



Mercado de Capitais

Cotação Ação PN 31/12/2018

CLSC4 R\$49,87/ação

Variação no 4T18

CLSC4: 59,38%

Ibovespa: 10,77%

Valor de Mercado em 31/12/2018

BRL 1.863,0 MM

USD 480,0 MM

Free Float: 75,5%

Outros Indicadores em 31/12/2018

Dívida Líq/EBITDA Aj 12M (Grupo): 1,1x

LPA 4T18 (R\$/ação): -0,45

VPA (R\$/ação): 46,69

Cot./VPA: 1,1x

Para maiores informações, acessar o website www.celesc.com.br/ri ou entrar em contato com a equipe de Relações com Investidores:

Tel: (55-48) 3231-5100

ri@celesc.com.br

Florianópolis – Santa Catarina, **29 de março de 2018** – Centrais Elétricas de Santa Catarina SA - Celesc (BM&FBOVESPA: CLSC3, CLSC4; OTC: CEDWY), *holding* do setor de energia, com atuação nas áreas de geração, transmissão, distribuição de energia elétrica e distribuição de gás natural, anuncia os resultados do **quarto trimestre de 2018 (4T18) e acumulado 2018 (12M18)**. As informações financeiras da Companhia, exceto onde estiver indicado de outra forma, são apresentadas em milhões de Reais (R\$ milhões) de **31 de dezembro de 2018** e foram preparadas de acordo com as regras contábeis brasileiras decorrentes da aplicação efetiva das normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards – IFRS*).

EBITDA Consolidado alcança R\$100,2 milhões no 4T18 e R\$610,6 milhões em 2018

Energia faturada da Celesc Distribuição cresceu 2,8% no trimestre e 2,7% no ano de 2018

Principais Destaques:

- ✓ Crescimento de 2,8% na Energia Faturada no 4T18 na área de concessão da Celesc Distribuição, somando 6.084 GWh. No 12M18 elevação de 2,7%, totalizando 24.449 GWh;
- ✓ Indicadores de qualidade do serviço: DEC somou 10,67 horas (redução de 13,5%) e o FEC foi de 7,33 vezes (diminuição de 12,2%) em 2018;
- ✓ A Receita Operacional Líquida Consolidada (sem os efeitos da Receita de Construção) somou R\$1,54 bilhão no trimestre (redução de 15,4%) e R\$7,2 bilhões no ano (alta de 8,7%);
- ✓ Os Gastos não Gerenciáveis (custos com energia) reduziram 15,3% no trimestre, contudo no acumulado do ano de 2018 apresentaram elevação de 12,4% (+R\$628 milhões);
- ✓ Os gastos gerenciáveis (PMSO) reduziram 17,1% no trimestre e 8,6% no ano, efeito das ações da empresa para reduzir despesas;
- ✓ A Companhia apresentou prejuízo no Consolidado de R\$17,3 milhões no trimestre, entretanto no ano registrou lucro de R\$165 milhões, sendo que a subsidiária Celesc Distribuição somou R\$121,5 milhões e a subsidiária Celesc Geração R\$51,2 milhões no ano;
- ✓ EBITDA Consolidado de R\$100,2 milhões no trimestre (R\$610,6 milhões no ano), ao qual a subsidiária Celesc Distribuição somou R\$83,5 milhões no trimestre (R\$529,2 milhões no ano) e a subsidiária Celesc Geração R\$15,1 milhões trimestre (R\$88,4 milhões no ano);
- ✓ O Grupo Celesc encerrou o período com Dívida Líquida Consolidada de R\$722,0 milhões, o equivalente a 1,1x o EBITDA Ajustado;
- ✓ Os investimentos realizados em 2018 totalizaram R\$506,0 milhões no trimestre, sendo R\$487,0 milhões em distribuição e R\$19,1 milhões em geração; e
- ✓ As ações preferenciais da Celesc (CLSC4) variaram positivamente 59,38% no trimestre e no acumulado de 12 meses apresenta valorização de 87,2%.

Principais Resultados	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Indicadores Operacionais						
Celesc Distribuição - Energia Faturada Total (GWh)	5.916	6.084	2,8%	23.797	24.449	2,7%
Celesc Geração - Energia Faturada (GWh)	162	186	14,6%	659	727	10,3%
SCGÁS - Volume de Gás Vendido (mil/m³)	167	179	6,6%	654	704	7,7%
Indicadores Financeiros - Consolidado (R\$ Milhões)						
Receita Operacional Bruta	3.161,2	2.937,1	-7,1%	11.454,7	12.518,8	9,3%
Receita Operacional Líquida (excluindo Receita de Construção)	1.827,3	1.546,4	-15,4%	6.635,9	7.211,2	8,7%
Custos e Despesas Operacionais	(1.934,9)	(1.653,7)	-14,5%	(6.781,3)	(7.288,6)	7,5%
EBITDA (IFRS)	88,3	100,2	13,6%	523,2	610,6	16,7%
Margem EBITDA (IFRS)	4,5%	5,9%		7,4%	8,0%	
EBITDA Ajustado (IFRS - Não-Recorrentes)	132,2	125,3	-5,2%	545,7	641,9	17,6%
Margem EBITDA Ajustado	7,2%	8,1%		8,2%	8,9%	
Lucro Líquido (IFRS)	4,9	(17,3)	-449,1%	66,5	165,0	148,2%
Margem Líquida	0,3%	-1,0%		0,9%	2,2%	
Lucro Líquido Ajustado (IFRS - Não-Recorrentes)	20,1	39,2	94,7%	176,9	225,6	27,6%
Margem Líquida Ajustada	1,1%	2,5%		2,7%	3,1%	
Investimentos Realizados em Geração e Distribuição de Energia Elétrica	160,8	161,2	0,2%	489,4	506,0	3,4%

DISCLAIMER

As informações contidas neste *Release de Resultados* poderão incluir declarações que representem expectativas sobre negócios da Companhia, projeções e metas operacionais e financeiras. Eventuais declarações dessa natureza constituem-se em meras previsões baseadas nas expectativas da administração que poderá não se concretizar e não são garantia do desempenho futuro da Companhia.

As referidas declarações e informações prospectivas estão e estarão, conforme o caso, sujeitas a riscos, incertezas e são altamente dependentes das condições do mercado, do desempenho econômico geral do país, do setor e dos mercados internacionais.

Cabe ressaltar ainda que as estimativas e projeções referem-se à data em que foram expressas, sendo que a Companhia não assume a obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer destas estimativas em razão da ocorrência de nova informação, eventos futuros ou de quaisquer outros fatores, ressalvadas a regulamentação vigente a que nos submetemos.

Dessa forma, nenhum dos representantes da Companhia, assessores ou partes relacionadas poderá ser responsabilizado por qualquer decisão decorrente da utilização do conteúdo deste documento. As informações constantes do presente material não devem ser interpretadas como oferta, convite ou solicitação de oferta de subscrição ou compra de quaisquer valores mobiliários, nem constituem a base de um contrato ou compromisso de qualquer espécie.

ÍNDICE

1 – Visão Geral	3
2 – Grupo CELESC	10
2.1 – Celesc Distribuição S.A.	10
2.1.1 – Desempenho Operacional	10
2.1.2 – Desempenho Econômico-Financeiro	14
2.1.3 – Aspectos Regulatórios da Celesc Distribuição S.A.	29
2.2 – Celesc Geração	35
2.2.1 – Desempenho Operacional	35
2.2.2 – Desempenho Financeiro	36
2.2.3 – Aspectos Regulatórios da Celesc Geração S.A.	41
2.3 – SCGÁS	43
2.3.1 – Desempenho Operacional	43
2.3.2 – Desempenho Econômico-Financeiro	44
2.4 – Demais Participações (dados financeiros equivalentes a 100% do resultado de cada participada)	47
2.5 – Holding	48
2.5.1 – Resultado das Participações Societárias na Controladora	48
2.5.2 – Dividendos	48
2.6 – Consolidado	49
2.6.1 – Desempenho Econômico-Financeiro Consolidado	49
3 – Desempenho no Mercado de Capitais	53
4 – Reconhecimento	54
ANEXOS	55

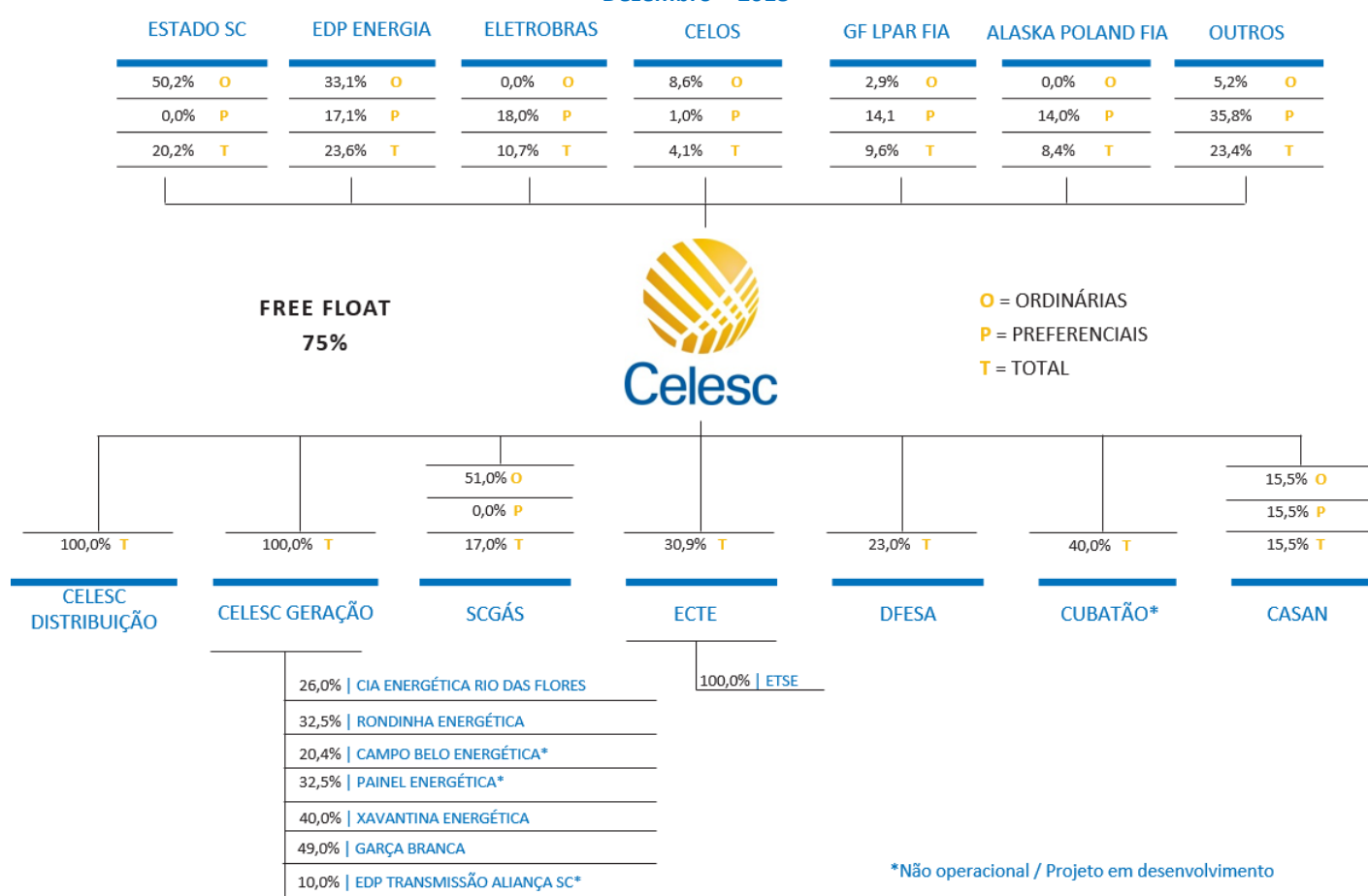
1 – Visão Geral

A Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – Celesc esta entre as maiores empresas do setor elétrico brasileiro, com destaque nas áreas de distribuição e geração de energia. Estruturada como Holding em 2006, a Empresa possui duas subsidiárias integrais - a Celesc Distribuição S.A. e a Celesc Geração S.A. Além disso, detém o controle acionário da Companhia de Gás de Santa Catarina (SCGÁS) e é sócia das empresas Dona Francisca Energética S.A. (DFESA), Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. (ECTE), Companhia Catarinense de Água e Saneamento (CASAN) e do projeto da Usina Hidrelétrica Cubatão S.A.

Seu acionista controlador é o Estado de Santa Catarina, detentor de 50,2% das ações ordinárias da Companhia, correspondentes a 20,2% do Capital Total.

Estrutura Acionária e Societária da CELESC

Dezembro – 2018



Conforme [Fato Relevante Aquisição de Participação Acionária pela EDP](#), publicado pela Companhia em 20 de dezembro de 2017, a EDP - Energias do Brasil S.A adquiriu 33,1% das ações ordinárias e 1,9% das ações preferenciais da PREVI - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil, somando 14,5% do total das ações da Celesc. A operação teve aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE e da Superintendência Nacional de Predidência Complementar – PREVIC, sendo concluída em 21 de março de 2017.

Foi divulgado em 27 de março de 2018 o [Edital de Oferta Pública Voluntária](#) (“OPA Voluntária”), nos termos da Lei das S.A. e do artigo 31 da Instrução CVM nº 361, de 5 de março de 2002, para adquirir até 7.374.000 ações PNs de emissão da Companhia em circulação no mercado (“Ações Objeto da OPA”), ao preço de R\$27,00 por ação, que correspondem, a até 32,0% do total das ações PNs de emissão da CELESC.

No [leilão da OPA](#), realizado em 26 de abril de 2018, às 16h, horário de São Paulo, por meio do Sistema Eletrônico de Negociação do Segmento BOVESPA da B3, foram adquiridas 1.990.013 ações PNs pelo preço de R\$27,00 cada, totalizando o valor de R\$53.730.351,00. Após a liquidação das compras realizadas no Leilão, ocorrida em 02 de maio de 2018, a EDP passou a deter 2.427.820 ações PNs, que somadas a 5.140.868 ações ONs, representam 19,62% do capital total da CELESC.

Foi divulgada, em 08 de novembro de 2018, a [Aquisição Relevante de Ações pela EDP Energias do Brasil S.A.](#), sendo adquiridas, ao todo, 1.518.000 ações preferenciais pelo preço médio de R\$41,93 cada, totalizando o valor de R\$63.653.498,00 de ações preferenciais adicionais de emissão da Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – Celesc. Dessa forma, a EDP Energias do Brasil S.A. passou a deter 3.945.820 ações preferenciais (B3:CLSC4), acrescidas a 5.140.868 ações ordinárias (B3:CLSC3), que somadas representam 23,56% do capital total da CELESC.

Subsidiárias Integrais

Celesc Distribuição S.A.

A empresa leva energia para cerca de 3,0 milhões de unidades consumidoras localizadas em 286 municípios catarinenses (92% do território do estado) e em Rio Negro, no Paraná. A empresa ainda é responsável pelo suprimento de energia elétrica para o atendimento de quatro concessionárias e 16 permissionárias, que atuam nos demais municípios catarinenses.

A Celesc Distribuição é o maior arrecadador individual de ICMS localizado no estado de Santa Catarina, a 6ª maior distribuidora de energia elétrica brasileira em receita de fornecimento, a 7ª em volume de energia distribuída e a 10ª em número de unidades consumidoras¹. Mensalmente, a empresa distribui cerca de 2,0 milhões de MWh e seu faturamento bruto anual alcançou a casa de R\$12,3 bilhões em 2018.



Celesc Geração S.A.²

A Celesc Geração é a subsidiária do Grupo Celesc que atua no segmento de geração de energia elétrica, através da operação, manutenção, comercialização e expansão do parque próprio de geração e da participação em empreendimentos de energia em parcerias com investidores privados.

Em 31 de dezembro de 2018, a Empresa possuía um parque gerador próprio formado por 12 usinas, sendo 01 Pequena Central Hidrelétrica – PCH, 05 Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGHs e 06 Usinas Hidrelétricas - UHEs. Ainda no segmento de geração, a empresa detinha participação minoritária em mais 08 empreendimentos de geração, desenvolvidos em parceria com investidores

¹ Fonte: www.aneel.gov.br (Informações Gerenciais – Dezembro/18).

² Maiores detalhamentos dos aspectos regulatórios e jurídicos relevantes que envolvem os empreendimentos da Companhia estão disponíveis no item 2.2.3 deste Release.

privados, no formato de Sociedade de Propósito Específico - SPE, sendo que 06 usinas estão em operação comercial e 02 usinas ainda em fase de projetos. No segmento de transmissão, a empresa detinha participação minoritária em uma SPE.

A capacidade total de geração da Celesc Geração em operação 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 Geração nesses empreendimentos, considerando a entrada em operação da PCH Garça Branca em julho de 2018. A tabela a seguir apresenta as principais características das usinas 100% da Celesc Geração:

Parque Gerador Próprio | 100% da Celesc Geração S.A.

USINAS	Localização	Termo Final da Concessão	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Garantia Física em Cotas
PCH Pery	Curitibanos/SC	09/07/2047	30,00	14,08	100%
UHE Palmeiras	Rio dos Cedros/SC	07/11/2046	24,60	16,70	70%
UHE Bracinho	Schroeder/SC	07/11/2046	15,00	8,80	70%
UHE Garcia	Angelina/SC	05/01/2046	8,92	7,10	70%
UHE Cedros	Rio dos Cedros/SC	07/11/2046	8,40	6,75	70%
UHE Salto	Blumenau/SC	07/11/2046	6,28	3,99	70%
PCH Celso Ramos	Faxinal dos Guedes/SC	17/03/2035	5,62	3,80	N/A
CGH Caveiras	Lages/SC	*	3,83	2,77	N/A
CGH Ivo Silveira	Campos Novos/SC	*	2,60	2,03	N/A
CGH Rio do Peixe	Videira/SC	*	0,52	0,50	N/A
CGH Piraí	Joinville/SC	*	0,78	0,45	N/A
CGH São Lourenço	Mafra/SC	*	0,42	0,22	N/A
Total - MW			106,97	67,19	

* Usinas com potência inferior a 5 MW estão dispensadas do ato de concessão (Lei nº 13.360/16).

Destacamos que a Usina Caveiras, por ter capacidade instalada inferior a 5MW, foi convertida em CGH em 19 de setembro de 2018, por meio da Resolução Autorizativa nº 7.246, de 28 de agosto de 2018, conforme estabelece a Lei nº 13.360/16, se tornando um ativo da Companhia sem termo final de concessão.

A empresa participa de Sociedades de Propósito Específico que viabilizam novos empreendimentos na qual a Celesc Geração detém participação minoritária. A seguir estão as principais características dos empreendimentos que já estão em operação:

Empreendimentos em operação | Celesc Geração S.A. detém participação minoritária

USINAS	Localização	Termo Final da Concessão	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Participação Celesc Geração	Equivalente Potência Instalada (MW)	Equivalente Garantia Física (MW)
PCH Rondinha	Passos Maia/SC	05/10/2040	9,60	5,48	32,5%	3,12	1,78
CGH Prata	Bandeirante/SC	*	3,00	1,68	26,1%	0,78	0,44
PCH Belmonte**	Belmonte/SC	05/05/2039	3,60	1,84	26,1%	0,94	0,48
CGH Bandeirante	Bandeirante/SC	*	3,00	1,76	26,1%	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 - MW			31,78	17,74		11,24	6,26

* Usinas com potência inferior a 5 MW estão dispensadas do ato de concessão (Lei nº 13.360/16).

** A PCH Belmonte está em fase de conversão para CGH devido a potência inferior a 5MW.

O Planejamento Estratégico da Companhia prevê a valorização dos ativos atuais, por meio da repotenciação de suas usinas. Desta forma, as tabelas abaixo apresentam empreendimentos não operacionais e os respectivos estágios de desenvolvimento. Quanto à garantia física (nova ou incremental), a Companhia busca obter em média 55% de fator de capacidade da usina total após ampliação, padrão observado para outros empreendimentos em operação com características similares:

Empreendimentos em desenvolvimento | Celesc Geração S.A. detém 100%

USINAS	Localização	Termo Final da Concessão	Potência Instalada (MW)	Acréscimo de Potência (MW)	Potência Final (MW)	Data prevista de entrada em operação	STATUS
PCH Celso Ramos	Faxinal dos Guedes/SC	17/03/2035	5,62	8,30*	13,92	N/D	Licitação das Obras
UHE Salto	Blumenau/SC	07/11/2046	6,28	23,00	29,28	N/D***	Análise na EPE
CGH Caveiras	Lages/SC	**	3,83	10,00	13,83	N/D***	Estudo de Inventário
UHE Cedros Etapa 1 e 2	Rio dos Cedros/SC	07/11/2046	8,40	4,50	12,90	N/D***	Revisão de Projeto Básico
UHE Palmeiras	Rio dos Cedros/SC	07/11/2046	24,60	0,75	25,35	N/D***	Revisão de Projeto Básico
CGH Marum***	São José/SC	**	0,00	1,00	1,00	N/D***	Licenciamento Ambiental
Total - MW			65,45	47,55	96,28		

* Em 2018 projeto passou por consolidação, sendo que no encerramento do exercício encontrava-se em análise pela ANEEL

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

*** Depende de trâmites regulatórios

Empreendimentos em desenvolvimento | Celesc Geração S.A. detém participação minoritária

USINAS	Localização	Termo Final da Concessão	Potência Instalada (MW)	Participação Celesc Geração	Equivalente Potência Instalada (MW)	Data prevista de entrada em operação	STATUS
PCH Painei	São Joaquim/SC	18/03/2043	9,20	30,0%	2,76	N/D	Revisão Projeto
PCH Campo Belo	Campo Belo do Sul/SC	19/05/2044	9,95	30,0%	2,99	N/D	Revisão Projeto
Total - MW			19,15		5,75		

Em 15 de agosto de 2018, a Celesc Geração recebeu notificação de alienação da participação do sócio majoritário nas SPEs Campo Belo e Painei, disponibilizando a possibilidade de exercer o direito de *Tag-Along* (venda conjunta) ou o direito de preferência na compra das ações, conforme especificado no Acordo de Acionistas. Em reunião do Conselho de Administração realizada no dia 20 de setembro de 2018, foi aprovado o *Tag-Along* da SPE Campo Belo, com anuência prévia da ANEEL estabelecida conforme Despacho nº 220, de 25 de janeiro de 2019. O *Tag-Along* da SPE Painei foi deliberado em reunião do Conselho de Administração realizada no dia 18 de outubro de 2018 e anuído previamente pela ANEEL no Despacho nº 045, de 08 de janeiro de 2019.

Todas as usinas do parque gerador próprio e em parceria, em operação comercial, participam do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, sistema de compartilhamento de riscos hidrológicos, no qual as usinas participantes transferem a energia gerada excedente à sua garantia física às usinas que geraram abaixo.

Além dos projetos supracitados, a Celesc Geração tem participação societária em um empreendimento de transmissão, denominado EDP Transmissão Aliança SC, que tem por objeto implementar o lote 21 do Leilão nº 05/2016 da ANEEL, o terceiro maior projeto ofertado no leilão, com investimentos previstos em R\$1,1 bilhão.

Origem	Destino	Circuito ³	Extensão (KM)	Tensão (Kv)
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

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. 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. O consórcio que disputou o leilão foi convertido em sociedade em julho de 2017 e o Contrato de

³ CS: Circuito simples / CD: Circuito Duplo

Concessão assinado em agosto do mesmo ano. Ao final de 2018 o empreendimento recebeu a Licença Ambiental de Instalação e em janeiro de 2019 iniciou suas obras.

A tabela abaixo resume as principais informações do empreendimento:

Transmissora	Localização	Termo Final da Concessão	Km de linhas	Subestações	Data prevista de entrada em operação	Status
EDP Transmissão Aliança SC S.A.	Santa Catarina	11/08/2047	433,00	1	11/08/2022	Licenciamentos

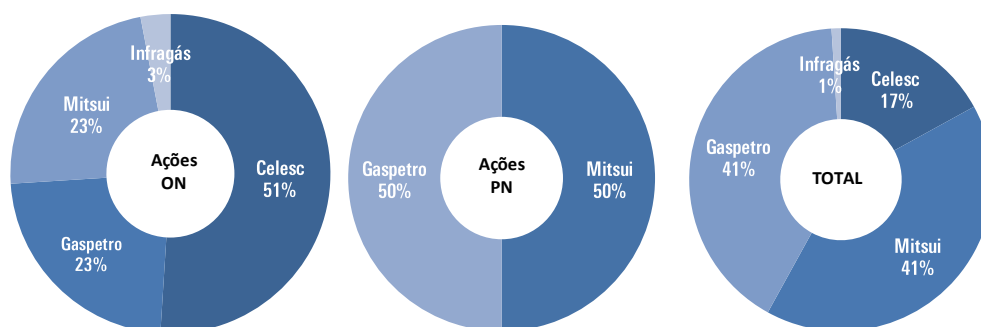
Controlada

Companhia de Gás de Santa Catarina – SCGÁS

A SCGÁS é a 2ª maior distribuidora de gás canalizado em número de municípios atendidos no Brasil. Santa Catarina é o 4º Estado com maior rede de distribuição de gás natural (1.157 quilômetros) e o 3º com maior número de indústrias atendidas com gás natural (279), além de ter a 3ª maior rede de postos de gás veicular (GNV) do país (135).



Com 100% da concessão para exploração dos serviços de distribuição de gás natural no território catarinense, a empresa comercializa e distribui, diariamente, cerca de 1,9 milhão de metros cúbicos de gás natural para cerca de 13,5 mil clientes. A SCGÁS possui contrato de concessão para exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado, firmado em 28 de março de 1994, com vigência de 50 anos (2044). Abaixo gráfico da participação da Celesc na SCGás, sendo 51% das ações ordinárias e 17% do capital social total.



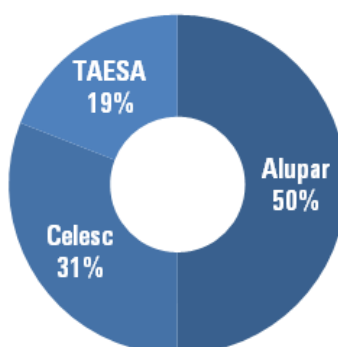
Destaca-se que, em 2013, a Procuradoria Geral do Estado de Santa Catarina - PGE, representando o Governo do Estado de Santa Catarina e a Celesc, entrou com ação de obrigação de fazer cumulada com ressarcimento contra a SCGÁS, Petrobras Gás S.A. - Gaspetro, Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda e Infragás - Infraestrutura de Gás para a Região Sul S.A., questionando alteração no capital social e o Acordo de Acionistas firmado em 1994, obtendo liminar favorável em juízo de 1º grau. Entretanto, os acionistas Mitsui Gás e Gaspetro, ingressaram com agravos de instrumento, suspendendo os efeitos de tal liminar em 2ª instância, apresentado os recursos judiciais cabíveis. Atualmente, os efeitos da sentença encontram-se suspensos até julgamento dos referidos recursos.

Em 2016, conforme [Comunicado ao Mercado de 13 de Junho – DECISÃO TCE – DEVOLUÇÃO PARTICIPAÇÃO SCGÁS](#), a Companhia tomou conhecimento da Decisão nº 0129/2016 do Pleno do Tribunal de Contas do Estado de Santa Catarina - TCE/SC, onde no seu item 6.7. reza: “Determinar ao Governo do Estado e à CELESC que, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, a contar da publicação desta Decisão no Diário Oficial Eletrônico desta Corte de Contas – DOTC-e, adotem providências no sentido de retornarem ao Estado de Santa Catarina as 1.827.415 (um milhão, oitocentas e vinte e sete mil e quatrocentas e quinze) ações ordinárias de emissão da SCGÁS vendidas à Celesc em 05 de junho de 2007, nas mesmas condições e valores originalmente transacionados, R\$ 93.000.000,00 (noventa e três milhões), atualizados monetariamente, comprovando o cumprimento dessa Decisão em 30 (trinta) dias a este Tribunal (item 2.3 do Relatório DCE); (.....)”. Diante da proferida Decisão, a Companhia interpôs recurso de reexame da Decisão nº 129/2016 na Corte de Contas, com efeito suspensivo, uma vez que entende que restou devidamente demonstrada regularidade/legalidade da venda das ações por parte do Estado de Santa Catarina à Celesc, constituindo-se a mesma em ato jurídico perfeito e acabado, realizado à luz da legislação vigente à época de sua realização, inexistindo qualquer ofensa aos princípios da motivação do ato administrativo, conflito de interesse ou do interesse público.

Demais Participações

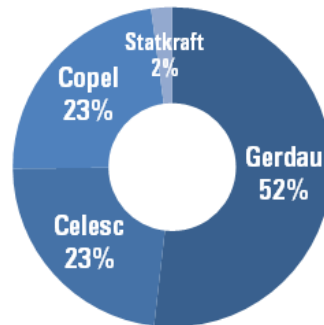
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia – ECTE

Constituída com o propósito específico de explorar linhas de transmissão de energia elétrica nas regiões Sul, Sudeste e litoral de Santa Catarina, a empresa é concessionária da LT SE Campos Novos – SE Blumenau, com 252,5km de extensão. A linha é responsável pelo transporte de cerca de 20% da energia assegurada para suprimento da demanda na área de concessão da Celesc Distribuição. Em dezembro de 2011, ampliando seus negócios, a empresa adquiriu em leilão o direito de construir as subestações Abdon Batista (525/230kV) e Gaspar (230/138kV), através da subsidiária Empresa de Transmissão Serrana S.A. – ETSE. Essas linhas foram energizadas em janeiro e março de 2015, respectivamente. A coligada ECTE detém contrato de concessão de transmissão de energia elétrica datado de 1º de novembro de 2000, com prazo de vigência de 30 anos. Para a sua subsidiária ETSE, o contrato de concessão de transmissão de energia elétrica tem data de 10 de maio de 2012, com prazo de vigência de 30 anos. A Celesc detém 30,88% do Capital Social da Empresa, conforme gráfico abaixo:



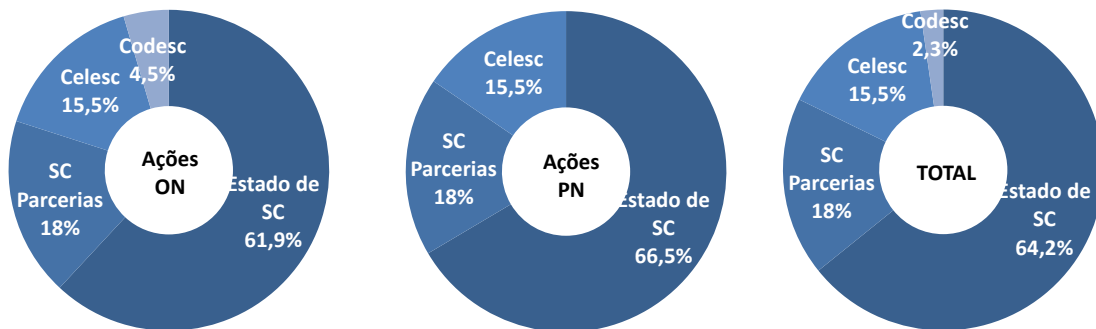
Dona Francisca Energética S.A. – DFESA

Concessionária produtora independente de energia elétrica, a DFESA é proprietária da Usina Hidrelétrica Dona Francisca, construída no rio Jacuí, no Rio Grande do Sul, com capacidade instalada de 125MW e energia assegurada de 80MW. O empreendimento foi inaugurado em maio de 2001. A coligada DFESA detém contrato de concessão datado de 28 de agosto de 1998, com prazo de vigência de 35 anos. A Celesc possui 23,03% do Capital Social da empresa, conforme gráfico abaixo:



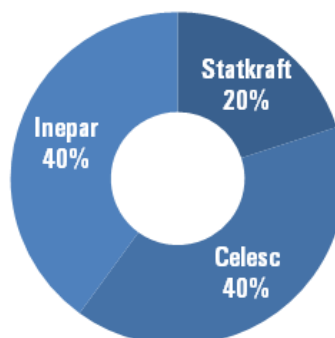
Companhia Catarinense de Água e Saneamento – CASAN

Sociedade de economia mista de capital aberto, controlada pelo Governo do Estado de Santa Catarina, a função da CASAN é planejar, executar, operar e explorar os serviços de abastecimento de água potável e saneamento em suas áreas de concessões (municipal). Atualmente, os serviços prestados pela empresa abrangem 194 municípios catarinenses e 1 no Paraná, atendendo uma população de aproximadamente 2,7 milhões de consumidores com água tratada e 650 mil com coleta, tratamento e destino final de esgoto sanitário. A Celesc é detentora de 15,48% do Capital Social total da Empresa, conforme gráfico abaixo:



Usina Hidrelétrica Cubatão S.A.

Sociedade de Propósito Específico constituída em 1996 para implantação da Usina Hidrelétrica Cubatão, na região de Joinville/SC, com potência instalada de 50MW. Com o histórico dos entraves ambientais, indeferimento ao pleito de postergação do período de concessão e consequente inviabilidade econômica para o desenvolvimento do projeto, o empreendimento solicitou ao órgão regulador a rescisão amigável do Contrato de Concessão nº 04/1996 (Processo ANEEL nº 48100.003800/1995-89). Foi emitida a Portaria MME nº 310, de 27 de julho de 2018, onde decide extinguir a concessão para o Aproveitamento de Energia Hidráulica do empreendimento denominado UHE Cubatão. A Celesc possui 40% do Capital Social da Empresa, conforme abaixo:



2 – Grupo CELESC

2.1 – Celesc Distribuição S.A.

2.1.1 – Desempenho Operacional

Carga de energia elétrica

	Ano	4T18	12M18
Carga Brasil (GWh)*	2018	149.377	583.025
	2017	146.550	574.556
Δ		1,9%	1,5%
Carga Sul (GWh)	2018	25.614	100.617
	2017	24.864	98.828
Δ		3,0%	1,8%
Carga Celesc Distribuição S.A. (GWh)**	2018	6.892	27.016
	2017	6.563	26.340
Δ		5,0%	2,6%

Fonte: ONS / Celesc D

* Referente ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

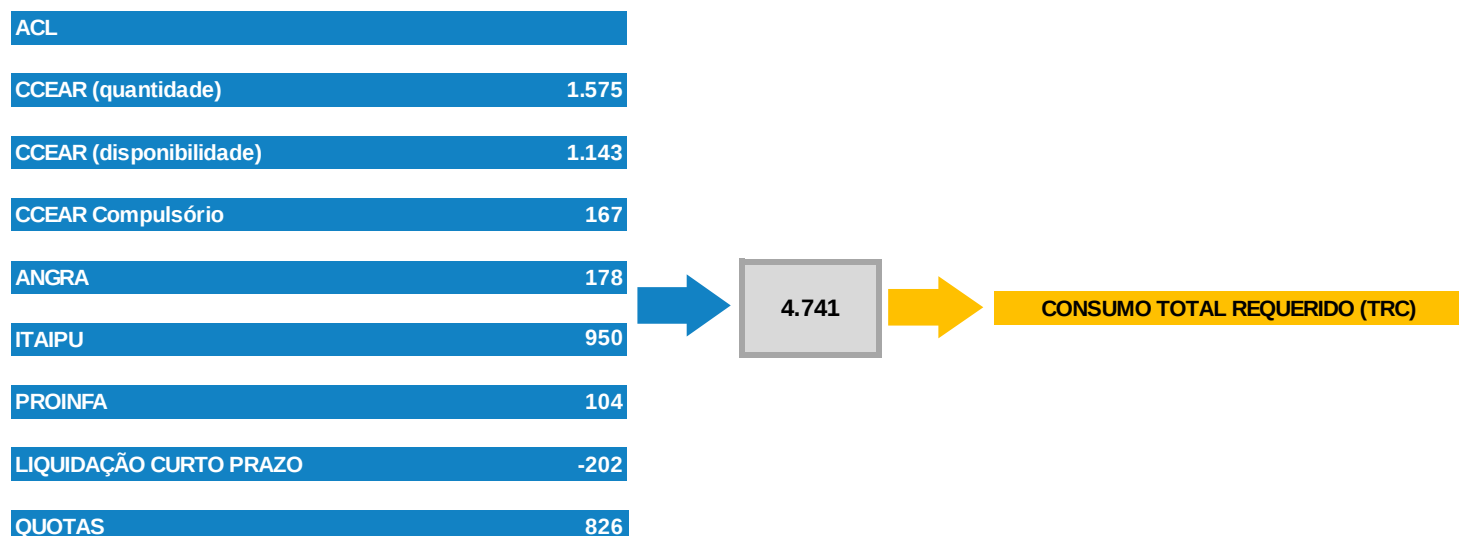
** Energia Injetada no sistema de distribuição da concessionária.

A carga total atendida pela concessionária inclui as parcelas referentes à carga do Mercado Cativo, às perdas do sistema elétrico, à carga de consumidores livres, de unidades de consumo de autoprodutores e de produtores independentes conectados a sua rede.

Balanço de Energia Elétrica

Podemos resumir o TRC (*Total Required Consumed*) como a carga total (medida), retirando a energia de consumidores livres (medida) e adicionando as perdas totais (interna e rede básica). Em 2018 foram contabilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE 60,9% (2.885 GWh) de contratos CCEARs (modalidades quantidade e disponibilidade), 20,0% (950 GWh) Itaipu, e 17,4% (826 GWh) Quotas, e 1,7% (79 GWh) outros.

Celesc Distribuição S.A. | Balanço Energético (GWh)



De acordo com a regulação do sistema elétrico, as Distribuidoras devem ter nível de contratação dentro do limite regulatório (atualmente entre 100% e 105% de sobrecontratação), sendo que a contratação dentro desse limite tem repasse tarifário integral, com a contrapartida contabilizada como ativo financeiro setorial. O montante que ficar fora da faixa regulatória, e que seja considerado voluntário pelo regulador, é risco da distribuidora. A Companhia encerrou 2018 com nível de contratação de 101,8%, dentro, portando, do limite regulatório, garantindo, assim, o repasse integral à tarifa dos custos com energia comprada.

Energia Faturada⁴

Celesc Distribuição S.A. | Energia Faturada por Classe de Consumo (em GWh)

Classe de Consumo	Nº Unidades Consumidoras**			Consumo (GWh)					
	dez/17	dez/18	Δ	4T17	4T18	Δ	12M17	12M18	Δ
Mercado Cativo	2.899.170	2.975.577	2,6%	3.788	3.867	2,1%	15.615	15.790	1,1%
Residencial	2.271.604	2.335.964	2,8%	1.286	1.350	5,0%	5.528	5.664	2,5%
Industrial	103.082	106.258	3,1%	648	639	-1,4%	2.588	2.539	-1,9%
Comercial	262.760	270.889	3,1%	770	782	1,5%	3.209	3.191	-0,5%
Rural	234.539	234.752	0,1%	353	348	-1,3%	1.387	1.407	1,4%
Suprimento de Energia	26	24	-7,7%	370	383	3,5%	1.470	1.527	3,8%
Demais Classes	27.159	27.690	2,0%	361	365	1,0%	1.433	1.462	2,0%
Poder Público	22.791	23.104	1,4%	110	112	1,7%	436	442	1,5%
Iluminação Pública	750	788	5,1%	160	161	0,2%	635	649	2,1%
Serviço Público	3.227	3.411	5,7%	87	88	1,2%	350	359	2,4%
Consumo Próprio	391	387	-1,0%	3	4	15,1%	12	13	3,9%
Consumidores Livres	823	947	15,1%	2.128	2.217	4,2%	8.182	8.659	5,8%
Industrial	510	567	11,2%	1.867	1.944	4,1%	7.180	7.550	5,2%
Comercial	284	351	23,6%	200	219	9,4%	755	859	13,8%
Rural	6	7	16,7%	13	14	8,0%	50	58	16,3%
Suprimento*	23	22	-4,3%	48	41	-14,4%	198	192	-3,0%
Mercado Total	2.899.993	2.976.524	2,6%	5.916	6.084	2,8%	23.797	24.449	2,7%
Residencial	2.271.604	2.335.964	2,8%	1.286	1.350	5,0%	5.528	5.664	2,5%
Industrial	103.592	106.825	3,1%	2.515	2.583	2,7%	9.767	10.090	3,3%
Comercial	263.044	271.240	3,1%	970	1.000	3,2%	3.963	4.050	2,2%
Rural	234.545	234.759	0,1%	366	362	-1,0%	1.437	1.465	1,9%
Demais Classes	27.159	27.690	2,0%	361	365	1,0%	1.433	1.462	2,0%
Suprimento	49	46	-6,1%	419	425	1,4%	1.668	1.719	3,0%

*Passível de recontabilização pela CCEE.

** Número de Unidades Consumidoras (UC) conforme consumo faturado.

Conforme tabela acima, a energia faturada fornecida para o Mercado Cativo apresentou aumento no ano de 2018 de 1,1%, registrando 15.790 GWh (+175 GWh). No quarto trimestre houve aumento de 2,1% em relação a igual período do ano anterior (+79 GWh), atingindo 3.867 GWh, influenciado, principalmente, pelo crescimento expressivo da classe residencial de 5,0% (+64 GWh), atingindo 1.350 GWh, decorrente, aparentemente, pela temperatura mais elevada no período. Ressalta-se que a classe industrial apresentou redução de 1,4% no trimestre e 1,9% ano devido, fundamentalmente, à migração de consumidores para o mercado livre.

O Mercado Livre⁵, conforme movimento que vem ocorrendo desde 2015, apresentou elevação de 4,2% (+89 GWh) no trimestre e 5,8% (+477 GWh) no ano, devido ao aumento do número de consumidores livres, registrando 947, incremento de 124 unidades no comparativo com 12M17 (aumento de 57 na Classe Industrial e 67 na Classe Comercial), quando perfere 823 unidades.

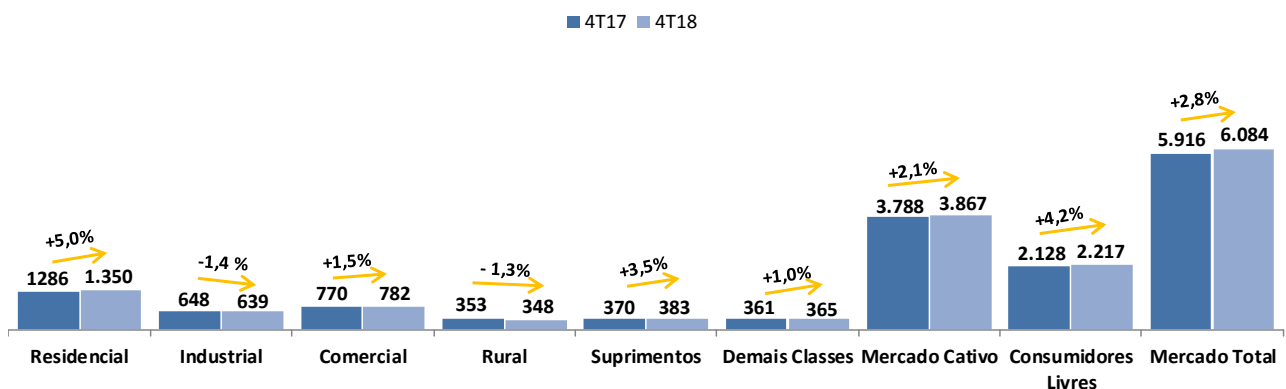
⁴ A partir do 4T17 a energia distribuída considerada é a faturada, sendo que nos trimestres anteriores considerávamos a energia medida.

⁵ Os atuais critérios de migração para o mercado livre foram estabelecidos em 1998, pela Lei nº 9.648/1998, que criou dois grupos de consumidores aptos a escolher seu fornecedor de energia elétrica. O primeiro grupo é composto pelas unidades consumidoras com carga maior ou igual a 3.000 kW atendidas em tensão maior ou igual a 69 kV – em geral as unidades consumidoras do subgrupo A3, A2 e A1. Também são livres para escolher seu fornecedor novas unidades consumidoras instaladas após 07 de julho de 1995 com demanda maior ou igual a 3.000 kW e atendidas em qualquer tensão. Estes consumidores podem comprar energia de qualquer agente de geração ou comercialização de energia. O segundo grupo, composto pelas unidades consumidoras com demanda maior ou igual que 500 kW atendidos em qualquer tensão, também podem escolher seu fornecedor, mas seu leque de escolha está restrito à energia oriunda das chamadas fontes incentivadas, a saber: Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's, Usinas de Biomassa, Usinas Eólicas e Sistemas de Cogeração Qualificada.

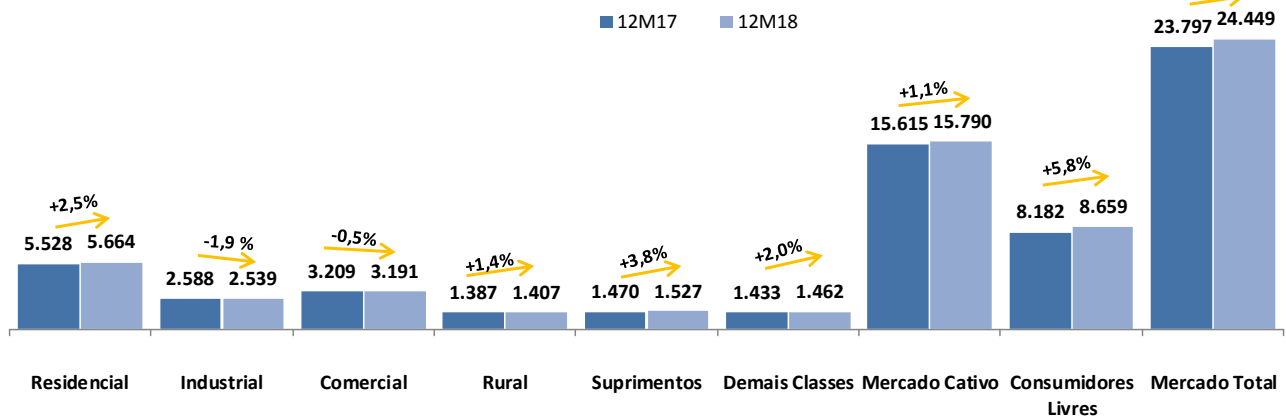
Em dezembro de 2017 o Mercado Cativo representava 65,6% da energia total faturada e o Mercado Livre 34,4%. Já em dezembro de 2018, o Mercado Cativo representa 64,6% da energia total distribuída da área de concessão da Celesc Distribuição e o Mercado Livre 35,4%. A migração do Mercado Cativo para o Livre é uma liberalidade do consumidor, não impactando economicamente no resultado da distribuidora, visto que toda energia migrada é passível de descontração ou considerada como sobra involuntária, e a receita da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD permanece inalterada, pois o consumidor continua pagando pelo serviço.

Os gráficos abaixo refletem a evolução das classes de consumo no trimestre e no acumulado do ano.

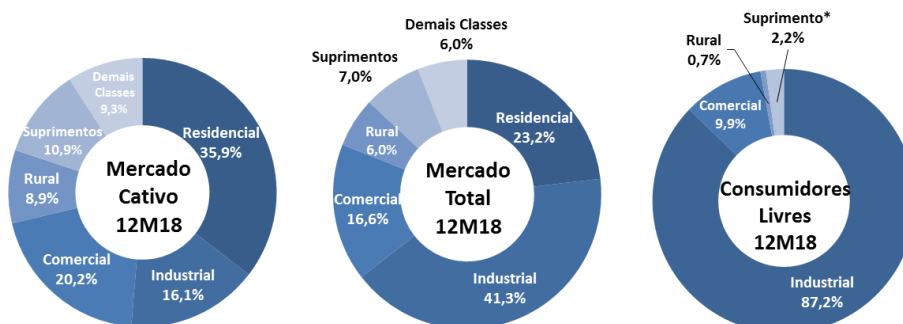
Energia Faturada por Classe de Consumo (GWh)



Energia Faturada por Classe de Consumo (GWh)

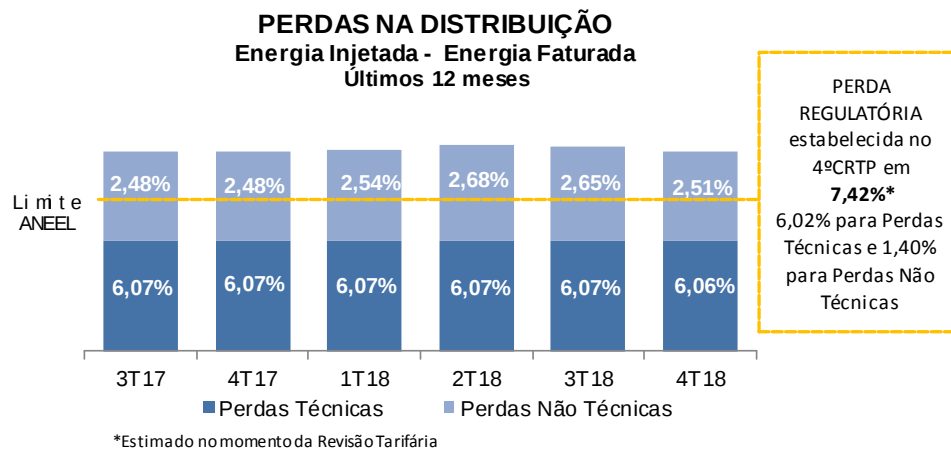


O gráfico abaixo apresenta a participação de cada classe de consumo no Mercado Cativo, entre os consumidores livres e no mercado total (cativo + livre):



Perdas na Distribuição

De acordo com a última Revisão Tarifária Periódica da Celesc Distribuição (4CRT), a perda regulatória da distribuição foi estimada em 7,42% sobre a energia injetada no sistema de distribuição da concessionária. Desse total, 6,02% referem-se ao volume de perdas técnicas e 1,40% de perdas não técnicas. Em 2018 as perdas globais representaram 8,57% de energia injetada, sendo 6,06% referentes às perdas técnicas definidas pelo PRODIST – Módulo 7, revisado no início de cada ano, ajustando, assim, a média móvel de 12 meses, e 2,51% correspondem às perdas não técnicas, apurada por diferença. O gráfico a seguir apresenta a evolução das perdas na distribuição na área de concessão da Companhia:

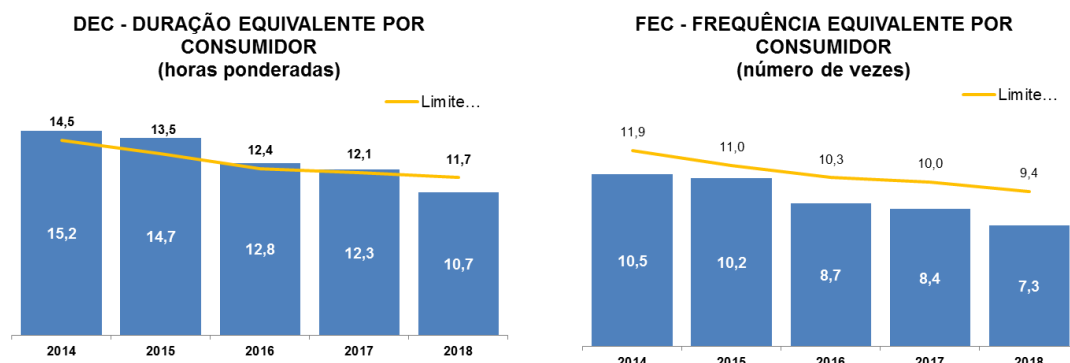


Desta forma, as perdas totais ficaram 1,15% acima do limite coberto pela tarifa, perfazendo um valor estimado sem cobertura tarifária acumulada de janeiro a dezembro de 2018 de R\$75,7 milhões, sendo R\$14,6 milhões de perdas técnicas, R\$59,2 milhões de perdas não técnicas e R\$1,9 milhão de perdas na rede básica.

A Companhia executa de forma contínua força tarefa no sentido de reduzir e recuperar estas perdas, atuando para sua detecção, identificando os casos de suspeita de irregularidade por meio de algoritmo (verificação *online*), procedimento contínuo e focado na identificação de casos de fraude e/ou deficiência técnica, além de integração de sistemas corporativos, revisão de processos de trabalho (metas de fiscalização), implantação de sistemas antifurto e regularização das ligações clandestinas, visando convergir aos limites regulatórios dentro do atual ciclo tarifário.

Qualidade da Energia Elétrica

O índice DEC (duração média das interrupções por unidade consumidora) da Celesc Distribuição foi de 10,67 horas em 2018, valor 13,5% abaixo do verificado no mesmo período de 2017, o que equivale a 91,0% do limite estabelecido pela ANEEL para 2018. Neste mesmo período, o FEC (número de interrupções por unidade consumidora) apresentou queda de 12,2%, representando 7,33 interrupções, o que equivale a 78,0% do limite regulatório estabelecido para 2018 neste indicador.



Esses critérios são definidos no [Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST](#), que estabelece todos os anos, para as Distribuidoras, limites para os indicadores globais de interrupção (DEC e FEC), sendo que a violação dos limites individuais (DIC, FIC e DMIC) gera compensação por parte das distribuidoras aos consumidores afetados, ocorrendo de forma automática via crédito na fatura em até dois meses após o período de apuração.

No quarto trimestre de 2018 a violação dos indicadores de qualidade em sua forma individual gerou créditos ao consumidor no valor de R\$3,6 milhão para a Celesc Distribuição, 38,5% superior ao registrado no quarto trimestre de 2017, quando assinalou R\$2,6 milhões. No ano, o custo incorrido foi de R\$13,2 milhões, 7,0% inferior ao realizado no acumulado de 2017 (R\$14,2 milhões).

No caso do descumprimento das metas globais anuais do DEC ou FEC por dois anos consecutivos ou três vezes em cinco anos, contados a partir do ano civil subsequente à data de celebração do contrato ou termo aditivo ao contrato de concessão, a concessionária fica proibida de distribuir aos acionistas dividendos ou realizar pagamento de juros sobre o capital próprio – JCP, quando esses valores, isoladamente ou em conjunto, superarem 25% do lucro líquido. A limitação à distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio vigora a partir de 1º de janeiro do ano civil subsequente ao ano do descumprimento, permanecendo até que os parâmetros regulatórios sejam performados ([Resolução Normativa nº 747 de 2016](#)). Desta forma, como a Companhia descumpriu as metas globais do DEC nos anos de 2016 e 2017, ficou limitada a distribuição de dividendos e/ou JCP no mínimo legal, 25%.

2.1.2 – Desempenho Econômico-Financeiro

Celesc Distribuição S.A. | Principais Indicadores Financeiros (IFRS)

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	12M17	12M18	Δ
Receita Operacional Bruta	3.123,8	2.898,8	-7,2%	11.296,1	12.346,3	9,3%
Deduções da Receita Operacional	(1.191,5)	(1.241,2)	4,2%	(4.362,7)	(4.837,3)	10,9%
Receita Operacional Líquida	1.932,3	1.657,6	-14,2%	6.933,4	7.509,0	8,3%
Custos e Despesas Operacionais	(1.923,7)	(1.626,5)	-15,4%	(6.693,4)	(7.187,2)	7,4%
Custos com Energia Elétrica	(1.405,1)	(1.161,8)	-17,3%	(5.055,9)	(5.640,6)	11,6%
Recuperação de Despesas com EE	23,4	0,0		23,4	0,0	
Despesas Operacionais	(541,9)	(464,7)	-14,3%	(1.660,8)	(1.546,6)	-6,9%
Resultado das Atividades	8,7	31,1	259,5%	240,0	321,8	34,1%
EBITDA	59,3	83,5	40,8%	440,3	529,2	20,2%
Margem EBITDA IFRS, ex-Receita de Construção (%)	3,3%	5,5%		6,8%	7,5%	
Resultado Financeiro	(1,2)	(64,1)	5129,9%	(143,3)	(103,9)	27,5%
LAIR	7,4	(33,0)	-543,8%	96,7	217,9	125,3%
IR/CSLL	(17,7)	5,9		(63,4)	(96,4)	
Lucro/Prejuízo Líquido	(10,3)	(27,0)	162,7%	33,3	121,5	264,4%
Margem Líquida IFRS, ex-Receita de Construção (%)	-0,6%	-1,8%		0,5%	1,7%	

Destaques do Resultado

Os principais destaques no resultado da Celesc Distribuição no período foram:

- Redução de 7,2% na ROB (Receita Operacional Bruta) no trimestre, por outro lado, no ano apresentou evolução de 9,3%. Dentre os fatores que determinaram a redução na ROB no trimestre ressalta-se a formação de R\$246,5 milhões de passivo regulatório, conforme detalhado na respectiva sessão;
- A ROL (Receita Operacional Líquida) apresentou queda de 14,2% no trimestre, influenciada diretamente pela redução da ROB e também pela elevação das Deduções da ROB (Rubrica CDE). Contudo, no ano encerrou com desempenho positivo de 8,3% acima do registrado em 2017;
- Redução de 15,4% no trimestre nos Custos e Despesas Operacionais, com redução nos Custos com Energia (Gasto não Gerenciável) e nas Despesas Operacionais (Gasto Gerenciável) de 17,3% e 14,3%, respectivamente. No ano as Despesas Operacionais tiveram uma redução de 6,9%, motivado pelo recuo de 9,8% nas despesas com pessoal;
- O EBITDA assinalou aumento expressivo de 40,8% no trimestre e 20,2% no ano, conforme detalhado na devida sessão;

- v. O Resultado Líquido negativo foi de R\$27 milhões no trimestre (prejuízo), entretanto, no ano apresentou elevação significativa de 264,4%, assinalando R\$121,5 milhões, decorrente dos motivos expostos acima.

Abaixo são apresentados o EBITDA e o Lucro ajustados aos efeitos não recorrentes, que serão detalhados em seus respectivos tópicos.

Celesc Distribuição S.A. | Resultado Ajustado*

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	12M17	12M18	Δ
EBITDA Ajustado	106,3	107,7	1,4%	465,8	559,7	20,2%
Margem EBITDA Ajustada, exclui Receita de Construção (%)	5,9%	7,1%		7,2%	7,9%	
Lucro/Prejuízo Líquido Ajustado	6,9	28,9	316,4%	145,8	181,6	24,6%
Margem Líquida Ajustada, exclui Receita de Construção (%)	0,4%	1,9%		2,2%	2,6%	

* IFRS - Itens Não-Recorrentes. Cálculo das margens excluem Receita de Construção.

Receita Operacional Bruta
Celesc Distribuição S.A. | Receita Operacional Bruta

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	12M17	12M18	Δ
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	3.123,8	2.898,8	-7,2%	11.296,1	12.346,3	9,3%
Fornecimento de Energia Elétrica***	1.700,5	1.876,0	10,3%	6.182,4	6.891,0	11,5%
Suprimento de Energia	64,6	75,3	16,5%	237,1	294,2	24,1%
Ativo Regulatório	190,0	(246,5)	-229,8%	473,1	322,1	-31,9%
Energia Elétrica de Curto Prazo	111,6	(5,6)	-105,0%	481,0	389,3	-19,1%
Disponibilização Rede Elétrica (TUSD)***	728,1	865,3	18,9%	2.838,3	3.189,7	12,4%
Doações e Subvenções*	185,0	183,8	-0,7%	624,9	785,1	25,6%
Renda de Prestação de Serviços	0,8	0,7	-4,7%	2,6	2,7	2,7%
Serviço Taxado	3,4	4,1	21,1%	13,3	15,6	17,3%
Atualização VNR**	0,9	0,4	-59,1%	2,3	3,4	45,7%
Receita de Construção	138,9	145,4	4,7%	441,0	453,4	2,8%

* Inclui recebimento de Subsídio CDE referente Decreto Nº 7.891/2013

** Inclui receita com VNR antes do 4T16 contabilizada como Receita Financeira

*** Reclassificado no 1T18 com a segregação da receita de TUSD, anteriormente contabilizada como receita de fornecimento, passando a ser contabilizada como Disponibilidade de Rede Elétrica (TUSD)

Abaixo se destacam os principais fatores que influenciaram o desempenho da ROB⁶ no 4T18 e no ano de 2018:

- Aumento de 10,3% no trimestre (+R\$175,4 milhões) e 11,5% no ano (+R\$708,6 milhões) na rubrica *Receita com Fornecimento de Energia Elétrica*, reflexo do aumento no Mercado Cativo decorrente da expansão de 14% no trimestre (+R\$273 milhões) e 12% no ano (+R\$889 milhões), destacando as Classes Residencial, com aumento de 17% (+R\$134 milhões) no trimestre e 13% (+R\$401 milhões) no ano, Industrial, que totalizou 9% no trimestre (+R\$37 milhões) e no ano (+R\$138 milhões) no ano, e Comercial, que somou 13% no trimestre (+R\$66 milhões) e 11% (R\$140,5 milhões) no ano. Destaca-se, também, a Receita com bandeira tarifárias detalhado a seguir;
- Incremento de R\$100,4 milhões no trimestre em *Receita com fornecimento de bandeira tarifária*, sendo R\$88,5 milhões com bandeira tarifária vermelha e R\$11,9 milhões com bandeira tarifária amarela, ressaltando que a bandeira tarifária amarela tem custo reduzido para o consumidor. Em 2018 a receita com bandeira tarifária totalizou R\$324,2 milhões, valor acima do registrado em 2017, quando perfereu R\$280,3 milhões;
- No *Ativo Regulatório/Passivo Regulatório*, houve resultado negativo de R\$246,5 milhões (Passivo Regulatório) no trimestre, sendo R\$240 milhões na redução de CVA no período. No ano acumula R\$322,1 milhões positivo (Ativo Regulatório), sendo R\$338 milhões de constituição de CVA. Esta rubrica registra, fundamentalmente, a movimentação da CVA no período, sendo

⁶ Exclui a Receita de Construção. Em função das normas contábeis IFRS, tem custo correspondente de mesmo valor registrado nas despesas operacionais e, portanto, não afeta o resultado da Companhia.

- que no trimestre tivemos movimentação negativa (reduzindo CVA a receber - Despesa) e no ano movimentação positiva (aumento da CVA receber - Receita);
- iv. A rubrica Energia de Curto Prazo apresentou variação negativa no trimestre (R\$5,6 milhões) e positiva no ano (R\$389,3 milhões);
 - v. Elevação na receita registrada a título de Disponibilização Rede Elétrica (TUSD) de 18,9% (+R\$137,3 milhões) no trimestre e 22,6% (+R\$351,4 milhões) no ano, sendo que R\$201,0 milhões no trimestre (R\$694,1 milhões no ano) são referentes à disponibilização de rede elétrica a consumidores livres industriais, R\$25,0 milhões (R\$85,6 milhões no ano) a consumidores livres comerciais e R\$2,9 milhões a consumidores livres rurais (R\$6,4 milhões no ano). A partir do 1T18 passou a ser contabilizado nesta rubrica, também, a segregação da receita da TUSD de Consumidores Cativos, antes contabilizado no Fornecimento de Energia Elétrica, totalizando no quarto trimestre de 2018 R\$635,4 milhões e R\$2.392 milhões no acumulado do ano;
 - vi. *Doações e subvenções* de R\$183,7 milhões no trimestre (R\$785,1 milhões no ano), redução de 0,7% (aumento de 25,6% no ano) em relação ao mesmo período de 2017, sendo R\$160,4 milhões trimestre e R\$688,1 milhões no acumulado do ano referentes a subsídios tarifários (Decreto nº 7.891/2013).

Deduções da Receita Operacional Bruta

Celesc Distribuição S.A. | Deduções da Receita Operacional Bruta

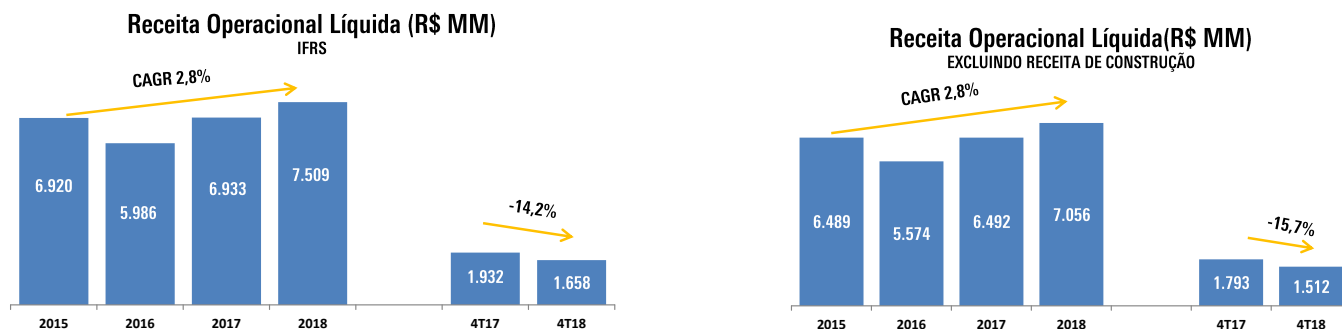
R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	12M17	12M18	Δ
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA	(1.191,5)	(1.241,2)	4,2%	(4.362,7)	(4.837,3)	10,9%
ICMS	(503,0)	(568,9)	13,1%	(1.901,5)	(2.124,2)	11,7%
PIS/COFINS	(264,4)	(253,1)	-4,3%	(976,0)	(1.093,9)	12,1%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(280,0)	(451,5)	61,2%	(1.133,2)	(1.533,1)	35,3%
Pesquisa & Desenvolvimento - P&D (0,5% da ROL)	(9,0)	(7,6)	-15,6%	(32,5)	(35,3)	8,6%
Programa de Eficiência Energética - PEE (0,5% da ROL)	(9,0)	(7,6)	-15,6%	(32,5)	(35,3)	8,6%
Taxa de Fiscalização Regulatória ANEEL	(1,7)	(1,7)	5,0%	(6,6)	(6,8)	3,1%
Outros Encargos	(124,5)	49,1	139,4%	(280,4)	(8,7)	-96,9%

As deduções representam 39% da ROB e sua variação, geralmente, segue a variação da ROB. A seguir o detalhamento e os fatores que contribuíram para redução:

- i. Aumento de 13,1% (11,7% no ano) em *ICMS* no trimestre, atingindo R\$568,9 milhões (R\$2.124,2 milhões no ano). Este tributo acompanha a Receita com Fornecimento de Energia Elétrica que teve aumento de 10,3% no trimestre (considerando as transferências do Mercado Cativo para o Livre) e 11,5% em 2018;
- ii. Elevação na *Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)*, que somou R\$451,5 milhões no trimestre (61,2% acima do verificado no 4T17) e R\$1.533,1 milhões no ano (35,3% acima do 12M17). Essas variações são reflexo da variação das cotas de CDE Uso, CDE Energia e Conta ACR, estabelecidas pela ANEEL. Conforme determinado pela Resolução Homologatória nº 2.368/2018, as quotas da CDE Uso para o ano de 2018 tiveram um reajuste expressivo, passando para R\$919,2 milhões, enquanto que a Resolução Homologatória nº 2.204/2017 definiu as quotas da CDE Uso para o ano de 2017 no valor de R\$559,1 milhões.
- iii. A rubrica Outros Encargos registrou R\$49,1 milhões no trimestre e R\$8,7 milhões negativos no ano, devido às receitas referentes ao fornecimento não faturado relativo à aplicação das Bandeiras Tarifárias, lançada como contrapartida da rubrica receita com fornecimento de energia – Bandeira tarifária. Essa rubrica teve redução relevante comparativamente a 2017, visto que no 4T17 havia assinalado R\$124,5 milhões (R\$ 280,4 milhões no 12M17) devido ao acionamento da bandeira vermelha nos meses de outubro, novembro e dezembro;
- iv. Redução de 4,3% na rubrica PIS/COFINS, registrando R\$253,1 milhões, contudo, no ano apresentou aumento de 12,1%, assinalando R\$1.093,9 milhões. Esses tributos acompanham a evolução da ROB, sendo que, juntamente com o ICMS, representam 66,5% das Deduções.

Receita Operacional Líquida

A Receita da Celesc Distribuição apresenta evolução média anual de 2,8% nos últimos quatro exercícios, tanto com a Receita de Construção inclusa quanto desconsiderando a Receita de Construção, conforme gráfico abaixo:



Custos e Despesas Operacionais

Celesc Distribuição S.A. | Custos e Despesas Operacionais

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.923,7)	(1.626,5)	-15,4%	(6.693,4)	(7.187,2)	7,4%
Custos com Energia Elétrica - Não-Gerenciáveis	(1.381,7)	(1.161,8)	-15,9%	(5.032,6)	(5.640,6)	12,1%
Energia Elétrica Comprada p/ Revenda	(1.143,5)	(917,8)	-19,7%	(4.318,5)	(4.568,1)	5,8%
Encargo de Uso da Rede Elétrica	(224,9)	(204,5)	-9,1%	(590,6)	(914,4)	54,8%
PROINFA	(36,7)	(39,5)	7,7%	(146,8)	(158,1)	7,7%
Recuperação de Despesas com EE	23,4	0,0	-100,0%	23,4	0,0	-100,0%
PMSO - Despesas Operacionais Gerenciáveis	(391,4)	(324,0)	-17,2%	(967,8)	(887,3)	-8,3%
Pessoal	(268,8)	(234,4)	-12,8%	(739,7)	(666,9)	-9,8%
Materiais	(4,3)	(4,9)	14,0%	(16,0)	(15,1)	-5,5%
Serviços de Terceiros	(51,5)	(57,6)	11,8%	(179,7)	(202,7)	12,8%
Outras Receitas / Despesas	(66,8)	(27,1)	-59,4%	(32,4)	(2,6)	-92,0%
Provisões, líquidas*	39,0	57,1	46,2%	(51,6)	1,4	102,8%
Depreciação / Amortização	(50,7)	(52,4)	3,5%	(200,3)	(207,3)	3,5%
Custo de Construção	(138,9)	(145,4)	4,7%	(441,0)	(453,4)	2,8%

Desconsiderando a rubrica Custo de Construção (que tem efeito nulo no resultado), a redução no trimestre foi de 17% (-R\$303,7 milhões), contabilizando R\$1.481,1 milhões no trimestre. A redução deveu-se tanto pelos Gastos Não-Gerenciáveis (custo de energia), que reduziram 15,9% (R\$219,9 milhões), quanto pelos Gastos Gerenciáveis (PMSO) que contraíram 17,2% (R\$67,4 milhões).

O PMSO apresentou redução de 17,2% (-R\$67,5 milhões) no trimestre e 8,3% (-R\$80,5 milhões) no ano, tendo como principais efeitos: Contração de 12,8% no trimestre (-R\$34,5 milhões) e 9,8% ano (-R\$72,8 milhões) de despesa com Pessoal; Aumento da despesa com Material no trimestre (+R\$0,6 milhões) e redução no ano (-R\$0,9 milhões); Aumento de 11,8% no trimestre (+R\$6,1 milhões) e 12,8% no ano (+R\$23 milhões) com Serviços de Terceiros, e por fim, na rubrica Outras Despesas houve redução de 59,4% no trimestre (-R\$39,7 milhões) e 92% no ano (-R\$29,8 milhões).

Em 2018, o total dos Custos e Despesas Operacionais, sem efeito do custo de construção, somaram R\$6.733,8 milhões, aumento de 7,7% (+R\$481,4 milhões) em relação ao ano de 2017, decorrendo, fundamentalmente, da ampliação dos custos não-gerenciáveis (Energia), que aumentaram 12,1% (+R\$608,1 milhões) no período. Em contrapartida, as Despesas Operacionais Gerenciáveis (PMSO) contraíram 8,3% (R\$80,5 milhões), em decorrência, predominantemente, da redução de gastos com pessoal (-R\$72,8 milhões).

Custos com Energia Elétrica - Não-Gerenciáveis

A redução de 15,5% no trimestre nos custos não gerenciáveis (Parcela A), totalizando R\$1.161,8 milhões no trimestre (R\$5.640,6 milhões no ano), é explicada pelos seguintes motivos:

- Reflexo da redução de 24,9% na tarifa de energia de origem térmica (representando 28,2% do MIX), tendo redução de 2,4% na energia contratada;
- Redução de 19,7% no trimestre com Energia Elétrica Comprada para Revenda (+R\$225,6 milhões), totalizando R\$917,8 milhões (R\$4.568,1 milhões no ano), que acompanham os reajustes/revisões tarifários;
- Aumento de 7,7% (+R\$2,8 milhões), que somam R\$39,5 milhões nas despesas com [PROINFA](#) (Lei nº 10.438/2002).

A tabela abaixo apresenta o custo por modalidade e respectiva participação no mix de tarifas de compra de energia da Companhia:

Celesc Distribuição S.A. | Custos com Energia Comprada por Modalidade de Contratação

Tarifa Média de Energia Comprada por Modalidade (R\$/MWh)*	4T17	4T18	Var. de Preço %	Participação % no MIX 4T17	Participação % no MIX 4T18	Tarifa Média do Reajuste Tarifário* (R\$/MWh)
LEILÃO - CCEAR / Hidro	193,4	200,6	3,7%	31,5%	33,7%	196,5
LEILÃO - CCEAR / Térmica	270,2	203,0	-24,9%	29,6%	28,2%	289,5
ITAIPU	197,5	238,6	20,8%	21,5%	20,3%	242,2
CONTRATOS BILATERAIS	275,4	295,0	7,1%	0,1%	0,1%	350,3
OUTROS	68,1	97,3	42,9%	17,4%	17,7%	102,6
Total - (R\$/MWh)	195,5	190,8	-2,4%	100,0%	100%	211,3

* Os dados contém previsões de despesas com compra de energia em função da metodologia utilizada na contabilização. A receita com bandeiras tarifárias não estão contempladas nos cálculos acima. Esta receita é tratada a parte pois a sua cobertura depende das condições hidrológicas, que podem ser alteradas de um mês para o outro.

* Resolução Homologatória 2.436/2018

Por outro lado, no ano de 2018, a Celesc Distribuição foi impactada pelos elevados custos de risco hidrológico e pelo aumento expressivo do despacho de térmicas, arcando com gastos no Efeito Hidrológico de Itaipu – EC-IT, Efeito Hidrológico de Cota de Garantia Física – ECCGF e Efeito de Contratação de Disponibilidade – ECD. Há, ainda, as diferenças de preços do PLD nos submercados que acarretam em excedentes financeiros. Ressalta-se que esses valores são compensados por meio do ativo financeiro – CVA e suas variações não trazem impacto ao resultado da Companhia.

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (Ativos e Passivos Regulatórios Parcela A)

A tabela a seguir demonstra o saldo de Ativos e Passivos Regulatórios apurados pela Companhia e acumulados ao final de cada período. Os referidos saldos integram a base de reajustes tarifários da Companhia.

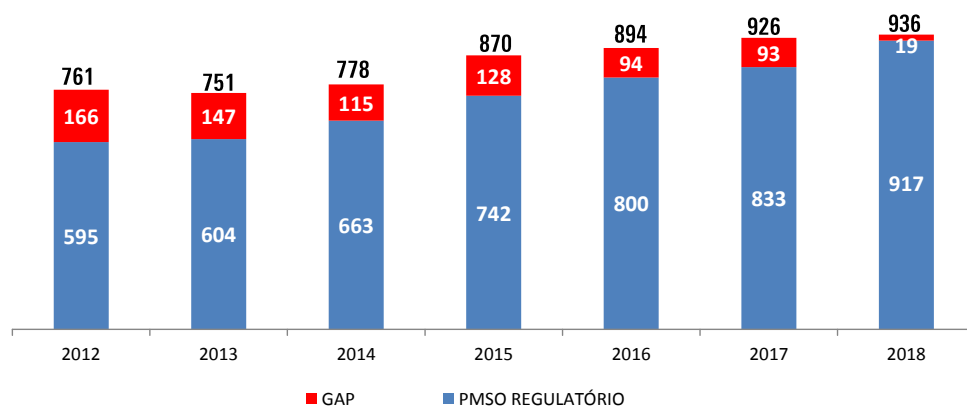
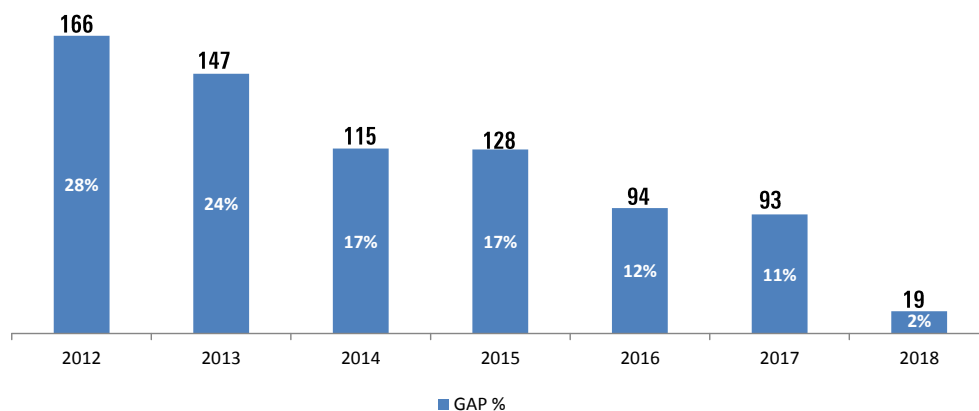
Celesc Distribuição S.A. | Ativos e Passivos Regulatórios Acumulados

R\$ Milhões	em 30/09/2016	em 31/12/2016	em 31/03/2017	em 30/06/2017	em 30/09/2017	em 31/12/2017	em 31/03/2018	em 30/06/2018	em 30/09/2018	em 31/12/2018
Ativos Regulatórios	154,2	267,9	129,9	268,1	578,9	680,4	646,8	902,4	1.300,8	906,7
Passivos Regulatórios	(705,9)	(674,5)	(769,0)	(566,3)	(638,2)	(706,7)	(686,2)	(664,1)	(804,7)	(653,4)
Saldo Líquido	(551,7)	(406,6)	(639,1)	(298,2)	(59,3)	(26,3)	(39,4)	238,3	496,1	253,3

Os ativos regulatórios totalizaram R\$906,7 milhões, sendo que R\$876,1 milhões se referem à constituição de CVA Ativa (R\$751,5 milhões referentes à compra de energia, R\$78 milhões ao transporte Rede Básica e de Energia, R\$41,3 milhões relativos à CDE e R\$5,3 milhões relativos ao Proinfa) e R\$30,6 milhões aos Demais Ativos Financeiros Setoriais. Já os passivos regulatórios somaram R\$653,4 milhões, sendo que R\$434 milhões refere-se à CVA Passiva (R\$345,8 milhões referentes aos encargos do sistema e R\$88,2 milhões à CDE) e R\$219,4 milhões aos Demais Passivos Financeiros Setoriais (R\$68,1 milhões referentes à sobrecontratação de energia, R\$12,5 milhões correspondentes à neutralidade da Parcela A, R\$99,4 milhões de devolução tarifária e R\$39,4 milhões relativos a Outros Passivos).

PMSO – Despesas Operacionais Gerenciáveis (Pessoal, Materiais, Serviços e Outros)

Abaixo evolução do PMSO Celesc Distribuição⁷ x PMSO Regulatório estimado pela Companhia. Em 2018, fechamos o ano com R\$19 milhões acima do regulatório (excluindo R\$68,7 milhões de gastos com PDI e R\$27,1 milhões com benefícios pós-emprego). A redução do GAP de 2018 em relação ao ano de 2017 decorreu, fundamentalmente, pela redução das despesas com Pessoal de R\$17,1 milhões (desconsiderando os efeitos de PDI e benefícios pós-emprego) e pelo acréscimo de 10,1% do PMSO Regulatório (R\$917 milhões em 2018 ante a R\$833 milhões em 2017).

PMSO Celesc Distribuição x PMSO Regulatório (R\$ MM)

PMSO Celesc Distribuição x PMSO Regulatório (R\$ MM)

Pessoal

A rubrica *Pessoal e Administradores* é composta pelas despesas incorridas com remuneração dos empregados (incluindo encargos) e com as contribuições regulares aos planos de pensão administrados pela Fundação CELOS (rubrica *Previdência Privada*).

Celesc Distribuição S.A. | Despesas Totais com Pessoal

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Pessoal Total	(268,8)	(234,4)	-12,8%	(739,7)	(666,9)	-9,8%
Pessoal e Administradores	(250,7)	(226,7)	-9,6%	(666,7)	(639,8)	-4,0%
Pessoal e Encargos	(240,3)	(216,9)	-9,7%	(635,9)	(608,9)	-4,2%
Previdência Privada	(10,5)	(9,8)	-6,4%	(30,8)	(30,9)	0,4%
Despesa Atuarial	(18,1)	(7,7)	-57,5%	(73,0)	(27,1)	-62,9%

⁷ Gastos de PMSO excluídos os gastos com PDI e benefícios pós-emprego.

A redução da despesa de pessoal total de 12,8% no trimestre e 9,8% no ano foi impactada tanto pela redução da despesa atuarial (-R\$10,4 milhões no 4T18 e -R\$45,9 milhões no 12M18) quanto pela redução de 9,6% (-R\$24,0 milhões) no trimestre e 4% (-R\$26,9 milhões) na rubrica Pessoal e Administradores. A redução dessa rubrica decorre, principalmente, de: (i) aumento de 1,8% no trimestre (0,3% no ano) nas verbas fixas, destacando-se salário fixo (+5,3% no trimestre e +2,3% no ano), devido aos efeitos do reajuste anual previsto no Acordo Coletivo de Trabalho - ACT e aplicação do Plano de Cargos e Salários - PCS, anuênio (-7,4% no trimestre e -4,4% no ano), produtividade (-15% no trimestre e -11% no ano), gratificação de função (+6,6% no trimestre e +4,0% no ano); (ii) redução de 2,1% no trimestre e 2,4% no ano nos encargos (encargos trabalhistas e FGTS); (iii) contração de 5,7% no trimestre (4,7% no ano) nos adicionais; (iv) aumento de 4,2% no trimestre, porém, com redução no ano de 2,9%, nas verbas variáveis: hora extra 50% (-8,2% no trimestre e -12,1% no ano), hora extra 100% (+19,3% no trimestre e +5,2% no ano) e sobreaviso (+2,9% no trimestre e 0,5% no ano). Ressalta-se que foram reconhecidos no trimestre R\$62,3 milhões, totalizando R\$68,6 milhões no ano, referente ao PDI 2018, conforme Comunicado ao Mercado [Plano de Demissão Incentivada - PDI 2018](#).

Previdência Privada e Despesa Atuarial

A Celesc Distribuição é patrocinadora da Fundação Celesc de Seguridade Social – CELOS, que administra os planos de benefícios previdenciários e o plano assistencial de saúde oferecido aos seus empregados. A *Despesa Atuarial* reconhecida na Demonstração de Resultado segue o definido na Avaliação Atuarial Anual dos Benefícios Pós-Emprego realizada por atuários independentes. O valor estimado a ser reconhecido no ano como despesa atuarial no resultado considera tanto o valor a ser contabilizado na despesa de pessoal (despesa atuarial) quanto o valor contabilizado como despesa financeira (atualização da reserva matemática⁸). Em 2018 foram reconhecidos R\$71,5 milhões, computando-se R\$27 milhões em despesa de pessoal (despesa atuarial) e R\$44,5 milhões como despesa financeira (atualização da reserva matemática).

Celesc Distribuição S.A. | Despesa (receita) Atuarial reconhecida no resultado

R\$ Milhões	Valor efetivamente reconhecido em 2015	Valor efetivamente reconhecido em 2016	Valor efetivamente reconhecido em 2017	Valor efetivamente reconhecido em 2018	Valor estimado a ser reconhecido em 2019
Plano Transitório	42,6	47,0	32,2	25,2	30,9
Plano Misto	35,5	40,0	34,8	4,8	62,4
Plano Pecúlio	0,1	1,1	1,0	0,9	0,1
PDV 2012	12,9	9,9	3,6	-	-
Plano de Saúde	11,6	33,1	38,9	36,0	62,0
Outros Benefícios	3,1	4,1	4,6	4,6	4,7
Total	105,7	135,2	115,1	71,5	160,1

O quadro a seguir apresenta saldo do Passivo Atuarial em 31 de dezembro de 2018 em comparação ao fechamento de 2017, demonstrando aumento das obrigações estimadas da Celesc Distribuição, em decorrência do acréscimo no Plano de Saúde. Esse aumento se deve a uma maior utilização do plano pelos seus beneficiários e ao aumento das despesas do plano em 12% entre 2017 e 2018.

Celesc Distribuição S.A. | Passivo Atuarial

R\$ Milhões	em 31 de dezembro de 2017	em 31 de Dezembro de 2018	Var. %
Planos de Benefícios Previdenciários	1.179,8	1.024,3	-13,2%
Plano Misto + Plano Transitório	1.179,8	1.024,3	-13,2%
Outros Benefícios Pós-Emprego	698,1	980,6	40,5%
Plano de Saúde	652,2	926,8	42,1%
Outros Benefícios	45,8	53,8	17,3%
Total	1.877,9	2.004,8	6,8%
Curto Prazo	139,2	162,6	16,8%
Longo Prazo	1738,7	1842,2	6,0%

⁸ Nota Explicativa 28a.

Materiais

A rubrica *Materiais* somou R\$4,9 milhões no trimestre de 2018 (R\$15,1 milhões no ano), aumento de 14% em relação ao trimestre de 2017 (redução de 12,7% no ano), tendo como principal destaque: (i) A redução de 1,7% no trimestre (22,7% no ano) em material de manutenção e conservação das unidades administrativas operacionais; (ii) Aumento de 65% no trimestre (redução de 11% no ano) em material com teleprocessamento (fibras ópticas, redes, cabos, etc.); (iii) Ampliação de 54,5% no trimestre e 27,12% no ano em material com segurança e higiene do trabalho.

Serviços de Terceiros

Os gastos com *Serviços de Terceiros* somaram R\$57,6 milhões no quarto trimestre de 2018 (R\$202,7 milhões no ano), aumento de 11,8% (12,8% no ano) em relação ao 4T17 (12M17). O incremento deve-se, dentre outros fatores, ao (i) aumento de 7,8% trimestre (10,8% no ano) em serviços com poda e roçada e (ii) aumento de 47,7% no trimestre (22,7% no ano) com serviços manutenção de linhas e redes de distribuição; (iii) Aumento de 3,3% no trimestre (3,5% ano) em serviços com leitura de medidores; (iv) Elevação de 11,5% no trimestre (6,2% ano) em serviços com *call center*.

Outras Despesas Operacionais
Celesc Distribuição S.A. | Outras Despesas / Receitas Operacionais

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Outras Despesas / Receitas - Total	(66,8)	(27,1)	-59,4%	(32,4)	(2,6)	-92,0%
Arrendamento e Aluguéis	(4,6)	(4,6)	0,6%	(21,9)	(18,7)	-14,4%
Seguros	(0,0)	(0,0)	-25,0%	(1,6)	(1,3)	-15,5%
Tributos	(1,0)	(0,8)	-24,4%	(4,9)	(6,2)	26,6%
Perdas líquidas	(37,9)	(11,1)	-70,6%	(50,4)	(34,1)	-32,3%
Despesas Diversas*	(23,3)	(10,6)	-54,5%	46,3	57,7	24,6%

* Despesas Diversas: Consumo Próprio de Energia, Publicidade, Multas, Indenizações a Consumidores, Doações/Subvenções, etc.

O item *Outras Despesas Operacionais* registrou o valor de R\$27,1 milhões no trimestre (R\$2,6 milhões no ano), redução de 59,4% no trimestre comparativamente com o mesmo período do ano anterior, quando os gastos foram da ordem de R\$66,8 milhões. Dentre os fatores que contribuíram para a variação no trimestre destaca-se: (i) Aluguéis e arrendamento permaneceram estáveis no trimestre (queda de 14,4% no ano); (ii) Tributos tiveram redução de 24,4% no trimestre (aumento de 26,6% no ano); (iii) Perdas líquidas com Crédito tiveram decréscimo de 70,6% no trimestre (32,3% no ano), ressaltando-se que a maior parte destes créditos foram lançados como perda em trimestres anteriores; (iv) Consumo Próprio assinalou reversão de despesa de R\$2,0 milhões no trimestre (R\$6,5 milhões no ano); (v) Taxa de Arrecadação de Convênio registrou receita de R\$8,3 milhões no trimestre (R\$32,1 milhões no ano); (vi) Perdas em Desativação de Bens registrou R\$5,1 milhões no trimestre (R\$19,3 milhões no ano); (vii) Ganhos com Alienação de Bens somou R\$2,8 milhões no ano.

Provisões e Reversões de Provisões
Celesc Distribuição S.A. | Provisões

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Provisões líquidas - Total	39,0	57,1	46,2%	(51,6)	1,4	102,8%
Provisões p/ Perdas Est. em Créd. de Liq. Duv., líquidas	2,4	(4,9)	307,5%	(48,0)	(32,8)	-31,7%
Provisões de PECLD	(36,1)	(6,7)	-81,3%	(91,3)	(38,3)	-58,1%
Reversão de Provisões de PECLD	38,5	1,8	-95,3%	43,3	5,5	-87,3%
Outras Provisões, líquidas	36,7	62,0	69,2%	(3,7)	34,2	-1037,2%
Outras Provisões	(21,3)	(17,9)	-16,0%	(94,1)	(72,7)	-22,7%
Reversão de Outras Provisões	57,9	79,9	37,9%	90,4	106,9	18,3%

Principais variações das Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD

- (i) As Provisões de PECLD somaram R\$6,7 milhões no 4T18 (R\$38,3 milhões no ano), reflexo do maior faturamento da Companhia decorrente do reajuste nas tarifas de fornecimento de energia elétrica em agosto 2018;
- (ii) Reversão de Provisão de R\$1,8 milhão no trimestre (R\$5,5 milhões no ano).

Principais Variações de Outras Provisões para Perdas (Contingências Jurídicas Trabalhistas, Cíveis, Fiscais, Ambientais e Regulatórias)

- (i) As Provisões e Reversões Jurídicas e Regulatórias líquidas totalizaram com saldo positivo de R\$62,0 milhões no trimestre e R\$34,2 milhões no ano, resultado fundamentalmente da elevação das reversões, conforme detalhado a seguir;
- (ii) Com saldo de R\$17,9 milhões no trimestre (R\$72,7 milhões no ano), 16,0% inferior (-22,7% no ano) ao realizado no 4T17 (12M17), quando perfaz R\$21,3 milhões no trimestre (R\$94,1 milhões no ano), as Provisões segregam-se em: (i) Trabalhistas no valor de R\$5,9 milhões no trimestre e R\$19 milhões no ano (ante R\$9,2 milhões no 4T17 e R\$31,9 milhões no 12M17); Cíveis no valor R\$11,8 milhões no trimestre e R\$52,7 milhões no ano (ante R\$11,1 milhões no 4T17 e R\$61,2 milhões no 12M17); e Outras Provisões no montante de R\$0,1 milhão no trimestre R\$1 milhão no ano (ante a R\$1 milhão tanto no 4T17 quanto no 12M17);
- (iii) As Reversões somaram R\$79,9 milhões no trimestre (R\$106,9 milhões no ano), segregando-se em: (i) Trabalhistas no valor de R\$6,2 milhões no trimestre e R\$17,2 milhões no ano (ante R\$8,9 milhões no 4T17 e R\$14,3 milhões no 12M17); (ii) Cíveis no valor de R\$35,5 milhões no trimestre e R\$50,6 milhões no ano (ante R\$36,2 milhões no 4T17 e R\$41,6 milhões no 12M17); Fiscais no valor de R\$38,2 milhões (ante R\$12,9 milhões tanto no 4T17 quanto no 12M17); e Outras Reversões no valor de R\$0,9 milhão no ano (ante R\$21,6 milhões no 12M17).

Ressalta-se que no 4T18 houve reversão de Provisão Fiscal no valor de R\$38,2 milhões e de despesa financeira no montante de R\$21,1 milhões, decorrente de atualização monetária.

EBITDA e EBITDA Ajustado (não auditado)

A tabela a seguir apresenta a conciliação do EBITDA societário (ICVM nº 527/12) e também os ajustes de EBITDA (Efeitos Não-Recorrentes).

Celesc Distribuição S.A. | EBITDA IFRS - Não-Recorrentes

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Lucro / Prejuízo Líquido	(10,3)	(27,0)	162,7%	33,3	121,5	264,4%
(+) IR e CSLL	17,7	(5,9)	-133,6%	63,4	96,4	52,1%
(+) Resultado Financeiro	1,2	64,1	5129,9%	143,3	103,9	-27,5%
(+) Depreciação e Amortização	50,7	52,4	3,5%	200,3	207,3	3,5%
EBITDA	59,3	83,5	40,8%	440,3	529,2	20,2%
(-) EBITDA Ajustado por Ativos/Passivos Regulatórios	59,3	83,5	40,8%	440,3	529,2	20,2%
(-) Efeitos Não-Recorrentes	(47,0)	(24,2)		(25,5)	(30,5)	
Eletrosul	25,8			25,8		
Programa de Demissão Incentivada - PDI 2017	(72,8)			(72,8)		
Programa de Demissão Incentivada - PDI 2018		(62,4)			(68,7)	
Baixa Provisão Cível				21,5		
Reversão de Provisão Fiscal		38,2			38,2	
(=) EBITDA Ajustado por Efeitos Não-Recorrentes	106,3	107,7	1,4%	465,8	559,7	20,2%
Margem EBITDA IFRS, exclui Receita de Construção (%)	3,3%	5,5%		6,8%	7,5%	
Margem EBITDA Ajustada, exclui Receita de Construção (%)	5,9%	7,1%		7,2%	7,9%	

A Companhia encerrou 2018 com EBITDA IFRS de R\$529,2 milhões (R\$83,5 milhões trimestral), sendo 20,2% (+R\$88,8 milhões) superior ao realizado em 2017. Já o EBITDA AJUSTADO no ano totalizou R\$559,7 milhões, alta de 20,2% (+R\$93,9 milhões) e Margem EBITDA Ajustada de 7,9% (7,5% Margem IFRS). Conforme tabela acima os ajustes aplicados no 12M18 totalizaram R\$30,5 milhões, conforme detalhado abaixo:

- i. R\$68,7 milhões (efeito positivo no EBITDA ajustado) relativo à provisão de PDI – Programa de Demissão Incentivada 2018 (R\$62,4 milhões no 4T18);
- ii. R\$38,2 milhões (efeito negativo no EBITDA ajustado) referente a reversão de provisão fiscal.

Ressalta-se que no 4T18 houve reversão de Provisão Fiscal no montante de R\$38,2 milhões. A referida provisão foi atualizada monetariamente, gerando a contabilização de despesa financeira no montante de R\$21,1 milhões, sendo revertida no 4T18. Devido ao efeito não recorrente, a reversão da provisão foi ajustada no EBITDA e no Lucro, enquanto que a Despesa Financeira foi ajustada

no apenas no Lucro.

O EBITDA Regulatório (Valor da Parcela B menos o valor do Custo Operacional Regulatório – PMSO) da Celesc Distribuição registrou R\$648,3 milhões em 2018. A diferença negativa de R\$118,6 milhões entre o EBITDA Ajustado e Regulatório pode ser explicadas pelas Perdas acima do Regulatório, Mercado e PMSO acima do regulatório.

Resultado Financeiro

Celesc Distribuição S.A. | Demonstrativo do Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Receitas Financeiras	62,5	61,6	-1,5%	288,0	240,4	-16,5%
Renda de Aplicações Financeiras	8,8	3,4	-61,2%	77,3	12,6	-83,8%
Variações Monetárias	12,2	11,5	-5,8%	25,8	28,5	10,4%
Juros e Acréscimos Moratórios s/ Faturas	26,3	25,0	-4,8%	109,7	93,2	-15,0%
Ativo Regulatório/ Taxas Regulamentares	8,2	8,9	9,1%	50,8	96,1	89,1%
Variação Cambial Energia Comprada	0,5	14,7	3150,6%	12,7	16,5	30,7%
Outras Receitas Financeiras	9,6	0,9	-91,1%	24,5	5,1	-79,2%
(-) Tributos sobre a Receita Financeira	(3,0)	(2,9)	-5,0%	(14,0)	(11,6)	-17,3%
Despesas Financeiras	(63,8)	(125,6)	97,1%	(431,3)	(344,4)	-20,1%
Encargos de Dívidas	(14,9)	(31,1)	109,1%	(71,6)	(95,5)	33,4%
Variações Monetárias	(0,2)	(16,9)	7017,6%	(0,7)	(17,7)	2578,8%
Atualização P&D e Eficiência Energética	(4,3)	(4,5)	4,7%	(22,9)	(16,3)	-28,7%
Variação Cambial Energia Comprada	(3,1)	(2,6)	-16,7%	(9,7)	(31,6)	225,0%
Passivo Regulatório/ Taxas Regulamentares	(29,4)	(74,8)	154,5%	(275,1)	(161,1)	-41,4%
Juros sobre Debêntures	(7,0)	(6,8)	-3,0%	(26,9)	(18,4)	-31,8%
Outras Despesas Financeiras	(4,9)	11,0	327,0%	(24,4)	(3,7)	-84,9%
Resultado Financeiro Líquido	(1,2)	(64,1)	5129,9%	(143,3)	(103,9)	27,5%

As Receitas Financeiras somaram R\$61,6 milhões no trimestre (R\$240,4 milhões no ano), redução de 1,5% no trimestre (contração de 16,5% no ano) em relação ao 4T17 (12M17), destacando-se:

- (i) decréscimo de 61,2% no trimestre (83,8% no ano) de Renda de Aplicações Financeiras, totalizando R\$3,4 milhões no trimestre (R\$12,6 milhões no ano);
- (ii) redução de 4,8% no 4T18 (-15% no ano) de Juros e Acréscimos sobre Faturas, em decorrência da redução do faturamento e da inadimplência de curtíssimo prazo, registrando R\$25 milhões (R\$93,2 milhões no ano), incluindo tanto o acréscimo moratório sobre a fatura (R\$14,1 milhões no trimestre e R\$56,7 milhões no ano) quanto outros encargos (R\$11 milhões no trimestre e R\$36,5 milhões no ano) sobre a fatura (multa, juros *in mora*);
- (iii) aumento de 96,1% no ano (9,1% no trimestre) de Ativo Regulatório e Taxas Regulamentares, assinalando R\$8,0 milhões trimestral (R\$96,1 milhões no ano), sendo que as variações nesta rubrica advêm da aplicação da SELIC sobre os ativos financeiros setoriais (ativo regulatório), ressaltando-se o montante de R\$26 milhões contabilizado em julho referente aos ajustes no Ativo Regulatório do Reajuste Tarifário.

As Despesas Financeiras foram de R\$125,6 milhões no trimestre (R\$344,4 milhões no ano), expansão de 97,1% (+R\$61,9 milhões) no trimestre e redução de 20,1% (-R\$86,9 milhões) no ano em relação aos períodos comparativos do 4T17 e 12M17, respectivamente. Abaixo estão descritos os principais fatores de influência:

- (i) Encargos de Dívidas totalizou R\$31,1 milhões trimestre (R\$95,5 milhões no ano), resultado de: 1) Juros pagos sobre o estoque de dívida e de seu principal indexador (taxa CDI), totalizando R\$17,7 milhões (R\$41,7 milhões no ano) e 2) Reserva matemática, tendo impacto de R\$10,2 milhões no trimestre (R\$44,5 milhões no ano), mas reduzindo a despesa operacional;
- (ii) Passivo Regulatório e Taxas Regulamentares (SELIC), totalizando R\$74,8 milhões no trimestre (R\$161,1 milhões no ano), destacando: 1) R\$66,2 milhões no trimestre (R\$114,8 milhões no ano) referente à atualização monetária do passivo

regulatório; 2) R\$8,6 milhões no trimestre (R\$46,3 milhões no ano) referente à encargo setoriais da CDE⁹, ressaltando-se a contabilização de R\$61 milhões referente a atualização monetária da Exposição Contratual de 2014;

- (iii) A rubrica *outras despesas* somou R\$11,0 milhões positivo no trimestre (R\$3,7 milhões negativo no ano), com destaque para a Despesa Financeira BID no valor de R\$3,6 milhões, despesas com IOF no valor de R\$1,4 milhão no trimestre (R\$5,1 milhões no ano) e baixa de R\$21,1 milhões da atualização monetária decorrente de provisão fiscal.

Lucro Líquido e Lucro Líquido Ajustado

Celesc Distribuição S.A. | LUCRO LÍQUIDO IFRS - Não-Recorrentes

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	12M17	12M18	Δ
Lucro/Prejuízo Líquido - Reportado IFRS	(10,3)	(27,0)	162,7%	33,3	121,5	264,4%
(-) Efeitos Não-Recorrentes	(17,2)	(55,9)		(112,4)	(60,1)	
Atualização Financeira CDE				(109,4)		
Reversão de Provisão Fiscal		25,2			25,2	
Atualização Monetária Exposição Contratual 2014		(61,0)			(61,0)	
Eletrosul	30,8			30,8		
Programa de Demissão Incentivada - PDI 2017	(48,0)			(48,0)		
Programa de Demissão Incentivada - PDI 2018		(41,2)			(45,3)	
Baixa Provisão Cível				14,2		
Atualização Monetária Provisão Fiscal		21,1			21,1	
(=) Lucro Líquido Ajustado por Efeitos Não-Recorrentes	6,9	28,9	316,2%	145,8	181,6	24,6%
<i>Margem Líquida IFRS, exclui Receita de Construção (%)</i>	<i>-0,6%</i>	<i>-1,8%</i>		<i>0,5%</i>	<i>1,7%</i>	
<i>Margem Líquida Ajustada, exclui Receita de Construção (%)</i>	<i>0,4%</i>	<i>1,9%</i>		<i>2,2%</i>	<i>2,6%</i>	

Analogamente à análise do EBITDA AJUSTADO, aplicando-se no Lucro Líquido os mesmos ajustes de fatores não recorrentes no total de R\$60,1 milhões, obtém-se o Lucro Líquido Ajustado no ano de R\$181,6 milhões e Margem Líquida Ajustada de 2,6%, conforme detalhado abaixo:

- R\$45,3 milhões relativo à provisão de PDI – Programa de Demissão Incentivada 2018 (R\$41,2 milhões no 4T18), líquido do efeito de tributos;
- R\$25,2 milhões referente a reversão da Provisão Fiscal, líquida do efeito de tributos, e R\$21,1 milhões da baixa da atualização monetária da referida provisão;
- R\$61 milhões relativo à atualização monetária da exposição contratual de 2014.

No quarto trimestre de 2018 foram provisionados R\$61 milhões referente a atualização monetária da exposição contratual de 2014 apurada pela ANEEL. Este valor foi contabilizado na conta de despesa financeira na rubrica Passivo Regulatório e ajustado no lucro devido ao efeito não recorrente.

Ressalta-se que no 4T18 houve reversão de Provisão Fiscal no montante de R\$38,2 milhões. A referida provisão foi atualizada monetariamente, gerando a contabilização de despesa financeira no montante de R\$21,1 milhões, sendo revertida no 4T18. Devido ao efeito não recorrente, a reversão da provisão foi ajustada no EBITDA e no Lucro, enquanto que a Despesa Financeira foi ajustada no apenas no Lucro.

O aumento no LUCRO IFRS e no Ajustado do ano decorreu fundamentalmente: (i) Reajuste Tarifário de 7,85% aplicado em agosto de 2017 com reflexo no faturamento de 2018; (ii) Crescimento de 2,8% (trimestre) e 2,7% (ano) no Consumo Faturado; (iii) Redução de 17,2% (trimestre) e 8,3% (ano) nos Gastos Gerenciáveis (PMSO); (iv) Reajuste Tarifário de 13,86% aplicado em agosto de 2018.

Endividamento

O custo médio da dívida financeira total da Celesc é de 7,04% a.a., sendo 8,36% a.a. o custo médio da dívida atrelada ao CDI, 7,04% a.a. a dívida pré-fixada e 3,42% a.a. à dívida *Libor* (Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID), estando em linha com as taxas cobradas no mercado. O prazo médio da dívida financeira total é de 6,9 anos, correspondendo 1,09 anos à parte da dívida indexada ao CDI, 0,7 anos à dívida pré-fixada e 5,03 anos à dívida *Libor* (BID), evidenciando o alongamento dos prazos neste último trimestre. A Companhia vem estruturando o possível alongamento dos prazos médios da dívida financeira, com novas captações de médio/longo

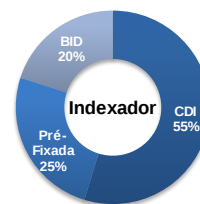
⁹ Vide [Comunicado ao Mercado em 25/07/2017 – Termo de Parcelamento de Débitos com o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE](#).

prazo, tendo sua proposta sido aprovada por unanimidade em Reunião do Conselho de Administração realizada em 10 de maio de 2018. O Detalhamento da estruturação será divulgado ao mercado assim que finalizado/liquidado.

Em função das dificuldades enfrentadas pelo Setor Elétrico, a Companhia, como outras empresas do setor, vem recorrendo ao Mercado Financeiro via captação de recursos para atender a necessidade de capital de giro decorrente dos custos com compra de energia elétrica. Dessa forma, a dívida financeira bruta da Celesc Distribuição registrou acréscimo de 261,3% (+R\$986,3 milhões) em relação ao fechamento de 2017, com saldo de R\$1.363,8 milhões em 31 de dezembro de 2018. Além disso, para fazer frente aos investimentos em infraestrutura, a Celesc Distribuição encerrou o ano de 2018 com uma dívida de R\$273,5 milhões junto ao BID.

Celesc Distribuição S.A. | Posição Empréstimos e Financiamentos

R\$ Milhões	Tx. Anual de Juros	em 31 de Dezembro de 2017	em 31 de Dezembro de 2018	
Moeda Nacional				
Empréstimos Bancários	110% a 121,5% CDI	64,3	0,0	
Empréstimos Bancários	7,40% a 7,67% a.a.	0,0	301,1	
Empréstimos Bancários	1,25% a 1,30% a.a + CDI	0,0	301,7	
Eletrobrás	5,00%	30,6	14,9	-51,3%
Debêntures	CDI + 1,30%	201,5	100,8	-50,0%
Debêntures	CDI +1,90%	0,0	251,7	
Finame	2,50% a 8,70%	35,6	27,7	-22,2%
Mútuo Celesc D/G	125% do CDI	45,5	92,4	103,1%
Moeda Estrangeira				
BID	3,42% a.a.	0,0	273,5	
Total		377,5	1.363,8	261,3%
<i>Curto Prazo - Circulante</i>		235,2	517,9	
<i>Longo Prazo - Um a Cinco Anos</i>		140,8	586,3	
<i>Longo Prazo - Acima de Cinco Anos</i>		1,5	259,6	



Empréstimos Bancários

Em março de 2014, foi captado R\$300,0 milhões junto à Caixa Econômica Federal a uma taxa de 121,5% do CDI. A Companhia saldou a dívida em junho de 2018.

A Celesc Distribuição contratou em abril de 2018 a operação de crédito junto ao Banco Safra, por meio da Linha de Crédito Agroindustrial, no valor de R\$150,0 milhões, com prazo de vencimento em 22 de abril de 2019. A amortização da operação se dará no último mês de vigência (*bullet*). A taxa de juros é pré-fixada em 7,40% a.a., com pagamentos mensais. A comissão do negócio (*fee*) foi de 0,40% e a operação se dá com garantia em recebíveis da Companhia, na proporção 1:1 do saldo devedor.

Em novembro de 2018, a Empresa contratou junto ao Banco Safra, no valor de R\$ 200,0 milhões, um capital de giro (Cédula de Crédito Bancário – CCB), por meio de Linha de Crédito Agroindustrial, com prazo de vencimento de 36 meses, com carência de amortização de 18 meses. Posteriormente ao período de carência, o pagamento das amortizações se dará mensalmente. Os pagamentos dos juros são mensais, sem carência. A taxa de juros é pós-fixada e atrelada ao CDI (CDI+1,30% a.a).

Em outubro de 2018, a Companhia contratou junto ao Banco do Brasil, no valor de R\$ 100,0 milhões, um capital de giro (Cédula de Crédito Bancário – CCB), com prazo de vencimento de 24 meses, com carência de amortização de 12 meses. Posteriormente ao período de carência, o pagamento das amortizações se dará trimestralmente. Os pagamentos de juros são trimestrais, sem carência. A taxa de juros é pós-fixada e atrelada ao CDI (CDI+1,25% a.a).

Ressalta-se que as operações supracitadas, de outubro e novembro de 2018, fazem parte de um mesmo processo de captação de recursos, sendo complementares ao montante total solicitado à época, no valor total de R\$ 300,0 milhões.

Eletrobrás

Os empréstimos e financiamentos contratados destinam-se aos programas de eletrificação rural e outros, sendo que os recursos advêm da Reserva Global de Reversão – RGR e do Fundo de Financiamento da Eletrobrás. Em geral, estes contratos possuem carência de 24 meses, com amortização em 60 meses, sendo alguns superiores a 96 meses, com taxa de juros de 5% a.a. e taxa de administração de 2% a.a. Estes contratos têm como garantias os recebíveis e são anuídos pela ANEEL.

Debêntures

Em maio de 2013, a subsidiária Celesc Distribuição emitiu pela primeira vez 30.000 debêntures não conversíveis em ações, da espécie quirográfaria, com garantia fidejussória exercida pela Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – Celesc, captando recursos para serem

utilizados para reforço de capital de giro e realização de investimentos pela Companhia. As Debêntures foram objeto de distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 476, de 16 de janeiro de 2009, sob o regime de garantia firme, e fazem jus ao pagamento de juros remuneratórios correspondentes a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias dos Depósitos Interbancários "DI", acrescidos de uma sobretaxa (*spread*) de 1,30% ao ano, tendo vencimento no prazo de 72 meses, contados da data da emissão (maio de 2019). A Remuneração é paga em parcelas semestrais e consecutivas, sem carência, a partir da Data de Emissão (15 de maio de 2013). A amortização é realizada em 3 parcelas iguais, anuais e consecutivas, sendo a primeira parcela devida a partir do 48º mês, contado da data de emissão. As Debêntures têm como compromisso contratual (*covenant*) apresentar a relação Dívida Líquida/EBITDA inferior a 2 e limite de distribuição de dividendos de no máximo 30%. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2018 é de R\$100,9 milhões.

Debêntures – 3ª Emissão Celesc Distribuição

A Celesc Distribuição, conforme [Comunicado ao Mercado - 3ª Emissão de Debêntures Simples pela Celesc Distribuição S.A.](#), emitiu no dia 13 de julho de 2018 a 3ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, junto ao Banco Santander (Brasil) S.A., na qualidade de instituição intermediária líder e do Banco BOCOM BBM S.A. A referida emissão tem como objeto a distribuição pública com esforços restritos de colocação, sob o regime de garantia firme. O valor total de emissão é de R\$250 milhões, em série única e foram emitidas 250 mil Debêntures, ao valor nominal unitário de R\$1 mil, sendo que o valor nominal unitário das Debêntures não será atualizado monetariamente.

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 Distribuição e a Celesc 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 têm prazo de 5 anos, contados da data de emissão, com vencimento no dia 13 de julho de 2023. A remuneração de juros remuneratórios corresponde a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, acrescida de uma sobretaxa (*spread*) de 1,9% a.a., calculados de forma exponencial e cumulativa *pro rata temporis* por dias úteis decorridos desde a data de subscrição e integralização das Debêntures ou a data de pagamento de Juros Remuneratórios imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento. A amortização será a partir do 18º mês, contados da data de emissão, em parcelas trimestrais e consecutivas, sempre no dia 13 dos meses de janeiro, abril, julho e outubro, sendo o primeiro pagamento devido em 13 de janeiro de 2020 e o último, na data de vencimento, em 13 de julho de 2023, ressalvadas as hipóteses de resgate antecipado facultativo, resgate antecipado em decorrência da indisponibilidade da Taxa DI, ou vencimento antecipado em razão da ocorrência de um dos eventos de inadimplemento previstos na Escritura de Emissão.

A partir do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018, a Companhia tem como compromisso contratual (*covenant*) vinculado à emissão das Debêntures não apresentar uma relação Dívida Líquida/EBITDA superior a 2,5. O não cumprimento desse indicador financeiro pode implicar no vencimento antecipado do total da dívida. Os recursos oriundos desta captação ingressaram no caixa da Celesc Distribuição em 10 de agosto de 2018 e serão destinados ao reforço de caixa para gestão ordinária de seus negócios. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2018 é de R\$254,2 milhões.

Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID

Em 31 de outubro de 2018, a Celesc Distribuição assinou o contrato de empréstimo (nº 4404/OC-BR (BR-L 1491)) junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, referente à operação de crédito externo para financiamento parcial do Programa de Investimentos em Infraestrutura Energética na área de jurisdição da Companhia. Em 31 de outubro de 2018, foi realizada a assinatura do contrato, conforme divulgado em Fato Relevante [Captação de Recursos junto ao BID - Celesc Distribuição S.A.](#)

O valor total da operação é de US\$276,05 milhões, com prazo total de 300 meses, com período de carência de amortização de 66 meses. A taxa de juros está atrelada à *Libor* trimestral e sofrerá adição do *Funding Margin* e do *Lending Spread*, ambos do BID.

Ressalta-se que o valor total da operação será desembolsado em tranches periódicas, conforme o avanço físico-financeiro do projeto. O referido empréstimo tem a garantia da República Federativa do Brasil e do Estado de Santa Catarina, e destina-se ao financiamento parcial do Programa Investimentos em Infraestrutura Energética (Programa Celesc+Energia), destinado ampliar e qualificar a distribuição de energia elétrica na área de concessão da Celesc Distribuição.

Finame

Os empréstimos contratados destinaram-se a compra de máquinas e equipamentos, com taxas de juros de 2,5% a.a. a 8,7% a.a. Em caso de inadimplência, a garantia está vinculada aos recebíveis do contratante e estão anuídos pela ANEEL.

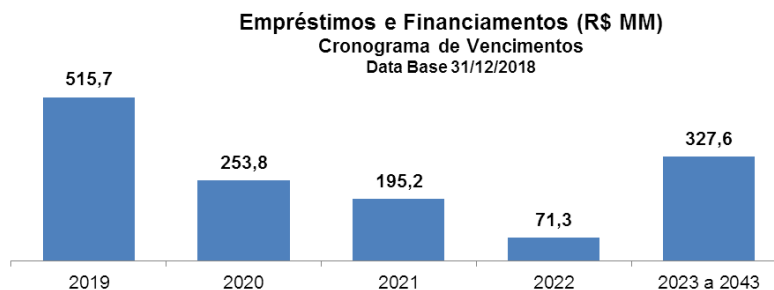
Mútuo Celesc Distribuição S.A com Celesc Geração S.A.

Em 16 de agosto de 2016, a Celesc Geração (Mutuante) e a Celesc Distribuição (Mutuária) firmaram contrato de mútuo, com anuência da ANEEL, pelo prazo de 24 meses e taxa de juros de 125% do CDI. Os pagamentos de juros e amortização do principal foram feitos no fim da operação, em agosto de 2018.

Em 10 de setembro de 2018, as empresas firmaram novo contrato de mútuo no montante de R\$90 milhões, com prazo de vigência de 12 meses. A taxa de juros contratual é de 100% do CDI acrescido de *spread* de 2,5% a.a. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2018 é de R\$92,3 milhões (principal + juros).

Cronograma Empréstimos e Financiamentos

O cronograma estimado de vencimento dos empréstimos e financiamentos está disposto no gráfico a seguir:



A Companhia registrou em 31 de dezembro de 2018 dívida financeira representando 1,4x o EBITDA dos últimos 12 meses (1,3x o EBITDA Ajustado) e 0,7x seu Patrimônio Líquido conforme a seguir:

Celesc Distribuição S.A. | Endividamento

Dívida Financeira 4T18			
R\$ Milhões	em 31 de Dezembro de 2017	em 31 de Dezembro de 2018	Δ
Dívida de Curto Prazo	235,2	517,9	120,2%
Dívida Longo Prazo	142,3	845,7	494,4%
Dívida Financeira Total	377,5	1.363,6	261,3%
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	462,5	631,3	36,5%
Dívida Financeira Líquida	(85,0)	732,4	961,5%
Dívida Fin. Líquida / EBITDA 12M	-0,2x	1,4x	
Dívida Fin. Líquida / EBITDA Ajust. 12M	-0,2x	1,3x	
Dívida Fin. Total / Patrimônio Líquido	0,4x	1,4x	
Dívida Fin. Líquida / Patrimônio Líquido	-0,1x	0,7x	

Importante destacar que, conforme [Comunicado ao Mercado - Parcelamento CDE](#), de 25 de julho de 2017, a Celesc Distribuição parcelou o saldo no montante de R\$1.166 milhões referente ao encargo CDE junto a CCEE em 30 parcelas, a partir de julho de 2017 (até dezembro de 2019). O saldo devedor em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 516,1 milhões (Nota Explicativa nº 26 do Demonstração Financeira de 2018).

Considerando as Obrigações com Pensão, que somam R\$1.024,3 milhões em 31 de dezembro de 2018, e Outros Benefícios a Empregados (Plano de Saúde, PDVs, outros), no valor de R\$980,6 milhões, a Dívida Líquida Ajustada da Companhia soma R\$2.163,8 milhões, o que representa 4,1x o EBITDA do 12M18 e 2,2x o Patrimônio Líquido da empresa ao fim do quarto trimestre de 2018, conforme quadro a seguir:

Celesc Distribuição S.A. | Endividamento + Passivo Atuarial

R\$ Milhões	em 31 de Dezembro de 2017	em 31 de Dezembro de 2018	Δ
Dívida de Curto Prazo	235,2	517,9	
Dívida Longo Prazo	142,3	845,7	
Dívida Financeira Total	377,5	1.363,6	261,3%
(+) Passivo Atuarial Líquido	1.364,5	1.431,4	4,9%
Obrigações com Pensão	1.179,8	1.024,3	-13,2%
Outros benefícios a empregados	698,1	980,6	40,5%
(-) IR/CSLL diferidos ¹	513,5	573,4	11,7%
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	462,5	631,3	36,5%
Dívida Líquida Ajustada	1.279,4	2.163,8	69,1%
Dívida Líquida Ajust. / EBITDA 12M	2,9x	4,1x	
Dívida Líquida Ajust. / EBITDA Ajust. 12M	2,7x	3,9x	
Dívida Total Ajust./ Patrimônio Líquido	1,7x	2,8x	
Dívida Líquida Ajust. / Patrimônio Líquido	1,2x	2,2x	

¹ ITR 4T18, Nota Explicativa 20.a

Ratings da Celesc Distribuição e da Controladora

A Moody's América Latina Ltda. (Moody's) atribuiu *ratings* de emissor Ba3 em escala global e A1.br em escala nacional à Celesc Distribuição S.A. A perspectiva positiva reflete a expectativa da Moody's de que a Celesc fortalecerá seu fluxo de caixa das operações (antes do *Capex*), impulsionado pelo maior consumo, por conta da recuperação econômica do Brasil, e melhorias nas taxas de perdas regulatórias e indicadores de qualidade de serviço.

Investimentos | CAPEX

Os investimentos realizados pela Celesc Distribuição no quarto trimestre de 2018 somaram R\$156,1 milhões (sendo R\$123,9 milhões em materiais e serviços, R\$20,6 milhões em mão de obra própria e R\$11,6 milhões de participação financeira do consumidor¹⁰). No ano, os investimentos totalizam R\$487,0 milhões (sendo R\$343,1 milhões em materiais e serviços, R\$74,1 milhões em mão de obra própria e R\$69,8 milhões de participação financeira do consumidor).

A tabela abaixo apresenta o investimento da distribuidora indicando o que compõe a Base de Remuneração Regulatória - BRR (no inglês, RAB – *Regulatory Assets Base*):

CAPEX - Celesc Distribuição S.A.

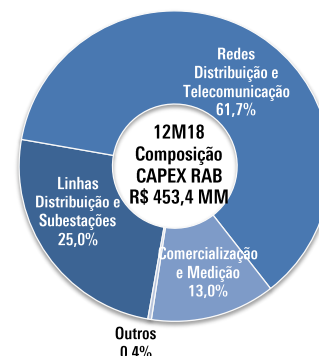
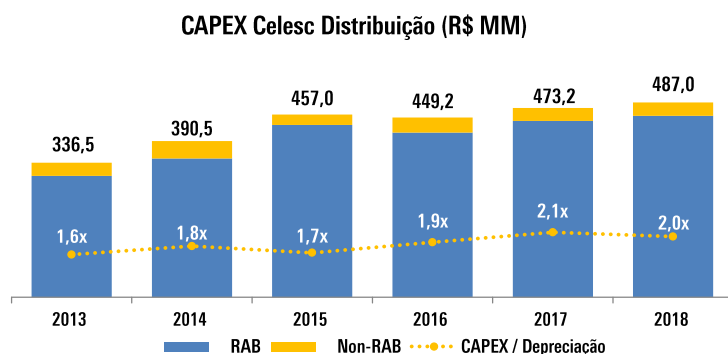
R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Investimentos Distribuição	154,4	156,1	1,1%	473,2	487,0	2,9%
RAB *	138,9	145,4	4,7%	441,0	453,4	2,8%
Non - RAB	15,5	10,7	-31,3%	32,2	33,6	4,3%
Depreciação / Amortização	(50,7)	1,8	-103,5%	(200,3)	(207,3)	3,5%
Relação CAPEX x Depreciação**	2,8x	-80,4x		2,1x	2,0x	

* RAB: Regulatory Assets Base

** Exclui Participação Financeira do Consumidor

Os gráficos a seguir ilustram o CAPEX realizado pela empresa nos últimos anos (e sua relação com a depreciação), bem como a composição do CAPEX em ativos elétricos realizados no 12M18, os quais irão compor a Base de Remuneração Regulatória – BRR:

¹⁰ Regras da Participação Financeira do Consumidor estão estabelecidas na [Resolução Normativa ANEEL nº 414 de 09 de setembro de 2010](#).



Os investimentos na rede de distribuição buscam atender a melhora contínua dos indicadores de qualidade (DEC e FEC) firmados no contrato de renovação da concessão. A demanda de CAPEX RAB no ciclo tarifário em vigor deverá seguir entre 1,6x e 1,9x da depreciação, em linha com a média do setor.

A Celesc Distribuição realizou em 2018 investimentos obrigatórios de R\$9,8 milhões em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)¹¹ e R\$32,3 milhões em Eficiência Energética¹².

Para ano de 2019, conforme [Comunicado ao Mercado Orçamento de Investimento 2019](#), o orçamento aprovado para materiais e serviços, incluindo a participação financeira do consumidor, é de R\$531,7 milhões, sendo R\$404,7 milhões para Sistemas de Distribuição, R\$45,6 milhões para Instalações Gerais e TI e R\$81,4 milhões de Apropriação de Mão-de-Obra.

2.1.3 – Aspectos Regulatórios da Celesc Distribuição S.A.

Exposição contratual 2014 – Despachos ANEEL nº 2.642/15 e nº 2.078/16

Em 2015 a ANEEL apurou as exposições contratuais das distribuidoras referentes ao ano de 2014, divulgando os montantes de exposição involuntária através do Despacho nº 2.642/2015. Para a Companhia, foi apurado o montante de 117,2MW de exposição contratual, sendo 64,36MW reconhecidos como involuntários. Em face de tal Despacho, foi apresentado recurso à ANEEL que pautou-se em 3 (três) pontos: (i) 2MW decorrentes de consumidores que a ANEEL entendeu terem retornado ao mercado cativo por ato voluntário da Celesc Distribuição, o que não ocorreu, pois retornaram por ordem judicial, ou ainda foram apenas desligados; (ii) 15,818MW relativos a erro material no preenchimento de formulário de declaração no leilão A-1 de 2013, posto que referido montante de energia foi declarado em campo diverso do formulário, além do fato de referidos montantes já terem sido declarados em outros dois leilões (A-0 de 2013 e A-0 de 2014) os quais foram frustrados; e (iii) 35,02MW decorrentes de variação extraordinária de mercado ocorrida a partir de intensiva onda de calor que assolou o estado no 1º Trimestre de 2014, e consequentemente um crescimento anual da ordem de 6,7% no mercado, contra um histórico de 2,5%. Diante da inoperância de mecanismos de ajuste contratual em 2013 e 2014, o referido crescimento extraordinário do mercado não pôde ser ajustado, gerando a exposição contratual da ordem de 1,5% do mercado.

Através do Despacho nº 2.078/2016, a Companhia teve reconhecido no mérito parcial provimento, de modo a: a) considerar mais 2 MW médios como exposição involuntária relativa à cessação de atividades e retorno ao mercado cativo de consumidores especiais; e b) considerar mais 15,818 MW médios como exposição involuntária, em razão do reconhecimento de erro material no preenchimento da declaração de necessidades de energia para o Leilão A-1 de 2013. Diante do Despacho, a exposição considerada pelo Órgão Regulador como voluntária passou de 52,84 MW médios para 35,02 MW médios, sendo assim, a Companhia reconheceu no resultado do 2º trimestre de 2016 o valor de R\$256 milhões referente a exposição voluntária em 2014, com a contabilização do montante de R\$225 milhões na conta de Ativos/Passivos Financeiros da Receita Operacional Bruta, com efeito negativo, e R\$31 milhões como despesa financeira (atualização da sobrecontratação).

A Celesc Distribuição ingressou com Ação Judicial em 2016 objetivando questionar o Despacho nº 2078/2016, a fim de obter o reconhecimento integral das exposições contratuais como involuntárias, ao mesmo tempo em que requereu a concessão de medida

¹¹ O programa de P&D da ANEEL atualmente é regido pela Lei nº 9.991 de 2000 e suas alterações, sendo regulamentado pelas Resoluções Normativas nº 316 de 2008 e nº 504 de 2012 e normas correlatas.

¹² O Programa de Eficiência Energética regulada pela ANEEL – PEE foi criado pela Lei nº 9.991 de 2000.

liminar para suspender a aplicação de redutor tarifário de R\$ 256 milhões, previsto para ser aplicado juntamente com a homologação do processo de Revisão Tarifária Periódica que ocorreria até 22 de agosto de 2016.

Após o ingresso da ação judicial, obteve-se a concessão de liminar para afastamento da aplicação do redutor tarifário mencionado, decisão está atendida pela ANEEL quando da homologação da Revisão Tarifária, sendo que no momento a Companhia permanece discutindo o mérito da ação em juízo, buscando o reconhecimento integral da exposição contratual como involuntária, e assim eliminando qualquer redutor tarifário, bem como, aplicação de penalidades pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

No decorrer de 2017, a juíza titular do processo que discute a exposição contratual de 2014, após apreciar a manifestação da ANEEL quanto aos argumentos apresentados pela Celesc Distribuição, decidiu por manter a liminar anteriormente concedida, constituindo uma condição de estabilização ao processo.

Mais recentemente, houve publicação de sentença de mérito, sendo que o processo se encontra atualmente em fase recursal perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região.

Exposição contratual 2014 – Penalidades CCEE

Em 14 de outubro de 2016, a CCEE emitiu o Termo de Notificação nº 1438/2015, dada a não apresentação pela Companhia de garantia física ou cobertura contratual para atender a cem por cento de seu mercado, tendo como referência a contabilização realizada em janeiro de 2015, referente ao ano de 2014, indicando a penalidade técnica aplicável no valor de R\$ 77 milhões.

Em face desse Termo de Notificação, a Empresa apresentou contestação requerendo: (i) a sustação da aplicação da penalidade apurada até as decisões finais de mérito das ações judiciais em que a Celesc Distribuição discute com a ANEEL as exposições contratuais de 2014; e (ii) a revisão da penalidade após o estabelecimento em caráter definitivo dos montantes de exposição contratual involuntária, assim como os montantes de energia a serem considerados para a rodada do MCSD *ex-post* de 2014, caso seja mantida alguma falta de lastro contratual para o ano de 2014.

Em 22 de dezembro de 2016, o Conselho de Administração da CCEE – CAD decidiu, em sua 903ª reunião, indeferir os argumentos de defesa apresentados na contestação do TN nº 1438/2015.

Em 4 de janeiro de 2017, a Celesc Distribuição apresentou impugnação à tal decisão, sendo que em 10 de janeiro de 2017, em sua 905ª reunião, o CAD enfrentou as alegações apresentadas pela Companhia e decidiu na deliberação nº 0036 pelo encaminhamento à ANEEL do Pedido de Impugnação apresentado.

Face aos fatos apresentados, a ANEEL, através do Despacho nº 180/2017, decidiu não conceder efeito suspensivo ao Pedido de Impugnação interposto pela Celesc Distribuição em face da decisão emitida pela CCEE em sua 903ª Reunião, que indeferiu os argumentos de defesa apresentados na contestação ao Termo de Notificação nº 1.438/2015.

Na 7ª reunião pública da diretoria da ANEEL, realizada em 07 de março de 2017, considerando o exposto e o que consta no Processo nº 48500.000391/2017-12, votou por conhecer do Pedido de Impugnação, com pedido de efeito suspensivo, interposto pela Celesc Distribuição, em face de decisão emitida pela CCEE na 903ª Reunião, referente ao Termo de Notificação nº 1.438, de 2015, e, no mérito, negar-lhe provimento. Porém, houve pedido de vistas do relator, postergando a decisão.

Após o pedido de vistas, o Pedido de Impugnação foi novamente apreciado pela Diretoria da ANEEL na 19ª Reunião Pública Ordinária, conhecendo-o, e, no mérito, negando-lhe provimento, conforme consta no Despacho nº 1.489/2017.

Sequencialmente, a Companhia ingressou com ação judicial (autos nº 1005589-77.2017.4.01.3400) em face da CCEE e da ANEEL pleiteando a concessão de medida liminar com a finalidade de suspender a exigibilidade da penalidade imputada à Celesc Distribuição até que o processo judicial que discute a exposição contratual de 2014 tenha seus desdobramentos, assim como o processo judicial que a UHE Jirau move em face da ANEEL, também alcance sua apreciação definitiva de mérito, sendo estes dois fatores que impactam diretamente na manutenção da penalidade aplicada.

Após apreciação do pedido formulado, a juíza titular do processo proferiu decisão “suspendendo a cobrança, pelas Requeridas, da importância retro mencionada, como de qualquer outra importância (de caráter punitivo ou não), por força de exposição (reputada voluntária) da parte requerente em 2014”. Deste modo, encontra-se suspensa a cobrança da penalidade aplicada pela CCEE.

Bandeiras tarifárias

O Governo Federal, por meio do Decreto nº 8.401/2015, criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, estabelecendo que as bandeiras deveriam ser acionadas sempre que as variações dos custos de geração por fonte termelétrica e da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo afetassem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN. O mecanismo tem servido de sinalizador para o consumidor estar atento ao consumo durante situações de baixa hidraulicidade.

Para o ano de 2017, por meio da Audiência Pública nº 091/2016, foram definidas pela ANEEL novas faixas de acionamento e os adicionais, considerando a atualização dos dados e a distribuição dos custos entre os patamares.

No dia 24 de outubro de 2017, durante Reunião Pública da Diretoria da ANEEL, foi aprovada a abertura de audiência pública nº 061/2017, para discutir a revisão da metodologia das bandeiras tarifárias e dos valores de suas faixas de acionamento. Excepcionalmente para o mês de novembro, já vigorou o valor adicional proposto para a audiência, de R\$ 50,00/MWh, considerando a bandeira vermelha patamar 2. Conforme a proposta, o valor do adicional da bandeira amarela caiu de R\$ 20,00 para R\$ 10,00/MWh e o adicional de R\$ 30,00/MWh foi especificado como bandeira vermelha patamar 1.

Após o período de contribuições recebidas na primeira fase da Audiência Pública nº 61/2017, ocorrido de 26 de outubro a 27 de dezembro de 2017, a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.392/2018, de 24 de abril de 2018, ratificou as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias. As definições, metodologias e procedimentos de aplicação são tratados no submódulo 6.8 do PRORET, com vigência a partir de maio de 2018. Havia sido propostos na abertura da audiência pública nº 061/2017, em 24 de outubro de 2017, durante Reunião Pública da Diretoria da ANEEL.

Adicionalmente, em outra etapa da mesma Reunião Pública Ordinária da Diretoria, de 24 de abril de 2018, quando as faixas e os adicionais propostos foram ratificados, estabeleceu-se uma nova fase para a mesma Audiência Pública. O período para envio de contribuições foi de 25 de abril de 2018 a 11 de junho de 2018, por intercâmbio documental, com a finalidade de obter subsídios para tratar, exclusivamente, da metodologia de repasse da Conta Bandeiras.

Segue quadro resumo com histórico das bandeiras tarifárias praticadas na área de concessão da Celesc Distribuição:

Histórico Bandeiras Tarifárias	
Mês	Bandeira
jan/17	Verde
fev/17	Verde
mar/17	Amarela
abr/17	Vermelha-Patamar 1
mai/17	Vermelha-Patamar 1
jun/17	Verde
jul/17	Amarela
ago/17	Vermelha-Patamar 1
set/17	Amarela
out/17	Vermelha-Patamar 2
nov/17	Vermelha-Patamar 2
dez/17	Vermelha-Patamar 1
jan/18	Verde
fev/18	Verde
mar/18	Verde
abr/18	Verde
mai/18	Amarela
jun/18	Vermelha-Patamar 2
jul/18	Vermelha-Patamar 2
ago/18	Vermelha-Patamar 2
set/18	Vermelha-Patamar 2
out/18	Vermelha-Patamar 2
nov/18	Amarela
dez/18	Verde

Para a contabilização na Conta de Compensação de Variação de Valores da Parcela A – CVA, no tocante ao valor arrecadado para as Bandeiras Tarifárias a partir de janeiro de 2018, observa-se a metodologia definida pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF por meio do Despacho nº 4.356/2017.

Prorrogação da Concessão – Medida Provisória – MP nº 579/12, Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 8.461/15

No ano de 2016 iniciou-se o acompanhamento das condicionantes para a manutenção da concessão, conforme estabelecido no Termo Aditivo assinado.

O novo aditivo, que prorroga prazo de concessão por 30 anos, impôs condicionantes de eficiência à distribuidora perante a qualidade do serviço, e também quanto à sustentabilidade da gestão econômico-financeira. Durante os primeiros cinco anos do novo contrato, o descumprimento das condições por dois anos consecutivos ou de quaisquer dos limites ao final do período dos primeiros cinco anos acarretará a extinção da concessão. A partir do sexto ano subsequente à celebração do contrato, o descumprimento dos critérios de qualidade por três anos consecutivos, ou de gestão econômico-financeira por dois anos consecutivos, implicará na abertura do processo de caducidade. Adicionalmente, ao longo de todo o período contratual, o descumprimento das metas globais de indicadores de continuidade coletivos por dois anos consecutivos ou três vezes em cinco anos ocasionará a limitação de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre capital próprio ao mínimo legal ([Resolução Normativa nº 747 de 2016](#)), enquanto que o descumprimento dos indicadores de sustentabilidade econômico-financeira provocará a necessidade de aporte de capital dos acionistas controladores.

Abaixo seguem as metas a serem seguidas pela Celesc Distribuição nos primeiros 5 anos da prorrogação:

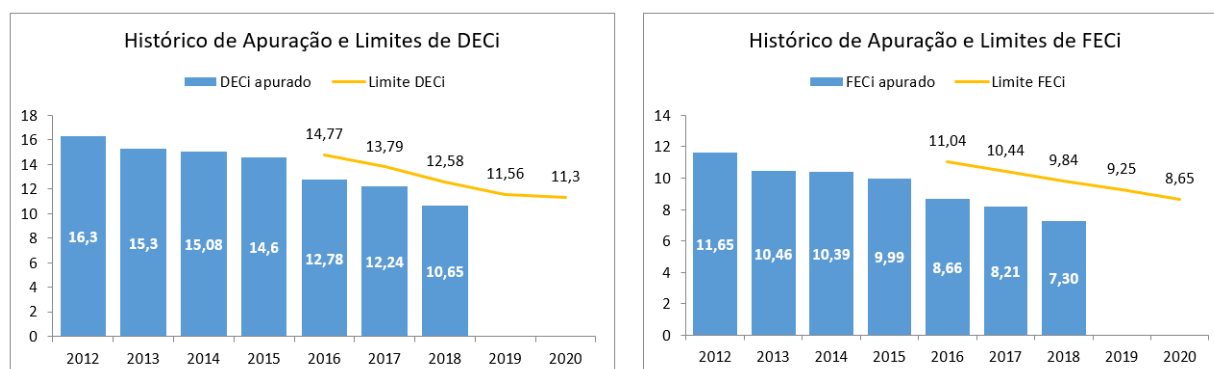
ANO	GESTÃO ECONÔMICA-FINANCEIRA	INDICADORES DE QUALIDADE (LIMITE ESTABELECIDO)		VERIFICAÇÃO
		DEC _i ¹	FEC _i ¹	
2016		14,77	11,04	ATENDIDO
2017	LAJIDA ≥ 0	13,79	10,44	ATENDIDO
2018	{LAJIDA(-)QRR} ≥ 0	12,58	9,84	ATENDIDO
2019	{DÍVIDA LÍQUIDA/[LAJIDA(-)QRR ²]} ≤ 1/0,8*SELIC ³	11,56	9,25	
2020	{DÍVIDA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

¹ DEC_i – Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora; e FEC_i – Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora;

² QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Será o valor definido na última Revisão Tarifária Periódica – RTP, acrescido do IGP-M entre o mês anterior ao da RTP e o mês anterior ao do período de 12 (doze) meses a aferição de sustentabilidade econômico-financeira;

³ Selic: limitada a 12,87% a. a.

O gráfico abaixo apresenta o acompanhamento dos indicadores de qualidade até o ano de 2018.



Em relação ao desempenho da Companhia, a Celesc Distribuição cumpriu a exigência de LAJIDA ajustado maior ou igual a zero para o ano de 2017. A divulgação mais atualizada feita pela 3ª Edição do Relatório de Sustentabilidade das Distribuidoras apurada pela Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira da ANEEL no período de outubro de 2017 a setembro de 2018, o LAJIDA ajustado acumulado apurado até o terceiro trimestre de 2018 é de R\$ 587 milhões.

Para o ano de 2017, como informado no Desempenho Operacional, embora a Companhia tenha cumprido as metas de DECi e FECi do

Contrato de Concessão, não foram atendidas as metas globais (metas do ciclo) do DEC nos anos de 2016 e 2017, de modo que está limitada a distribuição de dividendos e/ou juros sobre capital próprio no mínimo legal, 25%, permanecendo até que os parâmetros regulatórios sejam performados.

Os indicadores de continuidade para o ano civil de 2018 performaram dentro dos limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL e estão sob análise para a efetiva ratificação e divulgação pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição na ANEEL.

Plano de Resultados

A Celesc Distribuição foi convocada pela ANEEL para participar da segunda tranche das distribuidoras a apresentarem um Plano de Resultados, objetivando a melhoria da qualidade dos serviços sob os aspectos técnico e comercial, além dos aspectos de segurança dos empregados e da população, assim como o monitoramento do indicador de sustentabilidade econômico-financeira, e consequentemente garantir o alcance dos indicadores estabelecidos no Contrato de Concessão.

O Plano de Resultados está associado ao novo modelo de fiscalização estratégica adotado pela ANEEL, tendo como objetivos primordiais a educação e orientação dos agentes do setor de energia elétrica, e a prevenção de condutas violadoras da legislação e dos contratos de concessão. Durante esse processo, a Celesc Distribuição passou inicialmente por uma primeira fase de fiscalização dos serviços técnico e comercial de distribuição de energia elétrica ao longo do ano de 2016, com a análise dos resultados de 2014 e 2015. Para o atendimento à esta metodologia, a Companhia apresentou à ANEEL o Plano de Melhorias, voltado a Duração das Interrupções, Quantidade de Interrupções, Prazos de Atendimento aos Serviços, Qualidade do Atendimento Telefônico e Demandas Internas e Externas.

O Plano de Resultados foi apresentado à ANEEL no final de setembro de 2017, tendo como objetivo definir e apresentar as ações necessárias para o atendimento às demandas regulatórias, promovendo a melhoria dos serviços prestados aos consumidores, de forma também a convergir para o cumprimento do contrato de concessão, prorrogado em 2015, representando assim um ganho de qualidade dos serviços, além de ser uma excelente ferramenta complementar de gestão em busca da manutenção da concessão. O prazo de vigência do Plano de Resultados será de 24 meses, a partir de 10 de setembro de 2017, com controle periódico quadrimestral por parte do órgão regulador.

Já foram encaminhados 4 Relatórios de Acompanhamento, referentes aos primeiros quatro quadrimestres do Plano de Resultados. A Celesc Distribuição foi à Brasília apresentar dois relatórios e a ANEEL veio à Florianópolis em uma oportunidade para conversar sobre o Plano. A visita da ANEEL deverá se repetir nos próximos meses, para tratar do relatório referente ao período de agosto a dezembro de 2018.

Em maio de 2019 deverá ser enviado o 5º Relatório de Acompanhamento, o penúltimo do Plano.

Revisão Tarifária 2016 - [Resolução Homologatória nº 2.120/2016](#), [Nota Técnica nº 258/2016-SRE/ANEEL](#) e [Nota Técnica nº 287/2016-SGT/ANEEL](#)

A Revisão Tarifária da Celesc Distribuição, aplicada a partir do dia 22 de agosto de 2016, resultou em um efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da ordem de -4,16%, composto pelo Índice de Reajuste Tarifário (IRT) de -1,54% (efeito econômico resultante da atualização dos custos de Parcela A e B), do componente financeiro de -0,47% no processo atual e do efeito da retirada dos componentes financeiros considerados no processo ordinário anterior, de -2,15%. Na composição do IRT para o período 2016-2017, a Parcela A (custos não-gerenciáveis) sofreu redução de 2,20% em relação aos custos que foram acrescidos na RTE mediante componente financeiro. A Parcela B (custos gerenciáveis) representou variação de 0,66%. A tabela abaixo detalha a composição dos itens do reajuste:

Participação na Revisão Tarifária 2016 (Resolução Homologatória ANEEL 2.120/2016)		
Parcela A	Encargos Setoriais	-1,73%
	Custos de Transmissão	0,71%
	Compra de Energia	-1,18%
	Total Parcela A	-2,20%
Parcela B		0,66%
Reajuste Econômico (IRT), considerando variação tarifária da RTE		-1,54%
Componentes Financeiros do Processo Atual		-0,47%
Retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		-2,15%
Efeito Médio a ser percebido pelos consumidores		-4,16%

Quanto à remuneração dos ativos da Base de Remuneração Regulatória – BRR, definida para o 4º ciclo tarifário em R\$ 3,0 bilhões líquido (Despacho nº 1.920/16), ficou definido 8,09% referente ao WACC Regulatório real, e taxa de depreciação média em 3,78% a.a.

Reajuste Tarifário Anual 2017 - [Resolução Homologatória nº 2.286/2017](#) e [Nota Técnica nº 236/2017 - SGT/ANEEL](#)

O Reajuste Tarifário da Celesc Distribuição, aplicado a partir do dia 22 de agosto de 2017, resultou em um efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da ordem de 7,85%, composto pelo Índice de Reajuste Tarifário (IRT) de 3,80% (efeito econômico resultante da atualização dos custos de Parcela A e B), do componente financeiro de 2,83% no processo atual e do efeito da retirada dos componentes financeiros considerados no processo ordinário anterior, de 1,22%. Na composição do IRT para o período 2017-2018 a Parcela A (custos não-gerenciáveis) sofreu variação de 3,67% em relação aos custos que foram acrescidos na RTE mediante componente financeiro e a Parcela B (custos gerenciáveis) apresentou variação de 0,13%.

Participação no Reajuste Tarifário 2017 (Resolução Homologatória ANEEL 2.286/2017)		
Parcela A	Encargos Setoriais	-3,17%
	Custos de Transmissão	6,61%
	Compra de Energia	0,21%
	Total Parcela A	3,67%
Parcela B		0,13%
Reajuste Econômico (IRT), considerando a variação tarifária da RTE		3,80%
Componentes Financeiros do Processo Atual		2,83%
Retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		1,22%
Efeito Médio a ser percebido pelos consumidores		7,85%

Reajuste Tarifário Anual 2018 – [Resolução homologatória nº 2.436 de 13 de agosto 2018](#) e [Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL](#)

A ANEEL, no âmbito da Reunião Pública de Diretoria realizada em 13 de agosto de 2018, autorizou o valor do reajuste das tarifas a serem praticadas pela sua subsidiária integral Celesc Distribuição a partir de 22 de agosto de 2018. Ao calcular o reajuste, conforme estabelecido no contrato de concessão, a ANEEL considera a variação de custos associados à prestação do serviço, e leva em conta a aquisição e a transmissão de energia elétrica, bem como os encargos setoriais. O efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, da ordem de 13,86%, tem a participação de 4,77% de Encargos Setoriais, -1,42% de Custos com Transmissão, 5,08% com Despesas de Energia, 0,06% de Receitas Irrecuperáveis, 0,37% com os Custos da Distribuidora, 7,48% relativo aos Componentes Financeiros do processo atual, e -2,48% relativo à retirada dos Componentes Financeiros do processo ordinário anterior. Na composição da Receita Líquida para o período 2018-2019, a Parcela A (custos não-gerenciáveis com encargos, transmissão e energia) participa com 81,4%. A Parcela B (custos gerenciáveis) representa 18,6%, definida no valor de R\$ 1,5 bilhão. A tabela abaixo detalha a composição dos itens do reajuste:

Participação no Reajuste Tarifário 2018 (Resolução Homologatória ANEEL 2.436/2018)		
Parcela A	Encargos Setoriais	4,77%
	Custos de Transmissão	-1,42%
	Compra de Energia	5,08%
	Receitas Irrecuperáveis	0,06%
	Total Parcela A	8,49%
Parcela B		0,37%
Reajuste Econômico (IRT), considerando a variação tarifária da RTE		8,86%
Componentes Financeiros do Processo Atual		7,48%
Retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		-2,48%
Efeito Médio a ser percebido pelos consumidores		13,86%

Consulta Pública MME nº 33/2017 – Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico

Em julho de 2017 o Ministério de Minas e Energia – MME lançou a Consulta Pública nº 33, com o objetivo de consultar a sociedade e os agentes do setor elétrico quanto a proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico, cujas diretrizes partiram de novos paradigmas tecnológicos e ambientais que vêm impactando o setor e a regulamentação vigente, bem como diante de fenômenos regulatórios verificados ao longo dos últimos anos, os quais demandam uma revisão estrutural do arcabouço legal, buscando aprimorar o equilíbrio regulatório entre agentes, consumidores e os interesses públicos governamentais, além da redução no nível de judicialização enfrentado pelo setor elétrico atualmente.

Após inúmeras contribuições recebidas pelo MME, a Consulta Pública foi encerrada no final do ano de 2017, com a recente divulgação das diretrizes objetivadas com os novos marcos legais a serem estabelecidos, cujos direcionamentos concentram-se em proporcionar

mecanismos de incentivo à eficiência nas decisões empresariais dos agentes do setor, especialmente quanto a segurança do suprimento, investimentos e sustentabilidade socioambiental.

Outra proposta é o fim do regime de cotas para as usinas prorrogadas, com a destinação de parte do benefício econômico para a CDE. A remoção de barreiras para a participação de agentes no mercado, expandindo o mercado livre também é um direcionamento traçado no novo marco legal. O aprimoramento dos critérios de formação do preço de curto prazo também é um desafio a ser enfrentado na nova regulamentação. No âmbito da distribuição, há um direcionamento para a separação entre lastro e energia, com a criação de outros mecanismos de transição para a mitigação dos efeitos da migração de consumidores ao mercado livre. Ainda há um direcionamento para a racionalização dos subsídios e correção de incentivos inadequados para a migração ao mercado livre. Outro ponto abordado é a destinação de recursos da RGR para a indenização dos ativos de transmissão. Há uma revisão nas diretrizes de utilização dos recursos de P&D e incentivos às fontes alternativas de energia. Por fim, há uma rediscussão da estrutura do mercado regulado de distribuição, buscando uma modernização e criação de incentivos. As bases de cálculo para a apuração de penalidades às distribuidoras também serão revistas. Por fim, há uma preocupação em buscar a desjudicialização do risco hidrológico, buscando restabelecer o equilíbrio nas liquidações do mercado de curto prazo.

Todas estas diretrizes foram traduzidas numa minuta de Projeto de Lei divulgada pelo MME, cujo conteúdo parcial foi instruído através da Medida Provisória nº 814/2018, assim como do Projeto de Lei nº 1917/2015. A Medida Provisória citada perdeu sua eficácia, não tendo sido convertida em lei. Em contrapartida, o PL nº 1.917/2015 está avançando na Câmara dos Deputados, estando atualmente aguardando parecer conclusivo.

Pagamento à Celesc Distribuição pela Eletrosul – Indenização Instalações de Transmissão

Em 22 de maio de 2018, por meio do Despacho nº 1.139/2018, a Diretoria da ANEEL ratificou entendimento da área técnica da Agência Reguladora, confirmando a necessidade de pagamento à Celesc Distribuição, pela Eletrosul, do valor de R\$ 46,3 milhões a dupla indenização recebida pela transmissora afetas às instalações de conexão do consumidor ArcelorMittal atendido em 230kV.

Em breve contextualização, a conexão do consumidor ArcelorMittal, à época de sua instalação em Santa Catarina, se deu em 230kV, configurando-se como “Demais Instalações de Transmissão – DIT”, obra esta contratada pela Celesc Distribuição junto a Eletrosul para viabilizar o atendimento nessas características. Para o pagamento dessa contratação, restou celebrado contratualmente entre as empresas o prazo de 5 anos para o pagamento das instalações pela Celesc Distribuição, ficando esta com um recebível regulatório por 30 anos.

Numa avaliação da legislação do setor, a partir da publicação da Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, restou constatado e ratificado pela ANEEL, após atuação da Celesc Distribuição, que havendo a Eletrosul optado pela prorrogação antecipada de sua concessão de transmissão, houve a indenização referente aos ativos não depreciados ou não amortizados, na forma da Lei e seus regulamentos, aí incluídas as instalações dedicadas ao consumidor ArcelorMittal.

As atuações da Companhia junto a ANEEL para debater o tema iniciaram-se no ano de 2014, estendendo-se até o ano de 2017, quando então houve manifestação formal da ANEEL que acabou por reconhecer o equívoco no procedimento adotado pela ANEEL/União em proceder com a indenização dos ativos não amortizados à Eletrosul e não à Celesc Distribuição, sendo esta a titular deste direito, tendo em vista já ter remunerado as instalações antecipadamente à Eletrosul entre 2002 e 2007 por força do CCT firmado.

Após trâmite regulatório e os termos do acordo de pagamento firmados com a Eletrosul, restou formalizado entre as empresas Termo de Confissão de Dívida, sendo definido o pagamento pela Eletrosul de R\$ 9,6 em 20 de julho de 2018, seguidos de 11 parcelas mensais e sucessivas, equivalentes a 2% do valor devido, cada uma, finalizando com mais 12 parcelas mensais e sucessivas equivalentes a 4,83% do saldo devido, com eventuais ajustes na parcela final.

2.2 – Celesc Geração

2.2.1 – Desempenho Operacional

Produção

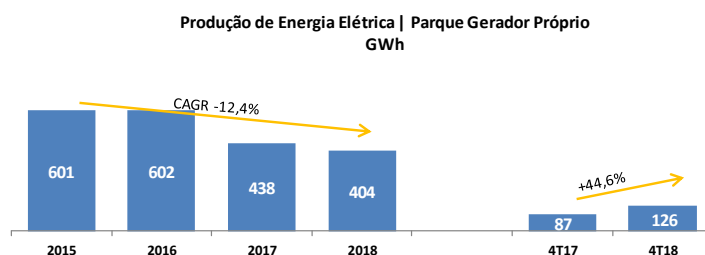
O volume total de energia gerada no 4º trimestre de 2018 pelas usinas da Celesc Geração foi de 126,2 GWh (403,8 GWh no ano), sendo 44,6% superior ao realizado no quarto trimestre de 2017, quando registrou produção de 87,3 GWh (437,6 GWh no ano).

Dentre os fatores que influenciaram para variação negativa de 7,7% no ano, enfatiza-se: (i) baixo índice pluviométrico; (ii) desligamento da Usina Cedros para realização de investimentos; (iii) impedimento de rebaixamento do canal para manutenção (SAMAE) da Usina Salto; e (iv) intervenções pontuais nas unidades geradoras.

O fator de capacidade global no quarto trimestre de 2018 foi de 53,5%, representando 16,5 p.p. (pontos percentuais) acima do verificado no quarto trimestre de 2017 (37,0%).

Celesc Geração S.A. | Produção de Energia Elétrica

Desempenho Operacional (GWh)	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Parque Gerador Próprio	87,3	126,2	44,6%	437,6	403,8	-7,7%
UHE Palmeiras	19,2	36,5	89,6%	114,6	113,6	-0,8%
UHE Bracinho	13,5	18,0	33,3%	47,1	59,1	25,5%
UHE Garcia	14,2	15,2	7,0%	64,3	38,4	-40,2%
UHE Cedros	0,0	0,1	-	27,5	0,1	-99,8%
UHE Salto	2,6	0,0	-100,0%	14,6	9,6	-34,3%
PCH Celso Ramos	8,9	10,8	21,8%	31,6	34,9	10,4%
PCH Pery	17,8	32,4	81,8%	90,7	101,7	12,2%
CGH Caveiras	4,7	5,2	10,5%	21,1	20,7	-1,8%
CGH Ivo Silveira	5,0	5,5	11,3%	19,4	19,0	-2,0%
CGH Pirai	0,3	1,0	232,1%	2,6	1,8	-31,7%
CGH Rio do Peixe	0,8	1,0	23,0%	2,8	3,2	13,5%
CGH São Lourenço	0,2	0,5	126,2%	1,4	1,6	19,0%
Fator de Capacidade Global	37,0%	53,5%	44,6%	62,6%	57,7%	-4,8%



Todas as usinas do parque gerador próprio participam do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, sistema de compartilhamento de riscos hidrológicos, no qual as usinas participantes transferem a energia gerada excedente à sua garantia física às usinas que geraram abaixo. Desta forma, a queda na produção verificada no ano não impacta a energia faturada da Companhia.

2.2.2 – Desempenho Financeiro
Celesc Geração S.A. | Principais Indicadores Financeiros

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Receita Operacional Bruta	38,8	39,5	1,9%	163,9	177,5	8,3%
Deduções da Receita Operacional	(3,5)	(4,1)	15,8%	(15,1)	(17,0)	12,9%
Receita Operacional Líquida	35,3	35,5	0,6%	148,9	160,5	7,8%
Custos e Despesas Operacionais	(7,3)	(21,6)	195,3%	(61,9)	(78,1)	26,2%
Custos com Energia Elétrica	(4,5)	(12,2)	174,4%	(17,6)	(37,2)	110,7%
Despesas Operacionais	(2,9)	(9,4)	227,8%	(44,2)	(40,9)	-7,5%
Resultado de Equivalência Patrimonial	(1,6)	(0,2)	87,0%	(3,2)	0,4	111,1%
Resultado das Atividades	26,4	13,7	-48,2%	83,8	82,8	-1,2%
EBITDA	30,1	15,1	-50,1%	99,6	88,4	-11,2%
Margem EBITDA (%)	85,5%	42,5%		66,9%	55,1%	
Resultado Financeiro	(1,0)	(1,4)	-33,3%	(8,5)	(5,7)	32,8%
LAIR	25,4	12,3	-51,4%	75,3	77,0	2,3%
IR/CSLL	(8,8)	(4,1)		(26,3)	(25,8)	
Lucro/ Prejuízo Líquido	16,6	8,3	-50,3%	49,0	51,2	4,7%
Margem Líquida (%)	47,1%	23,3%		32,9%	31,9%	

Destaques do Resultado

A Receita Operacional Líquida – ROL da Celesc Geração apresentou alta de 7,8% (+R\$11,6 milhões) no ano de 2018, registrando R\$160,5 milhões, mesmo o PLD – Preço de Liquidação da Diferenças médio de 2018 tendo reduzido 9,7% em relação ao de 2017 (PLD médio de 2018 R\$/MWh 288,35). Tal crescimento da receita se deve ao acréscimo de 10% no volume de energia faturada em decorrência do aumento da quantidade de energia adquirida (48,8% no ano).

O EBITDA teve redução em 50,1% no quarto trimestre de 2018 (11,2% no ano), por outro lado o lucro variou positivamente no ano em 4,7% (redução de 50,3% no quarto trimestre). A redução se deve ao acréscimo da compra de energia, por consequência da prática de *SWAP* de fontes de energia; ao aumento das perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (PECLD); e ao provisionamento de perdas sobre investimentos em participações societárias.

Celesc Geração S.A. | Resultado Ajustado (IFRS - Não-Recorrentes)

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
EBITDA Ajustado (IFRS - Não-Recorrentes)	27,1	15,9	-41,3%	96,5	89,2	-7,6%
Margem EBITDA Ajustada (%)	76,7%	44,7%		64,8%	55,6%	
Lucro/Prejuízo Líquido Ajustado (IFRS - Não-Recorrentes)	14,6	8,8	-39,6%	46,9	51,8	10,4%
Margem Líquida Ajustada (%)	41,3%	24,8%		31,5%	32,3%	

Ajustando a reversão de provisão para perda do Ativo Imobilizado (*impairment test*) no valor de R\$3,1 milhões no ano, a perda do ágio por expectativa de rentabilidade futura da Usina Garça Branca (*impairment test*) e o provisionamento de perda dos investimentos nas companhias Paineira e Campo Belo, registra-se EBITDA e Lucro Ajustados de R\$15,9 milhões no trimestre (R\$89,2 milhões no ano) e R\$8,8 milhões no trimestre (R\$51,8 milhões no ano), respectivamente.

Receita Operacional Bruta
Celesc Geração S.A. | Receita Operacional Bruta

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	38,8	39,5	1,9%	163,9	177,5	8,3%
Fornecimento de Energia	9,5	9,4	-0,8%	35,0	37,6	7,6%
Suprimento de Energia	12,2	17,1	40,7%	61,9	75,9	22,7%
Energia de Curto Prazo	6,5	3,9	-39,4%	26,3	22,6	-14,1%
Receita Financeira - Juros e Atualização BO	10,6	9,1	-14,8%	40,8	41,4	1,4%

A variação positiva de 1,9% no trimestre (8,3% no ano) é explicada principalmente por:

- Aumento de 40,76% no trimestre (22,7% no ano) em Suprimento de Energia, em decorrência do acréscimo no volume de energia comercializada, por consequência da prática de *SWAP* de fontes de energia;
- A receita com Energia de Curto Prazo reduziu 39,4% no trimestre (redução de 14,1% no ano), alcançando R\$3,9 milhões no trimestre (R\$22,6 milhões no ano), principalmente devido à redução do PLD e à redução da quantidade de energia liquidada no curto prazo em decorrência do alto nível de inadimplemento na CCEE.

A tabela abaixo apresenta as quantidades físicas de energia faturada no quarto trimestre de 2018 (12M18) para cada um dos segmentos.

Celesc Geração S.A. | Energia Faturada

QUANTIDADE ENERGIA FATURADA (GWh)	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica	162,0	185,7	14,6%	659,2	726,9	10,3%
Industrial	37,7	33,2	-12,1%	140,3	139,7	-0,4%
Comercial, Serviços e Outros	12,1	14,6	20,4%	47,3	55,4	16,9%
Suprimento de Energia	105,3	127,6	21,2%	418,3	503,6	20,4%
Energia de Curto Prazo (CCEE)	6,9	10,4	51,3%	53,2	28,2	-47,0%
Preço Médio de Venda SEM CCEE (R\$/MWh)	191,05	198,75	4,0%	210,74	208,98	-0,8%
Preço Médio de Venda COM CCEE (R\$/MWh)	187,24	206,61	10,3%	207,32	232,48	12,1%

A energia faturada apresentou alta de 14,6% no trimestre (+23,7 GWh), com elevação no 12M18 de 10,3% (+67,7 GWh). Esse movimento decorreu devido ao aumento no volume da compra de energia, devido principalmente à prática de *SWAP* de fontes de energia.

Conforme o quadro abaixo, a RAG (Receita Anual de Geração) das Usinas da Celesc Geração é cobrada mensalmente, de acordo com o especificado na Resolução Homologatória.

Celesc Geração S.A. | RAG Usinas - Cotas

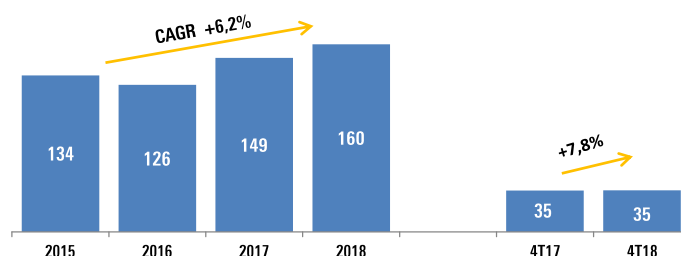
Usina	Receita Mensal Julho/2018 a Junho/2019	RAG Ciclo 2018/2019	Garantia Física em Cotas
UHE Pery	0,8	9,5	100%
UHE Garcia	0,8	9,8	70%
UHE Bracinho	1,1	12,7	70%
UHE Cedros	0,8	9,3	70%
UHE Palmeiras	1,6	19,4	70%
UHE Salto	0,5	6,6	70%

Resolução Homologatória nº 2.421, de 17 de julho de 2018.

Receita Operacional Líquida

A Receita Operacional Líquida – ROL teve o reflexo do acréscimo da ROB entre os períodos, em virtude do aumento do volume faturado.

Receita Operacional Líquida (R\$ MM)



Custos e Despesas Operacionais

Celesc Geração S.A. | Custos e Despesas Operacionais

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(7,3)	(21,6)	195,3%	(61,9)	(78,1)	26,2%
Custos com Energia Elétrica	(4,5)	(12,2)	174,4%	(17,6)	(37,2)	110,7%
Energia Elét.Comp.Rev.+ Encargos	(3,9)	(11,6)	201,1%	(15,3)	(34,8)	127,1%
Encargos do Uso do Sistema	(0,6)	(0,6)	-0,5%	(2,3)	(2,3)	1,6%
PMSO	(2,2)	(7,2)	225,7%	(31,6)	(34,5)	9,2%
Pessoal e Administradores	(3,6)	(2,8)	-23,7%	(16,5)	(11,5)	-30,2%
Material	(0,1)	(0,1)	-49,5%	(0,3)	(0,4)	46,2%
Serviços de Terceiros	(1,8)	(2,3)	24,1%	(7,3)	(8,3)	15,0%
Provisões, líquidas	4,3	(1,8)	-141,4%	(6,2)	(13,6)	118,9%
Outras Receitas / Despesas	(0,9)	(0,3)	-67,4%	(1,3)	(0,6)	-54,9%
Provisão/Reversão Usinas e Investimentos, líquidas	3,1	(0,8)	-126,2%	3,1	(0,8)	-126,2%
Depreciação / Amortização	(3,7)	(1,4)	-63,4%	(15,7)	(5,6)	-64,4%

Os custos e despesas operacionais ampliaram 195,3% no trimestre (26,2% no ano), assinalando R\$21,6 milhões no trimestre (R\$78,1 milhões no ano). Destaca-se o acréscimo superior a 100% no custo de aquisição de energia no trimestre (+7,7 milhões) e no ano

(+19,5 milhões), com a ampliação de comercialização de energia em virtude da prática de *SWAP* de fontes de energia (aumento de 48,8% no ano na quantidade de energia adquirida). As despesas com PMSO tiveram crescimento expressivo no trimestre, reflexo do acréscimo de R\$6,0 milhões no provisionamento das liminares do GSF (+R\$7,5 no ano) e das perdas com os investimentos das Usinas Garça Branca, Painei e Campo Belo que totalizaram R\$5,2 milhões. Por outro lado, as despesas com pessoal reduziram 23,7% no mesmo período (-30,2% no ano), devido ao desligamento de funcionários no PDI, além do impacto positivo no resultado de R\$4,4 milhões referente à reversão do *impairment test* do parque gerador próprio.

Resultado de Equivalência Patrimonial

A tabela abaixo reflete a Equivalência Patrimonial da Celesc Geração no 4T18 (12M18). O resultado positivo em 2018 da usina Rondinha é decorrente da estratégia de sazonalização de energia e a Companhia Rio das Flores vem perfazendo resultado positivo nos últimos anos. Destaca-se que, em 2018, todas as usinas em operação participam do MRE. Maiores detalhes destes negócios estão disponíveis na Visão Geral da Celesc Geração.

Celesc Geração | Equivalência Patrimonial

R\$ mil	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Rondinha Energética S.A.	(379,8)	(17,7)	-95,3%	(1.151,1)	699,6	160,8%
Painei Energética S.A.	(40,1)	(0,6)	-98,5%	(65,9)	(4,5)	-93,1%
Campo Belo Energética S.A.	(1,0)	(0,4)	-59,9%	(18,8)	(4,0)	-78,6%
Companhia Energética Rio das Flores	65,7	463,2	605,3%	1.183,6	1.684,9	42,4%
Xavantina Energética S.A.	(499,9)	(379,2)	-24,2%	(1.074,1)	(930,1)	-13,4%
Garça Branca	(700,7)	(559,8)	-20,1%	(2.066,2)	(1.482,0)	-28,3%
EDP Transmissão Aliança SC S.A.	(7,3)	290,3	4070,5%	(16,1)	390,9	2527,5%
Resultado da Equivalência Patrimonial	(1.563,2)	(204,3)	-86,9%	(3.208,5)	354,7	111,1%

Outro ponto relevante é a entrada da SPE Garça Branca em operação em julho de 2018, impactando em redução de prejuízo. Quanto aos investimentos ainda em fase de projeto nas SPEs Painei e Campo Belo, o Conselho de Administração aprovou a venda da participação acionária, já com anuência prévia da ANEEL em janeiro de 2019.

EBITDA e Lucro Líquido

O EBITDA IFRS da Celesc Geração registrou R\$15,1 milhões no quarto trimestre de 2018 (R\$88,4 milhões no ano), redução de 50,1% (11,2% no ano) em relação ao quarto trimestre de 2017 (12M17), com Margem EBITDA de 42,5% no trimestre (55,1% no ano). A redução do EBITDA deve-se aos motivos já expostos anteriormente: (i) expansão do volume de energia adquirido; (ii) redução do PLD entre os períodos; e (iii) impactos do provisionamento referente à liminar do GSF.

Os efeitos não recorrentes contabilizados no período de R\$0,8 milhão referem-se ao *impairment test* no Ativo Imobilizado (reversão de R\$4,4 milhões); ao *impairment test* sobre o ágio por expectativa de rentabilidade futura da Usina Garça Branca (perda de R\$1,8 milhão); e ao provisionamento de perda sobre os investimentos das usinas Painei e Campo Belo, em decorrência da alienação (perda de R\$3,4 milhões). Dessa forma, o EBITDA Ajustado no ano de 2018 foi de R\$89,2 milhões e no quarto trimestre de 2018 foi de R\$15,9 milhões.

Celesc Geração S.A. | Conciliação do EBITDA IFRS

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Lucro/ Prejuízo Líquido	16,6	8,3	-50,3%	49,0	51,2	4,7%
(+) IR e CSLL	8,8	4,1		26,3	25,8	
(+) Resultado Financeiro	1,0	1,4		8,5	5,7	
(+) Depreciação e Amortização	3,7	1,4		15,7	5,6	
EBITDA	30,1	15,1	-50,1%	99,6	88,4	-11,2%
(-) Efeitos Não-Recorrentes						
Provisão / Reversão Usinas e Investimentos	3,1	(0,8)		3,1	(0,8)	
(=) EBITDA Ajustado por Efeitos Não-Recorrentes	27,1	15,9	-41,3%	96,5	89,2	-7,6%
Margem EBITDA IFRS (%)	85,5%	42,5%		66,9%	55,1%	
Margem EBITDA Ajustada (%)	76,7%	44,7%		64,8%	55,6%	

Semelhante ao EBITDA, o Lucro Ajustado sofreu os impactos *do impairment test* do parque próprio e do provisionamento de perda de investimentos em participações societárias, com efeito líquido de tributos no montante de R\$0,5 milhão em relação ao Lucro IFRS, registrando R\$51,8 milhões no ano de 2018 e R\$8,8 milhões no quarto trimestre de 2018.

Celesc Geração S.A. | Ajustes de Lucro/Prejuízo Líquido

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Lucro/Prejuízo Líquido (Reportado IFRS)	16,6	8,3	-50,3%	49,0	51,2	4,7%
(-) Efeitos Não-Recorrentes						
Provisão / Reversão Usinas e Investimentos	2,0	(0,5)		2,0	(0,5)	
(=) Lucro Líquido Ajustado por Efeitos Não-Recorrentes	14,6	8,8	-39,6%	46,9	51,8	10,4%
<i>Margem Líquida IFRS (%)</i>	<i>47,1%</i>	<i>23,3%</i>		<i>32,9%</i>	<i>31,9%</i>	
<i>Margem Líquida Ajustada (%)</i>	<i>41,3%</i>	<i>24,8%</i>		<i>31,5%</i>	<i>32,3%</i>	

Endividamento
Celesc Geração S.A. | Endividamento

Dívida Financeira 4T18			
R\$ Milhões	em 31 de Dezembro 2017	em 31 de Dezembro 2018	Δ
Dívida de Curto Prazo	150,7	27,0	-82,11%
Dívida Longo Prazo	0,0	121,9	
Dívida Financeira Total	150,7	148,8	-1,24%
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	77,1	50,0	-35,09%
Dívida Financeira Líquida	73,6	98,8	34,21%
EBITDA (últimos 12 meses)	99,6	88,4	-11,24%
Dívida Fin. Líquida / EBITDA 12M	0,7x	1,1x	
EBITDA AJUSTADO (últimos 12 meses)	96,5	89,2	-7,55%
Dívida Fin. Líquida / EBITDA Ajust. 12M	0,8x	1,1x	
Patrimônio Líquido	425,9	462,6	8,63%
Dívida Fin. Total / Patrimônio Líquido	0,4x	0,3x	
Dívida Fin. Líquida / Patrimônio Líquido	0,2x	0,2x	

Debêntures – 1ª Emissão

Em 28 de janeiro de 2016, foi aprovada a realização da 1ª emissão, pela Companhia, de 15 mil debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, em série única, com valor nominal unitário de R\$10 mil, totalizando R\$150 milhões, com vencimento no prazo de 24 meses contados da data da emissão, sem atualização monetária. Os juros remuneratórios corresponderam a 125,0% da variação acumulada das taxas médias diárias do DI e foram pagos trimestralmente, sem carência. O valor nominal unitário das Debêntures seria amortizado integralmente na data de vencimento, ressalvadas as hipóteses de liquidação antecipada das debêntures resultante do resgate antecipado, de amortização extraordinária ou na data do vencimento antecipado. As debêntures tinham como compromisso contratual (*covenant*) apresentar a relação Dívida Líquida/EBITDA inferior a 2,5 nos dois primeiros semestres e relação Dívida Líquida/EBITDA inferior a 2 nos dois últimos semestres. Os recursos da emissão de debêntures da Celesc Geração foram utilizados para pagar a segunda parcela da outorga de usinas hidrelétricas que tiveram sua concessão renovada no final de 2015. A emissão contou com garantia corporativa da acionista controladora, a Celesc Holding.

Em Assembleia Geral de Debenturistas, foi autorizada a repactuação da 1ª Emissão de Debêntures pela Celesc Geração, conforme Comunicado ao Mercado em 05/03/2018, alterando a data de vencimento para 1º de junho de 2018. Na respectiva data, houve a liquidação total da 1ª emissão. No total foram pagos R\$44,4 milhões de juros, sendo R\$6,6 milhões no primeiro semestre de 2018.

Debêntures – 2ª Emissão

Conforme Comunicado ao Mercado - 2ª Emissão de Debêntures Simples pela Celesc Geração S.A., a Celesc Geração emitiu no dia 1º de junho de 2018 a 2ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, junto ao BB – Banco de Investimentos S.A.. A

referida emissão tem como objeto a distribuição pública com esforços restritos de colocação, sob o regime de garantia firme, com valor total de emissão de R\$150 milhões, em série única. Foram emitidas 15 mil debêntures, ao valor nominal unitário de R\$10 mil, sendo que o valor nominal unitário das debêntures não será atualizado monetariamente. 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 Geração e a garantia fidejussória é 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 têm prazo de 5 anos, contados da data de emissão, vencendo no dia 1º de junho de 2023. Os juros remuneratórios correspondem a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, acrescida de uma sobretaxa (*spread*) de 2,50% ao ano, calculados de forma exponencial e cumulativa *pro rata temporis* por dias úteis decorridos desde a data de subscrição e integralização das Debêntures ou a data de pagamento de juros remuneratórios imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento. A amortização será a partir do 12º mês (inclusive), contados da data de emissão, em parcelas trimestrais e consecutivas, ressalvadas as hipóteses de resgate antecipado facultativo, resgate antecipado em decorrência da indisponibilidade da Taxa DI, ou vencimento antecipado em razão da ocorrência de um dos eventos de inadimplemento previstos na Escritura de Emissão. Semestralmente, a Companhia tem como compromisso contratual (*covenant*) vinculado à emissão das Debêntures não apresentar uma relação Dívida Líquida/EBITDA superior a 2. Além disso, a distribuição de dividendos da fiadora, a Centrais Elétricas de Santa Catarina, está limitada ao mínimo legal estabelecido pela Lei 6.404/76, conforme compromisso definido em contrato (*covenant*). O não cumprimento dos *covenants* pode implicar no vencimento antecipado do total da dívida.

Ratings da Celesc Geração e da Controladora

A Fitch Ratings atribuiu *ratings* 'AA(bra)' à Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (Celesc) e à sua subsidiária integral, Celesc Geração S.A. Além disso, a agência atribuiu *Rating* Nacional de Longo Prazo 'A+(bra)' à proposta de primeira emissão de debêntures da Celesc Geração, no montante de até BRL150 milhões e prazo de dois anos. Ainda, no tocante à segunda emissão de debêntures, foi atribuído o *Rating* Nacional de Longo Prazo 'AA(bra)', no mesmo montante da primeira emissão, porém com prazo de cinco anos. A Perspectiva dos *ratings* corporativos é estável.

Investimentos | CAPEX

Os investimentos em SPEs totalizaram R\$9,9 milhões no ano de 2018, sendo R\$4,8 milhões aplicados na SPE Garça Branca, R\$2,3 milhões na SPE Rondinha, R\$1,8 milhão na SPE EDP Transmissão Aliança e R\$1,0 milhão na SPE Xavantina. Já os investimentos no parque gerador próprio somaram R\$9,1 milhões no ano (R\$3,5 milhões no trimestre), destacando-se R\$4,9 milhões de investimentos na Usina Cedros, R\$1,5 milhão na Usina Garcia e R\$1,4 milhão na Usina Salto.

Celesc Geração S.A. | CAPEX

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Investimentos Celesc Geração	6,4	5,1	-20,2%	16,1	19,1	18,1%
Investimentos em SPEs	4,9	1,6	-68,3%	9,9	9,9	0,0%
Usinas Parque Gerador Próprio	1,4	3,5	144,9%	6,2	9,1	46,9%

Para o ano de 2019, conforme Comunicado ao Mercado divulgado em 14 de dezembro de 2018, o orçamento de investimento é de R\$55,6 milhões, dos quais serão investidos R\$23,0 milhões em novos negócios, R\$26,1 milhões em ampliações e melhorias, R\$5,5 milhões em participações societárias já existentes e R\$1,0 milhão em veículos, TI e outros equipamentos.

2.2.3 – Aspectos Regulatórios da Celesc Geração S.A.

Portaria MME nº 218 de 15 de maio de 2015

O Ministério de Minas e Energia – MME, através da Portaria nº 218/2015, determinou que a ANEEL promovesse Leilão para licitação das concessões de diversas Usinas Hidrelétricas, dentre as quais 05 de propriedade 100% da Celesc Geração, para as quais os órgãos de governança da Companhia haviam deliberado pela não adesão aos termos de prorrogação antecipada das concessões, diante dos termos e condições estabelecidos na Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013.

Conforme regramento setorial estabelecido pela referida Lei, após o término da concessão, a usina é licitada na modalidade de receita por tarifa, estabelecida por meio da Receita Anual de Geração – RAG. Após a publicação da Medida Provisória nº 688/2015, as condições econômicas para participação do leilão tornaram-se consideravelmente mais atrativas, na medida em que foram incluídas à

Remuneração Anual para a Gestão das Usinas – GAG-O&M a remuneração para melhorias – GAG-melhorias, bem como o Retorno sobre Bônus de Outorga – RBO em taxa de 9,04% real ao ano. Em contrapartida, foi exigido o Bônus de Outorga como parcela do lance a ser realizado no leilão, cujo vencedor seria aquele que ofertasse o menor custo anual de gestão dos ativos de geração.

A Celesc Geração arrematou o Lote C, ofertando um deságio de 5,21% do preço teto definido para a gestão dos serviços de geração para o lote das 5 usinas, adicionado ao aporte financeiro de R\$228 milhões a título de Bônus de Outorga. Por fim, como resultado do leilão, a Celesc Geração assinou os Contratos de Concessão para Serviço de Geração nº 006/2016 e 007/2016, na data de 05 de janeiro de 2016. As usinas Palmeiras, Bracinho, Cedros e Salto, possuíam concessões anteriores ao leilão 12/15 ainda vigentes até a data de 07 de novembro de 2016, sendo que a partir desta data se iniciou a execução do novo Contrato de Concessão no regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e de Energia. Segue abaixo a lista das usinas do Lote C arrematado pela Celesc Geração:

Parque Gerador Próprio | Usinas objeto do Leilão nº 012/2015

USINAS	Localização	Termo Final da Concessão	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW)
UHE Palmeiras	Rio dos Cedros/SC	07/11/2016	24,60	16,70
UHE Bracinho	Schroeder/SC	07/11/2016	15,00	8,80
UHE Garcia	Angelina/SC	07/07/2015	8,92	7,10
UHE Cedros	Rio dos Cedros/SC	07/11/2016	8,40	6,75
UHE Salto	Blumenau/SC	07/11/2016	6,28	3,99
Total - MW			63,20	43,34

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

Concessão PCH Celso Ramos

A Companhia obteve, em março de 2015, a autorização para a realização das obras de ampliação da ordem de 7,2MW (5,62MW para 12,82MW), aprovada pelo Órgão Regulador (Despacho ANEEL nº 115/2014), da concessão da PCH Celso Ramos, bem como, a prorrogação da atual concessão por 20 (vinte) anos, com base no disposto no §7º do artigo 26 da Lei nº 9.427/1996 (Resolução Autorizativa nº 5.078/2015). O prazo para as obras de ampliação da usina encerra-se no ano de 2021. Com a finalidade de legitimar referidas autorizações, a Celesc Geração firmou junto à ANEEL o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 006/2013. Em 2018, o projeto passou por processo de consolidação, o qual está em análise pela ANEEL e incrementará em 1,1 MW, passando para 13,92MW a capacidade instalada final. A licitação para a contratação das obras está prevista para o primeiro trimestre de 2019.

Fator de ajuste da garantia física – GSF

A Celesc Geração entrou com uma Ação Ordinária Judicial contra União e ANEEL, em agosto de 2015, requerendo que essa determine à CCEE a revisão da forma de cálculo do MRE, bem como que lhe seja garantido o aporte de energia equivalente à Garantia Física – GF.

Em pedido de tutela antecipada, a Celesc Geração solicitou:

- i) que a ANEEL determine que a CCEE aloque mensalmente à autora montante de energia equivalente aos 100% da GF;
- ii) caso o item i) não seja deferido, que garanta à autora o equivalente de energia aos 95% da GF;
- iii) ou subsidiariamente, montante de energia elétrica equivalente ao que seria a geração total do MRE caso não houvesse a garantia física.

Requeru ainda, que os itens (i), (ii) ou (iii), mencionados acima, sejam antecipadamente assegurados até o trânsito em julgado da ação.

Em resumo, a Celesc Geração busca a suspensão do registro dos custos incorridos pelos geradores hidrelétricos, decorrentes da aplicação do *Generation Scaling Factor* - GSF, uma vez que a frustração da geração hidrelétrica no cenário atual decorre tanto de ordem estrutural quanto conjuntural.

O GSF representa um índice que expressa a razão entre o somatório de toda a energia produzida pelas usinas hidrelétricas integrantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e o somatório das garantias físicas das usinas. Entre os anos de 2005 e 2012, o GSF anual do MRE sempre ficou acima de 100%, não onerando os geradores hidrelétricos. A partir de 2013, este cenário começou a se inverter, agravando-se em 2014 (90,6%), 2015 (84,7%), 2016 (86,8%), 2017 (79,5%) e 2018 (96,7%). O GSF abaixo dos 100% impôs aos geradores um ajuste em sua garantia física no âmbito do MRE, o qual pode ficar aquém do montante de seus contratos de comercialização de energia e que obriga os geradores a adquirir a energia deficitária ao preço do mercado livre.

O Governo Federal vem buscando alternativas para resolver o grande impasse de ordem jurídica vigente, que vem constituindo significativos impactos financeiros aos agentes do setor elétrico. Recentemente o governo lançou proposta de contrapartidas aos agentes de geração por intermédio da Medida Provisória nº 814/2018, a qual se encontra atualmente em tramitação no Congresso Nacional.

Neste contexto, a Companhia 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.

Concessão CGH Caveiras – Registro e Estudo de Inventário

A Resolução Autorizativa nº 7.246, de 21 de agosto de 2018, extinguiu a concessão da Usina Hidrelétrica Caveiras, outorgada à Celesc Geração, dispensada a reversão dos bens da concessão nos termos da Lei nº 12.783/2013. Foi protocolado na ANEEL requerimento para a realização de estudos de inventário para o trecho do rio onde se encontra instalada a usina Caveiras, com vistas a promover a ampliação da sua capacidade instalada.

Em 12 de dezembro de 2018, a SCG emitiu a Nota Técnica 565/2018, a fim de conceder à Celesc o registro para revisão do inventário do rio Caveiras, no prazo de 630 dias para a elaboração de estudos. Em 14 de dezembro de 2018, foi publicado o Despacho nº 3.005/2018, conferindo o registro de inventário à Celesc pelo prazo de 630 dias, contados da sua publicação.

Ampliação das Usinas Cedros, Palmeiras, Salto e Weissbach

Em 2018 foi aprovado pela ANEEL, através do Despacho nº 1.117/2018, o projeto de Ampliação da Usina Salto Weissbach, localizada no município de Blumenau. O projeto de ampliação também prevê a construção de um novo circuito adutor em paralelo ao existente, com canal de adução, tomada d'água e cada de força com duas unidades geradoras de 11,5MW cada, totalizando o acréscimo de 23MW de potência instalada na usina, resultando em uma capacidade instalada total de 29,28MW. Atualmente o projeto encontra-se em fase de obtenção de Licença Ambiental de Instalação junto ao IMA/SC e em análise pela EPE.

Também em 2018, a ANEEL dispensou o Estudo de Inventário Hidrelétrico do Rio para os projetos de Ampliação das Usinas Cedros e Palmeiras, conforme solicitado em 2016. Diante desta liberação, está prevista para 2019 a contratação da consolidação dos projetos básicos de ampliação das referidas Usinas, para posterior encaminhamento à ANEEL.

Concessão UHE Pery

Havia discussão judicial quanto à possibilidade de prorrogação da concessão da Usina Pery, nos moldes anteriores à MP nº 579/12, isto é, a fim de comercializar a sua energia totalmente no mercado livre, tendo em vista a usina ter sido ampliada recentemente. Porém, em julho de 2017, após diversas análises e discussões, e considerando a mudança do cenário de rentabilidade, a Celesc Geração decidiu por prorrogar a concessão desta usina nos termos da Lei nº 12.783/13, no regime de cotas, de modo que foram autorizadas as medidas judiciais necessárias para a extinção do Processo Judicial existente, incluindo os recursos relativos. A Concessão, desta forma, foi prorrogada por 30 anos, vigorando a partir 10 de julho de 2017, com a alocação integral da energia no regime de cotas da garantia física de energia e de potência. A indenização dos ativos não amortizados referente à ampliação concluída em 2013, será pago à Celesc Geração ao longo do novo prazo de concessão, cujo regramento está em definição pela ANEEL.

2.3 – SCGÁS

2.3.1 – Desempenho Operacional

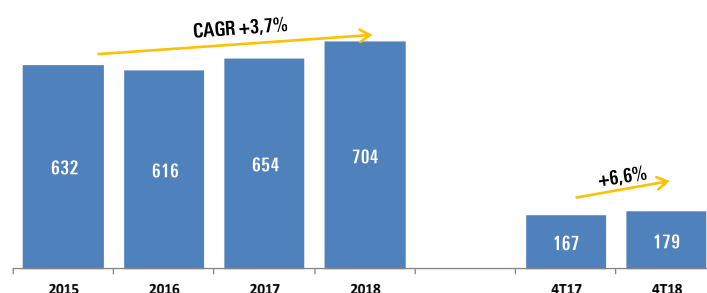
A expansão de 6,6% no trimestre (7,7% no ano) no volume do gás vendido foi decorrente, principalmente:

- i. Aumento de 3,0% (+4.172 mil m³) no trimestre e 4,8% no ano (+26.413 mil m³) na classe industrial, visto que a classe concentra 81% do gás consumido;

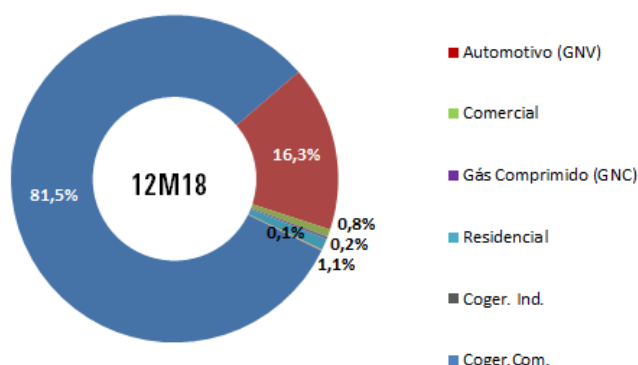
- ii. Acréscimo de 25,3% (+6.382 mil m³) no trimestre e 24,3% (+22.509 mil m³) no ano no segmento automotivo, no qual essa classe representa 17,7% do total de gás consumido e também é severamente influenciada pelo contexto econômico e preço da gasolina/etanol; e
- iii. Elevação de 12,3% (+44 mil m³) no trimestre e 19% (+269 mil m³) no ano no segmento residencial.

SCGÁS S.A. | Venda de Gás por Segmento

Volume (mil m ³)	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Industrial	138.597	142.769	3,0%	546.955	573.369	4,8%
Automotivo (GNV)	25.183	31.565	25,3%	92.542	115.051	24,3%
Comercial	1.296	1.313	1,3%	5.292	5.352	1,1%
Residencial	355	399	12,3%	1.410	1.677	19,0%
Gás Comprimido (GNC)	1.938	2.188	12,9%	7.331	7.812	6,6%
Cogeração Industrial	17	165	851,9%	72	483	575,8%
Cogeração Comercial	6	8	22,2%	27	32	16,8%
Matéria Prima		114			129	
Total	167.393	178.519	6,6%	653.629	703.906	7,7%

Volume de Gás Vendido (MM m³)


A seguir, no gráfico, a representação de cada segmento de consumo no volume de vendas em 2018:

Volume de Gás por Segmento

2.3.2 – Desempenho Econômico-Financeiro
SCGÁS S.A. | Principais Indicadores Financeiros

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Receita Operacional Bruta	167,0	294,8	76,6%	624,1	949,6	52,1%
Deduções da Receita Operacional	(37,6)	(66,0)	75,5%	(140,8)	(210,8)	49,7%
Receita Operacional Líquida	129,4	228,8	76,9%	483,3	738,9	52,9%
Custos e Despesas Operacionais	(137,6)	(204,7)	48,8%	(526,8)	(735,6)	39,6%
Resultado das Atividades	(8,2)	24,1	393,2%	(43,4)	3,3	107,6%
EBITDA	(8,7)	18,9	317,0%	(41,1)	5,3	113,0%
Margem EBITDA Ajustada* (%)	-6,7%	8,2%		-8,5%	0,7%	
Resultado Financeiro	(0,2)	(2,6)	974,1%	1,2	(5,6)	-575,4%
IR/CSLL	(6,3)	3,9		19,0	10,9	
Lucro/ Prejuízo Líquido	(10,3)	10,3	200,3%	(46,1)	(21,2)	54,0%
Margem Líquida Ajustada* (%)	-8,0%	4,5%		-9,5%	-2,9%	

* Margens Ajustadas, pois excluem Receita de Construção.

A Receita Operacional Bruta – ROB da SCGÁS em 2018 foi de R\$949,6 milhões (R\$748,6 Industrial, R\$176,4 milhões Veicular, R\$12,2 milhões Comercial, R\$6,7 milhão Gás Comprimido, R\$5,0 milhões Residencial e R\$0,7 milhão de Outros). O aumento da ROB deve-se: (i) à melhora da conjuntura econômica; (ii) à base comparativa de 2017 profundamente impactada pelas Resoluções ARESC nº 062/2016 e nº 074/2016 (redução acumulada de tarifa média em 39%); (iii) à Resolução ARESC nº 094/2017, que autorizou o repasse da parcela de recuperação e atualização do preço do gás, significando IRPGT (Índice de Reajuste do Preço do Gás e Transporte) de 9% (atualização da Conta Gráfica) que foram repassados para tarifa a partir de primeiro de janeiro de 2018 e ; (iv) Resolução ARESC nº 113/2018, que atualizou o preço do gás.

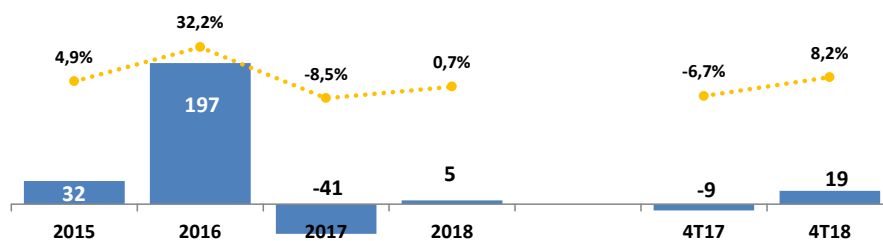
A ARESC, por meio da Resolução nº 120/2018, de 12 de dezembro 2018, autorizou a recuperação e atualização do gás conforme a evolução da conta gráfica. O efeito médio será de 6,73% na Classe Industrial, 4,5% na Classe Comercial, 3,56% na Classe Residencial e 6,96% na Classe Veicular. O aumento passa a vigorar a partir de janeiro de 2019, não tendo impacto no resultado de 2018.

Ressalta-se que a Companhia contraiu em 2018 empréstimos na ordem de R\$60 milhões junto ao Banco do Brasil e BBM para capital de giro.

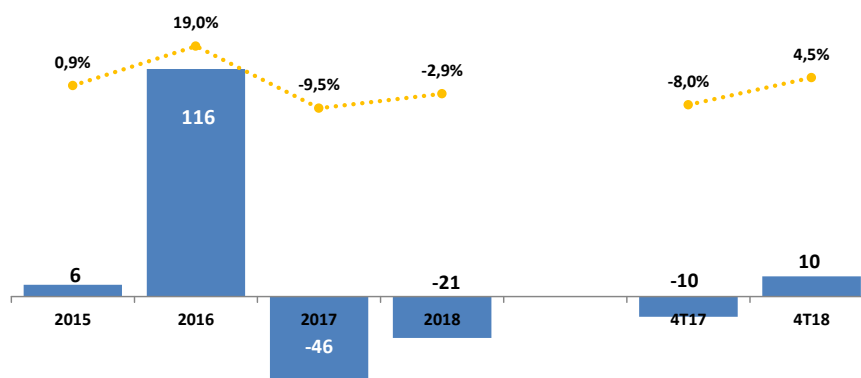
A ROL (Receita Operacional Líquida) apresentou em 2018 variação positiva de 52,9% (+R\$255,5 milhões), resultado do maior volume de gás comercializado e das constantes atualizações de preço que ocorreram ao longo de 2018.

A empresa encerrou o ano com EBITDA de R\$5,3 milhões ante a uma variação negativa de R\$41,1 milhões no fechamento de 2017, resultado de um crescimento na ROL, porém com aumento de 39,6% (+R\$208,8 milhões) dos custos e despesas operacionais, onde os custos variáveis indicaram elevação de 38,5% (+R\$182,7 milhões) decorrente, fundamentalmente, do aumento da variação cambial (custo com a compra de gás). A SCGÁS encerrou 2018 com prejuízo de R\$21,2 milhões decorrente dos motivos já expostos, contudo, vem reduzindo o prejuízo, se comparado ao ano anterior, devido, principalmente, ao aumento do repasse via tarifa dos custos do gás.

EBITDA (R\$ MM) e Margem EBITDA (%)



Lucro Líquido (R\$ MM) e Margem Líquida (%)



Investimentos

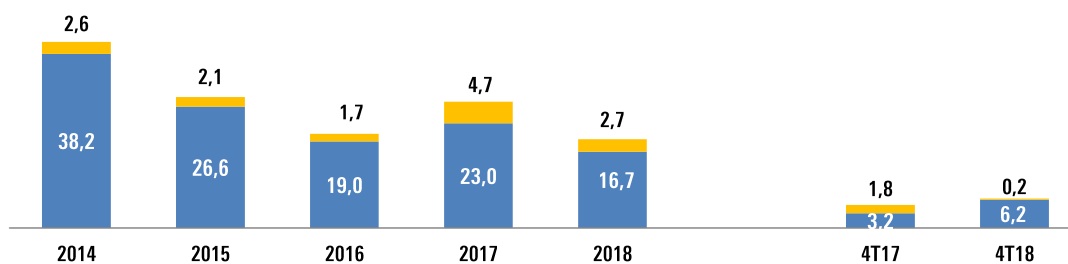
Os Investimentos realizados em 2018 foram majoritariamente destinados à expansão da rede de distribuição de gás natural, conforme demonstram a tabela e o gráfico a seguir:

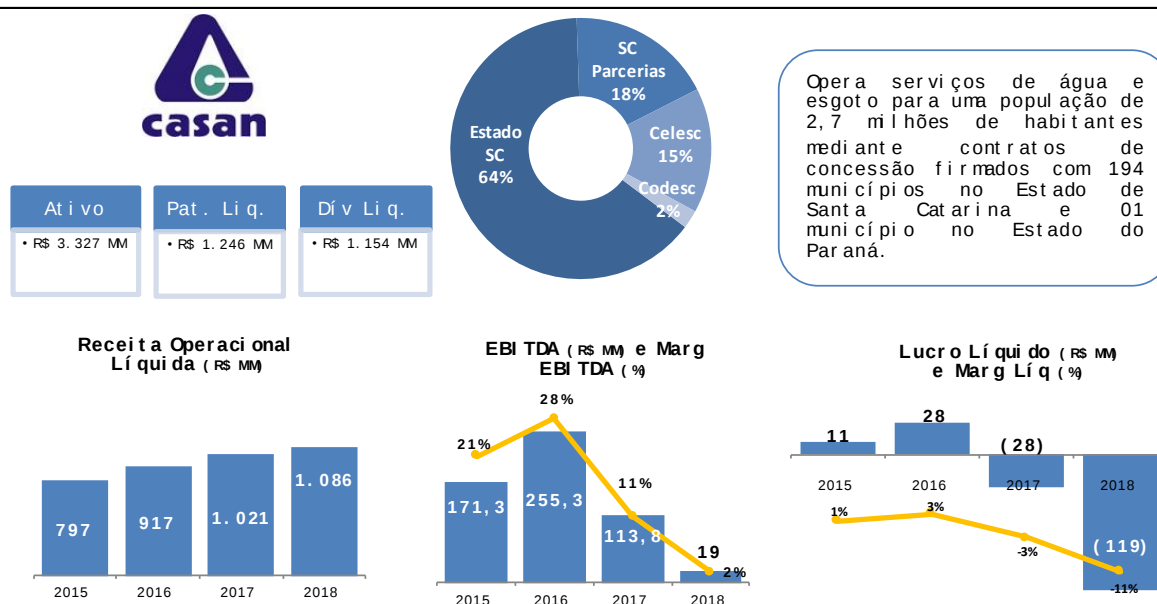
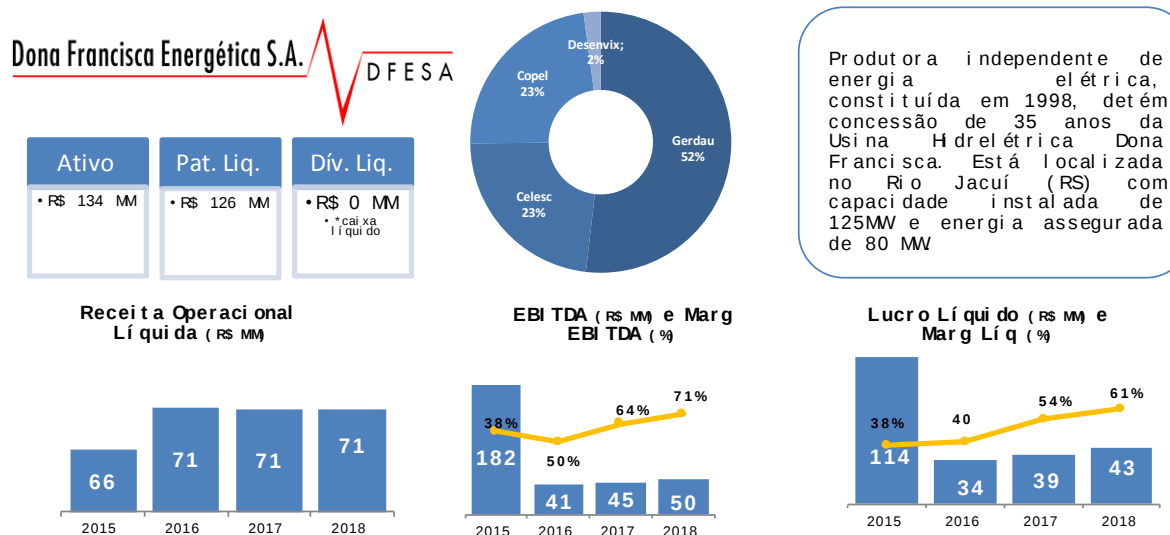
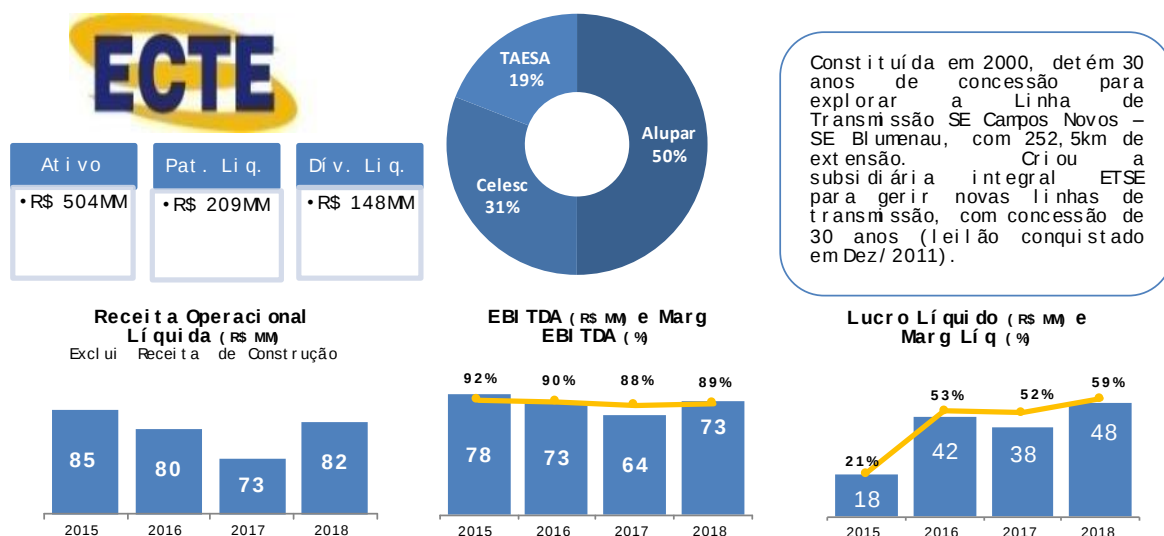
SCGÁS S.A. | CAPEX

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Rede de Distribuição	3,2	6,2	92,7%	23,0	16,7	-27,2%
Expansão	1,7	4,1	140,1%	16,4	9,8	-40,1%
Gastos Adm.Obras Diretos	1,3	1,6	21,0%	5,1	5,5	8,0%
Estudos e Projetos	0,2	0,5	154,7%	1,5	1,4	-4,5%
Outros	1,8	0,2	-87,2%	4,7	2,7	-42,0%
Total	5,0	6,4	27,3%	27,7	19,5	-29,7%

CAPEX SCGÁS (R\$ MM)

■ Distribuição ■



2.4 – Demais Participações (dados financeiros equivalentes a 100% do resultado de cada participada)


2.5 – Holding

2.5.1 – Resultado das Participações Societárias na Controladora

Controladora | Resultado das Participações Societárias

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Celesc Distribuição (100%)	(10,3)	(27,0)	162,7%	33,3	121,5	264,4%
Celesc Geração (100%)	16,6	8,3	-50,3%	49,0	51,2	4,7%
SCGÁS (17%)	(1,7)	1,7	-130,2%	(7,8)	(3,6)	-128,4%
ECTE (30,9%)	3,0	3,8	27,1%	11,7	13,0	10,4%
DFESA (23%)	2,4	2,5	5,6%	8,9	10,0	12,7%
Resultado da Equivalência Patrimonial	9,9	(10,7)	-207,9%	95,1	192,1	102,1%

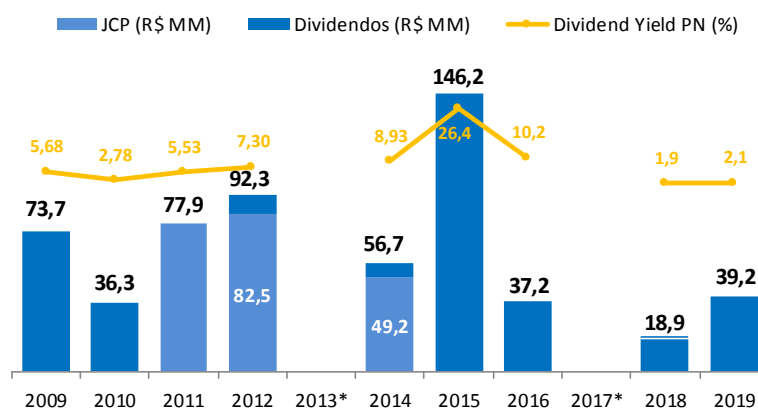
2.5.2 – Dividendos

Conforme [Aviso aos Acionistas - Pagamento de Dividendos de 04/05/2018](#), os dividendos referentes ao exercício de 2017, no montante de R\$18,9 milhões, foram pagos em duas parcelas: 1) a primeira parcela, no valor de R\$9,45 milhões, foi colocada à disposição dos acionistas no dia 29 de junho de 2018, sendo pagos dividendos de R\$0,23177562 por ação ordinária e R\$0,254953185 por ação preferencial; 2) a segunda parcela, também, no montante de R\$9,45 milhões, foi colocada à disposição dos acionistas no dia 28 de dezembro de 2018, sendo pagos de dividendos R\$0,23177562 por ação ordinária e R\$0,254953185 por ação preferencial. Fazem jus aos dividendos os acionistas da Companhia que detinham posição acionária na data de 30 de abril de 2018.

A Administração propõe distribuir aos acionistas o montante de R\$39,2 milhões referente ao exercício social de 2018, a ser deliberado dia 30 de abril de 2019 em Assembleia Geral Ordinária. Os proventos propostos são de R\$0,95887988 por ação ordinária (CLSC3) e de R\$1,05476787 por ação preferencial (CLSC4).

Desde 2009, a Companhia pratica um *pay-out* (percentual de distribuição de lucro líquido) igual a 30%, 5 pontos percentuais acima do mínimo obrigatório e estatutário, seguindo a atual política de distribuição de dividendos aprovada no Plano Diretor. Com a 2ª Emissão de Debêntures da Celesc Geração, a distribuição de dividendos passa a ter o limitador de 25%, uma vez que um dos *covenants* estabelecidos no contrato determina que a Fiadora, a Celesc Holding, fique limitada a distribuir conforme estabelecido nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações.

O gráfico abaixo apresenta o histórico de proventos, bem como o *dividend-yield* (retorno do dividendo) propiciado aos detentores de ações preferenciais CLSC4 da Companhia.



*Não houve distribuição em 2013 e 2017 em função do prejuízo apurado em 2012 de R\$ 225MM e 2016 de R\$ 9MM.

2.6 – Consolidado

2.6.1 – Desempenho Econômico-Financeiro Consolidado

Consolidado Principais Indicadores Financeiros				8.293.513		
R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Receita Operacional Bruta	3.161,2	2.937,1	-7,1%	11.454,7	12.518,8	9,3%
Deduções da Receita Operacional	(1.195,0)	(1.245,3)	4,2%	(4.377,8)	(4.854,3)	10,9%
Receita Operacional Líquida	1.966,2	1.691,8	-14,0%	7.076,9	7.664,5	8,3%
Custos e Despesas Operacionais	(1.934,9)	(1.653,7)	-14,5%	(6.781,3)	(7.288,6)	7,5%
Resultado de Equivalência Patrimonial	2,1	7,8	280,5%	9,6	19,7	106,0%
Resultado das Atividades	33,4	46,0	37,7%	305,2	395,7	29,6%
EBITDA	88,3	100,2	13,6%	523,2	610,6	16,7%
Margem EBITDA IFRS, ex-Receita de Construção (%)	4,8%	6,5%		7,9%	8,5%	
Resultado Financeiro	(1,9)	(65,1)	-3242,2%	(149,0)	(108,5)	27,2%
LAIR	31,4	(19,1)	-160,9%	156,2	287,2	83,9%
IR/CSLL	(26,5)	1,9	107,1%	(89,7)	(122,2)	36,2%
Lucro/ Prejuízo Líquido	4,9	(17,3)	-449,1%	66,5	165,0	148,2%
Margem Líquida IFRS, ex-Receita de Construção (%)	0,3%	-1,1%		1,0%	2,3%	
Depreciação/Amortização	(54,9)	(54,3)	-1,1%	(218,0)	(214,9)	-1,4%
Receita de Construção	138,9	145,4	4,7%	441,0	453,4	2,8%

Dentre os fatores que contribuíram para a crescimento do Lucro Líquido de 148,2% no ano, destacam-se:

- Crescimento da ROB em 9,3% em 2018, decorrente do aumento da quantidade de energia faturada em 2,7% na subsidiária Celesc Distribuição;
- Desempenho positivo da subsidiária Celesc Geração, conforme abordado no respectivo tópico;
- Aumento de 106% no ano do resultado das participações (SCGás, DFESA, ECTE e SPEs da Celesc Geração).

Considerando os ajustes na subsidiária Celesc Distribuição decorrente dos itens não recorrentes no resultado consolidado e dos ajustes na subsidiária G decorrente de provisões e reversões de perdas no imobilizado e em investimentos em participações, o EBITDA e o Lucro ajustados assinalaram R\$125,3 milhões no trimestre (R\$641,9 milhões no ano) e R\$39,2 milhões no trimestre (R\$225,6 milhões no ano), respectivamente.

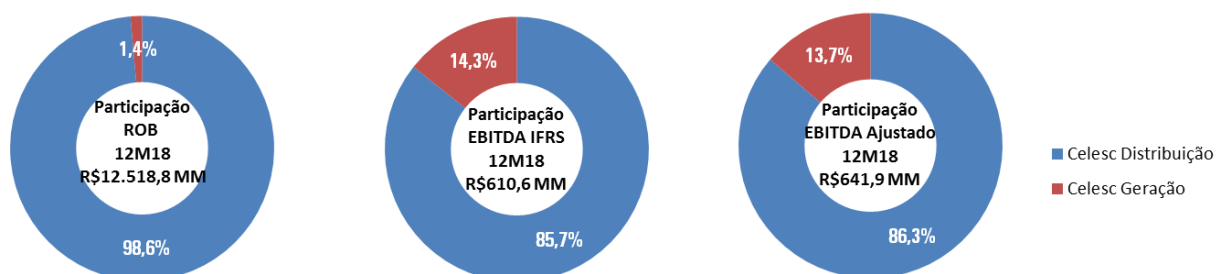
Consolidado | Resultado Ajustado*

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
EBITDA Ajustado*	132,2	125,3	-5,2%	545,7	641,9	17,6%
Margem EBITDA Ajustada, ex-Receita de Construção (%)	7,2%	8,1%		8,2%	8,9%	
Lucro/Prejuízo Líquido Ajustado*	20,1	39,2	94,7%	176,9	225,6	27,6%
Margem Líquida Ajustada, ex-Receita de Construção (%)	1,1%	2,5%		2,7%	3,1%	

* IFRS - Itens Não-Recorrentes.

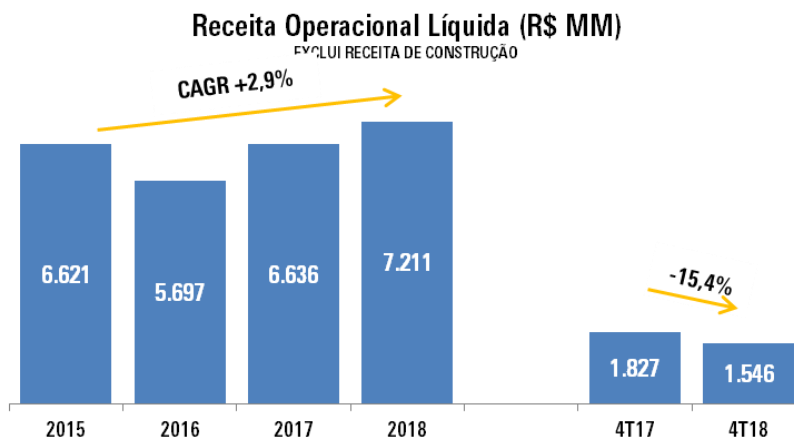
Receita Operacional Bruta – ROB e Participação no EBITDA Consolidado

A ROB é composta majoritariamente pela receita advinda da atividade de distribuição de energia elétrica. Os gráficos abaixo indicam respectivamente a participação na Receita Bruta, no EBITDA IFRS e no EBITDA ajustado.



Receita Operacional Líquida Consolidada

O gráfico abaixo apresenta a evolução da ROL desconsiderando os efeitos da receita de construção.



Custos e Despesas Operacionais Consolidados

Consolidado | Custos e Despesas Operacionais

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.934,9)	(1.653,7)	-14,5%	(6.781,3)	(7.288,6)	7,5%
Custos com Energia Elétrica - Não-Gerenciáveis	(1.384,8)	(1.172,8)	-15,3%	(5.044,9)	(5.672,8)	12,4%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.384,8)	(1.172,8)	-15,3%	(5.044,9)	(5.672,8)	12,4%
PMSO - Despesas Operacionais Gerenciáveis	(404,8)	(335,7)	-17,1%	(1.022,6)	(934,3)	-8,6%
Pessoal e Administradores	(278,5)	(242,7)	-12,9%	(781,5)	(700,3)	-10,4%
Material	(4,4)	(4,9)	12,4%	(16,2)	(15,5)	-4,7%
Serviços de Terceiros	(54,1)	(60,6)	11,9%	(190,1)	(214,6)	12,9%
Outras Receitas / Despesas	(67,8)	(27,5)	-59,4%	(34,7)	(4,0)	-88,6%
Provisões, líquidas	48,5	54,5	12,3%	(54,8)	(13,1)	-76,0%
Depreciação / Amortização	(54,9)	(54,3)	-1,1%	(218,0)	(214,9)	-1,4%
Custo de Construção	(138,9)	(145,4)	4,7%	(441,0)	(453,4)	2,8%

Detalhes das principais variações encontram-se nos tópicos da Celesc Distribuição e Celesc Geração. A tabela a seguir apresenta a despesa total com Pessoal em termos consolidados, também detalhados nos tópicos das companhias de distribuição e geração.

Consolidado | Despesas com Pessoal

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Pessoal - Total	(278,5)	(242,7)	-12,9%	(781,5)	(700,3)	-10,4%
Pessoal e Administradores	(260,4)	(235,0)	-9,8%	(708,5)	(673,2)	-5,0%
Pessoal e Encargos	(250,0)	(225,2)	-9,9%	(677,7)	(642,3)	-5,2%
Previdência Privada	(10,5)	(9,8)	-6,4%	(30,8)	(30,9)	0,5%
Despesa Atuarial	(18,1)	(7,7)	-57,5%	(73,0)	(27,1)	-62,9%

Resultado de Equivalência Patrimonial

O quadro abaixo apresenta o reflexo no Resultado Consolidado do Grupo Celesc referente aos resultados da SCGÁS, ECTE, Dona Francisca Energética - DFESA e das SPEs na qual a Celesc Geração detém participação minoritária, comentadas anteriormente. As principais informações quanto às variações apresentadas podem ser consultadas nos tópicos específicos.

Consolidado | Equivalência Patrimonial

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
SCGÁS (17%)	(1,7)	1,7	198,6%	(7,8)	(3,6)	-54,0%
ECTE (30,9%)	3,0	3,8	27,1%	11,7	13,0	10,4%
DFESA (23%)	2,4	2,5	5,6%	8,9	10,0	12,7%
SPEs - Celesc Geração	(1,6)	(0,2)	-87,0%	(3,2)	0,4	111,1%
Resultado da Equivalência Patrimonial	2,1	7,8	280,8%	9,6	19,7	106,1%

EBITDA e EBITDA Ajustado
EBITDA Consolidado IFRS - Não-Recorrentes

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Lucro/ Prejuízo Líquido	4,9	(17,3)	449,1%	66,5	165,0	148,2%
(+) IR e CSLL	(26,5)	1,9		(89,7)	(122,2)	
(+) Resultado Financeiro	(1,9)	(65,1)		(149,0)	(108,5)	
(+) Depreciação e Amortização	(54,9)	(54,3)		(218,0)	(214,9)	
EBITDA	88,3	100,2	13,6%	523,2	610,6	16,7%
(-) Celesc Distribuição Efeitos Não-Recorrentes	(47,0)	(24,2)		(25,5)	(30,5)	
(-) Celesc Geração Provisão e Reversão de Usinas e Investimentos	3,1	(0,8)		3,1	(0,8)	
(=) EBITDA Ajustado por Efeitos Não-Recorrentes	132,2	125,3	-5,2%	545,7	641,9	17,6%
Margem EBITDA IFRS, exclui Receita de Construção (%)	4,8%	6,5%		7,9%	8,5%	
Margem EBITDA Ajustada, exclui Receita de Construção (%)	7,2%	8,1%		8,2%	8,9%	

Resultado Financeiro
Consolidado | Demonstrativo do Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Receitas Financeiras	64,8	62,4	-3,7%	297,3	244,9	-17,6%
Renda de Aplicações Financeiras	10,3	4,3	-57,9%	82,6	17,3	-79,1%
Variações Monetárias	12,4	11,6	-6,5%	26,2	28,7	9,3%
Juros e Acréscimos Moratórios s/ Faturas	26,3	25,1	-4,7%	109,8	93,3	-15,0%
Variação Cambial Energia Comprada	0,5	14,7	3150,6%	12,7	16,5	30,7%
Ativo Regulatório/ Taxas Regulamentares	8,2	8,9	9,1%	50,8	96,1	89,1%
Outras Receitas Financeiras	6,3	(2,2)	-134,2%	12,3	(6,9)	-156,3%
Despesas Financeiras	(66,8)	(127,5)	91,0%	(446,3)	(353,4)	-20,8%
Encargos de Dívidas	(13,9)	(29,2)	109,9%	(66,4)	(90,0)	35,4%
Variações Monetárias	(3,3)	(19,5)	483,7%	(10,4)	(49,3)	374,9%
Passivo Regulatório/ Taxas Regulamentares	(29,4)	(74,8)	154,5%	(275,1)	(161,1)	-41,4%
Atualização P&D e Eficiência Energética	(4,3)	(4,5)	4,8%	(23,1)	(16,5)	-28,6%
Juros e custos sobre Debêntures	(10,9)	(10,5)	-3,6%	(46,6)	(32,4)	-30,4%
Outras Despesas Financeiras	(4,9)	11,0	325,7%	(24,8)	(4,1)	-83,3%
Resultado Financeiro Líquido	(1,9)	(65,1)	3243,2%	(149,0)	(108,5)	-27,2%

Lucro Líquido Consolidado
LUCRO LÍQUIDO Consolidado IFRS - Não-Recorrentes

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Lucro/Prejuízo Líquido - Reportado IFRS	4,9	(17,3)	-449,1%	66,5	165,0	148,2%
(-) Celesc Distribuição Efeitos Não-Recorrentes	(17,2)	(55,9)		(112,4)	(60,1)	
(-) Celesc Geração Provisão e Reversão de Usinas e Investimentos	2,0	(0,5)		2,0	(0,5)	
(=) Lucro Líquido Ajustado	20,1	39,2	94,7%	176,9	225,6	27,6%
Margem Líquida sem Ajustes (IFRS)	0,3%	-1,1%		1,0%	2,3%	
Margem Líquida Ajustada, exclui Receita de Construção (%)	1,1%	2,5%		2,7%	3,1%	

Endividamento

Reflete os movimentos já apresentados para as subsidiárias Celesc Distribuição e Celesc Geração.

Consolidado | Endividamento

Dívida Financeira 3T18			
R\$ Milhões	em 31 de Dezembro de 2017	em 31 de Dezembro de 2018	Δ
Dívida de Curto Prazo	340,4	452,5	32,9%
Dívida Longo Prazo	142,3	967,6	580,0%
Dívida Financeira Total	482,7	1.420,1	194,2%
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	564,6	698,1	23,6%
Dívida Financeira Líquida	(81,9)	722,0	-981,4%
Dívida Fin. Líquida / EBITDA 12M	-0,2x	1,2x	
Dívida Fin. Líquida / EBITDA Ajust. 12M	-0,2x	1,1x	
Dívida Fin. Líquida / Patrimônio Líquido	0,0x	0,4x	

A seguir, tabela considerando as Obrigações com Pensão (Passivo Atuarial).

Consolidado | Endividamento + Passivo Atuarial

Dívida Financeira + Benefícios Pós-Emprego 3T18			
R\$ Milhões	em 31 de Dezembro de 2017	em 31 de Dezembro de 2018	Δ
Dívida de Curto Prazo	340,4	452,5	32,9%
Dívida Longo Prazo	142,3	967,6	580,0%
Dívida Financeira Total	482,7	1.420,1	194,2%
(+) Passivo Atuarial Líquido	1.364,5	1.431,4	4,9%
Obrigações com Pensão	1.179,8	1.024,3	-13,2%
Outros benefícios a empregados	698,1	980,6	40,5%
(-) IR/CSLL diferidos ¹	513,5	573,4	11,7%
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	564,6	698,1	23,6%
Dívida Líquida Ajustada	1.282,5	2.153,4	67,9%
Dívida Líquida Ajust. / EBITDA 12M	2,5x	3,5x	
Dívida Líquida Ajust. / EBITDA Ajust. 12M	2,4x	3,4x	
Dívida Total Ajust./ Patrimônio Líquido	1,0x	1,6x	
Dívida Líquida Ajust. / Patrimônio Líquido	0,7x	1,2x	

¹ DF 2018, Nota Explicativa 20.a

Ratings da Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC

A Moody's, em fevereiro de 2017, atribuiu *ratings* de emissor B1 em escala global e Baa1.br em escala nacional à controladora do Grupo Celesc.

A Fitch Ratings, em 26 de dezembro de 2018, atribuiu o *Rating* Nacional de Longo Prazo 'AA(bra)' da Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.

Investimentos do Grupo
Grupo Celesc | Investimentos Realizados no Período

R\$ Milhões	4º Trimestre			Acumulado 12 Meses		
	2017	2018	Δ	2017	2018	Δ
Geração de Energia Elétrica	6,4	5,1	-20,2%	16,1	19,1	18,1%
Distribuição de Energia Elétrica	154,4	156,1	1,1%	473,2	487,0	2,9%
Total	160,8	161,2	0,2%	489,4	506,0	3,4%

Para o ano de 2019, o orçamento de investimento consolidado totaliza R\$595,3 milhões, sendo R\$531,7 milhões em Distribuição de Energia Elétrica, R\$55,6 milhões em Geração de Energia Elétrica e R\$8 milhões em Novos Negócios.

3 – Desempenho no Mercado de Capitais

As ações da Celesc são negociadas na BM&FBOVESPA sob os códigos CLSC3 (15.527.137 ações ordinárias – ON, 40,26%) e CLSC4 (23.044.454 ações preferenciais – PN, 59,74%). Desde que adentrou ao Nível 2 de Governança Corporativa em 2002, a Companhia passou a integrar o IGC e o ITAG, índices compostos por empresas que oferecem transparência e proteção aos acionistas minoritários.

O principal índice da Bolsa de Valores brasileira, o Ibovespa, apresentou retorno positivo de 10,77% no trimestre e 15,03% no acumulado de doze meses. O Índice de Energia Elétrica - IEE, que mede o comportamento das principais ações do setor elétrico, apresentou valorização de 25,2% no trimestre e 24,0% nos últimos doze meses. Mesmo diante desse cenário, as Ações Preferenciais – PN da Companhia apresentaram desempenho positivo de 59,38% no trimestre e 87,2% nos últimos doze meses.

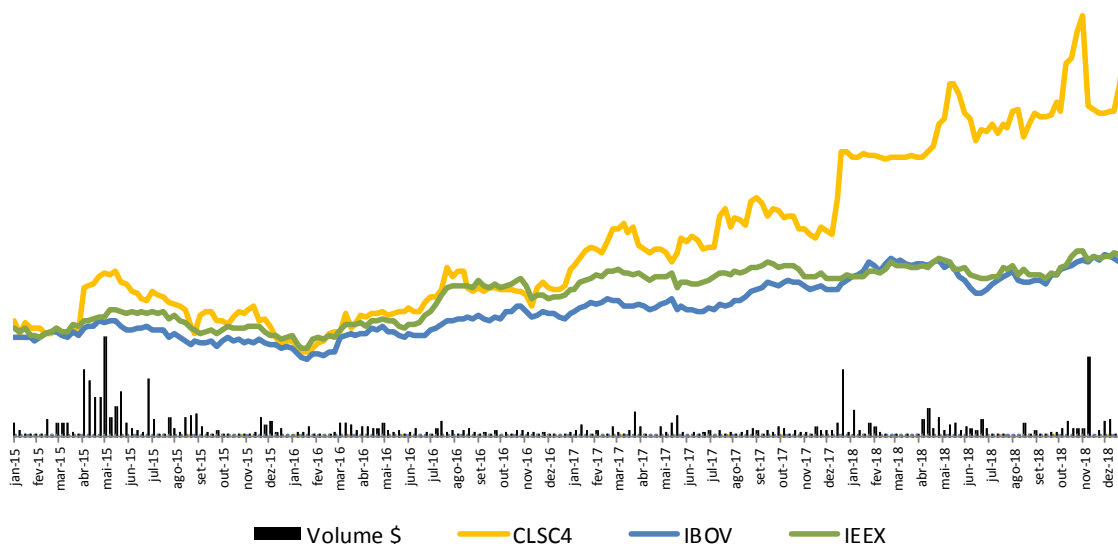
Acompanhamento CLSC4	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18
Cotação de fechamento ajustado a proventos (R\$/ação)	27,10	26,60	28,50	31,30	49,87
Preço / Lucro	15,7x	28,5x	5,3x	4,8x	4,3x
Preço / Valor Patrimonial	0,5x	0,6x	0,5x	0,6x	0,9x
Volume médio negociado (Mil ações)	16	8	13	4	788
Volume médio negociado (R\$ Mil)	358	206	379	125	326
Valor de Mercado (R\$ Milhões)	1090	1158	1.099	1.176	1.863
Valor de Mercado (US\$ Milhões)	330	353	285	290	480
Rentabilidade (%)	26,10	-1,84	8,9	9,79	59,38
Rentabilidade nos últimos 12 meses (%)	70,55	45,43	61,11	48,15	87,2
Rentabilidade Ibovespa (%)	2,84	11,73	-14,76	9,04	10,77
Rentabilidade Ibovespa últimos 12 meses (%)	26,86	31,36	15,68	6,79	15,03
Rentabilidade IEE (%)	-3,81	4,31	-6,96	2,0	25,2
Rentabilidade IEE últimos 12 meses (%)	10,04	3,36	1,22	-4,73	24

Fonte: Economática/DPRI

Registra-se que no quarto trimestre de 2018 a EDP Energias do Brasil adquiriu 1.518.000 ações preferenciais (CLSC4) da Companhia, influenciando substancialmente no volume médio negociado no trimestre.

O gráfico abaixo apresenta desempenho da CLSC4 comparativamente ao Ibovespa e IEE nos últimos anos:

CLSC4 - IBOV - IEE - EVOLUÇÃO JANEIRO 2015 - JUNHO 2018



4 – Reconhecimento

Prêmio IASC/ ANEEL – Avaliação da Qualidade Percebida pelos Consumidores

A ANEEL divulgou, em 1º de fevereiro de 2018, as distribuidoras vencedoras do Prêmio Iasc 2017, o Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor, que reconhece as distribuidoras mais bem avaliadas com base na percepção do consumidor residencial. O índice é aferido por meio de pesquisa de opinião realizada com consumidores de todo o Brasil. As variáveis analisadas são: Qualidade percebida, valor percebido (relação custo-benefício), satisfação total, confiança no fornecedor e fidelidade.

A Celesc Distribuição foi eleita a 2ª melhor distribuidora do Brasil na avaliação dos consumidores, ficando atrás apenas da Copel D, tendo um índice de qualidade percebida de 74,43%, frente a uma média nacional de 63,66%. No quesito satisfação, a Celesc Distribuição alcançou 73,90%, contra 63,16% da média Brasil. No tocante à confiança a Celesc alcançou 71,63%, frente a 62,27 da média nacional e 43,21% de fidelidade, em contrapartida de 37,20% da média nacional.

Prêmio CIER de Qualidade

A Celesc Distribuição conquistou a categoria Prata do Prêmio CIER de Qualidade que mediu a satisfação dos clientes entre 53 empresas de 14 países da América Latina, com mais de 500 mil consumidores, sendo o terceiro ano consecutivo que a Celesc Distribuição figurou entre as três melhores companhias do setor, na avaliação anual realizada pela Comissão de Integração Energética Regional – CIER.

Prêmio ABRADEE

A Celesc Distribuição atingiu 84,3% de satisfação do consumidor (contra média nacional de 76%) entre as empresas com mais de 500 mil clientes e ficou em 5º lugar. Nos demais indicadores do Prêmio, conquistou o 5º lugar em Perdas Técnicas e Inadimplência (categoria Gestão Operacional), 1º lugar no indicador Cobertura da Dívida (categoria Gestão Econômico-financeira), o 7º lugar na categoria Responsabilidade Social e, além disso, evoluiu cinco posições na categoria Qualidade da Gestão, ficando em 13º lugar. No cômputo geral, foi classificada como a 11ª melhor entre 32 empresas participantes na categoria acima de 500 mil consumidores.

Qualidade do Atendimento Telefônico ANEEL

A Qualidade do Atendimento Telefônico é regulamentada pela ANEEL por meio dos artigos 183 a 191 das Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa nº 414/2010), observando o disposto no Decreto nº 6.523, de 31 de julho de 2008, e pela Portaria nº 2.014, de 13 de outubro de 2008, que fixaram normas para o Serviço de Atendimento ao Consumidor – SAC.

Pelo segundo ano consecutivo a Celesc Distribuição figurou o 1º lugar no ranking da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL em qualidade do atendimento telefônico, entre as distribuidoras que atendem mais de 500 mil unidades consumidoras. Com Indicador de Nível de Serviço (INS) — que é o percentual de chamadas atendidas em até 30 segundos em relação ao total de chamadas recebidas nos períodos típicos — de 97,80%, em relação à meta estabelecida pela agência reguladora, que é de no mínimo 85%.

Prêmio Expressão de Ecologia

Na área de responsabilidade socioambiental, o projeto Banho de Energia, desenvolvido na região serrana pelo Programa de Eficiência Energética, foi um dos vencedores do 25º Prêmio Expressão de Ecologia, entregue durante o Fórum de Gestão Sustentável de 2018, realizado em Florianópolis.

Prêmio Fritz Müller

No dia 6 de novembro, a Empresa conquistou a categoria Controle da Poluição Atmosférica do 20º Prêmio Fritz Müller, pela instalação de um dos maiores corredores elétricos em operação no Brasil (300 km de extensão), projeto que desenvolve em parceria com a Fundação Certi.

ANEXOS
CELESC - CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S.A.
BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO

Em R\$ Mil

Ativo	31/12/2017	31/12/2018	Passivo e patrimônio líquido	31/12/2017	31/12/2018
Circulante			Circulante		
Caixa e Equivalentes de Caixa	564.594	698.060	Fornecedores	831.582	1.006.854
Contas a Receber	1.399.563	1.592.693	Empréstimos	88.057	321.089
Estoques	9.732	8.636	Debêntures	252.333	131.389
Tributos a Recuperar	75.831	63.264	Salários e Encargos Sociais	200.623	208.503
Dividendos	9.045	89	Tributos e Contribuições Sociais	208.823	223.897
Ativo Financeiro - "Parcela A" - CVA	30.277	258.170	Dividendos Propostos	16.301	39.524
Outros Créditos	1.783.575	1.732.508	Taxas Regulamentares	2.677.615	2.269.327
			Partes Relacionadas	19.732	15.763
			Passivo Atuarial	139.305	162.776
			Passivo Financeiro - "Parcela A" - CVA	4.638	-
			Outros Passivos	47.658	59.856
	3.872.617	4.353.420		4.486.667	4.438.978
Não Circulante			Não Circulante		
Aplicações Financeiras	137.478	137.478	Empréstimos	42.409	597.712
Contas a Receber	35.380	51.634	Debêntures	99.883	369.873
Partes Relacionadas	6.622	3.092	Salários e Encargos Sociais	41.060	46.988
Tributos Diferidos	641.806	712.532	Tributos Diferidos	9.613	10.144
Tributos a Recuperar	19.440	21.092	Taxas Regulamentares	156.610	105.948
Depósitos Judiciais	161.430	170.350	Provisão para Contingências	618.934	639.573
Ativo Indenizatório - Concessão	397.355	441.030	Passivo Atuarial	1.738.673	1.842.197
Ativo Financeiro - "Parcela A" - CVA	241.886	276.107	Passivo Financeiro - "Parcela A" - CVA	21.689	-
Outros Créditos	3.524	2.725	Outros Passivos	2.476	2.476
Investimentos	216.481	228.663		2.731.347	3.614.911
Imobilizado	151.672	160.066		7.218.014	8.053.889
Intangível	3.174.561	3.296.556	Patrimônio Líquido		
	5.187.635	5.501.325	Capital Social	1.340.000	1.340.000
			Reservas de Capital	316	316
			Reservas de Lucro	1.189.031	1.302.766
			Ajustes de Avaliação Patrimonial	(687.109)	(842.226)
				1.842.238	1.800.856
Total do Ativo	9.060.252	9.854.745	Total do Passivo e Patrimônio Líquido	9.060.252	9.854.745

CELESC - CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S.A.
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS - CONSOLIDADO

	Em R\$ Mil			Em R\$ Mil		
	4T17	4T18	Var %	12M17	12M18	Var %
Receita Operacional Bruta	3.161.215	2.937.089	-7,1%	11.454.728	12.518.824	9,3%
Fornecimento de Energia Elétrica	1.710.017	1.885.373	10,3%	6.217.354	6.928.567	11,4%
Suprimento de Energia Elétrica	82.497	95.689	16,0%	322.275	390.074	21,0%
Ativo Regulatório	190.000	(246.549)	-229,8%	473.134	322.064	-31,9%
Energia de Curto Prazo	111.626	(5.574)	-105,0%	481.021	389.309	-19,1%
Disponibilização de Rede Elétrica	727.489	864.758	18,9%	2.835.991	3.187.315	12,4%
Doações e Subvenções	185.044	183.774	-0,7%	624.883	785.091	25,6%
Renda de Prestação de Serviços	761	725	-4,7%	2.595	2.664	2,7%
Serviço Taxado	3.351	4.058	21,1%	13.314	15.617	17,3%
Receita Financeira	10.619	9.050	-14,8%	40.808	41.366	1,4%
Outras Receitas	927	379	-59,1%	2.328	3.392	45,7%
Receita de Construção	138.884	145.406	4,7%	441.025	453.365	2,8%
Deduções da Receita Operacional	(1.195.021)	(1.245.260)	4,2%	(4.377.792)	(4.854.280)	10,9%
ICMS	(502.980)	(568.851)	13,1%	(1.901.511)	(2.124.182)	11,7%
PIS/COFINS	(267.473)	(256.566)	-4,1%	(989.139)	(1.108.762)	12,1%
CDE	(280.007)	(451.477)	61,2%	(1.133.196)	(1.533.122)	35,3%
P&D	(9.178)	(7.796)	-15,1%	(33.314)	(36.255)	8,8%
PEE	(8.976)	(7.577)	-15,6%	(32.522)	(35.327)	8,6%
Taxa de Fiscalização Regulatória ANEEL	(1.724)	(1.810)	5,0%	(6.886)	(7.043)	2,3%
Outros Encargos	(124.683)	48.817	139,2%	(281.224)	(9.589)	-96,6%
Receita Operacional Líquida	1.966.194	1.691.829	-14,0%	7.076.936	7.664.544	8,3%
Custos e Despesas Operacionais	(1.934.870)	(1.653.685)	-14,5%	(6.781.302)	(7.288.561)	7,5%
Energia Comprada para Revenda e Encargos	(1.384.785)	(1.172.775)	-15,3%	(5.044.881)	(5.672.845)	12,4%
Pessoal e Administradores	(260.449)	(235.021)	-9,8%	(708.480)	(673.238)	-5,0%
Despesa Atuarial	(18.081)	(7.683)	-57,5%	(73.047)	(27.067)	-62,9%
Material	(4.391)	(4.935)	12,4%	(16.223)	(15.458)	-4,7%
Serviço de Terceiros	(54.102)	(60.561)	11,9%	(190.140)	(214.576)	12,9%
Depreciação e Amortização	(54.892)	(54.267)	-1,1%	(218.046)	(214.915)	-1,4%
Provisão de PECLD	(43.088)	(8.567)	-80,1%	(108.707)	(53.127)	-51,1%
Reversão de Provisão de PECLD	49.744	1.857	-96,3%	54.540	6.695	-87,7%
Outras Provisões	(32.500)	(27.790)	-14,5%	(107.467)	(82.771)	-23,0%
Outras Reversões de Provisões	74.368	89.011	19,7%	106.864	116.065	8,6%
Outras Receitas/Despesas	(67.810)	(27.548)	-59,4%	(34.690)	(3.959)	-88,6%
Custo de Construção	(138.884)	(145.406)	4,7%	(441.025)	(453.365)	2,8%
Resultado Equivalência Patrimonial	2.058	7.830	280,5%	9.563	19.697	106,0%
Resultado das Atividades - EBIT	33.382	45.974	37,7%	305.197	395.680	29,6%
Margem das Atividades (%)	1,7%	2,7%		4,3%	5,2%	
EBITDA (R\$ mil)	88.274	100.241	13,6%	523.243	610.595	16,7%
Margem EBITDA (%)	4,5%	5,9%		7,4%	8,0%	
Resultado Financeiro	(1.948)	(65.106)	-3242,2%	(149.041)	(108.493)	27,2%
Receita Financeira	64.824	62.434	-3,7%	297.306	244.943	-17,6%
Despesa Financeira	(66.772)	(127.540)	91,0%	(446.347)	(353.436)	-20,8%
LAIR	31.434	(19.132)	-160,9%	156.156	287.187	83,9%
IR e CSLL	(41.209)	1.771	104,3%	(68.395)	(107.727)	57,5%
IR e CSLL Diferidos	14.720	99	-99,3%	(21.276)	(14.428)	-32,2%
Lucro Líquido	4.945	(17.262)	-449,1%	66.485	165.032	148,2%
Margem Líquida (%)	0,3%	-1,0%		0,9%	2,2%	

CELESC - CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S.A		
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA (DFC) - CONSOLIDADO		
	Em R\$ Mil	
	12M17	12M18
Lucro/Prejuízo antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	156.156	287.187
Ajustes	477.668	472.296
Depreciação e Amortização	218.046	214.916
Baixa de Ativo Indenizatório	856	899
Baixa de Ativo Imobilizado e Intangível	53.695	45.655
Resultado da Equivalência Patrimonial	(9.563)	(19.697)
Atualização do Ativo Financeiro - VNR	(2.328)	(3.392)
Constituição (Reversão) de Reconhecimento de <i>Impairment</i>	(3.092)	(4.406)
Ganhos ou Perdas com Participações Societárias (Ativos)	-	5.217
Juros e Variações Monetárias	112.833	180.332
Atualização Monetária Bonificação Outorga	(40.808)	(41.366)
Provisão para Passivo Atuarial	73.047	27.067
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	54.167	46.432
Contingências	20.815	20.639
Variações nos Ativos e Passivos	(162.181)	(962.115)
Contas a Receber	(187.508)	(271.972)
Estoques	274	1.096
Tributos a Recuperar	44.475	10.915
Outros Ativos	(105.006)	9.348
Subsídio Decreto nº 7.891/2013	(303.171)	21.909
Ativos Financeiro	(381.977)	(193.817)
Depósitos Judiciais	(37.094)	(8.920)
Fornecedores	206.482	175.272
Obrigações Trabalhistas e Previdenciárias	32.757	13.808
Tributos a Pagar	57.601	23.389
Taxas Regulamentares	381.255	(521.467)
Passivos Financeiro	288.746	(53.258)
Outros Passivos	1.120	8.231
Passivo Atuarial	(160.135)	(176.649)
Caixa Proveniente das Operações	471.643	(202.632)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(75.689)	(116.042)
Juros Pagos	(74.485)	(65.111)
Caixa Líquido Proveniente das Atividades Operacionais	321.469	(383.785)
Fluxos de Caixa das Atividades de Investimentos	(371.561)	(396.653)
Aquisições de Bens do Ativo Imobilizado e Intangível	(389.643)	(406.439)
Aumento de Capital	(9.926)	(9.926)
Dividendos Recebidos	28.008	19.712
Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamento	(302.778)	913.904
Amortização de Empréstimos	(201.765)	(254.268)
Ingressos de Empréstimos	202	1.039.179
Ingressos de Debêntures	-	394.292
Pagamento de Debêntures	(99.990)	(249.990)
Dividendos Pagos	(1.225)	(15.309)
Total dos Efeitos de Caixa e Equivalentes de Caixa	(352.870)	133.466
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Exercício	917.464	564.594
Caixa e Equivalentes de Caixa no Final do Exercício	564.594	698.060

CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.
BALANÇO PATRIMONIAL

Em R\$ Mil

Ativo	31/12/2017	31/12/2018	Passivo e Patrimônio Líquido	31/12/2017	31/12/2018
Circulante			Circulante		
Caixa e Equivalentes de Caixa	462.466	631.262	Fornecedores	828.637	1.003.457
Contas a Receber de Clientes	1.381.421	1.575.606	Empréstimos e Financiamentos	88.057	321.089
Estoques	9.549	8.488	Debêntures	101.648	104.425
Tributos a Recuperar	73.310	61.160	Obrigações Trabalhistas e Previdenciárias	199.630	207.892
Subsídio Decreto nº 7.891/13	1.532.912	1.511.003	Tributos e Contribuições Sociais	189.463	207.393
Ativo Financeiro - "Parcela A" - CVA	358.769	658.185	Dividendos Propostos	7.919	28.859
Outros Créditos	252.561	223.040	Mútuo - Coligada e Controlada	45.454	92.385
			Taxas Regulamentares	2.677.229	2.269.081
			Passivo Atuarial	139.247	162.638
			Passivo financeiro - "Parcela A" - CVA	363.407	431.448
			Previdência Privada	19.732	15.763
			Outros Passivos	47.385	59.505
	4.070.988	4.668.744		4.707.808	4.903.935
Não Circulante			Não Circulante		
Contas a Receber de Clientes	35.380	51.634	Empréstimos e Financiamentos	42.409	597.712
Tributos Diferidos	772.136	838.173	Debêntures	99.883	248.018
Tributos a recuperar ou compensar	18.217	19.319	Tributos Diferidos	130.330	125.641
Depósitos Judiciais	143.465	150.318	Taxas Regulamentares	154.583	103.411
Ativo Indenizatório - Concessão	394.934	438.609	Obrigações Trabalhistas e Previdenciárias	41.060	46.988
Ativo Financeiro - "Parcela A" - CVA	321.587	248.499	Passivo Atuarial	1.738.673	1.842.197
Outros Créditos	3.524	2.725	Provisão para Contingências	611.433	631.959
Intangível	3.164.619	3.287.592	Passivo Financeiro - "Parcela A" - CVA	343.276	221.977
	4.853.862	5.036.869	Outros Passivos	2.476	2.476
				3.164.123	3.820.379
				7.871.931	8.724.314
			Patrimônio Líquido		
			Capital Social Realizado	1.053.590	1.053.590
			Reservas de Lucro	704.067	785.641
			Ajuste de Avaliação Patrimonial	(704.738)	(857.932)
				1.052.919	981.299
Total do Ativo	8.924.850	9.705.613	Total do Passivo e Patrimônio Líquido	8.924.850	9.705.613

CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

	Em R\$ Mil			Em R\$ Mil		
	4T17	4T18	Var %	12M17	12M18	Var %
Receita Operacional Bruta	3.123.825	2.898.822	-7,2%	11.296.115	12.346.296	9,3%
Fornecimento de Energia Elétrica	1.700.544	1.875.972	10,3%	6.182.379	6.890.950	11,5%
Suprimento de Energia Elétrica	64.611	75.288	16,5%	237.144	294.191	24,1%
Ativo Regulatório	190.000	(246.549)	-229,8%	473.134	322.064	-31,9%
Energia de Curto Prazo	111.626	(5.574)	-105,0%	481.021	389.309	-19,1%
Disponibilização de Rede Elétrica	728.077	865.343	18,9%	2.838.292	3.189.653	12,4%
Doações e Subvenções	185.044	183.774	-0,7%	624.883	785.091	25,6%
Renda de Prestação de Serviços	761	725	-4,7%	2.595	2.664	2,7%
Serviço Taxado	3.351	4.058	21,1%	13.314	15.617	17,3%
Outras Receitas	927	379	-59,1%	2.328	3.392	45,7%
Receita de Construção	138.884	145.406	4,7%	441.025	453.365	2,8%
Deduções da Receita Operacional	(1.191.503)	(1.241.187)	4,2%	(4.362.736)	(4.837.286)	10,9%
ICMS	(502.980)	(568.851)	13,1%	(1.901.511)	(2.124.182)	11,7%
PIS/COFINS	(264.397)	(253.062)	-4,3%	(976.025)	(1.093.871)	12,1%
CDE	(280.007)	(451.477)	61,2%	(1.133.196)	(1.533.122)	35,3%
P&D	(8.976)	(7.577)	-15,6%	(32.522)	(35.327)	8,6%
PEE	(8.976)	(7.577)	-15,6%	(32.522)	(35.327)	8,6%
Taxa de Fiscalização Regulatória ANEEL	(1.659)	(1.742)	5,0%	(6.572)	(6.775)	3,1%
Outros Encargos	(124.508)	49.099	139,4%	(280.388)	(8.682)	-96,9%
Receita Operacional Líquida	1.932.322	1.657.635	-14,2%	6.933.379	7.509.010	8,3%
Custos com Energia Elétrica	(1.381.730)	(1.161.824)	-15,9%	(5.032.560)	(5.640.611)	12,1%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.143.473)	(917.844)	-19,7%	(4.318.488)	(4.568.114)	5,8%
Encargo do Uso do Sistema de Transmissão	(224.931)	(204.453)	-9,1%	(590.613)	(914.390)	54,8%
PROINFA	(36.710)	(39.527)	7,7%	(146.843)	(158.107)	7,7%
Recuperação de Despesas	23.384	-	-100,0%	23.384	-	-100,0%
Custos e Despesas Operacionais	(541.940)	(464.704)	-14,3%	(1.660.799)	(1.546.564)	-6,9%
Pessoal e Administradores	(250.746)	(226.673)	-9,6%	(666.667)	(639.833)	-4,0%
Despesa Atuarial	(18.081)	(7.683)	-57,5%	(73.047)	(27.067)	-62,9%
Material	(4.280)	(4.879)	14,0%	(15.963)	(15.078)	-5,5%
Serviço de Terceiros	(51.521)	(57.619)	11,8%	(179.741)	(202.730)	12,8%
Depreciação e Amortização	(50.654)	(52.403)	3,5%	(200.322)	(207.338)	3,5%
Provisão de PECLD	(36.087)	(6.738)	-81,3%	(91.261)	(38.278)	-58,1%
Reversão de Provisão de PECLD	38.467	1.797	-95,3%	43.263	5.499	-87,3%
Outras Provisões	(21.258)	(17.865)	-16,0%	(94.070)	(72.719)	-22,7%
Outras Reversões de Provisões	57.924	79.897	37,9%	90.420	106.937	18,3%
Outras Receitas/Despesas	(66.820)	(27.132)	-59,4%	(32.386)	(2.592)	-92,0%
Custo de Construção	(138.884)	(145.406)	4,7%	(441.025)	(453.365)	2,8%
Resultado das Atividades - EBIT	8.652	31.107	259,5%	240.020	321.835	34,1%
Margem das Atividades (%)	0,4%	1,9%		3,5%	4,3%	
EBITDA	59.306	83.510	40,8%	440.342	529.173	20,2%
Margem EBITDA (%)	3,1%	5,0%		6,4%	7,0%	
Resultado Financeiro	(1.225)	(64.066)	5129,9%	(143.307)	(103.947)	27,5%
Receita Financeira	62.526	61.582	-1,5%	287.974	240.446	-16,5%
Despesa Financeira	(63.751)	(125.648)	97,1%	(431.281)	(344.393)	-20,1%
LAIR	7.427	(32.959)	-543,8%	96.713	217.888	125,3%
IR e CSLL	(35.634)	5.845		(43.849)	(82.479)	
IR e CSLL Diferidos	17.925	100		(19.522)	(13.899)	
Lucro Líquido	(10.282)	(27.014)	162,7%	33.342	121.510	264,4%
Margem Líquida (%)	-0,5%	-1,6%		0,5%	1,6%	

CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A		
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA (DFC)		Em R\$ Mil
	12M17	12M18
Lucro/Prejuízo antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	96.713	217.888
Itens que não afetam o caixa:	727.300	504.910
Amortização	200.322	207.338
Atualização Ativo Financeiro - VNR	(2.328)	(3.392)
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	47.998	32.778
Contingências	20.770	20.526
Juros e Variações Monetárias - Líquidas	334.698	173.159
Custo de Debêntures	365	894
Provisão para Plano de Benefícios Pós-Emprego	73.047	27.067
Baixa de Ativos	52.428	46.540
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante	(977.486)	(428.844)
Contas a Receber de Clientes	(199.849)	(259.372)
Estoques	285	1.061
Tributos a Recuperar	45.090	11.048
Depósitos Judiciais	(36.535)	(6.853)
Subsídio Decreto Nº 7.891/2013	(303.171)	21.909
Ativos Financeiros	(412.438)	(226.328)
Outros Créditos	(70.868)	29.691
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante	575.836	(528.624)
Fornecedores	210.862	174.820
Salários e Encargos Sociais	99.647	14.190
Tributos e Contribuições Sociais	58.269	26.191
Taxas Regulamentares	144.110	(521.989)
Previdência Privada	2.716	(3.969)
Passivo Atuarial	(227.112)	(176.729)
Passivos Financeiros	288.746	(53.258)
Outros Passivos	(1.402)	12.120
Caixa Proveniente das Operações	422.363	(234.670)
Juros Pagos	(55.489)	(52.152)
Juros e Encargos Pagos a Partes Relacionadas	-	(12.743)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(67.341)	(90.740)
Caixa Líquido Proveniente das Atividades Operacionais	299.533	(390.305)
Atividades de Investimento	(416.401)	(417.134)
Aquisição de Bens da Concessão	(416.401)	(417.134)
Atividades de Financiamento	(301.553)	976.235
Ingressos de Recursos	202	1.286.412
Ingressos de Partes Relacionadas	-	150.000
Amortização de Empréstimos e Financiamentos	(301.755)	(354.258)
Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio - JCP	-	(7.919)
Amortização com Partes Relacionadas	-	(98.000)
Total dos Efeitos de Caixa e Equivalentes de Caixa	(418.421)	168.796
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Período	880.887	462.466
Caixa e Equivalentes de Caixa no Fim do Período	462.466	631.262

CELESC GERAÇÃO S.A.
BALANÇO PATRIMONIAL

Em R\$ Mil

Ativo	31/12/2017	31/12/2018	Passivo e patrimônio líquido	31/12/2017	31/12/2018
Circulante			Circulante		
Caixa e Equivalentes de Caixa	77.080	50.035	Fornecedores	2.931	3.544
Contas a Receber	18.358	17.301	Tributos e Contribuições Sociais	19.283	16.418
Ativo Financeiro	30.277	31.433	Dividendos Propostos	11.628	19.147
Tributos a Recuperar	466	179	Taxas Regulamentares	386	246
Dividendos e JCP	-	89	Debêntures	150.685	26.964
Estoques	183	148	Partes Relacionadas	1.103	872
Despesas Antecipadas	175	134	Outros Passivos	67	85
Outros Créditos	73	25			
	126.612	99.344		186.083	67.276
Não circulante			Não circulante		
Partes Relacionadas	45.942	92.873	Tributos Diferidos	9.613	10.144
Tributos a Recuperar	1.223	1.773	Taxas Regulamentares	2.027	2.537
Depósitos Judiciais	342	354	Provisão para Contingências	1.002	989
Ativo Financeiro	241.886	249.585	Debêntures	-	121.855
Outros Créditos	2.421	2.421			
Investimentos	51.058	56.033			
Imobilizado	151.631	160.029		12.642	135.525
Intangível	3.490	3.015			
	497.993	566.083	Total Passivo	198.725	202.801
			Patrimônio líquido		
			Capital Social	250.000	250.000
			Reservas de Lucro	158.251	196.920
			Ajuste de Avaliação Patrimonial	17.629	15.706
				425.880	462.626
Total do ativo	624.605	665.427	Total do passivo e patrimônio líquido	624.605	665.427

CELESC GERAÇÃO S.A.						
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS						Em R\$ Mil
	4T17	4T18	Var %	12M17	12M18	Var %
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	38.788	39.537	1,9%	163.933	177.465	8,3%
Fornecimento de Energia Elétrica	9.473	9.401	-0,8%	34.975	37.617	7,6%
Suprimento de Energia Elétrica	12.177	17.138	40,7%	61.859	75.898	22,7%
Energia de Curto Prazo	6.519	3.948	-39,4%	26.291	22.584	-14,1%
Receita Financeira - Juros e Atualização BO	10.619	9.050	-14,8%	40.808	41.366	1,4%
Deduções da Receita Operacional (R\$ mil)	(3.518)	(4.073)	15,8%	(15.056)	(16.994)	12,9%
PIS/COFINS	(3.076)	(3.504)	13,9%	(13.114)	(14.891)	13,6%
CFURH	(175)	(282)	61,1%	(836)	(907)	8,5%
RGR e P&D	(202)	(219)	8,4%	(792)	(928)	17,2%
Taxa de Fiscalização Regulatória ANEEL	(65)	(68)	4,6%	(314)	(268)	-14,6%
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	35.270	35.464	0,6%	148.877	160.471	7,8%
Custos com Energia Elétrica (R\$ mil)	(4.453)	(12.221)	174,4%	(17.641)	(37.171)	110,7%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(3.865)	(11.636)	201%	(15.340)	(34.833)	127%
Encargos do Uso do Sistema	(588)	(585)	-0,5%	(2.301)	(2.338)	1,6%
Custos e Despesas Operacionais (R\$ mil)	(2.854)	(9.354)	227,8%	(44.222)	(40.891)	-7,5%
Pessoal	(3.649)	(2.783)	-23,7%	(16.495)	(11.517)	-30,2%
Material	(111)	(56)	-49,5%	(260)	(380)	46,2%
Serviço de Terceiros	(1.832)	(2.274)	24,1%	(7.252)	(8.340)	15,0%
Depreciação e Amortização	(3.744)	(1.370)	-63,4%	(15.748)	(5.602)	-64,4%
Provisões, líquidas	4.276	(1.771)	-141,4%	(6.232)	(13.641)	118,9%
Outras Receitas/Despesas	(886)	(289)	-67,4%	(1.327)	(600)	-54,8%
Provisão/Reversão de Usinas e Investimentos, líquidas	3.092	(811)	-126,2%	3.092	(811)	-126,2%
Resultado Equivalência Patrimonial (R\$ mil)	(1.564)	(204)	87,0%	(3.209)	355	111,1%
Resultado das Atividades - EBIT (R\$ mil)	26.399	13.685	-48,2%	83.805	82.764	-1,2%
Margem das Atividades (%)	74,8%	38,6%		56,3%	51,6%	
EBITDA (R\$ mil)	30.143	15.055	-50,1%	99.553	88.366	-11,2%
Margem EBITDA (%)	85,5%	42,5%		66,9%	55,1%	
Resultado Financeiro (R\$ mil)	(1.017)	(1.356)	33,3%	(8.545)	(5.745)	32,8%
Receita Financeira	2.973	2.438	-18,0%	11.689	8.743	-25,2%
Despesa Financeira	(3.990)	(3.794)	-4,9%	(20.234)	(14.488)	-28,4%
LAIR (R\$ mil)	25.382	12.329	-51,4%	75.260	77.019	2,3%
IR e CSLL	(5.575)	(4.074)	-26,9%	(24.546)	(25.248)	2,9%
IR e CSLL Diferidos	(3.205)	(1)	-100,0%	(1.754)	(529)	-69,8%
Lucro Líquido (R\$ mil)	16.602	8.254	-50,3%	48.960	51.242	4,7%
Margem Líquida (%)	47,1%	23,3%		32,9%	31,9%	

CELESC GERAÇÃO S.A.		
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA (DFC)		Em R\$ Mil
	12M17	12M18
Lucro/Prejuízo antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	75.260	77.019
Ajustes	(2.152)	(13.205)
Depreciação	15.748	5.603
Ganho ou perda na alienação de ativo imobilizado	2.124	-
Baixa de ativo imobilizado/intangível	-	14
Equivalência Patrimonial	3.209	(355)
Provisões/Reversões para Contingências	63	(13)
Reversão/Provisão para Perdas Ativo Imobilizado	(3.092)	(4.406)
Reversão/Provisão para Perdas de Investimentos	-	5.217
Variações Monetárias	14.435	14.034
Receita Financeira Mútuo	-	(5.587)
Perdas Estimadas em Crédito de Liquidação Duvidosa	6.169	13.654
Ativo Financeiro Atualização	(40.808)	(41.366)
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante	40.753	17.106
Contas a Receber de Clientes	12.341	(12.597)
Tributos a Compensar ou Recuperar	(1.836)	(2.923)
Estoques	(11)	35
Depósitos Judiciais	(193)	(12)
Ativo Financeiro	30.461	32.511
Outros Ativos	(9)	92
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante	(4.355)	756
Fornecedores	(4.567)	613
Taxas Regulamentares	463	508
Tributos e Contribuições Sociais	95	(152)
Outros Passivos	(346)	(213)
Caixa Proveniente das Operações	109.506	81.676
Juros pagos e recebidos	(18.996)	(12.959)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(8.348)	(25.302)
Caixa Líquido Proveniente das Atividades Operacionais	82.162	43.415
Atividades de Financiamento	(7.165)	(9.918)
Ingressos de Debêntures	-	147.059
Dividendos pagos e Juros sobre capital próprio - JCP	(7.165)	(6.977)
Amortização de Empréstimos/Debêntures	-	(150.000)
Atividades de Investimento	(16.508)	(60.542)
Aquisição de Investimentos	(9.925)	(9.926)
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(5.828)	(8.701)
Aquisição de Intangível	(1.224)	(571)
Partes Relacionadas - Contrato Mútuo	-	(150.000)
Partes Relacionadas - Contrato Mútuo	-	98.000
Dividendos recebidos	469	-
Juros Recebidos Mútuo	-	10.656
Total dos Efeitos de Caixa e Equivalentes de Caixa	58.489	(27.045)
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Exercício	18.591	77.080
Caixa e Equivalentes de Caixa no Final do Exercício	77.080	50.035

COMPANHIA DE GÁS DE SANTA CATARINA - SCGÁS
BALANÇO PATRIMONIAL

Em R\$ Mil

Ativo	31/12/2017	31/12/2018	Passivo e Patrimônio Líquido	31/12/2017	31/12/2018
Circulante			Circulante		
Caixa e Equivalentes de Caixa	1.135	6.957	Fornecedores	83.820	160.087
Aplicações Financeiras	917	45.161	Tributos e Contribuições	2.495	6.113
Fornecimento de Gás	36.662	59.775	Obrigações Sociais e Trabalhistas	9.610	8.608
Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa	(4.292)	(4.470)	Financiamentos e Encargos	5.525	35.407
Tributos a Recuperar	1.438	2.136	Provisões para Contingências	2.800	5.327
Estoque	2.209	2.725	Outras Obrigações	855	16
Pagamento Antecipado	1.201	403			
	40.167	113.496		105.106	215.557
Não Circulante			Não Circulante		
Aplicações Financeiras	1.947	1.827	Tributos Diferidos	206	-
Crédito SOP/TOP	9.766	5.232	Empréstimos e Financiamentos	18.591	13.196
Tributos	52.144	62.821	Outras Obrigações	471	339
Depósito Judicial	2.337	3.951		19.268	13.535
Contas a Receber	112.308	129.243			
Intangível em Serviço	179.541	161.589		124.374	229.093
Intangível em Formação	8.544	12.622	Patrimônio Líquido		
Intangível Bens de Uso	7.490	6.984	Capital Social	167.968	167.968
	374.077	384.269	Reserva de Lucros	121.902	100.704
				289.870	268.672
Total do Ativo	414.244	497.765	Total do Passivo e Patrimônio Líquido	414.244	497.765

COMPANHIA DE GÁS DE SANTA CATARINA - SCGÁS						
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS			Em R\$ Mil		Em R\$ Mil	
	4T17	4T18	Var %	12M17	12M18	Var %
Receita Operacional Bruta	166.979	294.848	76,6%	624.143	949.620	52,1%
Deduções da Receita Operacional	37.619	66.032	75,5%	140.817	210.767	49,7%
Receita Operacional Líquida	129.360	228.816	76,9%	483.325	738.853	52,9%
Custo Variável	120.265	188.132	56,4%	474.534	657.283	38,5%
Custos Fixos	5.328	4.945	-7,2%	19.334	19.340	0,0%
Despesas com Vendas	2.216	2.455	10,8%	10.212	8.871	-13,1%
Despesas Administrativas	8.263	8.474	2,6%	29.970	31.385	4,7%
Outras Despesas/Receitas Operacionais	1.495	743	-50,3%	(7.300)	18.681	355,9%
Resultado Operacional	(8.207)	24.067	393,2%	(43.425)	3.293	107,6%
Depreciação e Amortização	7.134	7.282	2,1%	28.103	29.828	6,1%
EBTIDA	(8.692)	18.859	317,0%	(41.085)	5.349	113,0%
Margem EBTIDA	-6,72%	8,24%		-8,50%	0,72%	
Resultado Financeiro	(242)	(2.604)	974,1%	1.170	(5.563)	-575,4%
Receita Financeira	583	708	21,6%	4.859	2.056	-57,7%
Despesas Financeiras	825	3.313	301,5%	3.689	7.618	106,5%
LAIR (R\$ mil)	(15.584)	14.181	191,0%	(70.358)	(32.097)	-54,4%
IR e CSLL	-	-		(383)	-	
IR e CSLL Diferido	(5.292)	3.856		(23.913)	(10.899)	
Lucro Líquido	(10.292)	10.324	200,3%	(46.063)	(21.198)	-54,0%
Margem Líquida (%)	-8,0%	4,5%		-9,5%	-2,9%	

COMPANHIA DE GÁS DE SANTA CATÁRIA - SCGÁS		
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA (DFC)		Em R\$ Mil
	12M17	12M18
Lucro/Prejuízo antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	(111.579)	(32.097)
Ajustes	19.878	48.621
Depreciação e Amortização	29.173	31.535
Constituição de Provisão para Contingências Passivas	754	2.526
Constituição de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	1.258	181
Constituição Provisão <i>Impairment</i>	(11.694)	14.234
Atualização Ship/Take or Pay e Variação Cambial Transporte	387	145
Variações nos Ativos e Passivos	49.385	26.308
Contas a Receber de Clientes	(11.542)	(40.048)
Tributos a Recuperar	(277)	(681)
Estoques	(235)	(516)
Tributos e Valores Mobiliários	291	120
Créditos nas Operações de Venda e Aquisição de Gás	40.452	(9.701)
Outras Contas do Ativo	(781)	(727)
Fornecedores	29.752	76.121
Obrigações Tributárias	(4.048)	2.230
Obrigações Sociais e Trabalhistas	(4.556)	385
Cauções em Garantia	329	(875)
Caixa Líquido Proveniente das Atividades Operacionais	(42.316)	42.832
Fluxos de Caixa das Atividades de Investimentos	(25.986)	(17.183)
Adições ao Intangível	(25.986)	(17.183)
Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamento	(30.760)	24.417
Pagamento de Dividendos e JSCP	(27.591)	-
Amortização de Empréstimos	(3.169)	(5.450)
Obtenção de Empréstimos	-	29.867
Total dos Efeitos de Caixa e Equivalentes de Caixa	(99.062)	50.066
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Período	101.114	2.052
Caixa e Equivalentes de Caixa no Fim do Período	2.052	52.118