empresa especializada para consolidação do Projeto Básico da Usina Caveiras, cujos trabalhos encontram-se em andamento. Após a revisão e consolidação do projeto básico e respectiva aprovação pela ANEEL, será realizado o estudo de viabilidade ambiental, obtenção das licenças junto ao IMA/SC e aprovação do plano de negócios pela Empresa, para que o projeto seja licitado e construído.

g) 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 sua 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.

Iniciado em 2017, o licenciamento ambiental para viabilização do empreendimento teve avanço no segundo trimestre de 2021, com a emissão da Licença Ambiental de Instalação – LAI nº 4975/2020 emitida em 22 de junho pelo Instituto do Meio Ambiente de Santa Catarina - IMA/SC.

Considerando a aprovação do Plano de Negócio do Projeto de Reativação da CGH Maruim no primeiro trimestre do ano, com a emissão da licença à Celesc G, será possível lançar os procedimentos licitatórios, com vistas à implantação do empreendimento, previstos para o segundo semestre de 2021.

h) EDP Transmissão Aliança SC S.A.

A EDP Transmissão Aliança SC, sociedade formada pela EDP – Energias do Brasil, com participação de 90,00%, e pela Celesc G, com participação de 10,00%, venceu a disputa pelo lote 21 do Leilão nº 05/2016 da ANEEL, referente à Licitação para a Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, incluindo a Construção, Operação e Manutenção das Instalações de Transmissão do Sistema Interligado Nacional, que aconteceu na B3, ao oferecer um deságio de 34,99%, ou uma proposta de receita anual permitida (RAP) de R\$171,824 milhões, ante o valor máximo de R\$264,343 milhões estabelecido pela ANEEL.

O Lote 21 foi o terceiro maior projeto ofertado no leilão e demanda investimentos previstos da ordem de R\$1,2 bilhão.

	Origem	Destino	Circuito*	Extensão (KM)	Tensão (Kv)
LINHAS DE TRANSMISSÃO	SE Abdon Batista	SE Campos Novos	CS	39,8	525
	SE Siderópolis 2	SE Abdon Batista	CD	209,0	525
	SE Biguaçu	SE Siderópolis 2	CS	150,5	525
	SE Siderópolis 2	SE Siderópolis	CD	6,0	230
	SE Siderópolis 2	SE Forquilha	CS	27,8	230
Total			CS/CD	433,1	525/230
SUBESTAÇÃO		SE 525/230 SIDERÓPOLIS 2	-	-	525/230

* CS: Circuito simples / CD: Circuito Duplo

As instalações visam à expansão do sistema da região sul e planalto do Estado de Santa Catarina e permitirão ainda que a Celesc conecte seu sistema de distribuição à nova estrutura, de forma a trazer benefícios diretos para regiões críticas em sistema energético do Estado.

Não obstante, 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.

Neste sentido, 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. Por meio da Nota Técnica nº 501/2019, a ANEEL autorizou a implantação do reforço ainda em 2019. 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 à da SE, minimizando os impactos ambientais e fundiários e mitigando os riscos do trabalho executado.

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

Em 10 de junho de 2021 o empreendimento realizou a entrega técnica parcial do projeto. Neste sentido, está prevista a energização das seguintes etapas:

- LT 525kV SE Biguaçu - SE Siderópolis 2;
- LT 230kV SE Siderópolis 2 - SE Siderópolis;
- LT 230kV SE Siderópolis 2 - SE Forquilha; e
- SE 525/230 SIDERÓPOLIS 2.

A Empresa mantém a previsão de conclusão total das obras com antecipação frente ao cronograma regulatório.

i) Reajuste da Receita Anual da Geração – RAG de 2020

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.746, de 28 de julho de 2020, 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 2020 a 30 de junho de 2021.

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

Usinas	Receita Anual (R\$) Ciclo 2020/2021	Receita Mensal (R\$) Ciclo 2020/2021
UHE Pery	10.474.530,55	872.877,55
UHE Garcia	10.821.565,74	901.797,14
UHE Bracinho	13.725.718,15	1.143.809,85
UHE Cedros	9.808.376,89	817.364,74
UHE Palmeiras	21.243.017,34	1.770.251,44
UHE Salto	6.739.359,83	561.613,32

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.

Os laudos de segurança foram elaborados e finalizados pela consultoria especializada no segundo semestre de 2020, sendo o resultado satisfatório e as ações recomendadas para adequações e manutenção das estruturas serão tomadas no decorrer do ano de 2021, citando entre elas a contratação de empresa para instalação de instrumentação de barragens e projeto executivo de adequações civis aos critérios atuais da Eletrobras.

Também encontra-se no planejamento de ações da empresa a contratação de empresa de engenharia consultiva para a elaboração de Revisão Periódica de Segurança - RPS, onde os PSB e PAE serão totalmente revisados, com atualização de dados hidrológicos, novos estudos de “dam break”, simulação computadorizada das áreas afetadas e divulgação dos resultados aos órgãos de defesa civil envolvidos. De acordo com a Resolução ANEEL nº 695/2015, a Celesc G tem até o ano de 2022 para a entrega das revisões.

2.2. Demais Participações

Investimentos	Classificação	Descrição	Reconhecimento
Companhia de Gás de Santa Catarina S.A. – SCGÁS	Controlada em Conjunto	A SCGÁS possui a concessão para exploração dos serviços de distribuição de gás natural em 100% do território catarinense e seu contrato de concessão de distribuição de gás canalizado, firmado em 28 de março de 1994, tem vigência de 50 anos (2044). A Celesc detém 51,0% das ações ordinárias, e 17% do Capital Social.	Equivalência Patrimonial
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. – ECTE	Coligada	Constituída em agosto de 2000, com o propósito específico de integrar o sistema de transmissão de energia elétrica no estado de Santa Catarina, com a exploração das linhas de transmissão de energia elétrica nas regiões leste 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. É o segundo empreendimento colocado em operação na nova modalidade idealizada para o novo modelo do setor elétrico. A ECTE, após sagrar-se vencedora do lote D, do leilão nº 006/2012, constituiu, em novembro/2016, sua subsidiária Empresa de Transmissão Serrana S.A. - ETSE, que contempla a concessão da SE Abdon Batista (525/230 kV) e da SE Gaspar (230/138 kV), ambas no Estado de Santa Catarina, e visam integrar as Usinas de Geração de energia elétrica ao SIN, bem como viabilizar o acesso ao sistema de distribuição da Celesc, além de atender à expansão do suprimento de energia elétrica à região do Vale do Itajaí. A coligada ECTE detém contrato de concessão de transmissão de energia elétrica nº 088/2000, 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 nº 006/2012, de 10 de maio de 2012, tem prazo de vigência de 30 anos. A Celesc detém 30,88% do capital social da empresa.	Equivalência Patrimonial
Dona Francisca Energética S.A – DFESA	Coligada	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 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.	Equivalência Patrimonial
Companhia Catarinense de Água e Saneamento – Casan	Investimento Temporário	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). A Celesc é detentora de 14,19% do capital social total da empresa	Valor Justo Por Meio de Outros Resultados Abrangentes - VJORA.
Usina Hidrelétrica Cubatão S.A.	N/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 à 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 decidiu extinguir a concessão e 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.	N/A

3. BASE DE PREPARAÇÃO

As bases de preparações aplicadas nestas Informações Trimestrais, Individuais e Consolidadas, são descritas a seguir:

3.1. Declaração de Conformidade

As Informações Trimestrais Individuais e Consolidadas foram preparadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária e de acordo com a norma internacional *IAS 34 - Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board - IASB*, e estão sendo apresentadas de acordo com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR.

A emissão das Informações Financeiras Intermediárias foi autorizada pelo Conselho de Administração em 5 de agosto de 2021.

3.2. Moeda Funcional e Moeda de Apresentação

As Informações Trimestrais Intermediárias, 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 9);
- c) Ativo Financeiro – Bonificação de Outorga (Nota 13.2);
- d) *Impairment* de Ativos Não Financeiros (Notas 18 e 19);
- e) Realização do IRPJ e CSLL Diferidos (Nota 17);
- f) Contingências (Nota 27);
- g) Passivo Atuarial – CPC 33 (Nota 28);
- h) Receita Não Faturada – Celesc D (Nota 9 e 32.1);
- i) Depreciação – Celesc G (Nota 19); e
- j) Amortização do Ativo Indenizável – Celesc D (Nota 20).

4. POLÍTICAS CONTÁBEIS

A base de preparação e as políticas contábeis são as mesmas utilizadas na preparação das Demonstrações Financeiras anuais do exercício findo em 31 de dezembro de 2020, contemplando a adoção dos pronunciamentos contábeis vigentes a partir de 1º de janeiro de 2021.

4.1. Base de Mensuração

As Informações Trimestrais Intermediárias, Individuais e Consolidadas, 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. Novas Normas e Interpretações

As seguintes alterações de normas foram emitidas pelo IASB, mas não estão em vigor para o exercício de 2021. A adoção antecipada de normas, embora encorajada pelo IASB, não é permitida pelo Comitê de Pronunciamento Contábeis (CPC) no Brasil.

Norma	CPC Correspondente	Alteração	Aplicação
IAS 37	CPC 25	Classificação de custo oneroso para cumprimento de um contrato. Na avaliação se um contrato é oneroso, o custo de cumprimento do contrato inclui os custos incrementais de cumprimento desse contrato e uma alocação de outros custos que se relacionam diretamente ao cumprimento dele.	01/01/2022
IAS 16	CPC 27	Proibição da entidade de deduzir do custo do imobilizado os valores recebidos da venda de itens produzidos enquanto o ativo estiver sendo preparado para seu uso pretendido. Tais receitas e custos relacionados devem ser reconhecidos no resultado do exercício.	01/01/2022
IAS 1	CPC 26	Classificação de passivos como corrente ou não corrente	01/01/2022
IFRS 3	CPC 15	Atualização para referência à nova Estrutura Conceitual	01/01/2022
IFRS 9	CPC 48	Esclarece quais taxas devem ser incluídas no teste “10%” para desreconhecimento de financeiro passivos	01/01/2022
IFRS 16	CPC 06	Incentivos de arrendamento (alteração ao Exemplo Ilustrativo 13)	01/01/2022
IFRS 17	CPC 25	Contratos de seguro	01/01/2023

A normas evidenciadas não têm impacto significativo sobre as Demonstrações Financeiras da Companhia. Além disso, não existem outras normas *IFRS* ou interpretações *IFRIC*, ainda por entrar em vigor, que pudessem ter esse impacto, não sendo sequer mencionadas.

5. GESTÃO DE RISCO

A Diretoria de Planejamento, Controles e *Compliance* – DPL da Companhia desenvolve a gestão estratégica de riscos e controles internos, elaborando o mapa de riscos corporativos, avaliando e monitorando 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

a) 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

a) 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.

b) 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 30 de junho de 2021.

							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
Contas a Receber (líquido de PECLD)		1.640.236	58.646	45.293	22.760	3.347	1.770.282
Caixa e Equivalente de Caixa		1.100.746	-	-	-	-	1.100.746
Depósitos Judiciais		-	-	-	311.826	-	311.826
Subsídio CDE (Decreto nº 7.891/2013)		47.032	-	-	-	-	47.032
Ativo Financeiro –CVA	SELIC	31.870	63.901	292.700	91.693	-	480.164
Bonificação Outorga	IPCA	3.145	6.223	27.208	132.221	251.996	420.793
Total Ativo		2.823.029	128.770	365.201	558.500	255.343	4.130.843
Empréstimos Bancário CDI	CDI + 0,8% a 4,5% a.a.	30.441	59.522	153.405	-	-	243.368
Eletrobras	5% a.a.	76	146	666	2.875	-	3.763
Finame	2,5% a 9,5% a.a.	407	760	3.209	4.745	-	9.121
Debêntures – Celesc D	CDI + 1,9% a.a.	22.204	-	49.917	575.230	91.610	738.961
Debêntures – Celesc G	CDI + 2,5% a.a.	-	250	35.006	36.937	-	72.193
Debêntures – Celesc G	IPCA + 4,3% a.a.	-	34	103	17.400	30.463	48.000
Fornecedores		531.579	511.119	2.019	-	-	1.044.717
Reserva Matemática a Amortizar	IPCA + 6% a.a.	16.907	15.342	72.316	305.787	-	410.352
BID	CDI + 0,77% a 1,98% a.a.	-	-	8.692	114.109	859.194	981.995
Total Passivo		601.614	587.173	325.333	1.057.083	981.267	3.552.470

c) Atuarial

Risco de perdas financeiras em decorrência de responsabilidade solidária da Celesc, como patrocinadora do fundo de pensão de seus empregados (CELOS), 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

a) Investimentos

Risco de perdas pelo não cumprimento de cronogramas, taxas de retorno insuficientes, desembolsos imprevistos e apropriação incorreta dos recursos.

5.2.2. Categoria Processo

a) Resguardo de Ativos

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

b) Perdas

Risco de redução de receita em função da ultrapassagem, das perdas técnicas e/ou não técnicas, acima dos limites reconhecidos na tarifa pela ANEEL.

c) 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

a) 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.

b) 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

a) Cibernético e Infraestrutura de TI

Risco de perdas ou danos decorrentes do acesso não autorizado a dados e informações críticas devido a 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 Conformidade

5.3.1. Categoria Regulatório/Legal

a) Socioambiental

Risco de perdas decorrentes de políticas e práticas ambientais e sociais expondo a empresa a autuação de órgãos fiscalizadores, não obtenção de licenças e desgaste de imagem.

b) Revisão Tarifária

Risco de perdas na remuneração contida na chamada Parcela B, que representa os custos gerenciáveis da empresa, assim como o risco de perdas na remuneração contida na Parcela A para as Receitas Irrecuperáveis e para as perdas de energia elétrica, provocadas pelo não cumprimento das exigências regulatórias estabelecidas pela ANEEL ou por alterações na metodologia aplicadas no processo de revisão tarifária, resultando em tarifas inferiores às esperadas e acarretando na redução da margem das distribuidoras.

c) Extinção da Concessão de Distribuição

Risco de extinção do contrato de concessão para exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, pelo não cumprimento dos limites estabelecidos no aditivo ao contrato de concessão da distribuidora, para os indicadores coletivos de continuidade e sustentabilidade econômico-financeira.

As obrigações estabelecidas até 2020 foram cumpridas plenamente.

A Resolução Normativa ANEEL nº 896, publicada em 17 de novembro de 2020, disciplinou a parametrização e a metodologia de apuração para os indicadores de concessão, que foram estabelecidos para os anos de 2021 até 2045. O documento é resultado da Consulta Pública nº 24/2019, que buscou discutir e colher subsídios para a definição da regulamentação para abertura dos processos de caducidade dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, com base em quesitos de qualidade do serviço e de sustentabilidade econômico-financeira.

A partir de 2020, o descumprimento de qualquer um dos limites do DECI ou do FECI por um ano torna obrigatória para a concessionária a apresentação de um plano de resultados, que deverá ser submetido ao aceite prévio da ANEEL e acompanhado em sua execução pelas áreas de fiscalização, por meio de relatórios periódicos a serem apresentados também pelas concessionárias.

O descumprimento dos limites do DECI ou do FECI por dois anos consecutivos, ou por três dos cinco anos civis anteriores, apurados isoladamente ou em conjunto, ou do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por um ano, obriga a concessionária a limitar o pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio, isoladamente ou em conjunto, a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido, diminuído ou acrescido da importância destinada à constituição da Reserva Legal e da importância destinada à constituição da Reserva para Contingências;

O descumprimento do DECI ou do FECI, isoladamente ou em conjunto, por três anos consecutivos ou do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por dois anos consecutivos, caracteriza a inadimplência contratual da concessionária e implicará na abertura, pela ANEEL, de processo administrativo punitivo voltado à aplicação da penalidade de declaração de caducidade da concessão, nos termos da Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou normas supervenientes que vierem a sucedê-la.

Quanto ao critério de eficiência da gestão econômico-financeira, será mensurado pela apuração da inequação, a cada ano civil, e será considerado descumprido quando houver a sua não conformidade ou quando o LAJIDA for menor que a QRR. A relação (Dívida Líquida/EBITDA – QRR) da Celesc D deverá ficar entre os limites de 10 a 15 vezes, uma vez que agora a SELIC teve delimitação de um piso com 6% e um teto com 9%.

d) 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.

e) Regulação do Setor Elétrico

Risco de sanções administrativas aplicadas pela Agência Reguladora 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.

f) 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.

g) Ações Judiciais

Risco de perdas provocado por práticas ou deficiências que dificultam ou impossibilitam a construção de defesas.

5.4. Classe de Risco Estratégico

5.4.1. Categoria Governança

a) Imagem

Risco de queda no nível de reputação do Grupo perante os principais *stakeholders*.

5.4.2. Categoria Estratégia

a) 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 constantes todas as demais variáveis, associadas a outros riscos, com saldos de 30 de junho de 2021:

					Consolidado	
Premissas	Efeitos das Contas sobre o Resultado	NE nº	Saldo	(Cenário I)	(Cenário II)	(Cenário III)
CDI				5,50%	6,88%	8,25%
	Aplicações Financeiras	8	1.040.726	57.240	71.602	85.860
	Empréstimos	22	(1.099.635)	(60.480)	(75.655)	(90.720)
	Debêntures	23.5	(770.714)	(42.389)	(53.025)	(63.584)
Selic				6,27%	7,84%	9,41%
	Ativo Financeiro – CVA	13.1	460.228	28.856	36.082	43.307
IPCA				8,35%	10,44%	12,53%
	Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	14	350.502	29.267	36.592	43.918
	Debêntures	23	(37.741)	(3.151)	(3.939)	(4.727)
	Ativo Financeiro – Bonificação de Outorga	13.2	312.671	26.108	32.643	39.178
	Reserva Matemática a Amortizar	-	(361.264)	(30.166)	(37.716)	(45.266)

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	NE nº	Consolidado	
		30.06.2021	31.12.2020
Empréstimos e Financiamentos – Moeda Nacional	22	254.476	944.422
Empréstimos e Financiamentos – Moeda Estrangeira	22	857.270	710.522
Debêntures	23.5	808.455	306.508
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	8	(1.100.746)	(1.166.205)
Dívida Líquida		819.455	795.247
Total do Patrimônio Líquido		2.283.948	1.984.642
Total do Capital		3.103.403	2.779.889
Índice de Alavancagem Financeira (%)		26,41%	28,61%

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.

Para instrumentos financeiros mensurados no balanço patrimonial pelo valor justo a Companhia aplica o CPC 46 – Mensuração ao Valor Justo, que requer divulgação, por nível, na seguinte hierarquia:

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 30 de junho de 2021. 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	NE nº	Consolidado	
		30.06.2021	31.12.2020
Valor Justo por Meio de Outros Resultados			
Abrangentes – VJORA			
Títulos e Valores Mobiliários	15	137.261	137.261
Outros	-	217	217
Valor Justo por Meio do Resultado – VJR			
Ativo Indenizável – Concessão	14	584.662	612.637
Total do Ativo		722.140	750.115

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para mensurar os instrumentos financeiros ao valor justo incluem:

a) Abordagem de Mercado; b) Abordagem de Custo; c) Abordagem de Receita; d) Outras técnicas.

Os ativos contabilizados como Títulos e Valores Mobiliários, avaliados por VJORA, foram utilizadas outras técnicas, como a análise de fluxo descontado. Para a conta outros a técnica aplicada foi a abordagem de custo.

Para os ativos de concessão, avaliados a VJR, a mensuração foi por meio da técnica de abordagem de custo, referindo-se ao custo de substituição/reposição atual utilizou-se outras técnicas, como a análise de fluxo descontados.

6. INSTRUMENTOS FINANCEIROS POR CATEGORIA

A tabela a seguir apresenta os instrumentos financeiros por categoria em 30 de junho de 2021.

				Consolidado
Descrição	Custo Amortizado	Valor Justo por Meio do Resultado	Valor Justo por Meio de Outros Resultados Abrangentes	Total
Ativo	4.662.284	584.662	137.478	5.384.424
Caixa e Equivalentes de Caixa	1.100.746	-	-	1.100.746
Contas a Receber de Clientes	2.429.781	-	-	2.429.781
Depósitos Judiciais	311.826	-	-	311.826
Subsídio CDE (Decreto nº 7.891/2013)	47.032	-	-	47.032
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	137.261	137.261
Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	-	584.662	-	584.662
Ativo Financeiro – CVA	460.228	-	-	460.228
Ativo Financeiro – Bonificação de Outorga	312.671	-	-	312.671
Outros	-	-	217	217

Descrição	Custo Amortizado	Valor Justo por Meio do Resultado	Valor Justo por Meio de Outros Resultados Abrangentes	Total
Passivo	3.326.182	-	-	3.326.182
Fornecedores	1.044.717	-	-	1.044.717
Empréstimos Moeda Nacional	254.476	-	-	254.476
Empréstimo Moeda Estrangeira	857.270	-	-	857.270
Debêntures	808.455	-	-	808.455
Reserva Matemática a Amortizar	361.264	-	-	361.264

A tabela a seguir apresenta os instrumentos financeiros por categoria em 31 de dezembro de 2020.

				Consolidado
Descrição	Custo Amortizado	Valor Justo por Meio do Resultado	Valor Justo por Meio de Outros Resultados Abrangentes	Total
Ativo	4.673.990	612.637	137.478	5.424.105
Caixa e Equivalentes de Caixa	1.166.205	-	-	1.166.205
Contas a Receber de Clientes	2.580.436	-	-	2.580.436
Depósitos Judiciais	291.869	-	-	291.869
Subsídio CDE (Decreto nº 7.891/2013)	47.032	-	-	47.032
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	137.261	137.261
Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	-	612.637	-	612.637
Ativo Financeiro – CVA	286.861	-	-	286.861
Ativo Financeiro – Bonificação de Outorga	301.587	-	-	301.587
Outros	-	-	217	217

Descrição	Custo Amortizado	Valor Justo por Meio do Resultado	Valor Justo por Meio de Outros Resultados Abrangentes	Total
Passivo	3.716.533	-	-	3.716.533
Fornecedores	1.224.547	-	-	1.224.547
Empréstimos Moeda Nacional	944.422	-	-	944.422
Empréstimo Moeda Estrangeira	710.522	-	-	710.522
Debêntures	306.508	-	-	306.508
Reserva Matemática a Amortizar	388.043	-	-	388.043
Passivo Financeiro – CVA	142.491	-	-	142.491

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.

		Consolidado	
Contas a Receber de Clientes		30.06.2021	31.12.2020
Grupo 1 – Clientes com Arrecadação no Vencimento		838.559	929.782
Grupo 2 – Clientes com média de atraso entre 01 e 90 dias		784.474	868.941
Grupo 3 – Clientes com média de atraso superior a 90 dias		806.748	781.713
Total		2.429.781	2.580.436

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

8. CAIXA E EQUIVALENTES 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	
	30.06.2021	31.12.2020	30.06.2021	31.12.2020
Recursos em Banco e em Caixa	56	40	60.020	56.232
Aplicações Financeiras	49.904	50.381	1.040.726	1.109.973
Total	49.960	50.421	1.100.746	1.166.205

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 95,5% da variação do Certificado de Depósito Interbancário – CDI.

9. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

a) Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

Descrição	Vincendas	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Consolidado	
				30.06.2021	31.12.2020
Consumidores	1.056.625	267.323	727.085	2.051.033	2.207.203
Residencial	280.012	163.750	157.418	601.180	597.374
Industrial	90.522	42.857	379.473	512.852	604.324
Comércio	132.991	48.198	146.867	328.056	351.248
Rural	39.197	12.083	12.645	63.925	78.422
Poder Público	36.227	274	9.928	46.429	45.113
Iluminação Pública	19.480	1	19.291	38.772	38.216
Serviço Público	21.838	160	1.463	23.461	23.839
Fornecimento não Faturado	436.358	-	-	436.358	468.667
Suprimento a Outras Concessionárias	292.401	27.102	59.245	378.748	373.233
Concessionárias e Permissionárias	228.234	2.757	13.212	244.203	236.918
Transações no Âmbito da CCEE	8.479	-	13.563	22.042	65.672
Outros Créditos	48.317	24.345	32.470	105.132	62.534
Concessionárias e Permissionárias não Faturado	7.371	-	-	7.371	8.109
Total	1.349.026	294.425	786.330	2.429.781	2.580.436
PECLD com Clientes (b)				(659.499)	(632.475)
Total Contas a Receber de Clientes – Líquido				1.770.282	1.947.961
Circulante				1.744.175	1.918.725
Não Circulante				26.107	29.236

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, que são gerenciadas e contabilizadas pela CCEE, e são rateadas entre os agentes de mercado.

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

Consumidores	Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020
Residencial	102.836	76.631
Industrial	228.939	226.456
Têxtil (i)	114.614	114.614
Comércio, Serviços e Outras	124.215	109.029
Rural	6.701	5.509
Poder Público	11.334	11.235
Iluminação Pública	18.967	16.611
Serviço Público	1.423	1.429
Concessionárias e Permissionárias (ii)	23.835	47.207
Consumidores Livres	1.434	1.250
Outros	25.201	22.504
Total	659.499	632.475
Circulante	544.885	517.861
Não Circulante	114.614	114.614

b.1) Movimentação

	Consolidado
Descrição	Total
Saldo em 31.12.2020	632.475
Provisão Constituída no Período	68.653
Reversão/Baixas de Contas a Receber	(41.629)
Saldo em 30.06.2021	659.499

A Celesc D, conforme preceitua o CPC 48/IFRS 9, utiliza a matriz de provisões como expediente prático para estimar suas perdas de crédito esperadas ao longo dos próximos doze meses, tendo sido atualizada no mês de maio de 2021. As perdas de crédito esperadas consideram sua experiência histórica, ajustando-a para melhor refletir as informações sobre as condições atuais e previsões razoáveis e suportáveis das condições econômicas futuras, sem desconsiderar as informações de mercado sobre o risco de crédito.

Para elaboração da matriz de inadimplência foi utilizado relatório extraído e enviado mensalmente para a ANEEL com os valores faturados e não recebidos. O objetivo do relatório é demonstrar os valores não recebidos (vencidos e vencidos) de cada faturamento até a data competência escolhida e definir o ponto de estabilização da curva de envelhecimento da fatura, o *Aging*.

A seguir são apresentados os percentuais de perdas esperadas segregadas por classe de consumo, aplicados no reconhecimento dos recebíveis:

Aging	Geral	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Poder Público	Iluminação Pública	Serviço Público
01	16,48%	24,48%	12,14%	12,86%	15,07%	7,76%	1,22%	3,40%
03	1,64%	2,69%	0,75%	1,21%	1,90%	0,26%	0,42%	0,06%
06	0,83%	1,23%	0,48%	0,75%	0,69%	0,08%	0,42%	0,03%
12	0,65%	0,91%	0,47%	0,61%	0,36%	0,03%	0,42%	0,02%
18	0,60%	0,78%	0,47%	0,56%	0,26%	0,01%	0,42%	0,02%
24	0,56%	0,71%	0,46%	0,53%	0,21%	0,01%	0,42%	0,02%
36	0,50%	0,64%	0,46%	0,45%	0,16%	0,01%	0,42%	0,02%
48	0,47%	0,58%	0,45%	0,43%	0,15%	0,01%	0,42%	0,02%
60	0,43%	0,56%	0,35%	0,43%	0,14%	0,01%	0,42%	0,02%

(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 Têxtil Renaux View S.A, Tecelagem Kuehnrich – TEKA e Companhia Industrial Schlösser S.A.

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.

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\$55.794.

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, em 2017, referente à recuperação judicial, o montante de R\$3.283, valor este revertido da provisão.

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
Saldo em 31.12.2020	114.614
Provisão Constituída no Período	-
Reversão no Período	-
Saldo em 30.06.2021	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\$13.563 em 30 de junho de 2021, sendo que ao longo deste exercício foram revertidos R\$26.269 devido ao seu recebimento.

b.3) Movimentação da PECLD da GSF

Descrição	Consolidado
	Total
Saldo em 31.12.2020	37.801
Provisão Constituída no Período	2.031
Reversão no Período (Baixa no Contas a Receber)	(26.269)
Saldo em 30.06.2021	13.563

10. ESTOQUES

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

Descrição	Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020
Almoxarifado	16.083	12.257
Outros	56	56
Total	16.139	12.313

Os estoques estão segregados em materiais de obras financiadas pelo BID e materiais adquiridos com recursos próprios.

11. TRIBUTOS A RECUPERAR

Descrição	Controladora		Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020	30.06.2021	31.12.2020
PIS/COFINS (Exclusão ICMS Base Cálculo)	-	-	1.669.597	611.534
IRPJ/CSLL	17.488	25.888	132.634	14.830
ICMS	-	-	49.389	57.208
PIS/COFINS	-	-	-	17.179
Outros	-	-	991	990
Total	17.488	25.888	1.852.611	701.741
Circulante	17.488	25.888	732.173	591.837
Não Circulante	-	-	1.120.438	109.904

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.

Os créditos de ICMS a recuperar registrados no ativo não circulante são decorrentes de aquisições de ativo imobilizado e podem ser compensados em até 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 da exposição contratual de 2014.

11.1. PIS/COFINS (Exclusão do ICMS da base de cálculo)

Descrição	Controladora		Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020	30.06.2021	31.12.2020
PIS/COFINS (Exclusão ICMS Base Cálculo) 1ª ação	-	-	732.195	611.534
PIS/COFINS (Exclusão ICMS Base Cálculo) 2ª ação	-	-	937.402	-
Total	-	-	1.669.597	611.534
Circulante	-	-	572.382	109.084
Não Circulante	-	-	1.097.215	502.450

Em 1º 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 repetição do indébito de PIS/COFINS em razão da inclusão do ICMS na base de cálculo, no período compreendido entre abril de 2007 a dezembro de 2014, em decorrência da limitação temporal conferida na decisão decorrente da superveniência da Lei nº 12.973/2014. Os créditos foram, inicialmente, escriturados em conformidade com a solução de consulta da Receita Federal do Brasil – RFB nº 13/2018. Após o julgamento dos Embargos de Declaração no Recurso Extraordinário nº 574.706/PR, em sede de repercussão geral, pelo Supremo Tribunal Federal, ocorrido

em 13 de maio de 2021, a companhia suplementou o valor do crédito registrado para adequá-lo a metodologia da exclusão do ICMS destacado da base de PIS/COFINS. Neste sentido, o valor de R\$732,1 milhões está em processo de compensação dos tributos vincendos e possui saldo classificado entre ativo circulante e não circulante, sendo o montante do ativo circulante calculado com base nas projeções de valores a serem compensados nos próximos doze meses.

Em 9 de julho de 2019, a Celesc D ingressou com a 2ª ação, 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 se encontra em tramitação. A ação foi julgada procedente em primeira instância, reconhecendo o direito da concessionária de excluir o ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS a partir de 1º de janeiro de 2015, entendimento confirmado pelo Tribunal Regional Federal da 4ª Região quando da análise do Recurso interposto pela União - Fazenda Nacional. No momento, o processo encontra-se suspenso, por determinação do Vice-Presidente do Tribunal Regional Federal da 4ª Região, até que o Supremo Tribunal Federal conclua, em definitivo, o julgamento dos Embargos de Declaração opostos pela União nos autos do leading case (Recurso Extraordinário nº 574706/PR) que trata da matéria em âmbito de repercussão geral, cujo impacto da modulação dos efeitos na ação individual da Celesc é aguardada pela Companhia.

Segundo o CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, a Companhia deve reconhecer um ativo quando for provável a entrada de benefícios econômicos e com mensuração confiável do valor envolvido.

A Celesc D, apesar de não ter a 2ª ação com decisão judicial transitada em julgado, possui circunstâncias pertinentes ao caso concreto, que permitem uma mensuração objetiva e confiável para contabilizar seus valores do período de 16 de março de 2017 em diante, por tratar-se do mesmo objeto da ação anterior.

Consoante ao reconhecimento contábil no grupo de tributos a recuperar (ativo) em contrapartida ao passivo a devolver ao consumidor, tem-se como fatores que implicam no julgamento de considerar como ativo, na forma de recuperação de crédito, o posicionamento da Receita Federal e da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional – PGFN de não recorrer da decisão proferida pelo STF, a disponibilidade dos documentos comprobatórios e a estimativa de compensação fiscal nos próximos cinco anos.

Enquanto a 2ª ação não possuir o trânsito em julgado, requisito previsto no art. 170-A do Código Tributário Nacional para início da compensação, os respectivos valores permanecerão registrados no ativo não circulante.

12. OUTROS ATIVOS – CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

Descrição	Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020
PIS/COFINS e ICMS ST (i)	61.004	58.040
Compartilhamento de Infraestrutura (ii)	32.206	27.241
Adiantamento Proinfra (iii)	17.509	17.509
Diferença Reembolso CDE (iv)	14.481	42.777
Programa Baixa Renda	12.057	11.907
Despesas Paga Antecipadamente	12.804	5.785
Conta Bandeiras	4.297	3.155
Outros Créditos	11.210	7.965
Total	165.568	174.379
Circulante	162.839	171.161
Não Circulante	2.729	3.218

(i) PIS/COFINS e ICMS Substituição Tributária (ST)

Valores a receber dos Consumidores Livres provenientes da cobrança de tributos nas faturas de energia elétrica vinculados ao Convenio/CONFAZ nº 77, de 5 de agosto de 2011.

(ii) Compartilhamento de Infraestrutura

Refere-se à 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.

(iii) Adiantamento do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA

Refere-se ao adiantamento do encargo regulamentado pelo Decreto nº 5.025/2004, na Celesc D, que tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica.

(iv) Diferença Reembolso CDE

Corresponde à diferença entre os valores concedidos de descontos tarifários às unidades consumidoras da Celesc D e os valores recebidos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CEEE para compensar os referidos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis a: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural e; serviço público de irrigação.

13. ATIVO/PASSIVO FINANCEIRO

13.1. Parcela A – CVA

Descrição	31.12.2020	Adição	Amortização	Remuneração	30.06.2021	Saldo em Amortização	Saldo em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa	1.177.150	378.366	(372.477)	14.648	1.197.687	104.479	1.093.208	1.039.779	157.908
Energia	596.827	(3.520)	(109.978)	7.152	490.481	31.071	459.410	424.122	66.359
Custo da Energia de Itaipu	175.062	41.719	(102.054)	1.377	116.104	29.482	86.622	103.592	12.512
Proinfa	-	19.736	-	124	19.860	-	19.860	16.991	2.869
Transporte Rede Básica	91.284	35.090	(20.372)	1.251	107.253	5.817	101.436	92.601	14.652
Transporte de Energia	15.889	5.294	(5.022)	207	16.368	1.434	14.934	14.211	2.157
ESS	64.690	187.108	-	2.077	253.875	-	253.875	217.204	36.671
CDE	82.429	61.866	(59.144)	1.474	86.625	16.891	69.734	76.553	10.072
Neutralidade Parcela A	23.551	-	(18.272)	-	5.279	5.279	-	5.279	-
Sobrecontratação de Energia	92.692	31.073	(34.632)	894	90.027	10.005	80.022	78.468	11.559
Outros	34.726	-	(23.003)	92	11.815	4.500	7.315	10.758	1.057
CVA Passiva	(1.032.780)	(296.299)	600.841	(9.221)	(737.459)	(173.211)	(564.248)	(658.312)	(79.147)
Proinfa	(14.402)	-	11.303	(129)	(3.228)	(3.228)	-	(3.228)	-
Sobrecontratação Energia	(44.170)	-	34.270	-	(9.900)	(9.900)	-	(9.900)	-
ESS	(127.017)	-	99.688	(1.140)	(28.469)	(28.469)	-	(28.469)	-
Neutralidade Parcela A	(25.855)	(88.874)	-	(1.202)	(115.931)	-	(115.931)	(99.185)	(16.746)
Devoluções Tarifárias	(93.077)	(21.099)	16.793	(3.248)	(100.631)	(4.852)	(95.779)	(89.152)	(11.479)
Outros	(728.259)	(186.326)	438.787	(3.502)	(479.300)	(126.762)	(352.538)	(428.378)	(50.922)
Saldo Ativos/(Passivos)	144.370	82.067	228.364	5.427	460.228	(68.732)	528.960	381.467	78.761

Consolidado		
Descrição	30.06.2021	31.12.2020
CVA 2020 – Período de 23.08.2019 a 22.08.2020	52.998	236.455
CVA 2021 – Período de 23.08.2020 a 22.08.2021	1.005.871	648.307
Total – CVA	1.058.869	884.762
Outros Itens – Período de 23.08.2019 a 22.08.2020	(121.730)	(535.672)
Outros Itens – Período de 23.08.2020 a 22.08.2021	(476.911)	(204.720)
Total – Outros Itens – CVA	(598.641)	(740.392)
Total	460.228	144.370

13.2. Ativo Financeiro – Bonificação de Outorga

Em 2016, a Celesc G pagou 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 2.746, de 28 de julho de 2020;
- Somando-se os juros mensais calculados com base na Taxa de Juros Efetiva – TIR; e
- Somando-se a atualização monetária pelo IPCA, estabelecido pelo Contrato de Concessão.

Consolidado						
Descrição	Usina Garcia	Usina Bracinho	Usina Cedros	Usina Salto	Usina Palmeiras	Total
Saldo em 31.12.2020	43.944	63.048	48.139	29.048	117.408	301.587
Atualização Monetária	1.615	2.318	1.770	1.066	4.324	11.093
Juros	2.641	3.842	2.836	1.985	6.216	17.520
Amortização/Baixa	(2.638)	(3.810)	(2.827)	(1.939)	(6.315)	(17.529)
Saldo em 30.06.2021	45.562	65.398	49.918	30.160	121.633	312.671
Circulante						35.719
Não Circulante						276.952

14. ATIVO FINANCEIRO INDENIZÁVEL – CONCESSÃO

Consolidado		
Descrição	30.06.2021	31.12.2020
Ativo de Concessão – Distribuição de Energia (a)	582.241	610.216
Em Serviço	350.502	289.571
Em Curso	231.739	320.645
Ativo de Concessão – Geração de Energia (b)	2.421	2.421
Ativo Indenizável	2.421	2.421
Total	584.662	612.637
Não Circulante	584.662	612.637

14.1. 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
Saldo em 31.12.2020	610.216
(+) Novas Aplicações	53.465
(+) Variação do Ativo Imobilizado em Curso – AIC	(88.906)
(+) Atualização Ativo Financeiro Indenizável – Concessão (i)	7.825
(-) Resgate	(359)
Saldo em 30.06.2021	582.241
(i) IPCA	

14.2. 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 (REN) 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.

Com a Audiência Pública 03/2019 realizada pela ANEEL, que teve como objetivo alterar a REN nº 596/2013, em face da inaplicabilidade da base de referência de custos unitários prevista no § 1º do art. 10 do Decreto nº 7.805 de 2012, aos investimentos realizados ao longo da concessão, e considerando que permanecia sem conclusão até o final do exercício, acredita-se que os valores apresentados na tabela abaixo deverão ser novamente requeridos ao poder concedente, por meio de novo procedimento a ser estabelecido.

Usinas	Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020
UHE Bracinho	85	85
UHE Cedros	195	195
UHE Salto	1.906	1.906
UHE Palmeiras	235	235
Total	2.421	2.421

15. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

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

Valor Justo por Meio de Outros Resultados Abrangentes (VJORA)	Controladora		Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020	30.06.2021	31.12.2020
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

15.1. Companhia Catarinense de Águas e Saneamento – Casan

A Companhia possui 56.713.251 Ações Ordinárias – ON, e 56.778.178 Ações Preferenciais – PN, representando 14,19% do Capital Social da Casan. A redução de 14,74% para 14,19% se deu por dois motivos, quais sejam: não autorização da utilização dos dividendos propostos à Celesc, nos exercícios de 2012 e 2014 para constituição de AFAC, subscrita no exercício de 2020 e não realização de aumento de capital proposto pela Casan ao final do exercício de 2020.

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\$110,7 milhões.

Para o cálculo do *valuation*, o período de projeção adotado é de 5 anos (até 2025), com valor terminal (fluxo dos últimos 12 meses de projeção). A taxa de desconto usada foi WACC nominal de 10,13% a.a., com taxa de crescimento de longo prazo (perpetuidade) nominal de 3,07% (média das projeções de inflação para os próximos 5 anos). O custo da dívida após impostos é de 4,43% a.a. e o custo de capital próprio é de 14,92% a.a., resultando no valor justo de R\$138,3 milhões.

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 30 de junho de 2021.

Conciliação do Valor Contábil

	Controladora	Consolidado
Ações Casan	Total	Total
Saldo em 31.12.2019	137.261	137.261
Custo Histórico de Aquisição	110.716	110.716
Valor Justo	26.545	26.545
Saldo em 31.12.2020	137.261	137.261
Custo Histórico de Aquisição	110.716	110.716
Valor Justo	26.545	26.545
Saldo em 30.06.2021	137.261	137.261

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.

Descrição	Controladora	Consolidado		
	Outras Despesas	Tributos	Receita de Vendas	Despesa Financeiras
Governo do Estado de SC:				
ICMS	-	(1.130.778)	-	-
Receita de Vendas	-	-	36.110	-
Rede Subterrânea	-	-	-	-
Celos				
Atualização Reserva Matemática	-	-	-	(16.857)
Celesc D				
Pessoal à Disposição	(2.399)	-	-	-
Saldo em 30.06.2020	(2.399)	(1.130.778)	36.110	(16.857)
Governo do Estado de SC:				
ICMS	-	(1.309.904)	-	-
Receita de Vendas	-	-	39.051	-
Rede Subterrânea	-	-	-	-
Celos				
Atualização Reserva Matemática	-	-	-	(27.603)
Celesc D				
Pessoal à Disposição	(5.107)	-	-	-
Saldo em 30.06.2021	(5.107)	(1.309.904)	39.051	(27.603)

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

Descrição	Controladora		Consolidado			
	Ativo	Passivo	Ativo		Passivo	
	Contas a Receber de Clientes	Outros	Contas a Receber de Clientes	Tributos a Recuperar	Tributos a Recolher	Outros
Governo do Estado de SC						
ICMS	-	-	-	57.208	274.512	-
Faturamento de Energia	-	-	6.285	-	-	-
Pessoal à Disposição	-	-	256	-	-	-
Celos						
Contrib. Prev., Plano Saúde e Outros	-	44	-	-	-	17.715
Celesc G						
Dividendos e JCP	20.546	-	-	-	-	-
Celesc D						
Pessoal à Disposição	-	546	-	-	-	-
Dividendos e JCP	97.149	-	-	-	-	-
Saldo em 31.12.2020	117.695	590	6.541	57.208	274.512	17.715
Governo do Estado de SC						
ICMS	-	-	-	49.389	243.403	-
Faturamento de Energia	-	-	7.049	-	-	-
Pessoal à Disposição	-	-	256	-	-	-
Celos						
Contrib. Prev., Plano Saúde e Outros	-	57	-	-	-	8.590
Celesc G						
Dividendos e JCP	-	-	-	-	-	-
Celesc D						
Pessoal à Disposição	-	619	-	-	-	-
Dividendos e JCP	48.575	-	-	-	-	-
Saldo em 30.06.2021	48.575	676	7.305	49.389	243.403	8.590

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	
	30.06.2021	31.12.2020	30.06.2021	31.12.2020
Honorários	2.475	4.432	2.475	4.432
Participação nos Lucros e/ou Resultados	1.241	1.220	1.241	1.220
Encargos Sociais	650	1.229	650	1.229
Outros	420	766	420	766
Total	4.786	7.647	4.786	7.647

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

17.1. Composição do IRPJ e da CSLL Diferidos Líquidos

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

- (i) Provisão para 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 para 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 Reposição – 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	30.06.2021	31.12.2020
Ativo	877.506	871.596
Passivo	(37.416)	(11.642)
Tributo Diferido Líquido	840.090	859.954

Diferenças Temporárias	Consolidado					
	Diferido Ativo		Diferido Passivo		Diferido Líquido	
	30.06.2021	31.12.2020	30.06.2021	31.12.2020	30.06.2021	31.12.2020
Provisão p/ Contingências	184.639	174.057	-	-	184.639	174.057
Provisão p/ Perdas em Ativos	63.549	64.738	-	-	63.549	64.738
Benefício Pós-Emprego	736.271	766.900	-	-	736.271	766.900
Custo Atribuído	-	-	7.371	7.515	(7.371)	(7.515)
IR e CS Diferidos sobre Prejuízo Fiscal não Constituído	16.365	12.827	-	-	16.365	12.827
Efeitos ICPC 01 – Contratos de Concessão	-	-	50.859	51.919	(50.859)	(51.919)
Efeitos CPC 39 – Instrumentos Financeiros	-	-	62.666	63.971	(62.666)	(63.971)
Bonificação de Outorga	-	-	39.743	35.052	(39.743)	(35.052)
Outras Provisões	-	-	95	111	(95)	(111)
Total	1.000.824	1.018.522	160.734	158.568	840.090	859.954

17.2. 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.

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 da exposição contratual de 2014 pelo órgão regulador no valor de R\$209,8 milhões atualizados até 30 de junho de 2021 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 e 2020 tiveram a realização financeira no montante de R\$65,7 milhões e R\$68,5 milhões, respectivamente, e a consequente realização de IRPJ e CSLL diferidos sobre esta base.

As estimativas de realização para o saldo do total do ativo de 30 de junho de 2021 são:

Ano	Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020
2021	72.746	81.847
2022	78.913	78.914
2023	75.303	75.304
2024	74.549	74.550
Acima de 2025	699.313	707.907
Total	1.000.824	1.018.522

17.3. 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 31.12.2019	26.229
(-) Baixa do Custo Atribuído	(855)
(+) Tributos (IRPJ/CSLL)	291
Saldo em 31.12.2020	25.665
(-) Baixa do Custo Atribuído	(426)
(+) Tributos (IRPJ/CSLL)	145
Saldo em 30.06.2021	25.384

17.4. 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:

	Consolidado
Descrição	Total
Saldo em 31.12.2019	1.470.026
(+) Adição do Passivo Atuarial	(285.293)
(-) Tributos (IRPJ/CSLL)	97.000
Saldo em 31.12.2020	1.281.733
(+) Adição do Passivo Atuarial	-
(-) Tributos (IRPJ/CSLL)	-
Saldo em 30.06.2021	1.281.733

17.5. Conciliação do IRPJ e da CSLL Corrente e Diferido

A conciliação da despesa de IRPJ e CSLL, pela alíquota nominal e efetiva, está demonstrada a seguir:

	Controladora		Consolidado	
Descrição	30.06.2021	30.06.2020	30.06.2021	30.06.2020
Lucro/(Prejuízo) antes do IRPJ e da CSLL	295.743	204.720	457.027	305.826
Alíquota Nominal Combinada do IRPJ e da CSLL	34%	34%	34%	34%
IRPJ e CSLL	(100.553)	(69.605)	(155.389)	(103.981)
Adições e Exclusões Permanentes				
Equivalência Patrimonial	103.111	71.428	10.839	6.680
Benefício Fiscal	-	-	(33)	(42)
Incentivo Fiscal	-	-	2.304	1.979
Provisões Indedutíveis	(316)	(341)	(316)	(341)
Multas Indedutíveis	-	-	(5.708)	(2.863)
IRPJ/CSLL não Reconhecidos s/ Prejuízo Fiscal	-	(2.977)	-	(2.977)
Participação dos Administradores	(149)	(139)	(169)	(158)
Perdas Não Técnicas	-	-	(10.726)	(1.025)
Outras Adições (Exclusões)	1.470	1.634	1.477	1.622
Total IRPJ e CSLL Corrente e Diferido	3.563	-	(157.721)	(101.106)
Corrente	-	-	(137.859)	(114.277)
Diferido	3.563	-	(19.862)	13.171
Alíquota Efetiva	-1,20%	0,00%	34,51%	33,06%

17.6. 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:

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

Em 2020, o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF, em julgamento do Recurso Voluntário interposto pela Companhia, deu provimento parcial ao pedido, para o fim de cancelar as exigências referentes aos ajustes (adições) de que trata o art. 69 da Lei nº 12.973/2014, e à aplicação de multas isoladas por falta de recolhimento de estimativas, mantendo-se a exigência para se tributar os ajustes positivos relacionados ao CVA por regime de competência. Em decorrência, estima-se que o provimento do recurso implicou na redução da contingência para R\$107 milhões. Da decisão, a contribuinte opôs embargos de declaração, que aguardam julgamento perante o CARF.

18. INVESTIMENTOS EM CONTROLADAS, CONTROLADAS EM CONJUNTO E COLIGADAS

Descrição	Controladora		Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020	30.06.2021	31.12.2020
Controladas	1.832.303	1.558.988	-	-
Celesc D	1.207.042	990.001	-	-
Celesc G	625.261	568.987	-	-
Controladas em Conjunto	103.753	98.631	103.753	98.631
SCGÁS	103.753	98.631	103.753	98.631
Coligadas	102.221	91.104	183.840	170.302
ECTE	79.212	62.955	79.212	62.955
DFESA	23.009	28.149	23.009	28.149
SPEs	-	-	81.619	79.198
Cubatão	3.353	3.353	3.353	3.353
(-) Provisão p/ Perda no Investimento Cubatão	(3.353)	(3.353)	(3.353)	(3.353)
Total	2.038.277	1.748.723	287.593	268.933

18.1. Informações sobre Investimentos

						Controladora
Descrição	Ações da Companhia	Participação da Companhia		PL	Total de Ativos	Lucro (Prejuízo)
	Ordinárias	Capital Social	Capital Votante			
Saldo em 31.12.2020						
Celesc D	630.000	100,00%	100,00%	990.001	9.553.390	409.048
Celesc G	43.209	100,00%	100,00%	568.987	768.717	81.909
ECTE	13.001	30,88%	30,88%	203.837	538.314	80.619
SCGÁS	1.827	17,00%	51,00%	379.388	627.715	70.357
DFESA	153.382	23,03%	23,03%	122.227	128.798	42.007
Cubatão	1.600	40,00%	40,00%	1.566	5.739	(125)

Saldo em 30.06.2021

Celesc D	630.000	100,00%	100,00%	100,00%	1.207.042	3.729.526	217.041
Celesc G	43.209	100,00%	100,00%	100,00%	625.261	808.745	56.274
ECTE	13.001	30,88%	30,88%	30,88%	256.474	623.644	58.659
SCGÁS	1.827	17,00%	51,00%	51,00%	413.834	723.699	37.964
DFESA	153.381	23,03%	23,03%	23,03%	99.909	125.269	19.269
Cubatão	1.600	40,00%	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			
Saldo em 31.12.2020						
ECTE	13.001	30,88%	30,88%	203.837	538.314	80.619
SCGÁS	1.827	17,00%	51,00%	379.388	627.715	70.357
DFESA	153.382	23,03%	23,03%	122.227	128.798	42.007
Cubatão	1.600	40,00%	40,00%	1.566	5.739	(125)
Rondinha Energética S.A.	15.113	32,50%	32,50%	44.716	54.652	2.712
Cia Energética Rio das Flores S.A.	8.035	26,07%	26,07%	49.843	59.662	7.775
Xavantina Energética S.A.	266	40,00%	40,00%	25.464	38.065	736
Garça Branca Energética S.A.	22.326	49,00%	49,00%	36.983	62.655	(719)
EDP Transmissão Aliança SC	2.650	10,00%	10,00%	232.092	1.784.077	74.871

Saldo em 30.06.2021

ECTE	13.001	30,88%	30,88%	30,88%	256.474	623.644	58.659
SCGÁS	1.827	17,00%	51,00%	51,00%	413.834	723.699	37.964
DFESA	153.381	23,03%	23,03%	23,03%	99.909	125.269	19.269
Cubatão	1.600	40,00%	40,00%	40,00%	1.566	5.739	(125)
Rondinha Energética S.A.	15.113	32,50%	32,50%	32,50%	46.072	54.068	1.050
Cia Energética Rio das Flores S.A.	8.035	26,07%	26,07%	26,07%	37.081	63.798	(13.681)
Xavantina Energética S.A.	271	40,00%	40,00%	40,00%	25.899	37.435	374
Garça Branca Energética S.A.	23.793	49,00%	49,00%	49,00%	37.455	61.434	(470)
EDP Transmissão Aliança SC	12.650	10,00%	10,00%	10,00%	280.926	1.990.670	42.342

18.2. Movimentação dos Investimentos

Descrição	Controladora					
	Celesc D	Celesc G	ECTE	SCGÁS	DFESA	Total
Saldo em 31.12.2020	990.001	568.987	62.955	98.631	28.149	1.748.723
Dividendos e JCP Creditados	-	-	(2.805)	(599)	(9.577)	(12.981)
Amortização Direito de Uso de Concessão	-	-	-	(733)	-	(733)
Resultado de Equivalência Patrimonial	217.041	56.274	19.062	6.454	4.437	303.268
Saldo em 30.06.2021	1.207.042	625.261	79.212	103.753	23.009	2.038.277

Descrição	ECTE	SCGÁS	DFESA	SPEs	Consolidado
					Total
Saldo em 31.12.2020	62.955	98.631	28.149	79.198	268.933
Integralizações	-	-	-	494	494
Dividendos e Juros s/ Capital Próprio – JCP Creditados	(2.805)	(599)	(9.577)	-	(12.981)
Amortização Direito de Uso de Concessão	-	(733)	-	-	(733)
Resultado de Equivalência Patrimonial	19.062	6.454	4.437	1.927	31.880
Saldo em 30.06.2021	79.212	103.753	23.009	81.619	287.593

18.3. Aquisição do Direito de Uso de Concessão

O saldo do direito de uso de concessão gerado na aquisição da SCGÁS em 30 de junho de 2021 é de R\$33.401 (R\$34.135, em 31 de dezembro de 2020). O direito de uso de concessão é amortizado pelo prazo de concessão de prestação de serviços públicos da referida empresa.

19. IMOBILIZADO

19.1. Composição do Saldo

Descrição	Terrenos	Reservatórios Barragens e Adutoras	Prédios e Construções	Máquinas e Equipamentos	Outros	Obras em Andamento (i)	Consolidado
							Total
Saldo em 31.12.2020	8.447	13.975	30.949	84.302	731	63.023	201.427
Custo do Imobilizado	20.202	169.061	50.166	171.152	2.087	63.023	475.691
Provisão p/ Perdas	(4.427)	(23.138)	(436)	(2.778)	78	-	(30.701)
Depreciação Acumulada	(7.328)	(131.948)	(18.781)	(84.072)	(1.434)	-	(243.563)
Saldo em 31.12.2020	8.447	13.975	30.949	84.302	731	63.023	201.427
Adições	-	-	-	-	-	11.784	11.784
Baixas Saldo Bruto	-	-	-	-	-	-	-
Baixas Depreciação	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação	-	(333)	(438)	(1.900)	(88)	-	(2.759)
(+/-) Transferências	-	-	97	1.442	-	(1.539)	-
Reversão/Perda Recuperabilidade de Ativos	-	-	-	-	-	-	-
Saldo em 30.06.2021	8.447	13.642	30.608	83.844	643	73.268	210.452
Custo do Imobilizado	20.202	169.061	50.263	172.594	2.087	73.268	487.475
Provisão p/ Perdas	(4.427)	(23.138)	(436)	(2.778)	78	-	(30.701)
Depreciação Acumulada	(7.328)	(132.281)	(19.219)	(85.972)	(1.522)	-	(246.322)
Saldo em 30.06.2021	8.447	13.642	30.608	83.844	643	73.268	210.452
Taxa Média de Depreciação	0%	4,91%	2,22%	3,13%	13,28%	0,00%	

(i) Dos principais investimentos realizados no parque gerador próprio no primeiro semestre de 2021, R\$9,7 milhões foram aplicados em encargos e custos das debêntures, sistema auxiliar mecânico, turbinas e partes para geração, montagens elétricas, mobilização e canteiros de obras da US Celso Ramos; 771 mil foram gastos em duas Pick-up 4x4 cabine dupla, serviço de desenvolvimento de software integração, 20 computadores tipo notebook, serviço de manutenção eletromecânica para a Adm Central; R\$ 878 mil foram utilizados para automação de usinas e projeto executivo da US Palmeiras; R\$ 268 mil foram alocados na reforma do gerador UG-02, prolongamento de grade, bancos de baterias e serviço de manutenção da US Pery; R\$ 108 mil foram aplicados em motobombas centrífugas, cabos de força da UG-01, bancos de baterias e troca de IP's da US Bracinho; R\$ 71 mil foram empregados em medidores de fronteira principal e substituição dos cabos excitação da US Salto e R\$ 46 mil referem-se a substituição dos cabos excitação e boia sinalizadora da US Garcia.

19.2. Depreciação

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

Administração	Consolidado
	Percentuais (%)
Prédios e Construções	6,3
Máquinas e Equipamentos	6,0
Veículos	14,3
Móveis e Utensílios	6,3
Operação	Consolidado
	Percentuais (%)
Prédios e Construções	2,3
Máquinas e Equipamentos	3,1
Reservatórios, Barragens e Adutoras	4,9
Veículos	6,3
Móveis e Utensílios	1,5

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.

19.3. 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 30 de junho de 2021 são:

Descrição	Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020
Reservatórios, Barragens e Adutoras	132.349	132.349
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	11.935	11.935
Máquinas e Equipamentos	48.386	48.297
Outros	13.826	13.826
Total	206.496	206.407

20. INTANGÍVEL

20.1. Ágio ECTE

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

Descrição	31.12.2020	Controladora	
		Amortizações	30.06.2021
Ágio ECTE	4.944	(252)	4.692

20.2. 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, essas taxas foram utilizadas como base para a avaliação e amortização do ativo intangível.

Descrição	Ativo de Concessão Celesc D (ii)	Software Adquiridos	Ágio	Faixa de Servidão	Itens em Andamento	Consolidado
						Total
Saldo em 31.12.2020	3.610.710	832	4.944	70	1.500	3.618.056
Custo Total	5.757.746	7.404	14.248	70	1.500	5.780.968
Amortização Acumulada	(2.147.036)	(6.572)	(9.304)	-	-	(2.162.912)
Saldo em 31.12.2020	3.610.710	832	4.944	70	1.500	3.618.056
Adições	266.971	-	-	-	163	267.134
Baixas	(26.670)	-	-	-	-	(26.670)
Amortizações	(121.485)	(91)	(252)	-	-	(121.828)
Transferências	-	-	-	-	-	-
Saldo em 30.06.2021	3.729.526	741	4.692	70	1.663	3.736.692
Custo Total	5.998.047	7.404	14.248	70	1.663	6.021.432
Amortização Acumulada	(2.268.521)	(6.663)	(9.556)	-	-	(2.284.740)
Saldo em 30.06.2021	3.729.526	741	4.692	70	1.663	3.736.692
Taxa Média Amortização	4,3%	20,0%	0,9%	0%	0%	

21. FORNECEDORES

Descrição	Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020
Energia Elétrica	569.345	571.122
Encargos de Uso da Rede Elétrica	133.448	121.416
Materiais e Serviços	91.622	138.291
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (i)	250.302	393.718
Total	1.044.717	1.224.547

(i) A CCEE possui entre suas atribuições apurar o valor da contabilização dos agentes. Esse 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. Os altos custos de Sumário (SUM001), no 2º trimestre de 2021, se devem à manutenção dos baixos reservatórios do SIN, conjuntamente com a entrada do período seco no regime de chuvas. Desta forma, o GSF (fator de produção das hidrelétricas) é afetado negativamente, o que gera maior pagamento em termos de risco hidrológico. Além disso, a fim de promover a segurança energética do sistema, a despesa com encargos vem apresentando grande impacto, principalmente por conta de despacho de usinas fora da ordem de mérito (usinas com custo mais elevado, mas que estão localizadas em pontos de maior consumo), de modo a garantir o suprimento de energia no Sul e Sudeste do país.

22. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Os Empréstimos e Financiamentos possuem cinco classificações distintas: (i) Empréstimos Bancários, (ii) Nota Promissória Comercial, (iii) Empréstimos da Eletrobras, (iv) Empréstimos Tipo Finame e (v) Empréstimos – BID, e alguns destes são garantidos por recebíveis e aval da *Holding*, conforme disposições contratuais.

Descrição		Consolidado	
		30.06.2021	31.12.2020
Total Moeda Nacional		254.476	944.422
Empréstimos Bancários (i)	CDI+1,3% a.a.	55.690	122.406
Empréstimos Bancários (i)	CDI + 0,8% a.a.	186.675	298.315
Nota Promissória Comercial (ii)	CDI+4,5% a.a.	-	507.939
Empréstimos Eletrobras (iii)	5% a.a.	3.420	3.857
Empréstimos Finame (iv)	2,5% a 9,5% a.a.	8.691	11.905
Total Moeda Estrangeira		857.270	710.522
Empréstimos – BID (v)	CDI + 0,77% a 1,98% a.a	857.270	710.522
Total		1.111.746	1.654.944
Circulante		256.169	865.901
Não Circulante		855.577	789.043

i) Empréstimos Bancários

Os saldos de Empréstimos Bancários referem-se a contratações, cujos recursos foram utilizados exclusivamente para reforço de caixa da Companhia.

Em novembro de 2018 e por meio de Cédula de Crédito Bancário – CCB, 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 é de 36 meses, sendo 18 meses de carência para o início da amortização do valor principal, e liquidação em 18 parcelas mensais, iniciada em junho de 2020 e com término previsto para novembro de 2021.

Complementando as contratações classificadas como Empréstimos Bancários, em abril de 2019, foram contratados mais R\$335 milhões junto ao Banco Safra, também por meio de CCB, com remuneração à taxa equivalente ao CDI + 0,80% a.a. exigida mensalmente. Os prazos de vigência, de carência e de liquidação do principal são idênticos aos descritos no contrato anterior, tendo o início da amortização acontecido em novembro de 2020 e o final previsto para abril de 2022.

ii) Nota Promissória Comercial

Em 29 de maio de 2020, a Celesc D efetuou a primeira emissão Notas Promissórias Comerciais, sendo emitidos 489 (quatrocentos e oitenta e nove) títulos com valor unitário de R\$1,0 milhão, totalizando R\$489,0 milhões. Os juros remuneratórios correspondiam a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia “over extra grupo”, calculadas e divulgadas pela B3, base 252 dias úteis, acrescidas exponencialmente de sobretaxa (*spread*) equivalente a 4,50% a.a. O pagamento do principal e dos juros foram efetuados em parcela única no dia 21 de maio de 2021.

iii) Eletrobras

Os recursos dessa contratação foram destinados, entre outras aplicações, aos programas de eletrificação rural e advêm da Reserva Global de Reversão – RGR e do Fundo de Financiamento da Eletrobrás. O contrato vigente possui carência de 24 meses, amortização

em 120 parcelas mensais, taxa de juros de 5% a.a. e taxa de administração de 1% a.a. Possui anuência da ANEEL e o término está previsto para 30 de maio 2025.

iv) 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. São previstas 96 amortizações mensais para Finames do Banco do Brasil e 72 amortizações mensais para Finames da Caixa Econômica Federal. Todos os contratos possuem anuência da ANEEL.

v) 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 0,5% ao ano sobre o saldo em dólar americano 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.

As primeiras liberações ocorreram em 10 de dezembro de 2018 e 28 de janeiro de 2019, num montante de US\$80.078.631,05 (oitenta milhões, setenta e oito mil, seiscentos e trinta e um dólares americanos e cinco centavos). Após isso, em 2 de maio de 2019, optou-se pela conversão dos valores liberados em moeda nacional e pela alteração da taxa de juros aplicada ao contrato, já considerando os custos do BID, não havendo mais, portanto, a incidência de variação cambial.

As liberações continuaram ocorrendo e a opção de conversão em moeda nacional e a alteração da taxa de juros do contrato mencionadas anteriormente foram mantidas.

Abaixo, estão demonstradas todas as liberações ocorridas até o momento, com datas, valores e taxas de juros aplicadas atualmente:

Datas	Valores em US\$	Taxa de Juros
10.12.2018	70.374.302,95	CDI + 0,99 a.a.
28.01.2018	9.704.328,10	CDI + 0,99 a.a.
07.10.2019	26.210.755,00	CDI + 1,04 a.a.
10.12.2019	9.767.891,73	CDI + 0,87 a.a.
09.06.2020	7.273.169,76	CDI + 1,24 a.a.
13.10.2020	35.000.000,00	CDI + 1,90 a.a.
19.03.2021	25.000.000,00	CDI + 1,98 a.a.

Todas as taxas de juros já consideram os custos do BID e podem sofrer alguma variação em função de um dos componentes do *spread* ser variável e definido pelo próprio BID trimestralmente.

a) Composição dos Vencimentos

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

Descrição	Consolidado					
	Nacional		Estrangeira		Total	
	30.06.2021	31.12.2020	30.06.2021	31.12.2020	30.06.2021	31.12.2020
Ano 2022	2.141	79.107	-	-	2.141	79.107
Ano 2023	3.260	3.260	-	-	3.260	3.260
Ano 2024	1.139	1.139	42.434	35.259	43.573	36.398
Ano 2025 +	364	364	806.239	669.914	806.603	670.278
Total	6.904	83.870	848.673	705.173	855.577	789.043

b) Movimentação de Empréstimos e Financiamentos – Nacional

Descrição	Consolidado		
	Circulante	Não Circulante	Total
Saldo em 31.12.2020	860.552	83.870	944.422
Ingressos	-	-	-
Atualização Monetária	-	-	-
Encargos Provisionados	19.268	-	19.268
Transferências	76.966	(76.966)	-
Amortizações de Principal	(670.972)	-	(670.972)
Pagamentos de Encargos	(38.242)	-	(38.242)
Saldo em 30.06.2021	247.572	6.904	254.476

c) Movimentação de Empréstimos e Financiamentos – Estrangeiro – BID

Descrição	Consolidado		
	Circulante	Não Circulante	Total
Saldo em 31.12.2020	5.349	705.173	710.522
Ingressos	-	141.025	141.025
Atualização Monetária	-	2.475	2.475
Encargos Provisionados	16.631	-	16.631
Pagamentos de Encargos	(13.383)	-	(13.383)
Saldo em 30.06.2021	8.597	848.673	857.270

23. DEBÊNTURES

23.1. 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 30 de junho de 2021, foram pagos R\$39,0 milhões de remuneração e R\$100,0 milhões de principal.

Anualmente, a Companhia, como garantidora, 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 o vencimento antecipado do total da dívida. Em 31 de dezembro de 2020, o resultado do cálculo dessa relação foi de 0,92, cumprindo, assim, tal obrigação.

23.2. Debêntures 2021 – Celesc D

A Celesc D emitiu, em 15 de abril de 2021, 550.000 (quinhentos e cinquenta mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, no valor nominal unitário de R\$1,0 mil, totalizando R\$550 milhões, com vencimento para 15 de abril de 2026. Os recursos dessa emissão foram utilizados para reforço de caixa.

As debêntures são da espécie quirografária, sem preferência, não conferindo, portanto, qualquer privilégio especial ou geral a seus titulares. Adicionalmente, contam com garantia fidejussória. 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.

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 B3, acrescidos de uma sobretaxa ou *spread* de 2,6 % ao ano.

A remuneração está prevista para pagamento de duas maneiras: a primeira, de forma trimestral e a partir da data de emissão, com vencimento todo dia 15 dos meses de janeiro, abril, julho e outubro, iniciando em 15 de julho de 2021 e terminando em 15 de outubro de 2022, e a segunda, de forma mensal e a partir de 15 de novembro de 2022, com os demais vencimento ocorrendo sempre no dia 15 dos meses subsequentes até o final da vigência.

A amortização está prevista em 43 (quarenta e três) parcelas mensais consecutivas, devidas sempre no dia 15 de cada mês, sendo a primeira devida em 15 de outubro de 2022.

Anualmente, a partir do exercício social a ser encerrado em 31 de dezembro de 2021 até a data de vencimento da dívida, a Companhia, como garantidora, e a Celesc D, como emissora, têm como compromisso contratual (*covenant*) vinculado à emissão das debêntures não apresentar uma relação Dívida Líquida/EBITDA superior a 3,00. O não cumprimento desse indicador financeiro pode implicar o vencimento antecipado do total da dívida.

23.3. Debêntures 2018 – Celesc G

Em 1º de junho de 2018, a Celesc G emitiu 15.000 debêntures com valor nominal unitário de R\$10 mil, não atualizado monetariamente, totalizando R\$150 milhões. A emissão foi efetuada em série única, do tipo simples e não conversíveis em ações. A garantia real foi definida pela cessão fiduciária de direitos creditórios, presentes e/ou futuros, decorrentes do fornecimento bruto de energia elétrica a clientes da Celesc G. A garantia fidejussória, por sua vez, foi estabelecida pela fiança das debêntures em favor dos titulares, na qual assume o papel de garantidora e principal responsável pelo pagamento de todos os valores devidos nos termos da Escritura da Emissão. Possuem prazo de cinco anos, contados da data de suas emissões, e 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% a.a., até a data do efetivo pagamento.

O pagamento de juros vem ocorrendo desde setembro de 2018 e a amortização está sendo efetuada desde junho de 2019, ambos de forma trimestral e consecutiva. Até 30 de junho de 2021, foram pagos R\$26,8 milhões de remuneração e R\$79,4 milhões de principal.

Semestralmente, a Companhia, como garantidora, e a Celesc G, como emissora, têm 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 30 de junho de 2021, o resultado do cálculo dessas relações foram, respectivamente, 0,85 e 0,38, cumprindo, assim, tais obrigações.

23.4. Debêntures 2020 – Celesc G

Em 10 de dezembro de 2020, a Celesc G emitiu 37.000 debêntures com valor nominal unitário de R\$1 mil, totalizando R\$37 milhões. A atualização monetária é calculada pela variação acumulada do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) divulgado mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). A emissão foi efetuada em série única, do tipo simples e não conversíveis em ações. A garantia fidejussória foi estabelecida pela fiança das debêntures em favor dos titulares, na qual assume o papel de garantidora e principal responsável pelo pagamento de todos os valores devidos nos termos da Escritura da Emissão. Possuem prazo de dez anos, contados da data de suas emissões, e juros remuneratórios de 4,30% a.a., até a data do efetivo pagamento.

O pagamento de juros iniciou em junho de 2021 e a amortização iniciará em dezembro de 2023, ambos de forma semestral e consecutiva. Até 30 de junho de 2021, foram pagos R\$782,3 mil de remuneração.

Anualmente, a Celesc G, como emissora, tem como compromisso contratual (*covenant*) vinculado à emissão das Debêntures não apresentar uma relação Dívida Líquida/EBITDA superior a 3,50. O não cumprimento desse indicador financeiro pode implicar no vencimento antecipado do total da dívida. Em 31 de dezembro de 2020, o resultado do cálculo dessa relação foi de 0,65, cumprindo, assim, tal obrigação.

23.5. Movimentação das Debêntures

	Consolidado
Descrição	Total
Saldo em 31.12.2020	306.508
Ingressos	545.450
Encargos Provisionados	10.412
Pagamentos Encargos	(6.086)
Pagamento Principal	(50.981)
Custos na Emissão de Debêntures Celesc D	447
Custos na Emissão de Debêntures Celesc G	245
Juros s/ Obras em Andamento	2.460
Saldo em 30.06.2021	808.455
Circulante	106.806
Não Circulante	701.649

23.6. Custos na Captação de Debêntures a Apropriar

Descrição	Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020
Ano 2021	1.091	1.248
Ano 2022	2.168	1.248
Ano 2023	1.580	660
Ano 2024	922	-
Ano 2025+	1.185	-
Total	6.946	3.156

23.7 Conciliação de Passivos Resultantes das Atividades de Financiamento

Controladora	
Descrição	
Saldo Dividendos e JCP em 31.12.2020	123.621
Pagamentos – Variações no Fluxo de Financiamento	(61.505)
Variações que não Afetam Caixa	-
Saldo Dividendos e JCP em 30.06.2021	62.116

Descrição	31.12.2020	Ingressos de Recursos	Pagamento do Principal	Total das Variações de Fluxo de Financiamentos	Pagamento de Juros (i)	Variações que não Afetam o Caixa(ii)	Consolidado
							30.06.2021
Emp./Financiamentos	1.654.944	141.025	(670.972)	(529.947)	(51.625)	38.374	1.111.746
Debêntures	306.508	545.450	(50.981)	494.469	(6.086)	13.564	808.455
Dividendos e JCP	123.621	-	(61.505)	(61.505)	-	-	62.116
Total	2.085.073	686.475	(783.458)	(96.983)	(57.711)	51.938	1.982.317

(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\$35.899. As debêntures totalizaram R\$10.412, sendo R\$692 desse total referentes às custas com debêntures incorridas em 2021.

24. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS E PREVIDENCIÁRIAS

Descrição	Controladora		Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020	30.06.2021	31.12.2020
Provisões e Encargos Sociais da Folha	1.004	658	106.265	94.946
Plano de Desligamento Incentivado – PDI (i)	-	-	91.678	132.670
Consignação em Favor de Terceiros	-	-	3.596	7.479
Provisão Participação nos Lucros e nos Resultados – PLR	-	-	17.560	24.155
Folha de Pagamento Líquida	231	221	11.500	12.670
Total	1.235	879	230.599	271.920
Circulante	1.235	879	195.082	211.656
Não Circulante	-	-	35.517	60.264

24.1. Plano de Desligamento Incentivado – PDI

O 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.

Em 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. Nos anos seguintes, novas edições foram realizadas com os mesmos critérios e regulamentos, havendo alteração apenas no tempo mínimo de empresa como regra de elegibilidade.

Planos	Tempo Mínimo de Empresa	Número de Parcelas	Número de Parcelas com Adesão ao Plano CD
PDI 2016	25 anos	De 24 a 60	Não há
PDI 2017	25 anos	De 24 a 60	Não há
PDI 2018	25 anos	De 24 a 60	Não há
PDI 2019	25 anos	De 24 a 60	Não há
PDI 2020	24 anos	De 24 a 60	Não há

Em 23 de abril de 2020, a Celesc D obteve aprovação para a realização de um Plano de Demissão Incentivada Emergencial, denominado PDI-E, para empregados com mais de 33 anos de trabalho. Desligaram-se da empresa 86 empregados.

Plano	Tempo Mínimo de Empresa	Número de Parcelas	Número de Parcelas com Adesão ao Plano CD
PDI-E 2020	33 anos	De 36 a 60	18

Em julho de 2020, foi aprovada a realização de uma nova edição. Os desligamentos do PDI 2020 iniciaram em setembro, com 18 saídas (até dezembro de 2020), e devem continuar acontecendo até julho de 2021.

Desde a implantação do programa até 30 de junho de 2021 ocorreram 976 desligamentos, que totalizaram despesas no montante de R\$365.188.

A tabela abaixo demonstra a quantidade de empregados desligados e o valor da despesa, classificados por ano:

Planos	Quantidade de Empregados Desligados	Despesa em R\$ Mil
PDI 2016	61	16.183
PDI 2017	125	79.531
PDI 2018	181	68.737
PDI 2019	273	87.250
PDI/PDI-E 2020	303	112.847
PDI 2021	33	640
Totais	976	365.188

Em dezembro de cada ano ocorrem atualizações das parcelas com base na variação do INPC dos últimos 12 meses.

25. TRIBUTOS

25.1. Imposto de Renda e Contribuição Social s/ o Lucro Líquido e IRRF s/ JSCP

Descrição	Controladora		Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020	30.06.2021	31.12.2020
IRPJ	-	-	101.298	10.123
CSLL	-	971	38.393	5.239
IRRF s/ Juros s/ Capital Próprio – JCP	-	6.272	-	6.272
Total a Recolher	-	7.243	139.691	21.634
(-) Tributos a Recuperar	(17.488)	(25.888)	(132.634)	(14.831)
Tributos Líquidos	(17.488)	(18.645)	7.057	6.803

25.2. Outros Tributos

Descrição	Controladora		Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020	30.06.2021	31.12.2020
ICMS	-	-	243.403	274.512
PIS e COFINS	9	11.329	47.478	70.171
Outros	223	223	3.503	4.540
Total a Recolher	232	11.552	294.384	349.223
(-) Tributos a Compensar	-	-	(1.719.977)	(686.910)
Tributos Líquidos	232	11.552	(1.425.593)	(337.687)

26. TAXAS REGULAMENTARES

Descrição	Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020
Programa Eficiência Energética – PEE (i)	152.604	118.427
Pesquisa & Desenvolvimento – P&D (i)	58.476	131.873
Encargo de Capacidade Emergencial – ECE (ii)	19.406	19.442
Parcelamento ECE	46.426	53.596
Encargo Conta Bandeiras	54.489	36.244
Taxa de Fiscalização ANEEL	768	768
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial – EAEEEE	416	417
Outros	201	232
Total	332.786	360.999
Circulante	283.382	177.921
Não Circulante	49.404	183.078

i) P&D e PEE – Em conformidade com a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, as concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica devem aplicar, anualmente, um percentual mínimo de suas receitas operacionais líquidas – ROL em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica – P&D e em Programas de Eficiência Energética – PEE, segundo regulamentos estabelecidos pela ANEEL.

Em conformidade com a mesma Lei, as concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica, com exceção de algumas modalidades, também devem aplicar esse percentual mínimo de suas receitas operacionais líquidas, porém, apenas em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

Em 1º de setembro de 2020, foi publicada a Medida Provisória nº 998, que dispõe sobre alterações em normas legais, compreendendo uma medida temporária emergencial destinada a mitigar os efeitos econômicos da pandemia de Covid-19 sobre as tarifas de energia elétrica.

Em 30 de março de 2021, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 229 e o Despacho nº 904, definindo a forma e os valores a serem repassados para a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Os recolhimentos à CDE correspondem aos saldos não comprometidos com os passivos dos programas de P&D e PEE na data base de 31 de agosto de 2020 e 30% dos valores correntes referentes ao período de 1º de setembro de 2020 a 31 de dezembro de 2025.

Com relação ao saldo de 31 de agosto de 2020 e os valores retroativos do período setembro de 2020 a janeiro de 2021, a Celesc D e a Celesc G repassarão os montantes de R\$172,7 milhões e R\$2,6 milhões, respectivamente, em 9 parcelas sucessivas, de abril a dezembro de 2021, corrigidas pela taxa SELIC. A partir da competência de fevereiro de 2021 até a competência dezembro de 2025, os valores calculados serão repassados mensalmente, no dia 10 do segundo mês subsequente.

ii) Encargo de Capacidade Emergencial – ECE – Foi instituído pela Lei nº 10.438/02 com a finalidade de cobrir o custo de contratação de usinas termelétricas emergenciais instaladas no País, disponíveis para gerar energia em caso de risco de desabastecimento. Esse custo foi pago por todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional, com exceção dos classificados como baixa renda.

27. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS

Nas datas das Informações Trimestrais, a Companhia apresentava os seguintes passivos e seus correspondentes depósitos judiciais relacionados às contingências:

27.1. Contingências Prováveis

Contingências	Controladora			
	Depósitos Judiciais		Provisões p/ Riscos	
	30.06.2021	31.12.2020	30.06.2021	31.12.2020
Tributária	2.117	2.117	1.263	1.263
Trabalhistas	4.686	4.686	-	-
Cíveis	6.389	6.361	201	182
Regulatórias	8.182	8.182	3.483	3.483
Ambientais	-	-	-	-
Total	21.374	21.346	4.947	4.928

Contingências	Consolidado			
	Depósitos Judiciais		Provisões p/ Riscos	
	30.06.2021	31.12.2020	30.06.2021	31.12.2020
Tributária (i)	3.753	3.753	34.791	19.677
Trabalhistas (ii)	30.106	35.919	43.298	45.002
Cíveis (iii)	122.752	96.982	178.133	162.161
Regulatórias (iv)	155.215	155.215	249.915	247.250
Ambientais (v)	-	-	18.668	18.703
Total	311.826	291.869	524.805	492.793

As movimentações de provisões e depósitos estão demonstradas a seguir:

Descrição	Controladora		Consolidado	
	Depósitos Judiciais	Provisões p/ Riscos	Depósitos Judiciais	Provisões p/ Riscos
Saldo em 31.12.2020	21.346	4.928	291.869	492.793
Constituição	85	74	74.872	99.742
Atualização Financeira	-	-	-	2.648
Baixas	(57)	(55)	(54.915)	(70.378)
Saldo em 30.06.2021	21.374	4.947	311.826	524.805

A movimentação das constituições de depósitos judiciais no período é decorrente de pagamentos realizados para novas ações e também de ações já existentes. O mais relevante foi no montante de R\$11,6 milhões referente ao pagamento final do processo nº 5000548-66.2016.8.24.0023 da Inepar Indústria e Construções, que trata de descumprimento de cláusula contratual por pagamentos realizados fora do vencimento e sem os devidos acréscimos moratórios.

A Companhia é parte envolvida em processos trabalhistas, cíveis, tributários, regulatórios e ambientais 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 às 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 à 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, o processo mais relevante tem perda estimada em R\$10,1 milhões, e tem por objeto a incidência de ISS sobre a arrecadação da COSIP por meio de convênio celebrado com o ente público.

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, ARES 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 exposição contratual de 2014 (nota 2.1.1.1, item d).

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.

27.2. Contingências Possíveis

A Companhia também tem ações de natureza tributária, trabalhista, cível, regulatória e ambiental, 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:

Contingências	Consolidado	
	30.06.2021	31.12.2020
Tributárias (i)	9.317	4.237
Trabalhistas (ii)	23.630	15.908
Cíveis (iii)	245.664	212.033
Regulatórias (iv)	217.688	176.772
Ambientais (v)	23.030	24.079
Total	519.329	433.029

O aumento ocorrido no saldo das contingência possíveis regulatórias se deu, entre outros fatores, pelo reconhecimento de R\$14,3 milhões referentes ao Auto de Infração nº 030/2020-ANEEL, aplicado à Celesc D, pela não observância dos padrões de qualidade estabelecidos pelo órgão regulador no que diz respeito à continuidade e à frequência das interrupções de energia elétrica. Tal fato foi verificado durante a ação fiscalizadora ocorrida no período de 3 de janeiro a 9 de março de 2020, que avaliou o período de janeiro

a dezembro de 2019. Além disso, um outro fator relevante para o aumento nesse saldo foram os significativos recebimentos no âmbito da CCEE das receitas reconhecidas na Celesc G por meio da liminar do *GSF* descrita na nota 2.1.2.3, letra c. Tais recebimentos, quando ocorrem, são revertidos da PECLD provisionada no momento do reconhecimento da receita e considerados no saldo das contingências regulatórias com risco possível de devolução. No 1º semestre de 2021, esses valores somaram R\$ 26,3 milhões.

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, ARES ou CCEE em processos administrativos punitivos que implicam multas pela transgressão de previsões contratuais ou regulatórias do setor elétrico, dos quais 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	
Obrigações Registradas	30.06.2021	31.12.2020
Planos Previdenciários	1.183.017	1.239.278
Plano Misto e Plano Transitório (a)	1.183.017	1.239.278
Planos Assistenciais	1.255.174	1.278.055
Plano Celos Saúde (b)	1.191.542	1.213.968
Outros Benefícios (c)	63.632	64.087
Total	2.438.191	2.517.333
Circulante	201.720	197.901
Não Circulante	2.236.471	2.319.432

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) Plano Misto e Plano Transitório

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 à 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 referem-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% a.a. 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 os juros como resultado financeiro, em conformidade com o CPC 33 (R1) - Benefício a Empregados.

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
Saldo em 31.12.2019	2.687.478	778.947	1.335.525	2.146	62.920
Custo do Serviço Corrente Líquido	7.524	-	(25.801)	147	-
Contrib. de Participante Realizadas no Período	27.529	14.831	41.238	-	-
Juros s/ Obrigação Atuarial	183.018	50.274	93.198	134	4.180
Benefícios Pagos no Período	(182.457)	(83.046)	(84.518)	(218)	(4.514)
(Ganhos) Perdas nas Obrigações Atuarias	(104)	5.504	(102.520)	(276)	1.501
Saldo em 31.12.2020	2.722.988	766.510	1.257.122	1.933	64.087

b) Apuração do Passivo (Ativo) Líquido

Descrição	Consolidado				
	Plano Misto	Plano Transitório	Plano Celos Saúde	Plano Pecúlio	Outros Benefícios
Passivo (Ativo) em 31.12.2019	1.050.428	417.126	1.308.002	-	62.920
Valor Justo dos Ativos no Fim do Período	(1.887.276)	(362.944)	(43.154)	(12.490)	-
Obrigações Atuariais no Fim do Período	2.722.988	766.510	1.257.122	1.933	64.087
Efeito do Teto de Ativo e Passivos Adic Fim do Período	-	-	-	10.557	-
Passivo (Ativo) em 31.12.2020	835.712	403.566	1.213.968	-	64.087

c) Reconciliação do Valor Justo dos Ativos

Descrição	Consolidado				
	Plano Misto	Plano Transitório	Plano Celos Saúde	Plano Pecúlio	Total
Saldo em 31.12.2019	1.637.050	361.821	27.523	11.362	2.037.756
Benefícios Pagos no Período Utilizando os Ativos do Plano	(182.457)	(83.046)	(84.518)	(218)	(350.239)
Contribuições de Participantes Realizadas no Período	27.529	14.831	41.239	-	83.599
Contribuições do Empregador Realizadas no Período	76.016	62.274	53.856	-	192.146
Rendimentos Esperados dos Ativos	111.923	24.054	2.234	769	138.980
Ganho (Perda) no Valor Justo dos Ativos do Plano	217.215	(16.990)	2.820	577	203.622
Saldo em 31.12.2020	1.887.276	362.944	43.154	12.490	2.305.864

d) Custos Reconhecidos na Demonstração do Resultado do Período

Descrição	Consolidado	
	30.06.2021	30.06.2020
Plano Transitório	4.083	5.914
Plano Misto	16.360	25.735
Plano Médico	2.166	13.825
Outros Benefícios	2.145	2.163
Total	24.754	47.637
Despesa Pessoal	(2.849)	30.780
Despesa Financeira	27.603	16.857
Total	24.754	47.637

e) Despesa Estimada para o Exercício de 2021

A estimativa da despesa para o exercício de 2021 está demonstrada a seguir:

Planos	Despesa a ser Reconhecida em 2021
Plano Transitório	8.165
Plano Misto	32.720
Plano Pecúlio	127
Plano Médico	4.332
Outros	4.163
Total	49.507

f) Movimentação do Passivo Atuarial

Descrição	Plano Misto/Transitório	Plano Celos Saúde	Outros Benefícios	Total
Saldo em 31.12.2020	1.239.278	1.213.968	64.087	2.517.333
Pagamento	(76.704)	(24.592)	(2.600)	(103.896)
Provisão	20.443	2.166	2.145	24.754
Saldo em 30.06.2021	1.183.017	1.191.542	63.632	2.438.191

29. PIS/COFINS A RESTITUIR A CONSUMIDORES

Em 1º de abril de 2019, conforme narrativa já descrita na Nota 11 de Tributos a Recuperar, 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. A decisão limitou os efeitos para o período de 13 de abril de 2007 até 31 de dezembro de 2014.

A Companhia adotou entendimento que todos os valores recuperados na ação judicial serão ressarcidos aos consumidores mediante mecanismos a serem definidos pela ANEEL. Devido à sistemática adotada, os registros contábeis foram realizados entre Ativo (Tributos a Recuperar) e Passivo (PIS/COFINS a Restituir a Consumidores).

Com relação ao Passivo e a respectiva forma de devolução, o tema ainda é alvo de discussão administrativa pelo colegiado da ANEEL via abertura da Consulta Pública nº 005/2021, publicada em 10 de fevereiro de 2021. O período de contribuição foi definido até 29 de março de 2021, com vistas à obtenção de subsídios para o aprimoramento da proposta de devolução dos créditos tributários advindos da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS mencionados anteriormente.

Quanto à proposta de devolução, os principais pontos abordados pela agência reguladora são os seguintes: i) como devem ser devolvidos os valores; ii) em quanto tempo deve ser realizada a devolução; iii) medidas de incentivos pela atuação das distribuidoras em âmbito judicial no deslinde da questão e iv) quais as alternativas para a operacionalização da devolução dos créditos e possíveis implicações.

Tendo em conta o preâmbulo da discussão, a Celesc D ponderou em sua contribuição que há a necessidade, dentre outras, de avaliação também quanto à prescrição como marco de limitação para devolução aos consumidores, fundamental para não incorrer em repetição de indébito. Nesse sentido, considera-se relevante a avaliação do órgão regulador, no que se refere à prescrição dos respectivos créditos, considerando a discussão da forma de devolução em virtude do elevado intervalo temporal abrangido nos processos e da definição clara sobre os prazos prescricionais, podendo tal fato ser relegado ao judiciário, eventualmente, a depender da recomendação da agência reguladora.

Destaca-se que no âmbito da abertura da Consulta Pública nº 26/2021 – Revisão Tarifária da Celesc D, a distribuidora encaminhou proposição de antecipação provisória para os consumidores da área de sua concessão, da quantia de R\$652.908.993,18, como componente financeiro negativo extraordinário baseado em parte do montante habilitado e em processo de homologação junto à Receita Federal do Brasil. A Celesc D destacou a prerrogativa de pleitear ajustes futuros que equalizem eventuais diferenças financeiras entre o valor acima mencionado e a regulação a ser editada pela ANEEL, bem como ajustes financeiros em processos tarifários subsequentes, no caso de ações propostas por consumidores individuais eventualmente não beneficiados pela devolução do PIS e da Cofins. Ressaltou-se, ainda, que a utilização de tais recursos nessa Revisão Tarifária para repasse aos consumidores como um componente financeiro tarifário tem caráter provisório, sendo que a proposta de repasse definitiva encontra-se em discussão junto ao processo nº 48500.001747/2020-22.

30. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

30.1. Capital Social

Em 29 de abril de 2021, a Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de Acionistas aprovou uma alteração do Estatuto Social da Companhia, que entre outras providências, estabeleceu novos valores de Capital Social.

Com a alteração, o Capital Autorizado ficou limitado a R\$2.600.000.000,00 (dois bilhões e seiscentos milhões de reais), representado por ações nominativas, sem valor nominal, divididas em ordinárias e preferenciais.

Do Capital Autorizado, encontram-se subscritos e integralizados R\$2.480.000.000,00 (dois bilhões e quatrocentos e oitenta milhões de reais), representados por 38.571.591 ações nominativas sem valor nominal, sendo 15.527.137 ações ordinárias com direito a voto e 23.044.454 ações preferenciais sem direito a voto.

30.2. 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.

30.3. Lucro Básico e Diluído por Ação

O cálculo do lucro por ação básico e diluído em 30 de junho de 2021 e de 2020 foi baseado no lucro líquido do período e o número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante os períodos apresentados.

Em 30 de junho de 2021 e de 2020, as quantidades de ações da Companhia não sofreram alterações. Nesse 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 30 de junho de 2021 e de 2020, a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ação que gerassem impacto diluidor no Lucro/(Prejuízo) por ação.

30.4. Composição do Lucro Básico e Diluído

Descrição	30.06.2021	30.06.2020
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 Atribuído aos Acionistas da Companhia (R\$)		
Ações Ordinárias Nominativas – ON	7,3223	5,0083
Ações Preferenciais Nominativas – PN	8,0545	5,5092
Lucro Básico e Diluído Atribuído aos Acionistas da Companhia		
Ações Ordinárias Nominativas – ON	113.694	77.765
Ações Preferenciais Nominativas – PN	185.612	126.955
Total do Lucro Básico e Diluído Atribuído aos Acionistas da Companhia	299.306	204.720

30.5. Ajuste de Avaliação Patrimonial

O quadro a seguir demonstra o efeito líquido no montante de R\$1.267.425, em 30 de junho de 2021, e R\$1.267.144, em 31 de dezembro de 2020, no Patrimônio Líquido:

	Consolidado	
Ajuste de Avaliação Patrimonial	30.06.2021	31.12.2020
Custo Atribuído – Celesc G (a)	14.308	14.589
Ajuste Passivo Atuarial – Celesc D (b)	(1.281.733)	(1.281.733)
Total	(1.267.425)	(1.267.144)

(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.

31. SEGUROS

As coberturas de seguros, em 30 de junho de 2021, foram contratadas pelos montantes a seguir indicados, consoante apólices de seguros:

Consolidado				
Empresa	Ramo	Ativos Cobertos	Vigência	Valor Segurado (i)
Celesc D	Seguro Garantia	Garantia de Processos Judiciais/Administrativos	29.12.2017 a 31.12.2021	300.000
Celesc D	Riscos Nomeados	Subestações	14.05.2021 a 14.05.2022	25.000
Celesc G	Incêndio/Raio/Explosão	Usinas e Subestações	08.08.2020 a 08.08.2021	24.272
Celesc G	Queda de Aeronave	Usinas e Subestações	08.08.2020 a 08.08.2021	12.136
Celesc G	Vendaval	Usinas e Subestações	08.08.2020 a 08.08.2021	12.136
Celesc G	Danos Elétricos	Usinas e Subestações	08.08.2020 a 08.08.2021	24.272
Celesc G	Seguro Garantia	Garantia de Aproveitamento Hidrelétrico da US Caveiras	25.11.2020 a 25.11.2022	307

(i) As premissas e os 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.

32. 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 e correspondente aos exercícios findos em 30 de junho de 2021 e 2020, são as seguintes:

30.06.2021					
Descrição	Controladora	Celesc D	Celesc G	Ajustes de Consolidação	Total
Receita Operacional Líquida – ROL	-	4.854.691	83.234	(3.114)	4.934.811
Custo das Vendas	-	(4.289.635)	(16.336)	3.114	(4.302.857)
Resultado Operacional Bruto	-	565.056	66.898	-	631.954
Despesas com Vendas	-	(129.799)	23.831	-	(105.968)
Despesas Gerais e Administrativas	(10.924)	(138.791)	(8.269)	-	(157.984)
Outras Receitas/Despesas Líquidas	(1.558)	24.474	323	-	23.239
Resultado de Equivalência Patrimonial	303.268	-	1.927	(273.315)	31.880
Resultado das Atividades	290.786	320.940	84.710	(273.315)	423.121
Receitas Financeiras	5.004	123.853	1.831	246	130.934
Despesas Financeiras	(47)	(94.446)	(2.289)	(246)	(97.028)
Resultado Financeiro, Líquido	4.957	29.407	(458)	-	33.906
Lucro Antes IRPJ e CSLL	295.743	350.347	84.252	(273.315)	457.027
IRPJ e CSLL	3.563	(133.306)	(27.978)	-	(157.721)
Lucro Líquido do Período	299.306	217.041	56.274	(273.315)	299.306
Total dos Ativos	2.353.501	3.729.526	808.745		
Total dos Passivos	69.553	9.408.239	183.484		

30.06.2020					
Descrição	Controladora	Celesc D	Celesc G	Ajustes de Consolidação	Total
Receita Operacional Líquida – ROL	-	4.021.122	63.447	(2.763)	4.081.806
Custo das Vendas	-	(3.521.229)	(17.383)	2.763	(3.535.849)
Resultado Operacional Bruto	-	499.893	46.064	-	545.957
Despesas com Vendas	-	(104.725)	(599)	-	(105.324)
Despesas Gerais e Administrativas	(9.353)	(174.591)	(7.412)	-	(191.356)
Outras Receitas/Despesas Líquidas	(1.019)	46.056	383	-	45.420
Resultado de Equivalência Patrimonial	210.083	-	4.075	(194.510)	19.648
Resultado das Atividades	199.711	266.633	42.511	(194.510)	314.345
Receitas Financeiras	5.044	87.673	2.120	(964)	93.873
Despesas Financeiras	(35)	(99.405)	(3.916)	964	(102.392)
Resultado Financeiro, Líquido	5.009	(11.732)	(1.796)	-	(8.519)
Lucro Antes IRPJ e CSLL	204.720	254.901	40.715	(194.510)	305.826
IRPJ e CSLL	-	(88.660)	(12.446)	-	(101.106)
Lucro Líquido do Período	204.720	166.241	28.269	(194.510)	204.720
Total dos Ativos	1.686.286	9.149.466	710.818		
Total dos Passivos	74.442	8.478.987	171.299		

32.1. Receita Operacional Consolidada

Descrição	30.06.2021	30.06.2020
Receita Operacional Bruta – ROB	7.659.026	6.390.822
Fornecimento de Energia Elétrica (a)	3.525.080	2.940.767
Fornecimento não faturado (a)	(32.310)	(33.278)
Suprimento de Energia Elétrica (a)	304.426	238.123
Suprimento não faturado (a)	(738)	(39)
Disponibilização da Rede Elétrica (i)	2.493.259	2.240.774
Atualização do Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	7.825	411
Receita Financeira Bonificação de Outorga (a)	28.613	16.921
Renda de Prestação de Serviços	513	409
Energia Elétrica de Curto Prazo	435.002	226.859
Receita de Ativos e Passivos Regulatórios	310.429	215.420
Outras Receitas Operacionais	3.747	2.589
Doações e Subvenções (ii)	305.853	319.083
Receita de construção	277.327	222.783
Deduções da Receita Operacional Bruta	(2.724.215)	(2.309.016)
ICMS	(1.309.904)	(1.130.778)
PIS	(121.387)	(101.596)
COFINS	(559.117)	(467.962)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(663.719)	(601.540)
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	(23.456)	(19.482)
Programa Eficiência Energética – PEE	(22.931)	(19.032)
Taxa de Fiscalização – ANEEL	(4.613)	(3.928)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	(843)	(381)
Outros Encargos (Bandeiras Tarifárias)	(18.245)	35.683
Receita Operacional Líquida – ROL	4.934.811	4.081.806

(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 para 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 7.891/2013), no 2º trimestre de 2021, foi de R\$282.194. Os demais valores se referem ao Programa de Baixa Renda, no montante de R\$6.871, ao fornecimento de Bandeiras CCRBT, no montante de R\$29.950 e à diferença de reembolso CDE, no montante de R\$13.162, mas esse último com efeito negativo no total do demonstrativo.

a) Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica

Descrição	Nº de Consumidores (i)		MWh (i)		Receita Bruta	
	30.06.2021	30.06.2020	30.06.2021	30.06.2020 (Reclassificado)	30.06.2021	30.06.2020
Residencial	2.504.932	2.427.732	3.398.234	3.261.087	2.323.210	1.991.762
Industrial	121.896	112.656	5.520.256	4.775.173	811.163	681.114
Comercial	292.677	282.225	2.276.956	2.159.791	1.218.604	1.063.810
Rural	231.794	232.377	623.343	635.533	350.243	304.856
Poder Público	23.943	23.498	189.876	195.822	133.646	123.254
Iluminação Pública	920	3.612	311.747	320.231	134.325	118.355
Serviço Público	3.845	865	190.928	196.065	119.657	106.304
Reclassif. Rec. Disp. Rede Elét. Cons.Cat.	-	-	-	-	(1.598.078)	(1.481.966)
Total do Fornecimento	3.180.007	3.082.965	12.511.340	11.543.702	3.492.770	2.907.489
Suprimento de Energia	106	103	1.476.060	1.335.792	303.688	238.084
Receita Fin. Bonificação de Outorga	-	-	-	-	28.613	16.921
Total	3.180.113	3.083.068	13.987.400	12.879.494	3.825.071	3.162.494

(i) Informações não auditadas

32.2. Custos e Despesas Operacionais Consolidadas

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

30.06.2021					
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)	2.822.339	-	-	-	2.822.339
Encargos de Uso da Rede Elétrica (b)	858.599	-	-	-	858.599
Pessoal (c)	146.403	92.617	28.454	11.106	278.580
Administradores	-	4.786	-	-	4.786
Despesa Atuarial	-	(2.849)	-	-	(2.849)
Entidade de Previdência Privada (c)	7.049	3.598	1.047	-	11.694
Material	9.221	3.368	-	-	12.589
Custo de Construção	277.327	-	-	-	277.327
Custos e Serviços de Terceiros	62.391	40.426	31.939	698	135.454
Depreciação e Amortização	113.038	11.297	-	985	125.320
Provisões Líquidas	-	-	28.485	29.365	57.850
Arrendamento e Aluguéis	1.076	7.797	250	(124)	8.999
Compartilhamento de Infraestrutura (d)	-	-	-	(87.559)	(87.559)
Outros	5.414	(3.056)	15.793	22.290	40.441
Total	4.302.857	157.984	105.968	(23.239)	4.543.570

30.06.2020 (Reclassificado)					
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)	2.461.559	-	-	-	2.461.559
Encargos de Uso da Rede Elétrica (b)	451.413	-	-	-	451.413
Pessoal (c)	229.672	96.781	29.978	12.403	368.834
Administradores	-	3.205	-	-	3.205
Despesa Atuarial	-	30.780	-	-	30.780
Entidade de Previdência Privada (c)	8.139	3.993	1.221	-	13.353
Material	4.412	2.323	-	-	6.735
Custo de Construção	222.783	-	-	-	222.783
Custos e Serviços de Terceiros	48.356	34.943	26.371	560	110.230
Depreciação e Amortização	105.240	12.966	-	985	119.191
Provisões Líquidas	-	-	16.173	9.982	26.155
Arrendamento e Aluguéis	987	10.684	314	(213)	11.772
Compartilhamento de Infraestrutura (d)	-	-	-	(74.591)	(74.591)
Outros	3.288	(4.319)	31.267	5.454	35.690
Total	3.535.849	191.356	105.324	(45.420)	3.787.109

a) Energia Elétrica Comprada para Revenda

Descrição	Consolidado	
	30.06.2021	30.06.2020 (Reclassificado)
Compra de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR	1.529.330	1.180.896
Câmara de Comercialização de Energia – CCEE	509.864	474.324
Itaipu Binacional	639.007	656.884
Contratos Bilaterais	9.982	10.831
Cotas de Energia Nuclear	81.118	98.239
Cotas de Garantia Física	233.152	205.310
Proinfa	105.056	85.320
PIS/COFINS	(285.170)	(250.245)
Total	2.822.339	2.461.559

b) Encargos de Uso da Rede Elétrica

Descrição	Consolidado	
	30.06.2021	30.06.2020 (Reclassificado)
Encargo de Uso do Sistema	601.545	415.548
Encargos dos Serviços do Sistema – ESS	235.210	6.867
Encargos de Transporte de Itaipu	60.221	49.235
Encargo de Energia de Reserva – EER	49.139	23.391
PIS/COFINS	(87.516)	(43.628)
Total	858.599	451.413

c) Pessoal e Previdência Privada

Descrição	Controladora		Consolidado	
	30.06.2021	30.06.2020	30.06.2021	30.06.2020
Pessoal	3.830	2.780	278.580	368.835
Remunerações	3.702	2.637	138.628	143.012
Encargos Sociais	98	94	52.401	54.383
Participação nos Lucros e Resultados	-	-	19.297	19.346
Benefícios Assistenciais	-	-	35.524	30.360
Provisões e Indenizações	-	26	32.680	121.690
Outros	30	23	50	44
Previdência Privada – Celos	5	-	11.694	13.352
Total	3.835	2.780	290.274	382.187

d) Compartilhamento de Infraestrutura

Refere-se à 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.

32.3. Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2021	30.06.2020	30.06.2021	30.06.2020
Receitas Financeiras	5.004	5.044	130.934	93.873
Renda de Aplicações Financeiras	545	253	10.997	6.536
Acréscimos Moratórios s/ Faturas de Energia Elétrica	-	-	55.515	42.770
Variações Monetárias	-	-	47.194	14.492
Atualização Monetária s/ Ativos Financeiro – CVA	-	-	14.713	26.511
Renda de Dividendos	4.324	4.805	4.324	4.805
Juros sobre Capital Próprio	3	-	3	-
Reversão da Provisão para Perdas de Ativo Financeiro	-	-	-	21
Outras Receitas Financeiras	165	-	4.348	3.130
(-) PIS/COFINS s/ Receita Financeira	(33)	(14)	(6.160)	(4.392)
Despesas Financeiras	(47)	(35)	(97.028)	(102.392)
Encargos de Dívidas	-	-	(37.319)	(49.474)
Atualização Reserva Matemática a Amortizar	-	-	(27.603)	(16.857)
Imposto s/ Operações Financeiras – IOF	-	-	(1.412)	(1.538)
Variações Monetárias	-	-	(8.526)	(10.172)
Atualização P&D e Eficiência Energética	-	-	(3.493)	(4.408)
Atualização Monetária s/ Passivo Financeiro – CVA	-	-	(11.739)	(14.231)
Juros e Custas com Debêntures	-	-	(2.679)	(4.031)
Outras Despesas Financeiras	(47)	(35)	(4.257)	(1.681)
Resultado Financeiro	4.957	5.009	33.906	(8.519)

33. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES DA CELESC D

33.1. Balanço Patrimonial – Ativo

Ativo	30.06.2021	31.12.2020
Circulante	3.928.623	3.765.236
Caixa e Equivalentes de Caixa	886.310	1.061.116
Contas a Receber de Clientes	1.724.223	1.889.243
Estoques	16.055	12.221
Tributos a Recuperar	710.675	583.781
CDE – Subsídio Decreto nº 7.891/2013	47.032	47.032
Ativo Financeiro – CVA	381.467	-
Outros	162.861	171.843
Não Circulante	6.686.658	5.788.154
Realizável a Longo Prazo	2.957.132	2.177.444
Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	582.241	610.216
Contas a Receber de Clientes	26.107	29.236
Tributos Diferidos	861.116	871.596
Tributos a Recuperar	1.116.030	106.149
Depósitos Judiciais	290.149	270.170
Ativo Financeiro – CVA	78.761	286.861
Outros	2.728	3.216
Intangível	3.729.526	3.610.710
Total do Ativo	10.615.281	9.553.390

33.2. Balanço Patrimonial – Passivo

Passivo	30.06.2021	31.12.2020
Circulante	2.614.169	3.523.748
Fornecedores	1.037.842	1.217.190
Empréstimos Moeda Nacional	247.572	860.552
Empréstimos Moeda Estrangeira	8.597	5.349
Debêntures	71.720	67.558
Obrigações Trabalhistas e Previdenciárias	193.847	210.777
Tributos a Recolher	417.267	351.984
Dividendos e Juros s/ Capital Próprio – JCP Declarados	48.575	97.149
Taxas Regulamentares	280.899	176.672
Mútuos (i)	-	91.832
Passivo Atuarial (CPC 33)	201.720	197.901
Passivos Financeiros – CVA	-	142.491
Outros Passivos	106.130	104.293
Não Circulante	6.794.070	5.039.641
Empréstimos Moeda Nacional	6.904	83.870
Empréstimos Moeda Estrangeira	848.673	705.173
Debêntures	629.198	115.714
Taxas Regulamentares	48.712	180.358
Obrigações Trabalhistas e Previdenciárias	35.517	60.264
Passivo Atuarial (CPC 33)	2.236.471	2.319.432
Provisão p/ Contingências	519.691	487.375
PIS/COFINS a serem Restituídos a Consumidores	2.468.904	1.087.455
Patrimônio Líquido	1.207.042	990.001
Capital Social Realizado	1.250.000	1.053.590
Reservas de Lucro	1.021.734	1.218.144
Ajuste de Avaliação Patrimonial	(1.281.733)	(1.281.733)
Lucros Acumulados	217.041	-
Total do Passivo	10.615.281	9.553.390

(i) Mútuo entre Celesc D e Celesc G

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. Foram reconhecidos R\$2,18 milhões de juros remuneratórios durante a vigência do contrato e a liquidação aconteceu em seu vencimento, dia 25 de fevereiro de 2021.

33.3. Demonstração de Resultados

Descrição	30.06.2021	30.06.2020
Receita Operacional Líquida – ROL	4.854.691	4.021.122
Receita Líquida de Vendas e Serviço de Energia Elétrica	4.259.110	3.582.508
Receita de Ativo (Passivo) Financeiro (CVA)	310.429	215.420
Receita de Construção – CPC 47	277.327	222.783
Atualização do Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	7.825	411
Custos de Vendas/Serviços Prestados	(4.289.635)	(3.521.229)
Custo das Mercadorias Vendidas	(3.673.715)	(2.904.925)
Custo dos Serviços Prestados	(338.593)	(393.521)
Custo de Construção – CPC 47	(277.327)	(222.783)
Resultado Operacional Bruto	565.056	499.893
Despesas Operacionais	(244.116)	(233.260)
Despesas com Vendas	(129.799)	(104.725)
Despesas Gerais e Administrativas	(138.791)	(174.591)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	24.474	46.056
Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro	320.940	266.633
Resultado Financeiro	29.407	(11.732)
Receitas Financeiras	123.853	87.673
Despesas Financeiras	(94.446)	(99.405)
Lucro Antes do IRPJ e da CSLL	350.347	254.901
IRPJ e CSLL	(133.306)	(88.660)
Corrente	(122.827)	(103.117)
Diferido	(10.479)	14.457
Lucro Líquido do Período	217.041	166.241

33.3.1. Receita Operacional

Descrição	30.06.2021	30.06.2020
Receita Operacional Bruta – ROB	7.569.698	6.322.774
Fornecimento de Energia Elétrica (a)	3.512.659	2.923.040
Fornecimento Não Faturado (a)	(33.258)	(33.384)
Suprimento de Energia Elétrica (a)	255.092	203.654
Ativos e (Passivos) Financeiros – CVA	310.429	215.420
Disponibilização da Rede Elétrica	2.494.509	2.241.910
Energia de Curto Prazo	435.002	226.859
Doações e Subvenções	305.853	319.083
Receita de Construção	277.327	222.783
Atualização do Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	7.825	411
Outras Receitas Operacionais	4.260	2.998
Deduções da Receita Operacional Bruta	(2.715.007)	(2.301.652)
ICMS	(1.309.904)	(1.130.778)
PIS	(120.105)	(100.456)
COFINS	(553.210)	(462.710)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(663.719)	(601.540)
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	(22.931)	(19.032)
Programa Eficiência Energética – PEE	(22.931)	(19.032)
Taxa de Fiscalização	(3.962)	(3.787)
Outros Encargos	(18.245)	35.683
Receita Operacional Líquida – ROL	4.854.691	4.021.122

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	Nº de Consumidores (i)		MWh (i)		Receita Bruta	
	30.06.2021	30.06.2020	30.06.2021	30.06.2020 (Reclassificado)	30.06.2021	30.06.2020
Residencial	2.504.932	2.427.732	3.398.234	3.261.087	2.323.210	1.991.762
Industrial	121.887	112.648	5.476.600	4.711.286	801.627	667.445
Comercial	292.676	282.224	2.254.653	2.134.157	1.214.771	1.059.646
Rural	231.794	232.377	623.343	635.533	350.243	304.856
Poder Público	23.943	23.498	189.876	195.822	133.646	123.254
Iluminação Pública	920	3.612	311.747	320.231	134.325	118.355
Serviço Público	3.845	865	190.928	196.065	119.657	106.304
Reclassif. Receita Disp. Rede Elét.- Cons.Cativo	-	-	-	-	(1.598.078)	(1.481.966)
Total do Fornecimento	3.179.997	3.082.956	12.445.381	11.454.181	3.479.401	2.889.656
Suprimento de Energia	51	51	1.205.191	1.086.861	255.092	203.654
Total	3.180.048	3.083.007	13.650.572	12.541.042	3.734.493	3.093.310

(i) Informações não auditadas

33.3.2. Custos e Despesas Operacionais

						30.06.2021
Descrição	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas com Vendas	Outras Despesas/ Receitas Líquidas	Total	
Energia Elétrica Comprada p/ Revenda	3.673.715	-	-	-	3.673.715	
Pessoal	145.228	82.732	28.180	11.106	267.246	
Despesa Atuarial	-	(2.849)	-	-	(2.849)	
Entidade Previdência Privada	7.049	3.593	1.047	-	11.689	
Material	9.061	3.152	-	-	12.213	
Custo de Construção	277.327	-	-	-	277.327	
Custos e Serviços de Terceiros	60.315	36.787	31.836	698	129.636	
Depreciação e Amortização	110.374	11.111	-	-	121.485	
Provisões Líquidas	-	-	52.723	29.669	82.392	
Outros	6.566	4.265	16.013	(65.947)	(39.103)	
Total	4.289.635	138.791	129.799	(24.474)	4.533.751	

						30.06.2020
Descrição	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas com Vendas	Outras Despesas/ Receitas Líquidas	Total	
Energia Elétrica Comprada p/ Revenda	2.904.925	-	-	-	2.904.925	
Pessoal	228.527	88.562	29.668	12.403	359.160	
Despesa Atuarial	-	30.780	-	-	30.780	
Entidade Previdência Privada	8.139	3.992	1.221	-	13.352	
Material	4.261	2.287	-	-	6.548	
Custo de Construção	222.783	-	-	-	222.783	
Custos e Serviços de Terceiros	45.572	30.826	26.061	560	103.019	
Depreciação e Amortização	102.725	12.503	-	-	115.228	
Provisões Líquidas	-	-	16.231	10.338	26.569	
Outros	4.297	5.641	31.544	(69.357)	(27.875)	
Total	3.521.229	174.591	104.725	(46.056)	3.754.489	

34. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES DA CELESC G

34.1. Balanço Patrimonial – Ativo

Ativo	30.06.2021	31.12.2020
Circulante	226.327	119.428
Caixa e Equivalentes de Caixa	164.476	54.668
Contas a Receber de Clientes	20.212	29.727
Estoques	84	92
Tributos a Recuperar	4.010	223
Adiantamento a Fornecedores	1.805	918
Despesas Antecipadas	20	125
Ativo Financeiro – Bonificação de Outorga	35.719	33.674
Outros	1	1
Não Circulante	582.418	649.289
Realizável à Longo Prazo	287.885	366.276
Mútuos	-	91.832
Depósitos Judiciais	303	353
Tributos a Recuperar	4.408	3.755
Despesas Antecipadas	1	2
Ativo Financeiro Indenizável – Concessão	2.421	2.421
Ativo Financeiro – Bonificação de Outorga	276.952	267.913
Adiantamento p/ Futuro Aumento de Capital	3.800	-
Investimentos	81.619	79.198
Imobilizado	210.440	201.413
Intangível	2.474	2.402
Total do Ativo	808.745	768.717

34.2. Balanço Patrimonial – Passivo

Passivo	30.06.2021	31.12.2020
Circulante	72.758	83.849
Fornecedores	6.994	7.530
Debentures	35.086	35.034
Tributos a Recolher	16.576	18.134
Taxas Regulamentares	2.483	1.249
Dividendos a Pagar	10.273	20.546
Outros	1.346	1.356
Não Circulante	110.726	115.881
Debentures	72.451	88.202
Tributos Diferidos	37.416	24.469
Taxas Regulamentares	692	2.720
Provisão p/ Contingências	167	490
Patrimônio Líquido	625.261	568.987
Capital Social	450.000	250.000
Reserva Legal	21.700	21.700
Reserva de Retenção de Lucros	82.698	279.900
Dividendos a Disposição da AGO	-	2.798
Ajuste de Avaliação Patrimonial	14.308	14.589
Lucros Acumulados	56.555	-
Total do Passivo	808.745	768.717

34.3. Demonstração de Resultados

Descrição	30.06.2021	30.06.2020
Receita Operacional Líquida – ROL	83.234	63.447
Receita Líquida de Vendas de Energia Elétrica	83.234	63.447
Custos de Vendas	(16.336)	(17.383)
Custo de Operação	(16.336)	(17.383)
Lucro Bruto	66.898	46.064
Despesas Operacionais	17.812	(3.553)
Com Vendas	23.831	(599)
Gerais e Administrativa	(8.269)	(7.412)
Outras Despesas/Receitas Líquidas	323	383
Resultado de Equivalência Patrimonial	1.927	4.075
Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro	84.710	42.511
Resultado Financeiro	(458)	(1.796)
Receitas Financeiras	1.831	2.120
Despesas Financeiras	(2.289)	(3.916)
Lucro Antes do IRPJ e da CSLL	84.252	40.715
IRPJ e CSLL	(27.978)	(12.446)
Corrente	(15.032)	(11.160)
Diferido	(12.946)	(1.286)
Lucro Líquido do Período	56.274	28.269

34.3.1. Receita Operacional

Descrição	30.06.2021	30.06.2020
Receita Operacional Bruta – ROB (a)	92.442	70.811
Fornecimento de Energia Elétrica – Industrial	8.611	13.563
Fornecimento de Energia Elétrica – Industrial – Não Faturado	948	106
Fornecimento de Energia Elétrica – Comercial	3.833	4.164
Suprimento de Energia Elétrica	42.802	31.215
Suprimento de Energia Elétrica – Não Faturado	(738)	(39)
Energia Elétrica de Curto Prazo	8.373	4.881
Atualização/Juros Retorno Bonificação de Outorga	28.613	16.921
Deduções da Receita Operacional	(9.208)	(7.364)
PIS	(1.282)	(1.140)
COFINS	(5.907)	(5.252)
Taxa Fiscalização ANEEL	(651)	(141)
Pesquisa e desenvolvimento – P&D	(525)	(450)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	(843)	(381)
Receita Operacional Líquida – ROL	83.234	63.447

a) Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica

Descrição	Nº de Consumidores (i)		MWh (i)		Receita Bruta	
	30.06.2021	30.06.2020	30.06.2021	30.06.2020	30.06.2021	30.06.2020
Industrial	9	8	43.656	63.887	9.559	13.669
Comercial, Serviços e Outros	1	1	22.303	25.634	3.833	4.164
Suprimento de Energia	55	52	257.193	229.703	42.064	31.176
Energia Elétrica de Curto Prazo (CCEE)	-	-	13.676	19.228	8.373	4.881
Atualização/Juros Retorno Bonificação de Outorga	-	-	-	-	28.613	16.921
Total	65	61	336.828	338.452	92.442	70.811

(i) Informações não auditadas

34.3.2. Custos e Despesas Operacionais

30.06.2021					
Descrição	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas de Vendas	Outras Despesas/Receitas Líquidas	Total
Energia Elétrica Comprada p/ Revenda	9.064	-	-	-	9.064
Encargos de Uso da Rede Elétrica	1.250	-	-	-	1.250
Pessoal	1.175	6.055	274	-	7.504
Material	160	216	-	-	376
Custos e Serviços de Terceiros	2.099	1.688	103	-	3.890
Depreciação e Amortização	2.664	184	-	-	2.848
Seguros	107	-	-	-	107
Provisões Líquidas	-	-	(24.238)	(323)	(24.561)
Tributos	(183)	57	30	-	(96)
Aluguéis	-	67	-	-	67
Outros	-	2	-	-	2
Total	16.336	8.269	(23.831)	(323)	451

30.06.2020					
Descrição	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas de Vendas	Outras Despesas/Receitas Líquidas	Total
Energia Elétrica Comprada p/ Revenda	9.674	-	-	-	9.674
Encargos de Uso da Rede Elétrica	1.136	-	-	-	1.136
Pessoal	1.145	5.440	310	-	6.895
Material	151	36	-	-	187
Custos e Serviços de Terceiros	2.784	1.290	310	-	4.384
Depreciação e Amortização	2.515	461	-	-	2.976
Seguros	115	-	-	-	115
Provisões Líquidas	-	-	(58)	(383)	(441)
Tributos	(137)	50	37	-	(50)
Aluguéis	-	135	-	-	135
Total	17.383	7.412	599	(383)	25.011

35. EVENTOS SUBSEQUENTES

35.1. Indenização Usina Pery

Por meio do Despacho nº 2.018, de 6 de julho de 2021, publicado no Diário Oficial da União, em 09 de julho de 2021, a ANEEL homologou os resultados da Consulta Pública nº 21/2021 (nota 2.1.2.3, letra b). No documento, com os ajustes apresentados na Consulta Pública, a Celesc G. passa a receber uma indenização com fator de anualização de 0,1217615 a ser utilizado no cálculo da parcela anual referente à indenização de que trata a Portaria MME nº 257/2017 para incorporação na RAG da UHE Pery (Nota 35.2).

Para o GAG Melhorias será considerado o investimento regulatório no valor de R\$19.066.550,42 (dezenove milhões, sessenta e seis mil, quinhentos e cinquenta reais e quarenta e dois centavos), com índice de preços de julho de 2017 e fator de anualização de 0,0498641, a serem utilizados em seu cálculo para incorporação na RAG da UHE Pery.

O Despacho também determina que os valores anuais referentes à indenização e ao GAG Melhorias a serem calculados com base nos parâmetros estabelecidos deverão retroagir à data de 1º de julho de 2018, com os devidos ajustes financeiros a serem realizados no processo de reajuste da RAG subsequente a sua publicação.

35.2. Homologação da Receita Anual de Geração – RAG Ciclo 2021/2022

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.902, de 20 de julho de 2021, homologou as Receitas Anuais de Geração – RAGs das usinas hidrelétricas em regime de cotas para o ciclo 2021/2022, nos termos da Lei Federal nº 12.783/2013. O período de vigência da nova RAG é de 1º de julho de 2020 a 30 de junho de 2021.

A RAG estabelecida para as usinas de propriedade da Celesc G, que deverão ser cobradas mensalmente, são:

Usinas	Receita Anual (R\$) Ciclo 2021/2022	Receita Mensal (R\$) Ciclo 2020/2021
UHE Pery	61.607.233,15	5.133.936,10
UHE Garcia	11.721.282,46	976.773,54
UHE Bracinho	14.848.877,17	1.237.406,43
UHE Cedros	10.447.006,89	870.583,91
UHE Palmeiras	23.006.407,62	1.917.200,64
UHE Salto	7.541.939,03	628.494,92

35.3. Liberação da Operação Comercial da PCH Celso Ramos

A ANEEL, por meio do Despacho nº 2.267, de 27 de julho de 2021, decidiu liberar as unidades geradoras UG3 e UG4 da PCH Celso Ramos de titularidade da Celesc G, descritas na nota 2.1.2.3, letra d, para início da operação comercial, a partir de 28 de julho de 2021.