

mar asset  
management

**mar** asset  
management

Compass – Settembre 2021

As informações aqui contidas são consideradas confiáveis e foram obtidas em fontes consideradas confiáveis. Entretanto, esclarecemos que nós não fazemos nenhuma declaração ou garantia, expressa ou implícita, com respeito à imparcialidade, consistência, precisão, razoabilidade ou integralidade, das informações ou opiniões aqui reportadas. Além disto, não temos nenhuma obrigação de atualizar, modificar ou aditar esse material e tampouco notificar o leitor sobre quaisquer eventos, assuntos aqui declarados ou qualquer opinião, projeção, previsão ou estimativa aqui contempladas que eventualmente mudarem ou se tornarem imprecisas posteriormente.

A Compass é uma *holding* focada no mercado de gás do Brasil. Acreditamos que a empresa é o *player* mais bem posicionado para aproveitar a abertura do mercado no país através de suas subsidiárias:

**Comgás:** maior distribuidora de gás canalizado do Brasil. Sob gestão da Cosan (desde 2013) apresenta excelente *track record*: mais do que dobrou sua base de ativos e EBITDA.

A antecipação da extensão da concessão deveria garantir aumento de RAB e retorno ao acionista.

**Gaspetro:** Acaba de comprar 51% da Gaspetro da Petrobras, tendo como sócio a Mitsui, que também já decidiu sair do ativo.

A Gaspetro possui *stake* em 18 das 27 distribuidoras de gás do país. Com *track record* de excelência da Comgás, a operação do Grupo pode oferecer enorme potencial de crescimento nas concessões mal geridas pelos estados/cias não *core*.

Além disso, ter o *stake* através da Gaspetro garante o direito de preferência na privatização dessas distribuidoras.

**Terminal de GNL:** Esta sendo construído um Terminal de Regaseificação de GNL em São Paulo com capacidade de 14mm<sup>3</sup>/d que ficará pronto em 2023. Já tem *offtake* de GNL de 10mm<sup>3</sup>/d contratado por 10y e parte disso negociado com Comgás e mercado livre.

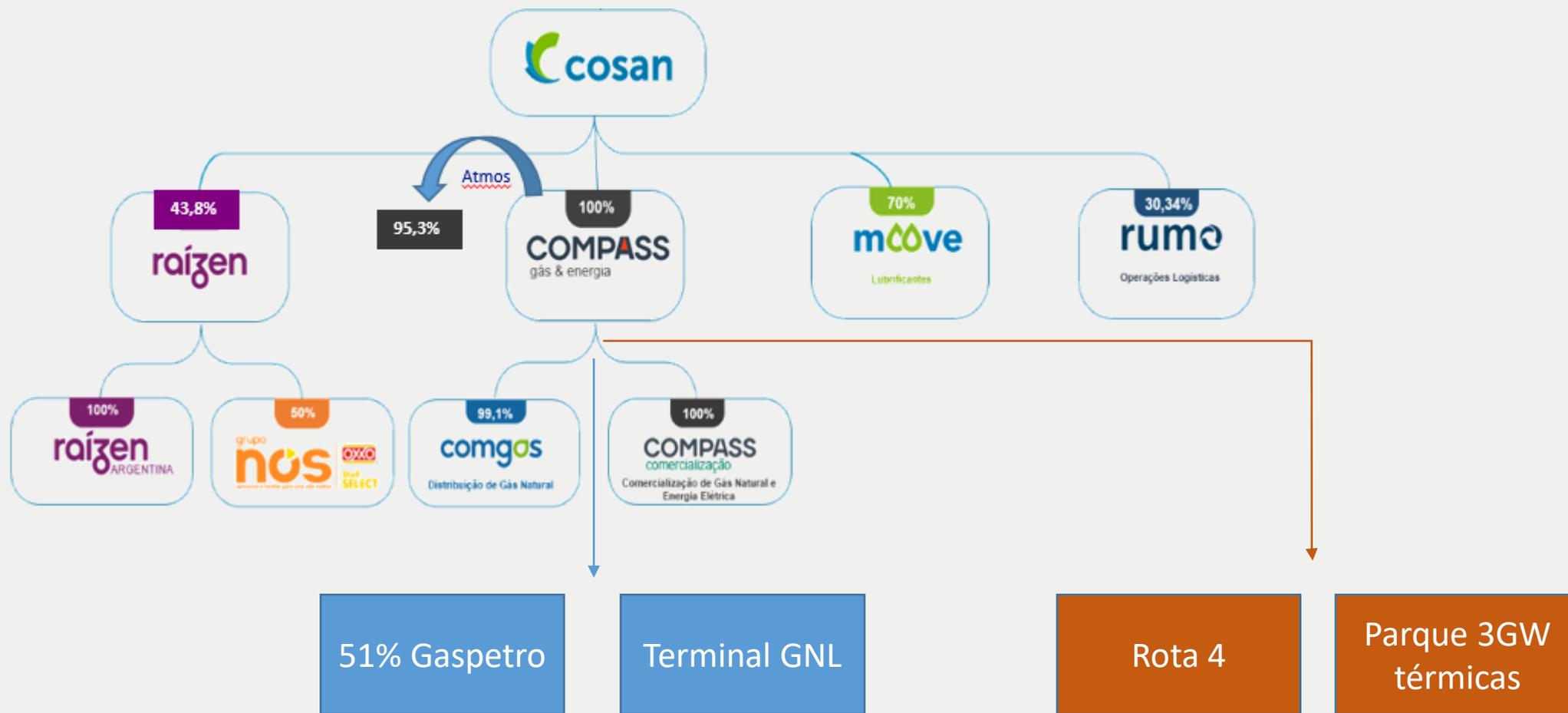
**Rota 4:** Projeto de gasoduto que escoará até 40mm<sup>3</sup>/d de gás do pré-sal da Bacia de Santos até São Paulo. Porém, projeto em fase muito inicial, operação para depois de 2027.

**Térmicas:** Projeto em fase inicial para construir 3GW de térmicas.



- ▶ Compass
- Comgás
- Gaspetro
- Projetos: GNL, Rota 4 e Térmicas
- Sum of the Parts

- Depois de uma tentativa frustrada de IPO em set/20, hoje, único veículo disponível para comprar Compass é via holding CSAN3 que também é dona de 44% da Raízen (RAIZ4), 30% da Rumo (RAIL3) e 70% da Moove (não listada).
- Além disso, recentemente a Cosan anunciou a formação de uma JV de mineração, porém, deve apresentar resultado só depois de 2025.



Compass

▶ Comgás

Gaspetro

Projetos: GNL, Rota 4 e Térmicas

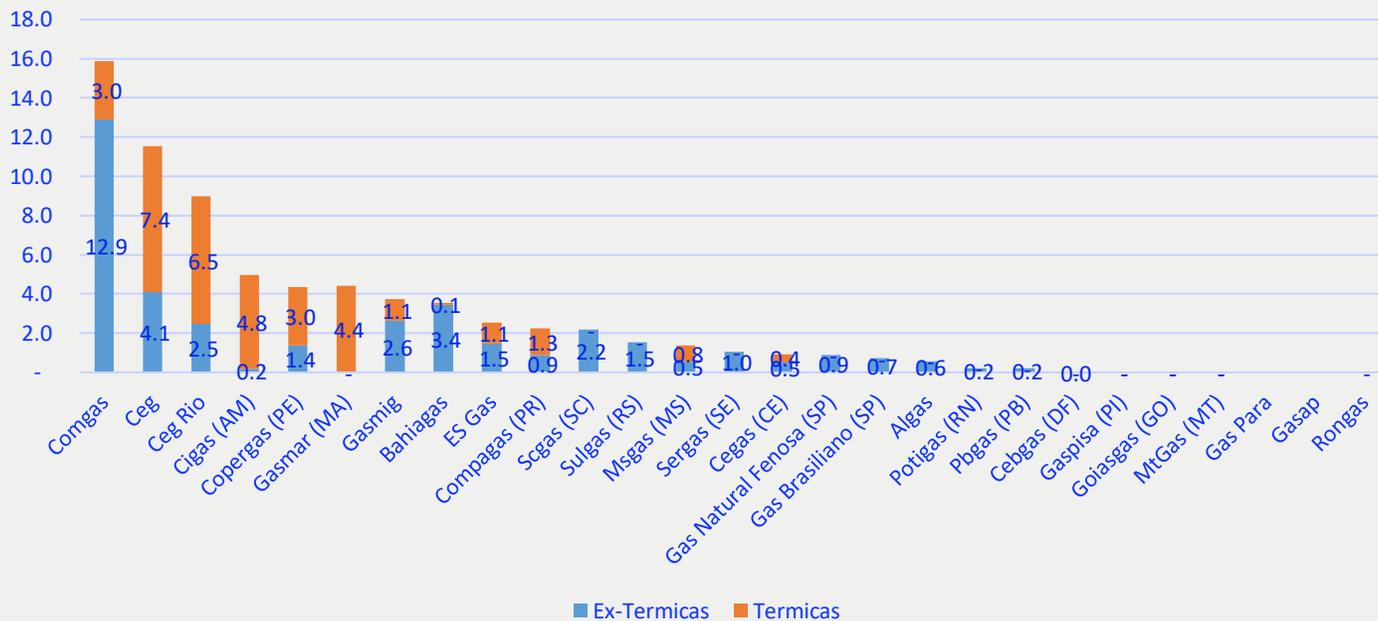
Sum of the Parts

## Comgás

A Comgás é a maior distribuidora de gás canalizado do Brasil, responsável por distribuir 22% do gás do país em 90 municípios de SP.

- Cosan comprou Comgás em 2012 (antigos donos BG e Shell);
- Possui a concessão com direito de exclusividade na distribuição de gás canalizado em São Paulo para o período 1999 a 2029 com potencial extensão de +20y;
- Regulada pela ARSESP, a Comgás passa por Revisão Tarifária de 5 em 5 anos. A próxima se dará em 2024.

Venda de Gás Natural por Distribuidora



**Regulação perante ARSESP:****Receita:**

- A ARSESP estipula a cada ciclo tarifário um retorno regulatório (WACC reg. vigente 8,27%) que vai definir a tarifa máxima que a concessionária pode cobrar pelo gás que distribuir. Essa tarifa é suficiente para remunerar a RAB (*Regulatory Asset Base*) do concessionário ao longo do ciclo tarifário;
- A receita unitária (tarifa) é composta pelo “P0” em R\$/m<sup>3</sup>, que é a margem bruta da companhia + Parcela A (custos não gerenciáveis, commodity) por m<sup>3</sup> a ser vendido;
- Anualmente a ARSESP atualiza a tarifa com a variação da commodity + IGPM – Fator X;
- Fator X: fator de ganho de produtividade que a companhia tem que devolver aos consumidores;

**Despesa gerenciável (Parcela B):**

- A ARSESP define o PMSO da companhia. Se a companhia conseguir ser mais eficiente do que o regulatório, esse ganho é do acionista, porém, o novo PMSO realizado será considerado como referência regulatória no ciclo seguinte (deveria ser cada vez mais difícil *outperformar* o regulatório);

**Investimento e Depreciação regulatória:**

- A base de remuneração da empresa evolui conforme capex feito (adiciona PP&E) e depreciação. Se a empresa faz investimentos acima de depreciação, sua base regulatória sobe e assim faz crescer sua receita e EBITDA em linha com retorno regulatório;
- Comgás tem histórico de glosa perto de zero, ou seja, todo capex feito é considerado pela ARSESP como adição de base de remuneração;
- Depreciação regulatória de 3,77%;

## Regulação para o modelo de Comgás:

- Para o ciclo vigente, a ARSESP considera (conforme tabela abaixo) a geração de caixa para um volume esperado.
- Para remunerar a base da companhia em 8,27%, chegou-se numa tarifa (ou lucro bruto unitário) de R\$0,5182/m3.

Discriminação	Componentes da Fórmula	Valor Presente mai/18	Ciclo Tarifário - R\$ (abr/18)					
			2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	2022/2023	2023/2024
Volume Faturado - (1.000 m³)	VF	26.014.055	5.269.355	5.335.450	5.758.266	5.932.703	5.967.103	6.003.767
(+) Receita Requerida Direta -> Tarifária	RRD	13.481.130	2.746.302	2.778.646	2.978.035	3.066.029	3.080.472	3.099.727
(+) Receitas Correlatas	ORC	22.094	4.501	4.554	4.881	5.025	5.048	5.080
(+) Receitas Acessórias	ORA	3.912	797	806	864	890	894	900
(+) Receitas Atividades Extra-Concessão	OREC	2.949	643	643	643	643	643	643
(+) Receitas TUSD	ML	-	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas TUSD-Específica	MLE	6.806	1.484	1.484	1.484	1.484	1.484	1.484
(-) Despesas Operacionais	PMSO	2.787.817	574.075	589.038	598.961	614.525	640.859	652.158
(-) PDD	PDD	135.289	27.561	27.885	29.886	30.769	30.914	31.107
(-) P&D C&R	PDCR	33.703	6.866	6.947	7.445	7.665	7.701	7.749
(-) Taxa de Regulação e Fiscalização	TFR	206.411	43.669	43.966	44.969	46.067	45.932	46.258
(-) Despesas de Conexão	DC	409.080	79.065	86.041	95.941	94.945	92.940	89.316
(-) Imposto de renda/Contrib.Social	IRCS	2.773.803	583.272	575.670	622.693	632.109	616.285	610.154
(-) Investimentos	CAPEX	3.398.907	652.976	708.610	911.910	929.243	632.325	597.839
(-) Variação do Capital de Giro	VarWK	53.345	34.761	2.496	15.966	6.587	1.302	1.381
(-) Base de Capital Inicial	BRRL0	7.741.353	-	-	-	-	-	-
(+) Base de Capital Final	BRRLt	4.022.816	-	-	-	-	-	6.478.540
= Livre Fluxo de Caixa + Bdk		-7.741.353	751.484	745.481	658.135	712.161	1.020.284	7.550.411
= Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)		-7.741.353	694.110	635.996	518.611	518.339	685.907	4.688.389

→ Lucro bruto regulatório

→ OPEX regulatório

Valor Presente Líquido = 0  
Taxa Interna de Retorno (TIR) = 8,27%

Margem Média Máxima - PO (R\$ / m3)		
Calculado	Atual	Varição
0,5182	0,5182	0,01%

Olhando para as despesas gerenciáveis realizadas versus PMSO regulatório vemos consistente ganho de eficiência da Comgás.

- A Comgás passa despesa de conexão em *capex* (que devemos glosar na hora de compor a RAB), mas mesmo descontando essa despesa no PMSO regulatório, a empresa apresentou *outperformance* de R\$55mn em 2019, R\$189mn em 2020 e R\$147mn no 1H21.
- Esse ganho de eficiência é retorno na veia para o acionista.

	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
PMSO	574,075	589,038	598,961	614,525
PDD	27,561	27,885	29,886	30,769
P&D	6,866	6,947	7,445	7,665
Taxa fiscalizacao	43,669	43,966	44,969	46,067
despesa conexao	79,065	86,041	95,941	94,945

Opex Regulatorio (abril/2018)	652,171	667,836	681,261	699,026
Opex Regulatorio nominal	652,171	715,311	769,924	850,878
		107.1%	113.0%	121.7%

	2019	2020	1H21
Opex Regulatorio nominal	678.48	738.07	401.83
Opex reportado	623.044	549.158	254.517
Outperformance	55.44	188.91	147.31

Apesar da *outperformance* de PMSO, o volume veio pior do que esperado. Provavelmente dentro de cada segmento também veio pior do que estimamos mas não conseguimos abrir.

Comparamos então o lucro bruto reportado versus o regulatório e conseguimos explicar boa parte da diferença do EBITDA reportado versus regulatório.

Como o ciclo é Maio/Abril, pode haver erros na alocação da “explicação” entre os anos.

**O que devemos atentar é que o volume deveria voltar ao normal e a eficiência no Opex se manter.**

	2019	2020	1H21
EBITDA reg.	2,110	2,404	1,342
EBITDA actual.	2,217	2,387	1,253
<b>Out/Underperformance</b>	<b>107</b>	<b>(17)</b>	<b>(89)</b>
<b>LB diff</b>	<b>39</b>	<b>(335)</b>	<b>(183)</b>
<b>Opexdiff</b>	<b>55</b>	<b>189</b>	<b>147</b>
<b>O que conseguimos explicar</b>	<b>94</b>	<b>(146)</b>	<b>(35)</b>

LB Esperado (ARSESP)			
	2019	2020	2021
Mercado Residencial	840	939	540
Mercado Industrial	1,509	1,603	867
Mercado Comercial	291	323	183
Mercado Veicular	47	52	30
Mercado Cogeração	73	79	43
Mercado Refrigeração	-	-	-
Mercado Termoelétrico	43	49	28
Lucro bruto Esperado	2,802	3,043	1,690
Lucro Bruto reportado	2,841	2,708	1,508
<b>Diff.</b>	<b>39</b>	<b>(335)</b>	<b>(183)</b>

Total de volume distribuído projetado para o Quinto Ciclo Tariário (000 m3)						
	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	2022/2023	2023/2024
Mercado Residencial	269,354	283,729	302,964	323,993	341,883	356,752
Mercado Industrial	3,411,248	3,404,162	3,468,532	3,414,652	3,442,461	3,481,903
Mercado Comercial	139,686	146,965	154,326	162,581	170,536	178,546
Mercado Veicular	199,677	210,593	223,379	238,464	248,437	253,481
Mercado Cogeração	321,059	330,413	333,369	334,678	335,987	337,296
Mercado Refrigeração	13,224	14,247	14,663	15,079	15,495	15,911
Mercado Termoelétrico	832,656	893,094	957,919	1,027,449	1,102,026	1,182,016
<b>Total</b>	<b>5,186,905</b>	<b>5,283,204</b>	<b>5,455,151</b>	<b>5,516,895</b>	<b>5,656,824</b>	<b>5,805,906</b>

Volume Esperado (ARSESP)			
	2019	2020	2021
Mercado Residencial	275	292	156
Mercado Industrial	3,408	3,431	1,723
Mercado Comercial	143	150	79
Mercado Veicular	204	216	115
Mercado Cogeração	325	332	167
Mercado Refrigeração	14	14	7
Mercado Termoelétrico	858	920	493
<b>Total</b>	<b>5,227</b>	<b>5,355</b>	<b>2,740</b>

Actual			
	2019	2020	2021
Mercado Residencial	279	302	144
Mercado Industrial	3,516	3,336	1,851
Mercado Comercial	161	115	56
Mercado Veicular	222	158	84
Mercado Cogeração	334	320	200
Mercado Refrigeração			
Mercado Termoelétrico	330	227	331
<b>Total</b>	<b>4,843</b>	<b>4,456</b>	<b>2,667</b>
<b>Actual/reg.</b>	<b>-7.4%</b>	<b>-16.8%</b>	<b>-2.7%</b>

## Premissas para os próximos ciclos para achar o P0 (tarifa):

- **Capex:** assumindo que terá antecipação da extensão da concessão para 2049 assumo nos próximos ciclos o capex da apresentação da ARSESP sobre o tema. Esses investimentos visam atacar mais municípios e adensar em áreas onde já atua. Glosa histórica muito baixa. No ultimo ano considero capex = depreciação.
- **PMSO:** Partindo como base esse ciclo usando métrica PMSO/volume – Fator x. No próximo ciclo tiro R\$100mn de *outperformance* que tem que ser devolvida ao consumidor e no seguinte mais R\$50mn.
- **PDD:** 1% da receita requerida (NT 2019);
- **P&D:** 0,25% da receita requerida (NT 2019);
- **Taxa de Fiscalização:** 1% da receita total (NT 2019);
- **Volume:** Residencial 5,5% nesse ciclo, 3% no próximo e 1% em diante. Industrial 2% nesse ciclo e depois 1% a partir ciclo seguinte.

Para achar o P0, preciso achar o novo WACC regulatório de cada ciclo, que tende a cair frente os 8,27% atuais devido a *rolling* das formulas abaixo:

Estrutura de Capital	ARSESP Final
(A) Participação de Capital Próprio ( $W_E$ )	55.47%
(B) Participação de Capital de Terceiro ( $W_D$ )	44.53%
<b>Custo de Capital Próprio (<math>r_E</math>)</b>	
(1) Taxa de Livre Risco	4.92%
(2) Taxa de Retorno de Mercado	12.03%
(3) Prêmio Risco de Mercado = (2)-(1)	7.11%
(4) Beta Desalavancado	0.5345
(5) IR + CSLL (T)	34.00%
(6) Beta Alavancado = $(4)*[1+(((B)/(A))* (1-(5)))]$	0.8177
(7) Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro = (6)*(3)	5.82%
(8) Prêmio Risco Brasil	2.50%
(9) Taxa de Inflação Americana	2.09%
(10) $r_E$ Nominal = (1)+(7)+(8)	13.24%
(11) $r_E$ Real = $[(10)+1]/[1+(9)]-1$	<b>10.92%</b>
<b>Custo de Capital de Terceiros (<math>r_D</math>)</b>	
(12) Taxa de Livre Risco = (1)	4.92%
(13) Prêmio Risco Brasil = (8)	2.50%
(14) Risco de Crédito	3.42%
(15) $r_D$ Nominal antes de impostos = (12)+(13)+(14)	10.84%
(16) $r_D$ Nominal após impostos = (15)*[1-(5)]	7.16%
(17) $r_D$ Real após impostos = $[(1)+(16)]/[1+(9)]-1$	<b>4.96%</b>
<b>WACC</b>	<b>8.27%</b>

→ Rf – media 30y 10y US Bond;

→ Rm – media 30y SP 500;

→ Risco Brasil – mediana 15y EMBI Br

→ Risco Credito – spread medio curva titulos utilities (IGUU510) – 10y Bond

P0 definido onde fluxo apresenta retorno do WACC regulatório, que é definido por:

5RT	
E/(D+E)	55.47%
D/(D+E)	44.53%
<b>Ke</b>	
Rf	3.64%
Rm	10.88%
P mercado	7.24%
Beta des	0.5345
IR	34.00%
Beta Alav	0.8177
P setor	5.92%
Risco Brz	2.61%
CPI	2.00%
Ke	12.17%
Ke real	9.97%
<b>Kd</b>	
Risco credito	3.94%
Kd pre-tax	10.19%
Kd post-tax	6.73%
Kd real	4.64%
<b>WACC</b>	<b>7.59%</b>

6RT	
E/(D+E)	55.47%
D/(D+E)	44.53%
<b>Ke</b>	
Rf	2.86%
Rm	9.01%
P mercado	6.15%
Beta des	0.5345
IR	34.00%
Beta Alav	0.8177
P setor	5.03%
Risco Brz	3.00%
CPI	2.00%
Ke	10.89%
Ke real	8.72%
<b>Kd</b>	
Risco credito	2.73%
Kd pre-tax	8.59%
Kd post-tax	5.67%
Kd real	3.60%
<b>WACC</b>	<b>6.44%</b>

7RT	
E/(D+E)	55.47%
D/(D+E)	44.53%
<b>Ke</b>	
Rf	2.27%
Rm	10.48%
P mercado	8.21%
Beta des	0.5345
IR	34.00%
Beta Alav	0.8177
P setor	6.71%
Risco Brz	3.00%
CPI	2.00%
Ke	11.98%
Ke real	9.79%
<b>Kd</b>	
Risco credito	2.73%
Kd pre-tax	8.00%
Kd post-tax	5.28%
Kd real	3.22%
<b>WACC</b>	<b>6.86%</b>

8RT	
E/(D+E)	55.47%
D/(D+E)	44.53%
<b>Ke</b>	
Rf	1.82%
Rm	9.94%
P mercado	8.12%
Beta des	0.5345
IR	34.00%
Beta Alav	0.8177
P setor	6.64%
Risco Brz	3.00%
CPI	2.00%
Ke	11.46%
Ke real	9.28%
<b>Kd</b>	
Risco credito	2.73%
Kd pre-tax	7.55%
Kd post-tax	4.98%
Kd real	2.93%
<b>WACC</b>	<b>6.45%</b>

9RT	
E/(D+E)	55.47%
D/(D+E)	44.53%
<b>Ke</b>	
Rf	1.90%
Rm	10.00%
P mercado	8.10%
Beta des	0.5345
IR	34.00%
Beta Alav	0.8177
P setor	6.62%
Risco Brz	3.00%
CPI	2.00%
Ke	11.52%
Ke real	9.34%
<b>Kd</b>	
Risco credito	2.73%
Kd pre-tax	7.63%
Kd post-tax	5.04%
Kd real	2.98%
<b>WACC</b>	<b>6.50%</b>

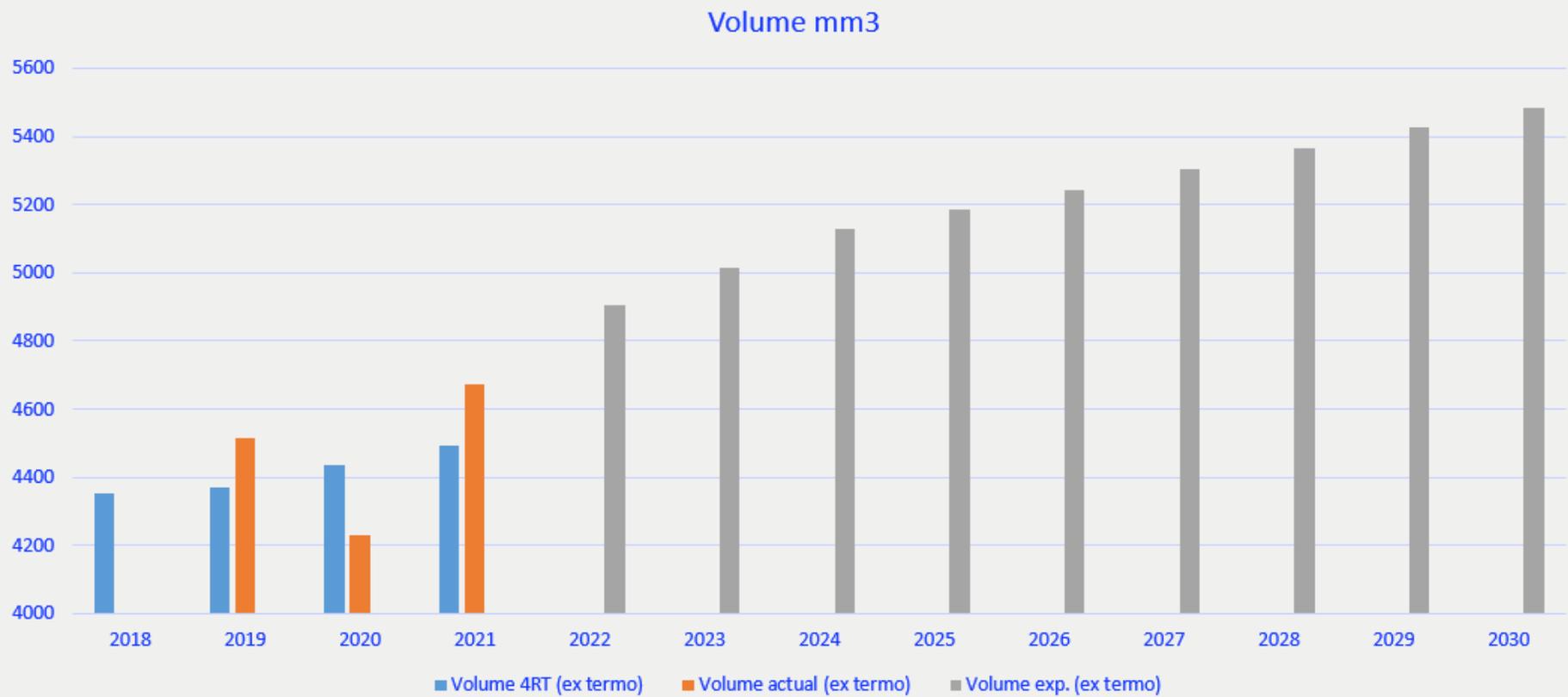
**Como achar o P0:**

Goal seek da tarifa em R\$/m3 onde TIR = WACC reg. dadas as premissas mencionadas. Exemplo pro 5º Ciclo de Revisão Tarifaria 2024:

**5RT**

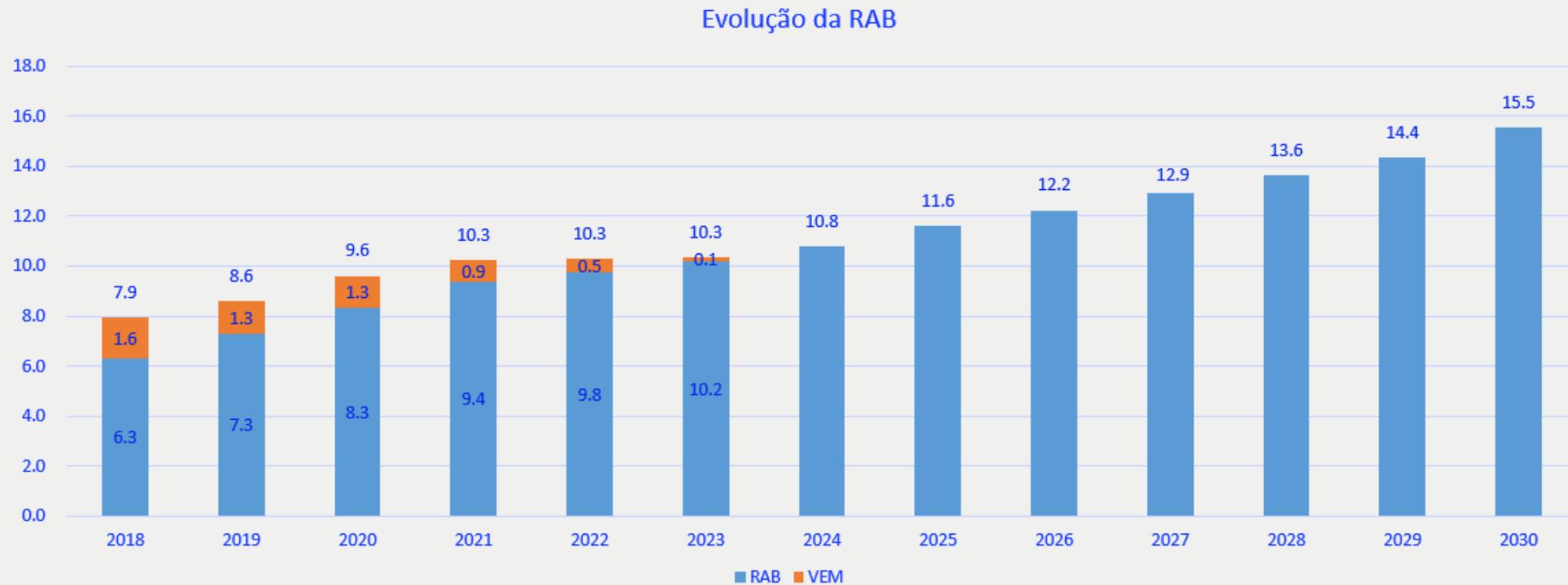
		2023/2024	2024/2025	2025/2026	2026/2027	2027/2028	2028/2029		
		Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6		
<b>PO</b>		<b>0.4165</b>							
		5,126,733.97	5,185,259.29	5,244,587.60	5,304,733.46	5,365,711.79	5,427,537.82		
		0.4165	0.4165	0.4165	0.4165	0.4165	0.4165		
	Caixa								
	Receita requerida	2,135,285	2,159,660	2,184,371	2,209,421	2,234,819	2,260,570		
	receita correlata	5,080	5,080	5,080	5,080	5,080	5,080		
	receita acessoria	900	900	900	900	900	900		
	receita atividade ex concessao	643	643	643	643	643	643		
	TUSD								
	TUSD-espec	1,484	1,484	1,484	1,484	1,484	1,484		
	Caixa								
	PMSO	552,158	555,590	559,058	562,562	566,104	569,683		
	PDD	21,353	21,597	21,844	22,094	22,348	22,606		
	P&D	5,338	5,399	5,461	5,524	5,587	5,651		
	Taxa fiscalizacao	21,434	21,678	21,925	22,175	22,429	22,687		
	despesa conexao	89,316	89,316	89,316	89,316	89,316	89,316		
	IR	349,423	356,357	363,390	370,525	377,761	385,103		
	Capex	643,863	804,828	643,863	643,863	643,863	643,863		
							8,776,142		
WACC reg.			7,821,236	460,507	313,003	487,621	501,470	515,518	9,305,911
		7.59%	7,821,236	428,005	270,379	391,490	374,192	357,525	5,998,376
			1	2	3	4	5	6	
TIR		7.59%	0.00%						
	Dep			426,079	426,079	426,079	426,079	426,079	426,079

Receita Requerida: Volume \* P0



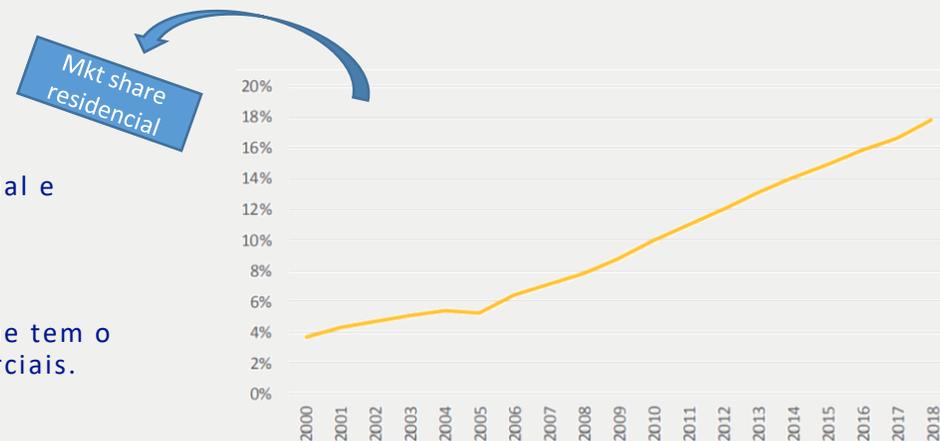
## Evolução da RAB

\* VEM = Valor Econômico Mínimo (ativos existentes antes da privatização que serão totalmente amortizados ate 2024)



## O que Cosan conseguiu fazer na Comgás:

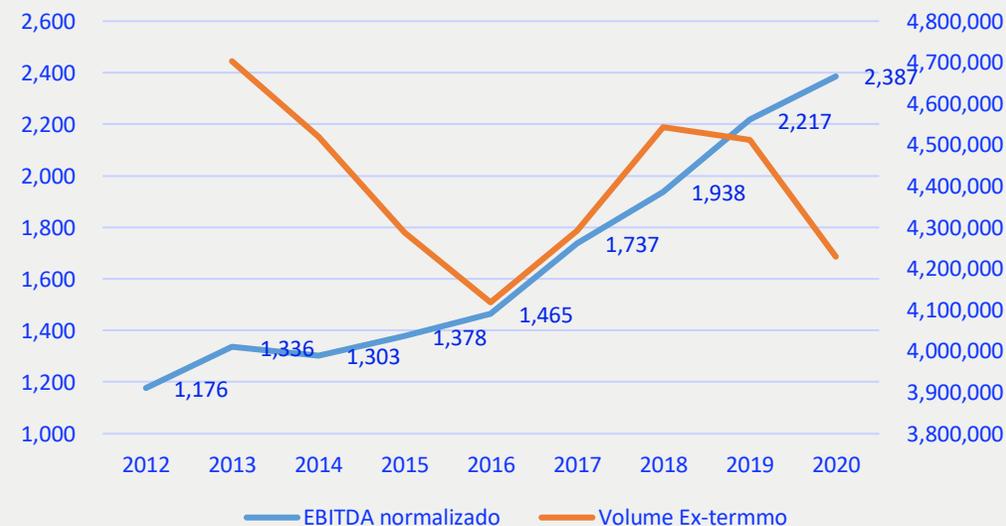
- Cosan expandiu rede focando no crescimento de volume nos segmentos residencial e comercial que possuem maior contribuição no lucro bruto e EBITDA;
- O capex para novas regiões tem que ser justificado por expansão na indústria, que tem o maior volume, porém o ganho de margem vem nas conexões residenciais e comerciais.



Evolução de numero de clientes e Rede (km)

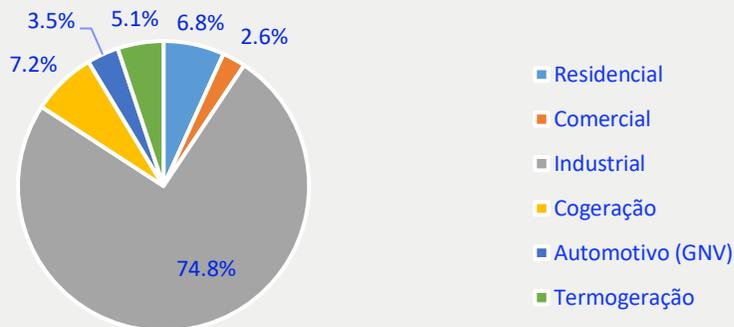


EBITDA vs Volume

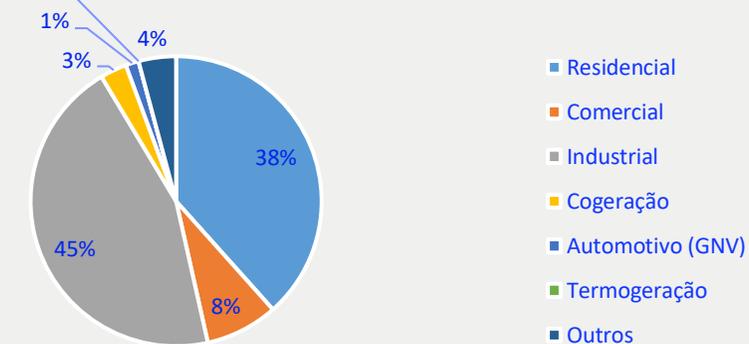


## O que Cosan conseguiu fazer na Comgás:

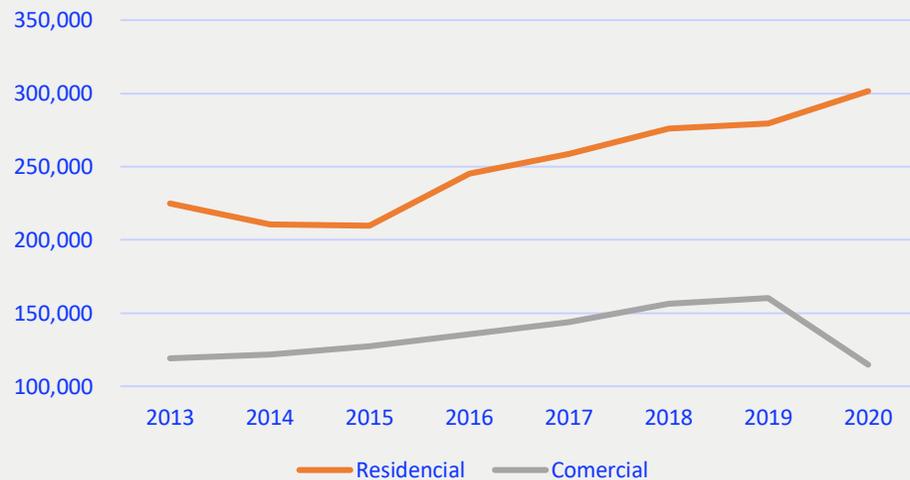
Volume por segmento



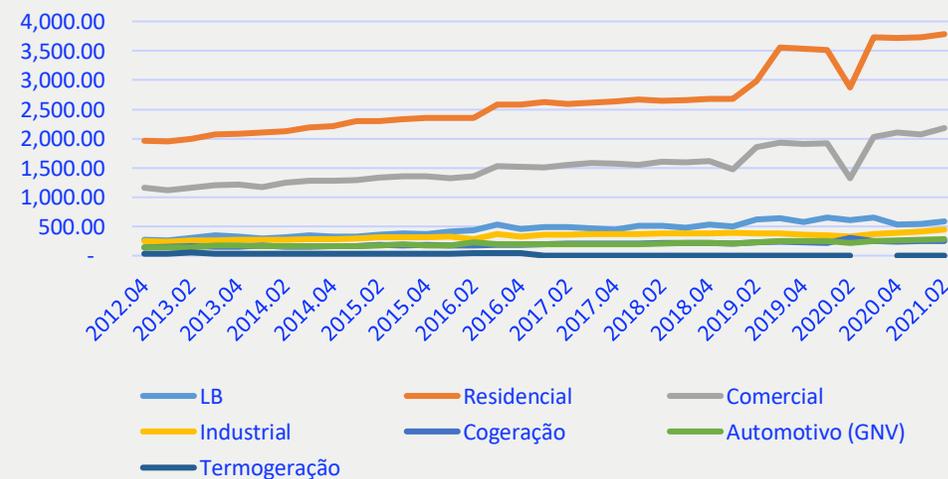
Lucro Bruto por segmento



Volume Residencia e Comercial



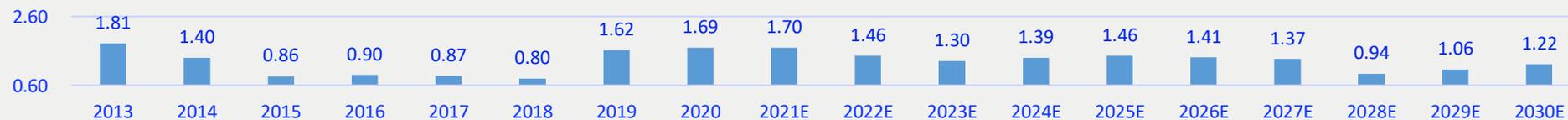
Lucro Bruto/m3



• Financials:

Income statement (R\$m)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
<b>Net revenues</b>	6,337	6,387	6,600	5,657	5,539	6,840	9,514	8,318	10,582	11,140	11,438	11,728	12,050	12,762	13,521	14,329	15,191	16,052
(-) COGS	(4,557)	(4,495)	(4,580)	(3,174)	(3,492)	(4,902)	(6,402)	(5,506)	(7,341)	(7,714)	(7,794)	(8,923)	(9,112)	(9,683)	(10,293)	(10,946)	(11,980)	(12,713)
<b>Gross profit</b>	1,780	1,892	2,020	2,483	2,046	1,938	3,112	2,811	3,242	3,426	3,644	2,805	2,939	3,080	3,227	3,383	3,210	3,338
(-) Selling	(574)	(636)	(628)	(671)	(653)	(613)	(614)	(454)	(161)	(166)	(172)	(178)	(185)	(191)	(196)	(205)	(212)	(219)
(-) G&A	(310)	(308)	(333)	(332)	(345)	(368)	(404)	(532)	(888)	(919)	(951)	(984)	(1,019)	(1,054)	(1,091)	(1,129)	(1,169)	(1,210)
(-) Others	(3)	(19)	(8)	(26)	(26)	764	(32)	56	143	(50)	(52)	(54)	(55)	(57)	(59)	(61)	(64)	(66)
(-) Others																		
<b>Operational result</b>	894	928	1,052	1,454	1,022	1,721	2,061	1,881	2,336	2,291	2,469	1,588	1,680	1,777	1,879	1,987	1,766	1,843
<b>Financial result</b>	0	0	(182)	(263)	(226)	79	(180)	(283)	(132)	(296)	(243)	(233)	(242)	(258)	(262)	(265)	(273)	(279)
Interest income			169	201	216	141	139	64	39	84	137	147	198	181	178	175	227	221
Interest expense			(346)	(442)	(386)	(319)	(295)	(396)	(322)	(370)	(370)	(370)	(430)	(430)	(430)	(430)	(490)	(490)
FX gains			8	(21)	(39)	272	2	38	173	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Others			(13)	(0)	(17)	(14)	(26)	10	(21)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)
Non op. results																		
<b>Pre-tax profit</b>	894	928	870	1,191	796	1,800	1,881	1,598	2,204	1,995	2,226	1,356	1,438	1,518	1,617	1,722	1,493	1,565
(-) Income tax	(201)	(204)	(248)	(370)	(236)	(541)	(588)	(528)	(444)	(678)	(757)	(461)	(489)	(516)	(550)	(586)	(508)	(532)
<b>Net income</b>	692	724	621	821	560	1,259	1,293	1,070	1,760	1,316	1,469	895	949	1,002	1,067	1,137	985	1,033
Shares out (m)	120	122	124	124	124	132	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133
EPS (R\$)	5.78	5.94	5.01	6.62	4.52	9.54	9.75	8.08	13.28	9.93	11.08	6.75	7.16	7.56	8.05	8.58	7.43	7.79
Depreciation	451	507	481	511	497	465	480	501	543	548	587	587	608	629	651	674	697	722
<b>EBITDA IFRS</b>	1,344	1,435	1,533	1,965	1,519	2,186	2,521	2,382	2,880	2,839	3,036	2,175	2,288	2,406	2,530	2,661	2,463	2,565
"Current account"	(73)	(131)	(152)	(500)	219	469	(295)	(103)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Non-recurring results						(716)	18	108	(204)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Adj. EBITDA</b>	1,271	1,303	1,381	1,465	1,738	1,938	2,245	2,387	2,676	2,839	3,036	2,175	2,288	2,406	2,530	2,661	2,463	2,565

## ND/EBITDA



- Descontando o fluxo a 5,5% WACC real (1% spread pro reg.) e considerando Growth de 2% na perpetuidade.
- Valuation de Comgás de R\$17,2bn, 2,1x EV/RAB

FCFF Real Terms	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E
EBIT	2,336	2,213	2,305	1,433	1,464	1,496	1,529	1,562	1,341	1,353	1,364	1,376	1,388	1,400
(-) Tax	(794)	(753)	(784)	(487)	(498)	(509)	(520)	(531)	(456)	(460)	(464)	(468)	(472)	(476)
NOPAT	1,542	1,461	1,521	946	966	987	1,009	1,031	885	893	900	908	916	924
(+) Depreciation	543	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529
(-) Capex	(1,000)	(700)	(700)	(800)	(1,000)	(800)	(800)	(800)	(800)	(1,100)	(1,100)	(800)	(800)	(529)
Cash flow to firm	1,085	1,290	1,350	675	496	717	738	760	615	322	330	638	645	924
Discount factor	1.00	1.06	1.11	1.17	1.24	1.31	1.38	1.45	1.53	1.62	1.71	1.80	1.90	2.01
Discounted cash flow	1,085	1,223	1,213	575	400	548	536	523	400	199	193	354	339	461
NPV	8,050	Tax rate	34%											
Perpetuity	13,158	Disc. Rate	5.5%											
(-) Net debt (2020)	(4,031)	Growth	2.0%											
Net asset value	17,177	EV/RAB	2.07											

- Regulatório:

Regulation	2016	2017	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
MAR (R\$m)															
RAB (inflated)	7,691	7,438	7,930	9,018	9,611	10,252	10,284	10,336	10,774	11,602	12,239	12,910	13,616	14,359	15,549
RAB			6,308	7,278	8,334	9,358	9,772	10,207	10,774	11,602	12,239	12,910	13,616	14,359	15,549
VEM			1,622	1,318	1,277	894	511	129							
Capex (inflated)	464	460	530	899	996	1,000	725	750	887	1,148	950	983	1,018	1,053	1,499
Glosa (desp conexao)						(80)	(90)	(90)	(90)	(90)	(90)	(90)	(90)	(90)	(90)
Depreciation (inflated)	554	545	375	391	492	529	548	567	587	608	629	651	674	697	722
VEM Depreciation (inflated)															
Volumes (mcm)	4,323	4,792	4,877	4,843	4,456	5,436	4,905	5,014	5,127	5,185	5,245	5,305	5,366	5,428	5,482

- Múltiplos:

Implied	2021E	2022E	2023E
EV (MAR)	21,208		
Equity Value (Mar)	17,177		
EV/EBITDA	7.9x	7.5x	7.0x
P/E	9.8x	13.0x	11.7x
Div. yield	7.7%	5.7%	6.4%

## Cosan

Rumo

Raízen

Moove

Compass

Comgás

► Gaspetro

Projetos: GNL, Rota 4 e Térmicas

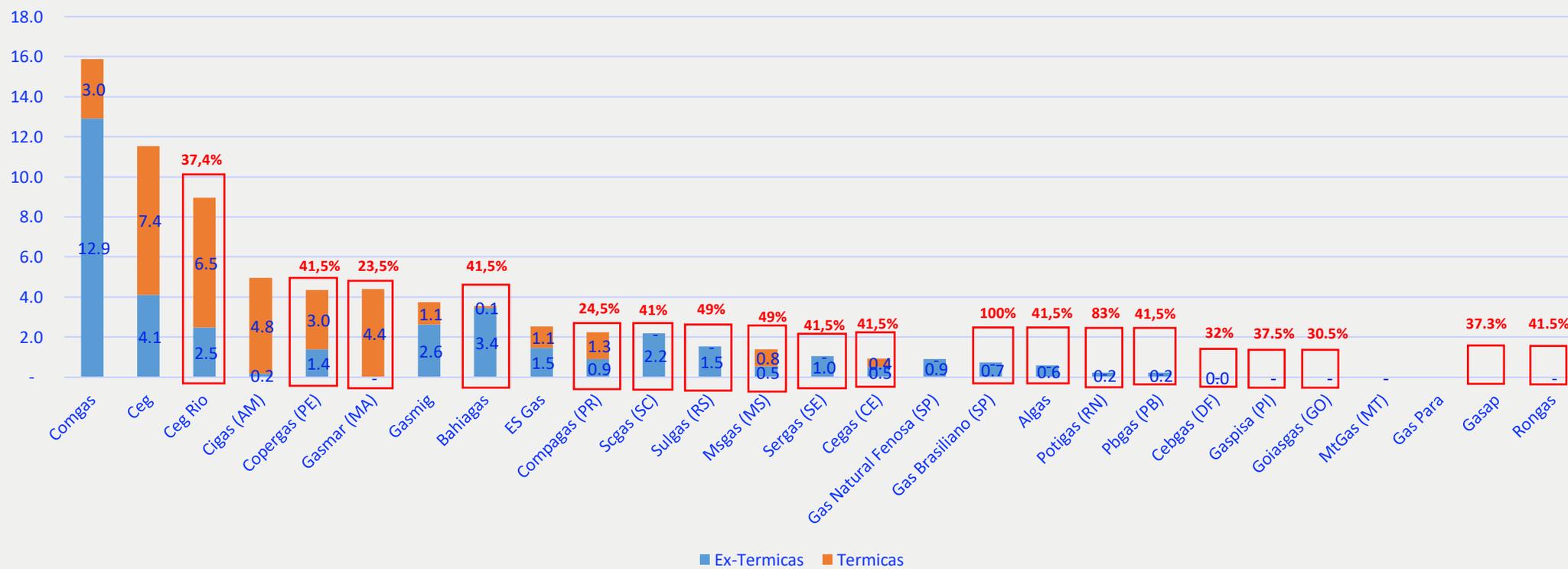
Sum of the Parts

**Compass venceu processo da Petrobras para comprar 51% da Gaspetro, por R\$2.03bn**

Gaspetro é uma *holding* que possui participação em 18 distribuidoras de gás no Brasil. (49% Mitsui / 51% Compass ao comprar da Petrobras).

Os atuais sócios da Gaspetro podem exercer direito de preferência.

Venda de Gas Natural por Distribuidora



- Informações gerais sobre as distribuidoras onde Gaspetro tem participação (em vermelho).

UF	Distrib.	Populacao (mn)	Municipios (#)	Municipios Atend. (#)	Municipios Atend. (%)	Dutos (km)	Gas N. mn m3/d	Gas N. Share (%)
São Paulo	Comgas	32.9	177	90	51%	19,370	15.87	22.0%
Rio de Janeiro	Ceg	11.8	19	19	100%	4,978	11.54	16.0%
Rio de Janeiro	Ceg Rio	5.6	79	35	44%	1,298	8.97	12.5%
Amazonas	Cigas	4.2	62	8	13%	165	4.96	6.9%
Pernambuco	Copergas	9.6	185	25	14%	932	4.53	6.3%
Maranhao	Gasmar	7.1	217	0	0%	-	4.40	6.1%
Minas Gerais	Gasmig	21.0	853	42	5%	1,341	3.74	5.2%
Bahia	Bahiagas	14.9	417	21	5%	1,045	3.54	4.9%
ES	ES Gas	4.1	78	13	17%	465	2.53	3.5%
Parana	Compagas	11.5	399	16	4%	842	2.23	3.1%
Santa Catarina	Scgas	7.3	295	64	22%	1,257	2.18	3.0%
Rio Grande do Sul	Sulgas	11.4	497	42	8%	1,285	1.53	2.1%
Mato G do Sul	Msgas	2.8	79	3	4%	359	1.38	1.9%
Sergipe	Sergas	2.3	75	61	81%	249	1.04	1.4%
Ceara	Cegas	9.2	184	14	8%	552	0.93	1.3%
São Paulo	Gas N. Fenosa	2.7	93	20	22%	1,867	0.90	1.2%
São Paulo	Gas Brasileiro	9.3	375	38	10%	1,167	0.72	1.0%
Alagoas	Algas	3.4	102	8	8%	545	0.58	0.8%
Rio Grande do Norte	Potigas	3.5	167	2	1%	468	0.21	0.3%
Paraíba	Pbgas	4.0	223	14	6%	332	0.21	0.3%
DF	Cebgas	3.1	31	0			0.01	0.0%
Piauí	Gaspisa	3.3	224	0				
Goias	Goiasgas	7.1	246	0				
Mato Grosso	MtGas	3.5	141	0				
Para	Gas Para	8.7	144	0				
Rondonia	Rongas	1.7	52	0				
Amapá	Gasap	0.8	16	0				
Acre	-	0.9	22	0				
Tocantins	-	1.6	139	0				
Roraima	-	0.6	15	0				



- Os atuais sócios que podem exercer o direito de preferencia nas distribuidoras da Gaspetro:

UF		GN mkt share	Cosan	Gaspetro	Mitsui	Estado	Termogas	Naturgy	Pluspetrol	Infragas	Brasiliagas	CEB	Outros Goias	Manausgas	BNDESPAR	BR	FI Dinamica
São Paulo	Comgas	22.0%	100.0%														
Rio de Janeiro	Ceg Rio	12.5%		37.4%				59.6%	3.0%								
Pernambuco	Copergas	6.3%		41.5%	41.5%	17.0%											
Maranhao	Gasmar	6.1%		23.5%		25.5%	51.0%										
Bahia	Bahiagas	4.9%		41.5%	41.5%	17.0%											
Parana	Compagas	3.1%		24.5%	24.5%	51.0%											
Santa Catarina	Scgas	3.0%		41.0%	41.0%	17.0%				1.0%							
Rio Grande do Sul	Sulgas	2.1%		49.0%		51.0%											
Mato G do Sul	Msgas	1.9%		49.0%		51.0%											
Sergipe	Sergas	1.4%		41.5%	41.5%	17.0%											
Ceara	Cegas	1.3%		41.5%	41.5%	17.0%											
São Paulo	Gas Brasileiro	1.0%		100.0%													
Alagoas	Algas	0.8%		41.5%	41.5%	17.0%											
Rio Grande do Norte	Potigas	0.3%		83.0%		17.0%											
Paraíba	Pbgas	0.3%		41.5%	41.5%	17.0%											
DF	Cebgas	0.0%		32.0%							51.0%	17.0%					
Piauí	Gaspisa	0.0%		37.3%		25.5%	37.3%										
Goias	Goiagas	0.0%		30.5%		17.0%	42.2%						10.4%				
Rondonia	Rongas	0.0%		41.5%		17.0%	41.5%										
Amapá	Gasap			37.3%		25.5%	37.3%										
Rio de Janeiro	Ceg	16.0%						54.2%	2.3%						34.6%		8.8%
Amazonas	Cigas	6.9%				17.0%								83.0%			
Minas Gerais	Gasmig	5.2%				100.0%											
ES	ES Gas	3.5%				60.0%											40.0%
São Paulo	Gas Natural Fenosa	1.2%						100.0%									
Mato Grosso	MtGas	0.0%															
Para	Gas Para	0.0%															
Acre	-																
Tocantins	-																
Roraima	-																
<b>Mkt Share total</b>		<b>22.0%</b>		<b>17.6%</b>	<b>8.2%</b>	<b>16.8%</b>	<b>3.1%</b>	<b>17.4%</b>	<b>0.7%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>5.7%</b>	<b>5.5%</b>	<b>1.4%</b>	<b>1.4%</b>

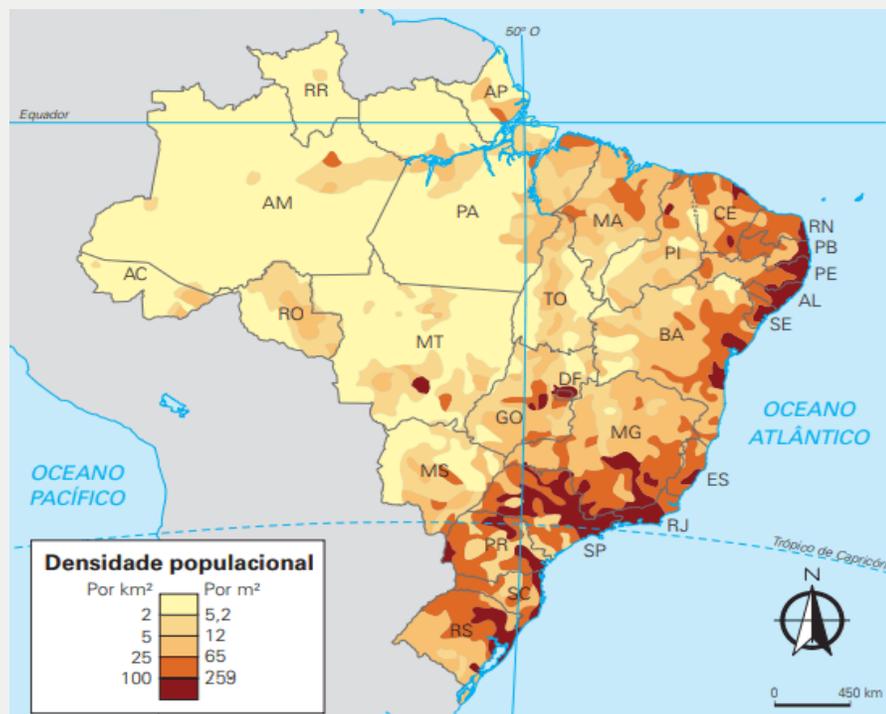
Mapeamento de quem deve exercer

- Já se manifestaram publicamente que pretendem exercer o direito: Bahiagas, Sergas e Algas.
- Na Gasmar, a Termogas (Carlos Suarez, OAS) já comprou o *stake* que era da Gaspetro.
- Sulgás e Compagás não vão exercer.
- **Sabemos que a Mitsui mandou banco para vender sua participação, então não deve exercer.**

UF		GN mkt share	Cosan	Gaspetro	Mitsui	Estado Termogas	Naturgy	Pluspetrol	Infragas	Brasiliagas	CEB's Goias	Manausgas	BNDESPAR	BR FI Dinamica		
São Paulo	Comgas	22.0%	100.0%													
Rio de Janeiro	Ceg Rio	12.5%		37.4%			59.6%	3.0%								
Pernambuco	Copergas	6.3%		41.5%	41.5%	17.0%										
Maranhao	Gasmar	6.1%		23.5%		25.5%	51.0%									
Bahia	Bahiagas	4.9%		41.5%	41.5%	17.0%										
Parana	Compagas	3.1%		24.5%	24.5%	51.0%										
Santa Catarina	Scgas	3.0%		41.0%	41.0%	17.0%			1.0%							
Rio Grande do Sul	Sulgás	2.1%		49.0%		51.0%										
Mato G do Sul	Msgas	1.9%		49.0%		51.0%										
Sergipe	Sergas	1.4%		41.5%	41.5%	17.0%										
Ceara	Cegas	1.3%		41.5%	41.5%	17.0%										
São Paulo	Gas Brasileiro	1.0%		100.0%												
Alagoas	Algas	0.8%		41.5%	41.5%	17.0%										
Rio Grande do Norte	Potigas	0.3%		83.0%		17.0%										
Paraíba	Pbgas	0.3%		41.5%	41.5%	17.0%										
DF	Cebgas	0.0%		32.0%						51.0%	17.0%					
Piauí	Gaspisa	0.0%		37.3%		25.5%	37.3%									
Goias	Goiasgas	0.0%		30.5%		17.0%	42.2%				10.4%					
Rondonia	Rongas	0.0%		41.5%		17.0%	41.5%									
Amapá	Gasap			37.3%		25.5%	37.3%									
Rio de Janeiro	Ceg	16.0%					54.2%	2.3%					34.6%	8.8%		
Amazonas	Cigas	6.9%				17.0%						83.0%				
Minas Gerais	Gasmig	5.2%				100.0%										
ES	ES Gas	3.5%				60.0%								40.0%		
São Paulo	Gas Natural Fenosa	1.2%					100.0%									
Mato Grosso	MtGas	0.0%														
Para	Gas Para	0.0%														
Acre	-															
Tocantins	-															
Roraima	-															
<b>Mkt Share total</b>		<b>22.0%</b>		<b>17.6%</b>	<b>8.2%</b>	<b>16.8%</b>	<b>3.1%</b>	<b>17.4%</b>	<b>0.7%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>5.7%</b>	<b>5.5%</b>	<b>1.4%</b>	<b>1.4%</b>

## CEBGAS, Gaspisa, GoiasGas, RonGas, GASAP ainda não tem acesso a gasoduto de transporte

- Gaspetro possui *stakes* que variam entre 32% e 41.5% nesses estados “isolados” que estou ignorando no *valuation*;
- DF, PI, GO, RO, AP ainda não possuem conexão por gasoduto de transporte, portanto, não há gasoduto de distribuição;
- CEBGAS distribui GNV (via GNL). CEBGAS e GoiasGas dependem do gasoduto de transporte “Brasil Central” para ganhar escala;
- GASAP também depende de gasoduto de transporte ou GNC ou GNL que depende do projeto de Terminal de ReGas em Barcarena;
- Além dos tópicos acima, com exceção da Cebgas/DF, os outros estados tem baixa densidade demográfica, o que dificulta penetração na rede residencial/comercial e torna a concessão menos atrativa.



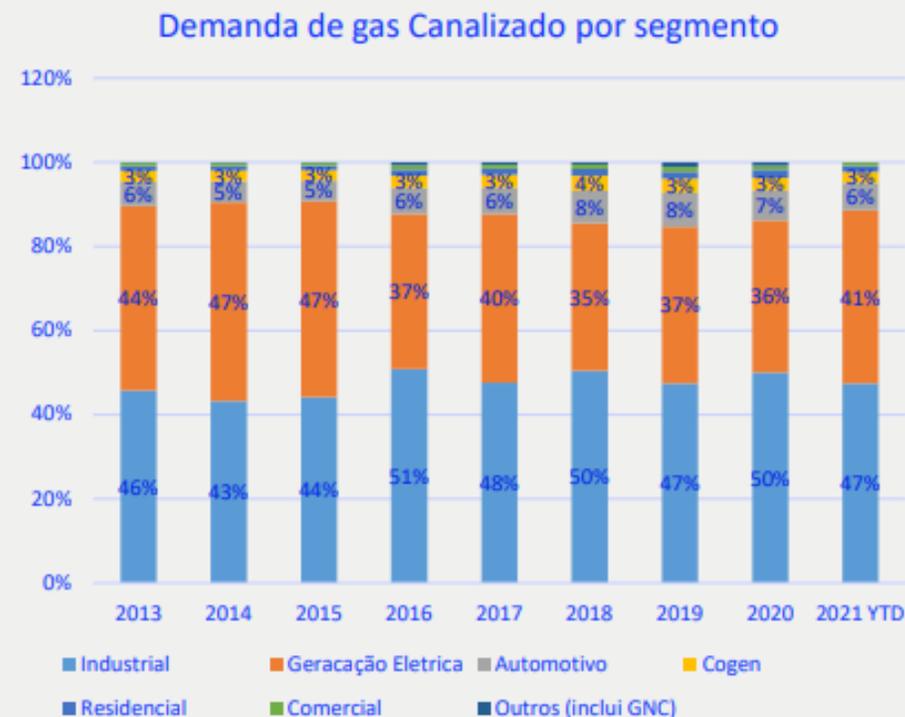
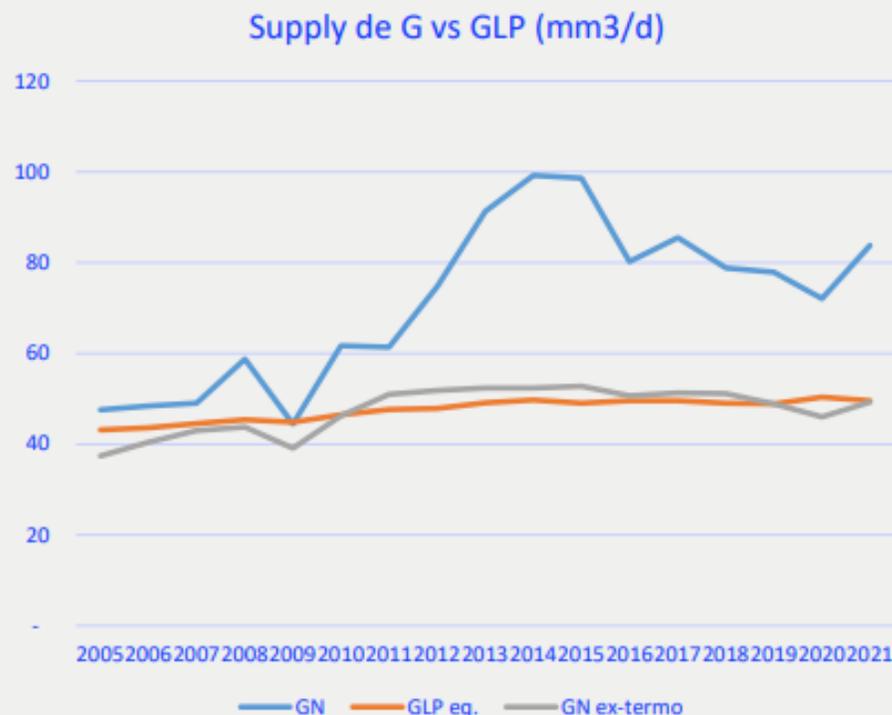
- Vamos excluir da nossa análise as concessões já tiveram notícias onde outros sócios mencionaram que vão exercer direito de preferência (slide 25) e as concessões sem acesso a gasoduto de transporte (slide 26).
- Dessa forma sobram 10 concessões para analisarmos:

UF		GN mkt share	Cosan	Gaspetro	Mitsui	Estado ermogas	Naturgy	Pluspetrol	Infragas	Brasiliagas	CEB os Goias	Manausgas	BNDESPAR	BR FI Dinamica
São Paulo	Comgas	22.0%	100.0%											
Rio de Janeiro	Ceg Rio	12.5%		37.4%			59.6%	3.0%						
Pernambuco	Copergas	6.3%		41.5%	41.5%	17.0%								
Parana	Compagas	3.1%		24.5%	24.5%	51.0%								
Santa Catarina	Scgas	3.0%		41.0%	41.0%	17.0%			1.0%					
Rio Grande do Sul	Sulgas	2.1%		49.0%		51.0%								
Mato G do Sul	Msgas	1.9%		49.0%		51.0%								
Ceara	Cegas	1.3%		41.5%	41.5%	17.0%								
São Paulo	Gas Brasileiro	1.0%		100.0%										
Rio Grande do Norte	Potigas	0.3%		83.0%		17.0%								
Paraiba	Pbgas	0.3%		41.5%	41.5%	17.0%								

## Análise da Gás Brasileiro, CEG Rio, Copergás, Compagás, SCgás, Sulgás, MScgás, CEGás, Potigás e PBgás

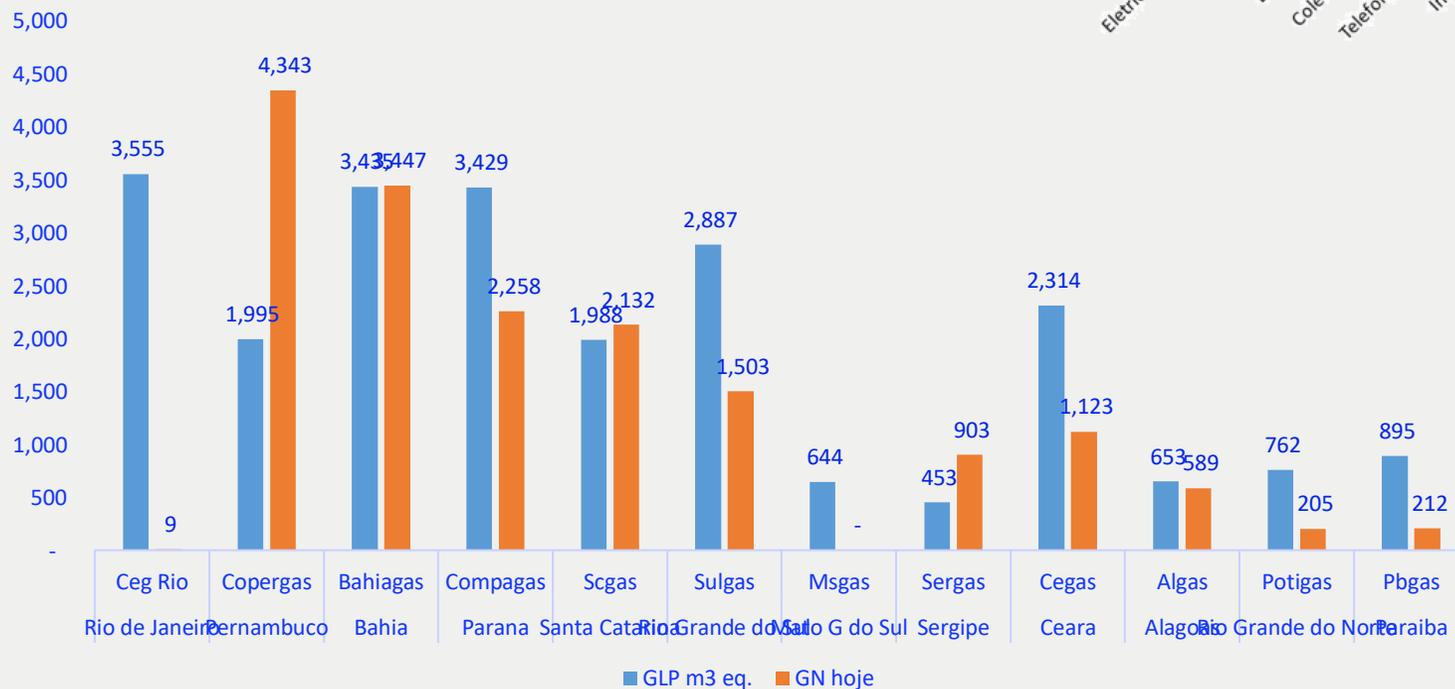


- O maior competidor do gás natural nos segmentos mais lucrativos (residencial e comercial) é o GLP.

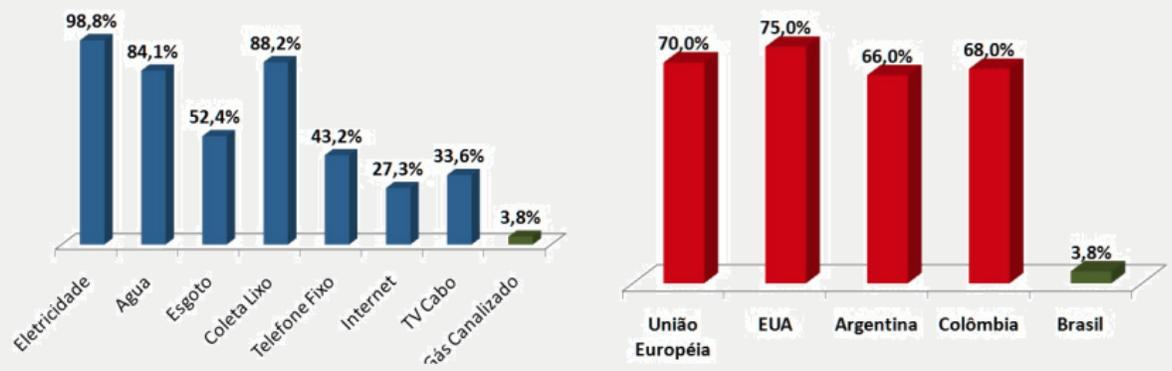


- Em muitos estados onde a Gaspetro tem *stake* como Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Ceará, entre outros, apresentam alto potencial de substituição de GLP.

GLP vs GN por Estado (consumo mm3/d)



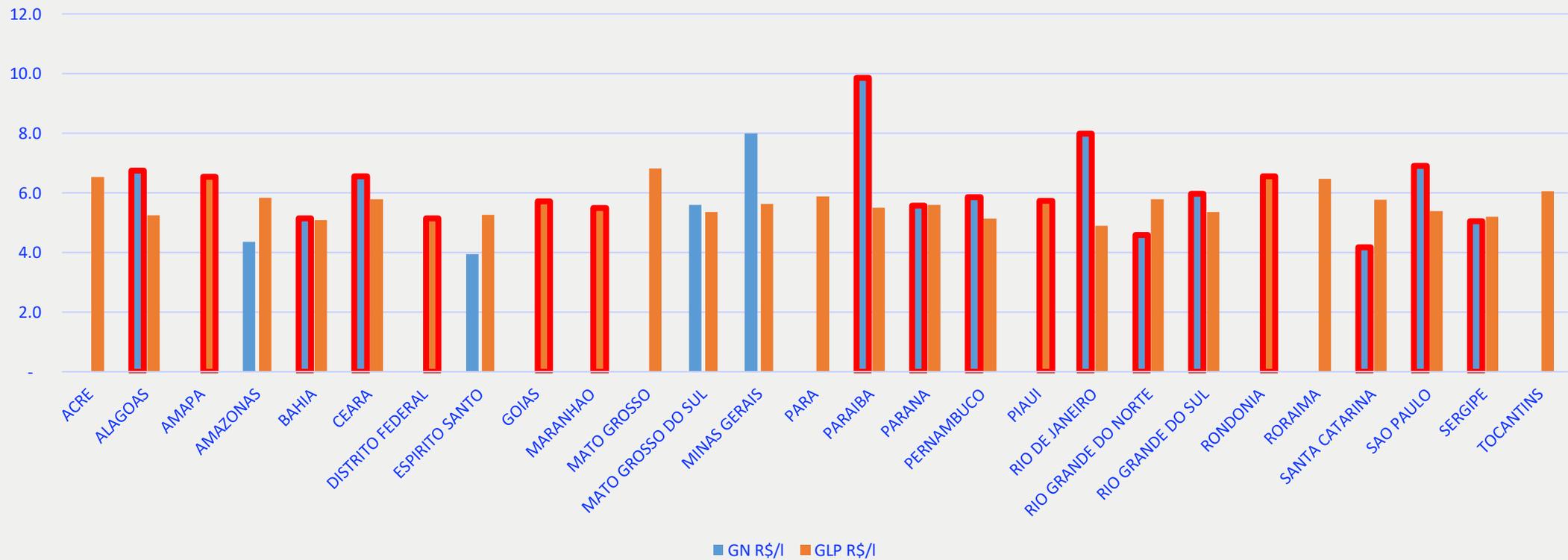
Penetração de GN vs outros serviços e países



Linha de Negócio	Principais Concorrentes
Residencial	Energia Elétrica GLP
Industrial	Óleo Combustível Biomassa
Comercial	Energia Elétrica GLP Lenha
GNV	Álcool (Etanol) Gasolina
Cogeração	Óleo Combustível Energia Elétrica

- Paridade de preço equivalente entre GLP e Gás Natural por estado.

GLP vs GN por estado (paridade R\$/l)

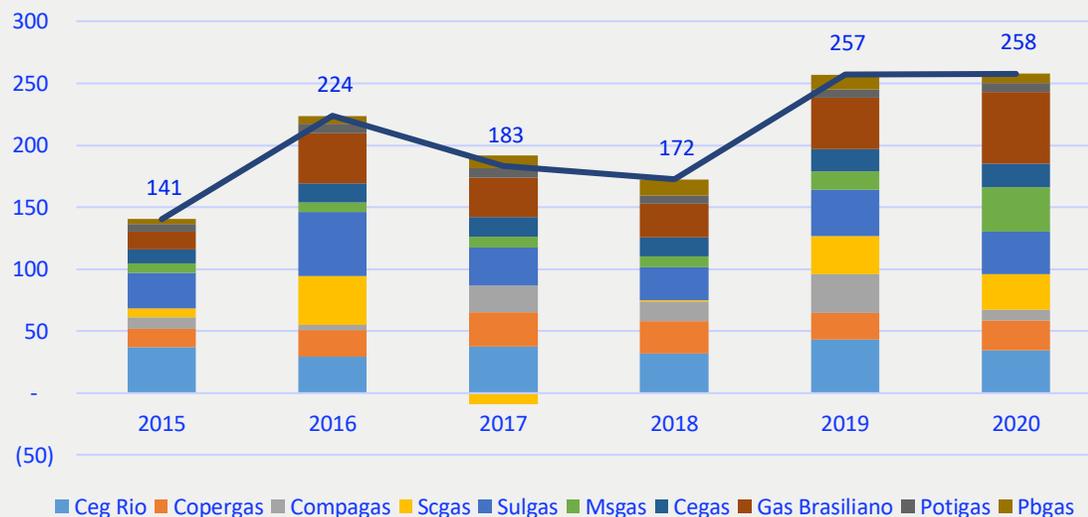


## Múltiplos do deal

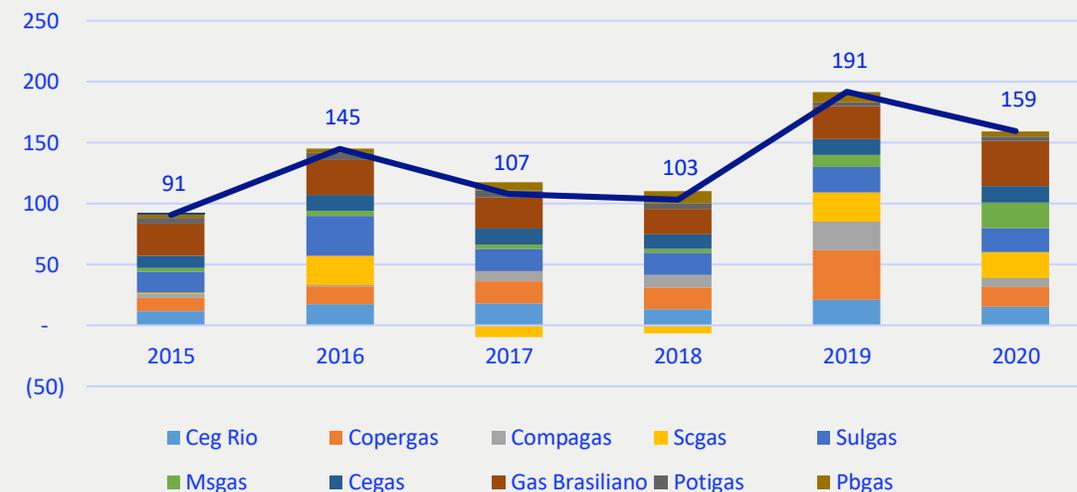
- Ativo apresenta ~R\$300mn de EBITDA, pagou 6,8x EBITDA considerando todas as concessões (R\$260mn de EBITDA sem Bahiagas, Sergas, Gasmar, Algas).
- ~R\$160mn de lucro líquido, 12,6x P/E (~R\$160mn sem Bahiagas, Sergas, Gasmar, Algas).
- Total de ~R\$1,1bn de “RAB”, 1,9x “EV/RAB”;

		Stake Gaspetro	PP&E/RAB Total	PP&E/RAB % Gaspetro	PP&E/RAB % Cosan
Rio de Janeiro	Ceg Rio	37.4%	1,187	444	226
Pernambuco	Copergas	41.5%	204	85	43
Bahia	Bahiagas	41.5%	430	179	91
Parana	Compagas	24.5%	590	144	74
Santa Catarina	Scgas	41.0%	667	273	139
Rio Grande do Sul	Sulgas	49.0%	193	95	48
Mato G do Sul	Msgas	49.0%	172	84	43
Sergipe	Sergas	41.5%	48	20	10
Ceara	Cegas	41.5%	150	62	32
São Paulo	Gas Brasileiro	100.0%	625	625	319
Alagoas	Algas	41.5%	89	37	19
Rio Grande do Norte	Potigas	83.0%	51	42	22
Paraiba	Pbgas	41.5%	43	18	9
			4,450	2,109	1,075

EBITDA Proporcional Gaspetro (ex BA, AL, MA, SE)



LL Proporcional Gaspetro (ex BA, AL, MA, SE)



## Regulação:

A regulação de distribuição de gás natural é estadual. Há distribuidoras que estão inseridas em estados com regulação mais avançada (como Comgás), que é regido por ciclos de Revisão Tarifária que revisitam todas as premissas financeiras do modelo.

E há distribuidoras com contratos e regulação “mais simples” com direito a remuneração de 20% sobre custos/investimentos realizados.

As distribuidoras da Gaspetro que tem tarifas que garantam 20% de retorno, representam 22,5% do gás distribuído no Brasil, são elas:

**Copergás, Bahiagas, Compagás, SCGás, SulGás, MSGas, Sergas, Cegas, Algas, Pbgas, Potigas.**

Estados	AL, BA, CE, PE, MS, PB, RS, SE	RJ	ES, MG, SC, SP
Periodicidade das revisões tarifárias e metodologia adotada	Anual	Quinquenal	Quinquenal
Metodologia de Regulação	Custo do Serviço	Regulação por Incentivos	Regulação por Incentivos
Assinatura do contrato de concessão	1992 a 2003	1997	1993 a 1999
Vigência	30 a 50 anos	30 anos	30 a 50 anos
Metodologia Taxa de Remuneração	Taxa definida em contrato	CAPM	WACC
Taxa de Remuneração	20%	9,76%	9,17%
Metodologia de Remuneração de Custos	Taxa definida em contrato	Não há remuneração de custos	Não há remuneração de custos
Taxa de Remuneração dos Custos	20%	NA	NA
Base de Cálculo para abertura das tarifas (% do mercado faturado)	80%	100%	100%

## Contratos de concessão que garantem 20% de taxa de remuneração

- Como mencionado no slide anterior, a maior parte das distribuidoras de gás não seguem uma revisão tarifaria como a da Comgás. Apenas a Gás Brasileiro e CEG Rio tem esse modelo.
- Todas as outras (conforme mencionado no slide anterior) seguem esse padrão:

$$\text{Margem Bruta} = \text{Custo do Capital} + \text{Custo Operacional} + \text{Depreciação} + \text{Ajustes} + \text{Aumento de Produtividade}$$

A parcela referente ao **Custo do Capital** deve ser calculada por:

$$\text{Custo do Capital} = (\text{INV} \times \text{TR} + \text{IR}) / \text{V}$$

**INV** - Investimento realizado e a realizar ao longo do ano, deduzida a depreciação cobrada na tarifa;

**TR** - Taxa de Remuneração anual do investimento considerando 20% a.a.;

**IR** - Imposto de Renda e outros impostos associados a resultados;

**V** - 80% das previsões atualizadas das vendas para o período de um ano.

$$\text{Custo Operacional} = (\text{P} + \text{DG} + \text{SC} + \text{M} + \text{DT} + \text{DP} + \text{CF} + \text{DC}) \times (1 + \text{TRS}) / \text{V}$$

Onde:

**P** - Despesa com Pessoal;

**DG** - Despesas Gerais;

**SC** - Serviços Contratados;

**M** - Despesas com Material;

**DT** - Despesas Tributárias;

**DP** - Diferenças com Perdas de Gás;

**CF** - Custos Financeiros;

**DC** - Despesa com Comercialização e Publicidade;

**TRS** - Taxa de Remuneração dos Serviços = 20%;

**V** - 80% das previsões atualizadas das vendas para o período de um ano.

$$\text{Depreciação} = 0,10 \text{ INV} / \text{V}$$

Onde:

**INV** - Investimento realizado e a realizar ao longo do ano deduzida a depreciação cobrada na tarifa;

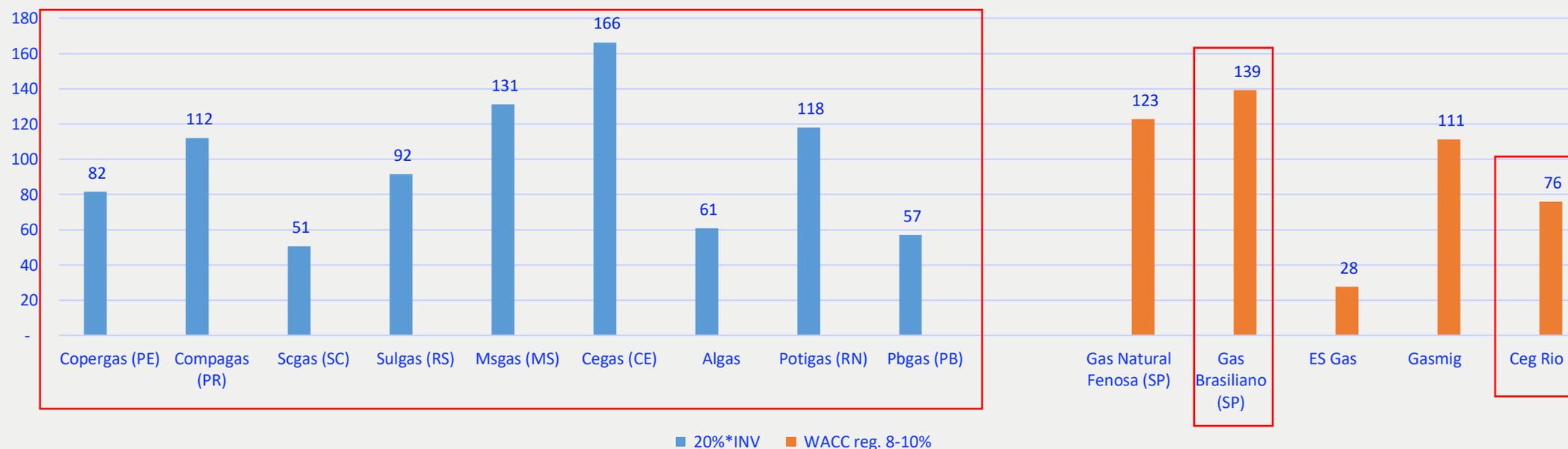
**V** - 80% das previsões atualizadas das vendas para o período de um ano.

Em teoria o EBITDA/m<sup>3</sup> vendido das concessões com direito a remunerar em até 20% seus investimentos (azul) deveria ser maior em média do que o EBITDA/m<sup>3</sup> da concessões que seguem revisão tarifaria com 8-10% de remuneração (laranja). E assim poderíamos justificar que as cias em azul deveriam valer mais em EV/RAB.

Porém, não da pra provar essa relação com os dados dos últimos anos.

Podemos interpretar que as concessões abaixo em azul, só não apresentam EBITDA/m<sup>3</sup> maior que as em laranja pelo fato de serem em maioria estatais versus privadas.

EBITDA/m<sup>3</sup> ex-térmicas



## Análise da Gás Brasileiro



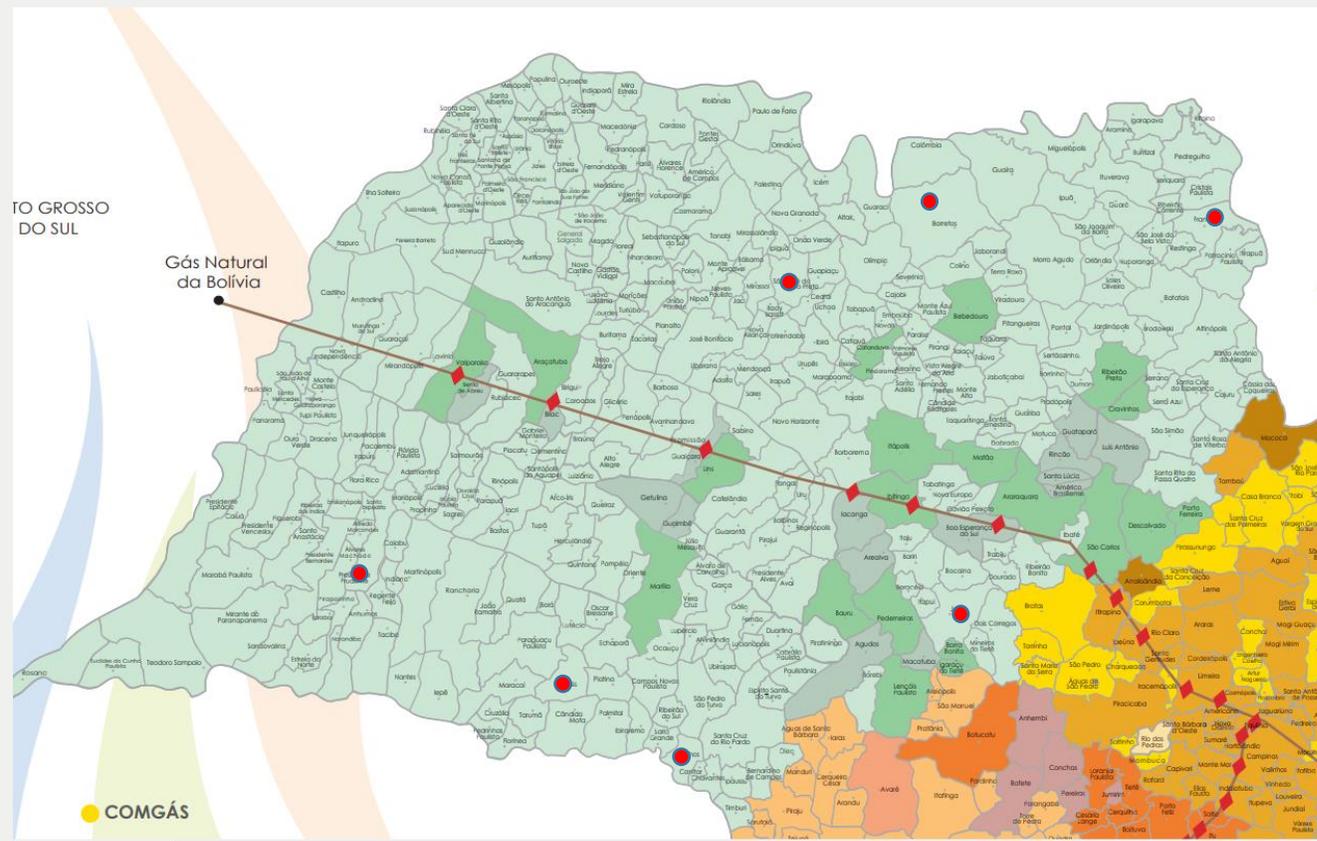


## Quão penetrável a área ainda é?

O que viabiliza a construção do gasoduto até um centro consumidor é ter indústria consumidora de gás, que é o cliente de grande escala que vai “amortizar” o capex feito.

Porém, uma vez implementado o gasoduto, o consumidor comercial e residencial na área alcançada tem margem unitária entre 5-10x maior que o cliente industrial, logo, a combinação ideal pra target uma nova região é indústria + adensamento populacional.

Identificamos que há pelo menos 7 municípios que respeitam a regra PIB industrial + população que ainda não são atendidos: **Barretos, Presidente Prudente, Franca, São José do Rio Preto, Assis, Ourinhos e Jaú**.



Os 38 municípios que já são atendidos pela Gás Brasileiro representam 40% do PIB industrial da área de concessão e 35% da população.

**Barretos, Presidente Prudente, Franca, São José do Rio Preto, Assis, Ourinhos e Jaú** representam 13% do PIB Industrial e 18% da população.

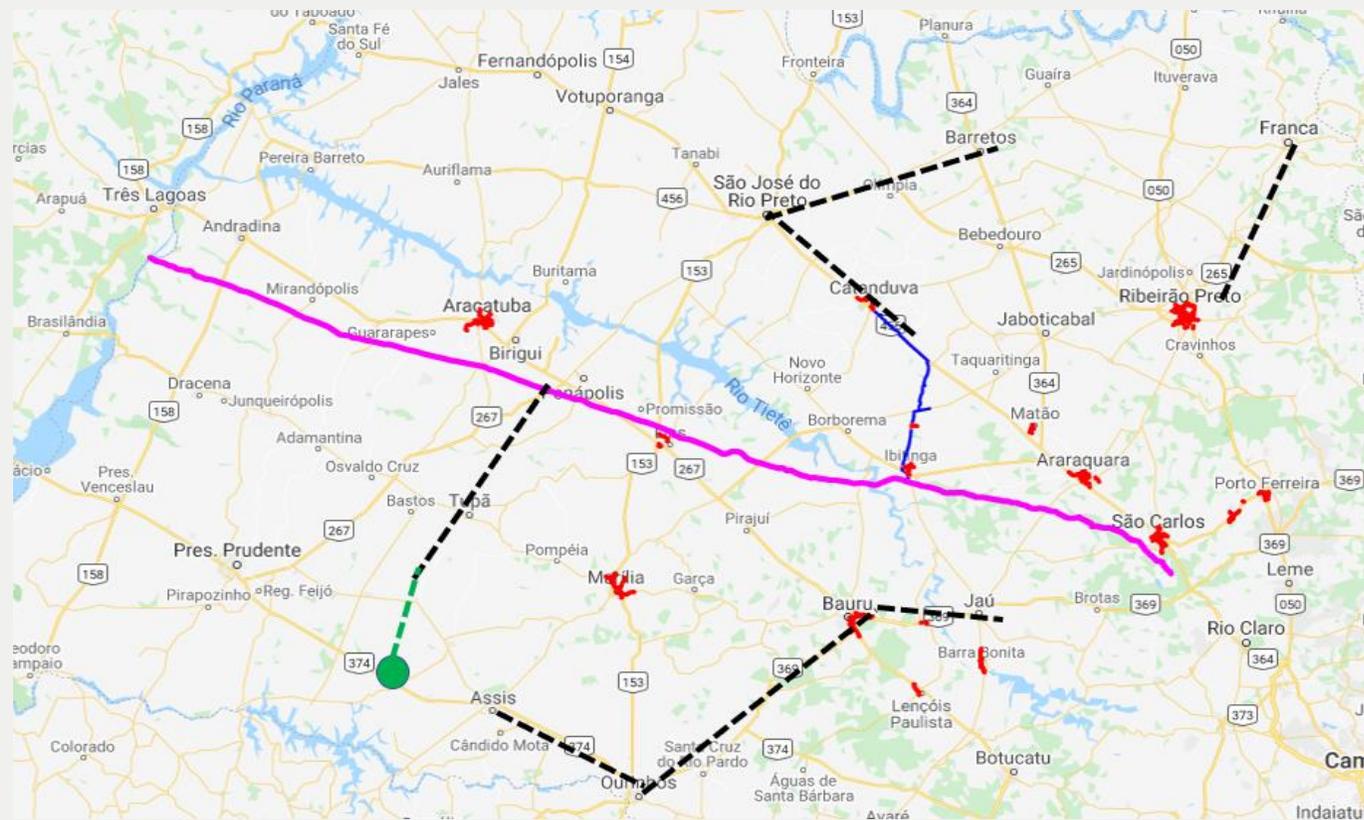
Assumindo +800km de gasodutos (crescer 70% dos atuais 1,100km) e usando uma métrica simples de R\$500k por km, o capex pra essas áreas ficaria em ~R\$400mn.

Especificamente em Presidente Prudente, há hoje uma parceria com a Usina Cocal que poderia suprir biometano para a cidade e assim poderia ser “isolado” do resto do sistema e apenas de um gasoduto de 65km, R\$30mn capex.

Se considerarmos Presidente Prudente penetrado pelo biometano, o Capex total seria R\$340m. Afim de rentabilizar esse investimento ao WACC reg de 9,1%, mantendo a tarifa em ~R\$0,55/m<sup>3</sup> seria necessário um consumo adicional de 150mil m<sup>3</sup>/d.

Dada a relação PIB ind/m<sup>3</sup> vendido dos municípios que Gás Brasileiro já atende, da pra esperar cerca de 200mil m<sup>3</sup>/d de consumo de gás natural pelo segmento industrial a mais dessas cidades.

Ou seja, margem de gordura alta dos 150mil m<sup>3</sup>/d necessários pra amortizar o investimento.



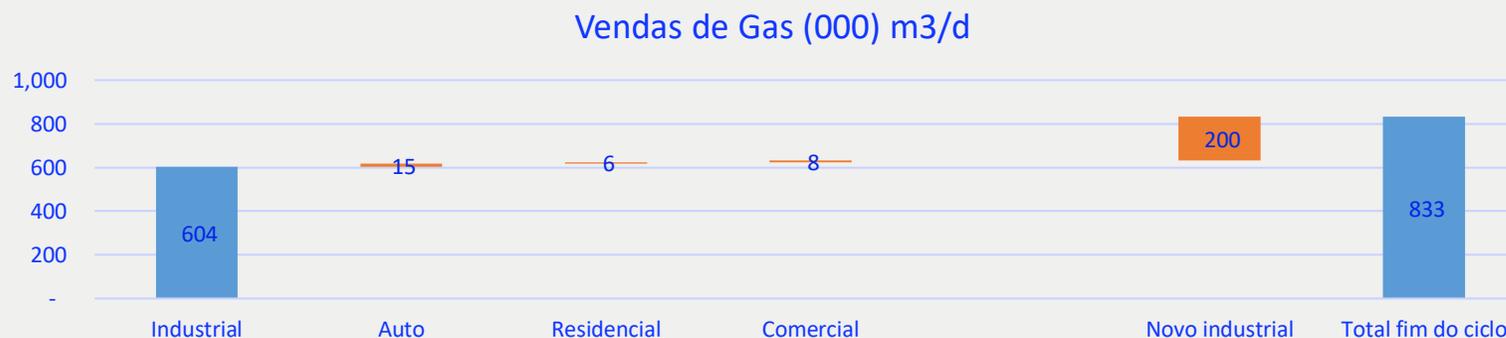
Além do consumo industrial mencionado no slide anterior, esses municípios apresentam tamanho de população e densidade populacional razoável (ex Barretos) que se compara a média que a concessão da Comgás vai buscar nos próximos ciclos.

Como mencionado, a penetração no residencial e comercial é relevante para incremento de margem unitária nas distribuidoras de gás.

GDB		
Municípios	População	hab/km
São José do Rio Preto	469,173	945
Franca	358,539	583
Barretos	123,546	78
Presidente Prudente	231,953	367
Jaú	153,463	219
Assis	105,768	227
Ourinhos	115,139	375

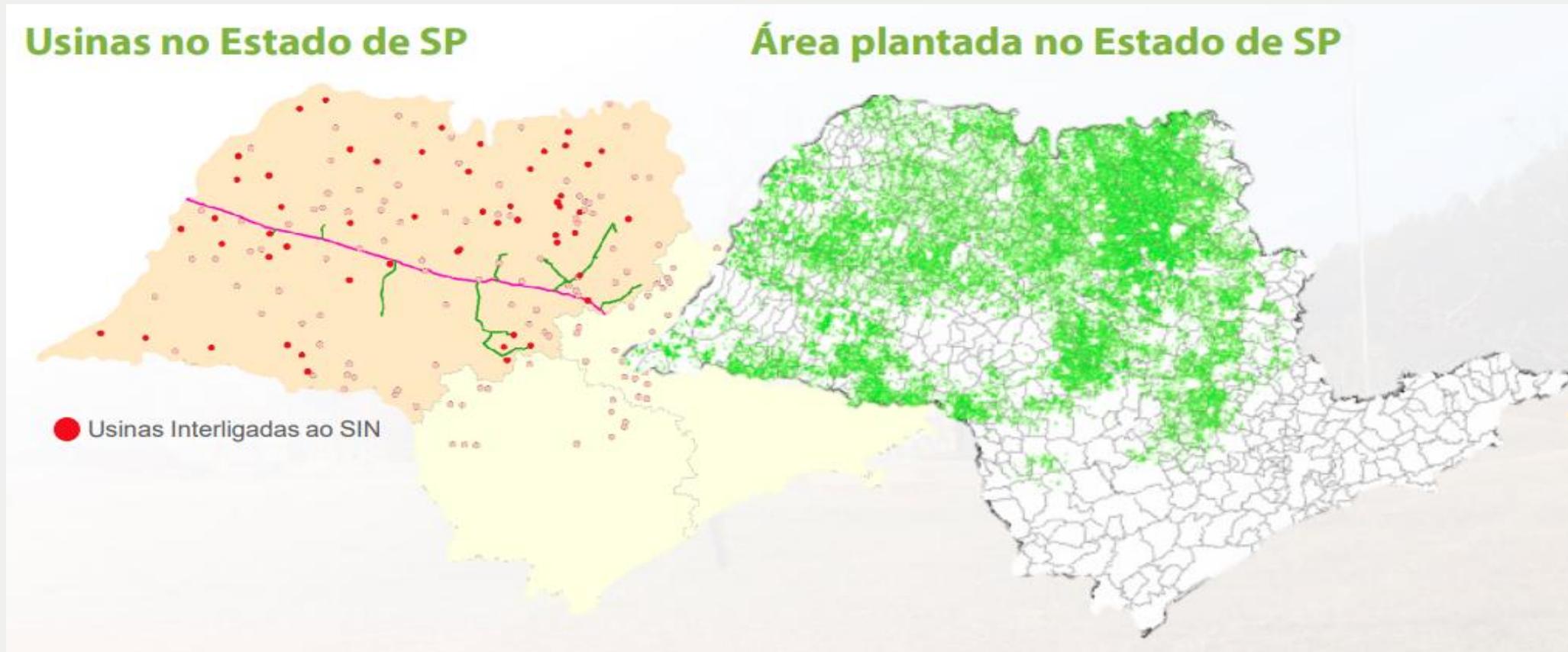
Comgás			
	Municípios	População média	Densidade (pop/km²)
Atual	86	348.594	769
2024 - 2029	14	70.502	370
2029 - 2034	10	23.416	110
2034 - 2039	10	32.372	93
2039 - 2044	10	16.645	39
2044 - 2049	4	56.737	108

Composição do volume:



## Risco para nossa premissa

O principal risco nessa teoria de aumento de penetração na Gás Brasileiro é que o Noroeste do estado de SP tem muitas usinas de S&E que poderiam fornecer biomassa à indústria no mercado livre, o que competiria com o gás natural.



Modelo simplificado da Gás Brasileiro assumindo WACC regulatório caindo de 9,1% para 7,85% no próximo ciclo e depois 7,35%.

RAB cresce dos atuais R\$625mn para R\$1bn em cenário conservador de adicionar apenas 7 municípios (dos 337 ainda não atendidos).

Regulation	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034
MAR (R\$m)																				
RAB (inflated)	579	538	568	271	561	591	625	665	759	858	963	1,017	1,074	1,134	1,196	1,261	1,330	1,402	1,477	1,555
RAB	579	538	568	271	561	591	625	665	759	858	963	1,017	1,074	1,134	1,196	1,261	1,330	1,402	1,477	1,555
VEM																				
Capex (inflated)	12	6	36	23	18	16	20	50	104	107	111	57	59	61	64	66	68	71	73	76
Depreciation (inflated)	25	25	26	23	26	29	31	32	33	34	36	37	38	40	41	42	44	45	47	49
VEM Depreciation (inflated)																				
Volumes (mcm)	0	265	264	254	260	231	231	242	254	267	280	294	303	309	316	322	329	335	342	349
EBITDA	0	0	0	83	114	114	119	135	162	193	196	218	237	256	258	278	299	322	346	372

Assumindo mesmo spread de 1% do WACC real pro WACC reg., chegamos (em um cenário conservador de expansão) a um NAV de R\$2,1bn para a Gás Brasileiro, 3,4x EV/RAB atual.

Importante ressaltar que há muitos outros municípios que podem ser target da Gás Brasileiro e que acreditamos que Cosan aceleraria esse plano de investimento.

FCFF Real Terms	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034
EBIT	88	99	120	143	140	153	162	170	165	173	181	189	198	207
(-) Tax	(30)	(34)	(41)	(49)	(48)	(52)	(55)	(58)	(56)	(59)	(61)	(64)	(67)	(70)
NOPAT	58	65	79	95	92	101	107	112	109	114	119	125	131	137
(+) Depreciation	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
(-) Capex	(20)	(48)	(97)	(97)	(97)	(48)	(48)	(48)	(48)	(48)	(48)	(48)	(48)	(31)
Cash flow to firm	69	48	14	29	27	83	90	95	91	97	102	108	113	137
Discount factor	1.00	1.06	1.13	1.20	1.28	1.36	1.44	1.53	1.63	1.73	1.84	1.96	2.08	2.21
Discounted cash flow	69	45	12	24	21	61	62	62	56	56	55	55	54	62
NPV	696													
Perpetuity	1,436													
(-) Net debt (2020)	(0)													
Net asset value	2,131													
			Tax rate	34%										
			Disc. Rate	6.3%										
			Growth	2.0%										
			EV/RAB	3.41										

## Análise da CEG Rio



### CEG Rio

- A Gaspetro é dona de 37.4% da CEG Rio, tendo como principal sócio a Naturgy;
- A CEG Rio tem a concessão de distribuição de gás do Norte e Noroeste Fluminense, Baixada Litorânea, Médio Paraíba, Região Serrana, Centro Sul e Baía de Ilha Grande no estado do Rio de Janeiro. Vende cerca de 6mn m<sup>3</sup>/d através de 1,300km de rede;
- A área da concessão abrange 72 municípios e cerca de 4,7mn de habitantes. Hoje atende a 35 municípios que concentram 4mn de habitantes;
- Diferentemente da Gás Brasileiro, há menos possibilidade de alcançar novos municípios na área de concessão. Os dois municípios que ainda parece fazer sentido por PIB industrial e população seria a Búzios e São Joao da Barra.
- Consequentemente, consideramos um capex mais comportado para essa concessão.

#### Área de abastecimento no Rio de Janeiro



- Premissas do modelo regulatório:

Regulation	2017	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
MAR (R\$m)														
RAB (inflated)	848	974	1,033	1,095	1,175	1,213	1,295	1,382	1,472	1,521	1,570	1,621	1,674	1,729
RAB	848	974	1,033	1,095	1,175	1,213	1,295	1,382	1,472	1,521	1,570	1,621	1,674	1,729
VEM														
Capex (inflated)	90	45	27	23	40	41	86	89	92	48	49	51	53	55
Depreciation (inflated)	35	38	40	40	43	45	46	48	49	51	53	55	57	59
VEM Depreciation (inflated)														
Volumes (mcm)	2,963	1,990	2,296	2,135	2,296	931	978	1,027	1,078	1,132	1,166	1,190	1,214	1,239
EBITDA	0	168	228	234	289	315	353	396	376	408	434	457	451	476

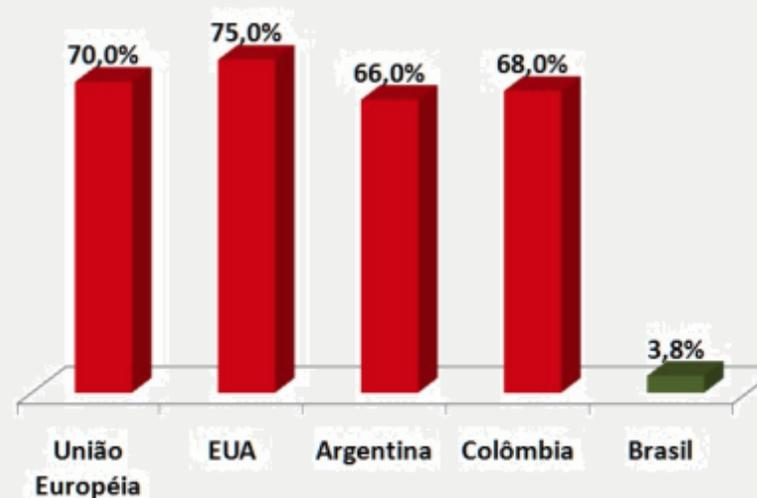
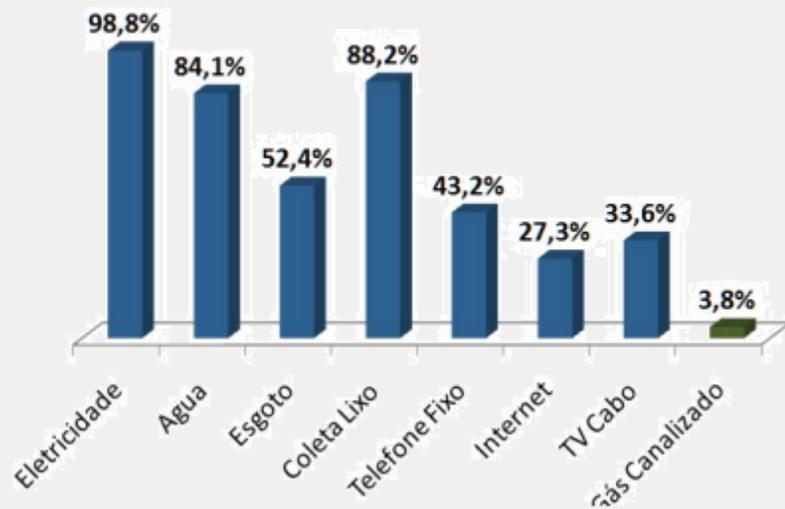
- NPV de R\$2,9bn, sendo R\$556mn valor para Compass.

FCFF Real Terms	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034
EBIT	246	255	268	281	242	245	247	249	233	235	237	240	242	244
(-) Tax	(84)	(87)	(91)	(96)	(82)	(83)	(84)	(85)	(79)	(80)	(81)	(81)	(82)	(83)
NOPAT	162	168	177	186	160	162	163	165	154	155	157	158	160	161
(+) Depreciation	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
(-) Capex	(40)	(40)	(80)	(80)	(80)	(40)	(40)	(40)	(40)	(40)	(40)	(40)	(40)	(43)
Cash flow to firm	165	171	140	149	123	164	166	168	157	158	160	161	163	161
Discount factor	1.00	1.07	1.13	1.21	1.29	1.37	1.46	1.55	1.65	1.76	1.88	2.00	2.13	2.27
Discounted cash flow	165	161	123	123	96	120	114	108	95	90	85	81	76	71
NPV	1,507													
Perpetuity	1,579	Tax rate	34%											
(-) Net debt (2020)	(176)	Disc. Rate	6.5%											
Net asset value	2,911	Growth	2.0%											
		EV/RAB	2.63											

## Análise das concessões que não seguem Revisão tarifária



- Como mencionado anteriormente, as outras concessões da Gaspetro não seguem Revisão Tarifaria Periódica da mesma forma que Gás Brasileiro e CEG Rio que são regidas pela ARSESP e AGENERSA. Por isso, há menos informações públicas pra que possamos avaliar cada uma delas;
- Para avaliar essas concessões de forma objetiva e simples, assumimos que essas concessões conseguem dobrar sua base de remuneração em 5 anos. A penetração de gás canalizado no Brasil ainda é muito baixa, então apesar de soar agressivo, na verdade “apenas” dobrar sob gestão de uma empresa privada eficiente, parece conservador;
- Vale lembrar que a Cosan conseguiu fazer isso com Comgas, que era muito mais madura do que as concessões em discussão.



A metodologia abaixo considera:

- Dobrar a RAB com base em 2021;
- Aplicar 20% de retorno e assumir 10% de depreciação para chegar ao EBITDA regulatório no ano 5 =  $RAB \cdot 20\% / 0,66 + RAB \cdot 10\%$
- EBITDA análogo a geração de caixa. Trazendo a valor presente descontando 5,5% real a.a esse EBITDA proporcional seria R\$345mn a valores de hoje. Se aplicarmos múltiplo de utilities de ~8x, chegamos a um valor de R\$2,8bn para essas concessões net para Compass.

UF	Distrib.	Populacao (mn)	Municipios (#)	Municipios Atend. (#)	Municipios Atend. (%)	RAB (%CSAN)	RAB potencial	EBITDA reg.
						R\$mn	R\$mn	R\$mn
Pernambuco	Copergas	9.6	185	25	14%	43	87	35
Bahia	Bahiagas	14.9	417	21	5%	91	182	73
Parana	Compagas	11.5	399	16	4%	74	147	59
Santa Catarina	Scgas	7.3	295	64	22%	139	279	112
Rio Grande do Sul	Sulgas	11.4	497	42	8%	48	97	39
Mato G do Sul	Msgas	2.8	79	3	4%	43	86	35
Sergipe	Sergas	2.3	75	61	81%	10	20	8
Ceara	Cegas	9.2	184	14	8%	32	63	26
Alagoas	Algas	3.4	102	8	8%	19	38	15
Rio Grande do Norte	Potigas	3.5	167	2	1%	22	43	17
Paraiba	Pbgas	4.0	223	14	6%	9	18	7
<b>Total</b>		<b>80.0</b>	<b>2623</b>	<b>270</b>	<b>10%</b>	<b>530</b>	<b>1,060</b>	<b>427</b>

## Gaspetro - Sum of teh Parts

Dado o ultimo *valuation* da Compass marcado pelo *deal* com Atmos e Bradesco de R\$16,5bn, vemos que a aquisição da Gaspetro seria pelo menos 15% *accretive* para Compass.

Importante ressaltar que as premissas de expansão usadas foram conservadoras, principalmente quando comparamos a penetração de gás natural no Brasil versus outros países.

Além disso, há ainda diversas opcionalidades em exercer direito de preferencia na privatização de várias dessas concessões.

Tipo	Concessao	R\$m
RT	Gas Brasileiro	1,066
	CEG Rio	556
20% INV	Pernambuco	2,760
	Bahia	
	Parana	
	Santa Catarina	
	Rio Grande do Sul	
	Mato G do Sul	
	Sergipe	
	Ceara	
Não operacioanl	Alagoas	0
	Rio Grande do Norte	
	Paraiba	
	Cebgas	
	Gaspisa	
	Goiasgas	0
	Rongas	
	Gasap	
	Valor Total	
	Valor Pago	(2,030)
	Geracao de Valor	2,352

## Cosan

Rumo

Raízen

Moove

Compass

Comgás

Gaspetro

▶ Projetos: GNL, Rota 4 e Térmicas

Sum of the Parts

## Terminal de GNL:

- Começou a construção de um terminal de GNL em Santos em Agosto de 2021, capex estimado de R\$700mn;
- Prazo de construção ~20meses, previsto pra iniciar operação em 2023;
- Capacidade do terminal é de 14mn m3/d e já tem *offtake* de 10mn m3/d de um *supplier* pra 10y e travou 3mn m3/d com Comgás e 1mn m3/d com outra cia no mercado livre que não quis abrir;
- Receita desse terminal eh tarifa de ReGas de \$1/mbtu x volume e Custo eh basicamente leasing de FSRU de 14mn m3/d de cap. \$100k/d *daily rate*;

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Net Rev		4.0	6.5	8.5	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
COGs		271	440	575	676	676	676	676	676	676	676	473
Gross Profit		216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216
SG&A	-	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
EBITDA		49	218	353	455	455	455	455	455	455	455	252
Dep		24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	29
EBIT		25	194	329	431	431	431	431	431	431	431	222
Fin Expesne	-	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	39
EBT	-	8	161	296	397	397	397	397	397	397	397	184
Tax	█	3	55	101	135	135	135	135	135	135	135	63
Lucro Liq	-	6	106	195	262	262	262	262	262	262	262	121
Cash Gen.		52	163	253	320	320	320	320	320	320	320	189
Capex	600	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
FCF	-	600	48	253	320	320	320	320	320	320	320	89
Index	1.00	1.06	1.11	1.17	1.24	1.31	1.38	1.45	1.53	1.62	1.71	1.80
FC desc	-600.00	-45.66	146.83	215.22	258.05	244.60	231.85	219.76	208.30	197.44	187.15	49.58
NPV		1,313										
Perp.		901										
Net Debt -		700										
EV		1,514										

**Rota 4:**

- Projeto para depois de 2025;
- Apesar de não ser um ativo regulatório usei um WACC de 7% pra chegar na tarifa de \$0,86/mbtu dadas as premissas da cia de capex e utilização de volume.
- Nessas premissas gera EBITDA de R\$1,3bn em ~2027, a 6x, vale ~R\$8bn em 2027. Seria ~R\$4-5bn a valores de hoje.

Rota 4 (a)+ (b)	USD	BRL
Capex Rota 4 (a+b)   USD MM	1.880	9.398
Wacc Real Post-tax	7%	
Margem Ebitda	80%	
Cap. diária (MM m³/dia)	40	
Receita Requerida	328	1.638
Opex	66	328
Ebit	199	997
D&A	63	313
<b>EBITDA</b>	<b>262</b>	<b>1.310</b>
Volume anual	381	
Volume diário	28	
Conversão do gás (MM BTU / m³)	26,8	
Tx. de Utilização	70%	
<b>Tarifa Gasoduto Maritmo (US\$/MM BTU)</b>	<b>0,86</b>	

## Parque térmico:

Projeto muito distante que ainda precisaria ganhar leilão A-4/A-5.

Detalhes que temos até agora:

- Parque Térmico: projeto do 3GW;
- Poderia gerar EBITDA de R\$50-100/MWh (base térmicas a gás da Eneva);
- Capex de 3,65 por Giga, implícito R\$11bn pra 3GW;
- Cada 1GW consome 4,2MM3/d de Gás;

## Cosan

Rumo

Raízen

Moove

Compass

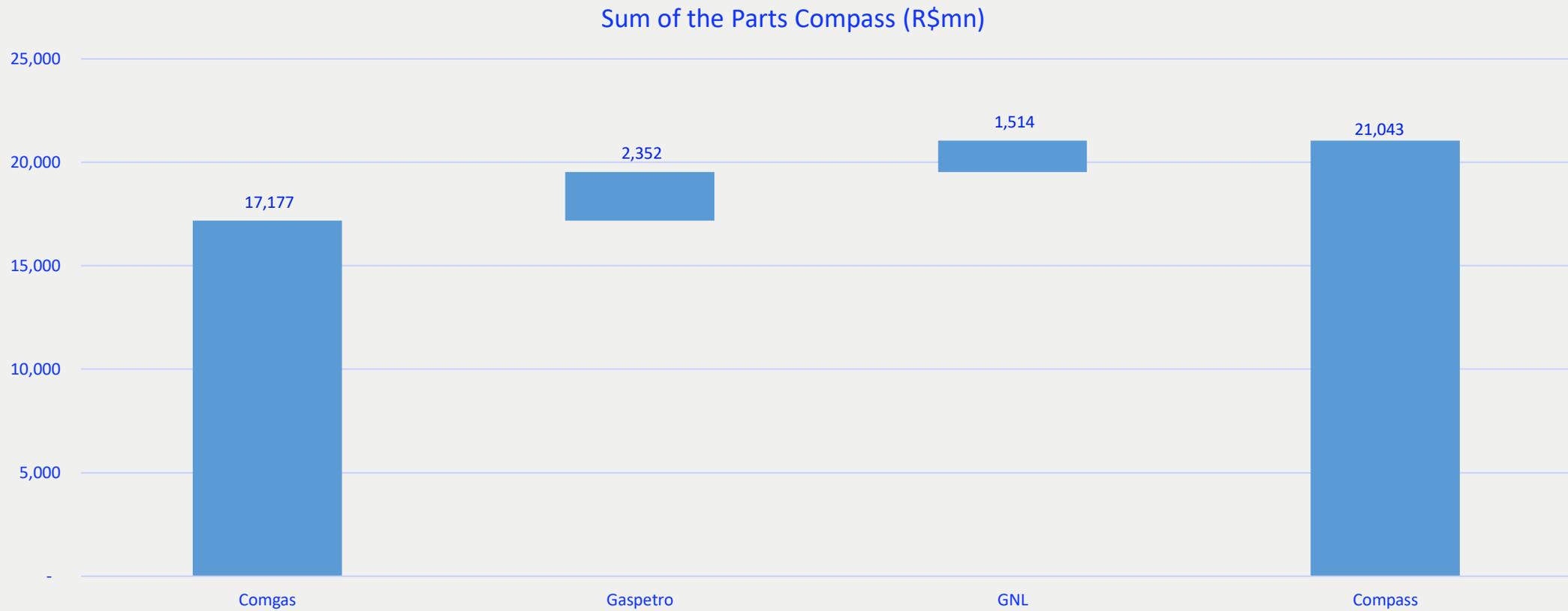
Comgás

Gaspetro

Projetos: GNL, Rota 4 e Térmicas

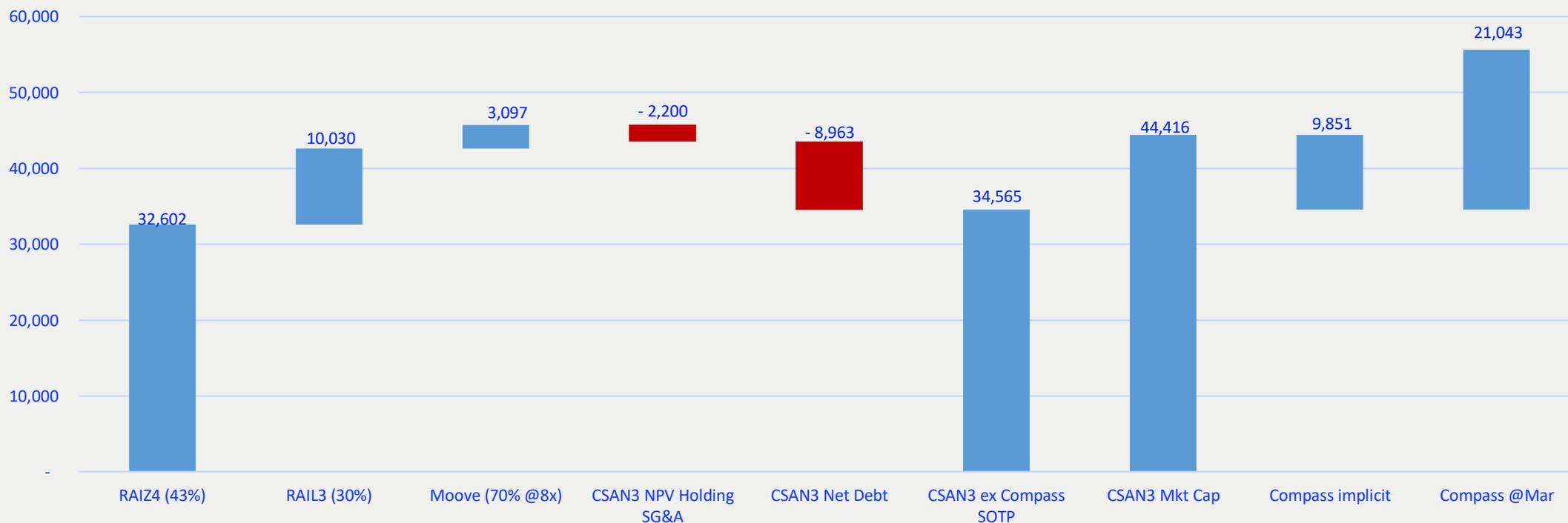
► Sum of the Parts

- Fazendo o *Sum of the Parts* Compass:



- Colocando os business listados a mercado (43% de RAIZ4 e 30% de RAIL3), Moove a 8x EV/EBITDA e tirando o NPV do SG&A da *holding* e a dívida líquida da *holding* CSAN3, o valor implícito de Compass seria de apenas R\$9,851bn (sem considerar desconto de *holding*).
- Se colocarmos Compass no nosso *valuation* (com Gaspetro conservador) e todos os outros a mercado, CSAN3 deveria valer R\$55,6bn, ou R\$30/ação, apresentando 25% de *upside* pro valor atual.

Waterfall Chart - CSAN3 SOTP (R\$mn)



ANEXOS

ANEXO I – RISCOS da COMGÁS

## Risco 1) Extensão da concessão

- Pela regra do contrato de concessão assinado em 1999, a Comgás teria direito a pedir extensão de 20y da concessão que vence em 2029 a partir do momento que alcançasse certas metas previstas no contrato de qualidade, investimento e extensão de rede.
- A empresa alcançou todas as metas precocemente e já solicitou antecipadamente a garantia da prorrogação do contrato até 2049 com alguns acertos em benefício do consumidor, como:
  1. Substituir o índice de ajuste de IGPM para IPCA;
  2. Abrir mão de 75% do ajuste do IGPM referente a 2020;
  3. Renúncia do crédito apurado da 3ª e 4ª RT (~R\$1bn);
  4. Renúncia ao processo de indenização do termo K;
  5. Se comprometeu a capex de R\$4.1bn pro ciclo 2024-2029 e +R\$16.8bn entre 2030-2049;
  6. Fazer 2.310.000 novas ligações e +15.4mil km de rede e alcançar mínimo de 134 municípios.

Mesmo com os benefícios ao consumidor acima, associações da indústria e corpo técnico do MME, sugerem que a concessão seja licitada novamente em vez de estender por 20 anos a concessão para a Compass.

A ARSESP ainda está analisando o aditivo proposto pela Comgás.

O governador Joao Dória, o especialista Adriano Pires entre outros, se posicionaram a favor da extensão.

Entendemos que essa discussão ainda pode levar meses e que sem a renovação da concessão, o valor da Comgás será menor.

## Risco 2) Discussão envolvendo projeto Subida da Serra:

- Na quarta revisão tarifária da Comgás, a ARSESP aprovou a inclusão do projeto “Subida da Serra” no plano de investimentos da companhia. Trata-se de um gasoduto orçado em R\$473 milhões (10% do investimento total aprovado para o ciclo 2018/2024), com capacidade para movimentar 16mn m<sup>3</sup>/dia de gás natural (20% da demanda nacional);
- Este gasoduto conecta o Terminal de GNL sendo construído pela própria Compass na baixada santista à área de Concessão da Comgás (e posteriormente conectará o Rota 4 também);
- Há porem uma ampla discussão se o gasoduto deveria ser considerado de transporte (regulado pela ANP) ou de distribuição (regulado pela ARSESP). A própria ARSESP na NT de RT da Comgás, afirmou que esse duto possui características que se assemelham a um gasoduto de transporte, porém o caracterizou como gasoduto de distribuição e aprovou o investimento;
- Diversas associações do setor e a própria ANP se pronunciaram com parecer de que Subida da Serra é um gasoduto de transporte e não pode ser gerido pela Comgás por conta de 1) pela nova Lei do Gás um agente de transporte não pode estar na cadeia de distribuição; e 2) a ANP que deveria regular/autorizar esse gasoduto;

Dentro das justificativas das associações contra o Subida da Serra, há a defesa de que melhorar o custo de São Paulo “*by-passando*” a NTS vai encarecer a tarifa para todo resto do Brasil. Se o gasoduto estiver dentro das especificações corretas, essa justificativa parece fraca para embarrear o projeto.

Assim como o tópico anterior, acreditamos que as discussões em torno desse risco podem perdurar por meses.

## Extensão antecipada da concessão da Comgás:

“...a CONCESSIONÁRIA cumpriu, antecipadamente, todas as metas previstas na Cláusula Sétima do Contrato;”

**Parágrafo Segundo** – Por ocasião do processamento tarifário de 10 de dezembro de 2022, a ARSESP calculará o reajuste considerando o valor acumulado do IGP-M da Fundação Getúlio Vargas entre abril de 2021 e a data de assinatura do Termo Aditivo, e o valor acumulado do IPCA entre a data de assinatura deste instrumento e o mês anterior à data de processamento tarifário.

**Subcláusula Quarta** - A CONCESSIONÁRIA, por este Aditivo e em razão da Prorrogação ora contratada, renuncia a 75% do valor que lhe seria devido em razão da diferença entre, de um lado, a aplicação do reajuste tarifário anual, em 31 de maio de 2021, para os usuários residenciais e comerciais, considerando o índice inflacionário original previsto em contrato (IGP-M), e, de outro lado, o valor do reajuste tarifário efetivamente aprovado pela ARSESP naquela data.

### **CLÁUSULA PRIMEIRA – DA PRORROGAÇÃO ANTECIPADA**

O CONTRATO DE CONCESSÃO nº CSPE/01/99 fica prorrogado, com fundamento em sua Cláusula Quinta, Primeira Subcláusula, e no artigo 13, §1º, do Decreto Estadual nº 43.889/1999, por um prazo adicional de 20 (vinte) anos, a partir de 31 de maio de 2029, passando a ter como termo final de vigência a data de 30 de maio de 2049.

“a critério exclusivo do **PODER CONCEDENTE**, e para assegurar a continuidade e qualidade do serviço público, com base nos relatórios técnicos sobre regularidade e qualidade dos serviços prestados pela **CONCESSIONÁRIA**, o prazo da concessão poderá ser prorrogado, uma única vez, por 20 (vinte) anos, mediante requerimento da **CONCESSIONARIA**”

**ANEXO II – INFORMAÇÕES ADICIONAIS DE DISTRIBUIDORAS DA GASPETRO**

## SULGAS

- Empresa avaliada em pelo menos R\$1,8bn no leilão de privatização. Compass vai participar sem ter o direito de preferencia dado que compra da Gaspetro esta ainda no CADE.

### Privatização da Sulgás.

O edital de privatização da Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul (Sulgás), publicado na última sexta (20/8) determina valor mínimo de R\$ 927,8 milhões.

As propostas pelos 51% de participação do governo gaúcho na concessionária de gás devem ser entregues até o dia 18 de outubro de 2021, na B3. O leilão está previsto para o dia 22 de outubro de 2021.

EBITDA SulGas



## Gasmar, Bahiagas, SERGAS

- Termoceara já comprou o stake na Gasmar. Bahia gas e SERGAS se pronunciaram que vão exercer.

Gasmar tem margem baixa por vender apenas no segmento termelétrico, porem, Bahiagas tinha o 3º maior mercado ex-termo do Brasil.

<https://monitormercantil.com.br/bahia-e-sergipe-exercerao-direito-de-preferencia-em-relacao-a-gaspetro/>

<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2021/08/11/cade-aprova-aquisicao-pela-termogas-de-fatia-da-companhia-de-gas-gasmar-detida-pela-gaspetro.ghtml>

### **Bahia e Sergipe exercerão direito de preferência em relação à Gaspetro**

Privatização pode levar a monopólio de 2/3 do gás canalizado do país.

 Redação 05/08/2021 19:35

### **Cade aprova aquisição pela Termogás de fatia da companhia de gás Gasmar detida pela Gaspetro**

Empresa detém concessão dos serviços de distribuição e comercialização de gás natural no Maranhão

Por Juliano Basile, Valor — Brasília  
11/08/2021 14h44 · Atualizado há uma semana



## CEG RIO

- Stake de 37,5% da Gaspetro (CSAN 51%)
- Distribuiu 12,5% do GN no Brasil;
- Base regulatória de R\$993mn (data dez/21);
- WACC regulatório de 9,43%;
- EBIT Reg. (base 2017) =  $(9,43\% * R\$993m) / 66\% = R\$142m$ ;
- Dep Reg. =  $\sim 4\% * R\$993mn = R\$40mn$
- EBITDA Reg. de  $\sim R\$180mn/y$  com base em 2017.

Variável	Proposta UFF	Proposta Concessionária
Taxa livre de risco	5,12%	5,12%
Risco País	2,56%	4,04%
Prêmio por risco de mercado	6,94%	6,94%
Beta	0,54	0,74
Inflação Americana	1,82%	1,82%
<b>Taxa de retorno</b>	<b>9,43%</b>	<b>12,23%</b>

Conta de Resultados (R\$ mil)	2020	2019	Variação (R\$)	Variação (%)
Receita líquida das vendas e serviços	<b>2.182.934</b>	2.733.385	-550.451	-20,14%
Lucro bruto	<b>249.599</b>	273.863	-24.264	-8,86%
Lajida (Ebitda)	<b>233.561</b>	227.745	5.816	2,55%
Lucro operacional	<b>193.556</b>	187.881	5.675	3,02%
Lucro líquido do exercício	<b>124.647</b>	110.042	14.605	13,27%
<b>Margem Bruta</b>	<b>11,43%</b>	<b>10,02%</b>	-	-

em mil R\$/ano	CEG RIO- Evolução da Base de Ativos (mil R\$/Ano)					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Imobilizado até 4Q Inicial	571.480,9	567.607,4	539.650,5	511.702,6	483.776,1	455.917,6
Reposicao da Dep. Imob. 4Q	24.146,3	-	-	-	-	-
(-) Depreciação inm Ini	28.019,8	27.956,9	27.948,0	27.926,4	27.858,6	27.823,6
Imobilizado até 4Q Final	567.607,4	539.650,5	511.702,6	483.776,1	455.917,6	428.094,0
Imobilizado 5Q Inicial	-	104.066,9	164.015,1	223.524,3	281.954,9	340.786,3
(+) Investimentos	105.830,8	64.551,7	66.293,6	67.443,9	70.137,7	63.831,8
(-) Depreciação Inv	1.763,8	4.603,6	6.784,3	9.013,3	11.306,3	13.539,1
Imobilizado 5Q Final	104.066,9	164.015,1	223.524,3	281.954,9	340.786,3	391.079,0
Imobilizado Total Inicial	571.480,9	671.674,3	703.665,6	735.226,9	765.731,1	796.703,9
<b>Imobilizado Total</b>	<b>671.674,3</b>	<b>703.665,6</b>	<b>735.226,9</b>	<b>765.731,1</b>	<b>796.703,9</b>	<b>819.173,0</b>
-----						
Diferido até 4Q Inicial	3.821,9	983,7	-	-	-	-
(-) Amortização Dif Ini	2.838,2	983,7	-	-	-	-
Diferido até 3Q Final	983,7	-	-	-	-	-
Diferido Total Inicial	3.821,9	983,7	-	-	-	-
<b>Diferido Total Final</b>	<b>983,7</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
-----						
Intangível Inicial	11.951,8	-	-	-	-	-
(-) Amortização Intangível	11.951,8	-	-	-	-	-
<b>Intangível Final</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Intangível Inicial 4ºQ (3º Aditivo Contratual)	260.499,4	245.939,9	233.641,9	221.343,9	209.045,9	196.748,0
(-) Amortização do Gasodutos não Obrigatorios	14.559,5	-	-	-	-	-
(-) Depreciação Intangível 4Q (3º Aditivo Contratual)	-	12.298,0	12.298,0	12.298,0	12.298,0	12.298,0
<b>Intangível Final 4Q (3º Aditivo Contratual)</b>	<b>245.939,9</b>	<b>233.641,9</b>	<b>221.343,9</b>	<b>209.045,9</b>	<b>196.748,0</b>	<b>184.450,0</b>
-----						
<b>Base Remunerável Inicial</b>	<b>847.754,0</b>	<b>918.597,9</b>	<b>937.307,5</b>	<b>956.570,8</b>	<b>974.777,0</b>	<b>993.451,9</b>
<b>Base Remunerável Final</b>	<b>918.597,9</b>	<b>937.307,5</b>	<b>956.570,8</b>	<b>974.777,0</b>	<b>993.451,9</b>	<b>1.003.623,0</b>

EBITDA Sulgas



EBITDA Copergas



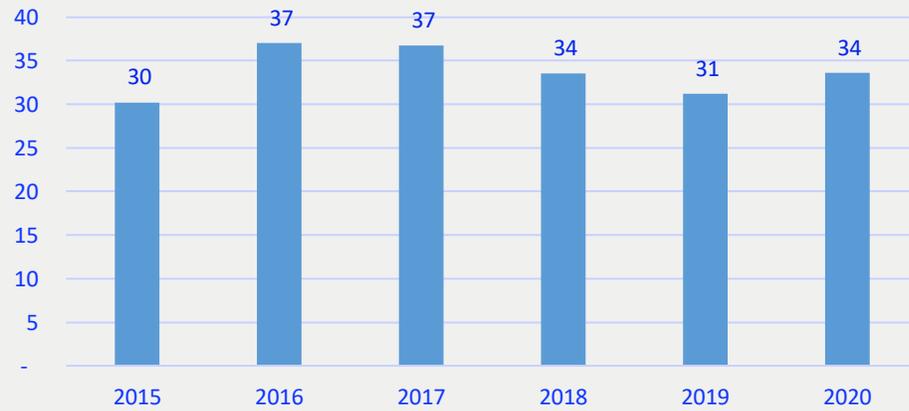
EBITDA CEGAS



EBITDA MSGas



### EBITDA Algas



### EBITDA GasBrasiliano



### EBITDA PBGas



### EBITDA Potigas



