

2017 Utilities Performance Scan

- 27 Distribuidoras Nacionais de Energia Elétrica -

Comparação de Dados Reais vs. Regulatórios (2015-2017)

Este estudo assegura uma análise de performance das 27 grandes Distribuidoras (+400.000 clientes) no período fiscal de 2015 a 2017, a partir de informações de Relatórios Anuais e das Revisões Tarifárias. Esse estudo visa suportar os executivos do setor na definição e priorização de suas iniciativas estratégicas e operacionais para os próximos anos.



O. Índice Geral

0. Índice Geral.....	2
1. Sumário Executivo	3
2. Metodologia.....	12
3. Receita.....	15
3.1 <i>Energia Vendida</i>	15
3.2 <i>Receita Total</i>	16
3.3 <i>Receita Econômica</i>	17
4. Resultados.....	18
4.1 <i>EBITDA</i>	18
4.2 <i>Lucro Líquido</i>	19
5. Custos e Despesas Operacionais - Parcela A.....	20
5.1 <i>Parcela A regulatória vs. Despesas não gerenciáveis reais</i>	20
5.2 <i>Perdas Totais</i>	21
5.2.1 <i>Perdas Técnicas</i>	22
5.2.2 <i>Perdas Não Técnicas</i>	23
5.3 <i>Despesas Parcela A – Oportunidades de criação de valor</i>	24
6. Custos e Despesas Operacionais - Parcela B.....	25
6.1 <i>Despesas Regulatórias</i>	25
6.2 <i>Despesas Regulatórias vs. Despesas Gerenciáveis</i>	26
6.3 <i>Despesas Gerenciáveis</i>	27
6.3.1 <i>Despesas com Receitas Irrecuperáveis vs. PCLD real</i>	28
6.3.2 <i>Custos CO regulatórios vs. Custo PMSO real</i>	29
6.3.3 <i>Pessoal e Serviços</i>	30
6.3.4 <i>Material e Baixa de Ativos</i>	31
6.3.5 <i>Outros</i>	32
6.4 <i>Despesas Parcela B – Oportunidades de criação de valor</i>	33
7. Investimentos e BRR	34
7.1 <i>Investimentos e BRR</i>	34
7.2 <i>Investimentos e BRR – Oportunidades de criação de valor</i>	35
8. Indicadores Técnicos.....	36
8.1 <i>Número de Ocorrências</i>	36
8.1.1 <i>Número de Ocorrências com Interrupção</i>	37
8.1.2 <i>Número de Ocorrências sem Interrupção</i>	38
8.2 <i>FEC</i>	39
8.3 <i>DEC</i>	40
8.4 <i>DM e DCG</i>	41
8.5 <i>Compensações</i>	42
8.6 <i>Tempos Médios de Atendimento (TMA)</i>	43
8.6.1 <i>Tempos Médios de Preparo (TMP)</i>	43
8.6.2 <i>Tempos Médios de Deslocamento (TMD)</i>	44
8.6.3 <i>Tempos Médios de Execução (TME)</i>	44
8.7 <i>Serviços Comerciais</i>	45
8.8 <i>Indicadores Técnicos – Oportunidades de criação de valor</i>	46
9. Programa de criação de valor da A.T. Kearney	47
10. Anexos.....	49
10.1 <i>Clusters – Grupos de empresas comparáveis</i>	49
10.2 <i>Tratamento dos dados regulatórios</i>	50
10.3 <i>Tratamento dos dados reais</i>	54
10.4 <i>Tratamento dos itens dos Relatórios Anuais – Despesas</i>	57
11. Glossário.....	59
12. Índice de figuras	60
13. Disclaimer	62
14. Autores	62

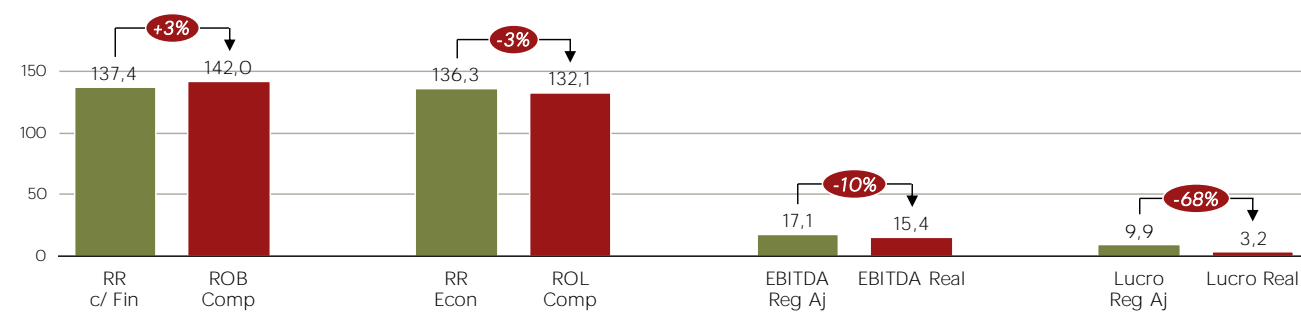
1. Sumário Executivo

O ano de 2017 foi especialmente complexo para as Distribuidoras de Energia, à semelhança do que já se tinha verificado em 2016. O cenário macroeconômico do país e as diversas alterações regulatórias continuaram afetando significativamente os resultados da maioria das concessionárias de energia elétrica.

De forma agregada, podemos verificar que a soma das Receitas Operacionais Líquidas reais compatíveis das distribuidoras ($ROL_{\text{Compatível}}$) ficou 3% abaixo das Receitas Requeridas Econômicas regulatórias (RR Econ.) que constam das **Revisões Tarifárias (RT's)** destas. Porém, quando adicionada a parte financeira dos reajustes à Receita Requerida regulatória (RR), **as Receitas Operacionais Brutas reais compatíveis das Distribuidoras ($ROB_{\text{Compatível}}$) ficaram 3% acima do valor regulatório.**

Como é conhecida a questão de temporal dos componentes financeiros das RT's e este estudo está sendo realizado apenas com dados públicos, deixaremos de analisar estas componentes, e estabelecendo a comparação apenas para a parte da Receita Econômica conforme definida pelo regulador.

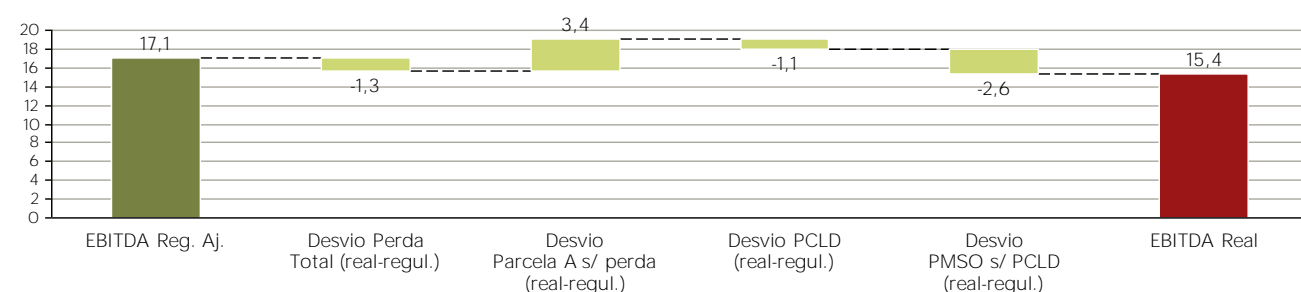
Figura 1: Receitas e Resultados totais regulatórios vs. reais das 27 Distribuidoras (R\$ B) ¹



Em relação aos Resultados obtidos em 2017, o EBITDA real ficou 10% abaixo do valor Regulatório estabelecido para o ano, e o Lucro Líquido real 68% menor. Mas estas variações não podem ser apenas atribuídas à eventuais defasagens da parcela financeira de recomposição da neutralidade da Parcela A.

Como pode ser verificado de forma resumida na figura abaixo, foi a Parcela A, em especial a compensação dos Ativos e Passivos Regulatórios, o principal elemento para a melhora no resultado do EBITDA frente a 2016. Porém existem outros fatores que influenciaram estes resultados, nomeadamente as Perdas de Energia Totais que ficaram R\$ 1,3B acima da definição regulatória, as despesas com Receitas Irrecuperáveis que ficaram R\$ 1,1B acima e as Despesas Operacionais (PMSO) que ficaram R\$ 2,6B acima.

Figura 2: Desvios totais no EBITDA Regulatório vs. Real das 27 distribuidoras por parcela (R\$ B) ²



Os itens operacionais somam R\$ 5,0B de desvio entre real e regulatório, os quais representam uma excelente oportunidade de melhoria para o segmento de distribuição. A seguir analisaremos a performance de cada uma das Distribuidoras em 2017.

¹ RR c/Fin = RR Econ com aplicação do Índice Financeiro; RR Econ = Receita Requerida econômica regulatória; ROB real compatível = Receita Operacional Bruta – Receitas de Construção – Impostos; ROL real compatível = Receita Operacional Líquida – Receitas de Construção + Encargos – Ativos/Passivos Financeiros Setorial

² Desvio Perda Total = Perdas totais reais – Perdas totais regulatórias; Desvio Parcela A s/perda = (DNG Reais Comp – Perdas Reais) – (Parcela A Reg Ajustada – Perda Reg); Desvio PCLD = PCLD real – Receitas irrecuperáveis regulatórias ajustadas; Desvio PMSO s/PCLD = (PMSO – PCLD) – (CO regulatório ajustado)

Figura 3: Desvios absolutos entre EBITDA e LL Regulatório ajustado e EBITDA e LL Real por parcela e por cada Distribuidora (2017; R\$ M) ³


		CPFL					EDP		ENEL			Energisa						Equato- rial		Neoenergia				CEEE	CELESC	COPEL	CEMIG	Light
	ELETROP	PAUL	PIRA	RGE	RGES	EDP SP	EDP ES	Enel RJ	Enel CE	Enel GO	EMS	EMT	EPB	ESE	ETO	EMG	CELPA	CEMAR	Elektro	CELPE	COELBA	COSERN						
EBITDA regul.	1.421	907	401	395	354	404	439	843	665	436	304	441	229	141	173	89	800	616	648	707	1.076	253	376	689	1.189	1.710	1.707	
EBITDA regul. ajust.	1.406	889	349	391	327	353	411	808	632	415	321	472	233	147	180	93	753	590	610	689	1.097	255	329	656	1.219	1.599	1.673	
(-) Desvio Parcela A s/ Perda (Real - Regul.)	-362	-271	-224	-85	-113	-199	-96	-159	-113	-226	-10	-34	-12	-5	-28	10	-339	-117	-226	-51	-166	-43	-55	-143	75	9	-370	
(-) Desvio Perda Total (Real - Regul.)	0	87	45	13	47	58	39	105	94	30	-19	25	-5	-11	-6	2	55	-15	24	50	72	-11	154	116	-20	289	129	
(-) Desvio PMSO-PCLD (Real - Regul.)	740	196	83	1	204	63	60	145	-139	146	42	-86	-65	-30	-16	-10	-23	-80	-95	111	112	-40	94	225	415	289	271	
(-) Desvio PCLD (Real - Regul.)	-34	17	23	4	14	15	15	80	-3	37	10	52	-3	-14	1	-2	120	16	33	30	2	-18	63	18	177	181	252	
(=) EBTIDA real	1.062	860	422	458	175	416	393	637	793	429	298	515	318	206	228	92	973	829	873	550	1.077	367	73	440	573	831	1.485	
Delta EBITDA (Real - Regul. Ajust.)	-344	-29	72	67	-152	63	-18	-171	161	14	-24	43	85	60	49	-1	220	239	263	-139	-20	113	-256	-216	-646	-768	-188	
Lucro Líquido regul. ajust.	844	486	229	242	197	207	247	489	390	224	189	268	143	85	109	52	499	365	364	415	626	150	199	394	743	769	1.011	
Lucro Líquido real	-844	280	152	113	-25	194	129	-103	436	110	87	5	233	139	108	29	614	490	374	56	177	188	-88	33	347	-117	93	
Delta Lucro líquido (Real - Regul. Ajust.)	-1.688	-206	-77	-129	-222	-13	-119	-592	46	-114	-102	-263	90	54	-2	-23	114	125	10	-358	-449	39	-287	-361	-396	-886	-918	

 Mais de R\$100M gap desfavorável real vs. regulatório
  Entre 0 e R\$100M gap desfavorável real vs. regulatório

³ Nesse ano alteramos a alocação do CAIMI de forma a coincidir com a formulação da ANEEL. Para detalhes da composição, vide item 10.2 - Tratamento de dados regulatórios

Figura 4: Desvios absolutos entre EBITDA e LL Regulatório ajustado e EBITDA e LL Real por parcela e por cada Distribuidora (2016; R\$ M) ⁴

		CPFL					EDP		ENEL			Energisa						Equato- rial	Neoenergia								
	ELETROP	PAUL	PIRA	RGE	RGES	EDP SP	EDP ES	Enel RJ	Enel CE	Enel GO	EMS	EMT	EPB	ESE	ETO	EMG	CELPA	CEMAR	Elektro	CELPE	COELBA	COSERN	CEEE	CELESC	COPEL	CEMIG	Light
EBITDA regul.	1.386	887	391	400	336	391	405	827	613	409	292	421	188	133	155	87	699	516	631	562	1.007	235	333	674	1.074	1.674	1.537
EBITDA regul. ajust.	1.368	922	399	407	339	401	407	826	628	414	307	425	202	146	170	85	705	536	601	562	1.077	239	331	621	1.122	1.700	1.544
(-) Desvio Parcela A s/ Perda (Real - Regul.)	-247	-42	101	-32	-42	50	-126	-96	-77	-7	37	-27	-15	8	55	13	-221	-69	-98	-100	-136	-33	56	137	265	345	493
(-) Desvio Perda Total (Real - Regul.)	16	53	-29	23	38	19	62	85	54	43	-29	29	-12	-6	1	2	70	-18	77	69	54	-5	157	112	-20	154	123
(-) Desvio PMSO-PCLD (Real - Regul.)	737	3	-25	-47	138	22	-5	292	-145	369	-37	-56	-87	-69	-28	7	-68	-74	-233	81	55	-34	460	202	538	424	-0
(-) Desvio PCLD (Real - Regul.)	110	36	35	6	52	30	20	164	80	6	24	-52	1	-4	7	0	126	36	44	83	22	-6	35	-50	222	345	106
(=) EBITDA real	734	873	317	457	154	280	456	380	716	3	311	531	315	217	135	63	828	637	811	430	1.082	318	-378	219	117	433	875
Delta EBITDA (Real - Regul. Ajust.)	-634	-49	-82	50	-185	-121	49	-445	88	-411	4	107	113	71	-35	-22	123	101	210	-132	5	79	-709	-402	-1.005	-1.267	-669
Lucro líquido regul. ajust.	821	504	261	252	204	235	241	500	387	224	180	241	122	85	103	48	467	321	359	333	615	141	200	373	684	818	933
Lucro líquido real	21	255	68	98	-404	141	213	-222	393	21	115	131	164	98	38	4	352	400	352	-0	260	170	-527	-53	-180	-324	-185
Delta Lucro líquido (Real - Regul. Ajust.)	-800	-249	-193	-154	-608	-94	-27	-722	6	-203	-65	-110	42	13	-65	-44	-116	79	-7	-333	-355	30	-727	-425	-864	-1.142	-1.118

 **Mais de R\$100M**
gap desfavorável
real vs. regulatório
  **Entre 0 e R\$100M**
gap desfavorável
real vs. regulatório

⁴ Nesse ano alteramos a alocação do CAIMI de forma a coincidir com a formulação da ANEEL. Para detalhes da composição, vide item 10.2 - Tratamento de dados regulatórios



A partir da análise das duas figuras anteriores que retratam os desvios entre EBITDA real e regulatório nos anos de 2016 e 2017, é possível identificar as seguintes principais conclusões para reflexão:

- **Resultados:**
 - Em termos de EBITDA, se verificou em 2017 uma melhoria importante para a maioria das empresas, tanto estatais como privadas. Porém ainda existem diversas empresas privadas com desafios ao nível de EBITDA e todas as empresas estatais continuam evidenciando um gap de EBITDA real vs. regulatório negativo.
 - Já ao nível do lucro líquido a situação se agrava para a grande maioria das empresas, com 20 das 27 distribuidoras foco do estudo apresentando um gap de Lucro líquido real vs. regulatório negativo, evidenciando oportunidades significativas de melhoria da rentabilidade das empresas para elevar a qualidade das suas operações através da realização dos investimentos necessários na sua rede.
- **Parcela A (sem perdas):**
 - Se evidencia eventuais defasagens da parcela financeira de recomposição da neutralidade da Parcela A. Em 2016 essas defasagens estavam impactando negativamente o EBITDA real, mas em 2017 a situação inverteu e o impacto é claramente positivo.
 - Dado que o estudo se baseia em dados públicos dos relatórios anuais e das revisões tarifárias, pode ser que essas defasagens na prática tenham impactos distintos dos apresentados, não totalmente capturados nesses relatórios disponíveis;
- **Perdas:**
 - As empresas em geral continuam evidenciando oportunidades de melhoria nessa frente no ano de 2017 e à semelhança do ano de 2016.
 - Dado que o contexto macroeconômico em 2017 continuou difícil e o impacto em perdas não técnicas vem tipicamente depois do impacto inicial em inadimplência, já se esperava o agravamento da situação de perdas em 2017.
 - Por outro lado, e apesar do importante reforço dos planos de investimento das empresas, as melhorias nos níveis de perdas tanto técnica como não técnica, demoram geralmente alguns anos para se concretizar em resultados tangíveis;
- **PMSO:**
 - Apesar dos esforços das empresas na otimização dos seus custos operacionais, ainda é possível notar que existe um gap importante entre os níveis reais e regulatórios para uma grande maioria das empresas, não só estatais como também privadas.
 - É possível constatar, que mesmo empresas privadas agravaram o seu gap de eficiência entre 2016 e 2017 para níveis um pouco mais representativos. O gap acumulado já chega a R\$ 2,6 Bi de reais na soma de todas as empresas, o que é um valor conservador, dado que é uma soma de valores positivos e negativos.
- **Inadimplência:**
 - A inadimplência continua sendo um tema de forte preocupação entre os executivos do setor, dado a escala do impacto financeiro nas contas das empresas.
 - Importante destacar, que se verificou uma melhoria dos gaps, porém entre as empresas estatais ainda existe um forte sentimento de preocupação e no caso das privadas, algumas **ações de parcelamento de dívidas podem estar criando “falsos” sentimentos de estabilização do problema.**
 - Esperamos um ano de 2018 ainda de recuperação, pelo que será importante ver como esses gaps vão evoluir durante esse ano, para poder afirmar ou não que a inadimplência está definitivamente estabilizada.

Em resumo da análise anterior, acreditamos que o setor está evoluindo numa direção importante de reforço de investimentos, introdução de novas tecnologias digitais, maior planejamento e controle analítico das suas operações e adoção de novas práticas de mercado. Porém, é importante salientar que ainda existe muito espaço de melhoria ao nível de perdas, custos e inadimplência, tanto em empresas estatais como privadas, para fechar o gap entre dados reais e limites regulatórios. Não esperamos um cenário macroeconômico para 2018 muito melhor que os anteriores, pelo que é possível que alguns desses gaps se agravem ainda mais nesse ano, exigindo uma resposta rápida e eficaz dos executivos para assegurar uma trajetória mais alinhada com as metas regulatórias e preparar da melhor forma o futuro do setor elétrico nacional.

Figura 5: Análise das distribuidoras vs. regulatório/cluster para os principais indicadores (2017) ⁵

Capítulo	Indicador	Base de comparação	CPFL					EDP		ENEL			Energisa						Equatorial		Neoenergia				CEEE	CELESC	COPEL	CEMIG	Light
			ELETROP	PAUL	PIRA	RGE	RGES	EDP SP	EDP ES	Enel RJ	Enel CE	Enel GO	EMS	EMT	EPB	ESE	ETO	IMG	CELPA	CEMAR	Elektro	CELPE	COELBA	COSERN					
Receita	Energia vendida real/ Energia vendida regulatória	Regulatório																											
	ROB real compatível/ RR c.Fin	Regulatório																											
	ROL real compatível/ RR Econ.	Regulatório																											
Resultados	EBITDA real/ EBITDA regul. ajust.	Regulatório																											
	Lucro líquido real/ Lucro líquido regul. ajust.	Regulatório																											
Custos e Despesas Operacionais - Parcela A	Despesas Não Ger. reais comp./ Parcela A regul. ajust.	Regulatório																											
	Perda Total real/ Perda Total regul.	Regulatório																											
	Perda Técnica real/ Perda Técnica regul.	Regulatório																											
	Perda Não Técnica real/ Perda Não Técnica regul.	Regulatório																											
Custos e Despesas Operacionais - Parcela B	Despesas Ger. reais comp./ Despesa regulatória ajust.	Regulatório																											
	(PMSO-PCLD)/ CO regulatório ajustado	Regulatório																											
	(PMSO-PCLD)/ CO regulatório	Regulatório																											
	PCLD real/ Receitas Irrecuperáveis regulatórias ajustadas	Regulatório																											
	PCLD real/ Receitas Irrecuperáveis regulatórias	Regulatório																											
	Custo de M+Bx ativos/ Km rede	Cluster																											
	Custos (outros total) real/ Número de Clientes	Cluster																											
Investimentos e BRR	BRR Bruta/ Número de Clientes	Cluster																											
	BRR Líquida/ BRR Bruta	Cluster																											
Indicadores Técnicos	Número de Ocorrências/ Km rede	Cluster																											
	Número de Ocorrências com Interrupção/ Km rede	Cluster																											
	Número de Ocorrências sem Interrupção/ Km rede	Cluster																											
	FEC real/ FEC regulatório	Regulatório																											
	DEC real/ DEC regulatório	Regulatório																											
	Valor compensações/ cliente	Cluster																											
	Tempo Médio de Atendimento	Cluster																											
	Tempo Médio de Preparação	Cluster																											
	Tempo Médio de Deslocamento	Cluster																											
	Tempo Médio de Execução	Cluster																											

 Mais de 20% de gap desfavorável real vs. regulatório ou empresa vs. cluster respectivo
  Entre 0 e 20% de gap desfavorável real vs. regulatório ou empresa vs. cluster respectivo

⁵ Base de comparação: Regulatório (Comparação Real vs Regulatório da distribuidora); Clusters (Comparado com outras empresas do cluster de ordenação - Grupos no anexo Seção 10.1)

A partir da análise da figura anterior que retrata os gaps entre dados reais e regulatórios no ano de 2017 para as 27 distribuidoras (e algumas comparações entre empresas pares para alguns dos indicadores que não têm uma referência regulatória específica), é possível identificar alguns aspectos adicionais bastante relevantes para essa reflexão:

- **Resultados:**
 - Através da figura anterior se verifica que existem diversas empresas com níveis de energia vendida real abaixo da definida regulatoriamente. Isso é uma das causas para que das 27 distribuidoras cerca de 20 apresentem lucro líquido real abaixo do regulatório mas não é a única razão para isso, existindo diversos fatores ao nível de PMSO, PCLD e outros que contribuem de forma expressiva para esse gap de resultado;
- **Perdas:**
 - A escalada da inadimplência nos últimos anos, resultou em 2017, e tal como era previsto, a um impacto importante e desfavorável nas perdas comerciais.
 - Não sendo a fraude a única causa para perdas comerciais, se verifica que diferente de anos anteriores, os valores de perdas comerciais reais vs. regulatório foram mais altos para 14 das 27 distribuidoras, mais de metade das empresas alvo do estudo, o que nos leva a concluir que fraude deve ter ganho expressão nas concessões analisadas;
- **PMSO:**
 - Esse ano decidimos apresentar dois indicadores de PMSO, o PMSO real vs. regulatório com e sem ajuste do gap entre receita líquida real e regulatória, para demonstrar que mesmo desconsiderando o ajuste da receita, os níveis de custos reais de 16 das 27 distribuidoras estão acima dos valores regulatórios.
 - O número de empresas com gap de PMSO real vs. regulatório acima de 20% sobe de 5 para 9 se feito o ajuste da receita líquida, o que representa uma visão acionista sobre os custos;
- **Inadimplência:**
 - 21 das 27 distribuidoras em análise ainda apresentam em 2017 um gap entre PCLD e Receitas Irrecuperáveis desfavorável, sendo que para 19 das 21 empresas nessa situação o gap entre indicadores é de mais de 20%, tanto com ou sem ajuste pela receita líquida.
 - Isso demonstra que inadimplência continua sendo um tema na agenda da maioria dos executivos das empresas, e que precisa ser endereçado da melhor forma para evitar maiores perdas no futuro;
- **Indicadores técnicos:**
 - O DEC é o principal indicador foco da maioria das distribuidoras dadas as oportunidades de melhoria que ainda apresenta, com 13 das 27 distribuidoras apresentando DEC real acima do DEC regulatório.
 - Os fortes reforços de planos de investimento de algumas das principais distribuidoras estão ajudando na redução do FEC.
 - Já no caso do DEC, a comparação de tempos de atendimento entre distribuidoras com perfis similares, mostra que algumas delas ainda têm oportunidade de melhoria na gestão de produtividade de suas equipes.



Em resumo, o ano de 2017 se mostrou um ano ainda bastante desafiante para a maioria das distribuidoras com novos desafios em termos de energia vendida e perdas comerciais e manutenção do cenário difícil de gestão do PMSO, inadimplência e indicadores técnicos. As empresas têm direcionado esforços para reforço da capacidade de investimento, que sempre levam algum tempo para produzir resultados pelo que algumas outras ações quick-win precisam ser implementadas rapidamente para estabilizar a situação financeira.

Figura 6: Evolução das distribuidoras para os principais indicadores no período (2016-2017) ⁶

Capítulo	Indicador	Base de comparação		CPFL					EDP		ENEL			Energisa						Equatorial		Neoenergia				CEEE	CELESC	COPEL	CEMIG	Light
			ELETROP	PAUL	PIRA	RGE	RGES	EDP SP	EDP ES	Enel RJ	Enel CE	Enel GO	EMS	EMT	EPB	ESE	ETO	EMG	CELPA	CEMAR	Elektro	CELPE	COELBA	COSERN						
Receita	Energia vendida real/ Energia vendida regulatória	2016-2017																												
	ROB real compatível/ RR c.Fin	2016-2017																												
	ROL real compatível/ RR Econ.	2016-2017																												
Resultados	EBITDA real/ EBITDA regul. ajust.	2016-2017																												
	Lucro líquido real/ Lucro líquido regul. ajust.	2016-2017																												
Custos e Despesas Operacionais - Parcela A	Despesas Não Ger. reais comp. / Parcela A regul. ajust.	2016-2017																												
	Perda Total real/ Perda Total regul.	2016-2017																												
	Perda Técnica real/ Perda Técnica regul.	2016-2017																												
	Perda Não Técnica real/ Perda Não Técnica regul.	2016-2017																												
Custos e Despesas Operacionais - Parcela B	Despesas Ger. reais comp. / Despesa regulatória ajust.	2016-2017																												
	(PMSO-PCLD)/ CO regulatório ajustado	2016-2017																												
	(PMSO-PCLD)/ CO regulatório	2016-2017																												
	PCLD real/ Receitas Irrecuperáveis regulatórias ajustadas	2016-2017																												
	PCLD real/ Receitas Irrecuperáveis regulatórias	2016-2017																												
	Custo de M+Bx ativos/ Km rede	2016-2017																												
Investimentos e BRR	BRR Bruta/ Número de Clientes	2016-2017																												
	BRR Líquida/ BRR Bruta	2016-2017																												
Indicadores Técnicos	Número de Ocorrências/ Km rede	2016-2017																												
	Número de Ocorrências com Interrupção/ Km rede	2016-2017																												
	Número de Ocorrências sem Interrupção/ Km rede	2016-2017																												
	FEC real/ FEC regulatório	2016-2017																												
	DEC real/ DEC regulatório	2016-2017																												
	Valor compensações/ cliente	2016-2017																												
	Tempo Médio de Atendimento	2016-2017																												
	Tempo Médio de Preparação	2016-2017																												
	Tempo Médio de Deslocamento	2016-2017																												
Tempo Médio de Execução	2016-2017																													

Mais de 20% de diferença (desfavorável) no período em análise 2017 vs. 2016



Entre 0 e 20% de diferença (desfavorável) no período em análise 2017 vs. 2016

 Mais de 20% de diferença (desfavorável) no período em análise 2017 vs. 2016
  Entre 0 e 20% de diferença (desfavorável) no período em análise 2017 vs. 2016

⁶ Base de comparação: Regulatório (Comparação Real vs Regulatório da distribuidora); Clusters (Comparado com outras empresas do cluster de ordenação - Grupos no anexo Seção 10.1)

Figura 7: Evolução das distribuidoras para os principais indicadores no período (2015-2017)

Capítulo	Indicador	Base de comparação	CPFL					EDP		ENEL			Energisa						Equatorial		Neoenergia				CEEE	CELESC	COPEL	CEMIG	Light
			ELETROP	PAUL	PIRA	RGE	RGES	EDP SP	EDP ES	Enel RJ	Enel CE	Enel GO	EMS	EMT	EPB	ESE	ETO	EMG	CELPA	CEMAR	Elektro	CELPE	COELBA	COSERN					
Receita	Energia vendida real/ Energia vendida regulatória	2015-2017																											
	ROB real compatível/ RR c.Fin	2015-2017																											
	ROL real compatível/ RR Econ.	2015-2017																											
Resultados	EBITDA real/ EBITDA regul. ajust.	2015-2017																											
	Lucro líquido real/ Lucro líquido regul. ajust.	2015-2017																											
Custos e Despesas Operacionais - Parcela A	Despesas Não Ger. reais comp./ Parcela A regul. ajust.	2015-2017																											
	Perda Total real/ Perda Total regul.	2015-2017																											
	Perda Técnica real/ Perda Técnica regul.	2015-2017																											
	Perda Não Técnica real/ Perda Não Técnica regul.	2015-2017																											
Custos e Despesas Operacionais - Parcela B	Despesas Ger. reais comp./ Despesa regulatória ajust.	2015-2017																											
	(PMSO-PCLD)/ CO regulatório ajustado	2015-2017																											
	(PMSO-PCLD)/ CO regulatório	2015-2017																											
	PCLD real/ Receitas Irrecuperáveis regulatórias ajust.	2015-2017																											
	PCLD real/ Receitas Irrecuperáveis regulatórias	2015-2017																											
	Custo de M+Bx ativos/ Km rede	2015-2017																											
	Custos (outros total) real/ Número de Clientes	2015-2017																											
Investimentos e BRR	BRR Bruta/ Número de Clientes	2015-2017																											
	BRR Líquida/ BRR Bruta	2015-2017																											
Indicadores Técnicos	Número de Ocorrências/ Km rede	2015-2017																											
	Número de Ocorrências com Interrupção/ Km rede	2015-2017																											
	Número de Ocorrências sem Interrupção/ Km rede	2015-2017																											
	FEC real/ FEC regulatório	2015-2017																											
	DEC real/ DEC regulatório	2015-2017																											
	Valor compensações/ cliente	2015-2017																											
	Tempo Médio de Atendimento	2015-2017																											
	Tempo Médio de Preparação	2015-2017																											
	Tempo Médio de Deslocamento	2015-2017																											
	Tempo Médio de Execução	2015-2017																											

 Mais de 20% de diferença (desfavorável) no período em análise 2017 vs. 2015
  Entre 0 e 20% de diferença (desfavorável) no período em análise 2017 vs. 2015

Fazendo uma análise evolutiva dos principais indicadores para o grupo de empresas foco do estudo, é possível constatar as seguintes principais conclusões:

- **Período 2016 a 2017:**

- O agravamento das perdas técnicas e não técnicas das empresas e também dos custos PMSO são destaque nesse período em análise. Como comentamos antes, o efeito que se verificou na inadimplência nos anos anteriores chega agora às perdas comerciais a partir do ano de 2017 com maior expressividade.
- Já ao nível dos custos, a situação econômica difícil de algumas empreiteiras exigiu equilíbrio de contratos, a continua escalada de custos e também os efeitos de renegociações de contratos feitas em 2015/16 que por vezes acabaram exigindo reajustes maiores em 2017 são fatores por detrás do aumento do PMSO.
- Os níveis de inadimplência melhoraram entre 2016 e 2017 mas também porque em 2016 a inadimplência tinha atingido níveis muito elevados, o que fez 2017 parecer um ano bom, mas na verdade o tema ainda está longe de estar sob controle.
- Apesar do FEC estar sob controle para a maioria das distribuidoras é possível verificar que houve uma piora no indicador FEC real vs. regulatório para cerca de metade das empresas.
- Já o DEC na maioria das empresas se verificou uma melhoria do indicador, porém ainda não está dentro do limite regulatório para diversas delas como analisamos anteriormente. Os tempos médios de atendimento continuam sendo um desafio de gestão para a maioria das distribuidoras, tanto estatais quanto privadas, o que coloca o DEC sob alerta.

- **Período 2015 a 2017:**

- Verificamos que apesar da melhoria generalizada das empresas nos indicadores entre 2016 e 2017, ainda não permitiu compensar totalmente a piora de 2015 para 2016, sendo que em diversos indicadores a maioria das empresas ainda está em níveis acima daqueles que apresentava em 2015.
- Da análise é possível verificar que empresas com elevados níveis dos seus indicadores em 2015 têm vindo a conseguir diminuir esses valores de forma bastante expressiva, porém existem empresas alguma delas privadas que talvez por movimentos de M&A tenham colocado menos foco na eficiência das suas próprias operações, o que levou a uma degradação dos indicadores.

Em resumo, acreditamos que o setor está num movimento de melhoria importante dos seus indicadores, mas a velocidade dessa melhoria precisa ser acelerada e feita de forma transversal a todos os indicadores para conseguir capturar o maior número possível de benefícios e evitar ter que compensar alguns indicadores muito favoráveis por outros menos favoráveis.

2. Metodologia

Em um estudo comparativo desta natureza é de extrema importância estabelecer ordenadores e grupos de empresas comparáveis (clusters) visando a avaliação da performance mais justa entre elas. As Receitas e Custos de uma Distribuidora variam de acordo com uma série de itens e particularidades, mas por falta de dados mais granulares, utilizaremos como proxy os seguintes ordenadores:

- Base de Clientes atendidos (# Clientes)
- Extensão de Redes (# km de rede)
- Densidade Média (# Clientes/ # Km de rede)
 - Alta Densidade: # Clientes/ # Km de rede >30
 - Média Densidade: # Clientes/ # Km de rede 20 - 30
 - Baixa Densidade: # Clientes/ # Km de rede < 20

Figura 8: Base de Clientes atendidos (mil Clientes)

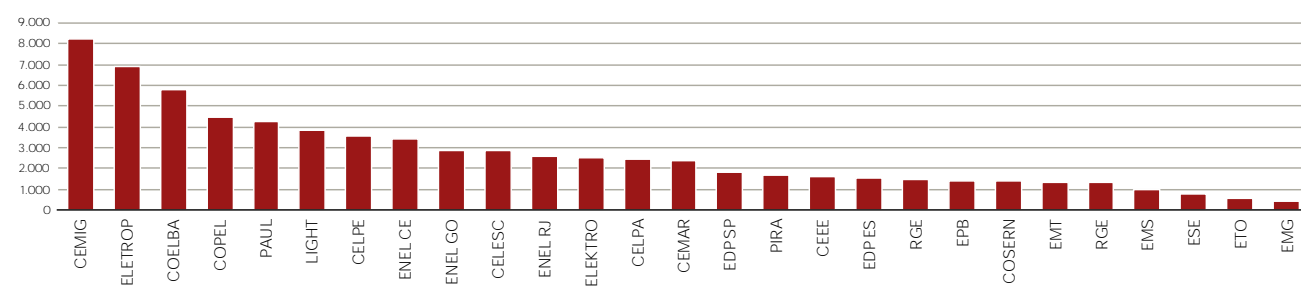


Figura 9: Extensão da Rede (mil Km de rede)

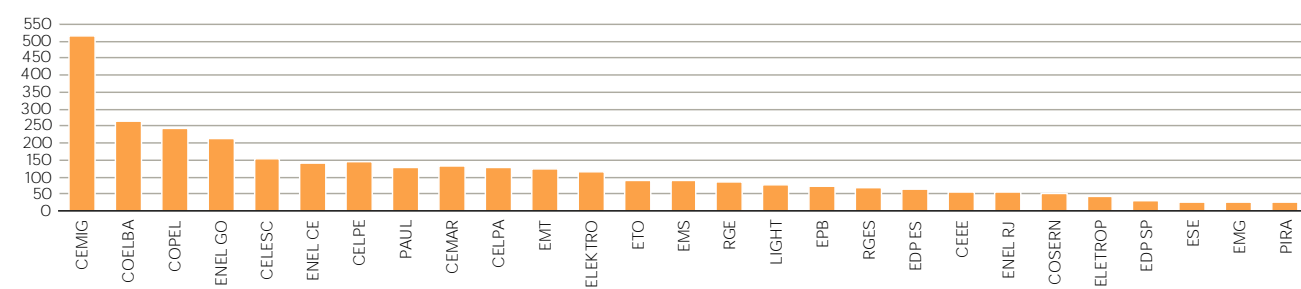
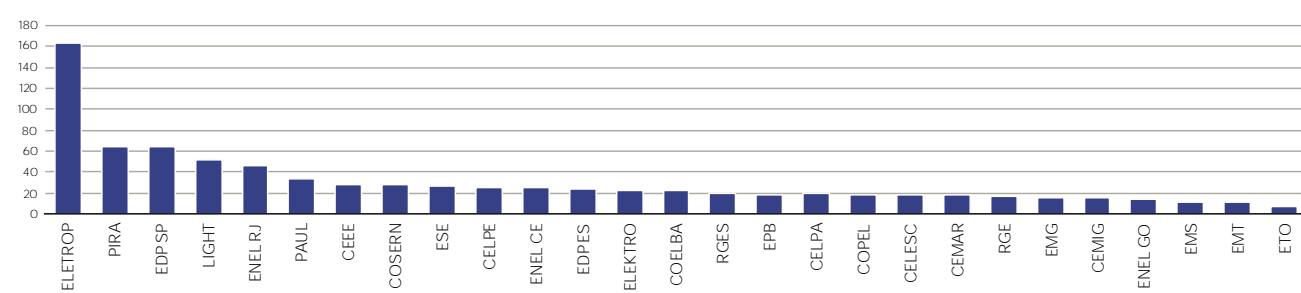


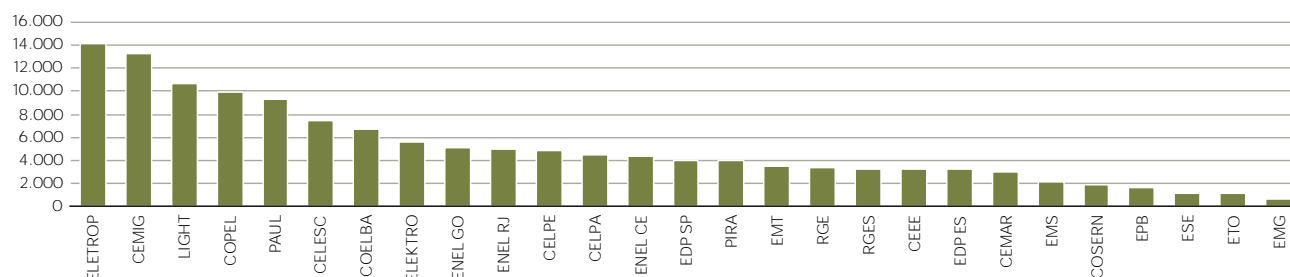
Figura 10: Densidade da Rede (# Clientes/ # Km Rede)



Apesar da base de clientes e a extensão das redes serem bons proxys para a maioria dos custos de uma distribuidora, para algumas das análises fizeram-se necessários alguns ordenadores adicionais. Em especial para análises de Receitas, EBITDA, Lucro líquido, Perdas e Inadimplência, utilizamos outros ordenadores mais específicos tais como:

- Receita Requerida Econômica
- Complexidade Social – PNT sobre Energia Injetada RTP

Figura 11: Receita Requerida RR (R\$ M)



É importante a utilização de um ordenador de Complexidade Social quando se analisa Perdas de Inadimplência. Este está definido apenas como a PNT – Perdas Não Técnicas sobre a Energia BT definida pelo Regulador para cada empresa.

Figura 12: Complexidade Social CS (%)

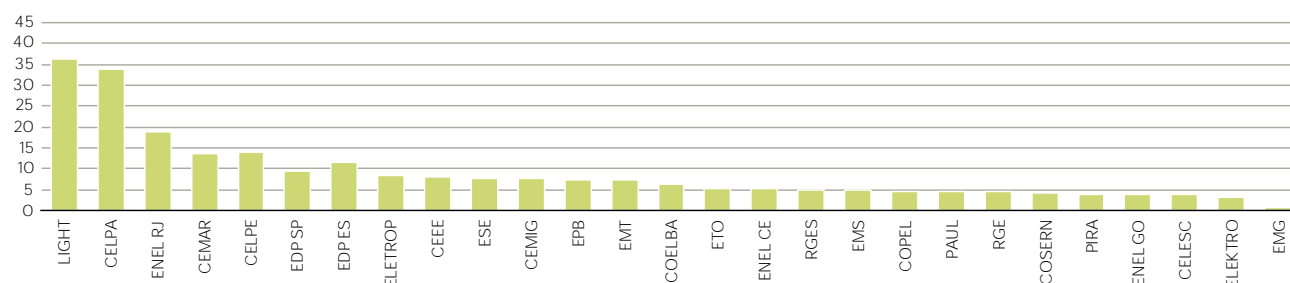
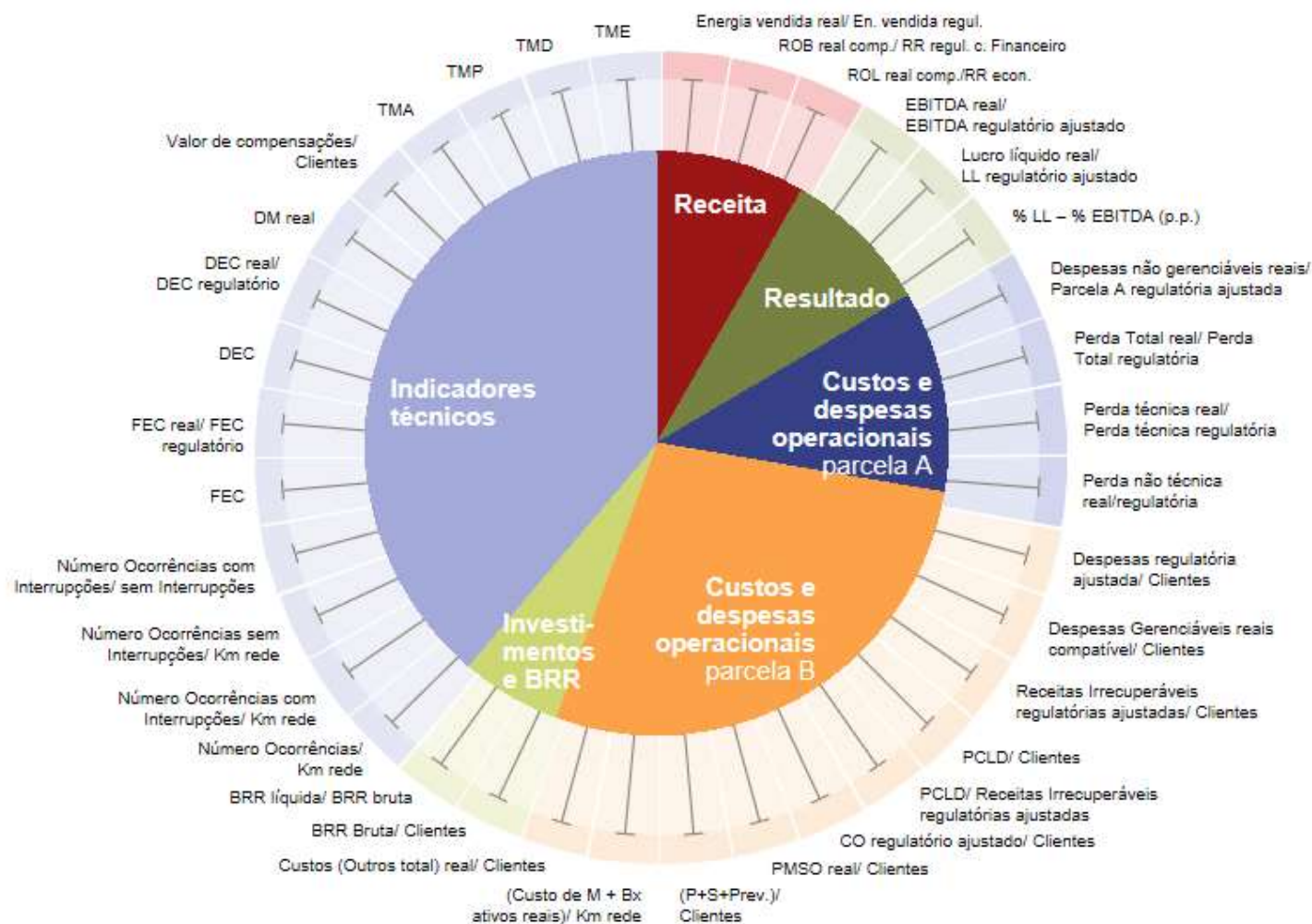


Figura 13: Principais indicadores foco do estudo (não exaustivo)⁷

⁷ O estudo cobre cada uma das dimensões apresentadas acima com o mesmo nível de importância e de granularidade (a dimensão de cada fatia não é representativa da relevância de cada capítulo no estudo)

3. Receita

3.1 Energia Vendida

O volume de energia vendida e a disponibilização do sistema são os parâmetros fundamentais para a formação da receita da Distribuidora, que é composta pelas seguintes parcelas:

- Energia para Consumo
- Energia para Suprimento
- Disponibilização ao Sistema ⁸

Figura 14: Energia Vendida real vs. Energia Vendida regulatória (GWh), ordenadas por Receita Requerida ⁹

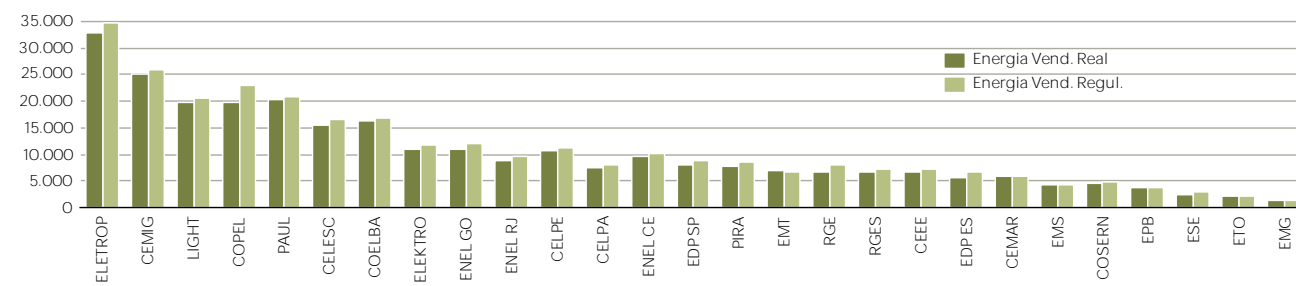
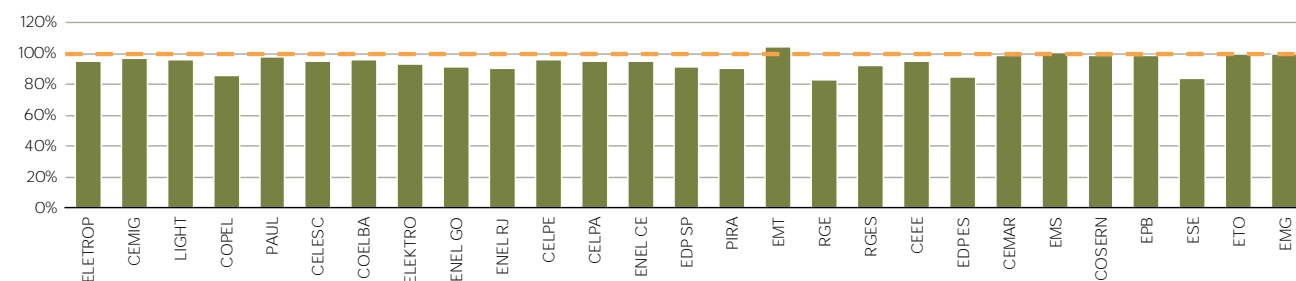
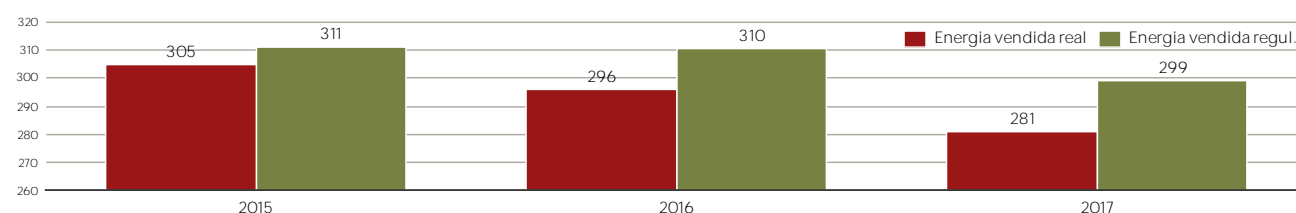


Figura 15: Energia Vendida real/ Energia Vendida regulatória (%), ordenado por Receita Requerida ¹⁰



A Energia Vendida tem se reduzido a cada ano por causa da migração para o mercado livre, programas de efficientização energética, instalação de GD (ainda que incipiente) e das longas crises econômicas que o país tem enfrentado. O ano de 2017 foi mais um onde se reduziu a previsão de Venda de Energia nas RTs (-4%), mas na realidade não se chegou nem nestes volumes reduzidos (-6%). Estas falhas de previsão causam grande desequilíbrio operacional das Distribuidoras.

Figura 16: Evolução da venda de energia real vs. regulatória (2015-2017; TWh)



⁸ A maioria dos demonstrativos financeiros das empresas não disponibiliza os montantes em GWh considerados para a disponibilização do Sistema (TUSD).

⁹ Não se considera a energia vendida de Curto Prazo (CCEE) nesta comparação pois trata-se de excedentes vendidos Spot e não constam na RTP. Estes devem ser utilizados na redução de custos da Parcela A.

3.2 Receita Total

A Receita Requerida definida na Revisão Tarifária Periódica (RTP) leva em consideração a energia, transporte e encargos, custos operacionais e remuneração da base de ativos (BRR) necessários a prestação de serviços. Adicionalmente, compensa eventuais variações da parcela A na parte financeira do reajuste.

Figura 17: ROB real comp. vs. RR regulatória com financeiro (R\$ M), ordenadas por Receita Requerida¹¹

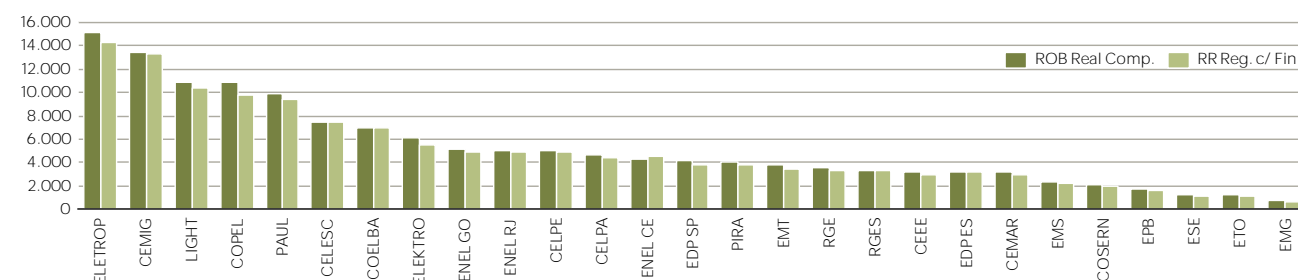
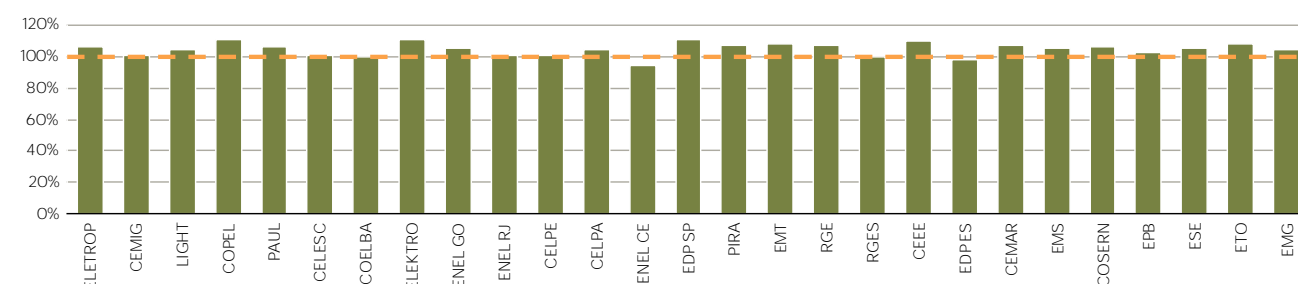


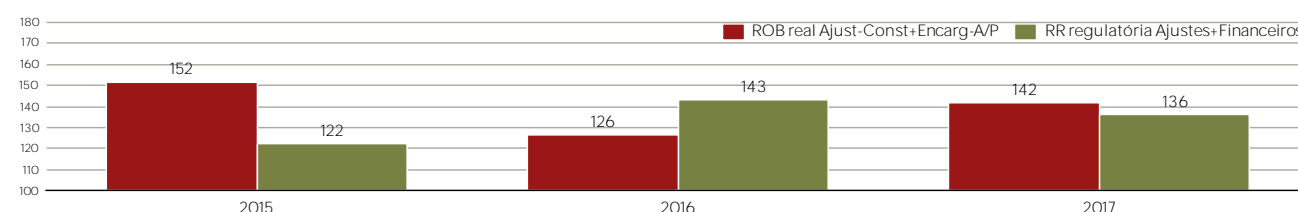
Figura 18: ROB real compatível/RR regulatória com Financeiro (%), ordenada por Receita Requerida



O comportamento da Receita Total (+3%) não se assemelha ao da Energia Vendida (-6%), devido à parte Financeira da RT relativa a compensações de anos anteriores versus os Ativos/Passivos Financeiros Setoriais lançados pelas empresas.

A parcela Financeira da RT tem a missão de se neutralizar eventos não regulares, mas claramente apresenta desfasamento temporal em comparação aos valores lançados como Ativos/Passivos Financeiros Setoriais feitos pelas empresas.

Figura 19: Evolução da ROB real comp. e RR regulatória com financeiro (R\$B)



¹¹ RR c/ Fin. = RR Econômico com aplicação do índice Financeiro
 ROB real compatível = Receita Operacional Bruta – Receitas de Construção – Impostos

3.3 Receita Econômica

A determinação da Receita Requerida na RTP leva em consideração, além da Energia, Transporte e seus encargos, os Custos Operacionais eficientes e remuneração da Base de Ativos (BRR) necessária à prestação de Serviços. No caso da parte Econômica da RTP não se considera a parcela Financeira de compensação de desvios.

Figura 20: ROL real compatível vs. RR Econ. regulatória (R\$ M), ordenadas por Receita Requerida ¹²

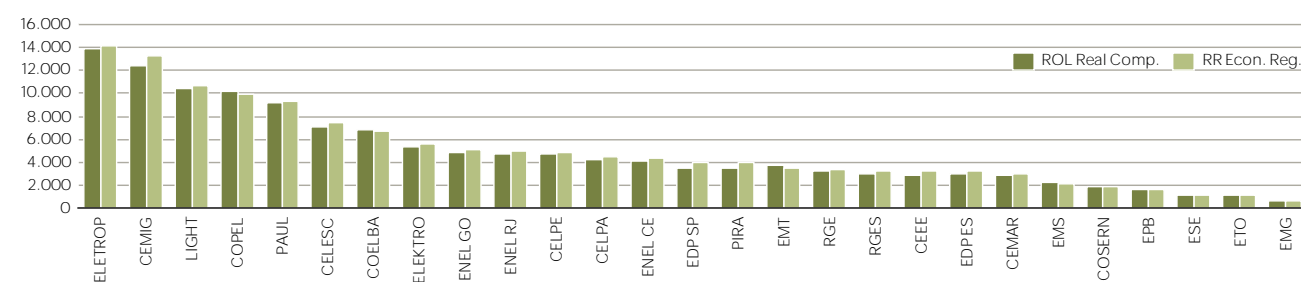
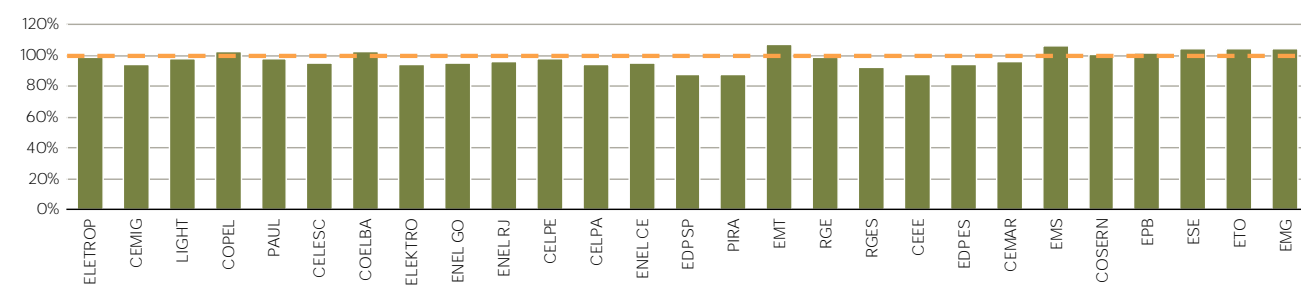
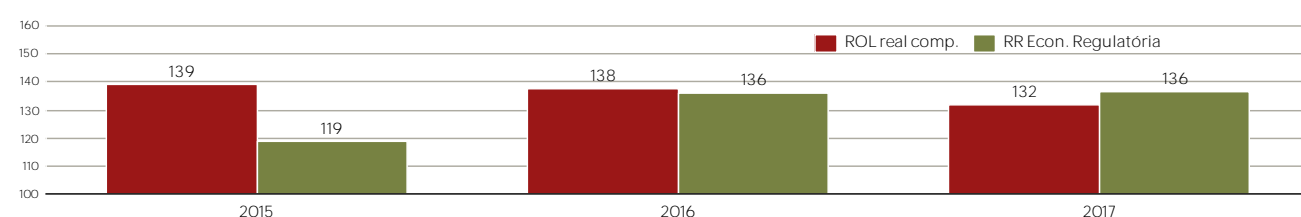


Figura 21: ROL real compatível/RR Econ. regulatória (%), ordenada por Receita Requerida



O comportamento da Receita Econômica (-3%) se assemelha muito à Energia Vendida (-6%), mas nota-se ainda uma pequena diferença que se origina em diferença de previsão do mix das diferentes classes de tarifas. Esta relação ROL Comp/RR é que ajusta os demais itens regulatórios a seguir.

Figura 22: ROL real compatível/RR Econ. regulatória (%), ordenada por Receita Requerida



São escassas as ações de uma Distribuidora visando fomentar um maior consumo de energia. Estas se concentram na correta apuração e contabilização dos faturamentos, além da defesa econômica dos valores atribuídos nas RT's.

¹² RR Econ = Receita Requerida econômica regulatória

ROL real compatível = Receita Operacional Líquida – Receitas de Construção + Encargos – Ativos/Passivos Financeiros Setorial

4. Resultados

4.1 EBITDA

O **EBITDA Regulatório ajustado** é a soma dos itens de Quota de Reintegração Regulatória (QRR), Remuneração de Capital (RC) e CAIMI, ajustado com base na proporção de ROL real compatível/ RREcon. Regulatória ajustada.¹³

Figura 23: EBITDA Real vs. EBITDA Regulatório ajustado (R\$ M), ordenados por Receita Requerida

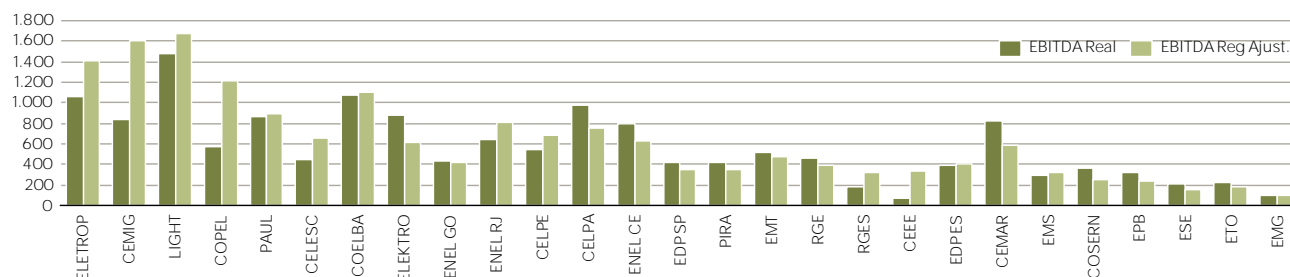
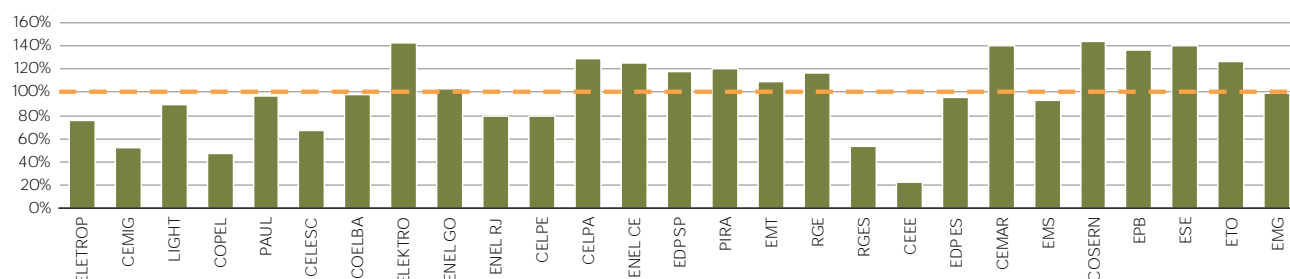
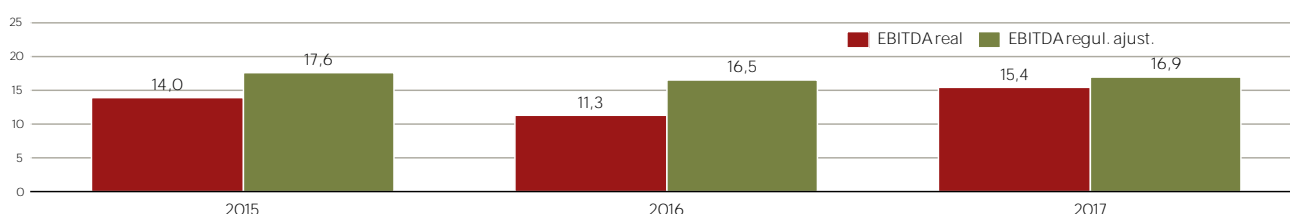


Figura 24: EBITDA Real/ EBITDA Regulatório ajustado (%), ordenado por Receita Requerida



Como pode ser notado nos gráficos, o ano de 2017 não foi bom para grande parte das empresas, apesar da evolução em 2017 que se nota no acumulado no gráfico abaixo do grupo das 27 distribuidoras.

Figura 25: Evolução do EBITDA real e EBITDA regulatório ajustado

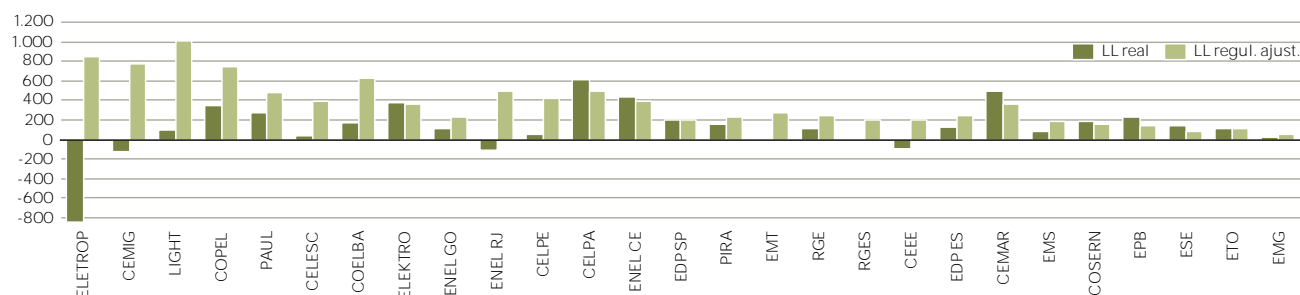


¹³ EBITDA Regulatório ajustado = EBITDA Reg. Ajust. = (QRR+RC+CAIMI) x (ROL real compatível/ RREcon. Regulatória ajustada)

4.2 Lucro Líquido

O Lucro Líquido Regulatório é composto da parcela RC – Remuneração do Capital e 33,56% dos Custos Anuais das Instalações Móveis e Imóveis, e foi ajustado pela relação ROL Comp/RR.¹⁴

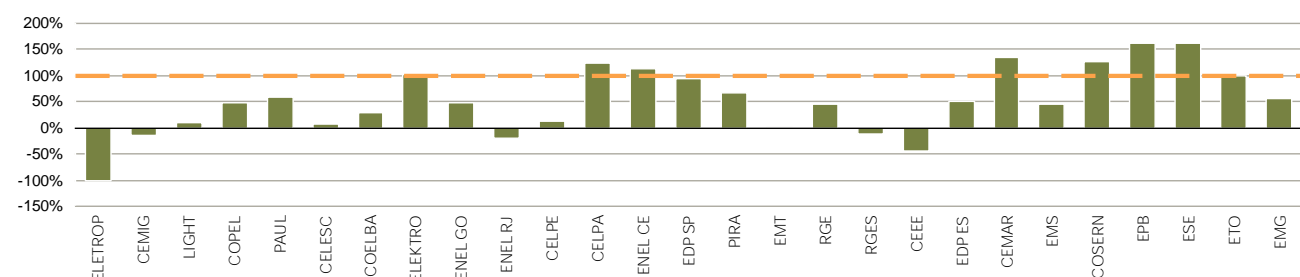
Figura 26: Lucro Líquido real vs. Lucro Líquido regul. ajustado (R\$ M), ordenados por Receita Requerida



Continua a situação atípica em 2017, pois não é comum tantas Distribuidoras com resultados tão ruins, inclusive 5 com prejuízo no ano. Isto se deve à custos financeiros superiores aos previstos nas RTPs, podendo ser originados de:

- Descompasso temporal dos A/P Financeiros Setoriais, fazendo com que as empresas financiem a Parcela A, e
- Maior custo do capital do que o previsto nas RTPs

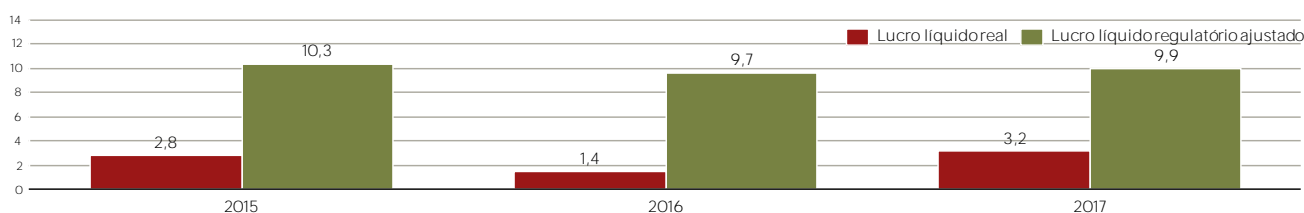
Figura 27: Lucro Líquido Real/ Lucro Líquido Regulatório ajustado (%), ordenado por Receita Requerida



Nota-se ainda uma leve melhora na soma do LL das 27 Ds no ano de 2017, mas este trabalho de comparação de Distribuidoras não incluirá a parte financeira das operações.

No período em análise, se verifica que apesar da **melhoria do lucro líquido real no período, esse valor ainda está significativamente abaixo do que é o lucro líquido regulatório.**

Figura 28: Evolução do Lucro líquido real e Lucro líquido regulatório ajustado (R\$ B)



¹⁴ Lucro Líquido Regulatório ajustado = (RC + 33% CAIMI) x (ROL real compatível/ RR Econ. Regulatória ajustada)

5. Custos e Despesas Operacionais - Parcela A

5.1 Parcela A regulatória vs. Despesas não gerenciáveis reais

O custo da Parcela A ajustado atribuído a RTP inclui as despesas com Energia, Transporte e Encargos para o atendimento da Receita Requerida pela Distribuidora. Esse custo da parcela é depois ajustado pela proporção de ROL real compatível/ RR Econ. Regulatória.

As Despesas Não Gerenciáveis (DNG) das demonstrações financeiras incluem apenas parte dos encargos da Energia e Transporte e existe outra parcela é lançada como abatimento de receita. Na formulação comparativa inclui-se ainda as compensações de CVA e demais itens que garantam a neutralidade, e compras/ vendas de energia no mercado spot, de forma a garantir a correta apuração do desempenho.

Trata-se de uma comparação complexa de ser feita apenas com dados públicos, porque nos A/P Financeiros Setoriais existem itens que não são compensados no próprio ano, e na venda de energia no mercado de curto prazo existe a questão do valor do mercado spot, que varia muito podendo, dentro de um mesmo ano, provocar perdas ou ganhos. Portanto, esta análise serve apenas como uma referência.

Figura 29: Despesas Não Gerenc. reais comp. vs. Parcela A regul. ajust. (R\$ M), ordenadas por Receita Requerida^{15 16}

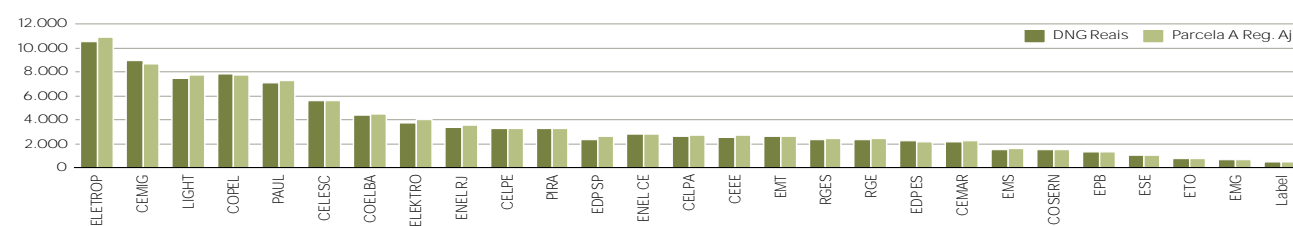
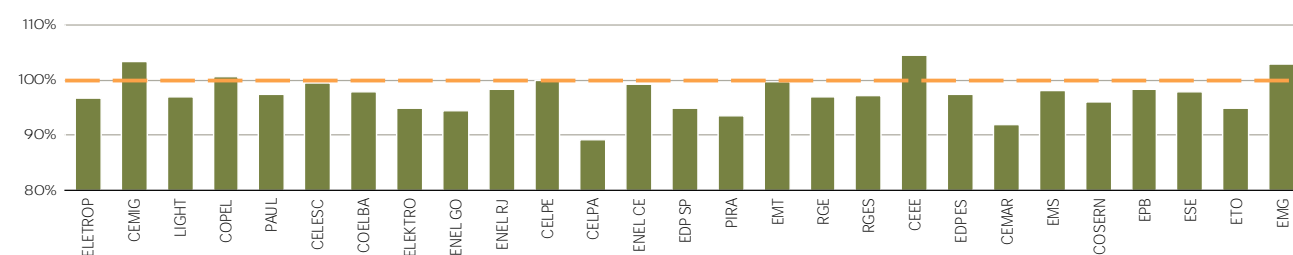
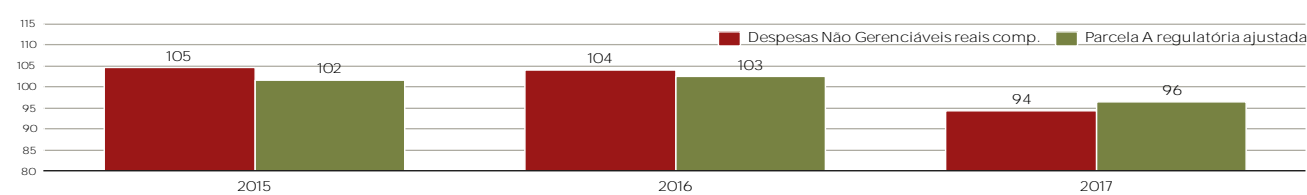


Figura 30: Despesas Não Gerenc. Reais comp./Parcela A regul. ajust. (%), ordenada por Receita Requerida



Nota-se que, mesmo sem o mérito da análise temporal dos Ativos/Passivos financeiros setoriais e a compra e venda de energia no mercado de curto prazo, os impactos decorrentes em comparação com os valores econômicos das RT's são distintos em cada distribuidora.

Figura 31: Evolução Despesas Não Gerenc. reais compat. e Parcela A regul. ajust. (R\$B)



¹⁵ Despesas Não Gerenciáveis reais compatível = DNG Real Comp = Energia + Transporte + Encargos + A/P Fin Setoriais + Energia Curto Prazo

¹⁶ Diferenças nas Perdas estão incluídas nos valores

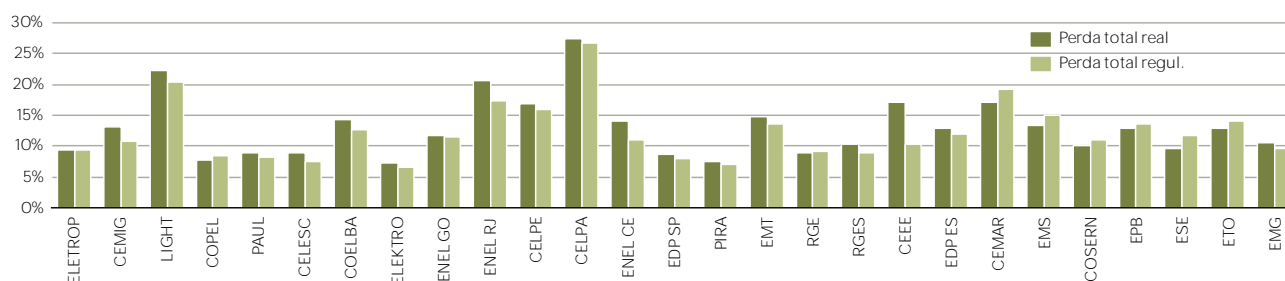
5.2 Perdas Totais

De fato, as perdas não seguem a lógica de Receita, mas é relevante a comparação das perdas totais com esta para se verificar o tamanho do impacto provocado nos resultados.

As declarações de perdas % pelas empresas sofrem de falta de padronização de critérios de cálculo. Portanto usamos a informação coletada no site da ANEEL, onde os critérios são uniformes, e todas as Perdas estão referenciadas à Energia Ijetada na Distribuidora.

Dos gráficos notamos que a maioria das empresas enfrentam o problema de Perdas reais maiores que as previstas em suas RTPs. Este resultado pode ter duas origens distintas, que vai do aumento das fraudes provocadas pela atual situação conjuntural no país, até a não captura deste momento nas RTs das Distribuidoras.

Figura 32: Perda Total Real vs. Perda Total Regulatória (%), ordenadas por Receita Requerida

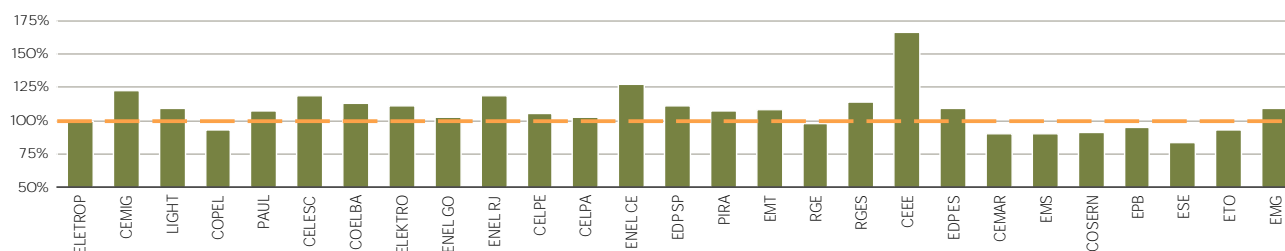


As perdas totais reais médias das 27 Distribuidoras analisadas são 12,7% de toda a energia injetada, o que se traduz numa perda total em valor de R\$ 9,8 B, ou seja, R\$ 134 / cliente por ano.

Este resultado pode ter duas origens distintas, desde o:

- Aumento das fraudes provocadas pela atual situação do país até...
- Não captura deste momento nas RT's das Distribuidoras.

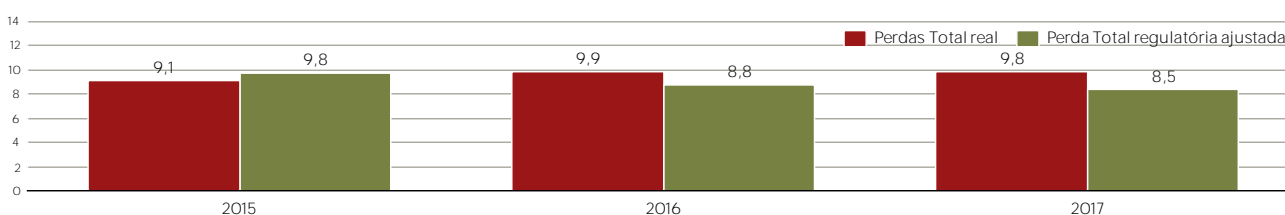
Figura 33: Perda Total Real/ Perda Total Regulatória (%), ordenada por Receita Requerida



Notamos que a maioria das empresas enfrentam Perdas reais maiores do que as previstas em suas RTP's. Somando os deltas de valores absolutos para as Distribuidoras nessas situações, chegamos a um valor total acumulado de R\$ 1,3B em 2017.

Note este efeito no gráfico que evolução, onde a regulação tem imposto uma trajetória decrescente para as Distribuidoras, e na realidade tem sido observado um acréscimo nos valores de perdas.

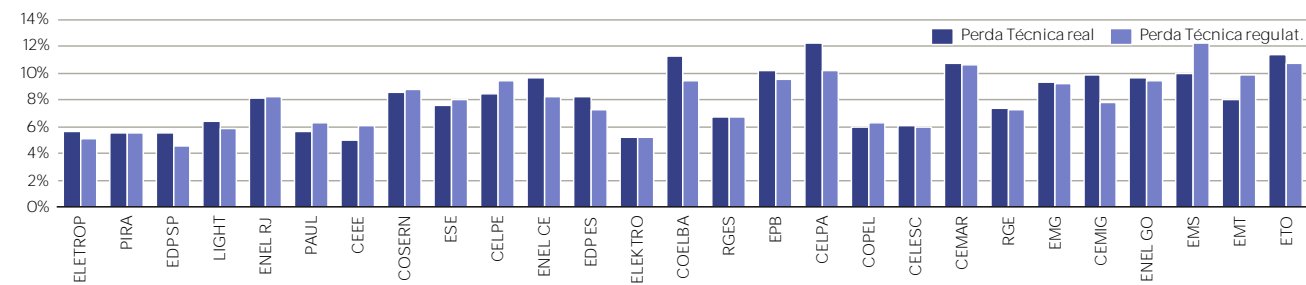
Figura 34: Evolução das Perdas totais reais e regulatórias (R\$B)



5.2.1 Perdas Técnicas

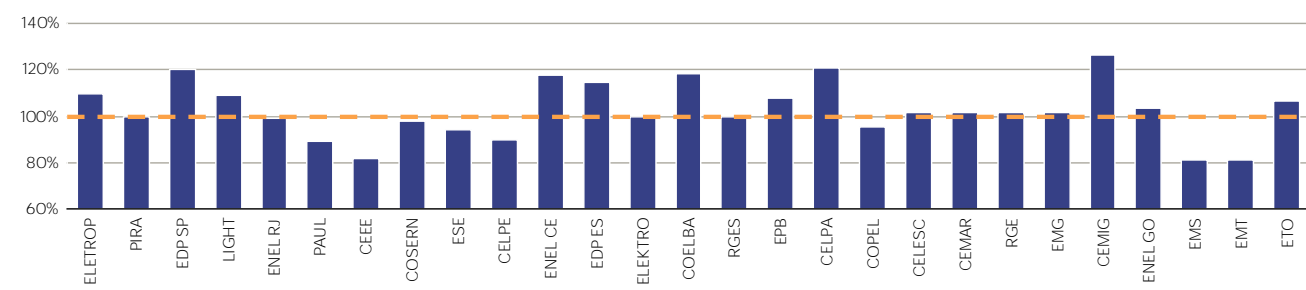
O cálculo das Perdas Técnicas é bastante complexo, pois depende de sofisticadas ferramentas e dados para análise do fluxo de potência. A formulação da ANEEL (Prodint M7) trata de uma forma mais simples que atende todos os *players* do mercado. De qualquer forma, a Densidade da rede (Clientes/ Km de rede) representa bem as Perdas Técnicas, pois num sistema corretamente projetado e equilibrado, quanto mais distante for a carga, maiores serão as perdas.

Figura 35: Perda Técnica real vs. Perda Técnica regulatória (%), ordenadas por Densidade da rede



As perdas Técnicas reais médias das 27 Distribuidoras analisadas são de 7,6% de toda a energia injetada, o que se traduz numa perda total em valor de R\$ 5,8B, ou seja, R\$ 80/ Cliente por ano.

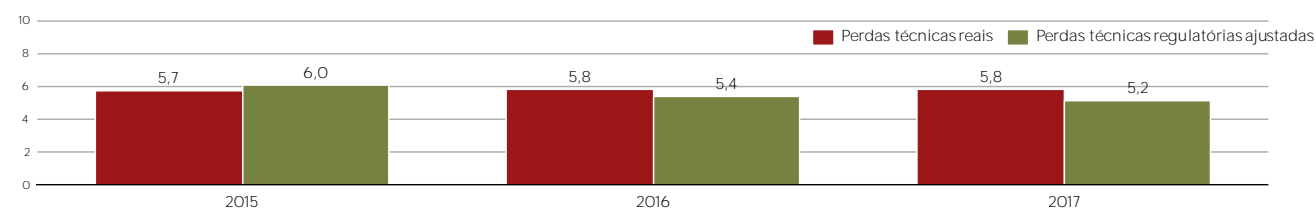
Figura 36: Perda Técnica real/ Perda Técnica regulatória (%), ordenada por Densidade da rede



A redução de Perdas Técnicas é uma tarefa complexa. Estas são distribuídas pelas redes e o custo de redimensionamento é alto. Contudo, sempre existem gargalos localizados com altos percentuais de perdas associados nos quais investimentos menores resultam em bons resultados, maximizando o ROI. Sempre existem oportunidades de melhoria em qualquer empresa, mas nas com valores acima da linha pontilhada no primeiro gráfico, uma revisão do plano de Capex pode trazer resultados significativos em curto/médio prazo.

No gráfico também temos uma situação interessante, pois como as PTec são calculadas matematicamente, não deveria existir diferenças tão significativas entre a Aneel e a D. Uma melhor análise dos dados e eventual defesa perante a Aneel pode também trazer resultados significativos para a D.

Figura 37: Evolução das Perdas técnicas reais e regulatórias (R\$B)

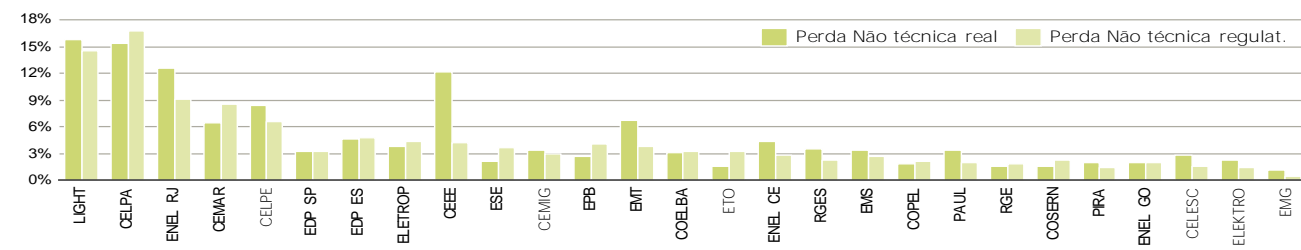


Na evolução dos últimos 3 anos, nota-se uma intensa trajetória decrescente das Perdas Técnicas regulatórias, que não está sendo acompanhada pelas reais.

5.2.2 Perdas Não Técnicas

O Proret (SM 2.6) define metodologia para estabelecimento de índice de Complexidade Social, de forma a compor o cálculo das Perdas Não Técnicas que devem ser cobertas pela tarifa em cada Distribuidora. Porém este indicador não ordena de forma coerente as Distribuidoras. A seguir montaremos uma nova ordenação, CS1, pela própria PNT Regulatória s/EnBT, mais coerente.

Figura 38: Perda Não Técnica real vs. Perda Não Técnica regulatória (%), ordenadas por Complexidade Social (CS)



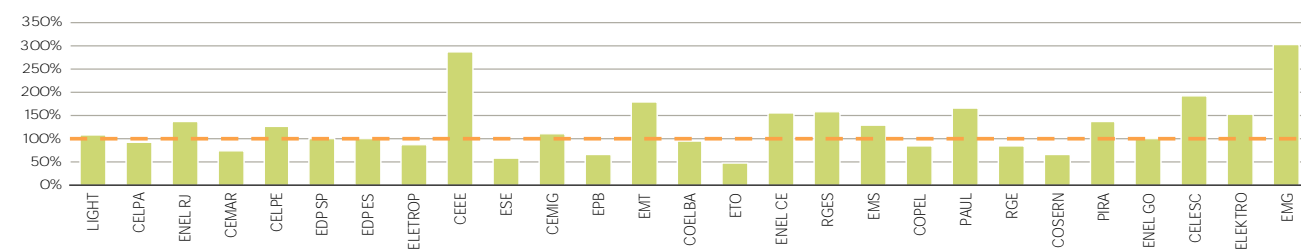
As perdas Não Técnicas reais médias das 27 Distribuidoras analisadas são de 5,1% de toda a energia injetada, o que se traduz numa perda total em valor de R\$ 4,0 B, ou seja, R\$ 55/ Cliente por ano.

As PNT são resultado de fraudes, erros de medição e erros de processos ou sistemas. Muito se vê nas Distribuidoras um grande esforço na inspeção contra fraudes, mas em geral estas perdas se distribuem nas 3 categorias. Um bom programa de verificação de falhas em processos e de análise de erros de medição geralmente produzem resultados significativos.

Para o programa de inspeção contra fraudes, atualmente existem poderosas ferramentas de BigData e Analytics que associam mais fontes de dados aos tradicionais sistemas de inteligência artificial de indicação de inspeções possibilitando uma taxa de sucesso nas inspeções maiores que os típicos 20%.

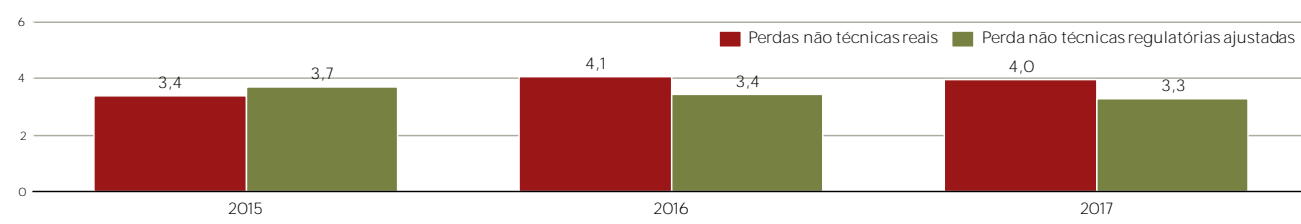
Mas nas grandes cidades onde existem bolsões de altíssima complexidade social, que ainda não são reconhecidos de forma conveniente pelo regulador, o tema pode ser melhor trabalhado com o Regulador, de forma a espelhar melhorar a realidade operacional e as limitações da Distribuidora.

Figura 39: Perda Não Técnica real/ Perda Não Técnica regulatória (%), ordenada por Complexidade Social (CS)



Nota-se também que, na evolução dos últimos 3 anos, a trajetória determinada pelo Regulador não tem sido atingida, até porque o valor atribuído pelo regulador para o total de 27 distribuidoras tem diminuído demonstrando a pressão do regulador sobre as empresas.

Figura 40: Evolução das Perdas não técnicas reais e regulatórias (R\$B)



5.3 Despesas Parcela A – Oportunidades de criação de valor

Do lado das Despesas com energia, transporte e encargos, que deve ter comportamento neutro para a Distribuidora, acreditamos que exista um conjunto de ações possíveis de forma a minimizar os impactos verificados em anos como o de 2016 (em 2017 o impacto foi positivo em R\$ 3,4 B em 2017 sem considerar Perdas), tais como:

- Renegociação com o Regulador sobre metodologia de cálculo da Parcela A;
- Pareamento temporal dos Ativos/Passivos Financeiros Regulatórios;
- Melhor assertividade na previsão de compra de energia;
- Ajuste na metodologia de compra/venda de energia no mercado de curto prazo, de forma a minimizar eventuais impactos negativos e/ou positivos.

Do lado das Perdas Técnicas acreditamos que existe ainda um conjunto importante de oportunidades para as distribuidoras, nomeadamente através de:

- Análise do loadflow detalhado do sistema elétrico, para localização de pontos com perdas técnicas elevadas, onde investimentos menores provocassem uma redução viável destas;
- Análise da situação da empresa e reabertura da discussão dos parâmetros e valores de Perdas Técnicas com o regulador.

Do lado das Perdas Não Técnicas, as distribuidoras empenham um grande esforço na **Inspeção contra fraudes** mas existem ainda espaço de melhoria na maioria dos casos, nomeadamente através das seguintes alavancas:

- Um bom programa de verificação de falhas em processos e de análises de erros de medição resultam em melhorias significativas;
- Os programas de inspeção contra fraudes têm avançado em termos de tecnologia, porém ferramentas avançadas de *Big Data e Analytics* que associam fontes externas de dados aos tradicionais sistemas de inteligência artificial de indicação de inspeções possibilitam taxas de sucesso superiores a tradicional meta de 20%;
- Revisão do nível de primarização vs. terceirização das equipes de campo, incentivos e penalidades para esses colaboradores e também a estruturação da coleta de dados no campo e a incorporação desses dados de volta no algoritmo de forma estruturada;
- Finalmente, nas grandes cidades existem bolsões de altíssima complexidade social, que ainda não são reconhecidos totalmente pelo regulador e o tema tem oportunidades de melhoria.

6. Custos e Despesas Operacionais - Parcela B

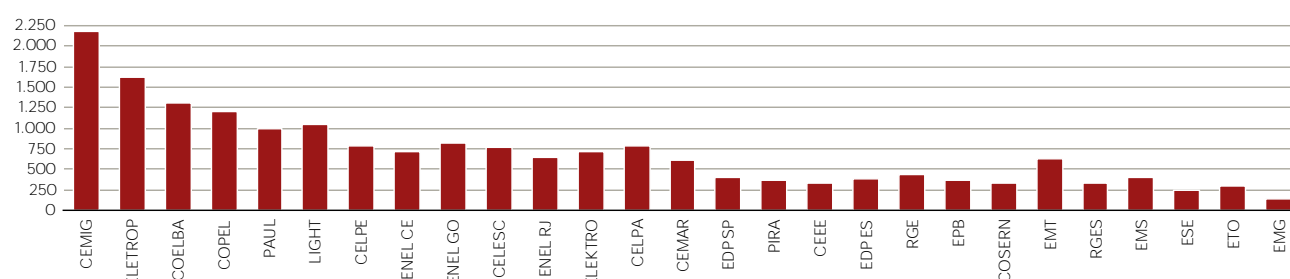
6.1 Despesas Regulatórias

As Despesas de uma Distribuidora têm como principais drivers de sua composição o atendimento a seus clientes, a operação e manutenção das suas redes de distribuição, a cobertura de receitas irrecuperáveis e alguns itens de custo fixo.

Se define Despesas regulatórias (CAOM) como os custos Operacionais (CO) e as Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi) e as Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse). Essas são por sua vez ajustadas pela proporção de ROL real compatível/ RR Econ. regulatória.

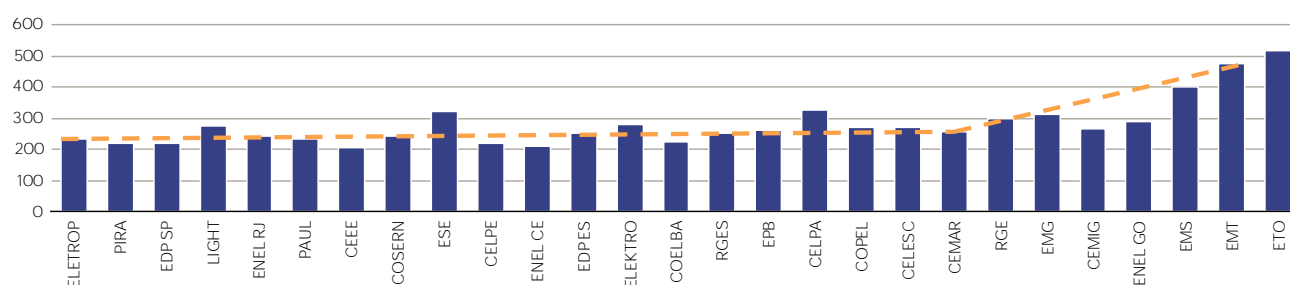
Para ordenação destes se tentou diversas composições, mas como este trabalho está sendo realizado apenas com dados públicos, a que melhor se adaptou foi a de número de clientes.

Figura 41: CAOM regulat. ajust. (R\$ M), ordenado por Número de clientes



Porém quando se analisa o Despesa por Cliente (R\$/Cliente), ordenado pela Densidade (Cliente/kmRD) se percebe claramente a diferenciação para áreas de baixa densidade.

Figura 42: CAOM regulat. ajust./Clientes (R\$/cliente), ordenada por Densidade da rede



6.2 Despesas Regulatórias vs. Despesas Gerenciáveis

As Despesas Regulatórias atribuídas na RTP não podem ser diretamente comparadas com as Despesas Gerenciáveis, devido à diferença do Mercado de Referência da RTP vs. Mercado Real. Para análise, é necessário o Ajuste no Custo Regulatório em função da relação ROL Compatível/RR Econ..

As Despesas Gerenciáveis reais compatíveis serão todas as despesas da empresa, à exceção das listadas na Parcela A e excluídos os:

- Custos de Construção
- Amortização e Depreciação

Figura 43: Despesas Ger. reais comp. vs. Despesas regul. ajust. (R\$ M), ordenadas por Número de clientes

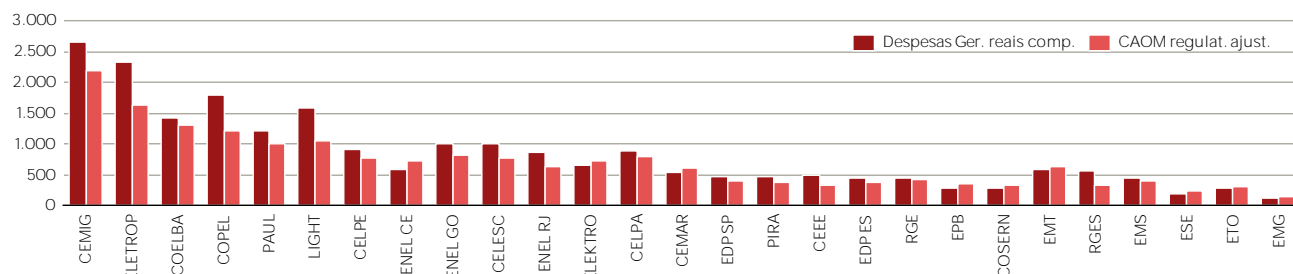
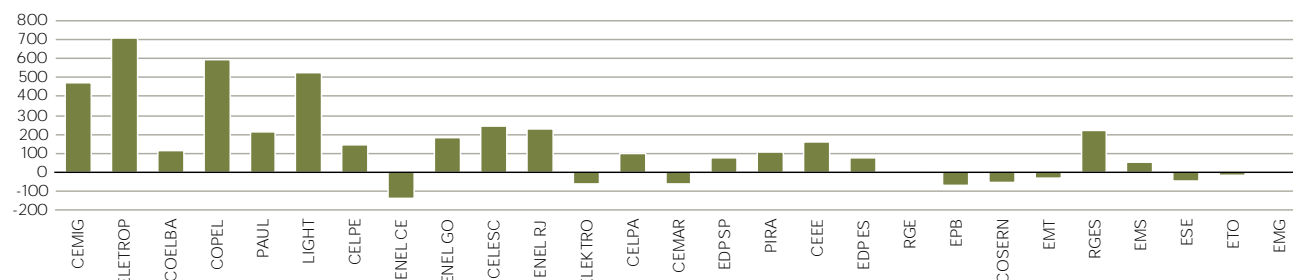


Figura 44: Despesas Ger. reais comp. - Despesas regul. ajust. (%), ordenada por Número de clientes

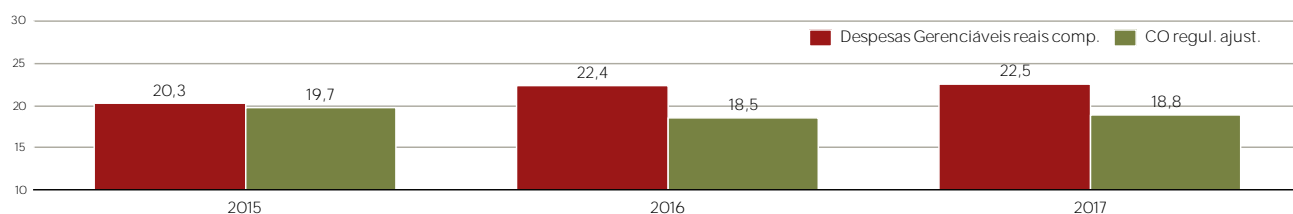


O somatório das diferenças das Despesas Gerenciáveis reais compatíveis com as Despesas regulatórias ajustadas resulta em R\$ 3,7 B, mas se considerarmos apenas as 18 empresas que estão acima do valor, este montante atingiu R\$ 4,2 B em 2017.

Note que, os reajustes praticados pelo Regulador são aproximadamente similares aos aumentos de custos nas Distribuidoras nos últimos 3 anos, e que existe uma parcela entre 2,5 a 3,0 BR\$ que recorrentemente é perdida no processo.

Inequivocamente existe muito espaço para obtenção de melhoria operacional, e para análise iremos subdividir os principais elementos a seguir. Sempre com a limitação de utilização de dados públicos, com a ressalva que não existe uma padronização exata no lançamento entre empresas

Figura 45: Evolução das Despesas Ger. reais comp. e Despesas regulatórias ajust. (R\$B)



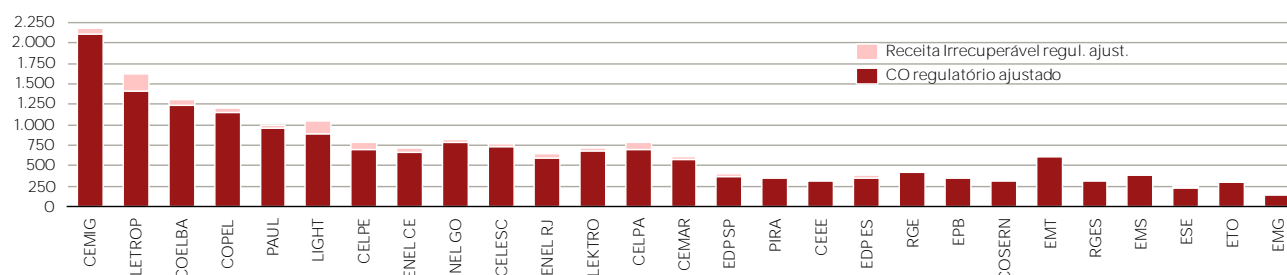
6.3 Despesas Gerenciáveis

Como já comentado neste trabalho, os dados foram coletados apenas de fontes públicas, o que limita a segregação destes para análises mais profundas.

Na parte de **Despesas regulatórias**, a RTP atual apenas permite a quebra em:

- CO
- Receitas Irrecuperáveis + Encargos Setoriais (Vi) e as Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)

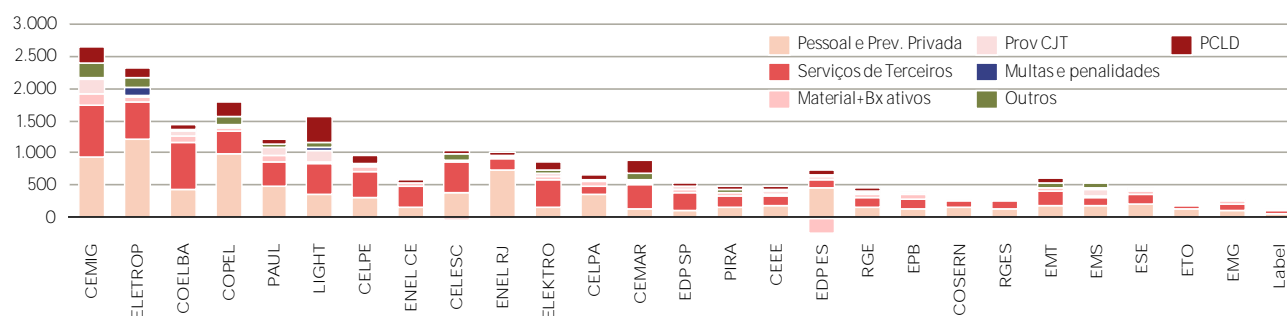
Figura 46: CO regulat. ajust. e Receita irrecuperável ajust. (R\$ M), ordenados por Número de clientes



Para a análise das **Despesas Gerenciáveis** conseguimos fazer as seguintes quebras a partir dos DREs:

- PCLD (deslocado de Outros)
- PMSO sem PCLD, composto por:
 - Pessoal + Previdência Privada e Pós Emprego
 - Materiais + Baixa Ativos (deslocada de Outros)
 - Serviços
 - Outros, composto por:
 - Outros Diversos
 - Prov. Cíveis, Trabalhistas, Jurídicas
 - Multas

Figura 47: (PCLD + P + Prev. + M + Baixa de Ativos + S + O) real (R\$ M), ordenado por Número de clientes



Observação: existem algumas empresas que não fornecem algumas das aberturas das despesas em seus DREs. Consideramos que o motivo seria o de serem irrelevantes no resultado, portanto continuamos a análise desta forma.

6.3.1 Despesas com Receitas Irrecuperáveis vs. PCLD real

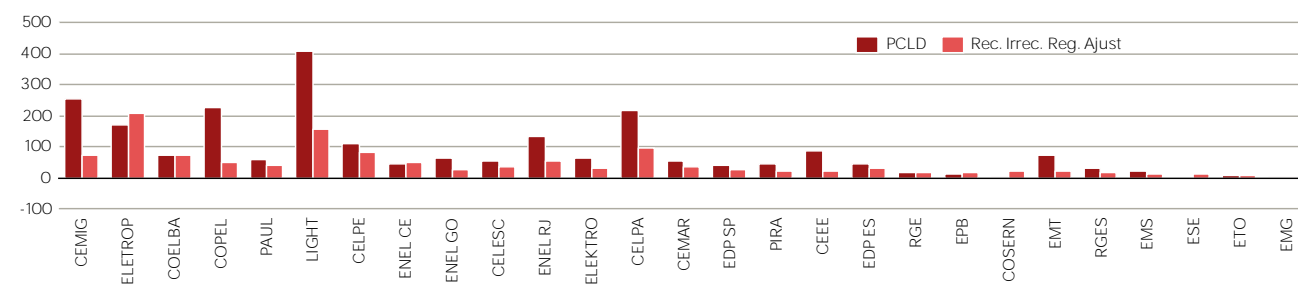
Vamos primeiramente analisar a questão da Inadimplência das Despesas Gerenciáveis, pelo que partimos para a análise dos seguintes itens na parte regulatória:

- Receitas Irrecuperáveis + Encargos Setoriais (Vi) e as Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)

Para a análise das **Despesas Gerenciáveis** vamos analisar PCLD¹⁷

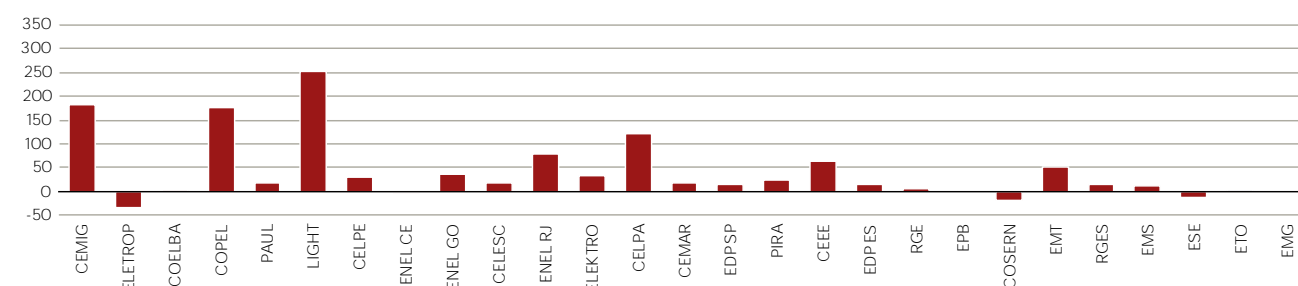
As Receitas Irrecuperáveis são ajustadas pela relação ROL Comp/RR Econ., e o PCLD, nas empresas onde foi destacado no DRE a Baixa Definitiva de Incobrável, esta foi adicionado ao valor da PCLD declarada, de forma a se obter o valor total que impactou o resultado.

Figura 48: PCLD real vs. Receitas Irrecuperáveis regul. ajust. (R\$ M), ordenadas por Número de clientes



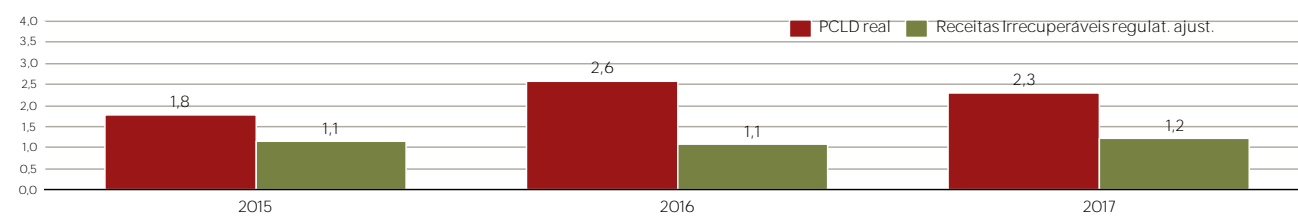
A maioria das Distribuidoras tiveram um custo com PCLD bem maior do que o estabelecido na tarifa, devido à situação econômica do país e eventuais reconhecimentos de dívidas passadas ou estornos de provisão de dívidas pagas. Portanto, continuaremos a análise com a ordenação por Cliente.

Figura 49: PCLD - Receitas Irrecuperáveis regulat. ajust. (R\$ M), ordenado por Número de clientes



Em 2017 apenas 6 Distribuidoras conseguiram manter o nível do PCLD abaixo do limite regulatório, que representou uma perda somada de 1,1 BR\$ no ano (1,5 BR\$ em 2016).

Figura 50: Evolução do PCLD real e Receitas Irrecuperáveis regul. ajust. (R\$ B)



¹⁷ PCLD = PCLD + Baixa Incobrável

6.3.2 Custos CO regulatórios vs. Custo PMSO real

Estando devidamente isolada a questão da Inadimplência das Despesas Gerenciáveis, partimos para a análise dos demais itens:

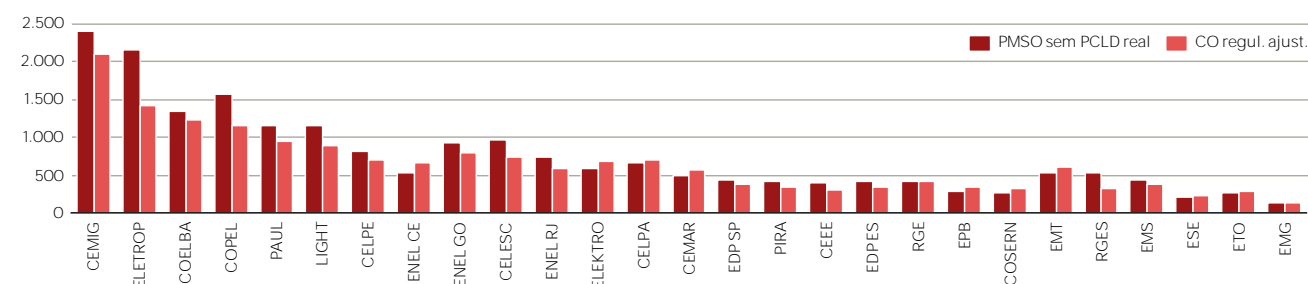
Despesas regulatórias:

- CO

Despesas Gerenciáveis:

- PCLD
- PMSO composto por:
 - Pessoal + Previdência Privada e Pós Emprego
 - Materiais + Baixa Ativos (deslocada de Outros)
 - Serviços
 - Outros, composto por: Outros Diversos + Prov. Cíveis, Trabalhistas, Jurídicas + Multas

Figura 51: PMSO (sem PCLD) real vs. CO regulat. ajust. (R\$ M), ordenados por Número de clientes



O valor total das diferenças dos custos PMSO sem PCLD reais com os custos CO regulatórios ajustados resulta em perda de R\$ 2,6 B, mas se considerarmos apenas as 11 empresas que estão acima do valor, este montante atingiu R\$ 3,2 B em 2017.

Figura 52: PMSO (sem PCLD) real - CO regulat. ajust. (R\$ M), ordenados por Número de clientes

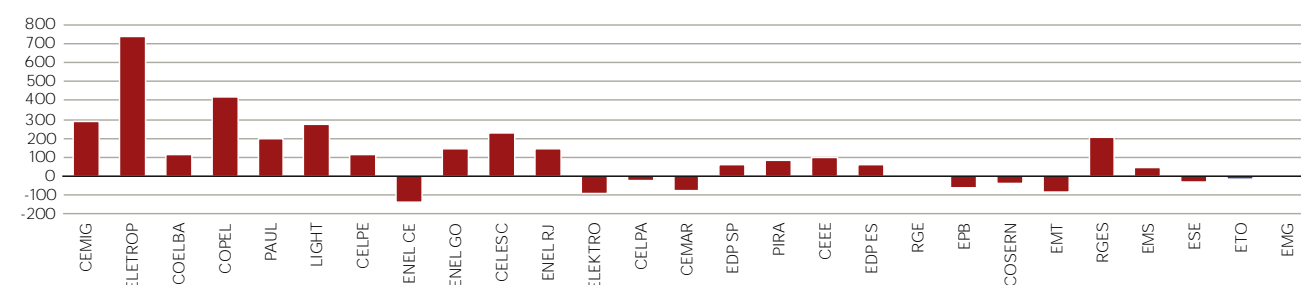
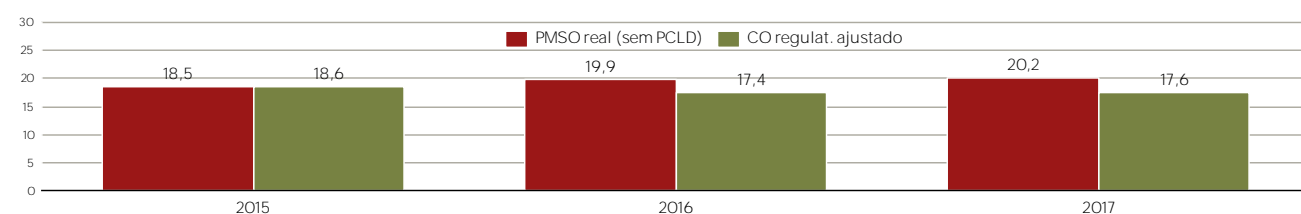


Figura 53: Evolução do PMSO real e CO regulat. ajust. (R\$B)



A seguir abriremos as componentes do PMSO para análise, porém como não existem parâmetros regulatórios de definição destes, a análise se limitará à comparação entre empresas. Isto é, sempre com a limitação de utilização de dados públicos, com a ressalva que não existe uma padronização exata no lançamento entre empresas.

6.3.3 Pessoal e Serviços

Como as estratégias operacionais das empresas diferem quanto à terceirização de atividades, não é consistente a comparação de Pessoal e de Serviços em separado. Obrigando a análise de forma agregada destes 2 itens. Como estes valores tem grande participação na composição do PMSO, mantivemos o valor dos custos CO regulatórios ajustados em linha pontilhada, apenas para referência do total.

Em ambas as comparações de somatórios dos custos, quer seja ordenados por número de clientes, quer seja ordenados por densidade de rede, ficam claras as diferenças entre as empresas.

Figura 54: (P+S+Prev.) real vs. CO regulatórios ajustados (R\$ M), ordenado por Número de clientes

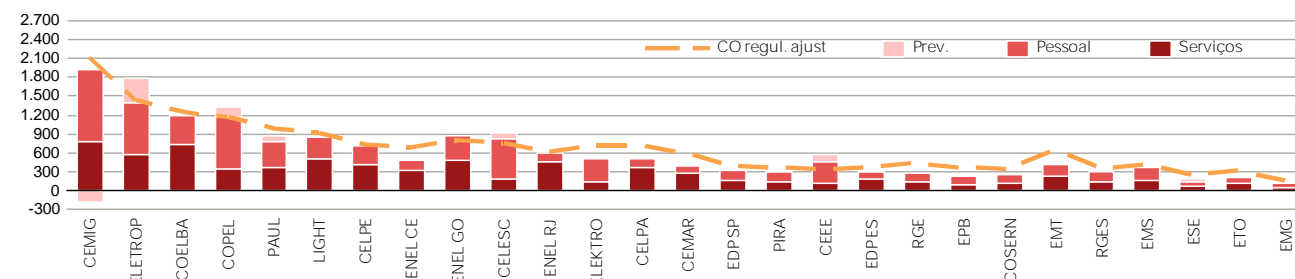
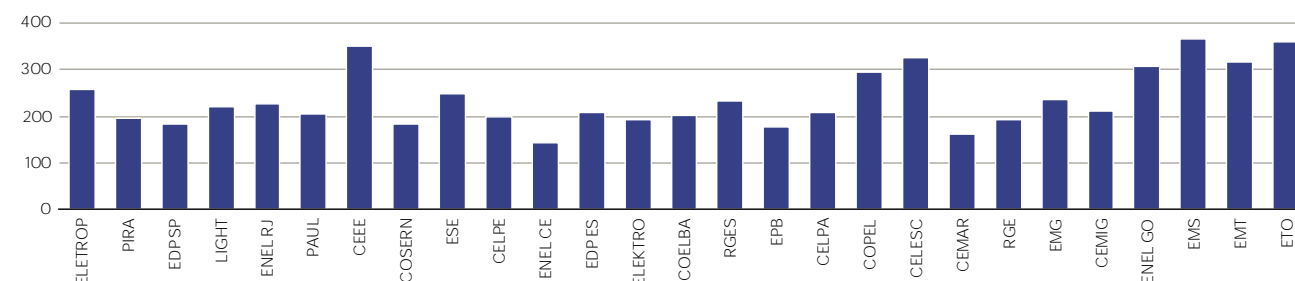


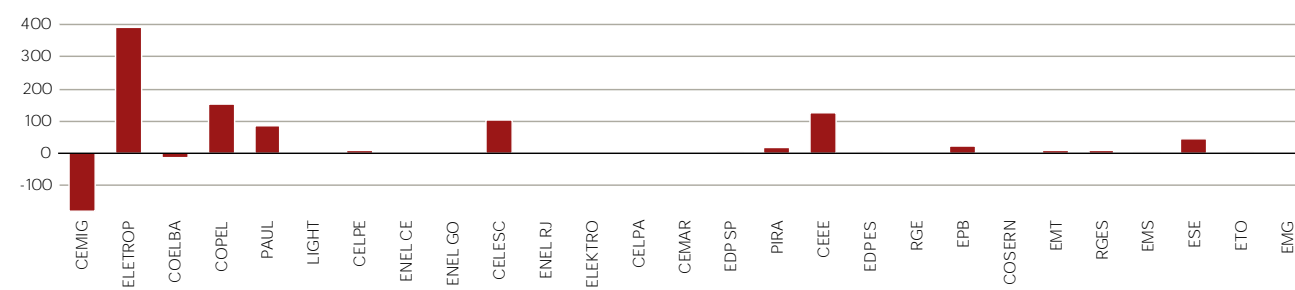
Figura 55: (Pessoal+Serviços+Previdência)/ Cliente vs. CO regulat. ajust. / Cliente (R\$/ cliente), ordenados por Densidade da rede



Em especial a Eletropaulo, ESE, CEEE, RGES, Copel, Celesc, ENEL GO e EMS gastam acima da média nestes itens de P+S. Ressalta-se ainda que estas empresas tem um custo com Previdência e Benefícios Pós-Emprego muito superior às demais.

É notório que as empresas estatais têm problemas de mobilidade de seu quadro de pessoal e que Eletropaulo e CPFL Paulista tem acordos sindicais históricos, que impedem a atuação em relação aos custos com Previdência, mas estes estão custando para estas empresas.

Figura 56: Custo de Previdência (R\$ M), ordenado por Número de clientes

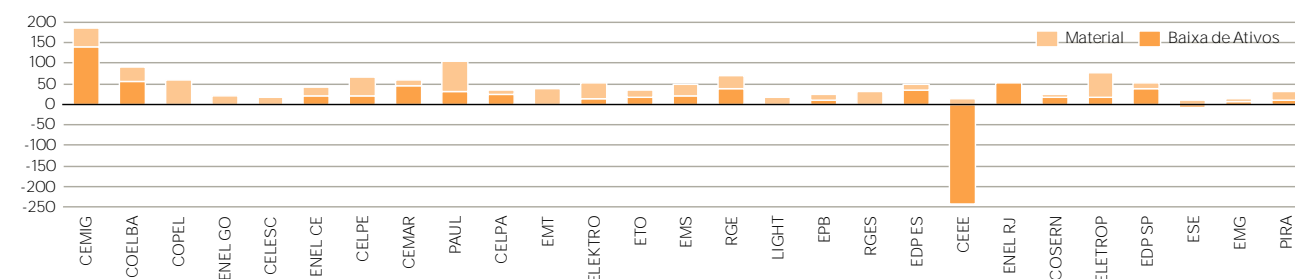


6.3.4 Material e Baixa de Ativos

A Baixa de Ativos (desativação) foi realocado da conta Outros para compor Materiais, pois é parte do mesmo processo de manutenção de redes, e ambos seguem o mesmo driver de km de rede.

O item Materiais, é muito influenciado pela idade das redes e a política de investimentos em manutenção da empresa. Já as Baixas de Ativos, depende de condições anteriores à realização da obra de expansão ou manutenção. Isto é, uma decisão anterior de alocar um material que não dure a vida útil regulatória, implica num valor de desativação.

Figura 57: Custos de Material + Baixa de Ativos reais (R\$ M), ordenado por Extensão de Rede

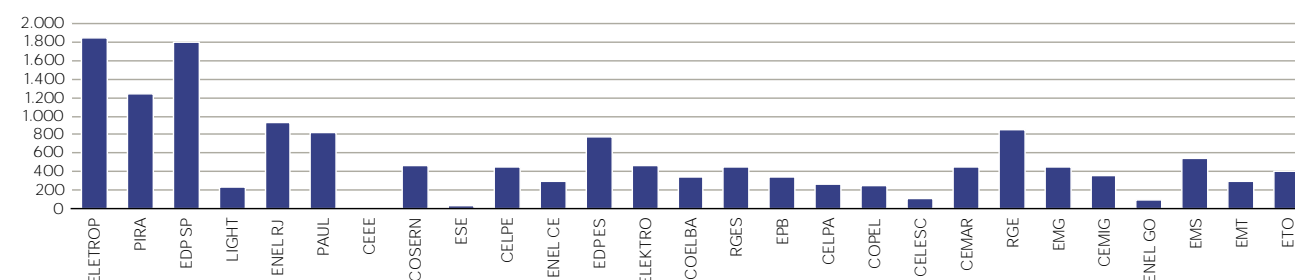


O valor total de Materiais e Baixa de Ativos do grupo analisado em 2017 foi de R\$ 1,1B e se considerarmos apenas Baixa de Materiais foi de R\$ 0,7B.

São notórios casos com Medidores Eletrônicos, mas existem nas empresas muitos outros materiais e equipamentos que são removidos antes de sua vida regulatória ter terminado. Por isto é de maior relevância existir critérios rígidos de engenharia na definição dos equipamentos e materiais a serem utilizados, tão quanto os critérios de projetos a serem aplicados. Vide também mais à frente deste estudo o capítulo de item de Investimentos e BRR.

Apesar de uma análise apenas por dados públicos não conseguir verificar todos os detalhes, fica evidente nos gráficos as diferentes situações encontradas nas empresas.

Figura 58: (Custos de Material + Baixa de Ativos)/ Km rede (R\$/ km rede), ordenado por Densidade da rede



6.3.5 Outros

Este item de Outros é resultante apenas das seguintes parcelas:

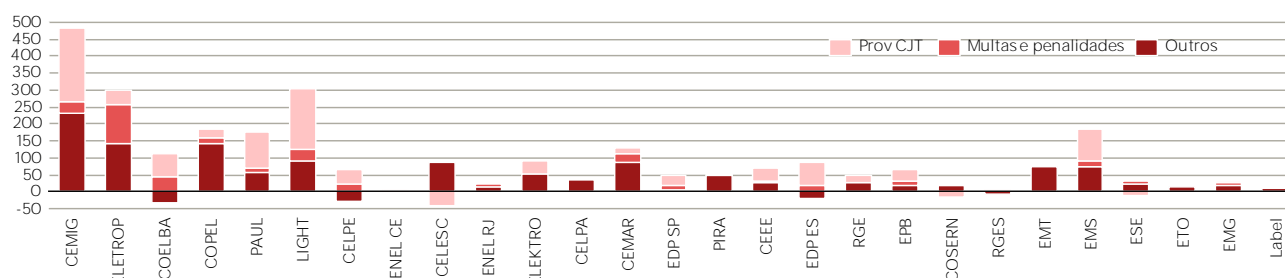
- Outros Diversos
- Prov. Cíveis, Trabalhistas, Jurídicas
- Multas

Visto que retiramos do componente Outros do DRE as parcelas de:

- PCLDe
- Baixa de Ativos

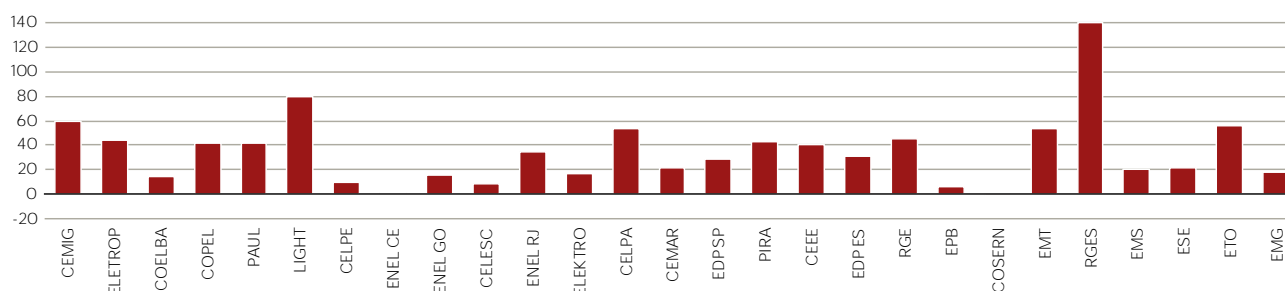
Trata-se de contas com baixa padronização de detalhamento nos DREs das empresas, e também são muito afetadas por contas de provisões, com grandes flutuações hora positivas e hora negativas. Portanto se prestam apenas para referência, impossibilitando uma análise mais detalhada apenas como dados públicos.

Figura 59: Custos (Outros Div. + Prov. CJT + Multas) reais (R\$ M), ordenado por Número de clientes



Como o valor somado das 27 Ds se mantém constante em torno de 1,5 BR\$/ano nos últimos 3 anos, indica que existem grandes oportunidades de melhoria a ser capturada nos processos operacionais geradores destas penalidades.

Figura 60: Custos (Outros Diversos+Prov.CJT+Multas) real/ Clientes (R\$/ cliente), ordenado por Densidade da rede



6.4 Despesas Parcela B – Oportunidades de criação de valor

Pela complexidade e abrangência de uma atividade de Distribuição de Energia, sempre existem diversas oportunidades de criação de valor em suas operações. Abaixo listamos de forma macro os itens mais relevantes:

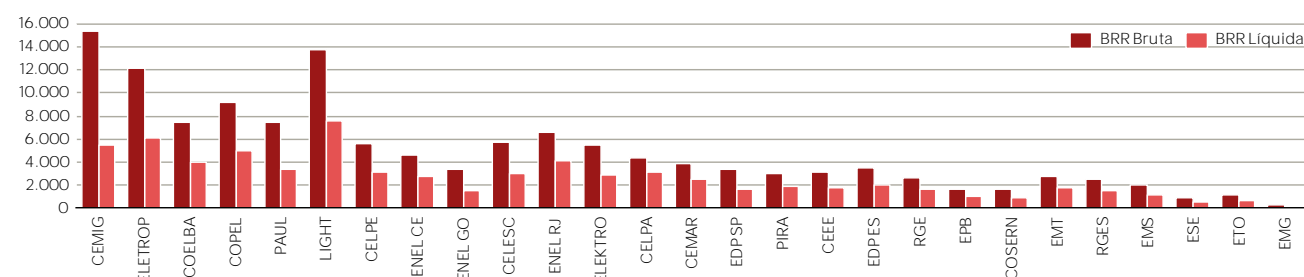
- **Inadimplência:** Atualmente existem poderosas ferramentas de *Big Data* e *Analytics* que associam mais fontes de dados do que as tradicionais, possibilitando uma atuação seletiva por região/segmento e dinâmica temporalmente com as mais variadas ferramentas de combate à inadimplência, que permitem duplicar ou até triplicar o valor (R\$) recuperado pelo valor (R\$) gasto na operação de combate à inadimplência
- **Pessoal:** Existem diferentes estratégias de alocação de pessoal próprio versus terceirizado nas empresas, que devem ser constantemente analisadas e reavaliadas. Porém nas distribuidoras existem problemas clássicos de senioridade elevada para cargos que não necessitam, planos de benefícios e previdência superlativos, alocação de Horas Extras em demasia, etc., que podem ser endereçados que proporcionam resultados significativos
- **Serviços:** Na maioria das distribuidoras que terceirizam os chamados “serviços de campo”, existe uma reclamação constante sobre o alto custos dos terceiros e de sua baixa eficiência/qualidade. Em projetos realizados anteriormente constatamos que esta baixa eficiência e qualidade, em boa parte dos casos, são resultado de uma logística operacional deficiente existente nas próprias distribuidoras, onde uma revisão de toda a cadeia proporciona ganhos substanciais.
- **Material e Baixa de Ativos:** Estes custos advém da manutenção de redes, como resultado de decisões tomadas no passado pouco podendo ser feito. Porém uma revisão dos materiais e critérios de projetos utilizados na construção de redes novas e estratégias eficazes para a manutenção das existentes promove, além da melhoria dos indicadores técnicos de qualidade do sistema elétrico, uma redução substancial de custos futuros em materiais e baixas de ativos e das equipes de emergência.
- **Provisões CJT e Multas:** Estes itens não são reconhecidos regulatoriamente e uma distribuidora com excelência operacional deveria ter valores mínimos destes. Mas não é o que ocorre na maioria das Distribuidoras, e apenas um projeto de identificação de causas e correção com grande patrocínio da direção pode promover uma redução consistente destes itens.

7. Investimentos e BRR

7.1 Investimentos e BRR

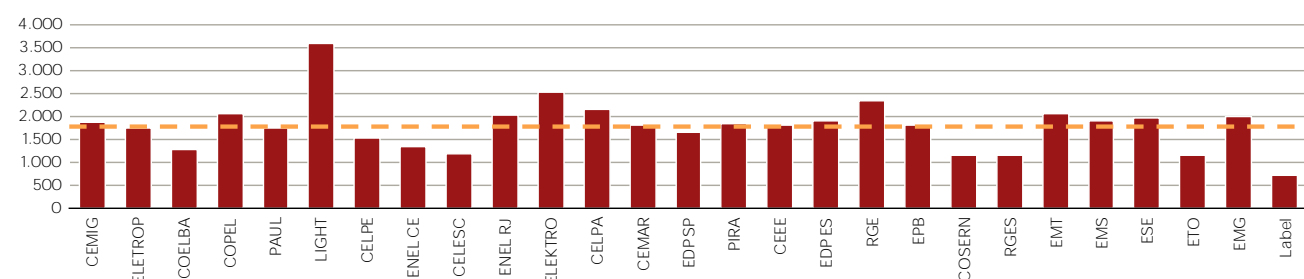
Para esta análise, precisaríamos ter segregado os valores aplicados no Sistema Elétrico, com indicação de Obrigações Especiais e os outros investimentos, tais como Frota, Imóveis e TI/Telecom. Como poucas empresas detalham os valores investidos em seus Relatórios Anuais, faremos apenas uma comparação com os dados da BRR.

Figura 61: BRR Bruta e BRR Líquida (R\$ M), ordenado por Número de Clientes



Note que as empresas acima da média (1.785 R\$/Cli), como por exemplo Light e ENEL RJ, possuem pesados sistemas subterrâneos, SEs e LTs, para o atendimento de seus clientes. Já as que ficam abaixo da média são empresas com sistemas de distribuição mais simples, com poucas SEs e LTs.

Figura 62: BRR Bruta/ Número de Clientes (R\$/ Cliente), ordenado por Número de Clientes

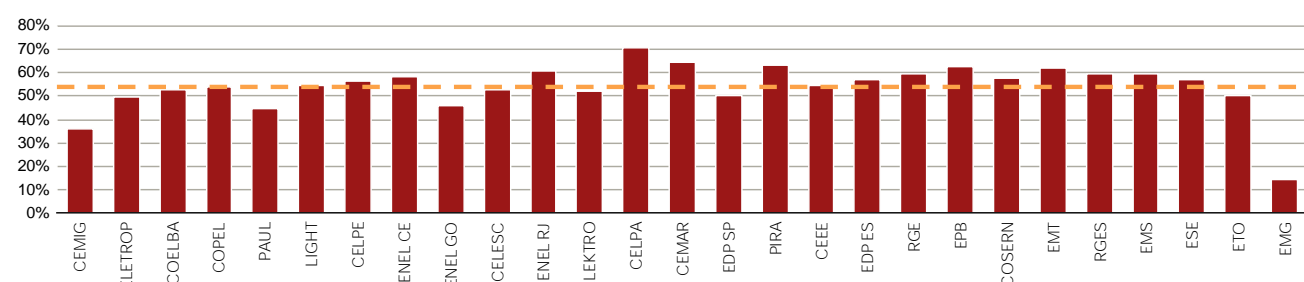


O indicador BRR Líquida/Bruta é usado como um proxy da Idade do Sistema Elétrico, isto é, quanto menor a relação, mais depreciado e, por consequência, mais antigo é o sistema. Não existe um valor ótimo para este indicador. Muitos associam o valor de 55% como razoável, mas isto depende de muitos fatores.

As empresas com valores mais baixos têm como consequência:

- Menor Remuneração do Capital (RC)
- Maior custo operacional, pois está mantendo sistemas mais antigos e muitas vezes obsoletos

Figura 63: BRR Líquida/ BRR Bruta (%), ordenado por Número de Clientes



7.2 Investimentos e BRR – Oportunidades de criação de valor

Verifica-se em muitas empresas que seus planos de investimentos são feitos de forma a atender demandas de curto prazo, sem uma correlação específica com o como será a empresas no longo prazo.

Visto que o Sistema Elétrico de uma Distribuidora só se altera no longo prazo, exigindo planos de investimentos que vise a se obter os objetivos empresariais futuros, estes precisam ser elaborados de forma consistente e executados com persistência. São exemplos de objetivos de longo prazo:

- Segurança do Sistema Elétrico e atendimento ao crescimento da carga.
- Redução da quantidade de ocorrências emergenciais de forma significativa, com objetivo de atendimento dos itens regulatórios e redução de custos operacionais;
- Criação de flexibilidade operativa, de forma a atender às ocorrências com menor impacto, seja em termos de indicadores técnicos, seja em custos operacionais;
- Redução de Perdas Técnicas e Não Técnicas
- Compatibilização dos sistemas e ativos elétricos utilizados de forma a terem uma vida útil que atenda o preceito regulatório sem perda de remuneração ao acionista

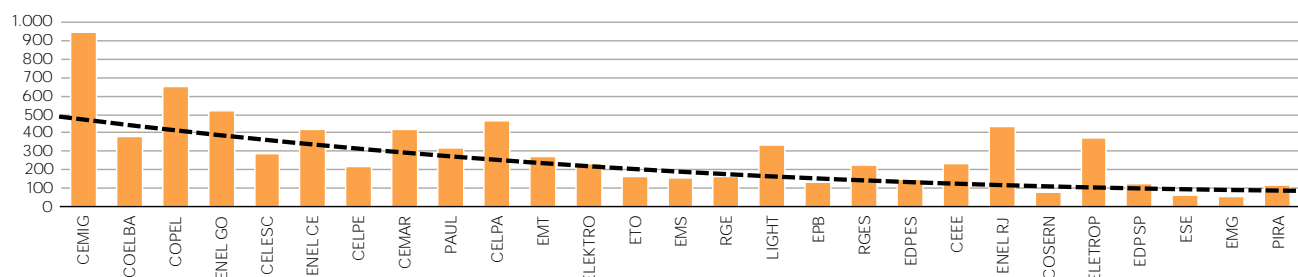
As atuais técnicas de *Big Data Predictive Analysis* permitem o desenvolvimento de um plano de investimentos que garanta a melhor qualidade técnica com o menor custo operacional.

8. Indicadores Técnicos

8.1 Número de Ocorrências

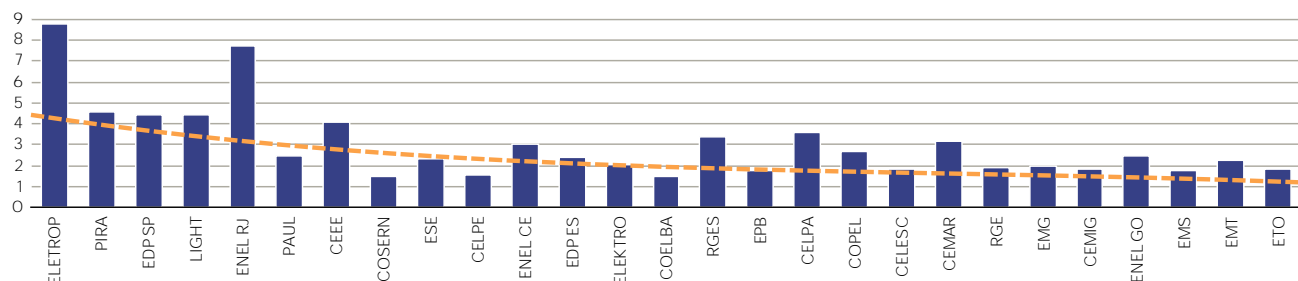
O **Número de Ocorrências Total (NO)** é a quantidade de atividades no campo planejadas e não planejadas com diferentes níveis de criticidade para o sistema elétrico e realizadas pelas equipes operacionais próprias e/ ou terceiras. Essas atividades têm Tempos Médios de Atendimento (TMA) que impactam os indicadores de qualidade (Duração Equivalente de Interrupção – DEC) e no Custo Operacional para atender essas mesmas ocorrências.

Figura 64: Número de Ocorrências NO (# m), ordenado por Extensão da Rede



A indexação por Densidade não é um driver técnico para a quantidade de ocorrências, mas como no país os locais de alta densidade são geralmente mais antigos e não existe movimentos de renovação intensos, a densidade associa às redes mais antigas e com maior quantidade de interferências.

Figura 65: Número de ocorrências/ Extensão de rede (# NO/ km rede), ordenado por Densidade da rede

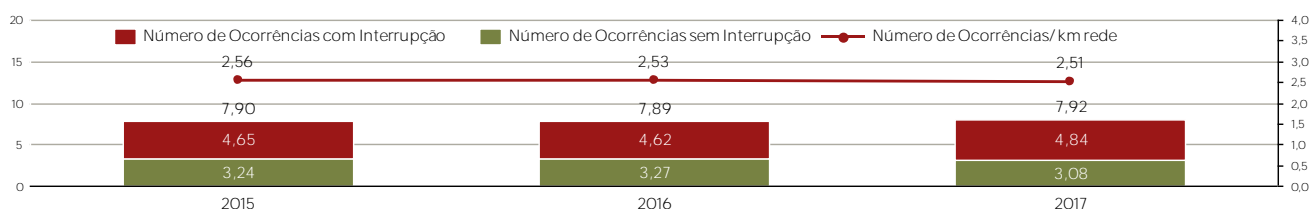


O número total de ocorrências em 2017 na rede das 27 Distribuidoras analisadas foi de 7,9 M, o que significa 2,5 ocorrências por km em termos médios.

A seguir quebramos as Ocorrências em Com e Sem Interrupção de Energia para as devidas análises, mas mesmo somados os 2 tipos de ocorrência já dá para se perceber outliers claros.

A evolução 2015-2017 mostra um crescimento no número total de ocorrências e uma taxa de Ocorrências por km de rede decrescente.

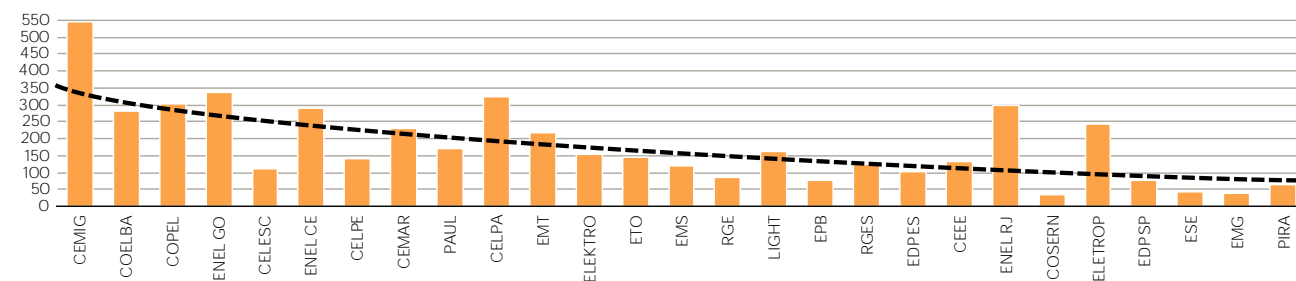
Figura 66: Evolução do número de ocorrências total (#)



8.1.1. Número de Ocorrências com Interrupção

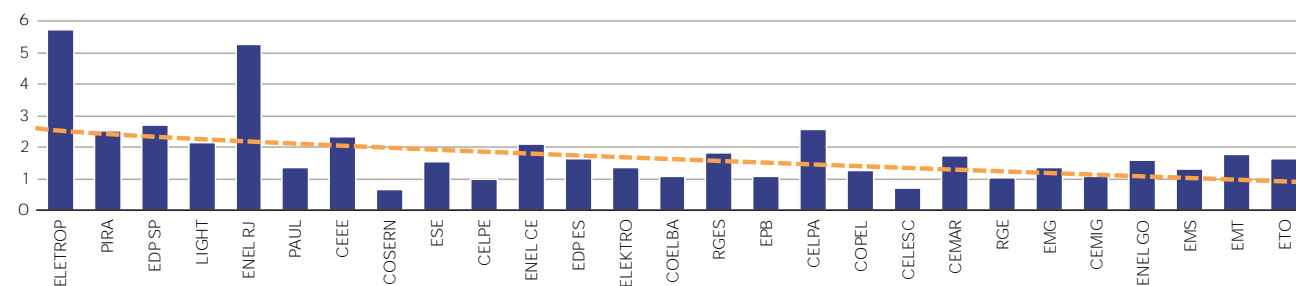
O Número de Ocorrências com Interrupção de Energia (NIE), é o item prioritário para o atendimento das equipes operacionais. A indexação por Densidade não é um driver técnico para a quantidade e ocorrências, mas como no país os locais de alta densidade são geralmente mais antigos e não existe movimentos de renovação intensos, a densidade associa a redes mais antigas e com maior quantidade de interferências.

Figura 67: Número de Ocorrências com Interrupção NIE (# m), ordenado por Extensão da Rede



O número total de ocorrências com Interrupção de Energia em 2016 na rede das 27 Distribuidoras analisadas foi de 4,8 M, o que significa 1,5 ocorrências por km em termos médios.

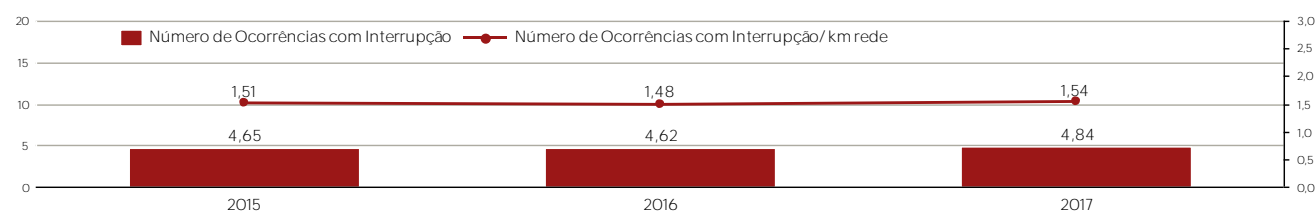
Figura 68: Número de Ocorrências com Interrupção NIE/ Extensão de rede (#NIE/ #km rede), ordenado por Densidade da rede



O número de ocorrências por km de Rede (ou taxa de falhas) é um driver de muita significância para a medida da saúde do ativo elétrico, pois mesmo uma ocorrência que afete poucos clientes (baixo DEC e FEC) exigem o reparo e aumenta o custo operacional da distribuidora. Em geral estas falhas são resultantes de decisões no passado, e apenas um plano de investimentos consistente de médio/longo prazo consegue equacionar.

Note que a evolução 2015-2017 das 27 Distribuidoras somadas, tem apresentado crescimento das ocorrências de forma absoluta e relativa.

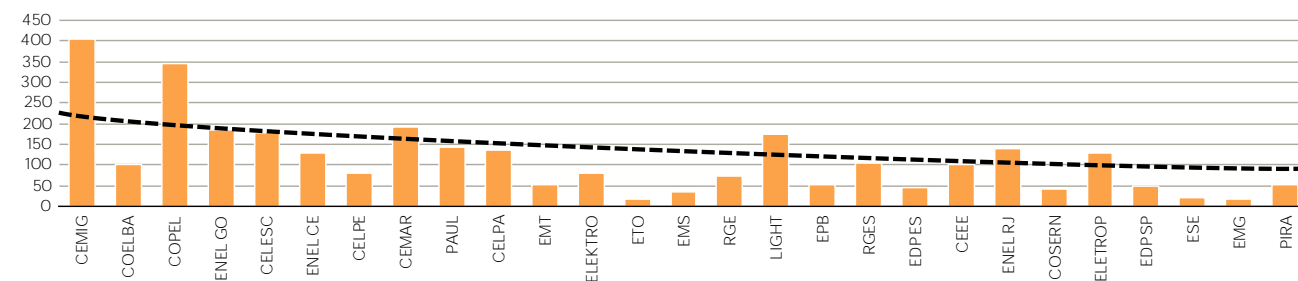
Figura 69: Evolução do número de ocorrências com interrupção (#)



8.1.2 Número de Ocorrências sem Interrupção

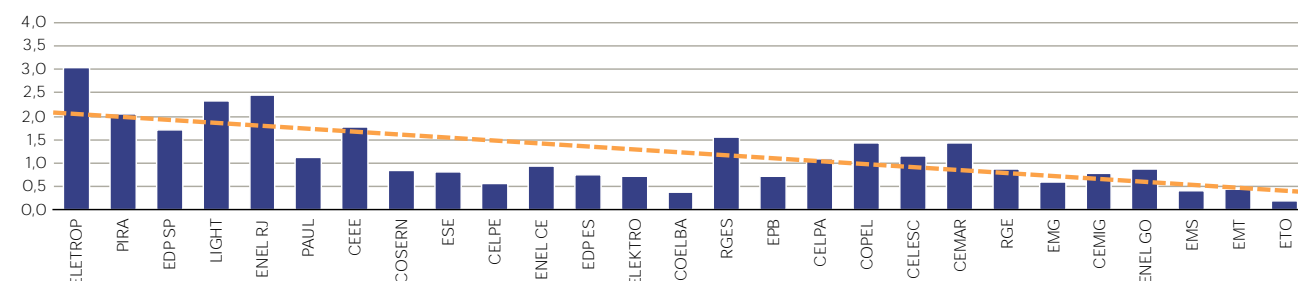
O Número de Ocorrências sem Interrupção de Energia (NSE), é um item secundário para o atendimento das equipes operacionais, mas que precisam ser tratados. A indexação por Densidade não é um driver técnico para a quantidade e ocorrências, mas como no país os locais de alta densidade são geralmente mais antigos e não existe movimentos de renovação intensos, a densidade associa a redes mais antigas e com maior quantidade de interferências.

Figura 70: Número de Ocorrências sem Interrupção NSE (# m), ordenado por Extensão da Rede



O número total de ocorrências sem Interrupção de Energia em 2017 na rede das 27 Distribuidoras analisadas foi de 3,1 M, o que significa 1,0 ocorrências por km em termos médios.

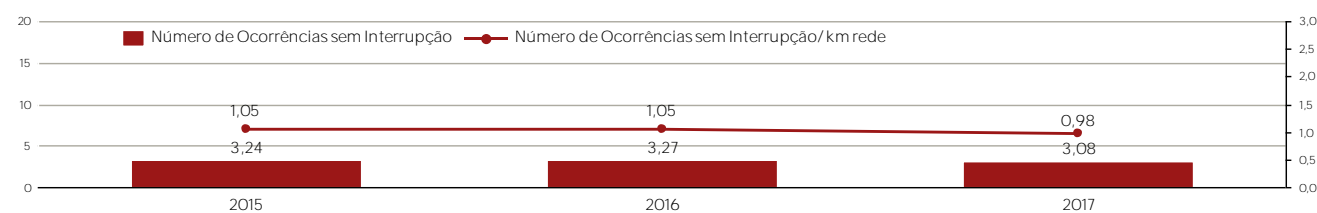
Figura 71: Número de Ocorrências sem Interrupção NSE/ Extensão de rede (#NSE/ #km rede), ordenado por Densidade da rede



Os outliers são praticamente os mesmos da análise das Ocorrências COM interrupção. Mas as NSE em geral seguem a tendência das NIE, porém existem outliers que podem ser realmente problemas específicos da região ou até aspectos relacionados com lançamento das Distribuidoras. De qualquer forma precisam ser tratadas pois acarretam atividades para as equipes operacionais, consumindo tempo que poderia ser usado nas NIE.

Na Evolução 2015-2017 nota-se uma redução, embora que tímida, neste tipo de ocorrência.

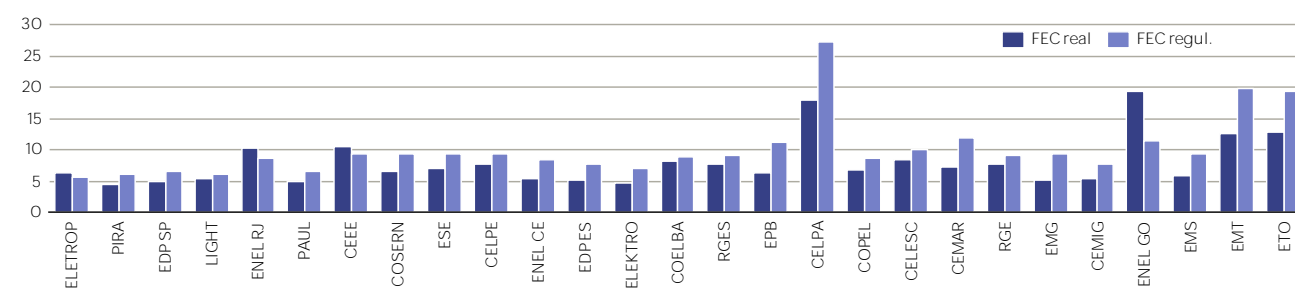
Figura 72: Evolução do número de ocorrências sem interrupção (#)



8.2 FEC

O indicador de Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC), junto com a taxa de falhas por km são os melhores indicadores de avaliação da qualidade da manutenção da Rede.

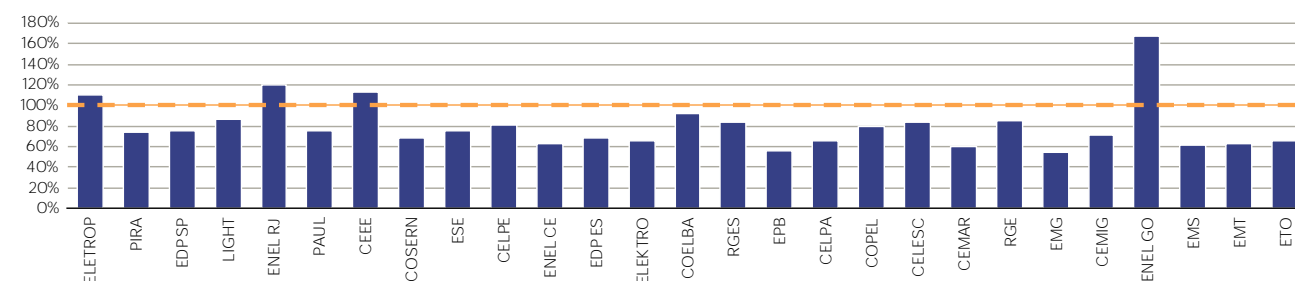
Figura 73: FEC, ordenado por Densidade da rede



O FEC em 2017 foi de 7,5 vezes para a média ponderada das 27 distribuidoras. O indicador FEC é geralmente atendido pelas Distribuidoras, pois estas privilegiam a manutenção em locais com grande quantidade de consumidores, deixando as zonas pouco densas em segundo plano.

Casos como Eletropaulo, CEEE, Enel RJ e GO necessitam de um plano de investimentos em renovação e manutenção de grande valor e com estratégia muito bem elaborada para se reverter a situação

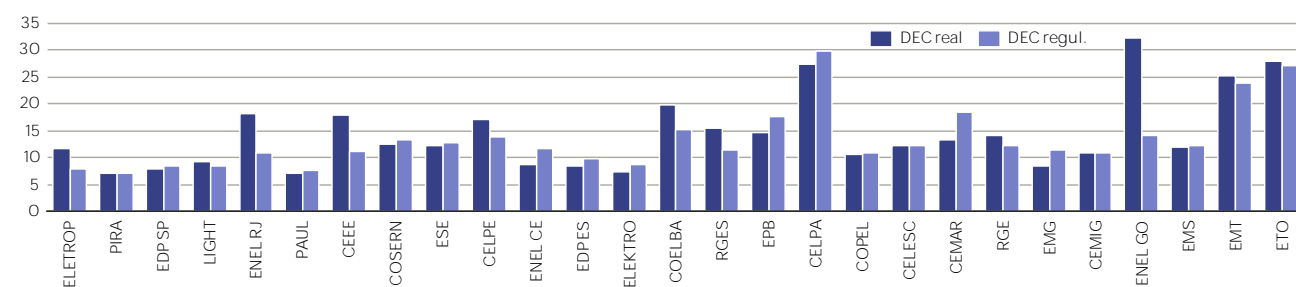
Figura 74: FEC Real/ FEC Regulatório (%), ordenado por Densidade da rede



8.3 DEC

O indicador de Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC), é mais problemático de ser atendido pelas Distribuidoras, pois mesmo privilegiando o atendimento de ocorrências em locais com maior quantidade de clientes, deixando as zonas pouco densas em segunda prioridade, em geral estão controlando custos e faltam equipes.

Figura 75: DEC, ordenado por Densidade da rede



O DEC em 2017 foi de 13,8 vezes para a média ponderada das 27 distribuidoras. Em anos recentes foi instituído as penalizações pelos indicadores individuais (serão apresentados mais à frente neste trabalho) que concorrem com a priorização do coletivo. Discussões de mérito à parte, a inclusão destes indicadores provoca alteração séria na estratégia de despacho de equipes, onde empresas que não tem sistemas de informação apropriados acaba performando mal nos dois lados.

Figura 76: DEC real/ DEC regulatório (%), ordenado por Densidade da rede

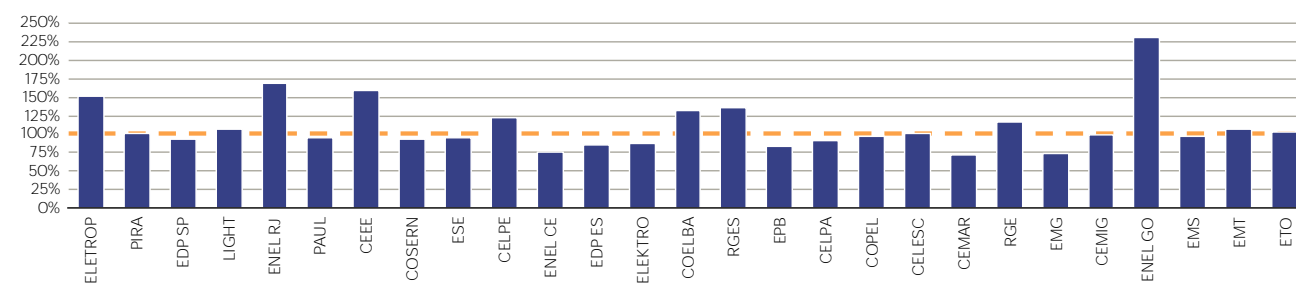
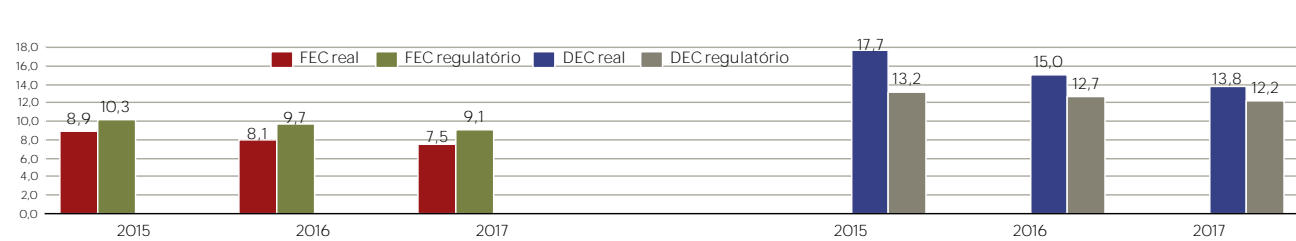


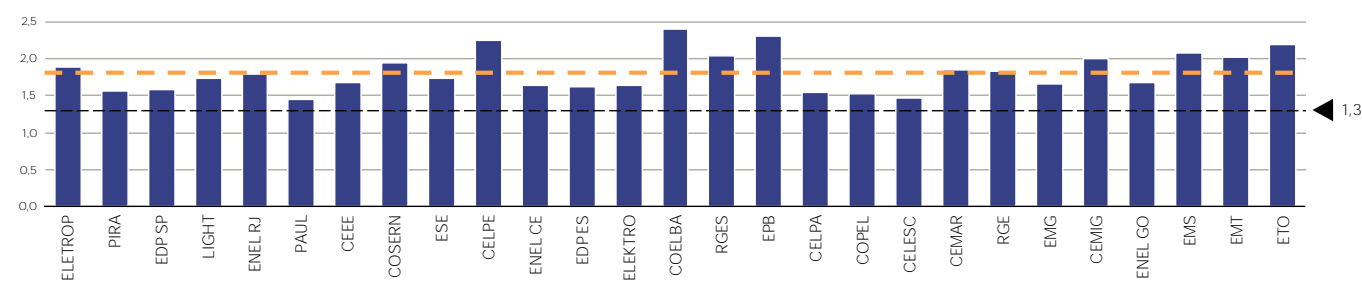
Figura 77: Evolução do DEC e FEC (hrs)



8.4 DM e DCG

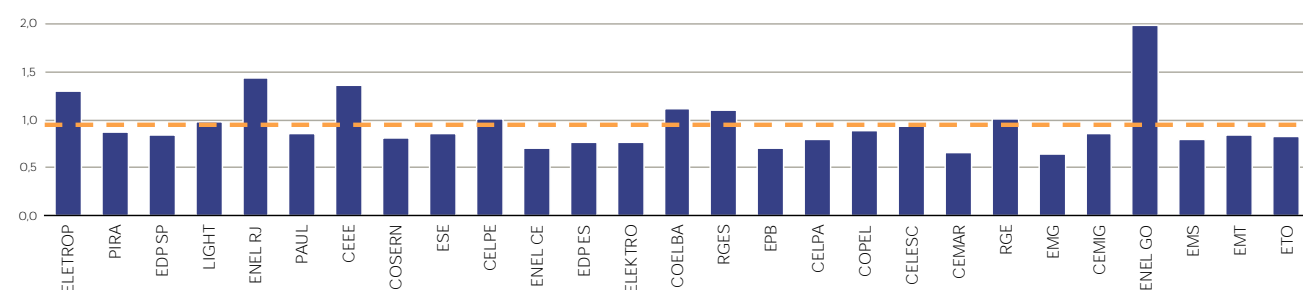
O gráfico de Duração Média (DM = DEC/FEC), tradicionalmente abaixo de 1,5x ilustra a deficiência de equipes para o atendimento dentro do padrão esperado. Como referência, o DM médio das empresas quando calculado com o DEC/FEC regulatório é 1,3x e quando calculado com os dados reais apurados nas empresas o valor atinge 1,8x.

Figura 78: DM real, ordenado por Densidade da rede



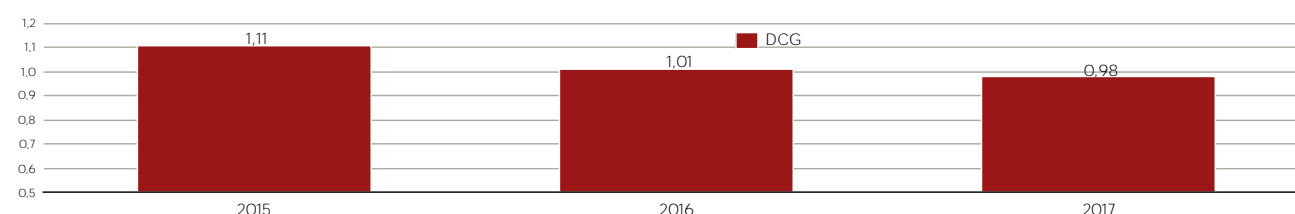
O indicador DCG – Desempenho Geral de Continuidade, permite avaliar o nível da continuidade da distribuidora (valores apurados de duração e frequência de interrupções) em relação aos limites estabelecidos para a sua área de concessão. O DCG não é determinativo, e sim um indicador médio de como anda o ranking do cumprimento dos indicadores de DEC e FEC pelas Distribuidoras.

Figura 79: DCG, ordenado por Densidade da rede



Como se nota nos gráficos, existem ainda outliers de significância apesar da evolução 2015-2017 ter sido muito significativa, isto porque as Distribuidoras estão conseguindo melhorar seus indicadores em velocidade maior do que a meta estabelecida pelo regulador.

Figura 80: Evolução do DCG (x)



8.5 Compensações

Mais recente a Aneel estabeleceu novos indicadores de continuidade individuais, adicionais aos coletivos DEC, FEC, TMA, etc. Quantidade de Compensações pagas aos consumidores, individualmente, de acordo com o não cumprimento dos indicadores de qualidade e rede.

- DIC – Duração de Interrupção do Cliente
- FIC – Frequência de Interrupção do Cliente
- DMIC – Duração Máxima de Interrupção contínua do Cliente
- DICRI – Duração de Interrupção do Cliente em Dia Crítico

Estes indicadores são definidos e apurados com a seguinte frequência:

- DIC, FIC, DMIC – Mensal, Trimestral e Anual
- DICRI – Mensal

Estes indicadores Individuais tornaram bastante complexa a estratégia e operacionalização do despacho das equipes, exigindo sistemas especialistas para otimização.

Figura 81: Quantidade de Compensações (# M), ordenada por Número de Clientes

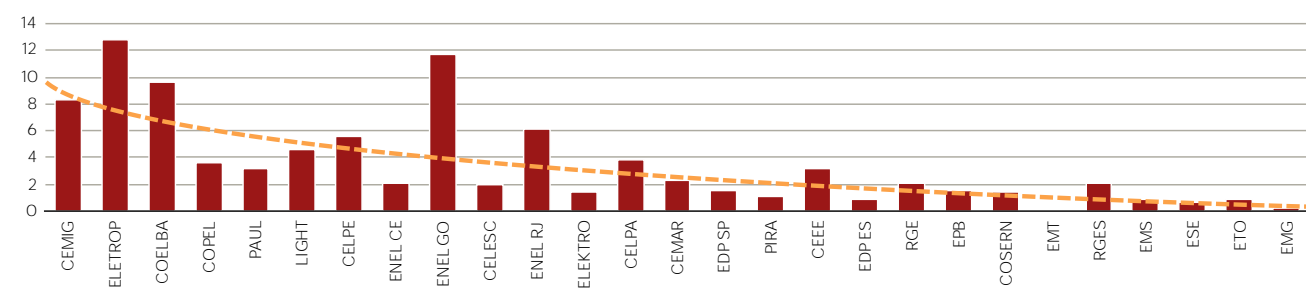
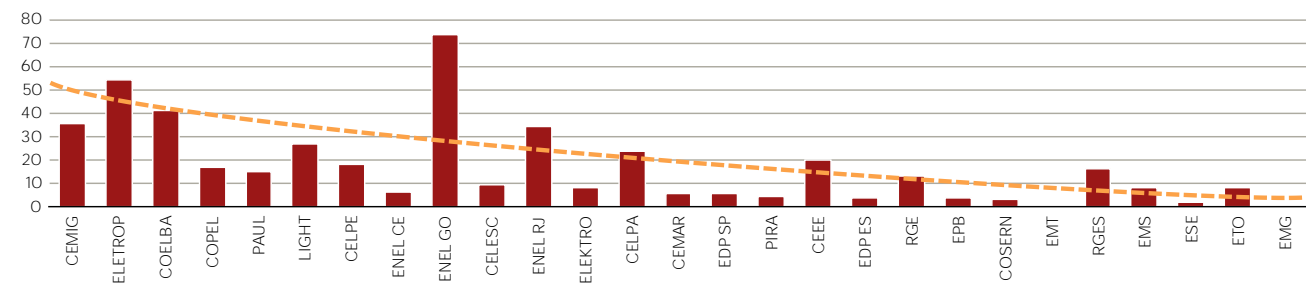


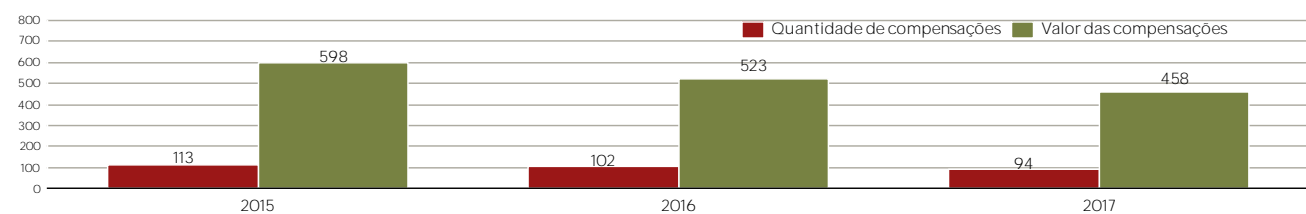
Figura 82: Valor das Compensações (R\$ M), ordenado por Número de Clientes



O valor pago depende da tarifa da Distribuidora, mas mesmo assim dá para notar outliers que tem problemas de operacionalizar o despacho de forma otimizada.

Porém a evolução no tempo tem apresentado uma redução de 8%aa na quantidade e 12%aa no valor, demonstrando que as empresas tem encontrado o caminho para gerenciar esta demanda.

Figura 83: Evolução da quantidade e valor de compensações (#; R\$M)

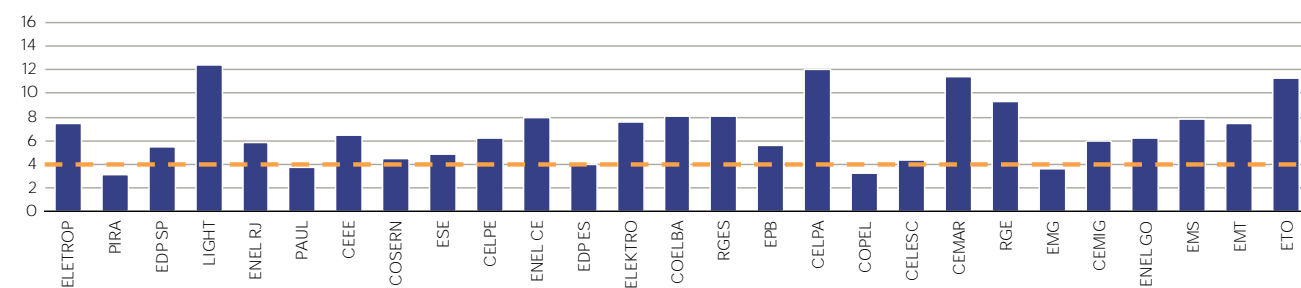


8.6 Tempos Médios de Atendimento (TMA)

O Tempo Médio de Atendimento (TMA) de ocorrências se refere à média de todas as ocorrências (NUMOCORR) e não apenas às emergenciais (NIE). O TMA é subdividido usualmente em 3 partes: $TMA = TMP + TMD + TME$. Onde:

- TMP = Tempo Médio de Preparo (alocação da equipe)
- TMD = Tempo Médio de Deslocamento
- TME = Tempo Médio de Execução

Figura 84: Tempo Médio de Atendimento TMA (# de horas), ordenado por Densidade da rede

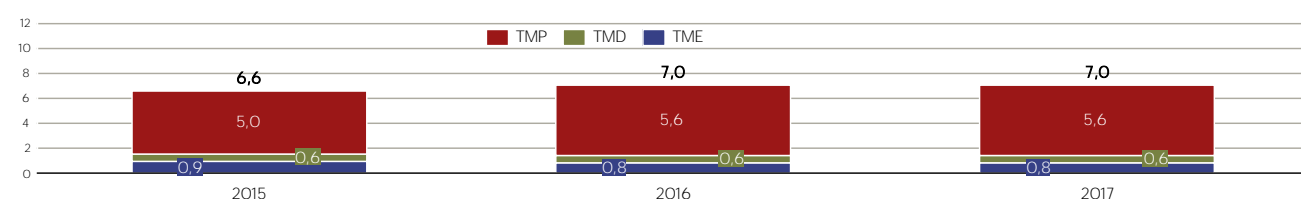


O tempo médio de atendimento de uma ocorrência pelas empresas analisadas em 2017 foi de 7,0 horas em média.

É certo que o atendimento às emergências é priorizado, porém sempre acaba comprometendo o todo. Como boa prática, numa empresa de alta/média densidade se procura dimensionar o TMA em 4 horas, sendo o TMA Urbano aprox. 2 horas e o TMA Rural de 6 à 8 horas.

Outro item que é um novo ofensor deste indicador é a Compensação DIC, FIC, DMIC e DICRI, pois para evitar o pagamento de pesadas compensações, algumas vezes se privilegia um grande cliente industrial em detrimento de centenas de pequenos residenciais.

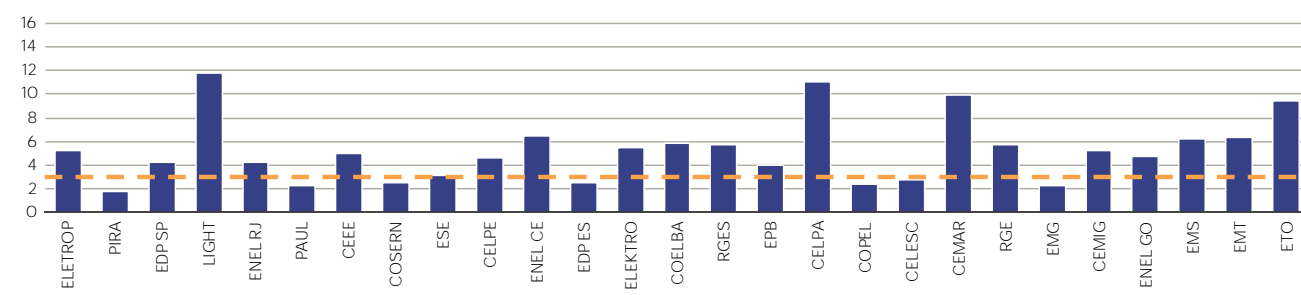
Figura 85: Evolução do TMA (hrs)



8.6.1 Tempos Médios de Preparo (TMP)

O Tempo Médio de Preparo (TMP) (ou tempo de alocação de equipe) é o principal indicador no qual as distribuidoras não estão dimensionadas corretamente, ou que o processo de gestão está deficiente.

Figura 86: Tempo Médio de Preparo TMP (# de horas), ordenado por Densidade da rede



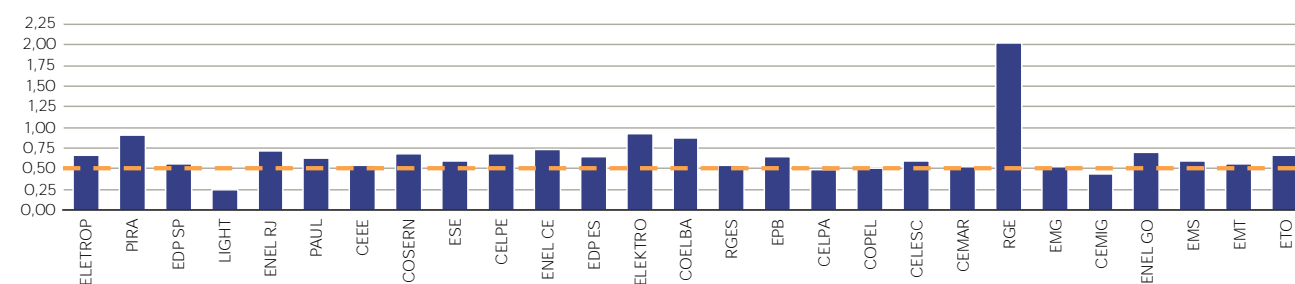
O tempo médio de preparo para uma ocorrência pelas empresas analisadas em 2017 foi de 5,6 horas. Como boa prática, uma distribuidora deveria ser capaz de conseguir alocar uma equipe, na média em 3 horas.

8.6.2 Tempos Médios de Deslocamento (TMD)

O **Tempo Médio de Deslocamento (TMD)**, depende fundamentalmente da quantidade e localização das Bases Operacionais, além do pré-posicionamento de equipes.

É um item que necessita de reavaliação regular, pois o trânsito no urbano e a situação geral das estradas no rural mudam com certa frequência. É recomendado um redimensionamento de pré-posicionamento anual com modelos para períodos úmido e seco, e a cada 5 anos refazer a análise da localização das bases.

Figura 87: Tempo Médio de Deslocamento TMD (# de horas), ordenado por Densidade da rede

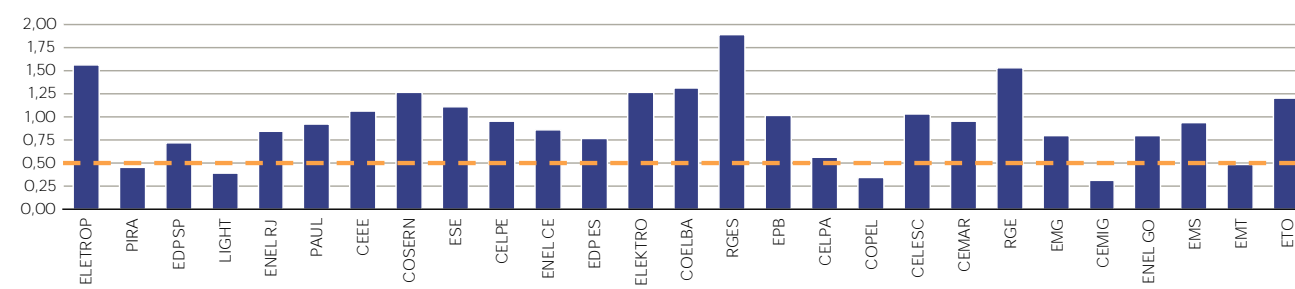


O tempo médio de preparo para uma ocorrência pelas empresas analisadas em 2017 foi de 0,63 horas. Uma boa prática é de dimensionar para a média de tempo de deslocamento de 0,5 horas.

8.6.3 Tempos Médios de Execução (TME)

O Tempo Médio de Execução (TME) depende fundamentalmente do processo de trabalho adotado pelas Distribuidoras e do treinamento das equipes. Uma boa média de execução é de 0,5 horas, e não costuma haver diferenças tão grandes como as apontadas no gráfico.

Figura 88: Tempo Médio de Execução (# de horas), ordenado por Densidade da rede



O tempo médio de execução de uma ocorrência pelas empresas analisadas em 2017 foi de 0,83 horas. Porém existem práticas de apontamento que podem variar entre distribuidoras, principalmente no que se refere ao tempo de localização da falha. Exemplo:

- Distribuidora 1: TMD (só até o ponto indicado pelo CO) e TME (localização da falha + execução)
- Distribuidora 2: TMD (até o ponto indicado + localização falha) e TME (só a Execução)

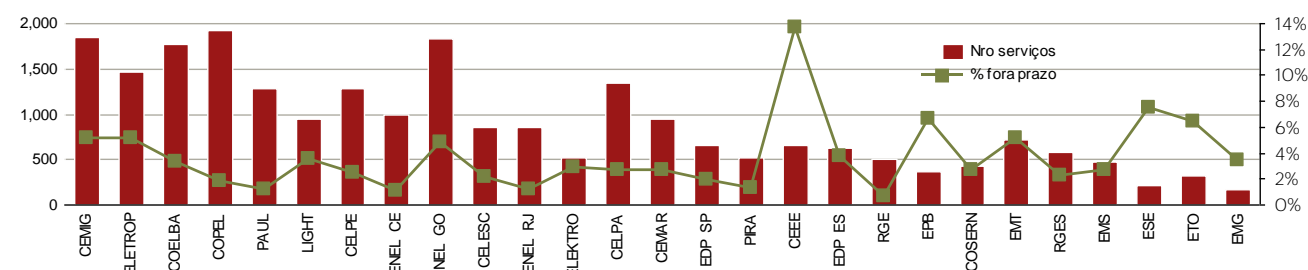
8.7 Serviços Comerciais

Os Serviços Comerciais são compostos de:

- Conclusão de Obras
- Ligações de Clientes
- Religações
- Soluções de Reclamações
- Ressarcimento de Danos
- Etc.

São grandes quantidades de serviços que devem ser executados no prazo e qualidade determinada pelo regulador, como pode ser visto no gráfico abaixo, onde também é apresentado o percentual de realização fora do prazo. Interessante também notar que o volume de serviços médios (por cliente da D) varia significativamente, quase que numa proporção inversa ao tamanho de sua base de clientes.

Figura 89: Número de serviços comerciais e % de serviços fora do prazo (#; %), ordenado por Número de clientes



De qualquer forma, são serviços realizados na escala de Milhões de Serviços por ano, e ajustes no processo ou quantidades produzem sempre significativos ganhos de eficiência operacional.

Figura 90: Número de serviços comerciais por cliente (#/ cliente), ordenado por Número de Clientes

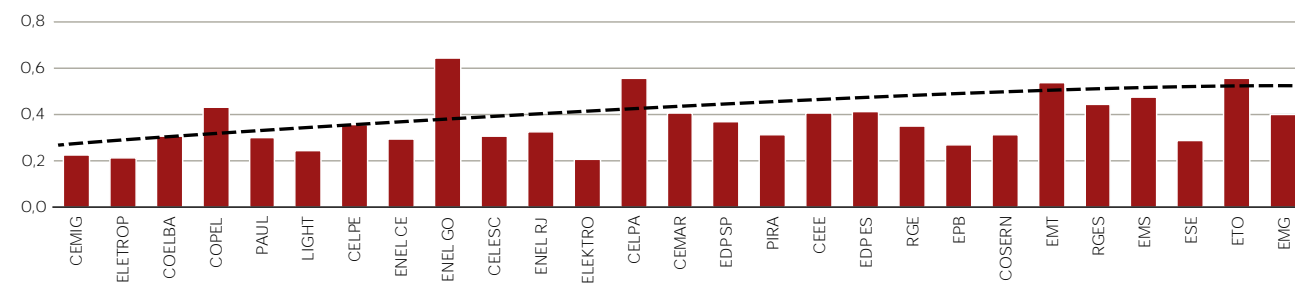
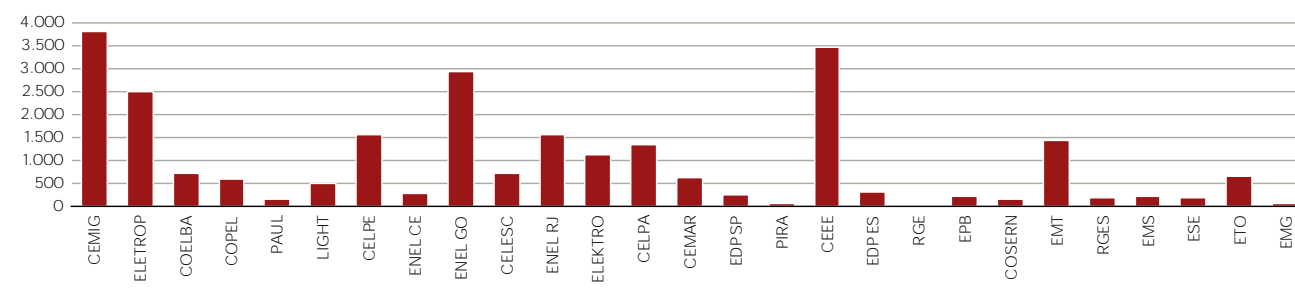


Figura 91: Valor dos créditos ao consumidor (R\$ k), ordenado por Número de Clientes



8.8 Indicadores Técnicos – Oportunidades de criação de valor

A confiabilidade do Sistema Elétrico e a Logística Operacional são o fundamento da atividade de Distribuição de Energia, e deve ser constantemente avaliada e ajustada. São elementos principais de uma gestão eficiente:

- Planejamento de longo prazo, tanto para construção quanto para manutenção
- Critérios de projeto, seleção de materiais e técnicas construtivas de forma a se garantir um sistema elétrico robusto, confiável e com baixa necessidade de manutenção
- Critérios e normas de operação e manutenção eficientes, cumpridas à risca
- Desenho de logística operacional constantemente revisados, em função de alterações no ambiente da distribuição, incluindo condições ambientais e trânsito, estoques de materiais, sistemas de comunicação e despacho, equipamentos e ferramentas de trabalho
- Equipes operacionais e técnicas treinadas e motivadas.
- Sistemas computacionais de gestão e controle eficientes, com cadastro completo e atualizado

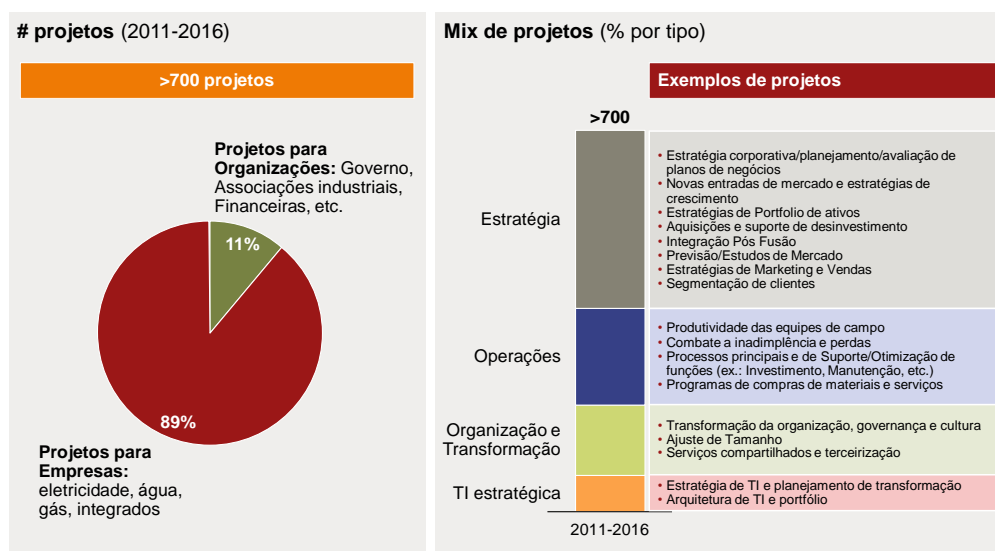
O Sistema Elétrico é grande e ramificado ao extremo. Somente com este conjunto de elementos robustos e consistentes se consegue otimizar uma operação de Distribuição de Energia.

9. Programa de criação de valor da A.T. Kearney

A A.T. Kearney é uma empresa global de consultoria de gestão e uma das empresas líder no setor de Utilities a nível mundial, com mais de 700 projetos nos últimos 5 anos, possuindo casos de sucesso com grandes clientes de referência, uma equipe de consultores e especialistas sêniores com experiência passada em distribuidoras e finalmente com benchmarks referência no mercado.

A nossa experiência em projetos no setor de Utilities, cobre toda a cadeia de valor desde a Geração à Comercialização, e nos principais temas funcionais com maior impacto em criação de valor para as empresas, nomeadamente Estratégia, Operações, Organização e Transformação e TI estratégica.

Figura 92: Experiência da A.T. Kearney no setor elétrico a nível mundial



Com base nesta experiência, desenvolvemos um programa específico de criação de valor para o setor elétrico com o nome **RAR (Reset, Accelerate, Reinvent)** com um total de 3 fases modulares e customizáveis à realidade de cada empresa, cada mercado e cada situação específica, perfeitamente adaptado às condições regulatórias, técnicas e ambientais do mercado Brasileiro e com o recurso às mais avançadas ferramentas tecnológicas de *Big Data* e *Advanced Analytics* e alinhado com as principais tendências mundiais de Digitalização do setor elétrico.

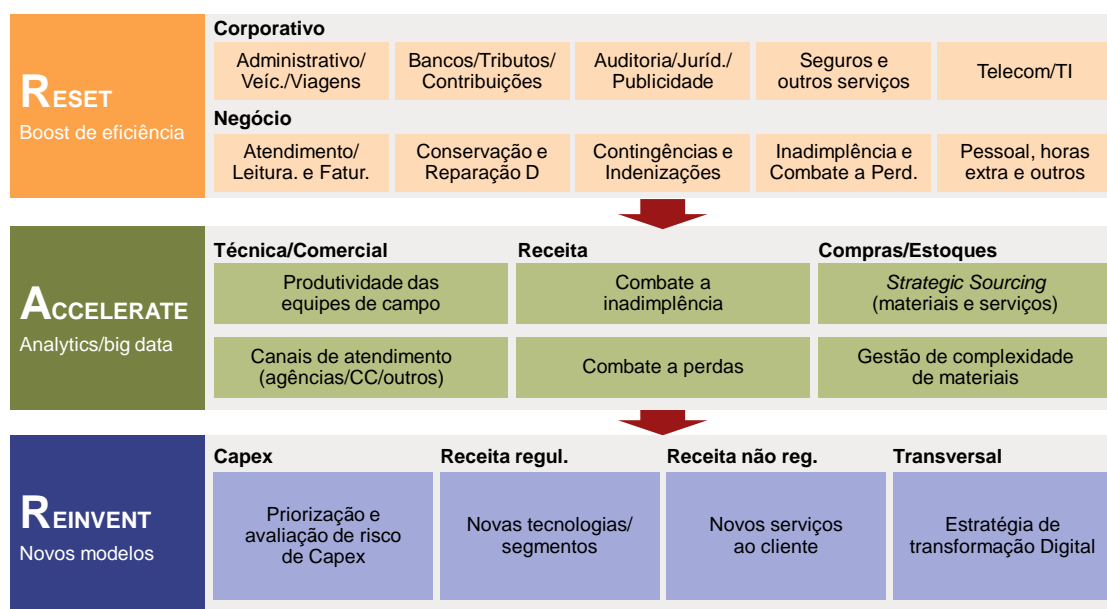
Programa RAR – Reset, Accelerate, Reinvent

O programa completo destina-se a ser desenvolvido ao longo de um total de 3 fases, com uma duração aproximada de 2 a 3 anos, mas em empresas com questões específicas pode ser implementado apenas nos módulos que forem necessários. Esse programa já foi aplicado no setor elétrico brasileiro com forte reconhecimento dos nossos clientes pela sua capacidade de criação de valor ao acionista e capacidade de engajamento da organização na busca pela eficiência, produtividade e melhor alocação de recursos.

O setor elétrico tem inúmeros profissionais de elevadíssima qualidade em temas de gestão, financeiros e técnicos. Além disso, as diversas empresas têm feito ao longo do tempo importantes investimentos tecnológicos não só para modernizar a sua rede, mas também para dotar os seus profissionais de mais ferramentas de gestão que lhes auxiliem na melhor tomada de decisão sobre o seu negócio. Para tal foram investidos milhões de reais em ferramentas de Mobile Workforce Management para gestão da produtividade das equipes de campo, o SAS para combate a inadimplência entre muitas outras.

Porém na conversa com nossos clientes, identificamos que poucas empresas do setor elétrico conseguiram converter os muitos Gb de dados disponíveis em análises big data que se traduzam em oportunidades de criação de valor. A rotina do dia-a-dia focada em temas críticos e de elevado impacto para o setor, aliada à necessidade de competências de computação e estatística para rodar análises complexas de big data com algoritmos avançados e com muitos milhões de dados simultâneos para identificar padrões, levam a que as empresas não capturem todo o potencial de criação de valor que poderiam se reforçassem investimentos e recursos nessas análises avançadas de *big data*.

Figura 93: Programa RAR – Reset – Accelerate - Reinvent



RESET – Boost de Eficiência

Baseado em uma metodologia de Activity Driver Analysis, permite à gestão relacionar o custo com uma determinada atividade, quebrando o seu custo entre Quantidade e Preço, para analisar padrões entre regionais, áreas e ativos. Possuímos uma base de dados proprietária com mais de 400 atividades e drivers de análise para cada uma das categorias de custos corporativos e operacionais do setor elétrico, e que tem sido desenvolvida ao longo dos anos pela nossa prática. Desenvolvemos uma ferramenta (Cubo) que nos permite de forma rápida e integrada com os sistemas do cliente, identificar as principais oportunidades de criação de valor.

Essa fase do programa é implementada em cerca de 6-7 meses e visa promover ganhos rápidos na operação (*quick wins implementáveis até 1 ano*), permitindo uma captura de valor geral da ordem dos 15-20% do total de custos da empresa.

ACCELERATE – Analytics/Big data

Uma Utility possui muitos Terabytes de dados em seu poder, mas que na maioria das vezes não se convertem em informações úteis para melhoria e controle de gestão. Os módulos da fase Accelerate foram desenvolvidos para utilizar estes dados com auxílio de modernas técnicas de Big Data e ferramentas avançadas de Analytics.

Estes módulos são implementados em 8-9 meses, e promovem enormes ganhos de qualidade operacional além de uma redução de **custos média entre 10-15%**.

REINVENT – Novos Modelos

Os módulos do Reinvent destinam-se a criar uma nova realidade para as empresas de energia, desde o desenvolvimento de planos de Capex focados em redução de despesas/melhoria da qualidade dos serviços, até a criação de novos produtos e serviços regulados ou não regulados.

Em resumo, o RAR é um programa único no setor elétrico e segue uma abordagem completa de criação de valor para empresas de energia, completamente aderente à regulação vigente e às características técnicas e ambientais do Brasil e à disposição para empresas que necessitem aumentar sua eficiência e rentabilidade sem perder qualidade.

10. Anexos

10.1 Clusters – Grupos de empresas comparáveis

As avaliações por clusters consideram grupos de empresas apresentados na figura definidos de acordo com os valores apresentados nos indicadores.

Figura 94: Grupos de empresas comparáveis por ordenador

Empresas	Base de Clientes	Extensão da rede	Densidade da rede	Receita Requerida	Complexidade Social 1
CEMIG	G1	G1	G3	G1	G2
LIGHT	G2	G2	G1	G1	G1
ELETROP	G1	G3	G1	G1	G1
COPEL	G1	G1	G3	G1	G3
COELBA	G1	G1	G2	G1	G2
PAUL	G1	G1	G1	G1	G3
ENEL RJ	G2	G3	G1	G2	G1
CELPA	G2	G1	G3	G2	G1
CELESC	G2	G1	G3	G1	G3
ELEKTRO	G2	G1	G2	G1	G3
ENEL CE	G2	G1	G2	G2	G2
CELPE	G2	G1	G2	G2	G1
CEMAR	G2	G1	G3	G3	G1
EMT	G3	G1	G3	G2	G1
RGE	G3	G2	G3	G2	G3
EDP ES	G3	G3	G2	G2	G1
PIRA	G3	G3	G1	G2	G3
EDP SP	G3	G3	G1	G2	G2
RGES	G3	G2	G3	G2	G3
CEEE	G3	G3	G2	G2	G1
EMS	G3	G2	G3	G3	G2
COSERN	G3	G3	G2	G3	G3
EPB	G3	G2	G3	G3	G1
ETO	G3	G2	G3	G3	G3
ESE	G3	G3	G2	G3	G2
EMG	G3	G3	G3	G3	G3

10.2 Tratamento dos dados regulatórios

As Distribuidoras possuem contratos de concessão assinados em épocas e períodos de Revisão Tarifária diferentes, o que causa complexidade na avaliação comparativa. Existem Distribuidoras com RTPs a cada 3, 4, e 5 anos, e os meses em que ocorrem são completamente diversos pois dependem da data em que os contratos de concessão foram assinados. A cada Ciclo Regulatório de RTP, existem aprimoramento na regulação, e dentro dos Ciclos RTPs existem os Anos Tarifários que são atualizados através dos IRTs – Índices de Reajuste Tarifário.

Figura 95: Datas dos ciclos regulatórios das distribuidoras

Mês da RTP	Ano									Período (anos)
Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
AES										
Eletropaulo	Jul				Jul				Jul	4
CPFL										
Paulista			Abr					Abr		5
Piratinga	Out				Out				Out	4
RGE			Jun					Jun		5
RGE Sul			Abr					Abr		5
EDP										
Escelsa			Ago			Ago			Ago	3
Bandeirante	Out				Out				Out	4
Eletrobras										
Boa Vista			Nov				Nov			4
Ceal			Ago				Ago			4
Cepisa			Ago				Ago			4
Ceron			Nov				Nov			4
AmE			Nov				Nov			4
Enel										
Ampla				Mar					Mar	5
Coelce	Abr				Abr				Abr	4
CELG			Set				Set			4
Energisa										
EMS			Abr					Abr		5
EMT			Abr					Abr		5
EPB			Ago				Ago			4
ESE			Abr					Abr		5
ETO		Jul				Jul				4
Equatorial										
Celpa	Ago				Ago				Ago	4
Cemar			Ago				Ago			4
-										
CEB		Ago				Ago				4
CEEE		Out				Out				4
Celesc		Ago				Ago				4
Cemig			Abr					Abr		5
Copel		Jun				Jun				4
Light			Nov					Nov		4
Iberdrola										
Elektro	Ago				Ago				Ago	4
Neoenergia										
Celpe			Abr				Abr			4
Coelba			Abr					Abr		5
Cosern			Abr					Abr		5

Ano Regulatório X Ano Fiscal

Como o trabalho visa a analisar a performance no Ano Fiscal de 2016, um primeiro ajuste se faz necessário para compatibilização com o Ano Regulatório. Para isto usamos uma aproximação simples, considerando os meses do ano constantes, pegamos “x” meses de um Ano Regulatório e “y” meses do seguinte, de forma que a soma componha o ano Fiscal. O método utilizado no tratamento dos dados Regulatórios será explicado na sequência.

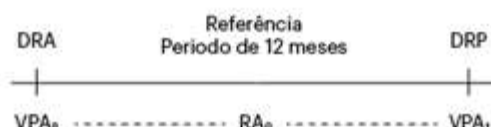
Itens Regulatórios

Os itens regulatórios são capturados das planilhas fornecidas pela Aneel em seu site relativo às RTPs das Distribuidoras. Mas estes dados precisam ser trabalhados de forma a espelharem os valores para o ano regulatório, pois fora dos anos de RTP, apenas são fornecidas as bases do reajuste do IRT.

- Base de Dados – Planilhas SPARTA das RTPs e IRTs
- Planilhamento dos itens de relevância (DRP), desde a última RTP, até o ano de 2016
- Atualização dos itens detalhados da Parcela B por proporção da variação desta
- Composição do Ano Fiscal com base em quantidade de meses de cada Ano Regulatório

Figura 96: Reajuste Tarifário

18. Em cumprimento ao contrato de concessão, a ANEEL aplica o reajuste tarifário anual, exceto no ano da Revisão Tarifária Periódica, conforme esquema abaixo:



19. Dessa forma, as novas tarifas são calculadas na Data do Reajuste em Processamento (DRP) mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) do Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) médio, assim definido na Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA}_1 + \text{VPB}_0 \times (\text{IVI} \pm \text{X})}{\text{RA}_0}$$

onde,

Mercado de Referência – Como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

VPA₁ – Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes no DRP e a energia comprada em função do Mercado de Referência;

RA₀ – Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

VPB₀ – Valor da Parcela B considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$\text{VPB}_0 = \text{RA}_0 - \text{VPA}_0$$

onde,

VPA₀ – Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”

IVI – Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior a “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado; e

X – Número índice definido pela ANEEL a ser subtraído ou acrescido ao IVI.

Figura 97: Ano Tarifário

**Observação:**

Os valores da Receita Requerida para o próximo Ano Tarifário são compostos com base em premissas, e por fim traduzidos em tarifas para as diversas classes de consumidores. Qualquer variação no mercado, mesmo que apenas entre classes, implica numa Receita Operacional diferente para a Distribuidora, que também altera os valores de despesas associados regulatoriamente. Portanto se faz necessário um ajuste em todas os itens regulatórios que compõe a Receita Requerida com base na relação ROL Competível/RR. Exemplo de compatibilização Regulatório x Fiscal:

CPFL Paulista – RTP em 8 abril

Ano Fiscal 2016 = 97 dias DRP SPARTA 2016 + 267 dias DRP SPARTA 2017

Nesta existem algumas questões a serem consideradas nas comparações com os dados reais das Distribuidoras, a saber:

Itens Financeiros

Apresentam problemas temporais em alguns itens, como compensações de efeitos do ano de forma parcelada nos anos seguintes, ou apenas reconhecidas em anos posteriores.

DRP Parcela A

Alguns itens não possuem valor definido para o próximo ano regulatório e são alocados com o valor vigente, com compensação na próxima CVA.

3º x 4º Ciclo RTP

Existem diferenças nas metodologias de composição da RR e tem empresas ainda no 3º Ciclo e outras já no 4º Ciclo.

CAIMI – Custo anual das instalações móveis e imóveis

Item controverso na ER anterior, visto que algumas empresas investem nestes itens e outras alugam. Já no 3º Ciclo a Aneel decidiu estabelecer um limite e atribuir um valor anual, podendo ser interpretado como uma amortização para os itens adquiridos ou o custo do aluguel caso assim a empresa o deseje. Mas isto complica a comparação apenas com dados de DRE. Portanto, a partir deste ano, adotaremos a mesma metodologia da Aneel, estabelecendo 100% do CAIMI para a composição do EBITDA Reg e 33,57% do CAIMI para a composição do Lucro Regulatório.

Figura 98: Planilhas das RTs (SPARTA) no ano regulatório

3.1. Dados Financeiros - originais		Início	08/04/13	08/04/14	08/04/15	08/04/16	08/04/17
Ciclo 2015-2019		Fim	07/04/14	07/04/15	07/04/16	07/04/17	07/04/18
		Un	PRATA 3CRT 2013	SPARTA 2014	SPARTA 2015	SPARTA 2016	PRATA 3CRT 2017
Receita Requerida (RR-comFin)	R\$		5.994.865.356,3	7.287.072.312,7	10.202.125.189,2	10.344.484.772,1	9.015.902.319,0 n
Financeiro	R\$		55.463.851,2	168.100.883,4	298.279.703,8	950.897.441,2	-263.878.843,3
Receita Requerida (RR)	R\$		5.939.401.505,1	7.118.971.429,3	9.903.845.485,4	9.393.587.330,9	9.279.781.162,3
Outras Receitas (OR)	R\$		59.405.974,6	68.889.674,0	70.941.365,7	72.868.100,6	74.350.344,0
Total (Parcelas A+B)	R\$		5.879.995.530,5	7.050.081.755,3	9.832.904.119,7	9.320.719.230,3	9.205.430.818,3
Encargos	R\$		467.333.325,9	574.423.085,6	2.837.907.653,3	2.633.616.900,9	2.214.044.826,5
Transporte	R\$		253.060.817,3	284.995.987,0	420.090.209,7	405.917.688,6	932.791.641,2
Energia	R\$		3.677.365.837,1	4.471.739.814,9	4.804.851.729,8	4.463.056.246,5	4.203.482.572,4
Receitas Irrecuperáveis							
Parcela A	R\$		4.397.759.980,3	5.331.218.887,5	8.062.849.592,8	7.502.590.836,0	7.350.319.040,2
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	R\$		823.456.328,1	954.914.693,1	983.354.232,0	1.010.061.681	1.030.607.809
Custos Operacionais (CO)	R\$		788.829.753,2	914.760.256,2	942.003.904,4	967.588.297	987.270.455
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (VI)	R\$		3.324.295,9	3.854.993,7	3.969.804,3	4.077.622	4.160.567
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	R\$		31.302.279,0	36.299.443,2	37.380.523,4	38.395.761	39.176.787
Custo Anual dos Ativos (CAA)	R\$		737.719.245,7	855.490.355,9	880.968.811,1	904.895.519	923.302.414
Remuneração do Capital (RC)	R\$		375.261.301,4	435.168.834,3	448.129.155,4	460.300.137	469.663.314
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	R\$		279.047.966,4	323.595.792,7	333.233.213,9	342.283.675	349.246.224
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	R\$		83.409.978,0	96.725.728,8	99.606.441,8	102.311.707	104.392.876
Parcela B (VPB)	R\$		1.561.175.573,8	1.810.405.049,0	1.864.323.043,1	1.914.957.200	1.953.910.223
Parcela B com ajustes Produtividade	R\$		1.541.641.524,8	1.787.752.541,8	1.840.995.892,6	1.890.996.495	1.929.462.122
Outras Receitas (OR)	R\$		59.405.974,6	68.889.674,0	70.941.365,7	72.868.101	74.350.344
Parcela B (deduzidas as Outras Receitas)	R\$		1.482.235.550,3	1.718.862.867,8	1.770.054.526,9	1.818.128.394,4	1.855.111.778,1
Parcela A (sem Reclrecup)	R\$		4.397.759.980,3	5.331.218.887,5	8.062.849.592,8	7.502.590.836,0	7.350.319.040,2
Receitas Irrecuperáveis (ParcA+B)	R\$		34.193.313,5	39.652.008,6	40.832.935,9	41.941.339,7	42.795.100,0
Custos Operacionais	R\$		861.325.921,1	903.314.412,5	930.217.177,3	955.481.448,3	974.917.334,8
EBITDA Regulatório	R\$		728.488.609,5	844.786.120,7	869.945.779,4	893.573.106,9	911.749.687,4
Lucro regulatório			398.216.256	461.788.368	475.541.480	488.456.968	498.392.895
BRR Bruta	R\$		7.421.488.468,7	7.421.488.468,7	7.421.488.468,7	7.421.488.468,7	7.421.488.468,7
BRR Líquida	R\$		3.310.354.023,9	3.310.354.023,9	3.310.354.023,9	3.310.354.023,9	3.310.354.023,9

Figura 99: Planilhas das RTs (SPARTA) – Cálculo Anualizado

3.2. Dados Financeiros - cálculos anualizados		Início	1/1/2013	1/1/2014	1/1/2015	1/1/2016	1/1/2017
Ciclo 2015-2019		Fim	1/12/2013	1/12/2014	1/12/2015	1/12/2016	1/12/2017
			PRATA 3CRT 2013	SPARTA 2014	SPARTA 2015	SPARTA 2016	PRATA 3CRT 2017
		<i>início passado - início este ano</i>			97	98	97
		<i>final passado - final este ano</i>			267	267	267
		<i>total meses</i>			364	365	364
Receita Requerida (RR-comFin)	R\$				9.425.311.648,0	10.306.262.193,1	9.369.947.643,1
Financeiro	R\$				263.589.194,0	775.674.048,7	59.839.012,7
Receita Requerida (RR)	R\$				9.161.722.454,0	9.530.588.150,5	9.310.108.630,3
Outras Receitas (OR)	R\$				70.394.623,7	72.350.785,4	73.955.350,6
Total (Parcelas A+B)	R\$				9.091.327.830,3	9.458.237.365,0	9.236.153.279,7
Encargos	R\$				2.234.726.326,2	2.688.467.568,6	2.325.853.868,3
Transporte	R\$				384.089.826,2	409.722.913,4	792.388.417,6
Energia	R\$				4.716.098.884,4	4.554.825.932,7	4.272.654.677,9
Receitas Irrecuperáveis					0,0	0,0	0,0
Parcela A	R\$				7.334.915.036,7	7.653.016.474,8	7.390.896.963,8
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	R\$				975.775.563,7	1.002.890.913,9	1.025.132.604,6
Custos Operacionais (CO)	R\$				934.743.921,2	960.719.063,2	982.025.484,4
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (VI)	R\$				3.939.209,1	4.048.673,9	4.138.463,7
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	R\$				37.092.433,3	38.123.176,8	38.968.656,5
Custo Anual dos Ativos (CAA)	R\$				874.179.222,8	898.471.361,9	918.397.279,9
Remuneração do Capital (RC)	R\$				444.675.443,5	457.032.312,0	467.168.181,4
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	R\$				330.665.000,0	339.853.688,1	347.390.819,5
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	R\$				98.838.779,3	101.585.361,8	103.838.279,0
Parcela B (VPB)	R\$				1.849.954.786,5	1.901.362.275,8	1.943.529.884,5
Parcela B com ajustes Produtividade	R\$				1.826.807.417,2	1.877.571.675,7	1.919.211.666,5
Outras Receitas (OR)	R\$				70.394.623,7	72.350.785,4	73.955.350,6
Parcela B (deduzidas as Outras Receitas)	R\$				1.756.412.793,6	1.805.220.890,2	1.845.256.315,9
Parcela A (sem Reclrecup)	R\$				7.334.915.036,7	7.653.016.474,8	7.390.896.963,8
Receitas Irrecuperáveis (ParcA+B)	R\$				40.518.238,3	41.644.179,8	42.567.746,8
Custos Operacionais	R\$				923.048.033,9	948.698.164,6	969.737.991,4
EBITDA Regulatório	R\$				863.241.145,0	887.229.331,3	906.905.928,3
Lucro regulatório					471.876.502,3	484.989.247,8	495.745.134,3
BRR Bruta	R\$				7.421.488.468,7	7.421.488.468,7	7.421.488.468,7
BRR Líquida	R\$				3.310.354.023,9	3.310.354.023,9	3.310.354.023,9

10.3 Tratamento dos dados reais

Este trabalho está sendo realizado apenas com informações públicas das Distribuidoras, sendo os Relatórios Anuais publicados a principal fonte de informações.

Como a base da comparação é o Ano Fiscal de 2017, nenhum tratamento de compatibilização temporal nas informações é necessário, porém não existe padronização no apontamento dos itens nestes Relatórios Anuais, exigindo uma série de agrupamentos de forma a se poder obter itens comparáveis.

Tratamento dos itens dos Relatórios Anuais – Receitas

Talvez a parte mais complexa de se equalizar, pois existem muitos formatos diferentes de se apontar a composição das Receitas nos DREs das Distribuidoras. Umas com mais detalhes e outras com menos, nomenclaturas diferentes, e até algumas interpretações de composições diferentes.

De forma a tentar equalizar, foram formatados grupos de lançamentos:

- Energia vendida
- Receita Consumidores
- Outras Receitas Operacionais
- Outros Diversos
- Deduções – Encargos
- Deduções – Impostos

Figura 100: Dados da DRE das empresas

2.1. Dados financeiros - originais	Início	2013	2014	2015	2016	2017
						12.511.631
Fornecimento	R\$M			7.731.082	7.135.331	6.928.844
Fornecimento - Não Faturado	R\$M			119.435	24.832	-87.716
Suprimento	R\$M			3.258	4.208	8.379
TUSD Cativos	R\$M			4.206.534	4.365.957	3.901.940
TUSD Livres	R\$M			1.009.505	1.145.098	1.111.478
Energia de Curto Prazo	R\$M			404.038	209.290	664.123
Comp Reativos e Ultrap Demanda	R\$M			-12.572	-14.729	-15.357
Receita de Construção				474.950	622.118	807.317
Subvenção CDE	R\$M			361.621	491.854	509.262
Ativo/Passivo Financeiro Setorial	R\$M			1.323.929	-1.051.546	793.583
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	R\$M			140.357	108.113	123.380
Outras Receitas	R\$M			117.057	142.540	141.538
ROB	R\$M	0	0	15.879.194	13.183.066	14.886.771
ROB sem RecConstr	R\$M	0	0	15.404.244	12.560.948	14.079.454
ROB - RecConstr - Impostos - En Curto Prazo		0	0	11.190.613	8.854.627	9.922.684
Deduções - Encargos	R\$M	0	0	7.124.956	5.627.911	5.560.173
CDE	R\$M			2.199.546	1.758.110	1.482.318
EFIC, P&D, FNDCT e EPE	R\$M			81.246	68.100	83.804
PROINFA	R\$M			44.603	65.167	70.520
CCRB	R\$M			982.336	231.440	422.613
TFSEE, Outros	R\$M			7.632	8.063	8.271
ICMS				2.397.179	2.340.574	2.199.598
PIS/COFINS	R\$M			1.412.063	1.156.052	1.292.682
ISS	R\$M			351	405	367
					0	
ROL	R\$M	0	0	8.754.238	7.555.155	9.326.598
ROL sem RecConstr	R\$M	0	0	8.279.288	6.933.037	8.519.281
ROL - RecConstr - A/PFinSet - EnCP + EncCons		0	0	9.866.684	9.906.173	9.129.101
Parcela A		0	0	6.293.826	4.992.384	6.453.926
Energia	R\$M			5.584.165	4.365.051	5.955.308
Encargos e Transporte	R\$M			709.661	627.333	498.618
Despesas Não Gerenciáveis	R\$M	0	0	7.881.222	7.965.520	7.063.746

Figura 101: Exemplo Cálculo dos Indicadores

2.3. Dados Operacionais		2013	2014	2015	2016	2017
Fornecimento	MWh			22.010.000	21.088.000	20.393.000
Mercado Livre	MWh					
Total Área de Concessão	MWh	0	0	22.010.000	21.088.000	20.393.000
Energia no Curto Prazo + Suprimento	MWh			1.287.000	1.987.000	2.642.000
Total Energia	MWh	0	0	23.297.000	23.075.000	23.035.000
Ptotal (GWh)				2.868.640	3.142.094	3.119.681
PT (GWh)				2.039.878	2.059.820	1.970.808
PNT (GWh)				828.762	1.082.274	1.148.872
Colaboradores		0	0	3.266	3.266	3.266
Próprios				3.266	3.266	3.266
Variação				0	0	0
Área de Concessão						
Clientes				4.218.099	4.310.824	4.388.644
Subestações						
Trafos Distribuição						
LT Subtransmissão						
RD Aérea						
RD Subterrânea						
Indicadores						
DEC				8	8	7
FEC				5	5	5
DM				2	2	1
Compensações DIC, FIC, DIMIC, DICRI						
Balanco Energético						
Energia Injetada		34.066.600	35.145.977	34.380.606	34.252.905	34.884.940
Energia Requerida						
Fornecimento + Suprimento						
Mercado Livre						
Mercado Área de Concessão				0	0	0
Consumo Próprio						

A seguir comentamos os principais itens que geram dúvidas entre as empresas e qual o tratamento que foi dado ao mesmo:

Energia Curto Prazo (CCEE)

Toda sobra/falta de energia é vendida/comprada no curto prazo (CCEE) e isto pode causar ganhos ou perdas dependendo do valor da energia Spot no dia da transação. Além disso, até o limite de 105%/95% a Aneel ajusta a neutralidade via CVA e o que passar disto fica por conta (ganho ou perda) da distribuidora.

Outras Receitas

São capturadas no processo de RT para modicidade tarifária de acordo com a tabela do Submódulo 2.7 do PRORET e lançadas na tarifa do ano seguinte. Na metodologia que usamos para compatibilizar os Anos Regulatório x Ano Fiscal, pode aparecer distorção quando existir brusca variação de valores de um ano para o outro.

Ultrapassagem Demanda e Excedente de Reativos

Originalmente era receita da Distribuidora, no 3º e 4º Ciclos eram incluídas em Obrigações Especiais e a partir do 5º Ciclo passam a constituir um passivo a ser compensado no próximo ciclo. Tema em discussão judicial promovida pela ABRADDEE.

Diferença PIS/COFINS

Apenas algumas empresas lançaram isoladamente e ainda não está claro o porquê estão deslocados dos itens financeiros. De qualquer forma são valores menores e compõe de forma agregada as Receitas.

Ativo/Passivo Financeiro Setorial

Conta de grande valor e variação intensa de ano a ano, que visa a garantir a Neutralidade da Parcela A e outros efeitos financeiros que deveriam ser neutros na metodologia da RTP. Vide na Figura 8 um exemplo de principais itens geradores:

Como se trata de uma conta de balanço entre um período e outro, visando sempre compensar o anterior, e também considerando que o DRE calcula no ano fiscal e a RTP ou IRT calculam no ano regulatório, não existe possibilidade de serem harmoniosos numa análise de benchmark feita apenas com dados públicos. Mas como não existe alternativa de análise individualizada apenas com os dados disponíveis, serão utilizados na forma que estão e mencionadas como ressalva nas comparações.

Atualização do Ativo no Final da Concessão

Direito de ter os investimentos em ativos reconhecidos, mesmo os remanescentes no final da concessão. Porém como isto se transforma em receita no balanço atual ainda precisa ser melhor esclarecido.

Receita de Construção

Conforme definição do IFRS, devendo ser desconsiderado (Receita e Despesa) nas análises comparativas com os dados regulatórios.

Encargos Setoriais

Este item é descontado da Receita Bruta nos DREs, porém é item de composição da Receita Requerida na RT – Parcela A, e portanto deve ser considerado como elemento de custo nas comparações.

CCRBT – Conta Centralizadora de Recursos das Bandeiras Tarifárias

Trata-se de compensação de conceito similar à CVA, porém, devido aos valores envolvidos, foram criadas as bandeiras tarifárias de aplicação imediata.

10.4 Tratamento dos itens dos Relatórios Anuais – Despesas

As Despesas também são complexas de se equalizar, pois existem muitos formatos diferentes de se apontar a composição nos DREs das Distribuidoras. Umas com mais detalhes e outras com menos, nomenclaturas diferentes, e até algumas interpretações de composições diferentes.

De forma a tentar equalizar, foram formatados grupos de lançamentos:

- Despesas Não Gerenciáveis
 - Energia
 - Transporte e Encargos
- Despesas Gerenciáveis
 - Isolando itens complexos, tais como:
 - PCLD
 - Previdência Privada e Pós Emprego
 - Provisões Cíveis, Trabalhistas e Fiscais
 - Multas
 - Baixa de Ativos
 - Amortização e Depreciação
 - Despesas de Construção
 - Multas Moratórias

Mesmo assim, muitas empresas não apresentam dados com este detalhamento mínimo, e consideramos serem de valor insignificante. Portanto consideramos desta forma nas comparações.

Figura 102: Tratamento Custos, Despesas e Perdas

2.1. Dados financeiros – originais	Início	2016
Perdas	R\$M	
Ptotal	R\$M	730.846
PT	R\$M	535.140
PNT	R\$M	135.705
Custos e Despesas Operacionais	R\$M	10.688.355
Despesas Não Gerenciáveis	R\$M	6.020.340
Energia	R\$M	5.260.411
Encargos e Transporte	R\$M	759.929
Despesas Gerenciáveis	R\$M	4.668.015
Pessoal	R\$M	1.387.103
Pessoal	R\$M	1.088.937
Previdência Privada	R\$M	298.166
Material	R\$M	41.820
Serviços	R\$M	673.823
Outros	R\$M	938.719
Amort e Depreciação	R\$M	524.584
Despesa de Construção	R\$M	1.101.966
Multas Moratórias	R\$M	0
Investimentos	R\$M	
Serv Consumidor e Expansão Sistema	R\$M	
Universalização	R\$M	
Conf Oper / Melhor Rede / Manut	R\$M	
Recuperação de Perdas	R\$M	
TI / Telecom / Equipamentos	R\$M	
Outros	R\$M	
Variação de Estoque	R\$M	
Total Recursos Próprios	R\$M	844.000
Financiado pelo Cliente	R\$M	
Total Geral	R\$M	844.000

Tratamento dos itens dos Relatórios Anuais – Perdas

Os dados de Perdas, compostos das Perdas Totais, Técnicas e Não Técnicas das distribuidoras costumam ser informados de forma percentual nos Relatórios Anuais, muitas vezes sem a declaração de qual critério está sendo usado no numerador (Energia BT, Energia Injetada, etc.).

Portanto adotamos os valores padronizados declarados pelas próprias empresas, que consta do site da Aneel, no seguinte endereço: <http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/>

Neste existe um link na parte de Perdas de Distribuição que fornece uma planilha com todos os dados de perdas, das 63 Distribuidoras nos anos de 2010 à 2016.

Tratamento dos itens dos Relatórios Anuais – Indicadores Técnicos

Os indicadores técnicos são fornecidos nos Relatórios Anuais das empresas, mas em geral, apenas o DEC e FEC. No site da Aneel são disponibilizados uma série maior de indicadores, conforme abaixo:

DEC-FEC http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/resultado.cfm

Compensação de Continuidade <http://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>

TMA <http://www.aneel.gov.br/tempo-de-atendimento-as-ocorrencias>

11. Glossário

- BRR: Base de Remuneração Regulatória
- CAIMI: Custos Anuais de Instalações Móveis e Imóveis
- CO: Custos Operacionais
- DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
- DIC: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
- DICRI: Duração da Interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão
- DG: Despesas Gerenciáveis
- DM: Duração Média Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
- DMIC: Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
- DNG: Despesas Não Gerenciáveis
- EBITDA: Earnings Before Interest, Depreciation and Amortization
- FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
- FIC: Frequência Individual de Interrupção por Unidade Consumidora
- IRT: Índice Médio de Reajuste Tarifário
- NIE: Número de Ocorrências com Interrupção de Energia
- NSE: Número de Ocorrências sem Interrupção de Energia
- NO: Número de Ocorrências
- PCLD: Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa
- PMSO: Pessoas, Materiais, Serviços e Outros
- PNT: Perdas Não Técnicas
- PT: Perdas Técnicas
- QRR: Quota de Reintegração Regulatória
- RC: Remuneração de Capital
- ROB Compatível: Receita Operacional Bruta Compatível - Receita Operacional Bruta - Receitas de Construção - Impostos
- ROI: Return on Investment
- ROL: Receita Operacional Líquida
- ROL Compatível: Receita Operacional Líquida Compatível - Receita Operac. Líquida - Receitas de Construção + Encargos - A/P Finan. Setorial
- RR c/Financeiros: Receita Requerida com aplicação do índice Financeiro
- RR Econ. regulatória: Receita Requerida Econômica
- **RT's: Revisões Tarifárias**
- RTP's: Revisões Tarifárias Periódicas
- TMA: Tempo Médio de Atendimento
- TMD: Tempo Médio de Deslocamento
- TME: Tempo Médio de Execução
- TMP: Tempo Médio de Preparo
- TUSD: Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

12. Índice de figuras

Figura 1: Receitas e Resultados totais regulatórios vs. reais das 27 Distribuidoras (R\$ B)	3
Figura 2: Desvios totais no EBTIDA Regulatório vs. Real das 27 distribuidoras por parcela (R\$ B)	3
Figura 3: Desvios absolutos entre EBITDA e LL Regulatório ajustado e EBITDA e LL Real por parcela e por cada Distribuidora (2017; R\$ M)	4
Figura 4: Desvios absolutos entre EBITDA e LL Regulatório ajustado e EBITDA e LL Real por parcela e por cada Distribuidora (2016; R\$ M)	5
Figura 5: Análise das distribuidoras vs. regulatório/cluster para os principais indicadores (2017)	7
Figura 6: Evolução das distribuidoras para os principais indicadores no período (2016-2017)	9
Figura 7: Evolução das distribuidoras para os principais indicadores no período (2015-2017)	10
Figura 8: Base de Clientes atendidos (mil Clientes)	12
Figura 9: Extensão da Rede (mil Km de rede)	12
Figura 10: Densidade da Rede (# Clientes/ # Km Rede)	12
Figura 11: Receita Requerida RR (R\$ M)	13
Figura 12: Complexidade Social CS (%)	13
Figura 13: Principais indicadores foco do estudo (não exaustivo)	14
Figura 14: Energia Vendida real vs. Energia Vendida regulatória (GWh), ordenadas por Receita Requerida	15
Figura 15: Energia Vendida real/ Energia Vendida regulatória (%), ordenado por Receita Requerida	15
Figura 16: Evolução da venda de energia real vs. regulatória (2015-2017; TWh)	15
Figura 17: ROB real comp. vs. RR regulatória com financeiro (R\$ M), ordenadas por Receita Requerida	16
Figura 18: ROB real compatível/ RR regulatória com Financeiro (%), ordenada por Receita Requerida	16
Figura 19: Evolução da ROB real comp. e RR regulatória com financeiro (R\$B)	16
Figura 20: ROL real compatível vs. RR Econ. regulatória (R\$ M), ordenadas por Receita Requerida	17
Figura 21: ROL real compatível/ RR Econ. regulatória (%), ordenada por Receita Requerida	17
Figura 22: ROL real compatível/ RR Econ. regulatória (%), ordenada por Receita Requerida	17
Figura 23: EBITDA Real vs. EBITDA Regulatório ajustado (R\$ M), ordenados por Receita Requerida	18
Figura 24: EBITDA Real/ EBITDA Regulatório ajustado (%), ordenado por Receita Requerida	18
Figura 25: Evolução do EBITDA real e EBITDA regulatório ajustado	18
Figura 26: Lucro Líquido real vs. Lucro Líquido regul. ajustado (R\$ M), ordenados por Receita Requerida	19
Figura 27: Lucro Líquido Real/ Lucro Líquido Regulatório ajustado (%), ordenado por Receita Requerida	19
Figura 28: Evolução do Lucro líquido real e Lucro líquido regulatório ajustado (R\$ B)	19
Figura 29: Despesas Não Gerenc. reais comp. vs. Parcela A regul. ajust. (R\$ M), ordenadas por Receita Requerida	20
Figura 30: Despesas Não Gerenc. Reais compatíveis/ Parcela A regulatória ajustada. (%), ordenada por Receita Requerida	20
Figura 31: Evolução Despesas Não Gerenc. reais compat. e Parcela A regul. ajust. (R\$B)	20
Figura 32: Perda Total Real vs. Perda Total Regulatória (%), ordenadas por Receita Requerida	21
Figura 33: Perda Total Real/ Perda Total Regulatória (%), ordenada por Receita Requerida	21
Figura 34: Evolução das Perdas totais reais e regulatórias (R\$B)	21
Figura 35: Perda Técnica real vs. Perda Técnica regulatória (%), ordenadas por Densidade da rede	22
Figura 36: Perda Técnica real/ Perda Técnica regulatória (%), ordenada por Densidade da rede	22
Figura 37: Evolução das Perdas técnicas reais e regulatórias (R\$B)	22
Figura 38: Perda Não Técnica real vs. Perda Não Técnica regulatória (%), ordenadas por Complexidade Social (CS)	23
Figura 39: Perda Não Técnica real/ Perda Não Técnica regulatória (%), ordenada por Complexidade Social (CS)	23
Figura 40: Evolução das Perdas não técnicas reais e regulatórias (R\$B)	23
Figura 41: CAOM regulat. ajust. (R\$ M), ordenado por Número de clientes	25
Figura 42: CAOM regulat. ajust./ Clientes (R\$/cliente), ordenada por Densidade da rede	25
Figura 43: Despesas Ger. reais comp. vs. Despesas regul. ajust. (R\$ M), ordenadas por Número de clientes	26
Figura 44: Despesas Ger. reais comp. - Despesas regul. ajust. (%), ordenada por Número de clientes	26
Figura 45: Evolução das Despesas Ger. reais comp. e Despesas regulatórias ajust. (R\$B)	26
Figura 46: CO regulat. ajust. e Receita irre recuperável ajust. (R\$ M), ordenados por Número de clientes	27
Figura 47: (PCLD + P + Prev. + M + Baixa de Ativos + S + O) real (R\$ M), ordenado por Número de clientes	27
Figura 48: PCLD real vs. Receitas Irrecuperáveis regul. ajust. (R\$ M), ordenadas por Número de clientes	28
Figura 49: PCLD - Receitas Irrecuperáveis regulat. ajust. (R\$M), ordenado por Número de clientes	28
Figura 50: Evolução do PCLD real e Receitas Irrecuperáveis regul. ajust. (R\$B)	28
Figura 51: PMSO (sem PCLD) real vs. CO regulat. ajust. (R\$ M), ordenados por Número de clientes	29
Figura 52: PMSO (sem PCLD) real - CO regulat. ajust. (R\$ M), ordenados por Número de clientes	29
Figura 53: Evolução do PMSO real e CO regul. ajust. (R\$B)	29
Figura 54: (P+S+Prev.) real vs. CO regulatórios ajustados (R\$ M), ordenado por Número de clientes	30
Figura 55: (Pessoal+Serviços+Previdência)/ Cliente vs. CO regulat. ajust. / Cliente (R\$/ cliente), ordenados por Densidade da rede	30
Figura 56: Custo de Previdência (R\$ M), ordenado por Número de clientes	30
Figura 57: Custos de Material + Baixa de Ativos reais (R\$ M), ordenado por Extensão de Rede	31
Figura 58: (Custos de Material + Baixa de Ativos)/ Km rede (R\$/ km rede), ordenado por Densidade da rede	31
Figura 59: Custos (Outros Div. + Prov. CJT + Multas) reais (R\$ M), ordenado por Número de clientes	32
Figura 60: Custos (Outros Diversos+Prov.CJT+Multas) real/ Clientes (R\$/ cliente), ordenado por Densidade da rede	32
Figura 61: BRR Bruta e BRR Líquida (R\$ M), ordenado por Número de Clientes	34

Figura 62: BRR Bruta/ Número de Clientes (R\$/ Cliente), ordenado por Número de Clientes	34
Figura 63: BRR Líquida/ BRR Bruta (%), ordenado por Número de Clientes	34
Figura 64: Número de Ocorrências NO (# m), ordenado por Extensão da Rede	36
Figura 65: Número de ocorrências/ Extensão de rede (# NO/ km rede), ordenado por Densidade da rede	36
Figura 66: Evolução do número de ocorrências total (#).....	36
Figura 67: Número de Ocorrências com Interrupção NIE (# m), ordenado por Extensão da Rede	37
Figura 68: Número de Ocorrências com Interrupção NIE/ Extensão de rede (#NIE/ #km rede), ordenado por Densidade da rede	37
Figura 69: Evolução do número de ocorrências com interrupção (#)	37
Figura 70: Número de Ocorrências sem Interrupção NSE (# m), ordenado por Extensão da Rede	38
Figura 71: Número de Ocorrências sem Interrupção NSE/ Extensão de rede (#NSE/ #km rede), ordenado por Densidade da rede	38
Figura 72: Evolução do número de ocorrências sem interrupção (#).....	38
Figura 73: FEC, ordenado por Densidade da rede	39
Figura 74: FEC Real/ FEC Regulatório (%), ordenado por Densidade da rede	39
Figura 75: DEC, ordenado por Densidade da rede	40
Figura 76: DEC real/ DEC regulatório (%), ordenado por Densidade da rede	40
Figura 77: Evolução do DEC e FEC (hrs)	40
Figura 78: DM real, ordenado por Densidade da rede	41
Figura 79: DCG, ordenado por Densidade da rede	41
Figura 80: Evolução do DCG (x)	41
Figura 81: Quantidade de Compensações (# M), ordenada por Número de Clientes.....	42
Figura 82: Valor das Compensações (R\$ M), ordenado por Número de Clientes.....	42
Figura 83: Evolução da quantidade e valor de compensações (#; R\$M)	42
Figura 84: Tempo Médio de Atendimento TMA (# de horas), ordenado por Densidade da rede	43
Figura 85: Evolução do TMA (hrs)	43
Figura 86: Tempo Médio de Preparo TMP (# de horas), ordenado por Densidade da rede	43
Figura 87: Tempo Médio de Deslocamento TMD (# de horas), ordenado por Densidade da rede	44
Figura 88: Tempo Médio de Execução (# de horas), ordenado por Densidade da rede	44
Figura 89: Número de serviços comerciais e % de serviços fora do prazo (#; %), ordenado por Número de clientes	45
Figura 90: Número de serviços comerciais por cliente (#/ cliente), ordenado por Número de Clientes	45
Figura 91: Valor dos créditos ao consumidor (R\$ k), ordenado por Número de Clientes	45
Figura 92: Experiência da A.T. Kearney no setor elétrico a nível mundial	47
Figura 93: Programa RAR – Reset – Accelerate - Reinvent	48
Figura 94: Grupos de empresas comparáveis por ordenador	49
Figura 95: Datas dos ciclos regulatórios das distribuidoras	50
Figura 96: Reajuste Tarifário	51
Figura 97: Ano Tarifário	52
Figura 98: Planilhas das RTs (SPARTA) no ano regulatório	53
Figura 99: Planilhas das RTs (SPARTA) – Cálculo Anualizado	53
Figura 100: Dados da DRE das empresas	54
Figura 101: Exemplo Cálculo dos Indicadores	55
Figura 102: Tratamento Custos, Despesas e Perdas	58

13. Disclaimer

Todos os dados apresentados nesse estudo são de fontes públicas (relatórios de cada uma das empresas ou relatórios da ANEEL). As análises foram feitas com base no melhor esforço e capacidade da equipe de consultores e especialistas sêniores alocados a esse trabalho. Dado que a informação de cada empresa não segue um mesmo padrão, poderão haver inconsistências nos dados ou diferenças na interpretação dos mesmos. Poderão ser validados junto de cada uma das empresas na sequência, para que no próximo ano sejam totalmente revisadas e alinhadas com as informações internas destas.

Esse estudo se destina aos executivos da empresa citada no canto superior direito do header do documento. A empresa somente poderá revelar a terceiro qualquer das informações desenvolvidas e pertencentes à A.T. Kearney mediante prévia autorização escrita desta última. Solicitamos a gentileza da empresa atender essa e as demais seguintes condições no uso e divulgação desse estudo:

- não utilizar qualquer método para alterar, eliminar, modificar ou adulterar as informações a que tenha tido acesso;
- não utilizar as informações para finalidades relacionadas com entidades externas, sem prévia validação e autorização junto da A.T. Kearney;
- não utilizar as informações para formação ou enriquecimento de banco de dados de terceiros;
- assegurar que os termos e as condições do presente disclaimer sejam observados por todos seus funcionários, contratados, subcontratados e prepostos;
- adotar todas as medidas de segurança e praticar todos os atos necessários para salvaguardar e proteger as informações contra o uso ou divulgação não autorizada, por seus funcionários, contratados, subcontratados e prepostos.

14. Autores



Cláudio Gonçalves
Partner, São Paulo
claudio.goncalves@atkearney.com
+ 55 11 97609-9006



Rubens Brunceck Ferrelra
Senior Utilities Expert, São Paulo
brunceck@uol.com.br
+ 55 19 99219-6061



Sebastião Pinho
Principal, São Paulo
sebastiao.pinho@atkearney.com
+ 55 11 99783-7957

Esta publicação contou também com a colaboração dos consultores Beatriz Dominguez, Marcus Moura, Marcelo Muzzi, Nubia Caversan, Patrick Vencovsky e Rafael Loureiro.



A.T. Kearney é uma empresa global formada por indivíduos colaborativos, inovadores e com visão de futuro, que produzem resultados imediatos e significativos, gerando diferenciais competitivos transformadores para nossos clientes no longo prazo.

Desde 1926, somos assessores de confiança em assuntos relacionados à agenda do CEO em organizações líderes no mundo nas principais indústrias e setores. Os escritórios da A.T. Kearney estão localizados nos maiores centros de negócio em 40 países.

América	Atlanta	Dallas	Palo Alto
	Bogotá	Detroit	São Francisco
	Boston	Houston	São Paulo
	Calgary	Cidade do México	Toronto
	Chicago	New York	Washington, D.C.
Europa	Amsterdã	Istambul	Oslo
	Berlim	Kiev	Paris
	Bruxelas	Lisboa	Praga
	Bucareste	Ljubljana	Roma
	Budapeste	Londres	Estocolmo
	Copenhague	Madri	Stuttgart
	Düsseldorf	Milão	Viena
	Frankfurt	Moscú	Varsóvia
Ásia Pacífico	Bangkok	Melbourne	Cingapura
	Pequim Hong Kong	Mumbai	Sydney
	Kong	Nova Délhi	Taipei
	Brisbane	Perth	Tóquio
	Jakarta	Seoul	
Oriente Médio e África	Abu Dhabi	Johanesburgo	Riyadh
	Dubai	Manama	

ATKearney