



Resultados 4T13

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, as condições de mercado e os 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.

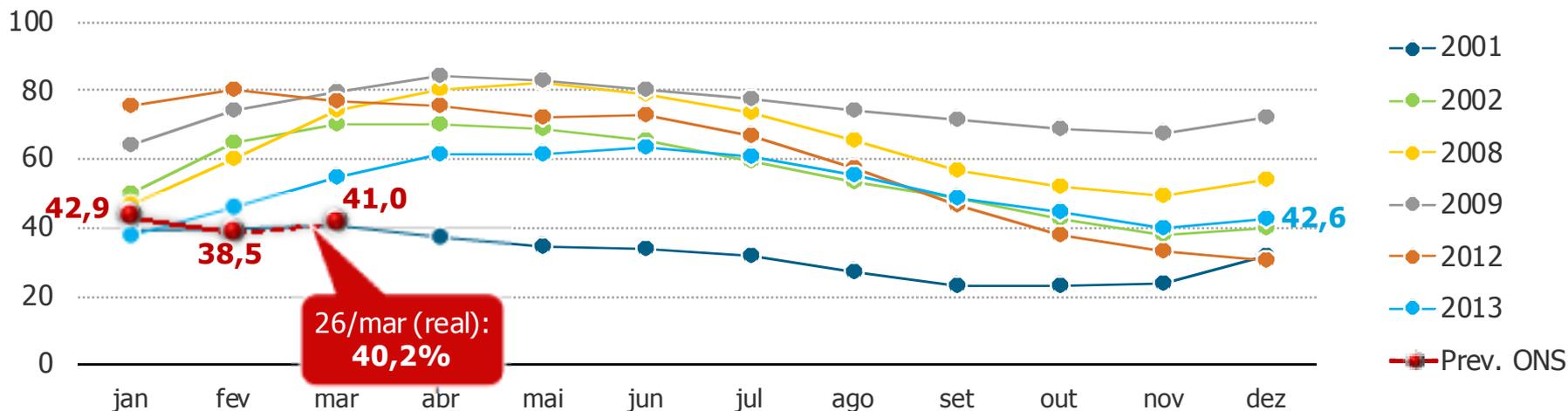
As informações e opiniões aqui contidas não devem ser entendidas como recomendação a potenciais investidores e nenhuma decisão de investimento deve se basear na veracidade, atualidade ou completude dessas informações ou opiniões. Nenhum dos assessores da Companhia ou partes a eles relacionadas ou seus 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.

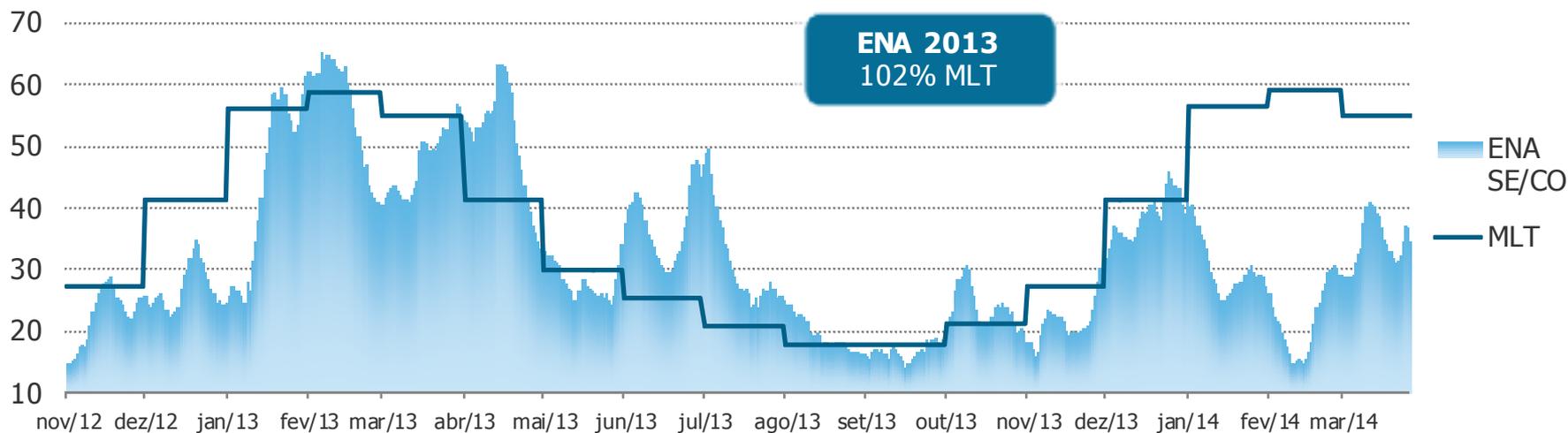
Essas declarações podem incluir projeções de crescimento econômico, demanda, fornecimento de energia, além de informações sobre posição competitiva, ambiente regulatório, potenciais oportunidades de crescimento e outros assuntos. Inúmeros fatores podem afetar adversamente as estimativas e suposições nas quais essas declarações se baseiam.

Condições Energéticas do Sistema | Hidrologia desfavorável e alerta para o baixo nível dos reservatórios

Nível de reservatórios no SIN | %

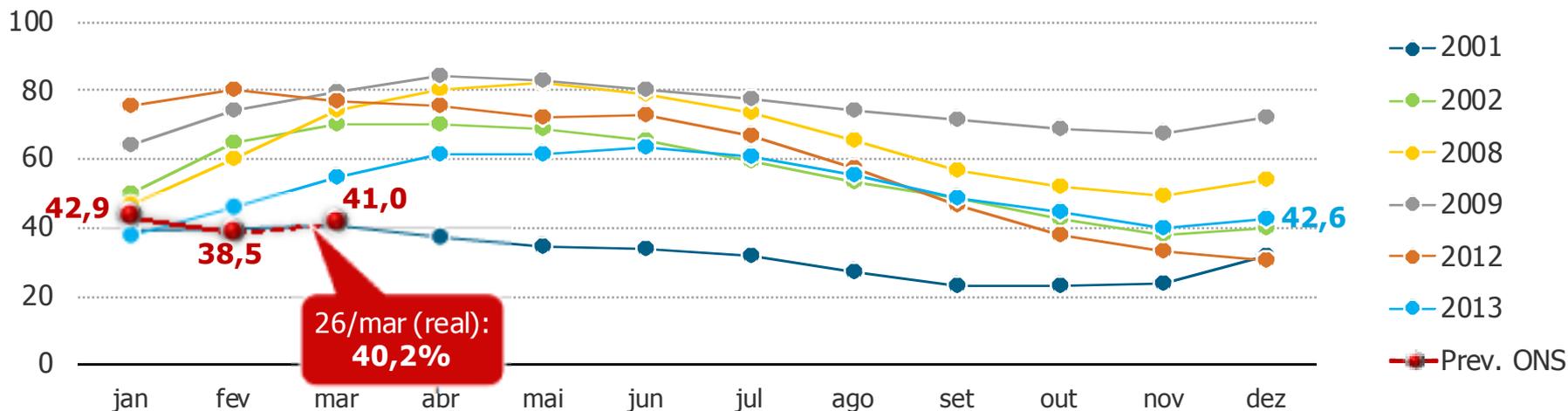


Energia Natural Afluente – SE/CO | GW médios

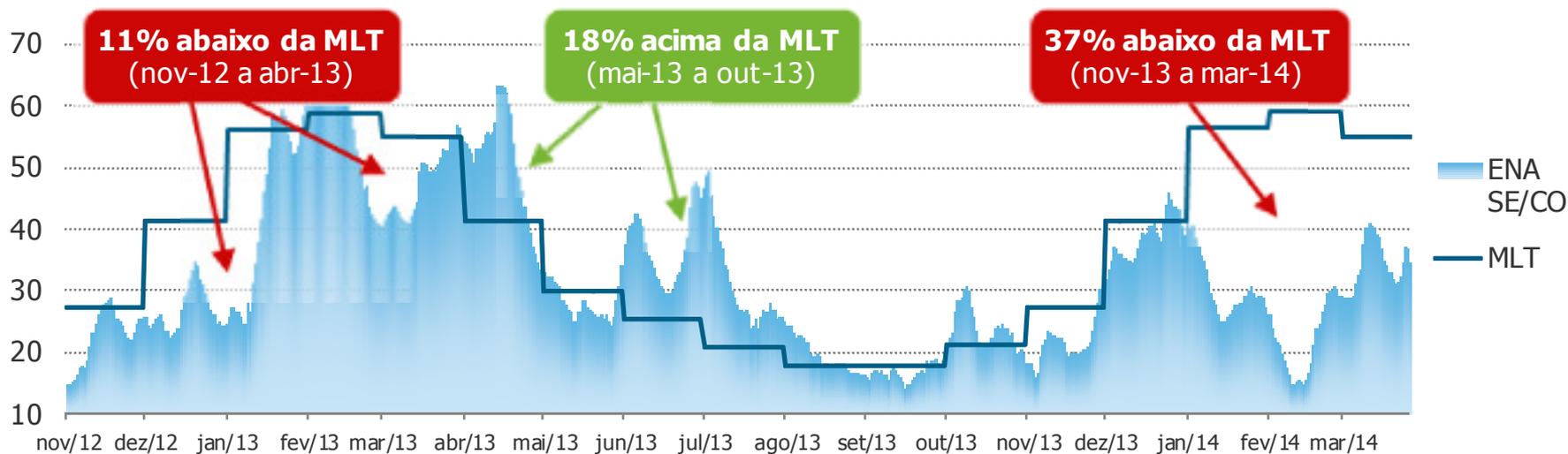


Condições Energéticas do Sistema | Hidrologia desfavorável e alerta para o baixo nível dos reservatórios

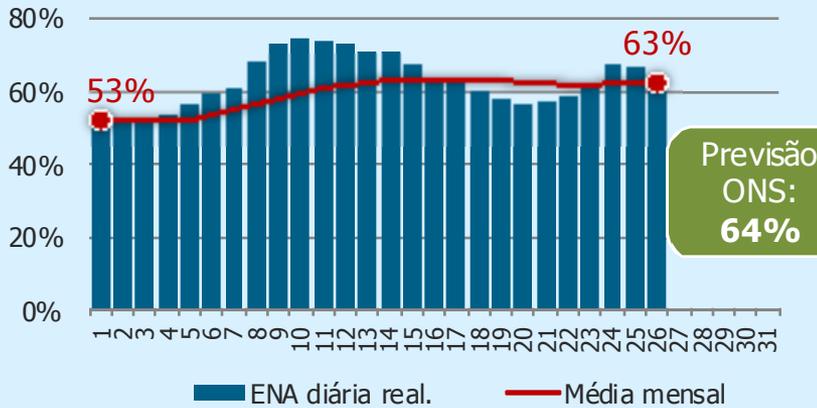
Nível de reservatórios no SIN | %



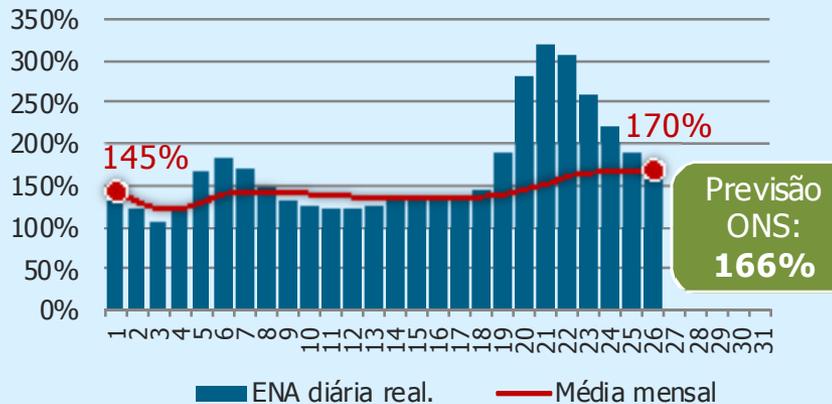
Energia Natural Afluente – SE/CO | GW médios



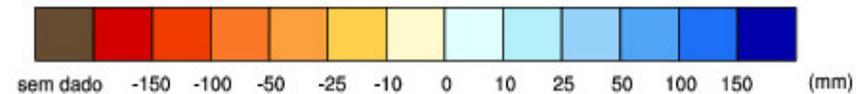
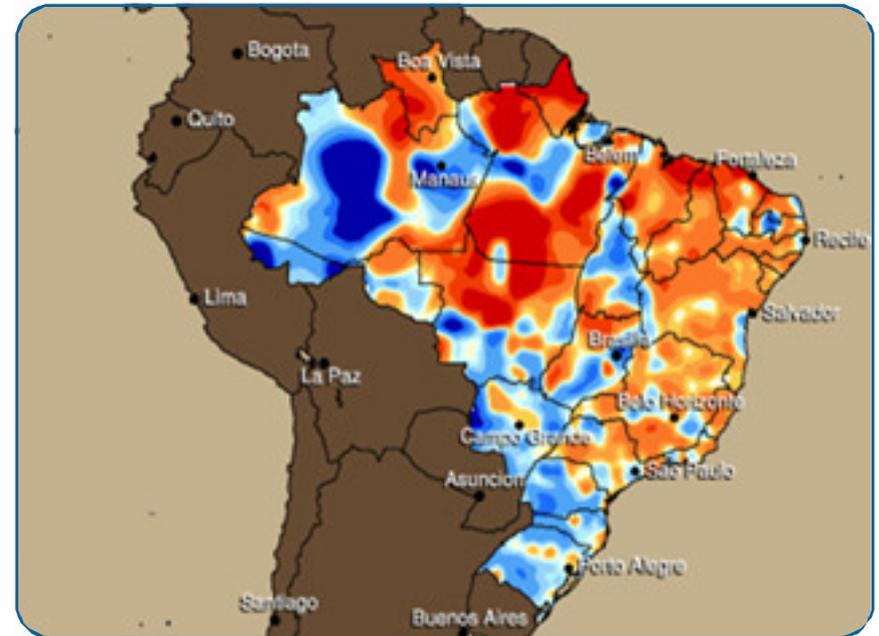
SE/CO | 70% do SIN



SUL | 7% do SIN



Anomalia da Precipitação¹ acumulada no Brasil em mar/2014² | mm



Previsão do ONS para abril:

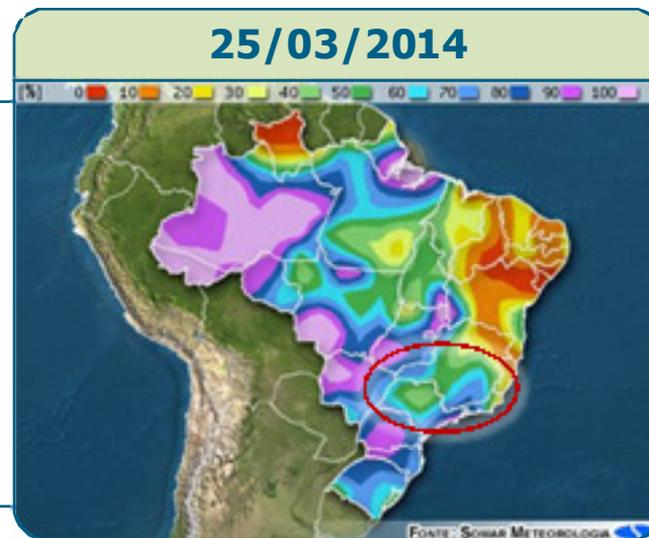
SE/CO: **83%**

Sul: **120%**

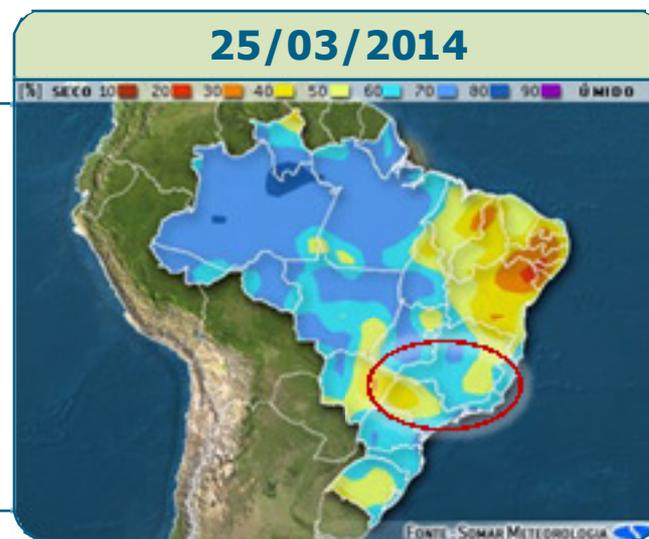
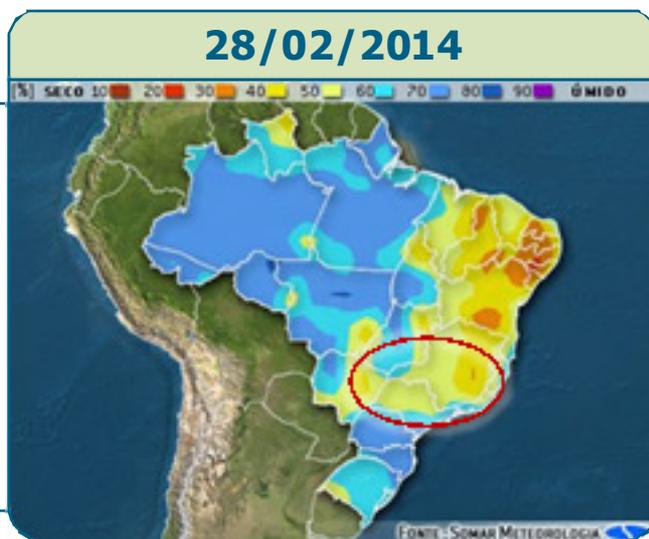
Umidade do solo¹

Acumulação da ENA é facilitada após chuvas mais constantes

Água disponível no solo (mais superficial)



Capacidade hídrica do solo (mais profundo)

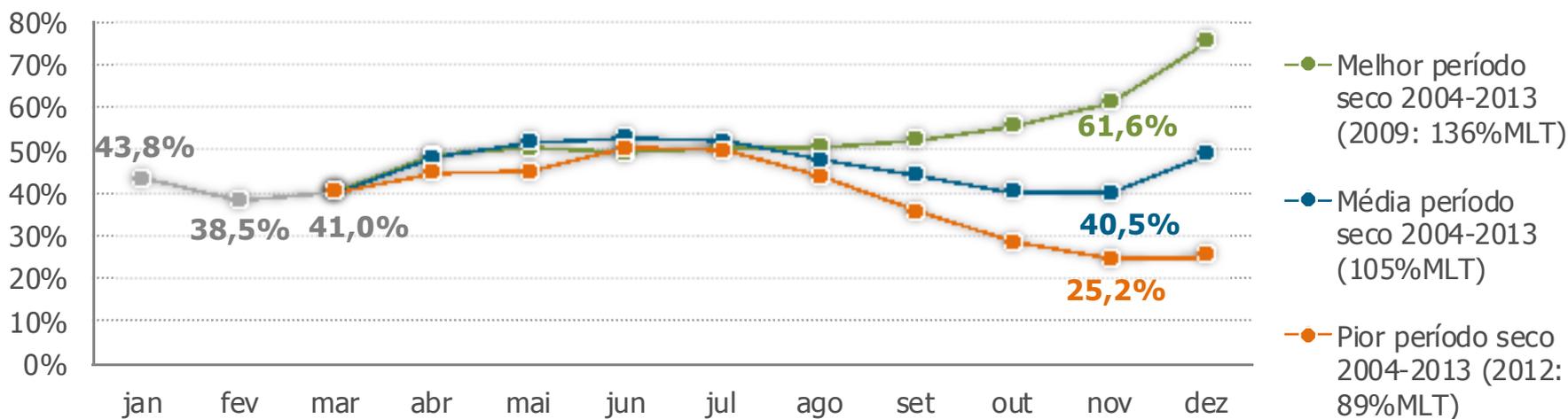


ENA do período seco | Nos últimos 10 anos, o período seco tem sido mais favorável

▶ ENA do período seco¹ – 2004 a 2013 | % MLT



▶ Cenários de evolução do armazenamento do SIN em 2014² | % energia armazenável máxima



1) Período de maio a novembro de cada ano. 2) Premissas: considera-se despacho de 100% das térmicas em todo o período

Principais fatores

- ✓ **Umidade do solo:** Acumulação da ENA é facilitada após as chuvas mais constantes durante o mês de março
- ✓ **Período seco pode surpreender:** histórico recente indica que as chuvas do inverno podem contribuir para a manutenção dos reservatórios

Fatores negativos

- Elevado grau de **incerteza das previsões meteorológicas**
- Há risco de **falhas nas usinas térmicas**, uma vez que elas estão sendo demandadas por um período prolongado
- Há dúvidas quanto à **viabilidade de operação** do sistema com reservatórios a 10% da capacidade
- O acionamento de **térmicas emergenciais**, a exemplo de 2001, leva tempo

Fatores positivos

- Alguns fatores negativos são apenas **conjunturais**:
 - **Itaipu** – reservatórios já **estão sendo recuperados**
 - Usinas do **Madeira** – vazão recorde não deve se manter por todo o ano
- **PLD elevado desestimula consumo** de grandes consumidores industriais
- Os cálculos de risco de racionamento, amplamente divulgados, contemplam necessidade de **corte de carga de 4%**, o que pode ser feito **com medidas de racionalização**

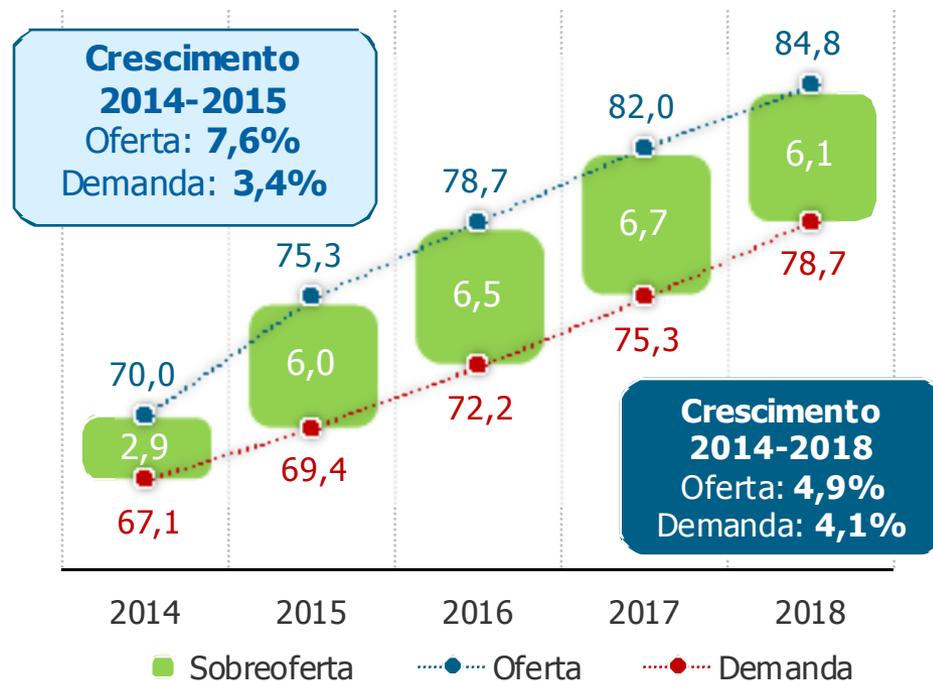
Nova capacidade entrando em operação

Maior folga para o balanço em 2015

Nova capacidade entrando em operação em 2014 e 2015¹ | ONS

	Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Energia assegurada (MW médios)	Entrada em operação
Jirau	hidro	3.750	2.185	mar/14
Baixada Fluminense	termo	530	430	mar/14
Batalha	hidro	53	49	abr/14
Maranhão III	termo	499	471	abr/14
Santo Antonio	hidro	3.150	2.218	mai/14
Santo Antonio do Jarí	hidro	300	196	nov/14
Ferreira Gomes	hidro	252	150	jan/15
Belo Monte Comp.	hidro	233	152	mar/15
Teles Pires	hidro	1.820	915	abr/15
Colder	hidro	300	173	jul/15
Total		10.887	6.939	

Balanço SIN - Cronograma ONS mar/14 GW médios



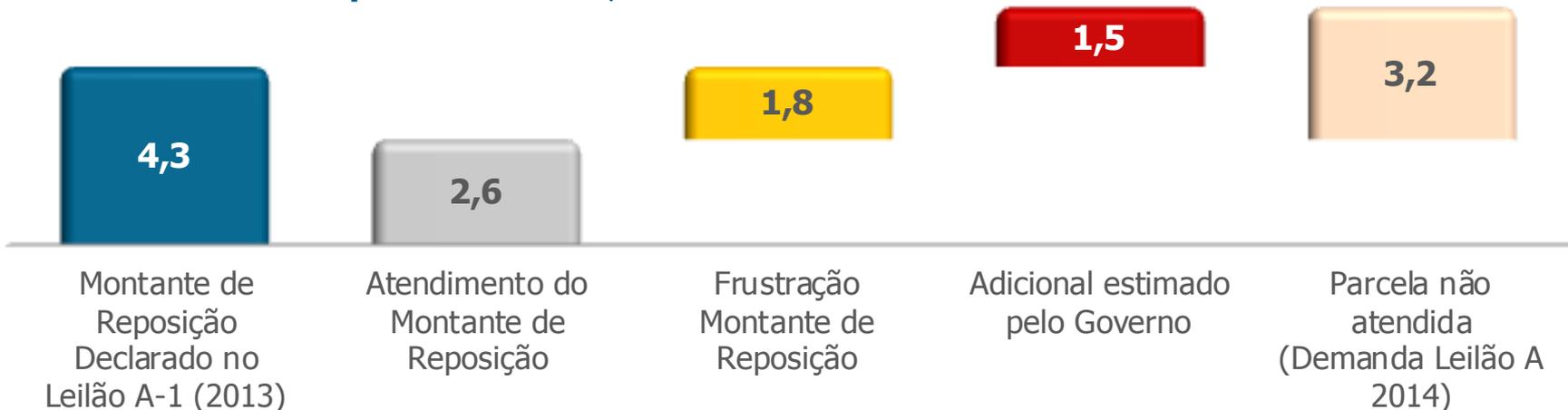
Estão previstos ainda ~**3,0 GW médios** em PCHs e energia de reserva para 2014/2015

1) A até o momento, estão em operação 1.406 MW da UHE Santo Antonio e 450 MW da UHE Jirau. Além disso, estão previstos para março 73 MW adicionais na UHE Santo Antonio.

Em 13/março, o Governo anunciou um pacote de medidas apoiado em 3 pilares:

- Aporte de **R\$ 4 bilhões** do **Tesouro** (já incluído o montante de R\$ 1,2 bi destinado a cobrir a exposição involuntária de janeiro)
- **Empréstimo a ser feito pela CCEE**, no valor estimado de **R\$ 8 bilhões**, para cobrir despesas com despacho de térmicas e exposição involuntária
- **Leilão A, com prazos mais longos** para reduzir a exposição involuntária das distribuidoras – **Prazo: 5,5 anos** | **CVU limite para térmicas: R\$ 300/MWh**

► Demanda estimada para o leilão A | GW médios

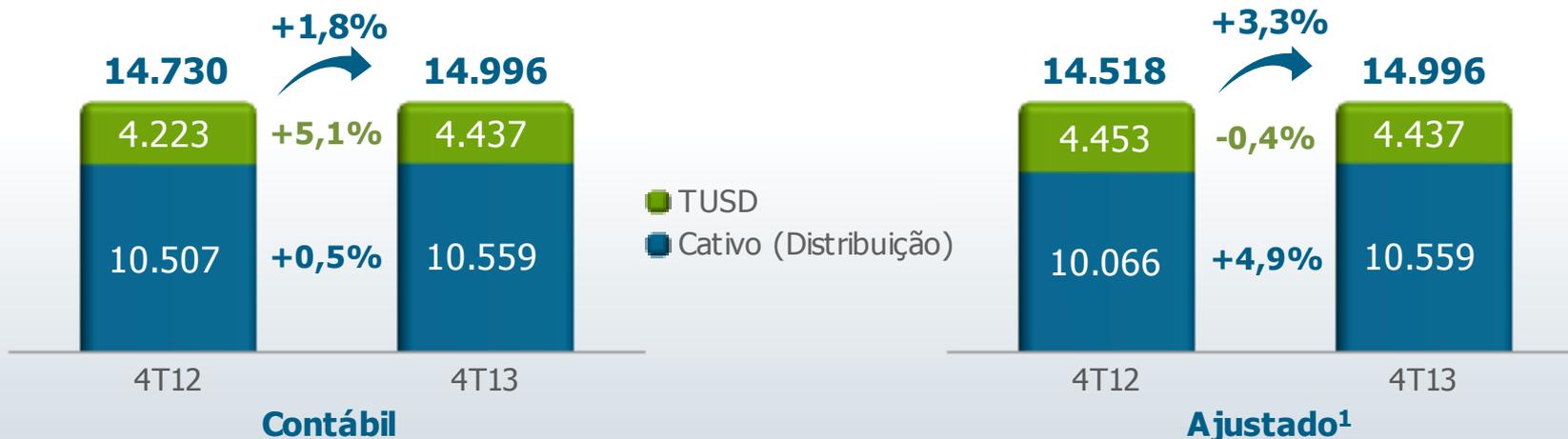




- Crescimento de **3,3%** (**1,8% contábil**) nas vendas na **área de concessão - residencial (+6,7%), comercial (+5,0%) e industrial (+1,1%)**
 - Redução do **PMSO ajustado** no 4T13 em **13,3%** (**R\$ 50 milhões**)
 - **Programa Tauron** (*smart grid*) gerou **EBITDA de R\$ 52 milhões** em 2013
 - Expansão **CPFL Renováveis**: (i) **Leilão A-5** (dez/13), (ii) associação com a **DESA** (fev/14), e (iii) entrada em operação do **complexo eólico Atlântica** (mar/14)
 - **Investimentos de R\$ 374 milhões** no 4T13 e de **R\$ 1.735 milhões** em 2013
- Distribuição de **R\$ 931 milhões** em **dividendos** referentes a 2013, com *dividend yield* de 4,8% (Últ. 12M); pagamento de **R\$ 568 milhões** em **dividendos complementares** referentes ao 2S13
 - Manutenção de **rating AA+(bra)** pela Fitch Ratings à CPFL Energia e subsidiárias
 - Manutenção das **ações da CPFL Energia** na carteira do **ISE** (Índice de Sustentabilidade Empresarial), pelo **9º ano consecutivo**
 - **CPFL Energia** foi classificada como membro no **Anuário de Sustentabilidade 2014**, elaborado pela **RobecoSAM**, responsável pela avaliação do DJSI
 - **CPFL Piratininga e RGE** venceram o **Prêmio IASC 2013** nas categorias Sudeste e Sul, respectivamente (distribuidoras mais bem avaliadas pelos consumidores)

Vendas de energia no 4T13

Vendas na área de concessão | GWh

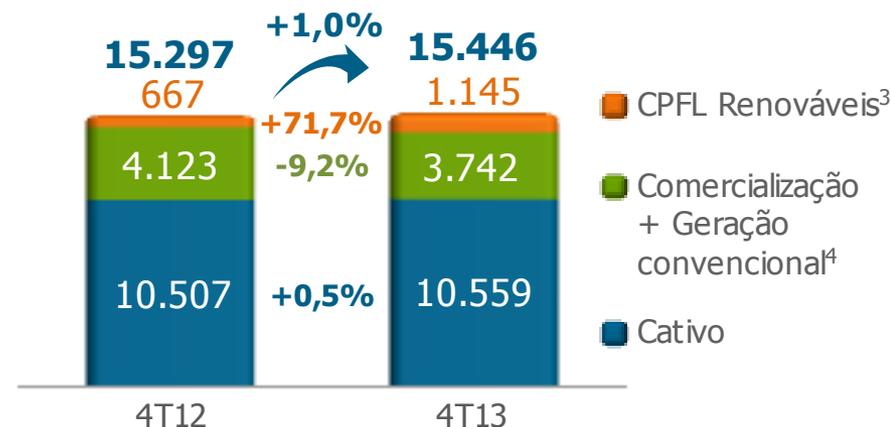


Vendas por classe de consumo

Dados ajustados¹ | GWh



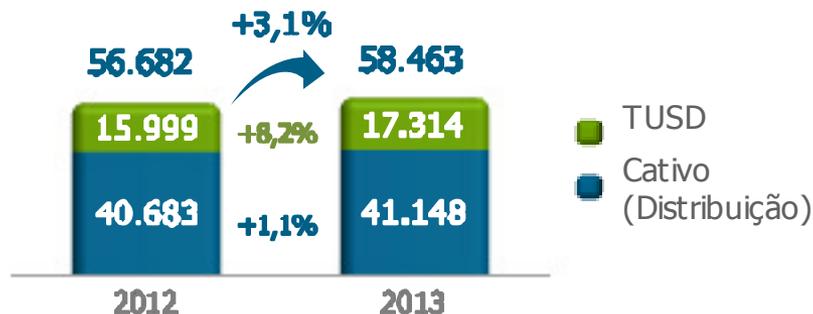
Vendas totais de energia² | GWh



1) Com ajustes de calendário, temperatura e migração entre ACR e ACL. 2) Exclui CCEE e vendas a partes relacionadas. 3) Considera 100% da CPFL Renováveis (IFRS). 4) Considera ajuste de provisionamento de -90 GWh no 4T12. Inclui Foz do Chapecó, Baesa, Enercan e Epasa, que de acordo com a norma IFRS 11 são consolidadas por equivalência patrimonial.

Vendas de energia em 2013

▶ Vendas na área de concessão (GWh)



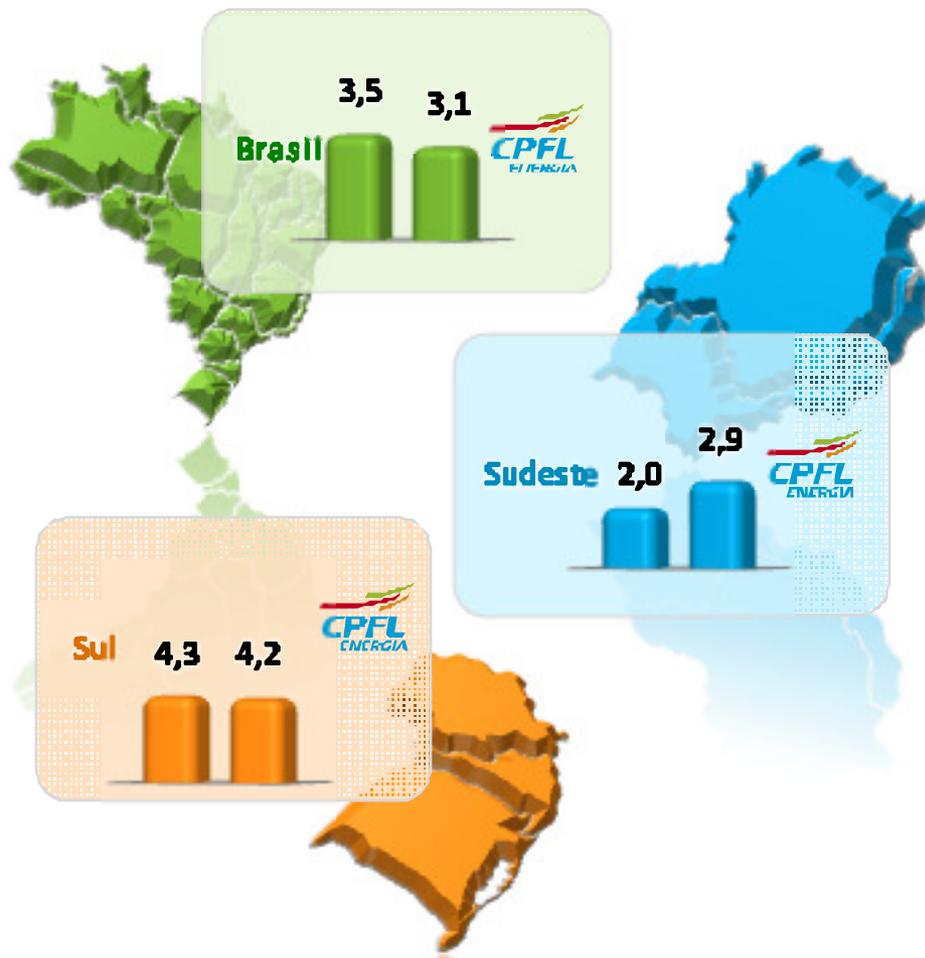
▶ Vendas por classe de consumo (GWh)



▶ Vendas totais de energia¹ (GWh)



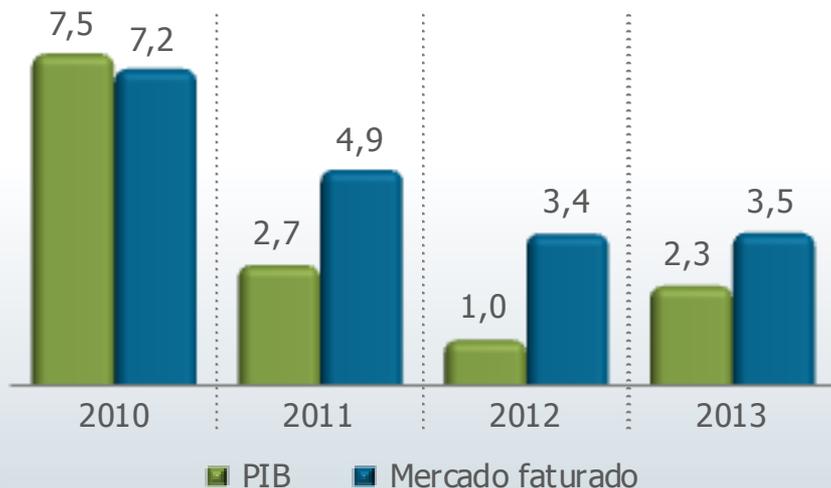
▶ Crescimento na área de concessão Comparativo por região | %



1) Exclui CCEE e vendas a partes relacionadas. 2) Considera 100% da CPFL Renováveis (IFRS). 3) Considera ajuste de provisionamento de -2 GWh em 2012. Inclui Foz do Chapecó, Baesa, Enercan e Epasa, que de acordo com a norma IFRS 11 são consolidadas por equivalência patrimonial.

O consumo de energia na área de concessão da CPFL Energia vem crescendo acima do PIB brasileiro há 3 anos

▶ PIB Brasil x mercado CPFL Energia | % anual



Brasil: elasticidade-renda do consumo de energia elétrica ainda é alta

Potencial de expansão do consumo - PIB não capta:

- **mudanças no padrão de consumo** (distribuição da renda, aumento do estoque de eletrodomésticos etc.)
- **perfil demográfico** (menor número de moradores/domicílio)

Indústria brasileira - maior rigidez do consumo à desaceleração econômica:

- Forte presença de **setores intensivos em energia** (vantagens competitivas relevantes) – impacto da crise é menor no consumo do que no PIB industrial
- **Restrições técnicas.** Ex.: fornos e máquinas que não podem ser desligados com a redução da produção

▶ Consumo das famílias x consumo residencial % anual



▶ PIB industrial x consumo industrial % anual



Outras variáveis garantem o bom desempenho do mercado, apesar do crescimento econômico moderado

Variáveis que determinam o mercado

Residencial e Comercial

- ✓ Novos **consumidores** residenciais: **+3,0%** a.a.¹
- ✓ Principais variáveis:
 - Massa real de **renda**: **+4,9%** a.a.²
 - Vendas do **comércio**: **+7,5%** a.a.²
 - Vendas de **móveis e eletrodomésticos**: **+13,6%** a.a.²
 - **Crédito**: pessoa física (**+18,9%** a.a.³) e imobiliário (**+42,8%** a.a.³)

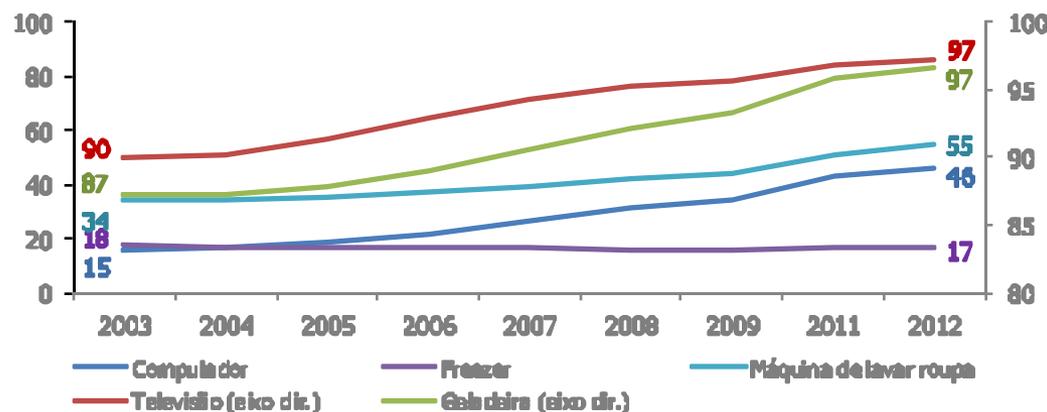
Industrial

- ✓ **Produção Industrial**: **+2,4%** a.a.²
- ✓ **Taxa de câmbio real efetiva**⁴: desvalorização de **28%** (2013 x 2011) → maior competitividade às exportações
- ✓ **Incentivos governamentais**⁵
- ✓ Produção de **veículos**: **+8,0%** a.a.⁶

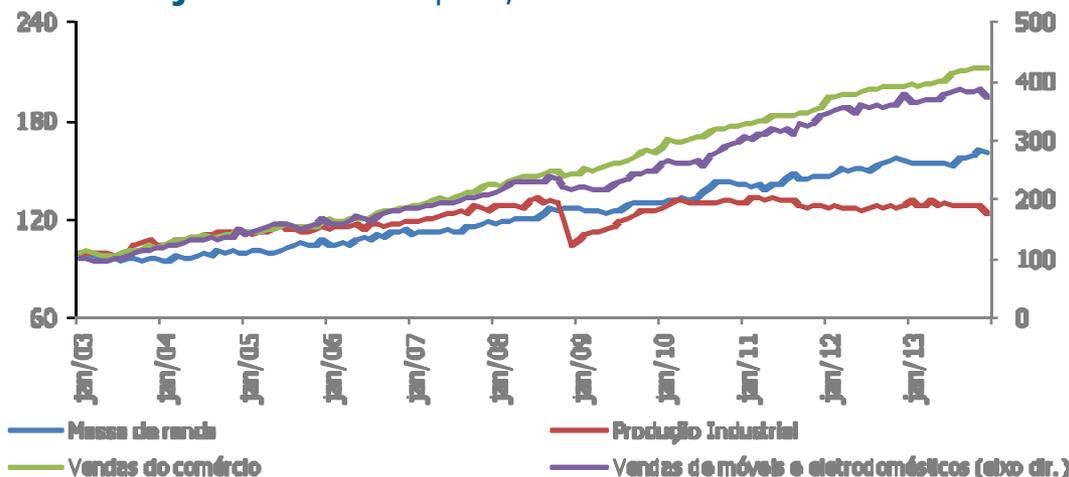
Rural

- ✓ **Pluviometria**
- ✓ **Safra**: recorde em 2013 e boas perspectivas para 2014

▶ Posse de equipamentos⁷ | % residências



▶ Evolução das variáveis explicativas com ajuste sazonal² | Jan/03 = 100



1) Crescimento médio no período 2003-2013. 2) Fonte: IBGE. Crescimento médio no período 2003-2013. 3) Fonte: BCB. Crescimento médio no período 2008-2013. 4) Fonte: Ipea. 5) Depreciação acelerada de caminhões e bens de capital, desonerações fiscais e previdenciárias, crédito público para Investimento, programa de concessões e possibilidade de maior endividamento dos estados com obras. 6) Fonte: Anfavea. Crescimento médio no período 2003-2013. 7) Fonte: PNAD/IBGE.

Desempenho da RGE em 2013 | Safra recorde tem efeito irradiador sobre a economia gaúcha

Destaque para as classes residencial (7,5%) e industrial (5,5%) no ano de 2013

IBGE confirma safra recorde em 2013:
+16,2% ou 26 milhões de toneladas

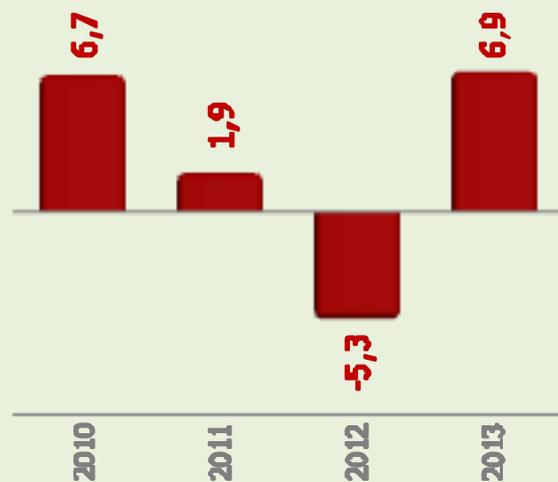
Milho: **+13%** | Soja: **+24%**

RS é o 3º maior produtor
agrícola do Brasil

▶ Produção de máquinas agrícolas¹ | mil



▶ Produção industrial no RS² | %



Destaques

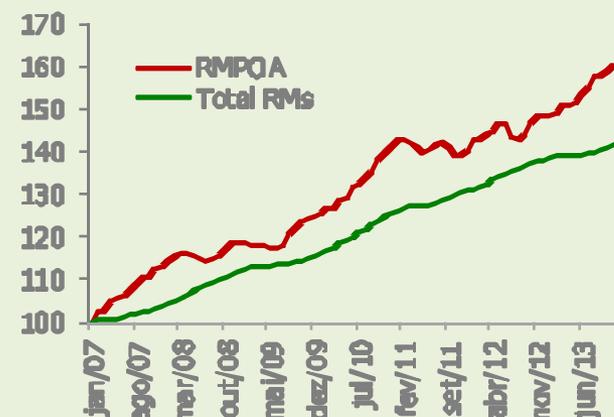
Produção industrial² (2013 x 2012)

Máquinas e equipamentos	9,4%
Borracha e plástico	9,8%
Veículos automotores	17,2%

Desemprego² (média 2013)

Brasil ³	5,4%
Porto Alegre	3,5%

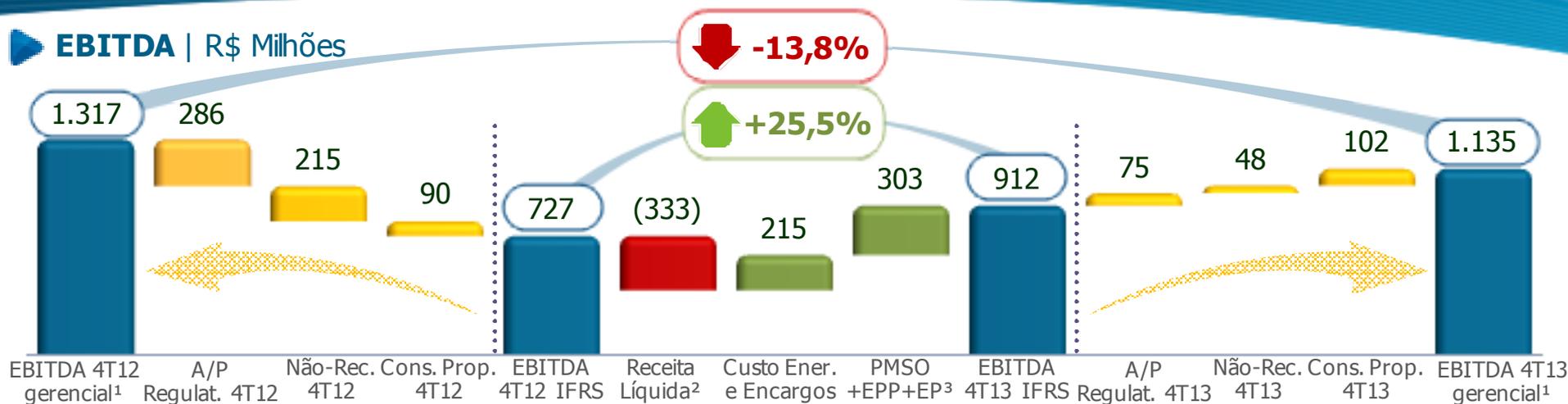
▶ Massa real de renda Porto Alegre x Total das RMs² | média móvel trimestral (jan/07 = 100)





	EBITDA 4T12	EBITDA 4T13	Lucro 4T12	Lucro 4T13
Consolidação Proporcional da Geração Convencional (A)	90	102		
Ativos e Passivos Regulatórios (B)	286	75	187	46
Atualização financeira do Ativo Financeiro nas distribuidoras			36	
Compra de energia – CPFL Renováveis		73		73
Alienação de ativos nas distribuidoras		25		17
Despesas legais e judiciais e outras contingências	142		94	
Baixa de ativos MCSPE nas distribuidoras	28		21	
Ajuste PDD devido à alteração de estimativas	22		14	
Outros ajustes	23		25	
Subtotal Não-Recorrentes (C)	215	48	118	56
Total (A+B-C)	590	223	305	102

EBITDA | R\$ Milhões



- Redução de 8,8% na Receita Líquida² (R\$ 333 milhões)

- Distribuição (- R\$ 345 milhões): mercado cativo (- R\$ 394 milhões) + TUSD (+ R\$ 48 milhões)

- Comercialização e Serviços (R\$ 64 milhões)

+ Geração Convencional (R\$ 18 milhões), CPFL Renováveis (R\$ 57 milhões)

+ Redução de 8,9% no Custo com Energia e Encargos (R\$ 215 milhões)

+ Redução de 50,4% em encargos setoriais (R\$ 238 milhões)

- Aumento líquido de 1,2% em custo com energia comprada (R\$ 23 milhões)

Aporte CDE: R\$ 107 milhões

+ Redução de 45,7% nas despesas de PMSO³ (R\$ 303 milhões)

+ Alienação de ativos – imóveis e veículos (R\$ 25 milhões)

+ Despesas judiciais e legais e ajuste de PDD devido à alteração de estimativas no 4T12 (R\$ 164 milhões)

+ Baixa de Ativos MCSPE e CPFL Renováveis (R\$ 42 milhões) e Gastos com Pessoal no 4T12 (R\$ 9 milhões)

+ Redução de custos com pessoal (R\$ 28 milhões) e Serviços de Terceiros (23 milhões) - **OBZ**

+ Equivalência Patrimonial (R\$ 18 milhões)

- Outros (R\$ 6 milhões)

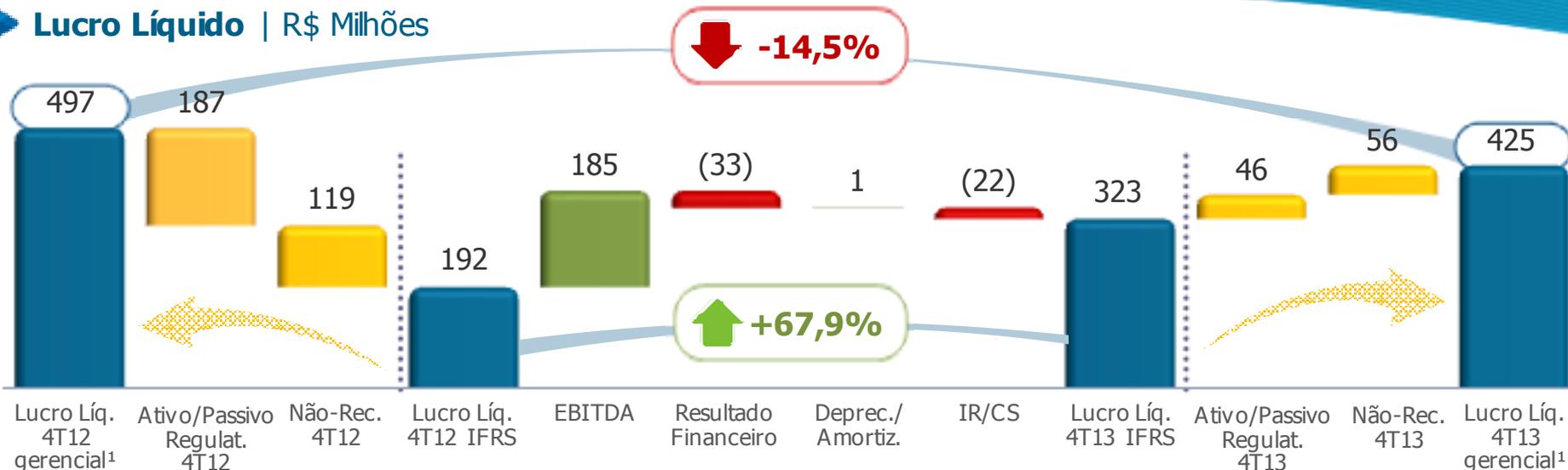
PLD (R\$/MWh)⁴
R\$/US\$

	4T12	4T13
PLD (R\$/MWh) ⁴	305,16	294,26
R\$/US\$	2,03	2,23

NÃO-RECORRENTES

1) Inclui consolidação dos projetos; 2) Exclui Receita de Construção; 3) Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros + Entidade de Previdência Privada + Equivalência Patrimonial; 4) PLD médio SE/CO

Lucro Líquido | R\$ Milhões



↓ -14,5%

↑ +67,9%

	4T12	4T13
CDI	6,8% a.a.	9,6% a.a.
R\$/US\$	2,03	2,23

+ Aumento de 25,5% no EBITDA (R\$ 185 milhões)

+ R\$ 727 milhões no 4T12 para R\$ 912 milhões no 4T13

- Aumento de R\$ 33 milhões no Resultado Financeiro Líquido Negativo

- Atualizações monetárias e cambiais (R\$ 49 milhões) e aumento líquido nos encargos de dívida (R\$ 32 milhões)
- Redução da Receita Acréscimos de Multas Moratórias (R\$ 16 milhões)
- Outros (R\$ 29 milhões) - atualização do ativo financeiro (R\$ 8 milhões), UBP (R\$ 2 milhões) e outros efeitos (R\$ 19 milhões)
- + Atualização de depósitos judiciais (R\$ 81 milhões)
- + Efeitos não recorrentes no 4T12 (R\$ 11 milhões) – incorporação de redes e baixa de ativos MCSPE **Não recorrente**

+ Redução de 0,2% em Depreciação e Amortização (R\$ 1 milhão)

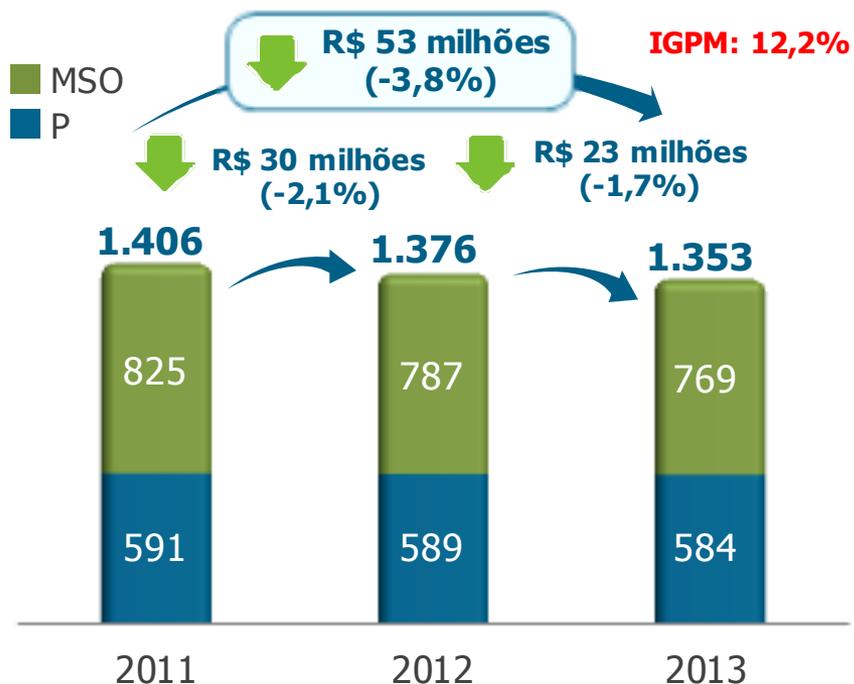
- Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 22 milhões)



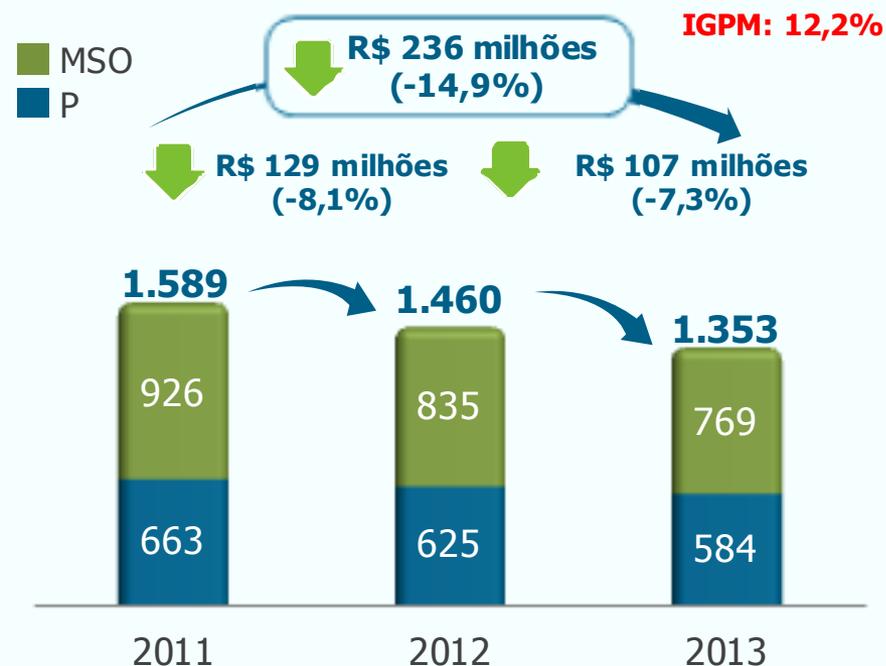
	EBITDA 2012	EBITDA 2013	Lucro 2012	Lucro 2013
Consolidação Proporcional da Geração Convencional (A)	+ 413	+ 348		
Ativos e Passivos Regulatórios (B)	+ 475	- 181	+ 310	- 113
Atualização financeira do Ativo Financeiro nas distribuidoras			+ 105	- 86
Exposição MRE e Compra de Energia (Geração Convencional e Renováveis)		- 209		- 185
Alienação de ativos nas distribuidoras		+ 78		+ 51
Despesas legais e judiciais e outras contingências	- 142	- 304	- 94	- 200
Ajuste PDD devido à alteração de estimativas	- 76		- 50	
ICMS (Programa Especial de Parcelamento)		- 47		- 72
Baixa de ativos MCSPE nas distribuidoras	- 44		- 33	
Outros ajustes	- 20	- 15	- 56	- 30
Subtotal Não-Recorrentes (C)	+ 282	+ 510	+ 128	+ 522
Total (A+B-C)	+ 1.170	+ 678	+ 438	+ 409

1) Exclui Receita de Construção. 2) Foz do Chapecó, Baesa, Enercan e Epasa.

► PMSO Gerencial Nominal | R\$ Milhões



► PMSO Gerencial Real¹ | R\$ Milhões



Redução de 12% (R\$ 79 milhões) na despesa com Pessoal real entre os anos de 2011 e 2013

Redução de MSO em 17% (R\$ 157 milhões) devido principalmente a disseminação da cultura do Orçamento Base Zero

1)Valores de dez/13. Variação do IGP-M no período 2011 x 2013= 12,2%; 2013x2012 = 6,1% e 2012 x 2011 = 5,8%. PMSO sem Entidade Previdência Privada.

R\$ 568 milhões em dividendos no 2S13

● Dividend Yield¹ (últimos 12 meses)
 ■ Dividendos declarados² (R\$ Mi)
 ● Cotação média de fechamento (R\$/ON)³



Desde o IPO em set/04, a CPFL vem distribuindo dividendos próximo à totalidade do lucro líquido, chegando à marca de R\$ 11,2 bi distribuídos. **Declaração de dividendos do 2S13: R\$ 568 milhões | 0,59/ação**

1) Dividend yield nos últimos 2 semestres 2) Refere-se a dividendos declarados. Pagamento no semestre subsequente. 3) Considera cotação ajustada pelo grupamento-desdobramento em 29/jun/11 (sem ajuste por proventos).

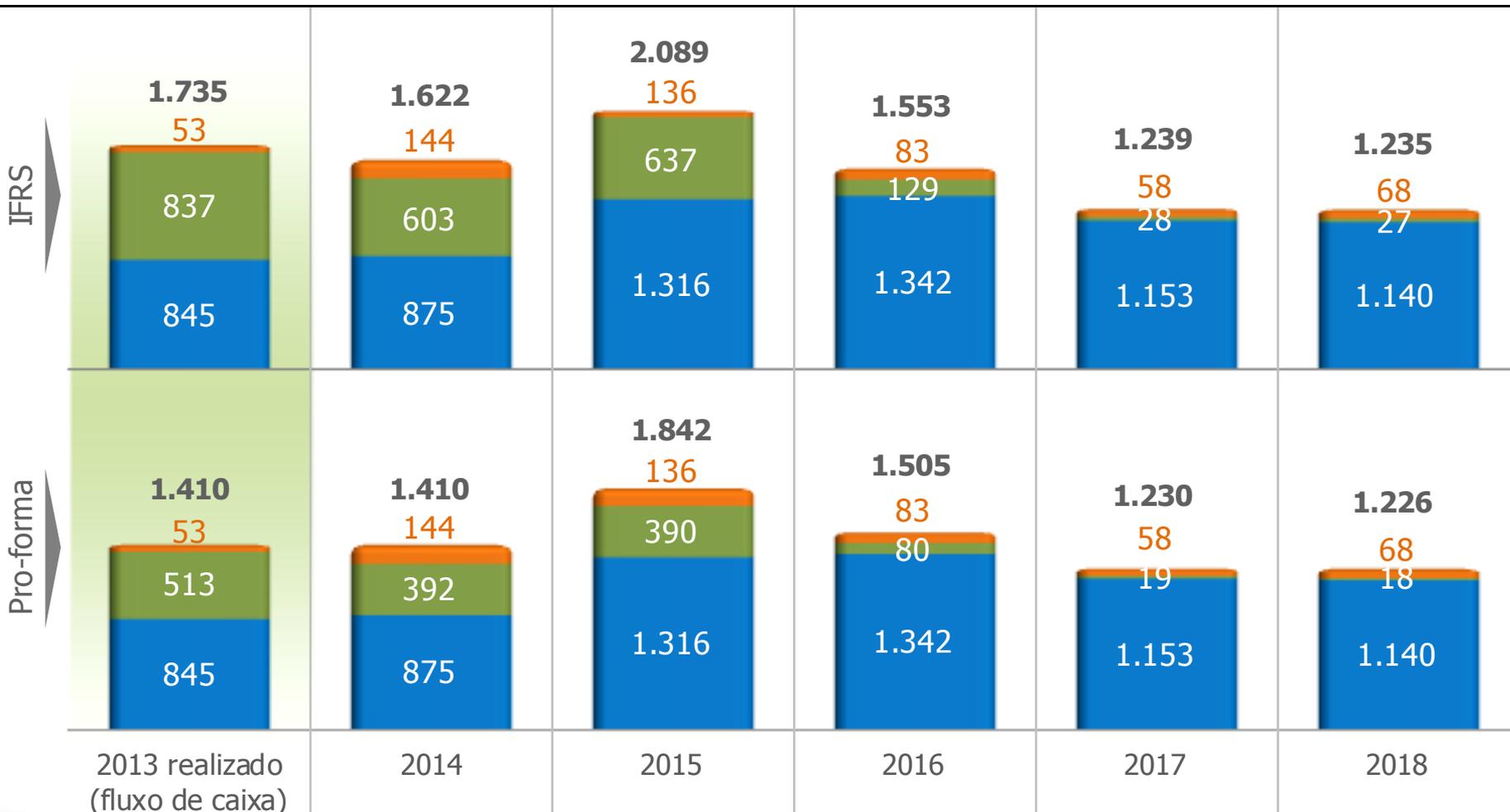
Capex(e) 2014-2018

Total: **R\$ 7.739 milhões¹ (IFRS)**
R\$ 7.213 milhões² (Pro-forma)

Distribuição: R\$ 5.826 milhões

Geração³: R\$ 1.425 milhões (IFRS)
R\$ 899 milhões (Pro-forma)

Comercialização e Serviços: R\$ 488 milhões



1) Moeda constante dez/13. Considera 100% CPFL Renováveis e Ceran (IFRS)

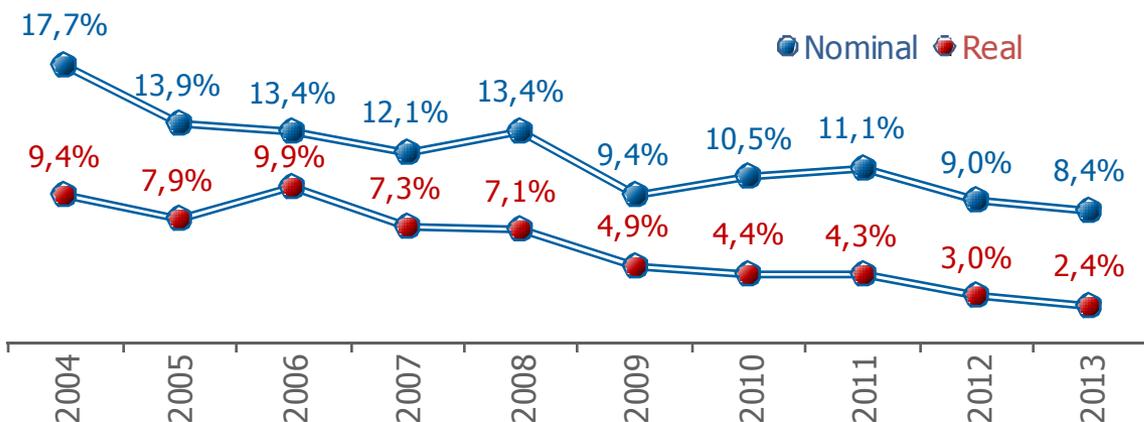
2) Moeda constante dez/13. Considera a participação proporcional nos projetos de geração

3) Convencional + Renovável

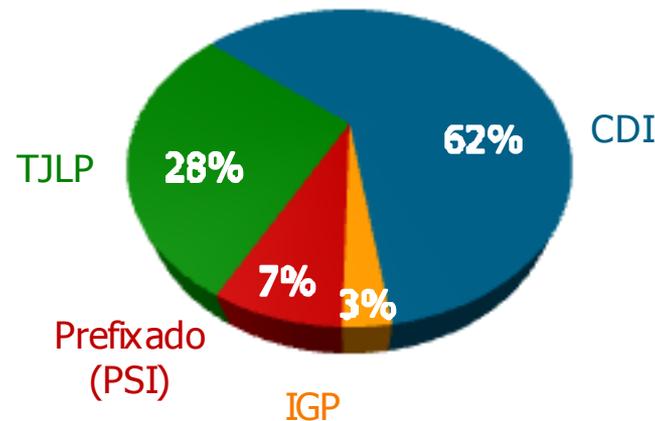
▶ Alavancagem¹ | R\$ bilhões



▶ Custo da dívida bruta³ | últimos 12 meses



▶ Composição da dívida bruta³



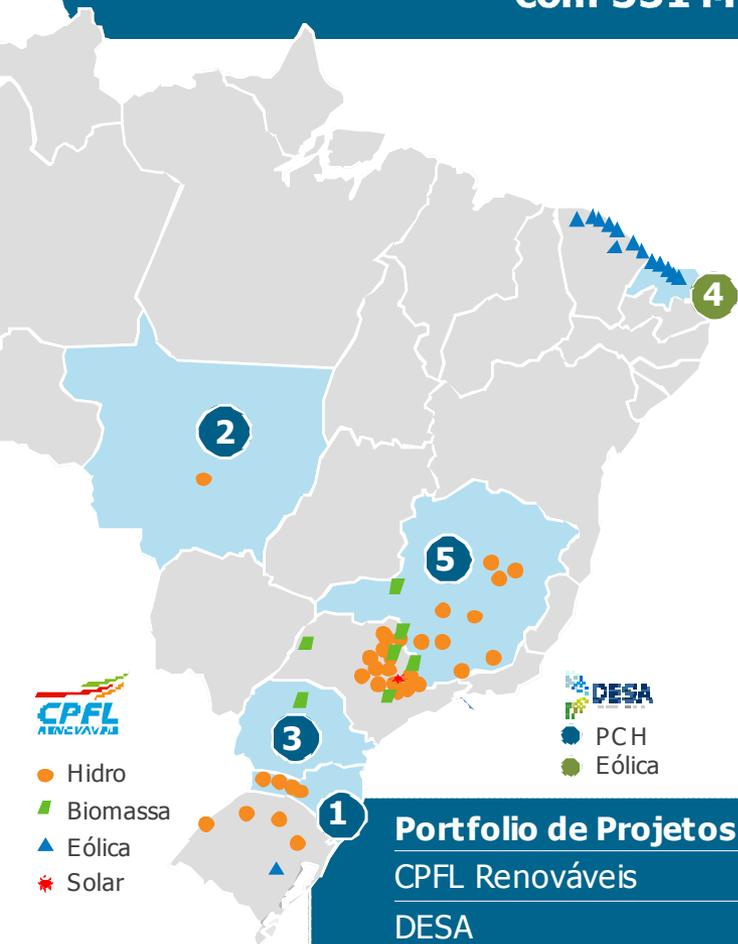
1) Critério dos *covenants* financeiros. 2) EBITDA últimos 12 meses (critério dos *covenants*). 3) Dívida financeira (+) entidade de previdência privada (-) hedge (considerando consolidação proporcional).

▶ Cronograma de amortização da dívida^{1,2} (dez/13) | R\$ milhões



1) Desconsidera encargos de dívidas (CP = R\$ 288 milhões; LP = R\$ 76 milhões), *hedge* (efeito líquido positivo de R\$ 316 milhões) e Marcação a Mercado (R\$ 44 milhões); 2) Critério de consolidação IFRS.

A DESA é uma das principais empresas independentes de energia renovável do Brasil, com **331 MW de capacidade total contratada**



	Entrada em Operação	Capacidade Instalada	Fator de Capacidade	PPA ² R\$/MWh
1 PCH Ludesa⁽¹⁾ São Domingos (SC)	Jul-07	30,0 MW	70,7%	202
2 PCH Figueirópolis Indiavaí (MT)	Nov-10	19,4 MW	64,9%	201
3 PCH Novo Horizonte Campina Grande (PR)	Jun-11	23,0 MW	45,2%	136
4 Morro dos Ventos João Câmara (RN)	Jul-12	145,2 MW	45,5%	186
4 Eurus João Câmara (RN)	Set-13	60,0 MW	49,2%	150
4 Morro dos Ventos II João Câmara (RN)	1T16	29,2 MW	51,8%	124
5 PCH Mata Velha Unaí (MG)	2T16	24,0 MW	52,1%	131

Portfolio de Projetos na Associação (MW)	Em operação	Em construção	Total
CPFL Renováveis	1.416,8	383,5	1.800,3
DESA	277,6	53,2	330,8
CPFL Renováveis Pós-Associação	1.694,4	436,7	2.131,1

1) A DESA detém 60% do capital da PCH Ludesa. 2) Os PPAs têm data base de Janeiro/2014 (v valores médios quando da existência de mais de um PPA). 3) Em 31 de Dezembro de 2013 a DESA apresentou um saldo de dívida líquida consolidado de R\$ 656 milhões (valor preliminar, sujeito a auditoria e portanto a eventuais alterações), a ser acrescido após 31 de dezembro de 2013 em aproximadamente R\$ 200 milhões.



Complexo Atlântica



Complexo Rosa dos Ventos

Localização	Palmares do Sul - Rio Grande do Sul		Aracati - Ceará	
Parques Eólicos	Atlântica I, II, IV e V		Canoa Quebrada	Lagoa do Mato
Início da operação comercial	Gradualmente desde NOV/13		DEZ/2008	JUN/2009
Capacidade Instalada	120 MW		10,5 MW	3,2 MW
Garantia Física	52,7 MW médios		4,1 MW médios	1,3 MW médios
PPA	LFA/2010 – até 2033		PROINFA ¹ – até 2028	PROINFA ¹ – até 2029
Receita Anual Estimada ²	R\$ 76,7 MM		R\$ 10,2 MM	R\$ 3,9 MM

1) Energia gerada pelos Parques Eólicos está contratada com a Eletrobrás, através do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica; 2) Baseado na obrigação contratual das plantas.

Entrada em operação em **2013-2018 (e)** | **384 MW / 193 MW médios**

	Entrada em Operação	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW médios)	PPA	Status
	2T14⁵	78,2	37,5	R\$ 160,1 ⁷ 20 anos	Fase final de montagem (20 aerogeradores montados, 14 torres montadas)
	1S16	82,0	40,2	ACL 19 anos	Firmado contrato para fornecimento de aerogeradores; projetos executivos em elaboração
	2S16	172,0	89,0	ACL 19 anos	Firmado contrato para fornecimento de aerogeradores; projetos executivos em elaboração
	1T18	51,3	26,1	A-5 2013	Fase de negociação do contrato de fornecimento dos aerogeradores

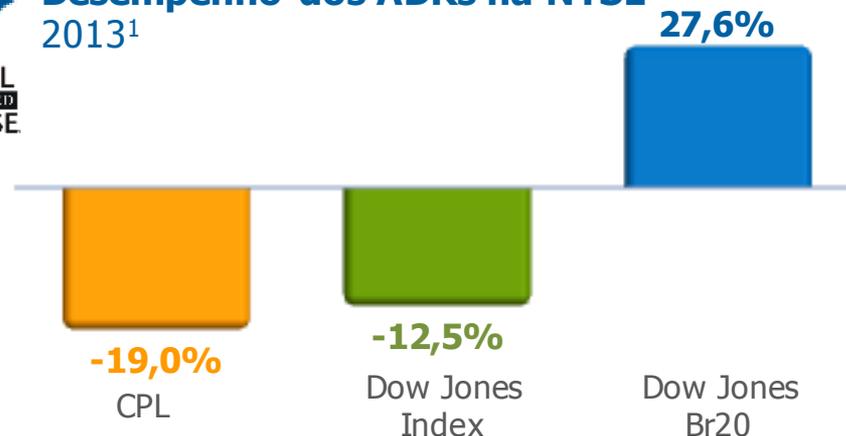
Imagem do Complexo Macacos I

1) Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas; 2) Campo dos Ventos I, III, V; 3) Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica, Santa Úrsula São Domingos e Ventos de São Martinho; 4) Pedra Cheirosa I e II; 5) Considera entrada do primeiro Parque do Complexo; 6) Projetos com energia vendida para o mercado livre no longo prazo, com contrato para fornecimento de equipamentos e aguardando definição de conexão para início das obras; 7) Moeda constante (dez/13).

▶ Desempenho das ações na BM&FBovespa - 2013¹



▶ Desempenho dos ADRs na NYSE - 2013¹



▶ Volume médio diário na BM&FBovespa + NYSE | R\$ milhões



Índice de Sustentabilidade Empresarial

ISE



Presença pelo 9º ano consecutivo

A CPFL permanece no ISE desde sua criação, em 2005

Carteira 2014:

- 40 empresas componentes do índice (Limite: 40 empresas)
- 18 setores
- R\$ 1,14 trilhão em market cap²
- Participação da Carteira na BM&FBovespa: 47,16%

Qualidade



Prêmio IASC 2013

- Distribuidoras **mais bem avaliadas** pelos consumidores
- **RGE:** empresas do Sul
- **CPFL Piratininga:** Sudeste



RGE: prêmio CIER de Qualidade 2013

- **RGE** foi reconhecida como a **melhor distribuidora de energia elétrica da América Latina**

Segurança



Medalha Eloy Chaves 2013

- Premiadas: **RGE, CPFL Geração, CPFL Santa Cruz e CPFL Sul Paulista**
- Premiação promovida pela ABCE para premiar as empresas de energia elétrica **destaques em Segurança**

Sustentabilidade



RobecoSAM's: The Sustainability Yearbook

- Desde 2004, lista as **empresas mais sustentáveis do mundo**
- **CPFL Energia é membro do Anuário de Sustentabilidade 2014**, no setor de Energia, pelo levantamento da RobecoSAM's

100 anos
GERANDO
HISTÓRIAS

