8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

24 de agosto de 2015



Agenda

15:00 **ABERTURA**

15:15 **APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS 1S15**

15:30 **PAINEL COM DIRETORES E EXECUTIVOS DA LIGHT**

Endividamento
Desenvolvimento de Negócios
Geração
Distribuição
Regulação

17:30 **PERGUNTAS DO PÚBLICO**

17:45 **LANÇAMENTO DA REVISTA CONEXÃO**

18:00 **APRESENTAÇÃO DO GUIDANCE**

18:15 **PERGUNTAS DO PÚBLICO**

18:30 **SORTEIO DO BRINDE**

18:40 **ENCERRAMENTO**

18:45 **COQUETEL**

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

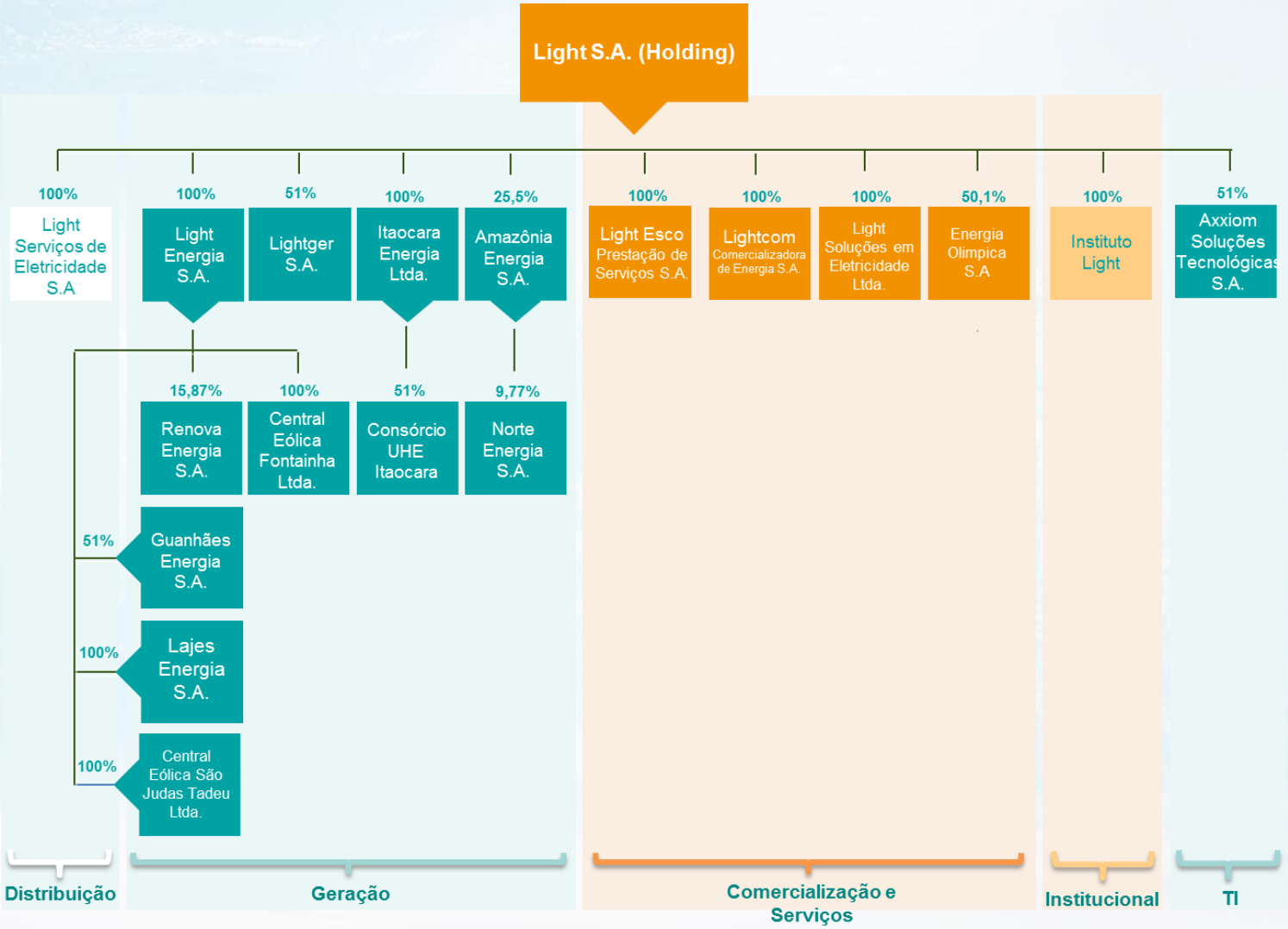
8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

24 de agosto de 2015

Resultados 1S15

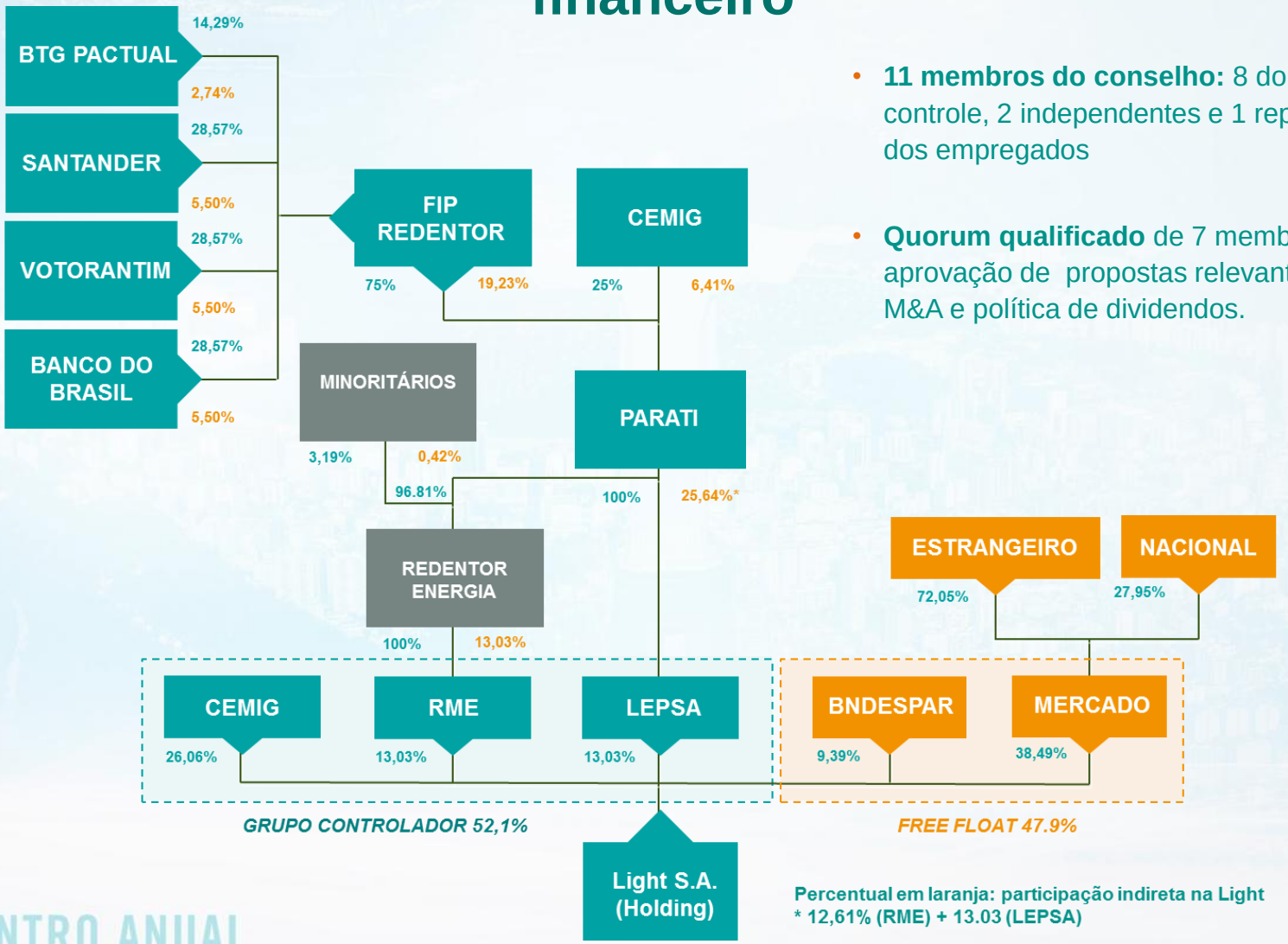
João Batista Zolini

Light S.A.


Light S.A. (Holding)
100%
Light Serviços de Eletricidade S.A
100%
Light Energia S.A.
51%
Lightger S.A.
100%
Itaocara Energia Ltda.
25,5%
Amazônia Energia S.A.
100%
Light Esco Prestação de Serviços S.A.
100%
Lightcom Comercializadora de Energia S.A.
100%
Light Soluções em Eletricidade Ltda.
50,1%
Energia Olímpica S.A
100%
Instituto Light
51%
Axxiom Soluções Tecnológicas S.A.
15,87%
Renova Energia S.A.
100%
Central Eólica Fontainha Ltda.
51%
Consórcio UHE Itaocara
9,77%
Norte Energia S.A.
51%
Guanhães Energia S.A.
100%
Lajes Energia S.A.
100%
Central Eólica São Judas Tadeu Ltda.
Distribuição
Geração
Comercialização e Serviços
Institucional
TI

Estrutura Acionária

Combinação estratégica entre agentes com perfil operacional e financeiro



- **11 membros do conselho:** 8 do grupo de controle, 2 independentes e 1 representante dos empregados
- **Quorum qualificado** de 7 membros para aprovação de propostas relevantes, tais como: M&A e política de dividendos.

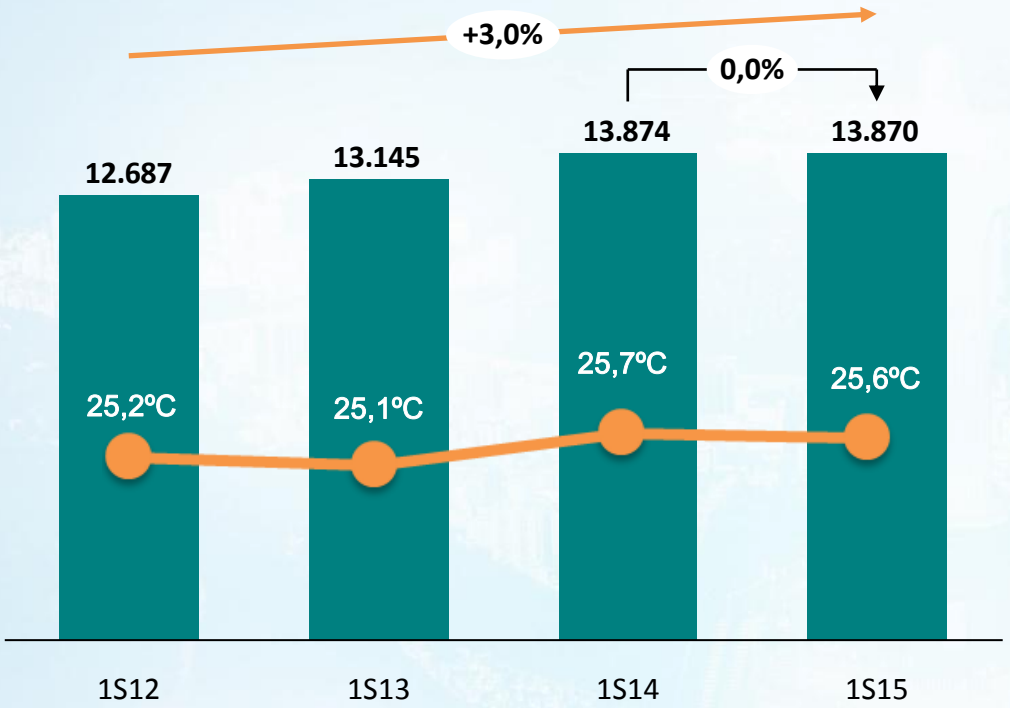
Percentual em laranja: participação indireta na Light
* 12,61% (RME) + 13.03 (LEPSA)

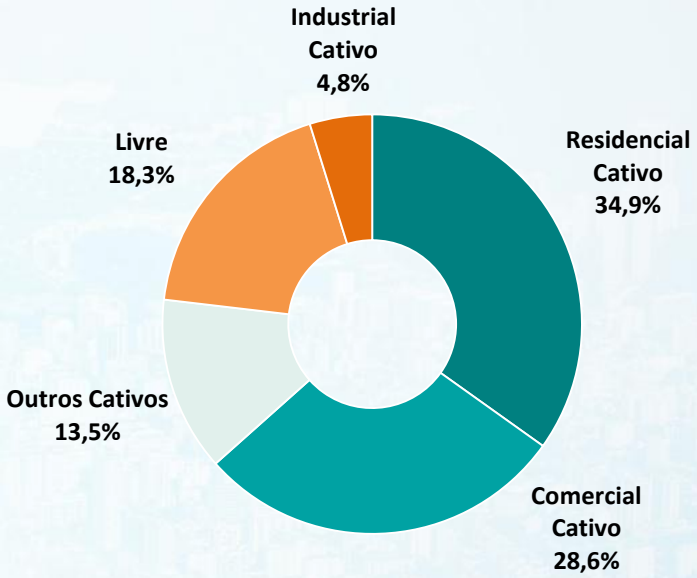
8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

Consumo de Energia

Distribuição – 1º Semestre

MERCADO TOTAL (GWh) [1]

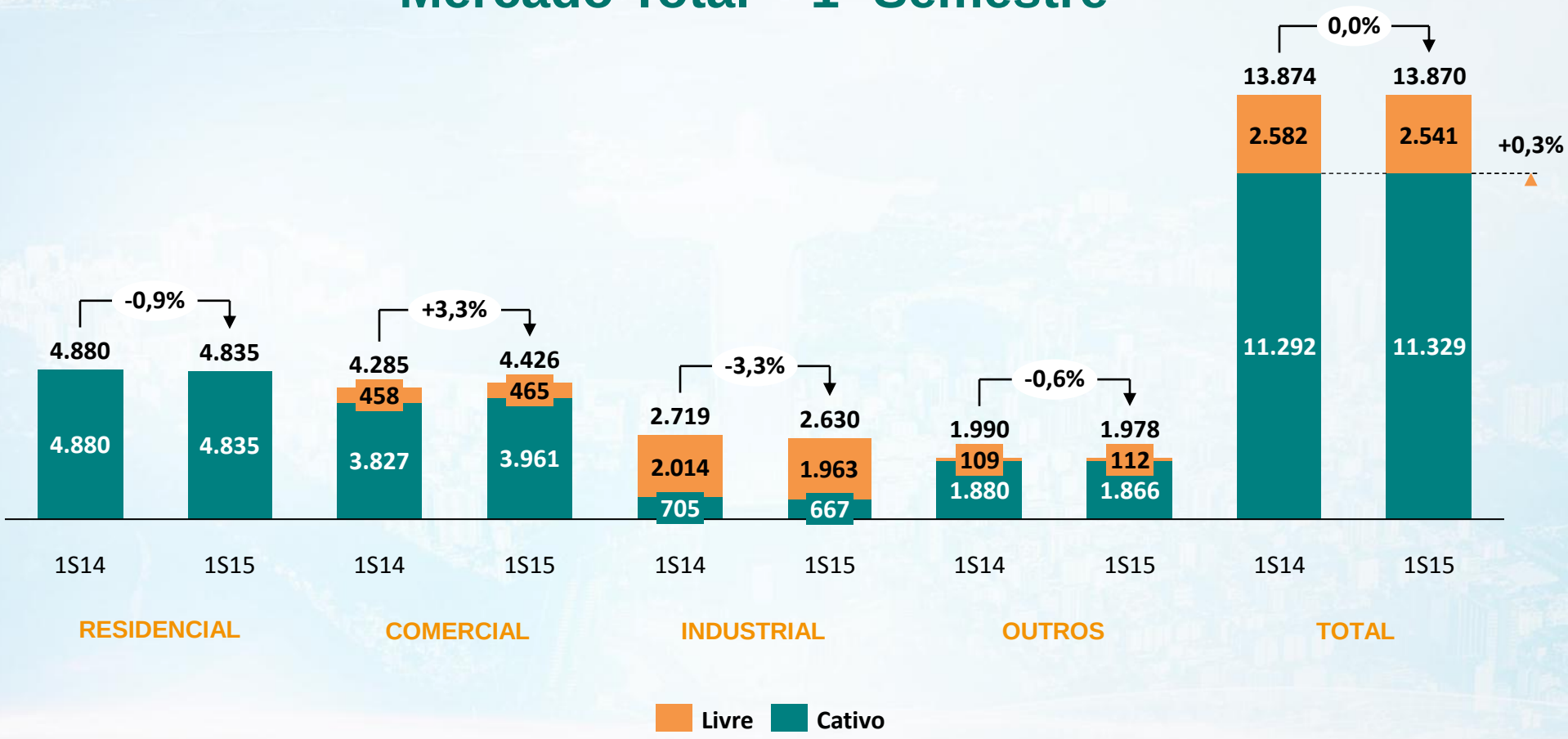




[1]Nota: Em razão de preservar a comparabilidade com o mercado homologado pela Aneel no processo de Revisão Tarifária, a energia consumida pela CSN voltou a ser considerada.

Mercado Total

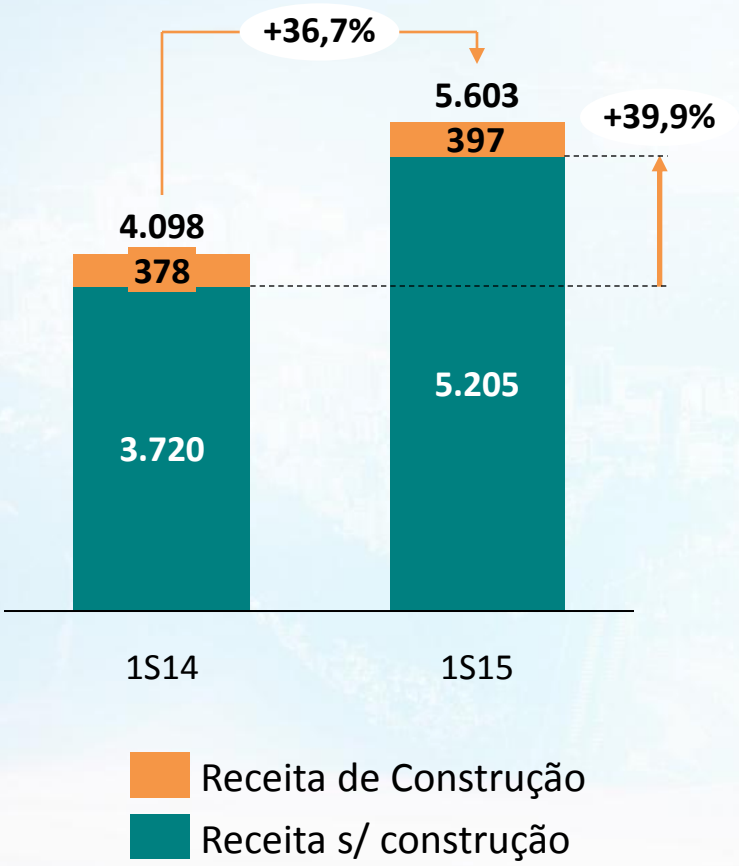
Consumo de Energia Elétrica (GWh)
Mercado Total - 1º Semestre



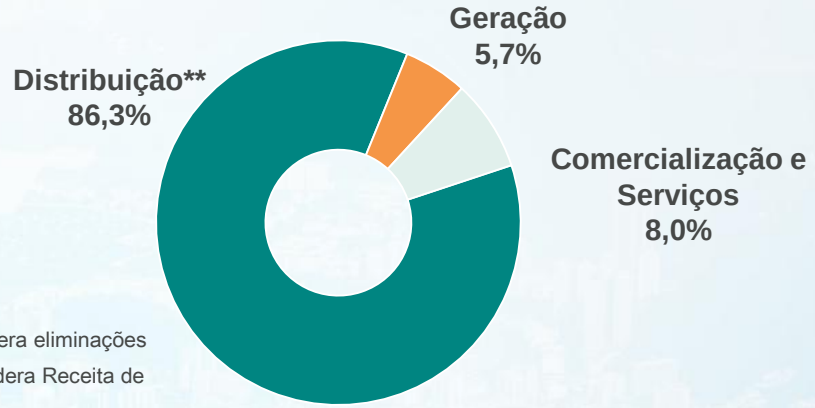
Receita Líquida

1º Semestre

RECEITA LÍQUIDA (R$MM)



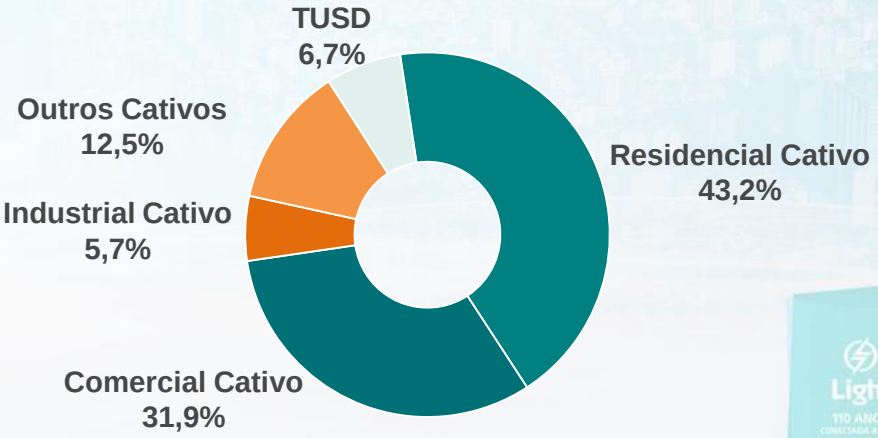
RECEITA LÍQUIDA POR SEGMENTO (1S15)*



* Não considera eliminações

** Não considera Receita de Construção

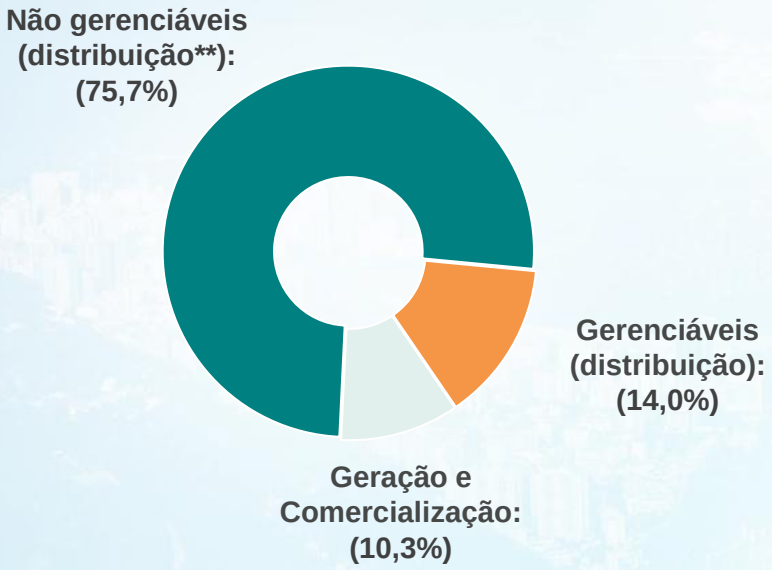
RECEITA LÍQUIDA DISTRIBUIÇÃO (1S15)



8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

Custos e Despesas Operacionais

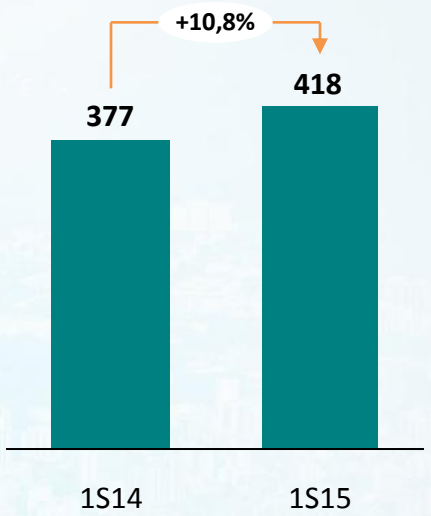
CUSTOS E DESPESAS* 1S15



*Não considera eliminações

** Não considera custo de construção

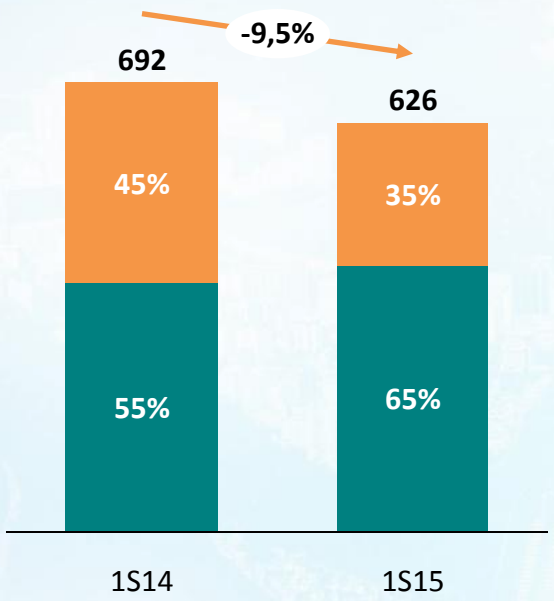
DISTRIBUIÇÃO - PMSO (R$MM)



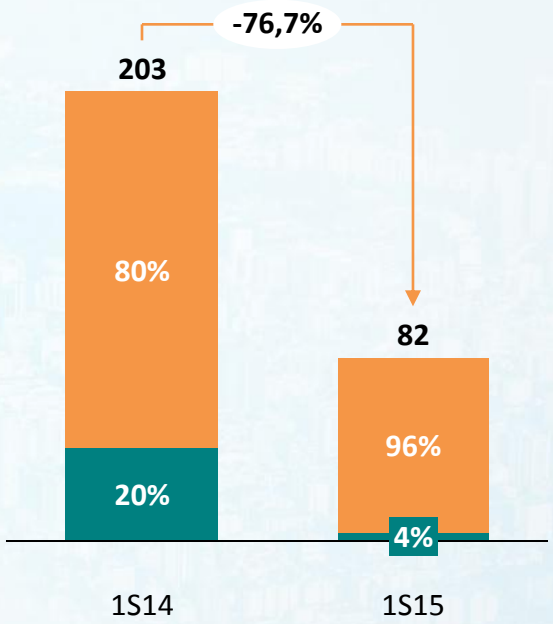
R$ MM	1S15	1S14	Var.
PMSO	(418,2)	(377,3)	10,8%
Provisões	(73,2)	(79,4)	-7,7%
PCLD	(54,2)	(61,4)	-11,7%
Contingências	(19,0)	(18,0)	5,6%
Dep. e Amortização	(195,2)	(171,6)	13,8%
Outras Rec./Desp. Operacionais	(14,2)	(13,3)	6,8%
Total	(700,8)	(641,5)	9,2%

EBITDA e Lucro Líquido

EBITDA POR SEGMENTO (R$ MM)



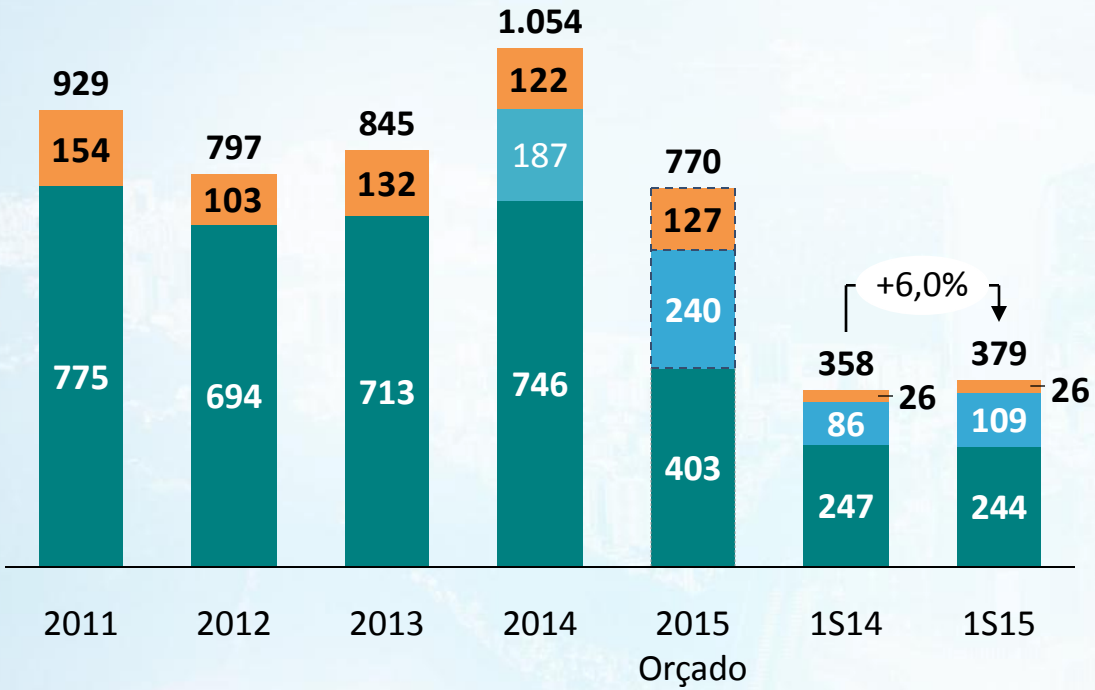
LUCRO LÍQUIDO POR SEGMENTO (R$ MM)



Geração e Comercialização Distribuição

Investimentos

INVESTIMENTOS (R$ MM)



INVESTIMENTOS (R$ MM) 1S15



8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

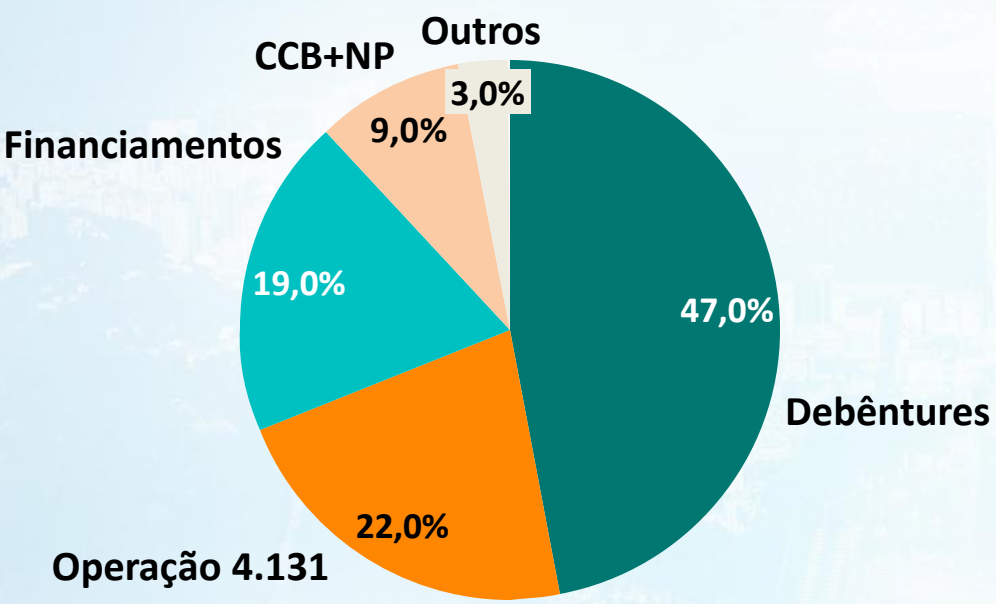
24 de agosto de 2015

Endividamento

Cláudio Bernardo de Moraes

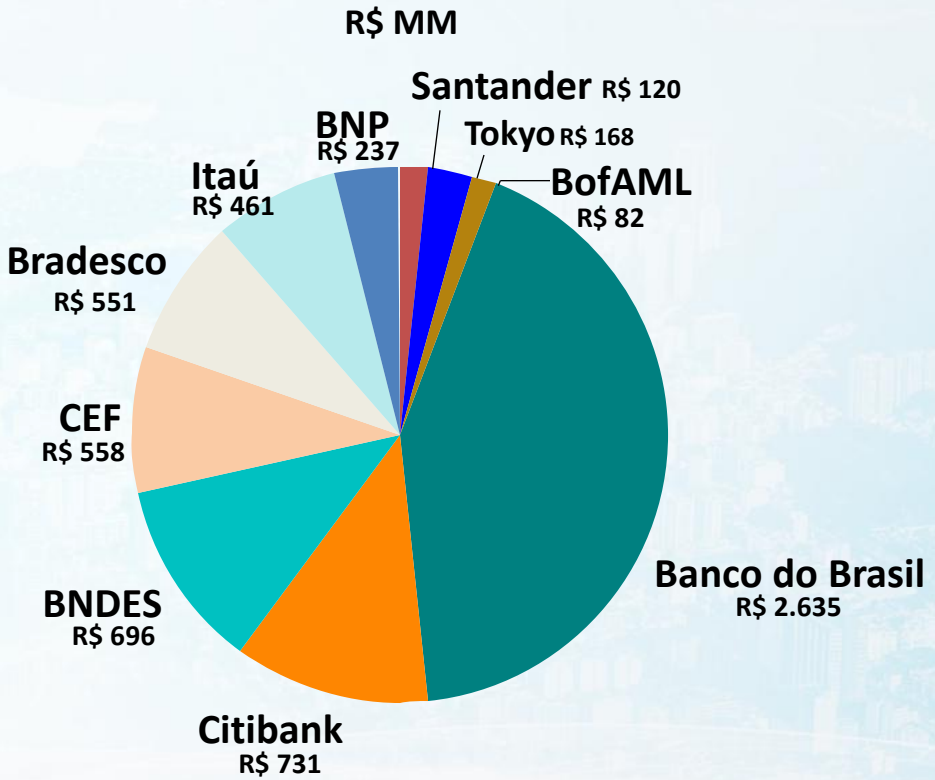
Perfil da Dívida
Junho de 2015

Dívida Bruta por Tipo
Total: R$ 6,9 bi



✓Saldo de principal
✓Saldo líquido de swap

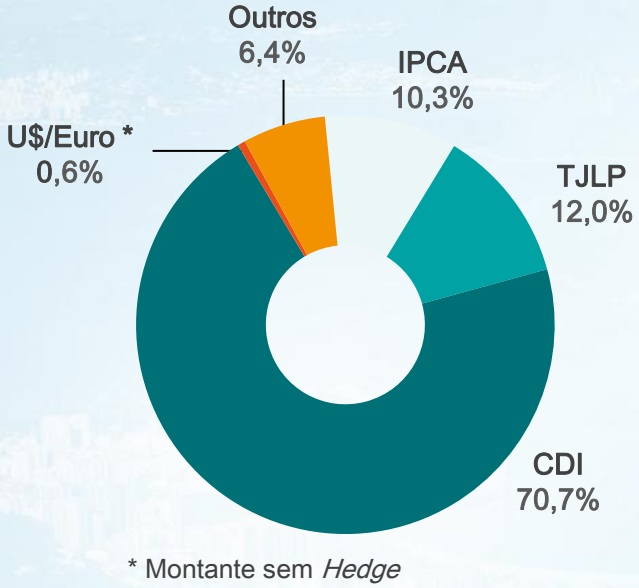
Dívida Bruta por Banco
Total: R$ 6,2 bi (com cláusula de *covenants*)



✓Saldo de principal
✓Saldo líquido de swap

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

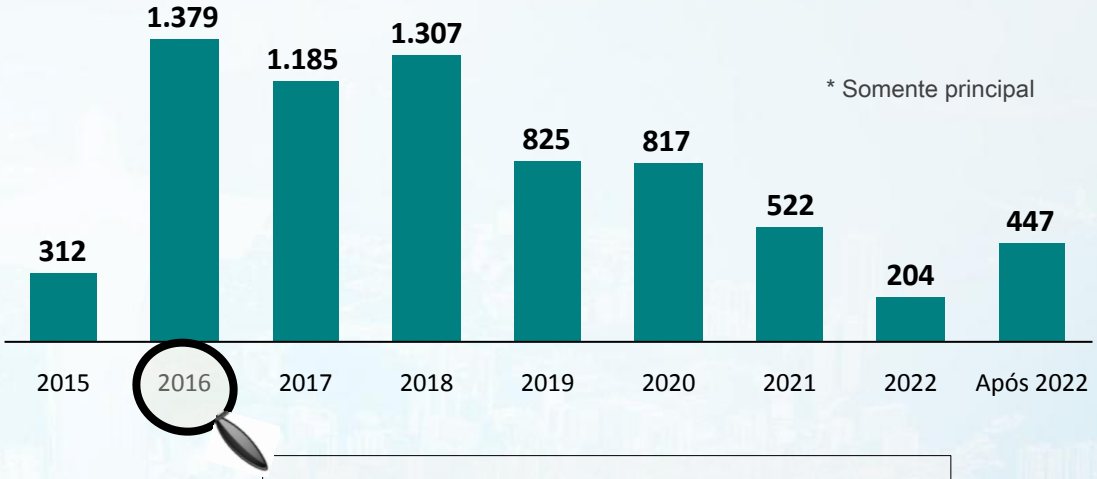
Perfil da Dívida
Junho de 2015



* Montante sem *Hedge*

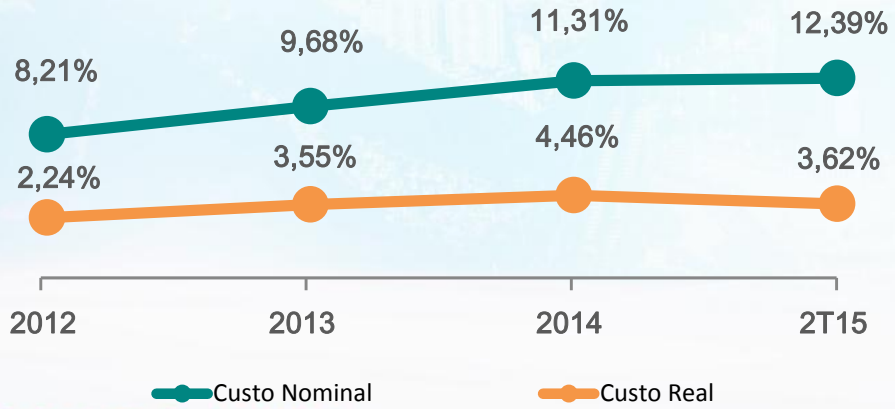
AMORTIZAÇÃO* (R$ MM)

Prazo médio: 3,9 anos

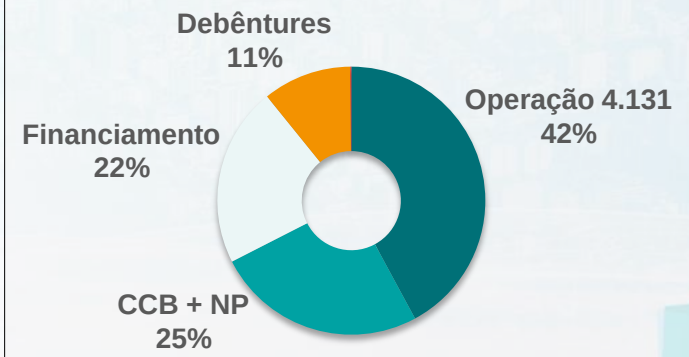


* Somente principal

EVOLUÇÃO DO CUSTO DA DÍVIDA

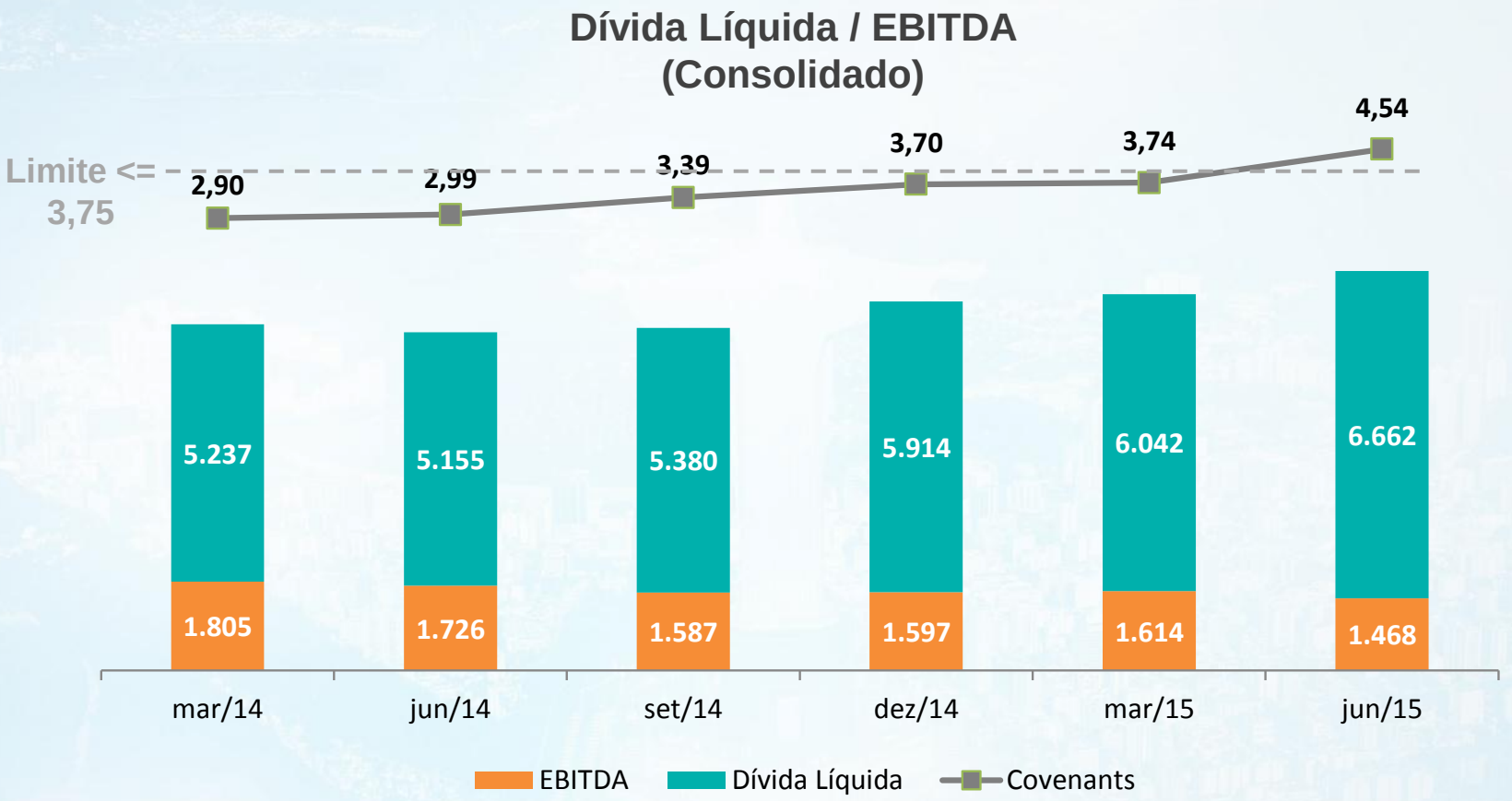


AMORTIZAÇÃO 2016



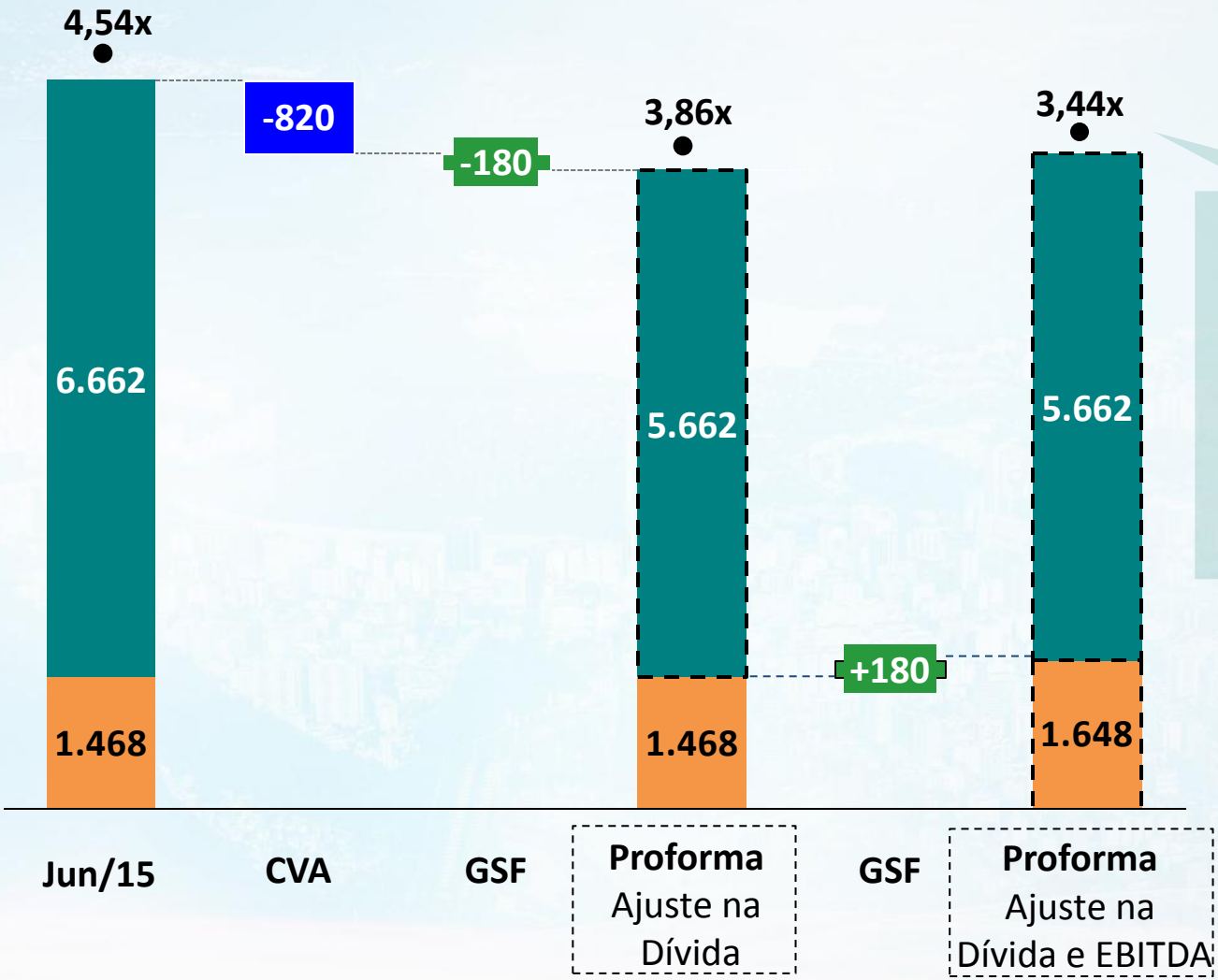
8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

Covenants



- Forte impacto da CVA no caixa da Distribuidora e do GSF no caixa da Geradora.

Impacto nos *covenants*



Retirando os efeitos do GSF e da CVA, o múltiplo de Dívida Líquida/EBITDA fica abaixo do limite dos covenants

Dívida Líquida para Covenants **EBITDA para Covenants**

● ***Covenant* (Dívida Líquida/EBITDA)**

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

24 de agosto de 2015

Perguntas e Respostas

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

24 de agosto de 2015

Desenvolvimento de Negócios

João Batista Zolini

Venda da Participação na Renova

- 2011: Aquisição da participação de 26% na Renova Energia por R$ 360 milhões (R$ 21,36/Unit);

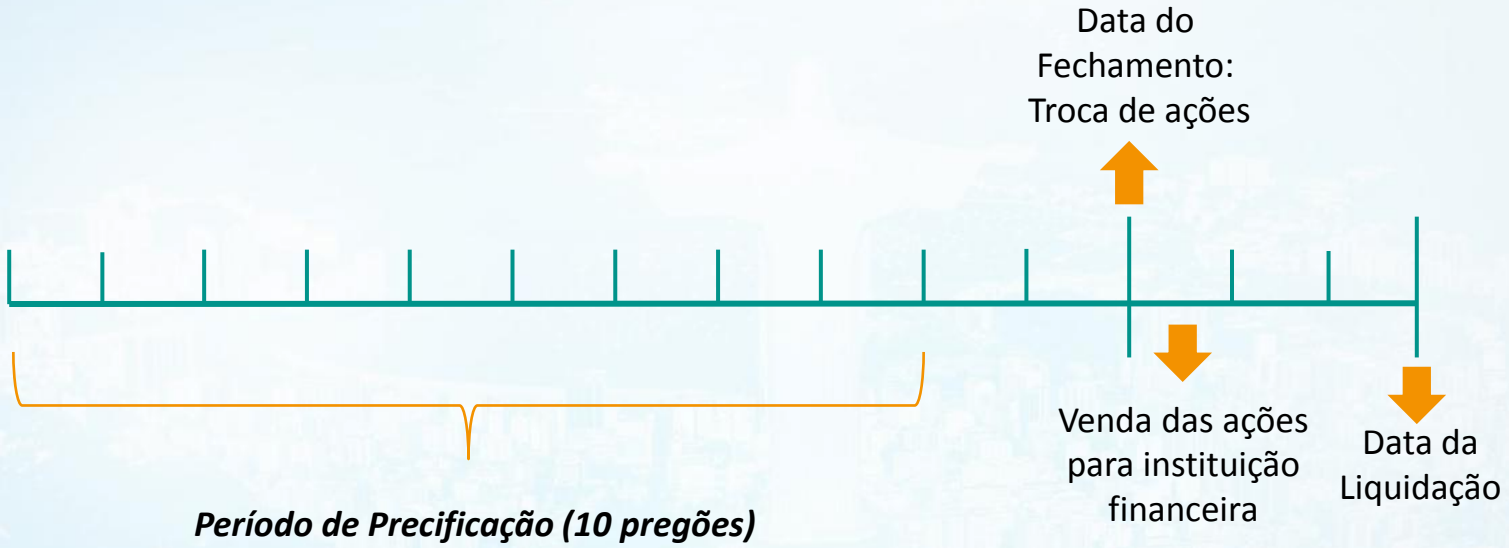
- 2015: CCVA entre Light Energia e SunEdison para alienação da participação de 15,87% no capital total da Renova Energia, por US$ 250 milhões em ações da SunEdison;

Estimativa de Contribuição	Dólar @ 3,10	Dólar @ 3,40	Dólar @ 3,50
Preço/Unit (R$)	46,0	50,4	51,9
Venda Participação Light (R$ MM)	775	850	875
Valor Contábil Renova (R$ MM)	596	596	596
Impacto no Resultado (após impostos e fees) - R$ MM	**200**	**270**	**280**
Caixa (após impostos e fees) - R$ MM	**700**	**770**	**780**

- Rentabilidade de 12% a.a. real, em relação a 2011

Venda da Participação na Renova

- Quantidade de ações será definida com base no preço médio das ações nos dez pregões anteriores a data do fechamento (Período de Precificação);



- Contratação de uma instituição financeira para monetizar as ações da SunEdison e proteger contra volatilidade do preço das ações do início do Período de Precificação até a data de liquidação, que ocorrerá em até três dias após Data do Fechamento.

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

24 de agosto de 2015

Geração

Luis Fernando Guimarães

Capacidade Instalada: 855 MW

Prazo de concessão até 2026



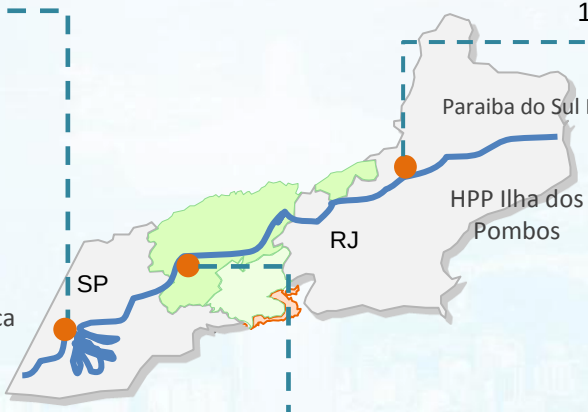
100%

HPP Santa Branca
56 MW

100%



HPP Ilha dos Pombos
187 MW



100%



HPP Fontes Nova
132 MW

100%



Underground HPP
Nilo Peçanha - 380 MW

100%



HPP Pereira Passos
100 MW

Gestão da Qualidade

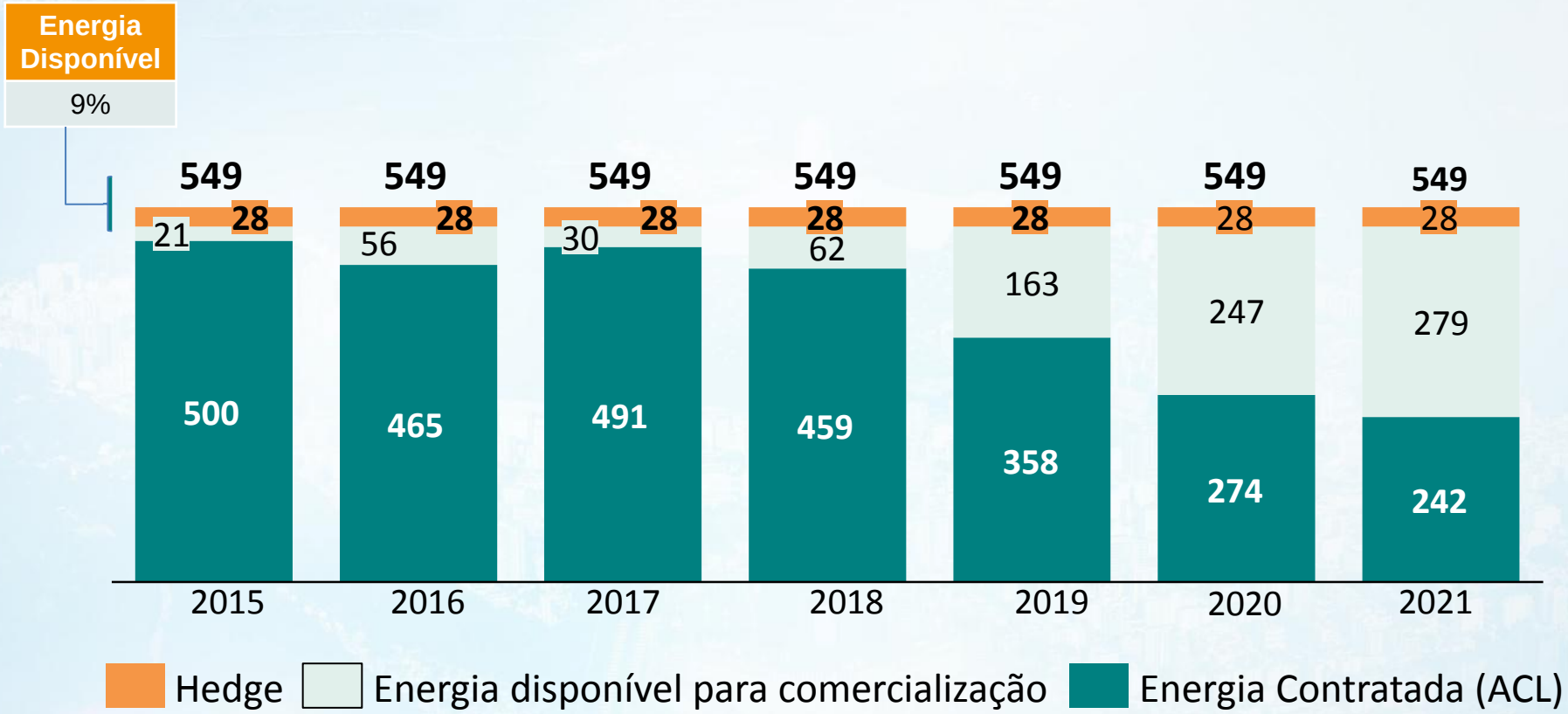
Gestão Ambiental

Gestão da segurança e saúde ocupacional

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

Garantia Física: 549 MWmédios

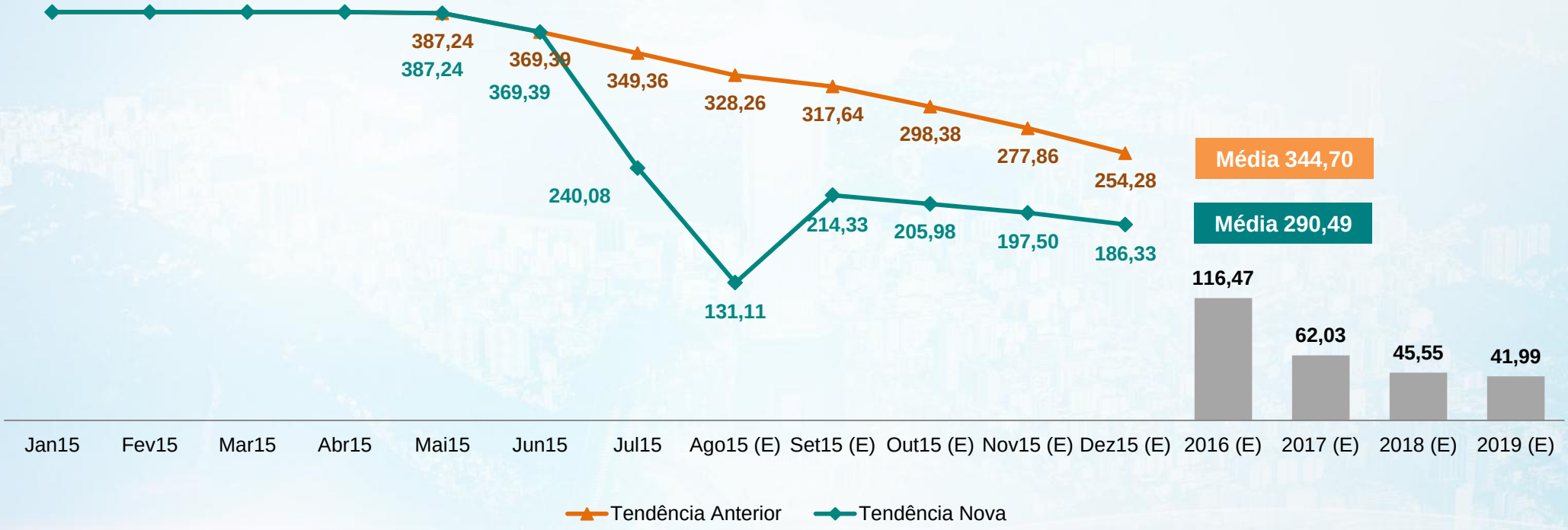
Comercialização da energia focada no mercado livre



✓**Preço médio de venda em 2015-2021: R$ 181/MWh (Data base: Maio/ 2015)**

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

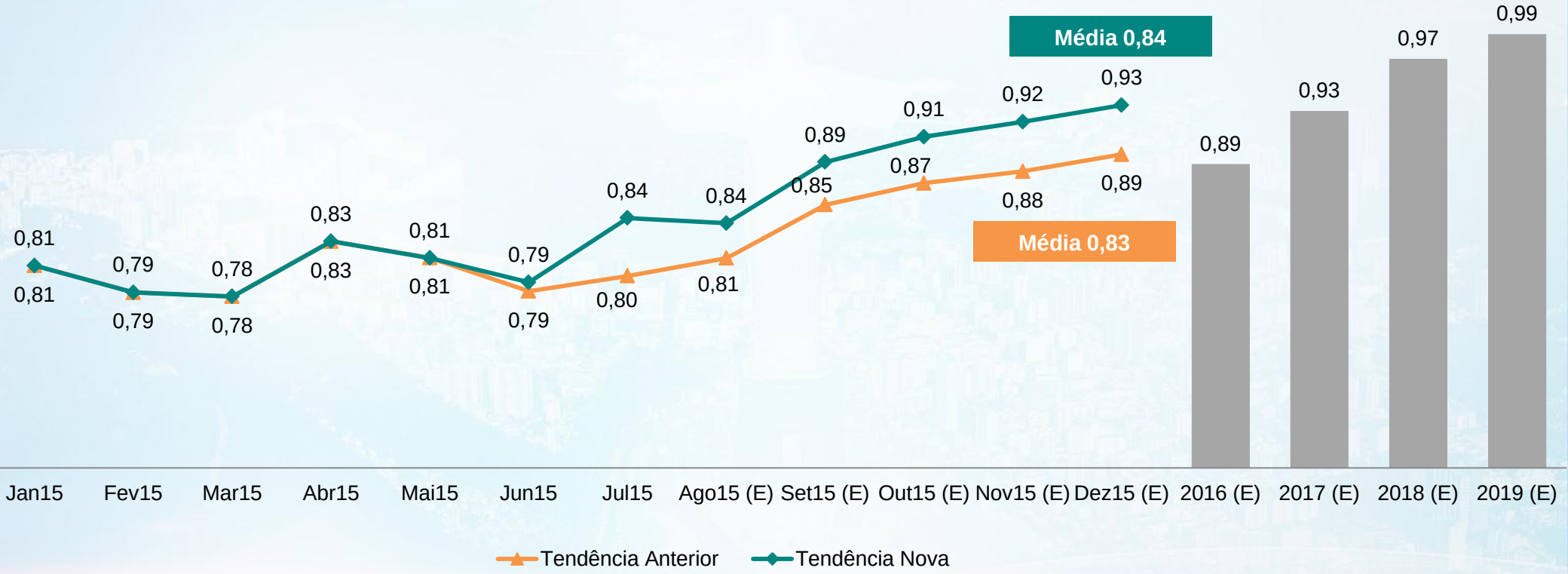
Estimativas PLD



8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

Estimativas baseadas em certas suposições e análises internas feitas pela Companhia. Fatores importantes podem levar a diferenças nos resultados reais.

Estimativas GSF



8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

Estimativas baseadas em certas suposições e análises internas feitas pela Companhia. Fatores importantes podem levar a diferenças nos resultados reais.

UHE Itaocara

Consórcio Light (51%) e Cemig (49%)

Características do projeto:

- Localização: Rio Paraíba do Sul
- Capacidade Instalada: 150 MW
- Garantia Física: 93,4 MWmédios
- Licença de Instalação já emitida

Leilão A-5:

- Energia Comercializada: 89,20 MWmédios
- Preço de vendo no ACR: R$ 154,99/MWh
- Início CCEAR: jan/2020
- Período CCEAR: 30 anos



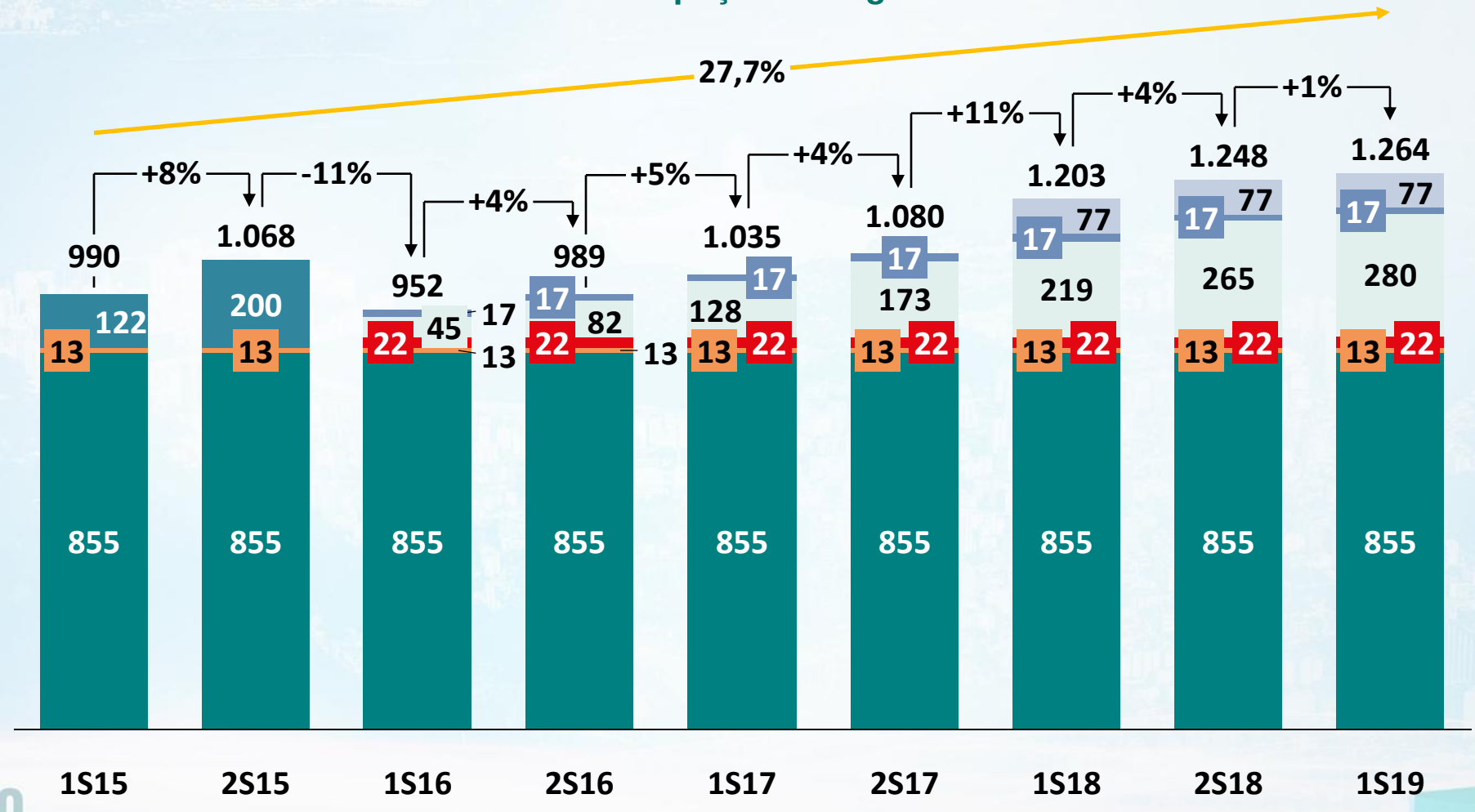
UHE Itaocara
Premissas

- Investimentos: R$ 1 bilhão
- Estrutura de Capital
  - ✓ Equity: 30%
  - ✓ Debt: 70%
    - 40% BNDES (TJLP+2,3%) / 30% Debêntures (IPCA+7,5%)
    - Carência: BNDES: Início do ACR + 6 meses / Debêntures: operação da 2ª UG + 6 meses
    - Prazo para amortização: BNDES: 20 anos / Debêntures: 13 anos
    - Realavancagem em 2033
- Entrada em Operação: 2T18
    - Venda da energia antecipadamente
- Projeto não é consolidado no BP das consorciadas (sem impacto nos *covenants)*

Expansão da Geração

Capacidade Instalada (MW)

Participação da Light



8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

24 de agosto de 2015

Perguntas e Respostas

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

24 de agosto de 2015

Distribuição

Ricardo Rocha

Desafios da Distribuição



Olimpíadas

A Light está preparada!



Qualidade Operacional
DEC em horas (12 meses)



Regulatório	DEC
2013	9,00
2014	8,96
2015	8,83

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

Qualidade Operacional
FEC em vezes (12 meses)



Regulatório	FEC
2013	6,96
2014	6,75
2015	6,59

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

Qualidade Operacional

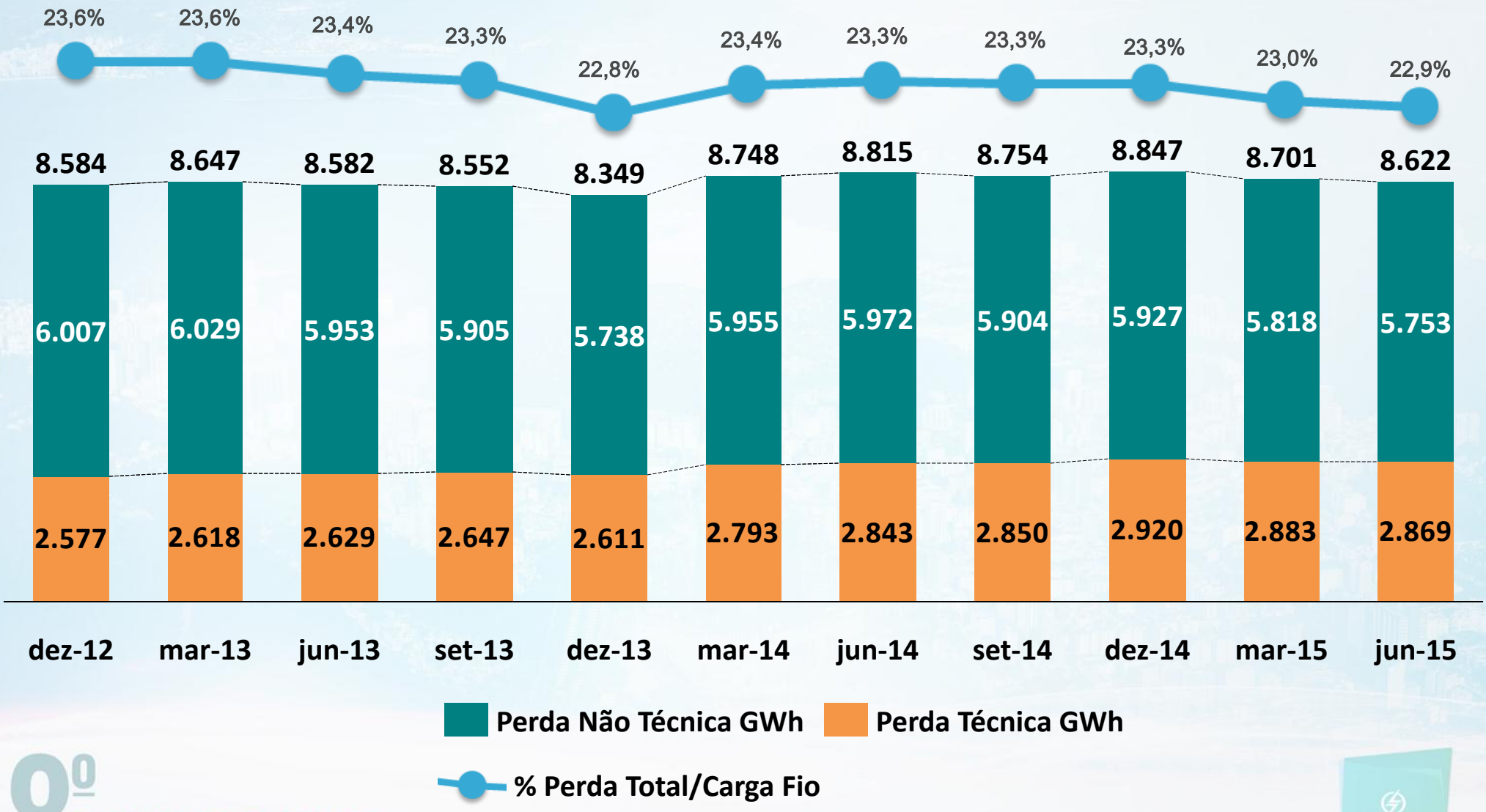
Principais Ações



- Manutenção preventiva
  - ✓ Inspeções em circuitos MT
  - ✓ Substituições de transformadores
  - ✓ Podas de árvores
  - ✓ Inspeção no subterrâneo
  - ✓ Manutenção em circuitos
- Gestão
- Investimentos
- Execução do programa de perdas

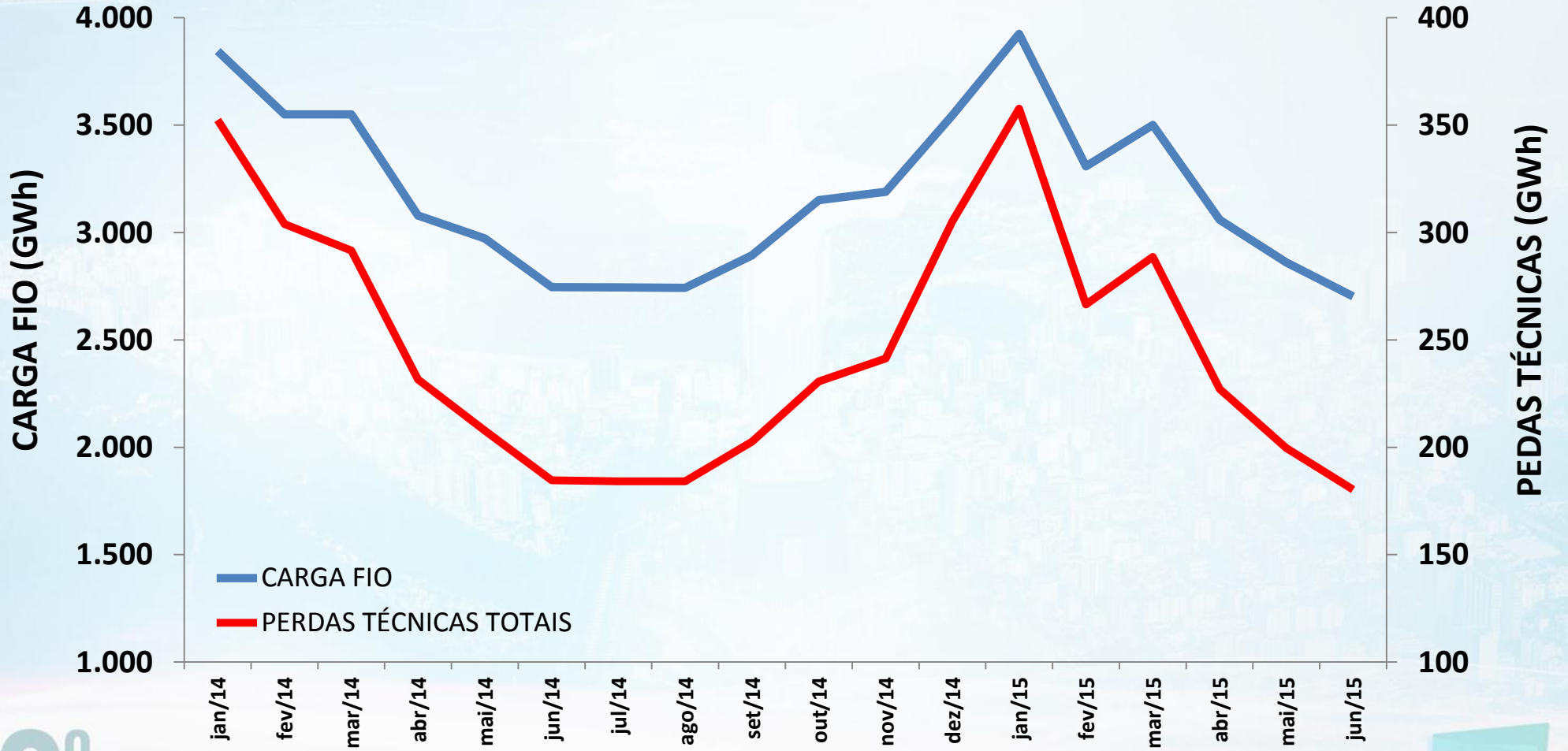


Evolução Perdas Totais
(12 meses)

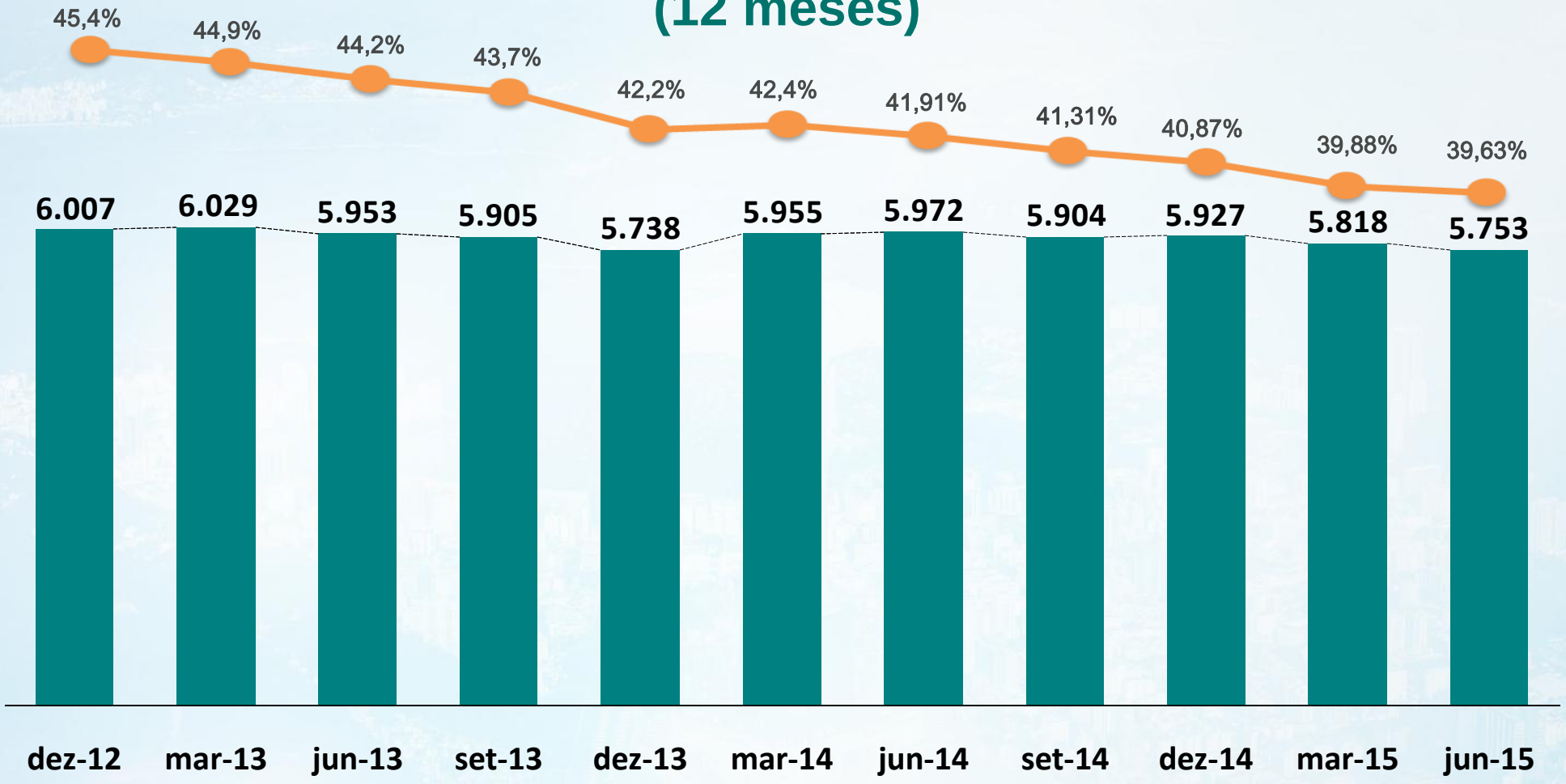


Evolução Perdas Técnicas

Perdas Técnicas x Carga Fio



Evolução Perdas Não-Técnicas
(12 meses)



8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

24 de agosto de 2015

Perdas e Arrecadação

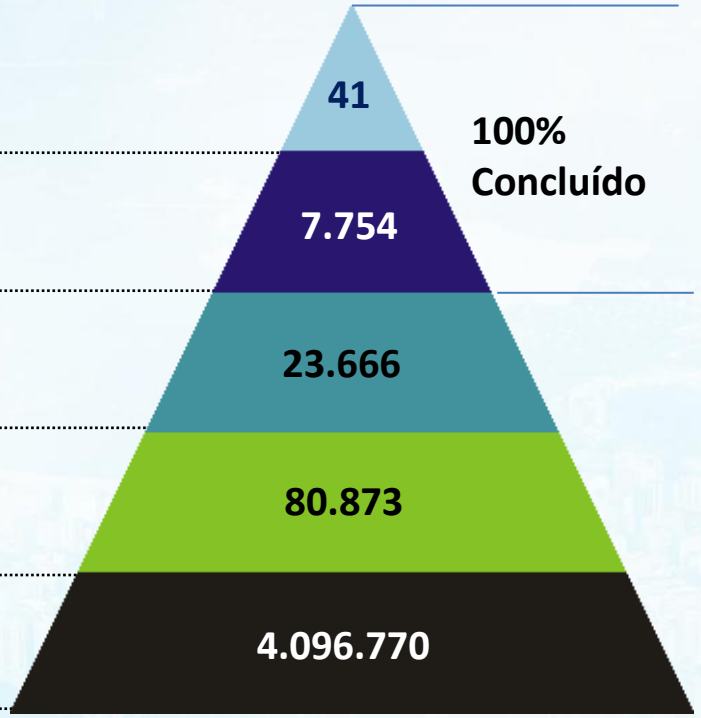
Ivson Vasconcellos

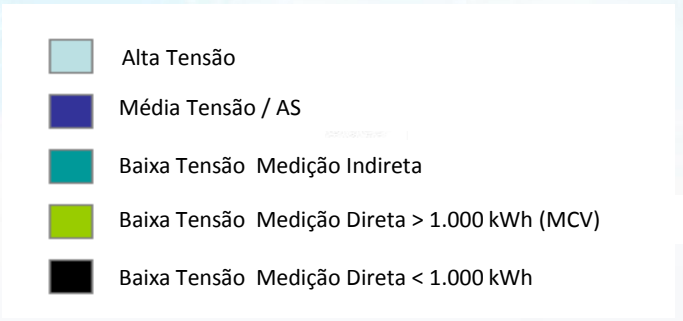
Estratégia de Atuação

ENERGIA	QTDE. CLIENTES

- 5.281 GWh (19,9%)
- 6.783 GWh (25,6%)
- 1.841 GWh (6,9%)
- 3.138 GWh (11,8%)
- 9.502 GWh (35,8%)
- Total de energia: 26.545 GWh

Posição: Junho/2015





A blindagem e demais ações de combate a perdas tiveram início no topo da pirâmide, onde estão os grandes clientes, seguindo até a base, otimizando o retorno dos investimentos.

Com a blindagem da alta tensão, média tensão e BT indireto é possível proteger + de 60% do faturamento

Mapa de Perdas na Área de Concessão



	Light	Vale	Litorânea	Leste	Oeste	Baixada
Clientes (Qtde.)	**4.270.586**	442.643	848.673	883.764	1.012.606	1.082.900
Faturamento BT (GWh)	**14.515**	1.262	5.094	2.724	2.798	2.637
Perda não técnica (GWh)	**5.753**	11	75	1.837	1.895	1.935
Perda não tec/faturada BT (%)	**39,63**	0,9	1,5	67,4	67,7	73,4
Número de clientes em APZ	**679.992**	-	52.496	83.715	144.454	399.327

Subestações com Maiores Perdas

REGIONAL	SUBESTAÇÃO	PERDA TOTAL (%)
BAIXADA	SETD MARAPICU	79,10%
BAIXADA	SETD VILAR DOS TELES	74,69%
BAIXADA	SETD SÃO JOÃO	68,14%
BAIXADA	SETD SARAPUÍ	63,61%
LESTE	SETD RAMOS	61,50%
BAIXADA	SETD AREIA BRANCA	58,54%
OESTE	SETD COSMOS	57,96%
OESTE	SETD ESPERANÇA 13KV	57,09%
CENTRO - SUL	SETD SÃO CONRADO	54,81%
OESTE	SETD CAMARÁ	54,27%
OESTE	SETD ARI FRANCO	54,09%
BAIXADA	SETD MERITI 13KV	54,00%
LESTE	SETD GUADALUPE	52,92%
BAIXADA	SETD SANTA CLARA	51,65%
BAIXADA	SETD CARMARI	51,06%
LESTE	SETD TRIAGEM 13KV	49,53%
CENTRO - SUL	SETD TROVÃO	48,59%
BAIXADA	SETD INMETRO	44,96%
BAIXADA	SETD ROSALI	44,71%
LESTE	SETD DEMOCRÁTICOS	44,59%
BAIXADA	SETD CAXIAS	44,21%
OESTE	SETD CACHAMORRA	43,35%
BAIXADA	SETD MENA BARRETO	43,21%
LESTE	SETD TURIAÇU	42,55%
LESTE	SETD COLÉGIO	42,24%
LESTE	SETD ÁGUA GRANDE	42,12%
OESTE	SETD ZONA INDUSTRIAL	41,74%

REGIONAL	SUBESTAÇÃO	PERDA TOTAL (%)
OESTE	SETD PADRE MIGUEL	41,52%
LESTE	SETD GUANABARA	40,25%
LESTE	SETD PAVUNA	39,93%
LESTE	SETD BRÁS DE PINA 13KV	39,42%
BAIXADA	SETD COMENDADOR SOARES	39,30%
LESTE	SETD VIGÁRIO GERAL	39,29%
LESTE	SETD PEDRO ERNESTO	38,63%
LESTE	SETD GOVERNADOR	38,49%
OESTE	SETD ITAGUAÍ	37,52%
OESTE	SETD PORTA D'ÁGUA 13KV	37,17%
LESTE	SETD TERRA NOVA	36,82%
BAIXADA	SETD COELHO DA ROCHA	36,26%
OESTE	SETD TAQUARA	34,41%
LESTE	SETD CASCADURA 13KV	34,23%
LESTE	SETD PIEDADE	34,15%
LESTE	SETD MATURACÁ	32,58%
BAIXADA	SETD NOVA IGUAÇU 13KV	31,69%
LESTE	SETD BOCA DO MATO	31,25%
BAIXADA	SETD WASHINGTON LUIZ	31,20%
OESTE	SETD JABOATÃO	30,26%
CENTRO - SUL	SETD HUMAITÁ	29,35%
OESTE	SETD CURICICA	29,25%
LESTE	SETD CACHAMBI	29,03%
CENTRO - SUL	SETD ALDEIA CAMPISTA	29,00%
OESTE	SETD VILA VALQUEIRE	27,03%
CENTRO - SUL	SETD ALVORADA	25,11%
CENTRO - SUL	SETD RECREIO	24,99%

REGIONAL	SUBESTAÇÃO	PERDA TOTAL (%)
CENTRO - SUL	SETD BARRA 2	22,00%
CENTRO - SUL	SETD LEOPOLDO	21,47%
CENTRO - SUL	SETD SANTO ANTÔNIO	19,30%
CENTRO - SUL	SETD CAMPO MARTE 13KV	18,10%
CENTRO - SUL	SETD URUGUAI	17,36%
CENTRO - SUL	SETD JARDIM BOTÂNICO	17,26%
CENTRO - SUL	SETD BARRA	16,78%
CENTRO - SUL	SETD BAEPENDI	15,85%
VALE DO PARAÍBA	SETD RETIRO	15,60%
CENTRO - SUL	SETD FREI CANECA	14,87%
VALE DO PARAÍBA	SETD VOLTA REDONDA 13KV	14,23%
CENTRO - SUL	SETD RIO COMPRIDO	13,57%
CENTRO - SUL	SETD ITAPEBA	12,41%
CENTRO - SUL	SETD CAMERINO	11,70%
VALE DO PARAÍBA	SETD TRÊS RIOS 13KV	11,20%
VALE DO PARAÍBA	SETD FONTINELE	10,76%
CENTRO - SUL	SETD BOTAFOGO	10,55%
CENTRO - SUL	SETD LEME	8,34%
CENTRO - SUL	SETD LEBLON	8,12%
CENTRO - SUL	SETD SANTA LUZIA	7,25%
CENTRO - SUL	SETD MACKENZIE	7,19%
CENTRO - SUL	SETD POSTO SEIS	6,08%
CENTRO - SUL	SETD SAMARITANO	4,62%
CENTRO - SUL	SETD COPACABANA	4,02%
LESTE	SETD FUNDÃO	2,15%

Subestações com Maiores Perdas

REGIONAL	SUBESTAÇÃO	PERDA TOTAL (%)
BAIXADA	SETD MARAPICU	79,10%
BAIXADA	SETD VILAR DOS TELES	74,69%
BAIXADA	SETD SÃO JOÃO	68,14%
BAIXADA	SETD SARAPUÍ	63,61%
LESTE	SETD RAMOS	61,50%
BAIXADA	SETD AREIA BRANCA	58,54%
OESTE	SETD COSMOS	57,96%
OESTE	SETD ESPERANÇA 13KV	57,09%
CENTRO - SUL	SETD SÃO CONRADO	54,81%
OESTE	SETD CAMARÁ	54,27%
OESTE	SETD ARI FRANCO	54,09%
BAIXADA	SETD MERITI 13KV	54,00%
LESTE	SETD GUADALUPE	52,92%
BAIXADA	SETD SANTA CLARA	51,65%
BAIXADA	SETD CARMARI	51,06%
LESTE	SETD TRIAGEM 13KV	49,53%
CENTRO - SUL	SETD TROVÃO	48,59%
BAIXADA	SETD INMETRO	44,96%
BAIXADA	SETD [illegible]OSALI	44,71%



TRIAGEM



ROCINHA

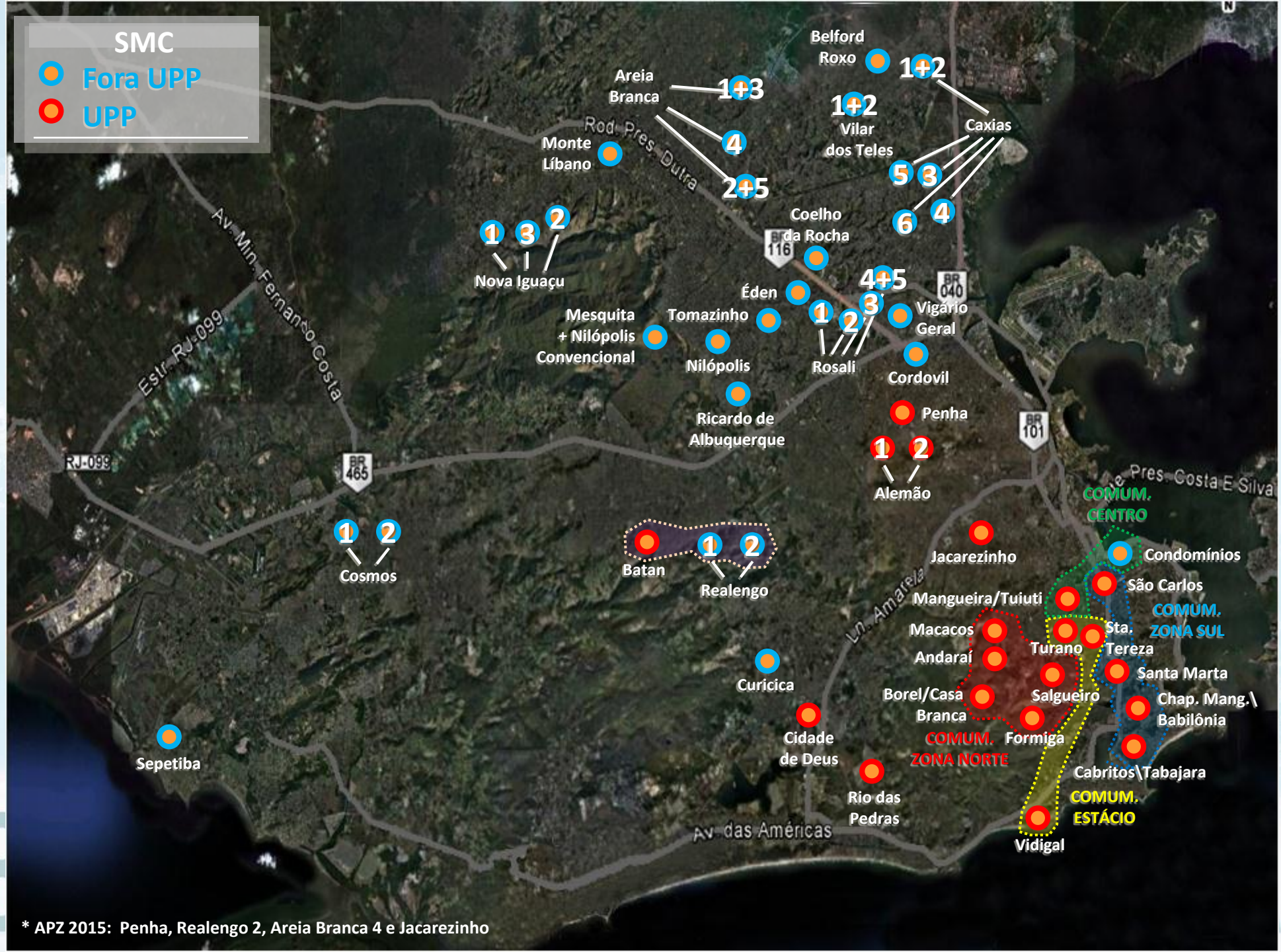


VIDIGAL

REGIONAL	SUBESTAÇÃO	PERDA TOTAL (%)
OESTE	[illegible]	[illegible]
LESTE	[illegible]	[illegible]
LESTE	[illegible]	[illegible]
LESTE	[illegible]	[illegible]
BAIXADA	[illegible]	[illegible]
LESTE	[illegible]	[illegible]
LESTE	[illegible]	[illegible]
LESTE	[illegible]	[illegible]
OESTE	[illegible]	[illegible]
OESTE	[illegible]	[illegible]
LESTE	[illegible]	[illegible]
BAIXADA	[illegible]	[illegible]
OESTE	[illegible]	[illegible]
LESTE	[illegible]	[illegible]
LESTE	[illegible]	[illegible]
LESTE	[illegible]	[illegible]
BAIXADA	[illegible]	[illegible]
LESTE	[illegible]	[illegible]
BAIXADA	[illegible]	[illegible]
OESTE	[illegible]	[illegible]
CENTRO - [illegible]	[illegible]	[illegible]
OESTE	[illegible]	[illegible]
LESTE	SETD CACHAMBI	29,03%
CENTRO - SUL	SETD ALDEIA CAMPISTA	29,00%
OESTE	SETD VILA VALQUEIRE	27,03%
CENTRO - SUL	SETD ALVORADA	25,11%
CENTRO - SUL	SETD RECREIO	24,99%

SUBESTAÇÃO	PERDA TOTAL (%)
SETD BARRA 2	22,00%
[illegible]	21,47%
SETD SANTO ANTONIO	19,30%
SETD CAMPO MARTE 13KV	18,10%
SETD URUGUAI	17,36%
SETD JARDIM BOTÂNICO	17,26%
SETD BARRA	16,78%
SETD BAEPENDI	15,85%
SETD RETIRO	15,60%
SETD FREI CANECA	14,87%
SETD VOLTA REDONDA 13KV	14,23%
SETD RIO COMPRIDO	13,57%
SETD ITAPEBA	12,41%
SETD CAMERINO	11,70%
[illegible] 13KV	11,20%
SETD FONTINELE	10,76%
SETD BOTAFOGO	10,55%
SETD LEME	8,34%
SETD LEBLON	8,12%
SETD SANTA LUZIA	7,25%
SETD MACKENZIE	7,19%
SETD POSTO SEIS	6,08%
SETD SAMARITANO	4,62%
SETD COPACABANA	4,02%
SETD FUNDÃO	2,15%

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

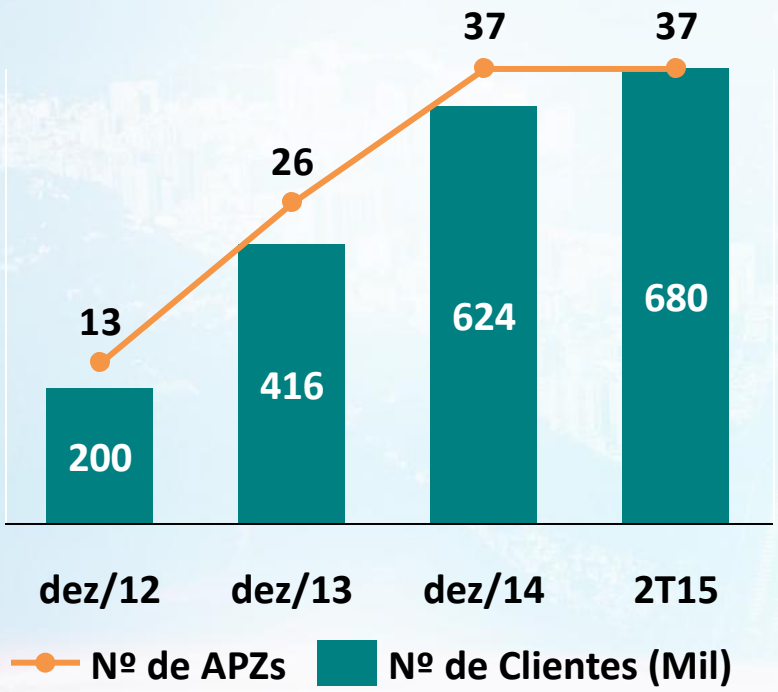


* APZ 2015: Penha, Realengo 2, Areia Branca 4 e Jacarezinho

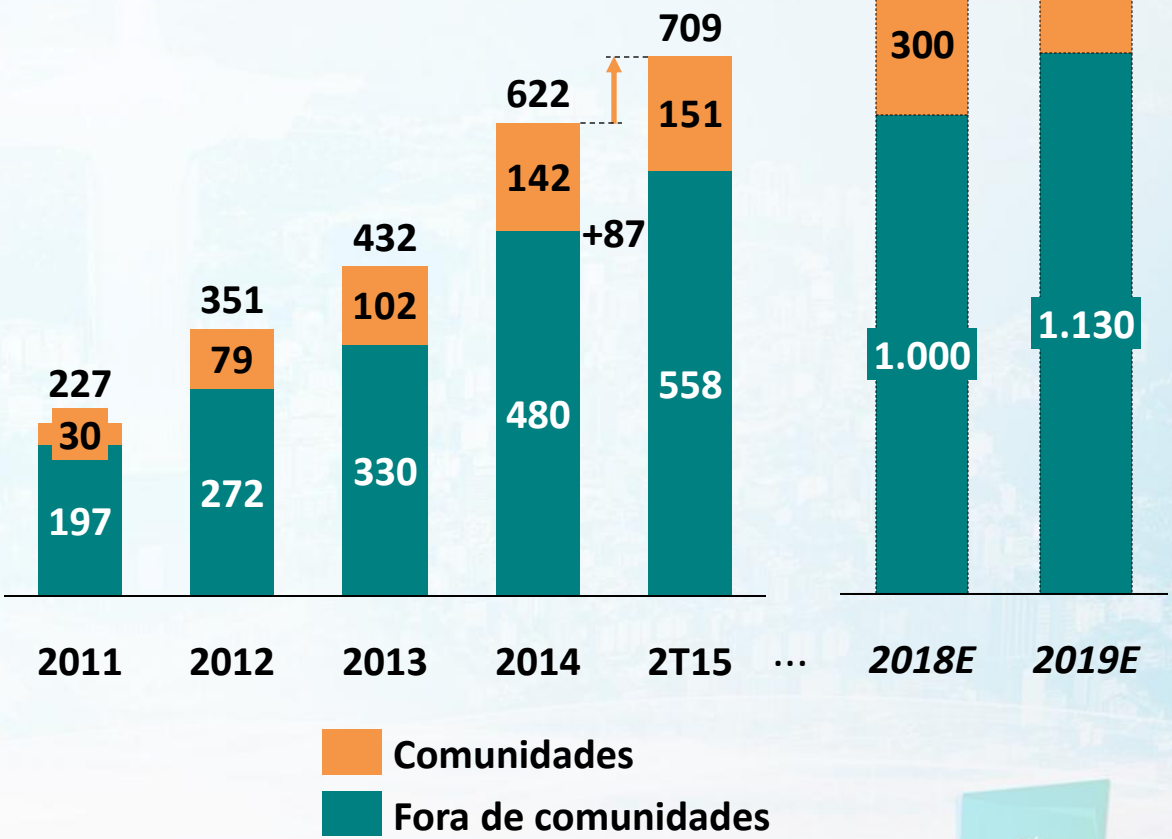
Combate às Perdas Não Técnicas

Dois Pilares: APZ e Tecnologia

EVOLUÇÃO DAS APZs



PARQUE DE MEDIDORES ELETRÔNICOS (Unidades Mil)



8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

Perdas em Iluminação Pública: Recadastramento

1 - CELEBRAÇÃO DE CONVÊNIO COM AS PREFEITURAS



2 - DIGITALIZAÇÃO DAS LOCALIDADES



3 - EVIDÊNCIAS FOTOGRÁFICAS

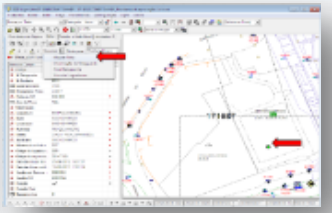






4 - CADASTRAMENTO NO SGD



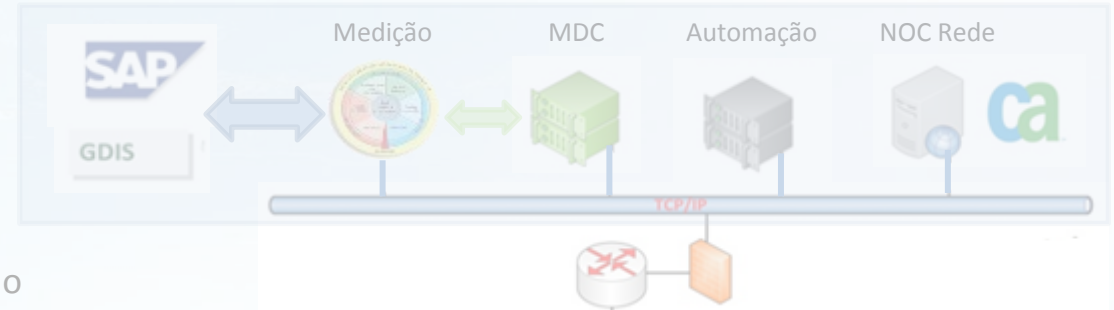


RESULTADOS

Mais de **800.000** lâmpadas Recadastradas em todos os municípios!

Após a atualização de todas as prefeituras, o acréscimo de faturamento é cerca de **60 GWh/ano**!

Smart Grid



Sistemas Light

Automação Residencial

Veículo Elétrico



Infraestrutura de Comunicação RF Mesh (IPv6)

Interface com o Cliente

Multiplas Tarifas



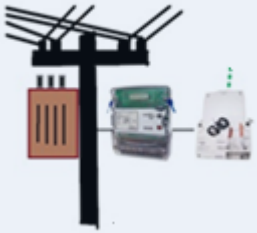
Geração Distribuída



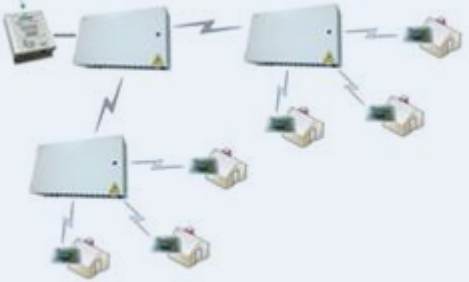
Automação da Rede



Monitoramento dos Transformadores



Medição Inteligente



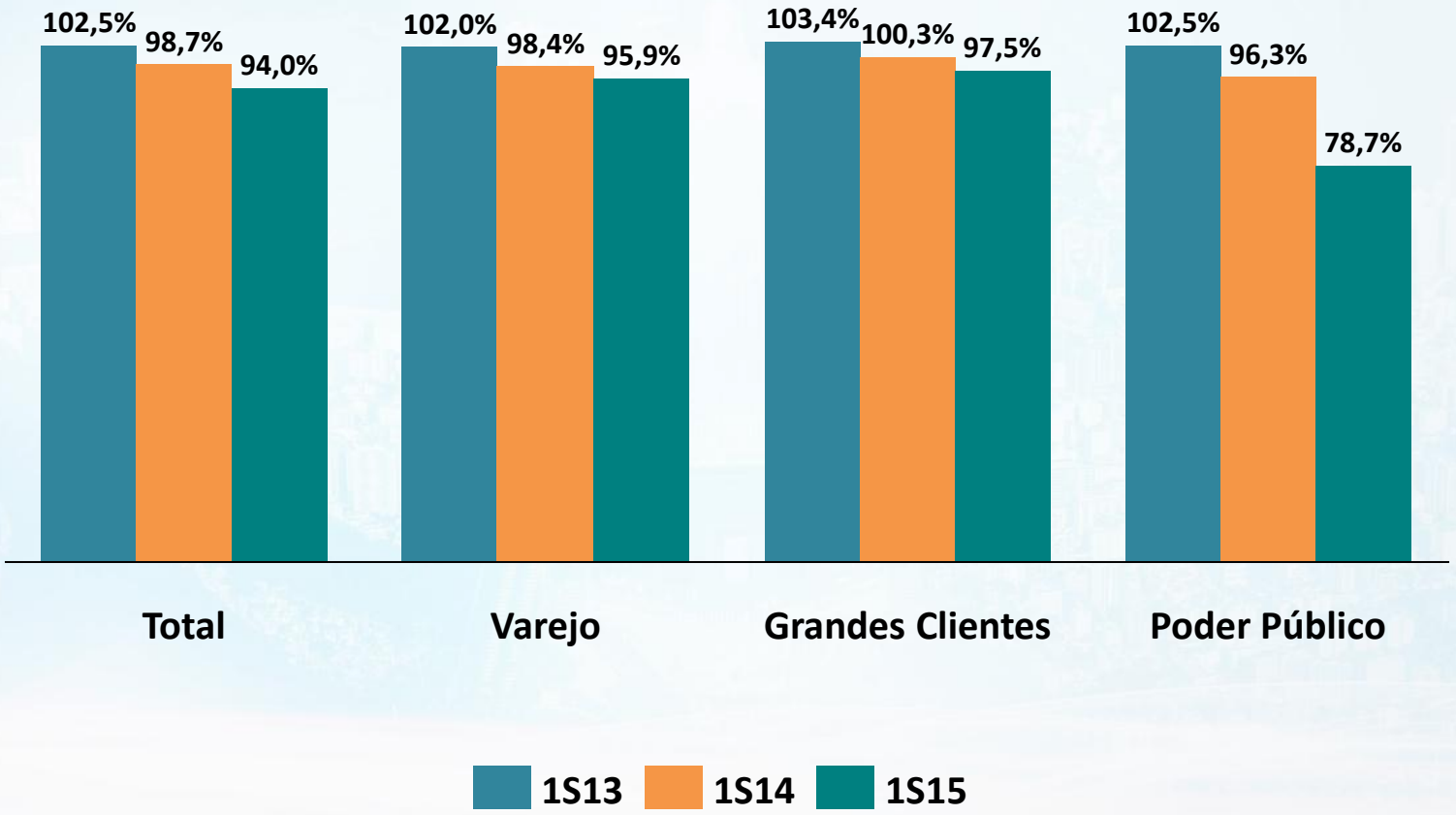
NUAL
COM INVESTIDORES

Equilíbrio das Ações

Adimplência



TAXA DE ARRECADAÇÃO POR SEGMENTO
Semestre

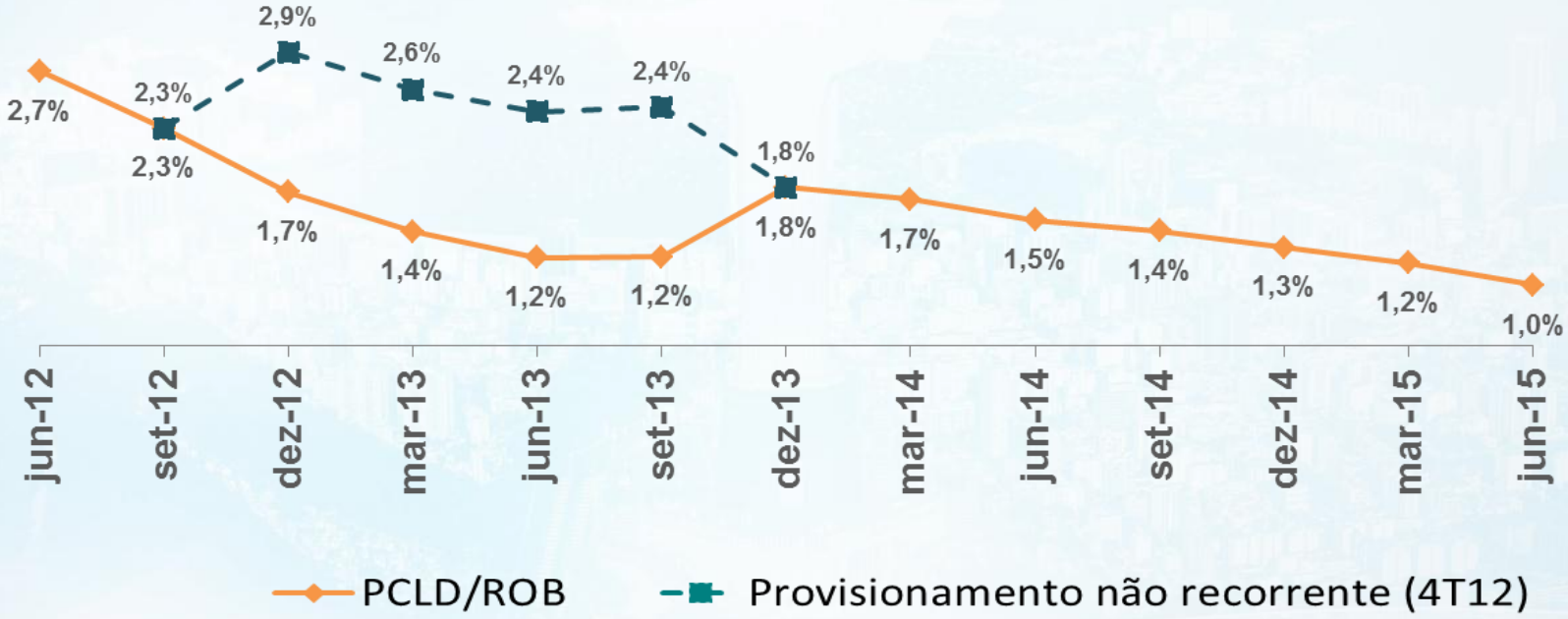


Equilíbrio das Ações

Adimplência



PCLD/ROB Fornecimento Faturado
(12 meses)



Taxa de Arrecadação

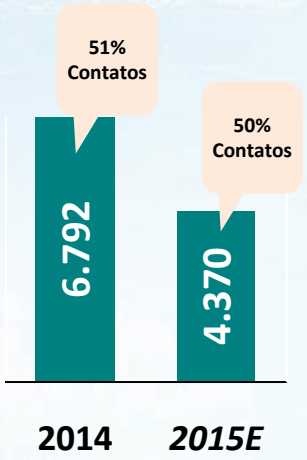
Evolução % da Arrecadação do Varejo



Ações de Combate a Inadimplência

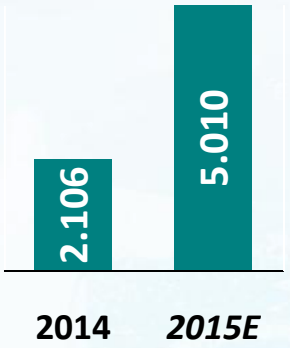
RAJADAS ENVIADAS (MIL CLIENTES)





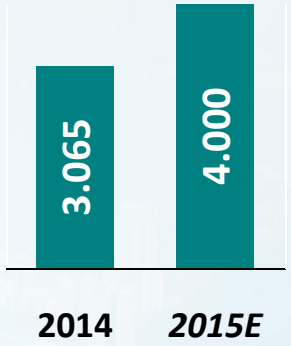
SMS ENVIADOS (MIL CLIENTES)





NEGATIVAÇÃO (MIL CLIENTES)





CORTES/RECORTES CONVENCIONAIS





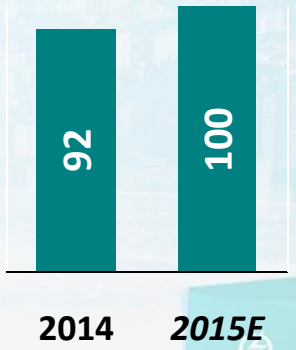
CORTES TELEMEDIDOS





ARRECAD. COBRANÇA TERCEIRIZADA (R$ MM)





8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

24 de agosto de 2015

Perguntas e Respostas

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

24 de agosto de 2015

Regulação

Ângela Magalhães

Metodologia 4CRTP

Atuação da Light

- Relatórios com contribuições específicas em cada etapa
- Sustentação oral nas duas fases da Audiência Pública
- Participação ativa nas contribuições da Abradee
- Reuniões com técnicos da ANEEL
- Reuniões pela Abradee com técnicos e Diretoria ANEEL

Procedimentos Gerais

Descrição	3CRTP	4CRTP
Remuneração Obrigações Especiais	Não remunerado	Remuneração do risco operacional associado: **Estimativa para LIGHT =** $\frac{1,56\%}{(1-34\%)} \times 0,5 \times OE_{Bruta}$
Remuneração Ativos Totalmente Depreciados	Não remunerado	Não remunerado
Perda de receita devido a migração de consumidores para Rede Básica	Sem tratamento (risco de mercado)	Sem tratamento (risco de mercado)

Custos Operacionais

Ponto de Partida		
Descrição	**3CRTP**	**4CRTP**
Opex Regulatório 1º ano ciclo tarifário (nov/18 a out/19)	Empresa de Referência do 2CRTP atualizada por inflação, crescimento de produtos menos produtividade	Custos operacionais implícitos tarifa do ano anterior ao da Revisão Tarifária (incorpora os ganhos de mercado no ciclo tarifário)

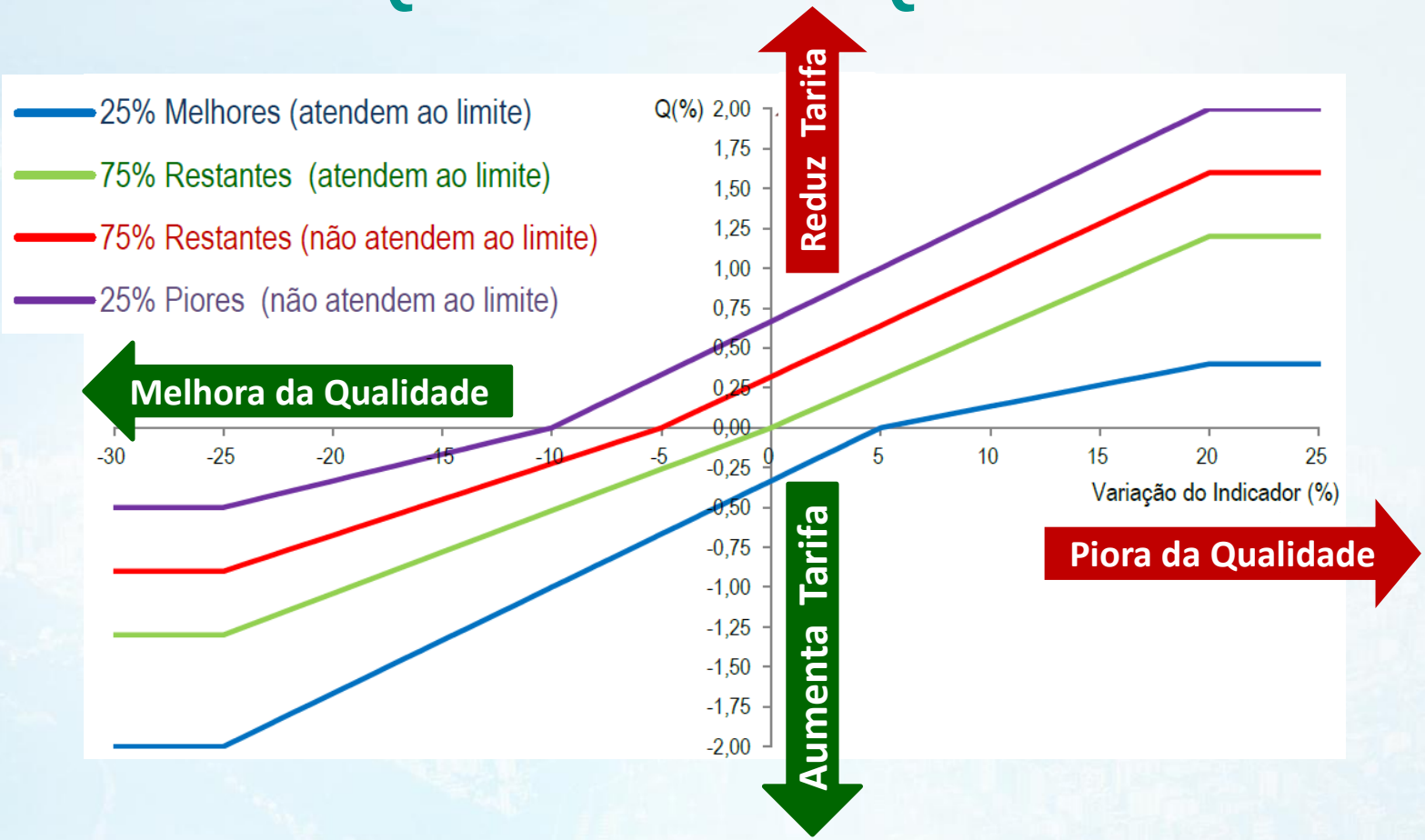
Meta e trajetória		
Descrição	**3CRTP**	**4CRTP**
Base de Dados para Benchmarking	Valores anuais de 2003 a 2009	Médias anuais de 2011 a 2013 *Base derá atualizada e eficiências recalculadas em 2017*
Insumos do modelo	Opex	Opex ajustado por índice salarial e condenações trabalhistas
Produtos do modelo	Rede / Consumidor / Mercado	Rede / Consumidor / Mercado / **D** PNT / **D** Qualidade
2º Estágio – Variáveis Ambientais	Salário, Chuvas, Complexidade Social, Densidade de Consumidores	Não Aplicado (variáveis de salário, perdas e qualidade já consideradas no 1º estágio)

Fator X

Fator X Pd - Produtividade		
Descrição	**3CRTP**	**4CRTP**
Base de Dados	Valores anuais de 2003 a 2009	Valores anuais de 2005 a 2012 Será atualizada em 2019
Produtividade Média do Setor	**1,11 % aa** Parâmetros: • Mercado +4,25% aa • Clientes +3,58% aa	**1,53 % aa** Parâmetros: • Mercado +4,65% aa • Clientes +3,39% aa
Fator X Pd da LIGHT	**1,22 % aa** Parâmetros: • Mercado +1,24% aa • Clientes +0,55% aa	**1,14 % aa** (estimado) Projeção: • Mercado +1,25% aa (cresc. Vertical < média ->menor FX) • Clientes +1,36% aa (cresc. horizontal < média -> maior FX)

Fator XQ – Incentivo à Qualidade		
Descrição	**3CRTP**	**4CRTP**
Indicadores considerados	50% DEC 50% FEC	50% DEC, 20% FEC, 10% FER, 10% IASC, 4% INS, 3% IAb e 3% ICO
Amplitude	Até ± 1% aa	Até ± 2% aa
Critério para Definição	Evolução anual do índice é o principal determinante	Atendimento da meta regulatória é o principal determinante

Fator XQ – Incentivo à Qualidade 4CRTP



- Empresas que não atendem a meta devem apresentar melhora de 10% (caso das 25% piores do ranking) ou de 5% (75% restantes) nos 2 anos anteriores para não ter redução tarifária
- Início na tarifa de Nov/2018 com base na evolução dos indicadores entre 2016 e 2017

WACC

Descrição	3CRTP	4CRTP
Base de dados	Séries atualizadas até 2010	Séries atualizadas até 2014 Em 2018 a base de dados será atualizada e o WACC recalculado
Risco Cambial e Regulatório	Não considerado	Não considerado
Estrutura de Capital (D/D+E)	55,00%	48,76%
Resultado (wacc real depois de impostos)	7,50% aa	8,09% aa

Tamanho das Séries (próxima atualização em 2018, com dados até 2017)

Série	Fonte	Prazo (anos)
Risk Free	10YUSRB*	30
Retorno de Mercado	SPXTR*	30
Inflação Americana	USCPI*	15
Risco País	JP Morgan EMBI+ BR*	15
Risco de Crédito	Moody's Ratings	15
Beta Americano	Cotações Ações*	5
Estrutura Americana	Relatórios Trimestrais*	5
Estrutura Brasileira	BMP	3

*Dados disponibilizados pela Thomson Reuters

WACC

WACC		3º CRTP	4º CRTP 1ª Fase	4º CRTP FINAL
Estrutura de Capital	Debt	55,00%	53,00%	48,76%
	Equity	45,00%	47,00%	51,24%
Custo de Capital Próprio	Rf	4,87%	5,78%	5,64%
	Beta Desalancado US	41,00%	38,21%	43,16%
	Beta Realavancado BR	74,07%	66,64%	70,26%
	Risco de Mercado	5,82%	5,01%	7,56%
	Risco Brasil	4,25%	2,80%	2,62%
	Risco Regulatório			
	Risco Cambial			
	Custo Próprio Nominal	**13,43%**	**11,92%**	**13,57%**
	Custo Próprio Real	**10,72%**	**9,28%**	**10,90%**
Custo de Capital Terceiros	Rf	4,87%	5,78%	5,64%
	Risco Brasil	4,25%	2,80%	2,62%
	Risco Crédito	2,14%	3,28%	3,37%
	Risco Cambial			
	Custo Terceiros Nominal	**11,26%**	**11,86%**	**11,63%**
	Custo Terceiros Real	**4,86%**	**5,29%**	**5,14%**
WACC Nominal pós Impostos		**10,13%**	**9,75%**	**10,69%**
Inflação US		2,45%	2,41%	2,41%
WACC REAL pós Impostos		**7,50%**	**7,16%**	**8,09%**
WACC REAL pré Impostos		**11,36%**	**10,85%**	**12,26%**

Outras Receitas

3CRTP	4CRTP
Compartilhamento por atividade (média Light = 44% da Receita Bruta)	Compartilhamento único de 60% da Receita Bruta

IMPACTO

Atividade	Receita Bruta (ref. RTP 2013)	Compartilhamento sobre Receita Bruta	
		% 3CRTP	% 4CRTP
Serviços Cobráveis	R$ 4 MM	60%	60%
Compartilhamento de Infraestrutura	R$ 45 MM	75%	60%
Serviços de Engenharia	R$ 37 MM	6%	60%
TOTAL	**R$ 86 MM**	**44%**	**60%**

- Compartilhamento terá como referência a receita anual média, registrada a partir de maio/15.

Inadimplência

Descrição	3CRTP	4CRTP
Aging da dívida	18 a 24 meses	49 a 60 meses Será atualizada em 2019
Inadimplência Encargos Setoriais	% de cada empresa (neutralidade)	% de cada empresa com tratamento de outliers e limite regulatório para classe residencial
Inadimplência Demais Itens da Receita	Mediana de um grupo de 20 empresas definidas pelo ranking de complexidade socioeconômica	Mediana de 10 empresas acima e abaixo do ranking de complexidade socioeconômica
PDD	0,95%	1,4% (estimado)

Perdas Não Técnicas

Descrição	3CRTP	4CRTP
Base de Dados	Valores anuais de 2003 a 2009	Valores anuais de 2003 a 2013 Será atualizada em 2019
Variáveis do modelo (meta)	Violência, pobreza, Gini, domicílios subnormais, inadimplência setor de crédito, abastecimento água e coleta de lixo	Violência, pobreza, Gini, domicílios subnormais, inadimplência setor de crédito, % mercado baixa renda
Definição do Ponto de Partida de PNT	Mínimo (meta do último ciclo; menor valor realizado nos últimos anos)	Mínimo (meta do último ciclo; média realizado nos últimos 4 anos)
Exceções da Regra Geral	Se atender simultaneamente: (a) grande diferença entre PNT real e regulatória; (b) piora condições socioeconômicas; (c) não possuir empresas comparáveis.	Exceção quando: (a) níveis baixos de PNT; (b) probabilidade baixa de comparação (CELPA, LIGHT, AMAZONAS); (c) nova meta superior à meta antiga.

Estimativas Preliminares

LIGHT	ESTIMATIVAS PRELIMINARES (R$ MM)*
Procedimentos Gerais (Remuneração das OEs)	+ 17 MM/ano (com OE PNT)
Custos Operacionais	+ 68 MM (quando comparado com o critério do 3CRTP)
Fator X Pd	+ 2 MM/ano
Fator XQ	+ 23 MM p/ cada ponto percentual no Fator XQ
WACC	+ 60 MM/ano (Ref. BRRliq 3CRTP= R$ 6,7bi)
Outras Receitas	- 14 MM
Inadimplência	+ 124 MM total, sendo: + 40 MM mudança PDD de 0,95% para 1,4% + 84 MM alteração na base de cálculo

* *Estimativas baseadas em certas suposições e análises internas feitas pela Companhia. Fatores importantes podem levar a diferenças nos resultados reais.*

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

24 de agosto de 2015

Perguntas e Respostas

Contatos

João Batista Zolini
Diretor de Desenvolvimento de Negócios e Relações com Investidores

Mariana Rocha
Gerente de Relações com Investidores
mariana.rocha@light.com.br

Bruna Alvarenga
bruna.alvarenga@light.com.br

Leonardo Dias
leonardo.wanderley@light.com.br

ri.light.com.br

ri@light.com.br

Aviso Importante

Esta apresentação pode incluir declarações que representem expectativas sobre eventos ou resultados futuros de acordo com a regulamentação de valores mobiliários brasileira e internacional. Essas declarações estão baseadas em certas suposições e análises feitas pela Companhia de acordo com a sua experiência e o ambiente econômico e nas condições de mercado e nos eventos futuros esperados, muitos dos quais estão fora do controle da Companhia. Fatores importantes que podem levar a diferenças significativas entre os resultados reais e as declarações de expectativas sobre eventos ou resultados futuros incluem a estratégia de negócios da Companhia, as condições econômicas brasileira e internacional, tecnologia, estratégia financeira, desenvolvimentos da indústria de serviços públicos, condições hidrológicas, condições do mercado financeiro, incerteza a respeito dos resultados de suas operações futuras, planos, objetivos, expectativas e intenções, entre outros. Em razão desses fatores, os resultados reais da Companhia podem diferir significativamente daqueles indicados ou implícitos nas declarações de expectativas sobre eventos ou resultados futuros.

As informações e opiniões aqui contidas não devem ser entendidas como recomendação a potenciais investidores e nenhuma decisão de investimento deve se basear na veracidade, atualidade ou completude dessas informações ou opiniões. Nenhum dos assessores da Companhia ou partes a eles relacionadas ou seus representantes terá qualquer responsabilidade por quaisquer perdas que possam decorrer da utilização ou do conteúdo desta apresentação.

Este material inclui declarações sobre eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais baseiam-se nas atuais expectativas e projeções sobre eventos futuros e tendências que podem afetar os negócios da Companhia. Essas declarações incluem projeções de crescimento econômico e demanda e fornecimento de energia, além de informações sobre posição competitiva, ambiente regulatório, potenciais oportunidades de crescimento e outros assuntos. Inúmeros fatores podem afetar adversamente as estimativas e suposições nas quais essas declarações se baseiam.

8º ENCONTRO ANUAL COM INVESTIDORES

24 de agosto de 2015

