

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia de Dutos

Guilherme Silva Trovão

**Propostas de Ampliação
da Malha de Transporte
de Gás Natural**

MONOGRAFIA

**Rio de Janeiro,
Outubro de 2009**



PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia de Dutos

Guilherme Silva Trovão

**Propostas de Ampliação da Malha
de Transporte de Gás Natural**

Monografia apresentada ao Programa de
Pós-Graduação em Engenharia de Dutos da
PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do
título de Especialista em Engenharia de Dutos

Orientador: Luis Fernando Alzuguir Azevedo

Co-orientador: Luis Fernando Gonçalves Pires

**Rio de Janeiro,
Outubro de 2009**





PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia de Dutos

Guilherme Silva Trovão

**Propostas de Ampliação da Malha
de Transporte de Gás Natural**

Monografia apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Dutos da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Engenharia de Dutos. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Luis Fernando Alzuguir Azevedo
Departamento de Engenharia Mecânica

Prof. Carlos Valois Maciel Braga
Departamento de Engenharia Mecânica



Agradecimentos

À minha família pela ajuda, compreensão e disposição em colaborar e aos meus orientadores, Professor Luis Fernando Azevedo e Luis Fernando Gonçalves Pires, pelo apoio e orientação.

À equipe do Núcleo de Simulação Termohidráulica de Dutos (SIMDUT), pelos esclarecimentos, sugestões e apoio incondicional.

Resumo

Trovão, Guilherme Silva e. Azevedo, Luis Fernando Alzuguir. Pires, Luis Fernando Gonçalves. **Propostas de Ampliação da Malha de Transporte de Gás Natural**. Rio de Janeiro, 2009. Monografia – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O objetivo do presente estudo é analisar e desenvolver, mediante avaliações teóricas e de simulações computacionais com softwares comerciais, uma solução para as limitações no transporte de Gás Natural nas regiões Sudeste, Nordeste e Espírito Santo nos anos de 2009 a 2016. Neste estudo, também será desenvolvido uma solução para as limitações encontrada de infra-estrutura.

Palavras-chave

Transporte, Gás Natural, Gasodutos, GASBOL, Malha Sudeste, Malha Nordeste

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	14
2	DESCRIÇÃO FÍSICA DAS MALHAS DE GASODUTOS	16
2.1	GASBOL	16
2.2	MALHA SUDESTE DA TRANSPETRO	20
2.2.1	GASDUC I	20
2.2.2	GASDUC II	21
2.2.3	REDUC	23
2.2.4	GASVOL	24
2.2.5	GASPAL	25
2.2.6	GASAN	26
2.2.7	GASBEL	27
2.2.8	CAMPINAS-RIO	29
2.3	MALHA ESPÍRITO SANTO	29
2.3.1	GASENE	30
2.3.2	LAGOA PARDA - VITÓRIA	31
2.4	MALHA NORDESTE	32
2.4.1	GASFOR	33
2.4.2	NORDESTÃO	35
2.4.3	GASALP	36
2.4.4	GASODUTOS DE TRANSFERÊNCIA PILAR – ATALAIA	36
2.4.5	GASEB	38
2.4.6	GASODUTOS DA REGIÃO DA BAHIA	39
3	PROJEÇÕES OPERACIONAIS PARA OS CENÁRIOS DE 2009 A 2016	40
4	PROCEDIMENTO DE SIMULAÇÃO	41
5	RESULTADOS	42
5.1	MALHA SUDESTE	42
5.1.1	2009	42
5.1.2	2010	44

5.1.3 2011	45
5.1.4 2012	46
5.1.5 2013	47
5.1.6 2014	48
5.1.7 2015	49
5.1.8 2016	50
5.2 MALHA ESPÍRITO SANTO	51
5.2.1 2009	51
5.2.2 2010	52
5.2.3 2011	52
5.2.4 2012	52
5.2.5 2013	53
5.2.6 2014	53
5.2.7 2015	53
5.2.8 2016	54
5.3 MALHA NORDESTE	54
5.3.1 2009	54
5.3.2 2010	55
5.3.3 2011	56
5.3.4 2012	57
5.3.5 2013	58
5.3.6 2014	59
5.3.7 2015	60
5.3.8 2016	61
6 CONCLUSÃO	62
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66
8 BIBLIOGRAFIA DE APOIO	66
9 ANEXOS	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características Físicas do GASBOL _____	17
Tabela 2 – Componentes do gás do GASBOL _____	18
Tabela 3 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do GASBOL _____	19
Tabela 4 – Componentes do fluido do GASDUC I _____	21
Tabela 5 – Características Físicas do GASDUC I _____	21
Tabela 6 – Componentes do fluido do GASDUC II _____	22
Tabela 7 – Características Físicas do GASDUC II _____	22
Tabela 8 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do GASDUC II _____	23
Tabela 9 – Características Físicas do GASVOL _____	24
Tabela 10 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do GASVOL _____	24
Tabela 11 – Características Físicas do GASPAL _____	25
Tabela 12 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do GASPAL _____	26
Tabela 13 – Características Físicas do GASAN _____	26
Tabela 14 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do GASAN _____	27
Tabela 15 – Componentes do fluido de Merluza _____	27
Tabela 16 – Características Físicas do GASBEL _____	28
Tabela 17 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do GASBEL _____	28
Tabela 18 – Características Físicas do Campinas-Rio _____	29
Tabela 19 – Estações de Compressão do GASENE _____	31
Tabela 20 – Estações de Compressão do gasoduto Lagoa Parda – Vitória _____	31
Tabela 21 – Limites operacionais nos Pontos de Entrega e Recebimento _____	32
Tabela 22 – Características Físicas do GASFOR _____	34
Tabela 23 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do GASFOR _____	34
Tabela 24 – Características Físicas do NORDESTÃO _____	35
Tabela 25 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do NORDESTÃO _____	35
Tabela 26 – Características Físicas do GASALP _____	36

Tabela 27 – Características Físicas dos Gasodutos de Transferência Pilar - Atalaia _____	37
Tabela 28 – Características Físicas do GASEB _____	38
Tabela 29 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do GASEB _____	39

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa representativo dos gasodutos da Malha Sudeste _____	20
Figura 2 – Esquemático da REDUC _____	23
Figura 3 – Mapa representativo dos gasodutos da Malha Espírito Santo _____	30
Figura 4 – Mapa representativo dos gasodutos da Malha Espírito Santo _____	33
Figura 5 – Esquemático dos Gasodutos de Transferência Pilar - Atalaia _____	38
Figura 6 – Esquemático dos gasodutos da região da Bahia _____	40
Figura 7 – Demanda Final energética de Gás Natural ($10^3 \text{ m}^3/\text{dia}$) _____	41

ANEXOS

Anexo 1 – Fluxograma da malha de gasodutos da região Sudeste (Rio de Janeiro – Minas Gerais)_____	67
Anexo 2 – Fluxograma da malha de gasodutos da região Sudeste (Rio de Janeiro – São Paulo)_____	68
Anexo 3 – Condições de Contorno de Vazão das Ofertas (Malha SE e GASBOL)_____	69
Anexo 4 – Condições de Contorno de Vazão das demandas dos Citygates (Malha SE e GASBOL) _____	70
Anexo 5 – Condições de Contorno de Vazão das demandas das Refinarias e UTE´s (Malha SE e GASBOL) _____	72
Anexo 6 – Fluxograma da malha de gasodutos do Espírito Santo _____	73
Anexo 7 – Condições de Contorno de Vazão das Ofertas (Malha ES)_____	74
Anexo 8 – Condições de Contorno de Vazão de demanda (Malha ES) _____	75
Anexo 9 – Fluxograma da malha de gasodutos da Região Nordeste (Setentrional) _____	76
Anexo 10 – Fluxograma da malha de gasodutos da Região Nordeste (Meridional) _____	77
Anexo 11 – Condições de Contorno de Vazão das Ofertas (Malha NE)_____	78
Anexo 12 – Condições de Contorno de Vazão das demandas dos Citygates (Malha NE)_____	79
Anexo 13 – Condições de Contorno de Vazão das demandas das Refinarias e UTE´s (Malha NE) _____	81
Anexo 14 – Esquemático do balanço de gás do Sudeste – 2009 _____	82
Anexo 15 – Esquemático do balanço de gás do Sudeste – 2010 _____	83
Anexo 16 – Esquemático do balanço de gás do Sudeste – 2011 _____	84
Anexo 17 – Esquemático do balanço de gás do Sudeste – 2012 _____	85
Anexo 18 – Esquemático do balanço de gás do Sudeste – 2013 _____	86
Anexo 19 – Esquemático do balanço de gás do Sudeste – 2014 _____	87
Anexo 20 – Esquemático do balanço de gás do Sudeste – 2015 _____	88

Anexo 21 – Esquemático do balanço de gás do Sudeste – 2016 _____	89
Anexo 22 – Esquemático do balanço de gás do Sul – Centro Oeste – 2009 __	90
Anexo 23 – Esquemático do balanço de gás do Sul – Centro Oeste – 2010 __	91
Anexo 24 – Esquemático do balanço de gás do Sul – Centro Oeste – 2011 __	92
Anexo 25 – Esquemático do balanço de gás do Sul – Centro Oeste – 2012 __	93
Anexo 26 – Esquemático do balanço de gás do Sul – Centro Oeste – 2013 __	94
Anexo 27 – Esquemático do balanço de gás do Sul – Centro Oeste – 2014 __	95
Anexo 28 – Esquemático do balanço de gás do Sul – Centro Oeste – 2015 __	96
Anexo 29 – Esquemático do balanço de gás do Sul – Centro Oeste – 2016 __	97

NOMENCLATURAS

BWRS	Benedict-Webb-Rubin State Equation
CV	Coeficiente da Válvula
CEG-Rio	Companhia Estadual de Gás do Estado do Rio de Janeiro
ECOMP	Estação de Compressão ou Compressor
ESBAMA	Estação de Barra Mansa
ESMAN	Estação de Compressão da Mantiqueira
ESTAP	Estação de Compressão de Tapinhoã
ESVOL	Estação de Compressão de Volta Redonda
GASAN	Gasoduto RECAP - RPBC
GASBEL	Gasoduto RECUC - REGAP
GASBOL	Gasoduto Bolívia - Brasil
GASDUC	Gasoduto TECAB - REDUC
GASPAL	Gasoduto ESVOL - RECAP
GASVOL	Gasoduto REDUC – ESVOL
GNL	Gás Natural Liquefeito
PE	Ponto de Entrega
PR	Ponto de Recebimento
RECAP	Refinaria de Capuava
REDUC	Refinaria de Duque de Caxias
REFAP	Refinaria Alberto Pasqualini
REGAP	Refinaria de Gabriel Passos
RELAM	Refinaria Landulpho Alves Martins
REPAR	Refinaria de Araucária
REPLAN	Refinaria de Paulínia
REVAP	Refinaria de Henrique Lajes
RPBC	Refinaria Presidente Bernardes
SDV	Válvula de Bloqueio de Linha Tronco
TECAB	Terminal de Cabiúnas
TEVOL	Terminal de Volta Redonda
UTE	Termoelétrica

1 INTRODUÇÃO

O gás natural é conhecido pela humanidade desde os tempos da antiguidade. Um dos primeiros registros históricos de uso econômico ou socialmente aproveitável do gás natural aparece na China dos séculos XVIII e IX. Os chineses utilizaram locais de escape de gás natural mineral para construir auto-fornos destinados à cerâmica e metalurgia de forma ainda rudimentar.

O gás natural passou a ser utilizado em maior escala na Europa no final do século XIX, com a invenção do queimador Bunsen, em 1885, que misturava ar com gás natural e com a construção de um gasoduto à prova de vazamentos, em 1890.

Porém as técnicas de construção de gasodutos eram incipientes, não havendo transporte de grandes volumes a longas distâncias, conseqüentemente, era pequena a participação do gás em relação ao óleo e ao carvão. Entre 1927 e 1931, já existiam mais de 10 linhas de transmissão de porte nos Estados Unidos, mas sem alcance interestadual. No final de 1930 os avanços da tecnologia já viabilizavam o transporte do gás para longos percursos. A primeira edição da norma americana para sistemas de transporte e distribuição de gás (ANSI/ASME B31.8) data de 1935.

O grande crescimento das construções pós-guerra durou até 1960 e foi responsável pela instalação de milhares de quilômetros de gasodutos, dado os avanços em metalurgia, técnicas de soldagem e construção de tubos. Desde então, o gás natural passou a ser utilizado em grande escala por vários países, dentre os quais podemos destacar os Estados Unidos, Canadá, Japão além da grande maioria dos países Europeus. Isso se deve principalmente às inúmeras vantagens econômicas e ambientais que o gás natural apresenta.

A utilização do gás natural no Brasil começou modestamente por volta de 1940, com as descobertas de óleo e gás na Bahia, atendendo a indústrias localizadas no Recôncavo Baiano. Após alguns anos, as bacias do Recôncavo, Sergipe e Alagoas destinavam quase em sua totalidade para a fabricação de insumos industriais e combustíveis para a RELAM e o Pólo Petroquímico de Camaçari.

Com a descoberta da Bacia de Campos as reservas provadas praticamente quadruplicaram no período 1980-95. O desenvolvimento da bacia proporcionou um aumento no uso da matéria-prima, elevando em 2,7% sua participação na matriz energética nacional.

Com a entrada em operação do Gasoduto Brasil-Bolívia em 1999, com capacidade de transportar 30000 kSm³/dia de gás por dia (equivalente a metade do atual consumo brasileiro), houve um aumento expressivo na oferta nacional de Gás Natural. Este aumento foi ainda mais acelerado depois do apagão elétrico vivido pelo Brasil em 2000-2001, quando o governo optou por reduzir a participação das hidrelétricas na matriz energética brasileira e aumentar a participação das termoelétricas movidas a gás natural.

Nos primeiros anos de operação do gasoduto, a elevada oferta do produto e os baixos preços praticados, favoreceram uma explosão no consumo tendo o gás superado a faixa de 10% de participação na matriz energética nacional.

Nos últimos anos, com as descobertas nas bacias de Santos e do Espírito Santo as reservas Brasileiras de Gás Natural tiveram um aumento significativo. Existe a perspectiva de que as novas reservas sejam ainda maiores e a região subsal ou "pré-sal" tenha reservas ainda maiores.

Apesar disso, o baixo preço do produto e a dependência do gás importado, são apontados como inibidores de novos investimentos. A insegurança provocada pelo rápido crescimento da demanda e interrupções intermitentes no fornecimento boliviano após o processo do gás na Bolívia levaram a Petrobrás a investir mais na produção nacional e na construção de infra-estrutura de portos para a importação de GNL (Gás Natural Liquefeito). Esta posição foi reforçada depois dos cortes ocorridos durante uma das crises resultantes da longa disputa entre o Governo Evo Morales e os dirigentes da província de Santa Cruz, obrigaram a Petrobrás reduzir o fornecimento do produto para as distribuidoras de gás do Rio de Janeiro e São Paulo no mês de outubro de 2007.

Assim, apesar do preço relativamente menor do metro cúbico de gás importado da Bolívia, a necessidade de diminuir a insegurança energética do Brasil levou a Petrobrás a decidir por uma alternativa mais cara, porém mais segura: a construção de terminais de importação de GNL principalmente no Rio de Janeiro e em Pecém, no Ceará. Ambos os terminais permitem ao Brasil importar de qualquer país praticamente o mesmo volume de gás que hoje o país importa da Bolívia.

Apesar dos grandes investimentos previstos pela Petrobras para a construção de novos gasodutos, o crescimento desta infra-estrutura pode não acompanhar o expressivo aumento da demanda de gás nos próximos dez anos (2009 a 2016), sugerindo assim, a confecção do presente trabalho para avaliar essa relação por todo o Brasil. Tal estudo foi realizado mediante avaliações teóricas e de simulações computacionais com softwares comerciais tendo como

conclusão, uma opção de solução para as limitações encontradas. Deve-se observar que as ofertas e demandas mencionadas apenas se efetivarão se forem realizados investimentos nos sistema de prospecção, exploração, produção e distribuição de gás natural. Importa dizer que isto implica em acelerar o equacionamento das parcerias que o governo deverá implementar com o setor privado e a Petrobrás, a fim de resolver as questões de ordem financeira e institucional (Ref. item 8 - [6] e [7]).

2 DESCRIÇÃO FÍSICA DAS MALHAS DE GASODUTOS

A configuração básica de cada gasoduto baseia-se na situação do início do ano de 2008. As ampliações e mudanças projetadas para os anos seguintes serão descritas caso a caso com os respectivos resultados das simulações. Os principais dados de entrada necessários para a realização da simulação computacional são informados, como diâmetros, comprimentos, limites operacionais e relevo.

2.1 GASBOL

O GASBOL é o gasoduto que liga Mutum na Bolívia a Guararema (SP) e ao sul do Brasil, mais especificamente em Canoas (RS) com uma bifurcação na REPLAN em Campinas (SP). A operação de todo esse trecho é feita pela TBG. Existem cinco trechos de diferentes diâmetros, como pode ser analisado na Tabela 1 de características físicas tais como, a localização dos pontos de entrega e válvulas de segurança, espessura e perfil de elevação.

A pressão máxima admissível nesse gasoduto é de 100,0 Kgf/cm² com exceção do final do trecho Sul a partir da UTE Araucária e do trecho que vai da REPLAN a Guararema que possui uma pressão máxima de 75,0 Kgf/cm².

O GASBOL possui 12 Estações de Compressão, todas modeladas com 100% de eficiência mecânica.

A vazão máxima para todos os anos de operação (2009 – 2016) é de 30080,0 kSm³/dia.

Tabela 1 – Características Físicas do GASBOL

CARACTERÍSTICAS DO GASBOL (Mutum/Boi.-REFAP/RS / GUARAREMA/SP)					
Ocorrência	Comprimento Desenvolvido (Km)	Trecho (Km)	Espessura (in)	Diâmetro interno (in)	Elevação Local (m)
MUTUM - CORUMBÁ	0,00	52,20	0,412	31,18	140,00
CORUMBÁ - ECOMP CORUMBÁ	52,20	19,60	0,453	31,09	97,00
ECOMP CORUMBÁ - VE17	71,80	12,40	0,453	31,09	105,00
SDV17 - SDV18	84,20	31,80	0,453	31,09	85,00
SDV 18 - SDV 19	116,00	19,64	0,453	31,09	85,00
SDV 19 - SDV 20	135,64	29,46	0,453	31,09	90,00
SDV 20 - ECOMP MIRANDA	165,10	30,20	0,453	31,09	105,00
ECOMP MIRANDA - SDV 21	195,30	22,95	0,453	31,09	105,00
SDV 21 - SDV 22	218,25	22,35	0,453	31,09	120,00
SDV 22 - SDV 23	240,60	21,60	0,453	31,09	155,00
SDV 23 - SDV 24	262,20	27,03	0,453	31,09	255,00
SDV 24 - ECOMP ANASTÁCIO	289,23	20,87	0,453	31,09	180,00
ECOMP ANASTÁCIO - SDV 25	310,10	21,40	0,453	31,09	165,00
SDV 25 - SDV 26	331,50	27,30	0,453	31,09	205,00
SDV 26 - CAMPO GRANDE	358,80	56,80	0,453	31,09	265,00
CAMPO GRANDE - SDV 27	415,60	32,90	0,453	31,09	490,00
SDV 27 - SDV 28	448,50	33,40	0,453	31,09	580,00
SDV 28 - SDV 29	481,90	32,80	0,453	31,09	595,00
SDV 29 - ECOMP RIO PARDO	514,70	28,50	0,453	31,09	440,00
ECOMP RIO PARDO - SDV 30	543,20	28,55	0,453	31,09	390,00
SDV 30 - SDV 31	571,75	32,55	0,453	31,09	485,00
SDV 31 - SDV 32	604,30	24,10	0,453	31,09	400,00
SDV 32 - SDV 33	628,40	19,60	0,453	31,09	325,00
SDV 33 - ECOMP TRÊS LAGOAS	648,00	23,30	0,453	31,09	390,00
ECOMP TRÊS LAGOAS - SDV 34	671,30	28,70	0,453	31,09	315,00
SDV 34 - TRÊS LAGOAS	700,00	25,10	0,453	31,09	300,00
TRÊS LAGOAS - SDV 35	725,10	31,30	0,453	31,09	285,00
SDV 35 - SDV 36	756,40	21,60	0,453	31,09	320,00
SDV 36 - ECOMP MIRANDÓPOLIS	778,00	21,70	0,453	31,09	390,00
ECOMP MIRANDÓPOLIS - SDV 37	799,70	29,93	0,453	31,09	420,00
SDV 37 - SDV 38	829,63	30,95	0,453	31,09	400,00
SDV 38 - BILAC	860,58	18,12	0,453	31,09	485,00
BILAC - SDV 39	878,70	12,70	0,453	31,09	370,00
SDV 39 - ECOMP PENÁPOLIS	891,40	26,60	0,453	31,09	440,00
ECOMP PENÁPOLIS - SDV 40	918,00	26,12	0,453	31,09	450,00
SDV 40 - SDV 41	944,12	28,98	0,453	31,09	430,00
SDV 41 - SDV 42	973,10	36,20	0,453	31,09	420,00
SDV 42 - ECOMP IACANGA	1009,30	30,20	0,453	31,09	485,00
ECOMP IACANGA - SDV 43	1039,50	26,20	0,453	31,09	450,00
SDV 43 - SDV 44	1065,70	24,60	0,453	31,09	460,00
SDV 44 - BOA ESPERANÇA DO SUL	1090,30	26,60	0,453	31,09	450,00
BOA ESPERANÇA DO SUL - SDV 45	1116,90	30,90	0,453	31,09	535,00
SDV 45 - ECOMP SÃO CARLOS	1147,80	13,70	0,453	31,09	710,00
EC. SÃO CARLOS - SÃO CARLOS	1161,50	10,00	0,453	31,09	780,00
SÃO CARLOS - SDV 46	1171,50	18,40	0,453	31,09	850,00
SDV 46 - SDV 47	1189,90	22,30	0,453	31,09	810,00
SDV 47 - RIO CLARO	1212,20	13,20	0,453	31,09	640,00
RIO CLARO - SDV 48	1225,40	15,00	0,453	31,09	570,00

CARACTERÍSTICAS DO GASBOL (Mutum/Boi.-REFAP/RS / GUARAREMA/SP)					
Ocorrência	Comprimento Desenvolvido (Km)	Trecho (Km)	Espessura (in)	Diâmetro interno (in)	Elevação Local (m)
SDV 48 - LIMEIRA	1240,40	4,00	0,453	31,09	620,00
LIMEIRA - SDV 49	1244,40	19,60	0,453	31,09	565,00
SDV 49 - AMERICANA	1264,00	2,00	0,453	31,09	520,00
AMERICANA - REPLAN	1266,00	18,60	0,453	31,09	550,00
REPLAN - JAGUARIUNA	1284,60	6,30	0,281	23,44	600,00
JAGUARIUNA - ITATIBA	1290,90	40,30	0,281	23,44	617,50
ITATIBA – PE GUARAREMA	1331,20	89,50	0,281	23,44	900,00
PE GUARAREMA - GUARAREMA	1420,70	19,20	0,281	23,44	700,00
REPLAN - SUMARÉ	1282,00	16,00	0,385	23,23	600,00
SUMARÉ - CAMPINAS	1294,70	12,70	0,385	23,23	587,70
CAMPINAS - INDAIATUBA	1311,30	16,60	0,385	23,23	611,10
INDAIATUBA - ITÚ	1334,70	23,40	0,385	23,23	637,30
ITÚ - PORTO FELIZ	1351,00	16,30	0,385	23,23	543,60
PORTO FELIZ - ARAÇOIABA DA SERRA	1376,20	25,20	0,385	23,23	600,00
ARAÇOIABA DA SERRA - CAMPO LARGO	1723,50	347,30	0,385	23,23	643,40
CAMPO LARGO - ARAUCÁRIA	1742,30	18,80	0,385	23,23	975,00
ARAUCÁRIA - REPAR/UTE_EC. ARAUC.	1744,40	2,10	0,385	23,23	915,00
ECOMP. ARAUCÁRIA - JOINVILLE	1851,20	106,80	0,250	19,50	915,00
JOINVILLE - GUARAMIRIM	1880,20	29,00	0,250	19,50	15,00
GUARAMIRIM - GASPAR	1935,90	55,70	0,250	19,50	25,00
GASPAR – BRUSQUE	1958,50	22,60	0,250	19,50	15,00
BRUSQUE – TIJUCAS	1987,10	28,60	0,250	19,50	4,00
TIJUCAS - ECOMP. BIGUAÇU	2023,30	36,20	0,250	19,50	160,00
ECOMP. BIGUAÇU - SÃO PEDRO DE ALC.	2034,10	10,80	0,250	17,50	18,50
SÃO PEDRO DE ALC. - TUBARAO	2161,20	127,10	0,250	17,50	210,40
TUBARAO - URUSSANGA	2192,00	30,80	0,250	17,50	17,80
URUSSANGA - NOVA VENEZA	2214,30	22,30	0,281	15,44	114,60
NOVA VENEZA - VÁRZEA DO CEDRO	2344,40	130,10	0,281	15,44	980,00
VÁRZEA DO CEDRO - ARARICÁ	2422,60	78,20	0,281	15,44	967,80
ARARICÁ - CACHOEIRINHA	2451,60	29,00	0,281	15,44	10,00
CACHOEIRINHA - UTE CANOAS	2457,10	5,50	0,281	15,44	60,00

O fluido injetado no GASBOL foi considerado do tipo composicional com temperatura de 20° C. A Tabela 2 mostra o percentual de cada componente formador do gás.

Tabela 2 – Componentes do gás do GASBOL

Componentes	Porcentagem (%)
Metano (C1)	89,13
Etano (C2)	6,51
Propano (C3)	1,62
Isobutano (IC4)	0,21
N-butano (NC4)	0,36
Isopentano (IC5)	0,11
N-pentano (NC5)	0,09

Componentes	Porcentagem (%)
Hexano (C6)	0,10
Dióxido de Carbono (CO2)	0,73
Nitrogênio (N2)	1,14

O GASBOL possui 39 pontos de entrega sendo que desses, quatro são Termoelétricas e três Refinarias. As pressões máximas e mínimas contratuais podem ser vistas e analisadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do GASBOL

Citygates	Pressões máximas (Kgf/cm²)	Pressões mínimas (Kgf/cm²)
Corumbá	99,8	35,0
Campo Grande	99,8	35,0
Termo William Arjona	99,8	35,0
Três Lagoas UTE	99,8	50,0
BILAC	99,8	35,0
Boa Esperança do Sul	99,8	35,0
São Carlos	99,8	35,0
Rio Claro	99,8	35,0
Limeira	99,8	35,0
Americana	99,8	35,0
REPLAN	99,8	40,0
Jaquariúna	75,0	35,0
Itatiba	75,0	35,0
Guararema	75,0	35,0
Sumaré	99,8	35,0
Campinas	99,8	35,0
Indaiatuba	99,8	35,0
Itu	99,8	35,0
Porto Feliz	99,8	35,0
Araçoiaba da Serra	99,8	35,0
Campo Largo	99,8	35,0
Araucária/CIC	99,8	35,0
REPAR	99,8	25,0
Joinville	75,0	35,0
Guaramirim	75,0	35,0
Blumenau/Gaspar	75,0	35,0
Brusque	75,0	35,0
Tijucas	75,0	35,0
São Pedro de Alcântara	75,0	35,0
Tubarão	75,0	35,0
Urussanga	75,0	35,0
Nova Veneza	75,0	35,0
Várzea do Cedro	75,0	25,0
Araricá	75,0	25,0
Cachoeirinha	75,0	24,0
Canoas	75,0	28,0
Canoas UTE	75,0	24,0
REFAP	75,0	25,0

2.2 MALHA SUDESTE DA TRANSPETRO

Como informado anteriormente, a configuração física da malha de gasodutos baseia-se na situação no início do ano de 2008. As ampliações e mudanças projetadas para os próximos anos serão descritas junto com os resultados das simulações nos respectivos anos. Um mapa representativo dos gasodutos da malha sudeste da Transpetro está apresentado na Figura 1.



Figura 1 – Mapa representativo dos gasodutos da Malha Sudeste

Os Anexos 1 e 2 apresentam os fluxogramas dos gasodutos, estações de compressão, pontos de entrega e de recebimento (oferta) da região sudeste entre Rio de Janeiro e Minas Gerais e Rio de Janeiro e São Paulo respectivamente.

2.2.1 GASDUC I

O GASDUC I é o gasoduto responsável pelo transporte de gás processado ou rico do Terminal de Cabiúnas – TECAB (RJ) a REDUC (RJ). O seu diâmetro é de 16” e o seu comprimento é de 184,0 km. No presente trabalho, o GASDUC I foi considerado como um ponto de injeção de gás (ponto de recebimento) localizado no interior da REDUC com vazão constante de 3000,0 kSm³/dia. A pressão de operação é de 24,5 Kgf/cm², que é a pressão de operação dos pontos de entrega internos a REDUC.

O fluido utilizado no GASDUC I também foi considerado composicional com a temperatura de 20° C. A Tabela 4 mostra a porcentagem de cada componente do gás.

Tabela 4 – Componentes do fluido do GASDUC I

Componentes	Porcentagem (%)
Metano (C1)	89,66100
Etano (C2)	6,919310
Propano (C3)	1,979800
Isobutano (IC4)	0,129987
N-butano (NC4)	0,189981
Isopentano (IC5)	0,019998
N-pentano (NC5)	0,019998
Dióxido de Carbono (CO2)	0,419958
Nitrogênio (N2)	0,519948
Oxigênio (O2)	0,139986

A Tabela 5 apresenta as principais características físicas do GASDUC I.

Tabela 5 – Características Físicas do GASDUC I

CARACTERÍSTICAS DO GASDUC I (TECAB/RJ-REDUC/RJ)					
Ocorrência	Comprimento Desenvolvido (Km)	Trecho (Km)	Espessura (in)	Diâmetro interno (in)	Elevação Local (m)
TECAB - UTE NORTE FLU. (UTE M.M)	0,00	13,80	0,344	15,31	33,00
UTE NORTE FLU. (UTE M.M) - SDV 7	13,80	2,64	0,344	15,31	43,07
SDV 7 - SDV 8	16,44	17,29	0,344	15,31	68,82
SDV 8 - SDV 9	33,73	13,74	0,344	15,31	24,72
SDV 9 - SDV 10	47,47	16,31	0,344	15,31	91,70
SDV 10 - SDV 11	63,78	14,79	0,344	15,31	52,50
SDV 11 - SDV 12	78,57	16,32	0,344	15,31	68,73
SDV 12 - SDV 13	94,89	12,91	0,344	15,31	105,00
SDV 13 - SDV 14	107,80	16,68	0,344	15,31	20,00
SDV 14 - SDV 15	124,48	16,98	0,344	15,31	8,00
SDV 15 - GUAPIMIRIM	141,46	8,54	0,344	15,31	8,00
GUAPIMIRIM - SDV 16	150,00	7,93	0,344	15,31	5,00
SDV 16 - SDV 17	157,93	11,49	0,44	15,12	7,00
SDV 17 - REDUC	184,00	14,58	0,44	15,12	2,18

2.2.2 GASDUC II

O GASDUC II é o gasoduto responsável pelo transporte de gás não processado do Terminal de Cabiúnas – TECAB (RJ) a REDUC (RJ). Paralelo ao GASDUC I pelos mesmos 183 km, o GASDUC II possui um diâmetro de 20” e sua pressão máxima operacional é de 100,0 Kgf/cm².

O fluido injetado em Cabiúnas pelo GASDUC II é composicional com o percentual de seus componentes descritas na Tabela 6. A temperatura do fluido assumida nesse gasoduto foi de 35° C.

Tabela 6 – Componentes do fluido do GASDUC II

Componentes	Porcentagem (%)
Metano (C1)	88,39
Etano (C2)	7,39
Propano (C3)	2,55
Isobutano (IC4)	0,20
N-butano (NC4)	0,32
Isopentano (IC5)	0,03
N-pentano (NC5)	0,03
Hexano (C6)	0,02
Dióxido de Carbono (CO2)	0,33
Nitrogênio (N2)	0,74

A Tabela 7 apresenta as características físicas principais tais como, a localização dos pontos de entrega e válvulas de segurança, a espessura e seu perfil de elevação.

Tabela 7 – Características Físicas do GASDUC II

CARACTERÍSTICAS DO GASDUC II (TECAB/RJ-REDUC/RJ)					
Ocorrência	Comprimento Desenvolvido (Km)	Trecho (Km)	Espessura (in)	Diâmetro interno (in)	Elevação Local (m)
TECAB - UTE NORTE FLU. (UTE M.M)	0,00	13,80	0,562	18,88	31,07
UTE NORTE FLU. (UTE M.M) - VTC 8A	13,80	20,07	0,562	18,88	31,07
SDV 8A - SDV 10A	33,87	30,05	0,562	18,88	70,09
SDV 10 - SDV 12A	63,92	31,20	0,469	19,06	89,91
SDV 12A - SDV 14A	95,12	29,02	0,469	19,06	66,01
SDV 14A - GUAPIMIRIM	124,14	24,59	0,562	18,88	17,79
GUAPIMIRIM - SDV 16A	148,73	8,72	0,562	18,88	5,26
SDV 16A - SDV 17A	157,45	11,81	0,562	18,88	5,26
SDV 17A - REDUC	182,26	13,00	0,562	18,88	5,26

O GASDUC II possui três pontos de entrega sendo dois deles Termoelétricas. A Tabela 8 mostra os valores das Pressões Máximas e Mínimas contratuais a serem cumpridas nesses mesmos pontos.

Tabela 8 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do GASDUC II

Citygates	Pressões máximas (Kgf/cm ²)	Pressões mínimas (Kgf/cm ²)
UTE Norte Fluminense	43,0	50,0
UTE Macaé Merchant	60,0	75,0
Guapimirim	37,0	40,0

2.2.3 REDUC

A REDUC foi considerada como sendo um jogo de válvulas e compressor conforme apresentado na Figura 2. A idéia é simular exatamente o que acontece na refinaria de Duque de Caxias separando o gás processado, ou rico, do gás não processado. O gás rico procedente do GASDUC I é comprimido imediatamente após passar pela planta de processamento. Esse compressor, conhecido como C2600-A-B-C foi considerado na modelagem como do tipo genérico de eficiência mecânica de 100%. Já o gás procedente do GASDUC II, não necessita passar pela planta de processamento antes de ser enviado ao GASBEL e/ou GASVOL.

Na mesma Figura 2, é possível ver o nome de cada componente e os limites operacionais reais conhecidos que foram rigorosamente obedecidos. A válvula FV81 possui 8" de diâmetro e a reguladora a montante do GASDUC I, 24".

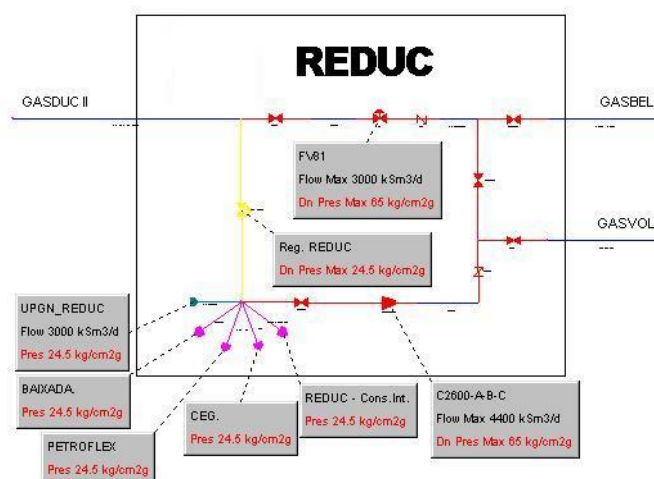


Figura 2 – Esquemático da REDUC

2.2.4 GASVOL

O GASVOL é o gasoduto que liga a REDUC (RJ) a estação de compressão de Volta Redonda (RJ) conhecida como ESVOL. Seu comprimento é de 95,37 km de comprimento e seu diâmetro de 18". A ESVOL permite comprimir o gás tanto na direção da REDUC (Rio de Janeiro) como na direção de São Paulo, desde que suas pressões mínimas de sucção e máximas de descarga estejam dentro de seus limites operacionais de 32,0 Kgf/cm² e 65,0 Kgf/cm² respectivamente. A pressão máxima permitida no GASVOL é de 65,0 Kgf/cm². O compressor utilizado nas simulações é do tipo genérico com eficiência mecânica de 100%.

Segue a Tabela 9 com as suas principais características físicas.

Tabela 9 – Características Físicas do GASVOL

CARACTERÍSTICAS DO GASVOL (REDUC/RJ-ESVOL/RJ)					
Ocorrência	Comprimento Desenvolvido (Km)	Trecho (Km)	Espessura (in)	Diâmetro interno (in)	Elevação Local (m)
REDUC (SDV 1) - SDV 2	0,00	10,49	0,375	17,25	6,74
SDV 2 - SDV 3	10,49	15,17	0,375	17,25	47,34
SDV 3 - JAPERI	25,66	16,29	0,375	17,25	31,94
JAPERI - PARACAMBI	41,95	10,28	0,25	17,50	93,34
PARACAMBI - PIRAÍ	52,23	7,79	0,25	17,50	93,34
PIRAÍ - ESVOL	95,37	35,35	0,25	17,50	421,5

O GASVOL possui cinco pontos de entrega sendo dois deles Termoelétricas. Segue na Tabela 10, as pressões contratuais máximas e mínimas para cada um desses pontos.

Tabela 10 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do GASVOL

Citygates	Pressões máximas (Kgf/cm²)	Pressões mínimas (Kgf/cm²)
TermoRio	38,0	44,0
Japeri	38,0	43,0
Eletrobolt	38,0	43,0
Paracambi	34,0	37,0
Piraí	28,0	32,0

2.2.5 GASPAL

O GASPAL seria a continuação do GASVOL. Ele liga a ESVOL em Volta Redonda (RJ) à RECAP localizada em Capuava (SP) e possui 303,57 km de comprimento e 22" de diâmetro. Na RECAP, há uma estação de compressão do tipo genérico com pressão mínima de sucção de 23,0 Kgf/cm² e máxima de descarga de 50,0 Kgf/cm² e eficiência mecânica de 95%.

A Tabela 11 apresenta a localização dos pontos de entrega e das válvulas de segurança, espessura e perfil de elevação.

É interessante ressaltar que a pressão máxima de 65,0 Kgf/cm² nas proximidades do GASVOL muda a partir de Guararema para 51,0 Kgf/cm². A jusante de Guararema, a válvula PIC-51 é responsável por esse controle de pressão.

Tabela 11 – Características Físicas do GASPAL

CARACTERÍSTICAS DO GASPAL (ESVOL/RJ-RECAP/SP)					
Ocorrência	Comprimento Desenvolvido (Km)	Trecho (Km)	Espessura (in)	Diâmetro interno (in)	Elevação Local (m)
ESVOL - SDV 2 (Esbama)	0,00	18,42	0,250	21,50	421,50
SDV 2 - SDV 3	18,42	24,11	0,250	21,50	435,00
SDV 3 - RESENDE	42,53	8,00	0,250	21,50	515,00
RESENDE - SDV 4	50,53	23,30	0,250	21,50	530,00
SDV 4 - SDV 5	73,83	23,77	0,250	21,50	530,00
SDV 5 - CRUZEIRO	97,60	7,30	0,250	21,50	650,00
CRUZEIRO - SDV 6 (Lorena)	104,90	23,10	0,250	21,50	648,00
SDV 6 - SDV 7 (Pinda)	128,00	23,13	0,250	21,50	590,00
SDV 7 - SDV 8	151,13	23,21	0,250	21,50	600,00
SDV 8 - SDV 9 (Taubaté)	174,34	16,32	0,250	21,50	575,00
SDV 9 - SDV 10	190,66	16,09	0,250	21,50	630,00
SDV 10 - SDV 11 (S.J. Campos e REVAP)	206,75	15,50	0,250	21,50	595,00
SDV 11 - SDV 12	222,25	18,08	0,375	21,25	640,00
SDV 12 - SDV 13 (Guararema)	240,33	17,42	0,250	21,50	685,00
SDV 13 - SDV 14	257,75	15,44	0,250	21,50	670,00
SDV 14 - SDV 15	273,19	16,92	0,250	21,50	830,00
SDV 15 - SUZANO	290,11	1,89	0,250	21,50	790,00
SUZANO - SDV 16	292,00	11,57	0,250	21,50	735,00
SDV 16 - CAPUAVA/RECAP	303,57	14,82	0,375	21,25	800,00

O GASPAL possui doze pontos de entrega sendo duas delas Termoelétricas e duas refinarias. As pressões Máximas e Mínimas de entrega estão descritas na Tabela 12.

Tabela 12 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do GASPAL

Citygates	Pressões máximas (Kgf/cm ²)	Pressões mínimas (Kgf/cm ²)
Barra Mansa	28,0	32,0
Resende	32,0	35,0
Cruzeiro	15,8	18,4
Lorena	15,8	18,4
Pindamonhangaba	15,8	18,4
Taubaté	15,8	18,4
São José dos Campos	15,8	18,4
REVAP	38,0	65,0
Suzano	15,8	18,4
Piratininga-Suzano	15,8	18,4
RECAP	20,0	51,0
Capuava	15,8	18,4
Piratininga-Capuava	15,8	18,4

2.2.6 GASAN

Com 41,67 km de comprimento e com diâmetro de 12”, o GASAN é o gasoduto que liga a RECAP (SP) a RPBC em Cubatão (SP). A pressão máxima operacional nesse gasoduto é de 50,0 Kgf/cm².

A Tabela 13 apresenta a localização dos pontos de entrega e das válvulas de segurança, espessura e perfil de elevação.

Tabela 13 – Características Físicas do GASAN

CARACTERÍSTICAS DO GASAN (São Bernardo do Campo/SP-Cubatão/SP)					
Ocorrência	Comprimento Desenvolvido (Km)	Trecho (Km)	Espessura (in)	Diâmetro interno (in)	Elevação Local (m)
RECAP - SDV 5	0,00	4,73	0,203	11,59	845,00
SDV 5 - SDV 4	4,73	5,50	0,250	11,50	830,00
SDV 4 - SDV 3	10,23	6,70	0,203	11,59	785,00
SDV 3 - SÃO BERNARDO DO CAMPO	16,93	5,00	0,203	11,59	752,50
SÃO BERNARDO DO CAMPO - SDV 2	21,93	3,75	0,203	11,59	5,00
SDV 2 - SDV 1	25,68	10,50	0,203	11,59	7,00
SDV 1 - RPBC	41,67	5,50	0,203	11,59	7,00

O GASAN possui quatro pontos de entrega sendo duas termoeletricas. As pressões contratuais seguem na Tabela 14.

Tabela 14 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do GASAN

Citygates	Pressões máximas (Kgf/cm ²)	Pressões mínimas (Kgf/cm ²)
São Bernardo do Campo	15,8	18,4
Piratininga - São Bernardo do Campo	15,8	18,4
Termocubatão	22,5	26,2
RPBC + Baixada Santista	22,5	26,2

O fluido injetado no GASAN pela Plataforma de Merluza por intermédio do gasoduto Merluzão também foi considerado composicional com o percentual de seus componentes descrito na Tabela 15. A temperatura do fluido assumida nesse gasoduto foi de 20° C.

Tabela 15 – Componentes do fluido de Merluza

Componentes	Porcentagem (%)
Metano (C1)	84,14
Etano (C2)	5,77
Propano (C3)	3,06
Isobutano (IC4)	0,56
N-butano (NC4)	1,06
Isopentano (IC5)	0,39
N-pentano (NC5)	0,42
Hexano (C6)	3,78
Dióxido de Carbono (CO2)	0,15
Nitrogênio (N2)	0,65
Água (H2O)	0,02

2.2.7 GASBEL

O GASBEL é o gasoduto que interliga a REDUC (RJ) a UTE Ibirité (MG). A sua extensão é de 356,44 km e o seu diâmetro é de 16" e conta com duas Estações de Compressão considerado do tipo genérico com 85% de eficiência mecânica. São elas: ESTAP localizada em Tapinhoã a 72,75 km da REDUC e ESMAN a 172,31 Km. As pressões mínimas de sucção da ESTAP e ESMAN são respectivamente 30,0 e 33,0 Kgf/cm² e as pressões máximas de descarga são as mesmas que a pressão máxima do duto, ou seja, 65 Kgf/cm².

A Tabela 16 apresenta a localização dos pontos de entrega e das válvulas de segurança, espessura e perfil de elevação.

Tabela 16– Características Físicas do GASBEL

CARACTERÍSTICAS DO GASBEL (Reduc/RJ-UTE IBIRITERMO/BH)					
Ocorrência	Comprimento Desenvolvido (Km)	Trecho (Km)	Espessura (in)	Diâmetro interno (in)	Elevação Local (m)
REDUC - SDV 040	0,00	7,18	0,250	15,50	3,00
SDV 040 - SDV 050	7,18	11,12	0,250	15,50	17,93
SDV 050 - SDV 060	18,30	22,30	0,281	15,44	600,00
SDV 060 - SDV 070	40,60	21,42	0,219	15,56	308,00
SDV 070 - ESTAP	62,02	11,19	0,219	15,56	622,01
ESTAP - SDV 090	73,21	25,20	0,219	15,56	603,00
SDV 090 - SDV 100	98,41	26,55	0,250	15,50	715,70
SDV 100 - UTE J.F.	124,96	0,60	0,219	15,56	710,00
UTE J. F. - J. F.	125,56	10,00	0,250	15,50	710,00
J. F. - SDV 110	135,56	11,70	0,219	15,56	773,02
SDV 110 - SDV 120	147,26	17,8	0,219	15,56	856,00
SDV 120 – ESMAN	165,06	5,10	0,250	15,56	972,00
ESMAN - SDV 200	170,16	16,50	0,219	15,56	1062,40
SDV 200 - BARBACENA	186,66	7,20	0,219	15,56	1095,00
BARBACENA - SDV 210	193,86	7,10	0,219	15,56	1131,93
SDV 210 - SDV 220	200,96	32,23	0,219	15,56	1074,39
SDV 220 - S. B. DO SUAÇUÍ	233,19	33,92	0,219	15,56	918,55
S. B. DO SUAÇUÍ - SDV 240	267,11	14,30	0,219	15,56	877,00
SDV 240 - SDV 250	281,41	16,15	0,219	15,56	809,70
SDV 250 - SDV 260	297,56	12,30	0,250	15,50	874,00
SDV 260 - SDV 270	309,86	16,70	0,219	15,56	807,07
SDV 270 - SDV 280	326,56	17,00	0,250	15,50	766,15
SDV 280 - SDV 290	355,14	11,58	0,250	15,50	840,1
BETIM - UTE IBIRITÉ	356,44	1,3	0,250	13,50	840,1

O GASBEL possui sete pontos de entrega sendo duas Termoelétricas e uma refinaria. As pressões operacionais contratuais de cada citygate estão na Tabela 17.

Tabela 17 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do GASBEL

Citygates	Pressões Máximas (Kgf/cm²)	Pressões Mínimas (Kgf/cm²)
UTE Juiz de Fora	31,5	35,0
Juiz de Fora	33,0	38,0
Barbacena	33,0	38,0
São Brás do Suaçuí	33,0	38,0
Betim	33,0	38,0
REGAP	24,5	33,0
UTE Ibirité	37,0	65,0

2.2.8 CAMPINAS-RIO

O Campinas - Rio é o gasoduto formado por dois trechos de 28" de diâmetro que liga a REPLAN em Campinas (SP) a Taubaté (SP) e a Japeri (RJ). O trecho até Taubaté possui aproximadamente 198 km e o trecho que liga Taubaté a Japeri, 250,0 Km, totalizando 448,52 Km. A Tabela 18 apresenta as principais características físicas desse gasoduto.

Tabela 18 – Características Físicas do Campinas-Rio

CARACTERÍSTICAS DO CAMPINAS-RIO (REPLAN/SP - Japeri/RJ)					
Ocorrência	Comprimento Desenvolvido (Km)	Trecho (Km)	Espessura (in)	Diâmetro interno (in)	Elevação Local (m)
REPLAN - SDV-03	0,00	27,70	0,625	26,75	675,50
SDV-03 - SDV-04	27,70	21,91	0,406	27,19	630,00
SDV-04 - SDV-05	49,61	12,30	0,625	26,75	750,00
SDV05 - SDV-06	61,91	20,31	0,500	27,00	800,00
SDV-06 - SDV-07	82,23	21,30	0,625	26,75	850,00
SDV-07 - SDV-08	103,53	30,51	0,406	27,19	900,00
SDV-08 - SDV-09	134,04	23,92	0,406	27,19	643,00
SDV-09 - SDV-10	157,96	22,50	0,500	27,00	567,00
SDV-10 - TAUBATÉ	180,46	18,10	0,500	27,00	560,00
TAUBATÉ - SDV-13	198,56	19,90	0,406	27,19	630,00
SDV-13 - SDV-14	218,46	23,40	0,406	27,19	600,00
SDV-14 - SDV-15	241,86	12,60	0,500	27,00	600,00
SDV-15 - SDV-16	254,46	10,60	0,406	27,19	560,00
SDV-16 - SDV-17	265,06	23,10	0,406	27,19	590,00
SDV-17 - SDV-25	288,16	25,90	0,406	27,19	620,00
SDV-25 - SDV-18	314,07	12,80	0,406	27,19	620,00
SDV-18 - SDV-22	326,87	89,82	0,406	27,19	620,00
SDV-22 - SDV-23	416,69	20,44	0,625	26,75	380,00
SDV-23 - SDV-24 (Japeri)	448,53	11,40	0,625	26,75	42,00

A princípio, todas as válvulas de bloqueio foram consideradas 100% abertas e com o CV de 50000, minimizando assim as perdas de carga.

2.3 MALHA ESPÍRITO SANTO

A configuração física da malha de gasodutos baseia-se na situação no início do ano de 2008. As ampliações e mudanças projetadas para os próximos anos serão descritas junto com os resultados das simulações nos respectivos anos. Um mapa representativo dos gasodutos da malha espírito santo está apresentado na Figura 3.



Figura 3 – Mapa representativo dos gasodutos da Malha Espírito Santo

No Anexo 6 é apresentado um esquemático da malha de gasodutos do Espírito Santo com foco no gasoduto “Lagoa Parda – Vitória”.

2.3.1 GASENE

O GASENE é um gasoduto que liga o TECAB (RJ) a CATU (BA) passando por Vitória (ES), com cerca de 1410,0 km de comprimento dividido em quatro partes:

- a) A primeira parte do gasoduto vai de Cabiúnas a Vitória com 300,0 km de comprimento e diâmetro nominal de 28”;
- b) A segunda parte é o primeiro trecho do Gasoduto entre Vitória e Cacimbas que tem 13,0 km de comprimento e diâmetro nominal de 16”;
- c) A terceira parte é o segundo trecho do Gasoduto entre Vitória e Cacimbas e tem 117,0 km de comprimento e diâmetro nominal de 26”;
- d) A quarta parte é entre Cacimbas e Catú com 980,0 km de comprimento e diâmetro nominal de 26”.

A pressão máxima admissível no GASENE é de 100,0 kgf/cm², este possui sete estações de compressão, três começaram a funcionar junto com o início da operação do duto e mais quatro iniciarão à medida que for necessário conforme a Tabela 19.

Tabela 19 – Estações de Compressão do GASENE

	Nome	Local
GASENE	ECOMP Piúma	204,0 km ao norte de Cabiúnas
	ECOMP Aracruz	61,4 km ao sul de Cacimbas
	ECOMP Prado	272,0 km ao norte de Cacimbas
	ECOMP São Mateus	107,0 km ao norte de Cacimbas
	ECOMP Itapebi	422,0 km ao norte de Cacimbas
	ECOMP Itajuípe	590,0 km ao norte de Cacimbas
	ECOMP Tancredo Neves	778,0 km ao norte de Cacimbas

Obs.: As ECOMPs em vermelho não foram modeladas, pois não foram necessárias para as vazões requisitadas

2.3.2 LAGOA PARDA - VITÓRIA

O Gasoduto “Lagoa Parda – Vitória” interliga a UPGN de Lagoa Parda a CVRD que fica em Vitória, e possui 100,2 km de comprimento e é dividido em duas partes:

a) A primeira parte é o trecho que sai da UPGN de Lagoa Parda e vai até a ECOMP 1 a 37,4 km de distância, diâmetro nominal de 8” e limite de 70,0 kgf/cm² de pressão;

b) A segunda parte é o trecho que sai da ECOMP 1 e vai até a CVRD a 62,8 km, diâmetro nominal de 8” e limite de 52,0 kgf/cm² de pressão.

O gasoduto “Lagoa Parda – Vitória” possui três estações de compressão conforme a Tabela 20 abaixo:

Tabela 20 – Estações de Compressão do gasoduto Lagoa Parda – Vitória

	Nome	Local
Lagoa Parda-Vitória	ECOMP 1	Lagoa Parda – Vitória (37,4 km)
	ECOMP 2	Lagoa Parda – Vitória (55,7 km)
	ECOMP 3	Lagoa Parda – Vitória (78,9 km)

Existe ainda o GASVIT que foi considerado como um Ponto de Entrega denominado “BR Distribuidora”, por ser composta por inúmeros consumidores de vazão muito baixa e por isso, sua modelagem para o estudo não se fez necessária.

Na Tabela 21 estão apresentadas as pressões máximas operacionais e mínimas contratuais, em cada um dos pontos seja de Entrega, Recebimento ou Estações de Compressão ao longo dos gasodutos da malha Espírito Santo.

Foram retiradas as ECOMPs do gasoduto Lagoa Parda - Vitória, pois não havia necessidade de operar e dificultavam a convergência da simulação.

Apesar de estarem previstas no GASENE e serem citadas na Tabela 21, as ECOMPs de São Mateus, Itapebi, Itajuípe e Tancredo Neves, não foram modeladas, pois não se fizeram necessárias para as vazões nos casos estudados.

Tabela 21 – Limites operacionais nos Pontos de Entrega e Recebimento

	Tipo	Local	Pmin (kgf/cm ²)	Pmax (kgf/cm ²)
Lagoa Parda Vitória	PR	Lagoa Parda	-	70,0
	PE	Bragussa	34,0	70,0
	PE	Aracruz	9,0	52,0
	ECOMP	ECOMP 1	38,0	50,0
	ECOMP	ECOMP 2	19,0	50,0
	ECOMP	ECOMP 3	19,0	50,0
	PE	CVRD	8,0	52,0
GASENE	PE	Catú (Malha Bahia)	21,0	100,0
	PR	Cacimbas	-	100,0
	PE	Cabiúnas (Malha Sudeste)	44,0	100,0
	ECOMP	ECOMP Piúma	58,0	100,0
	ECOMP	ECOMP Aracruz	58,0	100,0
	ECOMP	ECOMP de Prado	58,0	100,0
	ECOMP	ECOMP de São Mateus	58,0	100,0
	ECOMP	ECOMP de Itapebi	58,0	100,0
	ECOMP	ECOMP de Itajuípe	58,0	100,0
	ECOMP	ECOMP Tancredo Neves	58,0	100,0

Obs.: As ECOMPs em vermelho não foram modeladas, pois não foram necessárias para as vazões requisitadas

O gás injetado no Ponto de Recebimento de Cacimbas foi considerado composicional de mesma qualidade ao injetado no GASDUC II.

2.4 MALHA NORDESTE

A configuração física da malha de gasodutos baseia-se na situação no início do ano de 2008. As ampliações e mudanças projetadas para os próximos anos serão descritas junto com os resultados das simulações nos respectivos anos. Um mapa representativo dos gasodutos da malha nordeste está apresentado na Figura 4.

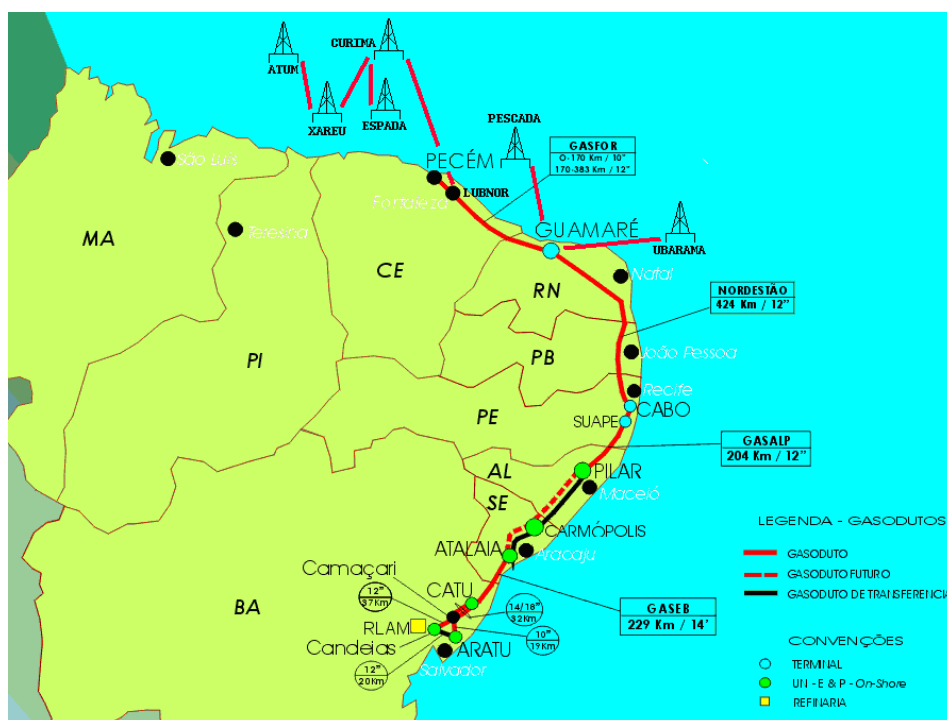


Figura 4 – Mapa representativo dos gasodutos da Malha Espírito Santo

Todos os gases injetados nos Pontos de Recebimento da Malha Nordeste foram considerados composicionais de mesma qualidade ao gás injetado no GASDUC II.

Os Anexos 9 e 10 apresentam dois esquemáticos que representam a malha de gasodutos da região Nordeste Setentrional e Meridional respectivamente considerando suas Estações de Compressão, Pontos de Entrega e de Recebimento.

2.4.1 GASFOR

O GASFOR é um gasoduto que liga Guararé (RN) a PECÉM (CE), com cerca de 383,0 km de comprimento com diâmetro de 12" nos primeiros 213,0 km (até Aracati) e 10" no restante. Sua pressão máxima é de 100 Kgf/cm². Conta com uma estação de compressão em Aracati de pressão máxima de 100,0 Kgf/cm² e mínima de 58,0 Kgf/cm² e dez pontos de entrega ao longo do gasoduto. Existem dois pontos de injeção de gás, um em Guararé e outro em LUBNOR. A Tabela 22 apresenta a localização dos pontos de entrega e das válvulas de segurança, bem como espessura e elevação.

Tabela 22 – Características Físicas do GASFOR

CARACTERÍSTICAS DO GASFOR (Guamaré/RN - Pecém/CE)					
Ocorrência	Comprimento Desenvolvido (km)	Trecho (km)	Espessura (in)	Diâmetro interno (in)	Elevação Local (m)
PR GUAMARÉ - SDV 015	0,000	0,000	0,312	12,126	10,000
SDV 015 - SDV 040	25,460	25,460	0,250	12,250	29,160
SDV 040 - DERIVAÇÃO ALTO DO RODRIGUES	46,870	21,410	0,250	12,250	-6,350
DERIVAÇÃO ALTO DO RODRIGUES - SDV 050	53,350	6,480	0,250	12,250	3,710
SDV 050 -SDV 060	75,090	21,740	0,250	12,250	277,620
SDV 060 - SDV 063	107,920	32,830	0,250	12,250	68,280
SDV 063 - PE MOSSORÓ	118,960	11,040	0,250	12,250	56,000
PE MOSSORÓ - SDV 070	125,530	6,570	0,250	12,250	95,500
SDV 070 - SDV 080	141,680	16,150	0,281	12,188	50,970
SDV 080 - PE FAZENDA BELÉM	167,380	25,700	0,250	12,250	96,540
PE FAZENDA BELÉM - PE ARACATI	201,870	34,490	0,250	12,250	30,075
PE ARACATI - ECOMP ARACATI	213,310	11,440	0,250	12,250	45,150
ECOMP ARACATI - SDV 160	244,340	31,030	0,203	10,344	60,760
SDV 160 - SDV 170	278,280	33,940	0,203	10,344	66,120
SDV 170 - PE PACAJÚS	293,820	15,540	0,203	10,344	134,750
PE PACAJUS - SDV 190	314,730	20,910	0,250	10,250	98,970
SDV 190 - PE FORTALEZA	331,490	16,760	0,279	10,192	31,270
PE FORTALEZA - SDV 210	346,720	15,230	0,279	10,192	24,220
SDV 210 - PE CAUCAIA	356,150	9,430	0,279	10,192	42,610
PE CAUCAIA - PE MPX / PE UTE FORTALEZA	370,120	13,970	0,250	10,250	38,600
PE MPX / PE UTE FORTALEZA - PE PECÉM	382,950	12,830	0,250	10,250	74,910

As pressões operacionais contratuais de cada citygate estão na Tabela 23.

Tabela 23 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do GASFOR

Citygates	Pressões Máximas (Kgf/cm ²)	Pressões Mínimas (Kgf/cm ²)
Mossoró	30,0	-
Fazenda Belém	15,0	-
Aracati	14,0	-
Pacajús	8,0	-
Lubnor	8,0	-
Fortaleza	8,0	-
Caucaia	14,0	-
UTE Ceará (MPX)	31,5	-
UTE Fortaleza	31,5	-
Pecém	20,0	-

2.4.2 NORDESTÃO

O NORDESTÃO é um gasoduto que liga Guararé (RN) a Cabo (PE) com cerca de 423,0 km de comprimento e diâmetro de 12". Conta com duas estações de compressão, uma em Macaíba e outra em Santa Rita com pressões máximas e mínimas de 75,0 e 40,0 Kgf/cm² e 75,0 e 38,0 Kgf/cm² respectivamente e com doze pontos de entrega ao longo do gasoduto. A pressão máxima admissível no gasoduto é de 75,0 Kgf/cm². Existe somente um ponto de entrada de gás em Guararé. A Tabela 24 apresenta a localização dos pontos de entrega, bem como espessura e elevação.

Tabela 24 – Características Físicas do NORDESTÃO

CARACTERÍSTICAS DO NORDESTÃO (Guararé/RN - Cabo/PE)					
Ocorrência	Comprimento Desenvolvido (km)	Trecho (km)	Espessura (in)	Diâmetro interno (in)	Elevação Local (m)
PE CABO – SDV	0,000	0,000	0,250	12,250	110,000
SDV – PE JABOATÃO	19,600	19,600	0,250	12,250	110,000
PE JOBOTÃO - PE RECIFE COPERGAR	21,000	1,400	0,250	12,250	0,000
PE RECIFE COPERGAR – SDV	27,300	6,300	0,250	12,250	0,000
SDV – PE PAULISTA	40,100	12,800	0,250	12,250	0,000
PE PAULISTA - PE IGARASSU II	45,100	5,000	0,250	12,250	0,000
PE IGARASSU II - PE IGARASSU I	52,800	7,700	0,250	12,250	0,000
PE IGARASSU I - PE GOIANA	56,900	4,100	0,250	12,250	0,000
PE GOIANA - PE PEDRAS DE FOGO	86,900	30,000	0,250	12,250	0,000
PE PEDRAS DE FOGO - PE / ECOMP SANTA RITA	111,100	24,200	0,250	12,250	0,000
PE / ECOMP SANTA RITA - PE GOIANINHA	131,200	20,100	0,250	12,250	0,000
PE GOIANINHA – SDV	234,600	103,400	0,250	12,250	0,000
SDV - PE / ECOMP MACAÍBA	246,200	11,600	0,250	12,250	0,000
PE / ECOMP MACAÍBA - PE IELMO MARINHO	282,300	36,100	0,250	12,250	0,000
PE IELMO MARINHO – SDV	303,400	21,100	0,250	12,250	0,000
SDV - GUARARÉ	407,100	103,700	0,250	12,250	0,000
GUARARÉ – VÁLVULA DE CONTROLE	422,600	15,500	0,250	11,750	10,000

As pressões operacionais contratuais de cada citygate estão na Tabela 25.

Tabela 25 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do NORDESTÃO

Citygates	Pressões Máximas (Kgf/cm ²)	Pressões Mínimas (Kgf/cm ²)
Ielmo Marinho	22,0	-
Macaíba	34,0	-
Goianinha	13,0	-
Santa Rita	26,0	-
Pedras de Fogo	32,5	-
Goiana	12,0	-

Citygates	Pressões	Pressões
Igarassu I	20,0	-
Igarassu II	20,0	-
Paulista	20,0	-
Recife	20,0	-
Jaboatão	20,0	-
Cabo	30,0	-

2.4.3 GASALP

O GASALP é um gasoduto que liga Cabo (PE) a Pilar (AL) com cerca de 201,0 km de comprimento e diâmetro de 12" e pressão máxima admissível de 100,0 Kgf/cm². Conta com um ponto de entrega ao longo do gasoduto, que seria a UTE Pernambuco compressão mínima contratual de 32,5 Kgf/cm². Existe somente um ponto de injeção de gás em Pilar. A Tabela 26 apresenta a localização dos pontos de entrega e válvulas, bem como espessura e elevação.

Tabela 26 – Características Físicas do GASALP

CARACTERÍSTICAS DO GASALP (Cabo/PE - Pilar/AL)					
Ocorrência	Comprimento Desenvolvido (km)	Trecho (km)	Espessura (in)	Diâmetro interno (in)	Elevação Local (m)
PR PILAR / PE MARECHAL DEODORO ALGÁS – SDV	0,000	0,000	0,250	12,250	110,000
SDV – SDV	12,000	12,000	0,250	12,250	0,000
SDV – SDV	23,000	11,000	0,250	12,250	140,000
SDV – SDV	57,000	34,000	0,250	12,250	70,000
SDV – SDV	75,990	18,990	0,250	12,250	200,000
SDV – SDV	161,980	85,990	0,250	12,250	10,000
SDV – SDV	169,980	8,000	0,250	12,250	125,000
SDV - PE TERMO PERNAMBUCO	187,630	17,650	0,250	12,250	0,000
PE TERMO PERNAMBUCO - SDV	191,980	4,350	0,250	12,250	110,000
SDV - CABO - VÁLVULA DE CONTROLE	200,980	9,000	0,250	12,250	110,000

2.4.4 GASODUTOS DE TRANSFERÊNCIA PILAR – ATALAIA

Os gasodutos de transferência Pilar – Atalaia são compostos por uma série de gasodutos descritos a seguir:

- Gasoduto que une Pilar (AL) a Furado (AL) de 36,5 km de extensão e 14" de diâmetro;

- Gasoduto que une Furado (AL) a Robalo (SE) de 141,6 km de extensão e 10” de diâmetro;
- Gasoduto que une Robalo (SE) a Carmópolis (SE) de 31,2 km de extensão e 12” de diâmetro;
- Gasoduto que une Carmópolis (SE) a Atalaia (SE) de 51,7 km de extensão e 14” de diâmetro.

Os pontos de entrega, localizados em Sergipe–Atalaia, são Sergas e Fafen-SE. Existem dois pontos de entrada de gás: um em Carmópolis e outro em Atalaia. A Tabela 27 apresenta a localização dos pontos de entrega e válvulas de segurança, bem como espessura e elevação. A Figura 7 apresenta um esquemático dos gasodutos em menção.

Tabela 27 – Características Físicas dos Gasodutos de Transferência Pilar - Atalaia

CARACTERÍSTICAS DOS GASODUTOS DE TRANFERÊNCIA (Pilar/AL - Atalaia/SE)					
Ocorrência	Comprimento Desenvolvido (km)	Trecho (km)	Espessura (in)	Diâmetro Interno (in)	Elevação Local (m)
PR ATALAIA / PE FAFEN-SE SERGÁS - SDV	0,000	0,000	0,250	13,330	0,000
SDV - SDV	10,900	10,900	0,250	13,330	0,000
SDV – SDV	28,400	17,500	0,250	13,320	0,000
SDV – SDV	50,400	22,000	0,250	13,320	20,000
SDV - PR CARMÓPOLIS	51,700	1,300	0,250	13,330	25,000
SDV – SDV	55,700	4,000	0,250	12,220	0,000
SDV – SDV	60,200	4,500	0,250	12,230	20,000
SDV - SDV	64,100	3,900	0,250	12,230	94,000
SDV – SDV	65,600	1,500	0,250	12,250	40,000
SDV – SDV	68,400	2,800	0,250	12,250	88,000
SDV – SDV	76,500	8,100	0,250	12,240	20,000
SDV – SDV	78,600	2,100	0,250	12,220	68,000
SDV – SDV	80,700	2,100	0,250	12,230	15,000
SDV - SDV	81,800	1,100	0,250	12,190	95,000
SDV - ROBALO	82,900	1,100	0,250	12,250	95,000
SDV - SDV	97,300	14,400	0,250	10,190	15,000
SDV – SDV	114,800	17,500	0,250	10,190	10,000
SDV – SDV	116,600	1,800	0,250	10,190	0,000
SDV - SDV	138,900	22,300	0,250	10,190	0,000
SDV – SDV	147,900	9,000	0,250	10,190	10,000
SDV – SDV	158,100	10,200	0,250	10,190	38,000
SDV – SDV	167,300	9,200	0,250	10,190	0,000
SDV – SDV	183,800	16,500	0,250	10,190	35,000
SDV – SDV	190,300	6,500	0,250	10,190	0,000
SDV – SDV	200,600	10,300	0,250	10,190	60,000
SDV – SDV	221,400	20,800	0,250	10,190	126,000
SDV – SDV	224,500	3,100	0,250	10,190	20,000
SDV - FURADO	235,800	11,300	0,250	13,500	130,000
SDV – SDV	238,200	2,400	0,250	13,500	20,000
SDV – SDV	245,200	7,000	0,250	13,500	120,000
SDV – PILAR	249,900	4,700	0,250	13,500	0,000
PILAR - VÁLVULA DE CONTROLE	261,000	11,100	0,250	13,500	110,000

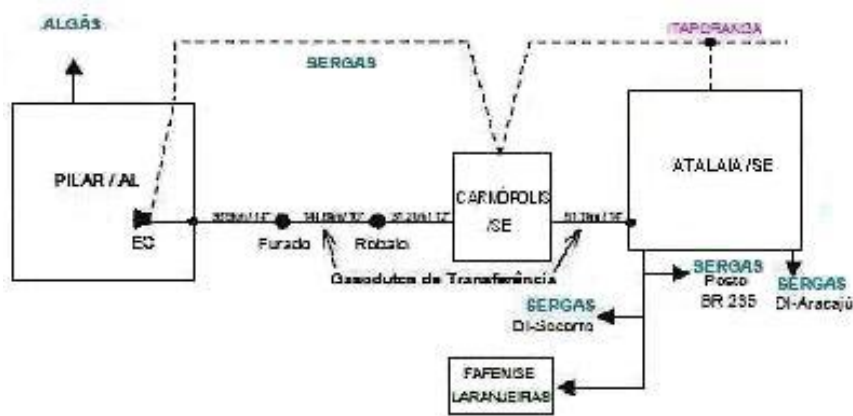


Figura 5 – Esquemático dos Gasodutos de Transferência Pilar - Atalaia

2.4.5 GASEB

O GASEB é um gasoduto que liga Atalaia (SE) a Catu (BA) com cerca de 229,0 km de comprimento e com diâmetro de 14". Conta com seis pontos de entrega ao longo do gasoduto e mais um localizado em Catu. Existe somente um ponto de recebimento de gás localizado em Catu. A Tabela 28 apresenta a localização dos pontos de entrega, válvulas de segurança, bem como espessura e elevação. O perfil de elevação deste gasoduto foi considerado no nível do mar (elevação zero).

Tabela 28 – Características Físicas do GASEB

CARACTERÍSTICAS DO GASEB (Atalaia/SE - Catu/BA)					
Ocorrência	Comprimento Desenvolvido (km)	Trecho (km)	Espessura (in)	Diâmetro interno (in)	Elevação Local (m)
PR CATU BAHIAGAS – PE ARAÇAS	0,000	0,000	0,250	13,312	0,000
PE ARAÇAS - PE FAZENDA BÁLSAMO	37,200	37,200	0,250	13,312	0,000
PE FAZENDA BÁLSAMO - PE FAZENDA ALVORADA	77,300	40,100	0,250	13,312	0,000
PE FAZENDA ALVORADA - PE ESTÂNCIA	88,400	11,100	0,250	13,312	0,000
PE ESTÂNCIA - PE BRAHMA	171,100	82,700	0,250	13,312	0,000
PE BRAHMA – PE MABEL	186,100	15,000	0,250	13,312	0,000
PE MABEL - SDV	199,900	13,800	0,250	13,312	0,000
SDV – ATALAIA	228,900	29,000	0,250	13,312	0,000

As pressões operacionais contratuais de cada citygate estão na Tabela 29.

Tabela 29 – Pressões Máximas e Mínimas contratuais do GASEB

Citygates	Pressões Máximas (Kgf/cm²)	Pressões Mínimas (Kgf/cm²)
Araçás	26,7	-
Fazenda Balsamo	26,7	-
Fazenda Alvorada	26,7	-
Estância	26,7	-
Brahma	26,7	-
Mabel	26,7	-

2.4.6 GASODUTOS DA REGIÃO DA BAHIA

Na região da Bahia está localizada uma série de gasodutos de menor comprimento os quais são descritos a seguir. Vale ressaltar que todos encontram-se ao nível do mar (elevação zero).

- Gasodutos Santiago – Camaçari são dois gasodutos paralelos de 32,0 km de comprimento, 14” e 18” de diâmetro que unem Catu com Camaçari. Próximo a Camaçari estão localizados os pontos de entrega da Termo Camaçari (CHESF), Fafen-BA, Bahiagás Camaçari e Termo Fafen-BA;
- Gasoduto Candeias – Camaçari é um gasoduto de 37,0 km de comprimento e 12” de diâmetro. Próximo a Candeias estão localizados os pontos de entrega de Bahiagás Ucar Posto Trevo, RLAM e Termo Bahia, também os pontos de entrada de Candeias e Manati;
- Gasoduto Candeias – Dow é um gasoduto 15,0 km de comprimento e 14” de diâmetro. Próximo a Dow esta localizado o ponto de entrega da Dow-Quimica;

Gasoduto Aratu – Camaçari é conhecido como um gasoduto de transferência, tem 19,0 km de comprimento com 10” de diâmetro. Em Aratu está localizado o ponto de entrega da Bahiagás Aratu.

A Figura 6 apresenta um esquemático dos gasodutos em menção.

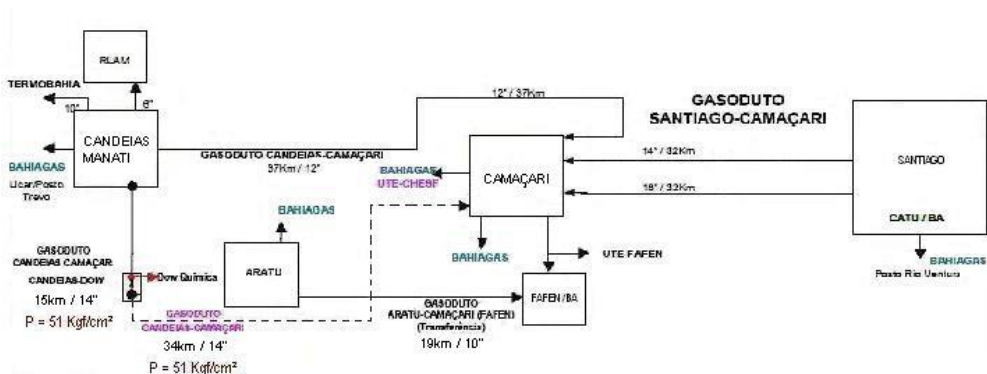


Figura 6 – Esquemático dos gasodutos da região da Bahia

3 PROJEÇÕES OPERACIONAIS PARA OS CENÁRIOS DE 2009 A 2016

Na área do Gás Natural, foram levantadas as projeções de demanda de Gás Natural das companhias distribuidoras locais, do consumo em refinarias, das fábricas de fertilizantes e das termoelétricas. A oferta de Gás Nacional para o mercado consumidor foi projetada por meio da aplicação de índices de disponibilidade obtidos de históricos da realização da indústria produtora de Gás Natural no país. Em seguida, foram elaborados os balanços regionais e o balanço nacional de oferta e demanda de Gás, considerando também as perspectivas de importação de Gás Natural, além da oferta nacional projetada.

Para este trabalho, foi efetivamente considerada apenas a parcela de demanda que dispõe de suprimento definido. O levantamento de demandas contemplou: demanda provada (mercado existente ou em implantação), demanda provável (expansões e projetos aprovados) e a demanda adicional possível (expansões e projetos constantes dos planos plurianuais das companhias distribuidoras). A demanda também contempla o crescimento vegetativo do mercado.

A demanda de gás natural, aqui considerada, é a demanda final energética, isto é, a demanda correspondente ao mercado das companhias distribuidoras de gás canalizado com suprimento definido (distribuidoras operacionais e distribuidoras em fase pré-operacional que já dispõem de contrato de suprimento), relativa aos segmentos residencial, comercial, industrial, automotivo e outros. Segue Figura 7 que apresenta o aumento da demanda no Brasil ao longo dos anos.

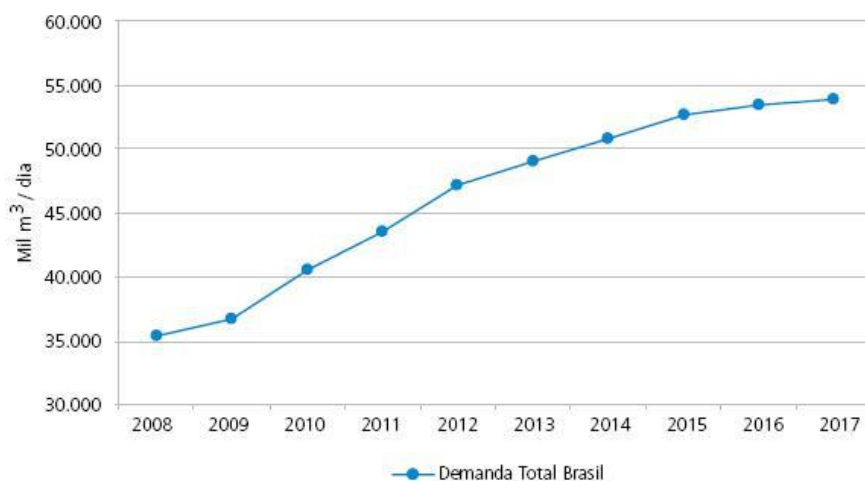


Figura 7 – Demanda Final energética de Gás Natural (10³ m³/dia)

Os Anexos 3, 4, 5, 7, 8, 11, 12 e 13 apresentam respectivamente as previsões para os anos de 2009 a 2016 de vazão das ofertas, demanda dos citygates, das refinarias e das UTE's para a Malha Sudeste e do GASBOL, da Malha Espírito Santo e Malha Nordeste, segundo Ref. [2].

As principais mudanças nas malhas, oriundas de investimentos em novos dutos, em estações de compressão, entrada de novos campos foram obtidas da Ref. [2] e as mais representativas estão apresentadas dentro de cada item do Capítulo 5.

Levando em consideração que a Malha Sudeste e o GASBOL integrados seria a mais complicada dentre as existentes, fez-se um esquemático da distribuição de gás natural apresentados nos Anexos 14 a 29.

4 PROCEDIMENTO DE SIMULAÇÃO

De posse da configuração física da malha para cada ano e das condições operacionais de oferta e demanda, foram construídos modelos para cada ano das malhas no programa PipelineStudio 3.0 da Energy Solutions.

Para facilitar a convergência do software, considerou-se o escoamento isotérmico a 20° C com condições de referência de 20° C e 1 atm.

Para todos os diferentes fluidos estudados, considerou-se a viscosidade constante e igual a $1,1 \times 10^{-8}$ N.s/m². A equação de estado utilizada foi a BWRS uma vez que os fluidos definidos se basearam em dados composicionais

Para maximizar a acuracidade dos resultados, deve-se optar por um tamanho de nó pequeno ou próximo de zero. Nas simulações em questão, adotou-se um Knot Space de 0,01.

Decidiu-se simular as Malhas Sudeste e GASBOL, Nordeste e Espírito Santo separadas para facilitar a convergência do Software e diminuir o tempo de simulação de cada caso. O resultado da Malha Sudeste interligada ao GASBOL foi utilizado nas Malhas Nordeste e Espírito Santo como Gás excedente nos respectivos anos a partir da entrada em operação do GASENE, que seria o gasoduto que interligaria as Malhas.

Após modelada a malha, entra-se com os dados de entrada: pressões e temperaturas nos Pontos de Recebimento, pressões e/ou vazões nas Estações de Compressão e vazões nos Pontos de Entrega. Não necessariamente devem ser esses os dados de entrada, porém optou-se por ser assim para facilitar a convergência do software.

Todas as simulações foram consideradas conclusivas a partir do momento que as pressões nos Pontos de Entrega, Recebimento ou Estações de Compressão ficaram abaixo das pressões contratuais segundo a Ref. [3]. Nesse documento constam todas as pressões máximas e mínimas de cada referência na malha. Caso as pressões resultantes não excedam esses valores, diz-se que não é possível cumprir com aquela demanda. Configura-se então um “gargalo” na malha.

5 RESULTADOS

5.1 MALHA SUDESTE

5.1.1 2009

É no cenário 2009 que ocorrem as principais mudanças nas malhas.

Entra em operação, o GASDUC III. Considerou-se o GASDUC III como sendo um gasoduto idêntico ao GASDUC II, porém com diâmetro de 30”. Sua pressão máxima operacional é de 100,0 Kgf/cm². A partir daqui, manteve-se a UTE Roberto Silveira, a UTE Norte Fluminense e Guapimirim alinhados ao GASDUC II e a UTE Macaé Merchant e o consumo interno de Cabiúnas ao GASDUC III.

A partir do ano 2009, a planta da REDUC não participará mais no processo de transporte de gás vindo de Cabiúnas. Há um projeto para a construção do “Anel da REDUC”, que levará o gás do GASDUC I, GASDUC II, GASDUC III e do Espírito Santo diretamente para o resto da malha sem a limitação das instalações internas da REDUC. É conhecido que, a partir desse ano, a oferta de gás de Cabiúnas tende a cair ano a ano.

Com o intuito de contrabalancear essa queda na produção da Bacia de Campos, passa a haver disponibilidade de utilizar GNL importado com injeção na Baía de Guanabara. Nesse cenário, a vazão disponível de GNL é de 4114,0 KSm³/dia.

O gasoduto Japeri - REDUC começa a operar em paralelo ao mesmo trecho no GASVOL. Este gasoduto possui 40,0 km de comprimento, 28” de diâmetro, rugosidade igual a 0,0018” e sua pressão máxima, assim como em todos os gasodutos novos, é de 100,0 Kgf/cm². Considerou-se o gasoduto Japeri – REDUC sem válvulas e sem variações na altimetria.

Uma nova estação de compressão entra em operação no GASBEL a jusante do Citygate de São Brás do Suaçuí. Sua pressão máxima de compressão é de 65,0 Kgf/cm², que é o limite do duto e a pressão mínima de sucção não é conhecida.

Está previsto o acréscimo de mais um ponto de injeção de gás. O gás de Mexilhão, com capacidade de 3573,3 kSm³/dia, entrará em Taubaté por meio de um novo gasoduto, que também entrará em operação este ano, chamado Caraguatatuba – Taubaté com pressão máxima de 100,0 Kgf/cm². O gasoduto tem a possibilidade de injetar gás tanto no Campinas - Rio quanto no GASPAL. Esse gasoduto foi simulado sem válvulas e sem variações no perfil altimétrico. Uma estação de compressão em Taubaté, localizada ao final do gasoduto Caraguatatuba - Taubaté começa a operar com pressão máxima de descarga de 100,0 Kgf/cm².

Considerou-se o fluido do campo de Mexilhão de mesmas características que o gás de Merluza.

Seguem as observações finais relativas à simulação do cenário 2009:

- Somados a injeção dos gases em Cabiúnas com o gás vindo do Espírito Santo, foram utilizados 28719,2 kSm³/dia de 28720,0 kSm³/dia disponível;
- Foi necessário fazer uso 3206,0 kSm³/dia de GNL da Baía de Guanabara;
- A injeção de gás no GASBOL diminuiu para 28840,9 KSm³/dia;

- Todos os 2420,5 KSm³/dia de gás ofertado pela plataforma de Merluza pôde ser usado. O mesmo para Mexilhão;
- Limitado pela pressão mínima de 35,0 Kgf/cm² na UTE Araucária, só foi possível atender 66,7% da demanda da mesma, ou seja, 1463,0 KSm³/dia;
- A UTE Canoas não poderá operar limitada pela pressão mínima de 28,0 Kgf/cm².

5.1.2 2010

Em 2010, mais um Ponto de Oferta de gás é adicionado. Fisicamente junto com o campo de Mexilhão, o campo BS-500 entra em operação com vazão máxima de 2986,5 KSm³/dia. O fluido do campo BS-500 foi considerado com as mesmas características do gás de Mexilhão.

Seguem as observações finais relativas à simulação do cenário:

- O Terminal de Cabiúnas acrescido do gás vindo do Espírito Santo somam um total de 27302,14 kSm³/dia de um potencial máximo de 27302,7 kSm³/dia;
- Foram utilizados 3713,0 kSm³/dia de um total disponível de 5318,0 kSm³/dia de GNL;
- Apenas foi possível utilizar 28061,7 kSm³/dia de gás vindo da Bolívia;
- Os campos de Merluza, Mexilhão e BS-500 puderam injetar toda a sua produção. Os valores ofertados foram de 2476,2 kSm³/dia, 7146,5 kSm³/dia e 2986,5 kSm³/dia respectivamente;
- As limitações das pressões mínimas contratuais ocorridas em 2009 com a UTE Araucária e a UTE Canoas se repetem nesse cenário de 2010. Apenas poderá ser consumido 727,0 kSm³/dia na UTE Araucária que corresponde a 33,2% de seu máximo de 2192,0 kSm³/dia. Já a UTE Canoas ficará impossibilitada de operar. Como não há previsão de uma nova injeção de gás no Trecho Sul do GASBOL, é notório que esse problema não apenas permanecerá no decorrer dos anos como se agravará;
- A UTE Ibirité somente poderá operar parcialmente com 79,6% da carga, que corresponde a 1173,7 kSm³/dia devido ao limite de pressão mínima de 37,0 Kgf/cm².

- Os mesmos problemas vistos em 2009 se repetem em 2010. Agora, a UTE Ibirité passa a ter a sua vazão limitada pela vazão contratual mínima. Com o aumento das vazões em outros citygates, as condições dessas UTE's se agravarão.
- A partir desse ano, a direção do fluxo de gás muda no trecho REPLAN – Taubaté, devido ao aumento na injeção de gás na região de Taubaté.

5.1.3 2011

Não existe para o ano de 2011 nenhuma projeção de ampliação no que diz respeito a dutos e estações de compressão. As variações consideráveis das vazões de injeção de gás ficam por conta do campo de Mexilhão que dobra sua oferta para 7146,5 kSm³/dia e do campo BS-500 que passa a ofertar 5116,0 kSm³/dia.

Seguem as observações finais relativas à simulação do cenário:

- Todo o gás somado do TECAB com o gás vindo do Espírito Santo puderam ser utilizados totalizando uma vazão ofertada de 26024,2 kSm³/dia;
- Foram utilizados 5135,0 kSm³/dia de um total disponível de 7735,0 kSm³/dia de GNL;
- Apenas foi possível utilizar 27831,9 kSm³/dia de gás vindo da Bolívia;
- Tanto Merluza quanto Mexilhão injetaram suas respectivas vazões máximas de 2500,0 kSm³/dia e 7148,0 kSm³/dia;
- O campo BS-500 não pode ofertar os 5116,0 kSm³/dia previstos. Limitado a pressão de 100,0 Kgf/cm², não foi possível ofertar mais que 4915,7 kSm³/dia;
- A UTE Araucária e a UTE Canoas não poderá operar devido aos seus limites de pressões contratuais;
- A UTE Ibirité não poderá operar devido ao limite de pressão mínima de 37,0 Kgf/cm². Uma vez zerada a UTE Ibirité, o controle da pressão mínima deve ser feito pela REGAP e/ou Betim que é de 33,0 Kgf/cm². Para alcançarmos essa pressão, foi necessário reduzir sensivelmente a vazão da REGAP para 1186,6 kSm³/dia, que corresponde a 93,1% da carga total. Se o problema persistir, a REGAP terá que sofrer maiores cortes.

- Conforme o previsto, a situação se agrava. Continuam sem operar as UTE's Araucária, Canoas e Ibirité. A situação piora de tal forma que a REGAP começa a sofrer as conseqüências com as limitações contratuais. Sem a entrada de um novo ponto de injeção, a REGAP continuará a ter sua vazão reduzida.

5.1.4 2012

Não há em 2012 nenhuma projeção de ampliação no que diz respeito a dutos e estações de compressão. Duas novas descobertas passam a cooperar com a oferta de gás. Uma injeta gás em Japeri com vazão máxima de 124,7 KSm³/dia e a outra em Taubaté com vazão máxima prevista de 361,9 KSm³/dia. O fluido injetado em Japeri foi considerado de mesma qualidade do gás injetado pelo TECAB no GASDUC II e o de Taubaté, de mesma composição do gás de Mexilhão. As vazões não são de uma ordem de grandeza considerável, porém, a sua previsão é de um aumento expressivo cobrindo assim outras ofertas já existentes com vazões minguantes.

Seguem as observações finais relativas à simulação do cenário:

- A oferta do TECAB mais o gás do Espírito Santo totalizou a vazão máxima de 23997,6 kSm³/dia;
- Foram utilizados 8191,0 kSm³/dia de um total disponível de 12924,0 kSm³/dia de GNL;
- O GASBOL pôde ofertar 28366,6 kSm³/dia;
- Tanto Merluza quanto Mexilhão injetaram suas respectivas vazões máximas de 2500,0 kSm³/dia e 7148,0 kSm³/dia;
- O campo BS-500 não pôde ofertar os 5116,0 kSm³/dia previstos. Limitado a pressão de 100,0 Kgf/cm², não foi possível disponibilizar mais que 4977,2 kSm³/dia;
- Não houve problema quanto à injeção de gás nos pontos de novas descobertas de Japeri e Taubaté;
- A impossibilidade de abastecer a UTE Araucária e a UTE Canoas devido aos limites de pressões mínimas continua com um agravante similar ao acontecido no GASBEL. Para manter a pressão na UTE Araucária no seu limite de 35,0 Kgf/cm², foi necessário diminuir a vazão da REPAR para 2614,0 kSm³/dia, ou seja, 88,2% de sua carga. Caso o problema persista, a REPAR sofrerá outros cortes;

- A UTE Ibirité, mais uma vez, ficará sem operar. Como era de se esperar, a REGAP teve sua vazão reduzida novamente para 529,8 kSm³/dia, ou seja, 41,5% de 1275,0 kSm³/dia.
- As previsões em relação ao comportamento nas demandas do ano anterior tornam-se mais severas. O interessante é que exatamente como ocorrido na REGAP e na UTE Ibirité ocorre na REPAR e na UTE Araucária.

5.1.5 2013

Não existe para o ano de 2013 nenhuma projeção de ampliação no que diz respeito a dutos e estações de compressão. As variações das vazões de oferta de gás ficam por conta do aumento considerável da produção das novas descobertas de Japeri e Taubaté que passam a oferecer 560,5 kSm³/dia e 2608,4 kSm³/dia respectivamente.

Seguem as observações finais relativas à simulação do cenário:

- TECAB com o gás vindo do Espírito Santo ofertaram um total de 22172,2 kSm³/dia de um máximo de 22173,0 kSm³/dia;
- A necessidade de uso do GNL sofre um aumento. Foram utilizadas 10189,0 kSm³/dia de um total disponível de 14263,0 kSm³/dia de GNL;
- O GASBOL ofertou 27859,3 kSm³/dia de gás;
- Os campos de Merluza e Mexilhão injetaram suas vazões máximas de 2500,0 kSm³/dia e 7148,0 kSm³/dia respectivamente;
- Limitado a pressão máxima, o campo BS-500 não pôde ofertar os 5116,0 kSm³/dia previstos. Não foi possível ofertar mais que 4357,6 kSm³/dia;
- Não houve problema quanto à injeção de gás nos pontos de novas descobertas de Japeri e Taubaté;
- Mais uma vez, não foi possível abastecer a UTE Araucária e a UTE Canoas devido aos limites de pressões mínimas. A REPAR precisou, como previsto antes, reduzir mais o valor da demanda para 2488,0 kSm³/dia operando com 88,2% de sua carga;
- A UTE Ibirité continua sem condições operacionais de operação. A REGAP passa a operar com apenas 15,7% de sua capacidade. A vazão de gás disponível para a REGAP é de apenas 200,2 kSm³/dia.

- As limitações na REGAP e UTE Ibirité, REPAR e UTE Araucária só aumentam. A UTE Canoas continua também sem operar. É fácil perceber que a pressão na UTE Canoas vem caindo constantemente no decorrer dos anos. É possível que a REFAP sofra as mesmas conseqüências da REPAR e da REGAP.

5.1.6 2014

Não existe para o ano de 2014 nenhuma projeção de ampliação no que diz respeito a dutos e estações de compressão. As variações das vazões de oferta de gás ficam por conta do grande aumento na produção das novas descobertas de Japeri e Taubaté que passam a oferecer 3059,9 kSm³/dia e 8269,1 kSm³/dia respectivamente. Nesse ano, mais uma nova descoberta passa a operar. A injeção de gás ocorrerá na REGAP no GASBEL. Sua vazão no primeiro ano de operação é de 1767,6 kSm³/dia.

Seguem as observações finais relativas à simulação do cenário:

- As demandas do TECAB somado ao gás do Espírito Santo totalizaram 22729,2 kSm³/dia de um máximo possível de 22729,4 kSm³/dia;
- A disponibilidade de injeção de GNL cai bruscamente. Foram utilizadas 4724,0 kSm³/dia de uma máxima oferta de 5469,0 kSm³/dia de GNL;
- O GASBOL injetou 27102,5 kSm³/dia de gás;
- Não houve limitações para a injeção de gás feita pelos campos de Merluza e Mexilhão. As ofertas máximas de 2400,0 kSm³/dia e 7000,0 kSm³/dia respectivamente foram cumpridas sem problemas;
- O campo BS-500 somente pôde ofertar 3214,2 kSm³/dia dos 5116,0 kSm³/dia.;
- Não houve problema quanto à injeção de gás nos pontos de novas descobertas de Japeri, Taubaté e REGAP;
- A UTE Araucária e a UTE Canoas ficaram sem operar. A REPAR tem mais um pouco da sua demanda reduzida. Em 2014, a sua vazão fica 2392,0 kSm³/dia, 80,7% de sua demanda total;
- Com a descoberta da oferta na REGAP, não se fez mais necessário reduzir a demanda da mesma para controle das pressões contratuais, porém a UTE Ibirité continua impossibilitada de operar.

- Os mesmos problemas persistem em continuar com exceção da REGAP, que com a sua nova descoberta, volta a operar com sua carga total.

5.1.7 2015

Mais uma vez não existe para o ano de 2015 nenhuma projeção de ampliação no que diz respeito a dutos e estações de compressão. As variações das vazões de oferta de gás ficam por conta do aumento expressivo da produção das novas descobertas de Japeri, Taubaté e REGAP que passam a oferecer 5341,5 kSm³/dia, 12810,0 kSm³/dia e 3535,1 kSm³/dia respectivamente. A oferta do campo de Mexilhão começa a cair significativamente e a oferta de GNL já é praticamente nula.

Seguem as observações finais relativas à simulação do cenário:

- O TECAB com o gás vindo do Espírito Santo somaram um total de 22335,5 kSm³/dia de um máximo de 22336,1 kSm³/dia;
- Foram utilizadas 197,0 kSm³/dia de um total disponível de 229,0 kSm³/dia de GNL;
- O GASBOL pôde injetar 29105,7 kSm³/dia de gás;
- Os campos de Merluza e Mexilhão ofertaram seus máximos de 2300,0 kSm³/dia e 5533,9 kSm³/dia respectivamente;
- O campo BS-500 apenas oferta 2023,5 kSm³/dia dos 5116,0 kSm³/dia;
- A partir do ano de 2015, não será mais possível injetar toda a produção das novas descobertas de Japeri e Taubaté. Em Japeri, limitado a pressão máxima de 65,0 Kgf/cm², não foi possível ofertar mais que 5135,0 kSm³/dia. Já em Taubaté, também limitado a mesma pressão máxima, apenas 11679,0 kSm³/dia. Já para a nova descoberta da REGAP, não houve problema algum para injetar sua vazão máxima prevista;
- Novamente, a UTE Araucária e a UTE Canoas ficaram fora de operação. Os problemas nesses dois pontos da malha do GASBOL só se agravam. Foi necessário reduzir ainda mais a vazão da REPAR para 2000,0 kSm³/dia (67,5% da carga máxima) para controlar a pressão acima de 35,0 Kgf/cm². Para o controle da pressão em Canoas em 28,0 Kgf/cm², também tivemos que reduzir a demanda da REFAP. Dos 365,0 kSm³/dia previstos para a REFAP,

apenas foi possível entregar 260,0 kSm³/dia, que corresponde a 71,2% da demanda prevista;

- Foi necessário reduzir a vazão de Termocubatão de 1010,0 kSm³/dia para 700,0 kSm³/dia devido ao limite de pressão mínima de sucção de 23,0 Kgf/cm² na RECAP. É importante afirmar que não necessariamente teria que ser Termocubatão a sofrer cortes em sua demanda. Qualquer ponto de entrega a ser reduzido nas proximidades aumentaria a pressão de sucção da RECAP, porém, optou-se por reduzir a vazão de uma UTE. Há apenas duas UTE's na região que seria Termocubatão e Piratininga. Como Piratininga seria mais complicado limitar por conta do Anel da Comgas, foi decidido por cortar Termocubatão.
- A válvula reguladora do Campinas-Rio a jusante da REPLAN foi controlada em 88,3 Kgf/cm². Já a válvula controladora, também a jusante da REPLAN, porém no trecho sentido Guararema, foi controlada em 73,0 Kgf/cm².
- Com o grande aumento na injeção na REGAP, a UTE Ibité volta a operar com sua demanda total.
- Conforme comentado anteriormente, a REFAP passa a ficar limitada da mesma forma que a UTE Ibité e a REGAP ficaram por alguns anos e que a REPAR e UTE Araucária persistem em ficar.
- O Ponto de Entrega de Termocubatão passa a ficar restringido devido à pressão de sucção da RECAP.

5.1.8 2016

Para o ano de 2016, nenhuma projeção de ampliação no que diz respeito a dutos e estações de compressão. As variações das vazões de oferta de gás ficam por conta do aumento expressivo das três novas descobertas de Japeri, Taubaté e REGAP. A oferta dos três pontos citados são respectivamente 6404,5 kSm³/dia, 14612,8 kSm³/dia e 4418,9 kSm³/dia respectivamente. O campo de Mexilhão sofre uma pequena redução na oferta.

Seguem as observações finais relativas à simulação do cenário:

- O TECAB acrescido ao gás do Espírito Santo ofertaram juntos 21408,1 kSm³/dia de um máximo de 21410,0 kSm³/dia;
- Todos os 230,0 kSm³/dia de GNL foram utilizados;
- A oferta do GASBOL para esse ano foi de 29948,8 kSm³/dia de gás;

- Merluza injetou sua máxima vazão de oferta de 2200,0 kSm³/dia. O mesmo aconteceu com a vazão de 4067,9 kSm³/dia do campo de Mexilhão;
- Novamente limitado a pressão máxima de 100,0 Kgf/cm², o campo BS-500 não pôde ofertar os 5116,0 kSm³/dia previstos. A vazão de oferta foi de 3103,9 kSm³/dia;
- Apesar do aumento significativo na oferta das novas descobertas de Japeri e Taubaté, não será possível injetar muito mais do que foi utilizado no cenário de 2005. O máximo ofertado em Japeri foi de 5226,4 kSm³/dia e em Taubaté, 11775,8 kSm³/dia. Não houve problema quanto à injeção de gás na nova descoberta da REGAP;
- Como era esperado, a UTE Araucária e a UTE Canoas ficarão fora de operação. Mais uma vez, a REPAR e a REFAP tiveram suas vazões reduzidas para 1788,0 kSm³/dia (60,3% da carga máxima) e 135,0 kSm³/dia (37,0% da carga máxima) respectivamente;
- Com o aumento dos consumos das demandas, a pressão de sucção da RECAP cai mais ainda se comparado com o cenário de 2015. Um corte maior na demanda da Termocubatão é obrigatório. Para manter a pressão da RECAP acima de 23,0 Kgf/cm², Termocubatão só poderá operar com 330,0 kSm³/dia, 32,7% da demanda máxima.
- Como em 2015, a válvula reguladora do Campinas-Rio a jusante da REPLAN foi controlada em 87,4 Kgf/cm² e a válvula controladora, também a jusante da REPLAN, porém no trecho sentido Guararema, foi controlada em 73,0 Kgf/cm².
- Em 2016, os problemas ocorridos em 2015 se repetem, porém com limitações maiores.

5.2 MALHA ESPÍRITO SANTO

5.2.1 2009

Para informação, até o ano 2007, a Malha Espírito Santo não era considerada interligada a Malha Sudeste nem a Nordeste. Em 2008, é iniciado o fornecimento de gás para a Malha Sudeste e, em 2009, para a Malha Nordeste com suas devidas interligações.

Seguem as observações finais relativas à simulação do cenário:

- Com atual configuração, não foi possível suprir a demanda do gás no TECAB devido à restrição de 58,0 kgf/cm² de pressão na sucção da ECOMP de Piúma. O fluxo máximo alcançado foi de 11325,0 kSm³/dia;
- Como as ECOMPs do gasoduto “Lagoa Parda – Vitória” não foram modeladas conforme descrito anteriormente, o valor da sua vazão foi retirado do ponto em que estariam localizadas;
- Mesmo que não tenha sido possível suprir a demanda no TECAB, há excedente de 202,5 kSm³/dia de gás.

5.2.2 2010

No ano de 2010 o ponto de recebimento de Ubú-I começa a operar, fornecendo gás à malha Espírito Santo.

Seguem as observações finais relativas à simulação do cenário:

- Todos os Pontos de Entrega foram atendidos completamente sem nenhuma restrição;
- Como as ECOMPs do gasoduto “Lagoa Parda – Vitória” não foram modeladas conforme descrito anteriormente, o valor da sua vazão foi retirado do ponto em que estariam localizadas;
- Há um excedente de 1174,9 kSm³/dia de gás.

5.2.3 2011

No ano de 2011 não houve nenhuma modificação na malha em relação ao ano anterior.

Seguem as observações finais relativas à simulação do cenário:

- Todos os Pontos de Entrega foram atendidos completamente sem nenhuma restrição;
- Como as ECOMPs do gasoduto “Lagoa Parda – Vitória” não foram modeladas conforme descrito anteriormente, o valor da sua vazão foi retirado do ponto em que estariam localizadas;
- Existe um excedente de 1114,6 kSm³/dia de gás.

5.2.4 2012

No ano de 2012 não houve nenhuma modificação na malha.

Seguem as observações finais relativas à simulação do cenário:

- Todos os Pontos de Entrega foram atendidos completamente sem nenhuma restrição;
- Como as ECOMPs do gasoduto “Lagoa Parda – Vitória” não foram modeladas conforme descrito anteriormente, o valor da sua vazão foi retirado do ponto em que estariam localizadas;
- Existe um excedente de 715,3 kSm³/dia de gás.

5.2.5 2013

No ano de 2013 não houve nenhuma modificação na malha.

Seguem as observações finais relativas à simulação do cenário:

- Todos os Pontos de Entrega foram atendidos completamente sem nenhuma restrição;
- Como as ECOMPs do gasoduto “Lagoa Parda – Vitória” não foram modeladas conforme descrito anteriormente, o valor da sua vazão foi retirado do ponto em que estariam localizadas;
- Existe um excedente de 2023,6 kSm³/dia de gás.

5.2.6 2014

No ano de 2014 não houve nenhuma modificação na malha.

Seguem as observações finais relativas à simulação do cenário:

- Todos os Pontos de Entrega foram atendidos completamente sem nenhuma restrição;
- Como as ECOMPs do gasoduto “Lagoa Parda – Vitória” não foram modeladas conforme descrito anteriormente, o valor da sua vazão foi retirado do ponto em que estariam localizadas;
- Existe um excedente de 2961,6 kSm³/dia de gás.

5.2.7 2015

No ano de 2015 não houve nenhuma modificação na malha.

Seguem as observações finais relativas à simulação do cenário:

- Todos os Pontos de Entrega foram atendidos completamente sem nenhuma restrição;
- Como as ECOMPs do gasoduto “Lagoa Parda – Vitória” não foram modeladas conforme descrito anteriormente, o valor da sua vazão foi retirado do ponto em que estariam localizadas;

- Existe um excedente de 4928,2 kSm³/dia de gás.

5.2.8 2016

No ano de 2016 não houve nenhuma modificação na malha.

Seguem as observações finais relativas à simulação do cenário:

- Todos os Pontos de Entrega foram atendidos completamente sem nenhuma restrição;
- Como as ECOMPs do gasoduto “Lagoa Parda – Vitória” não foram modeladas conforme descrito anteriormente, o valor da sua vazão foi retirado do ponto em que estariam localizadas;
- Existe um excedente de 4928,2 kSm³/dia de gás.

Em todos os anos com exceção de 2009 as demandas foram cumpridas. Neste ano não foi possível mandar todo o gás disponível para o TECAB devido à pressão de sucção da ECOMP de Piúma, embora houvesse gás disponível para tal.

Também se tentou desligar uma ECOMP para não acontecer o problema da sucção e limitar em 44,0 kgf/cm² no TECAB a pressão mínima de entrega. Neste caso foi possível entregar 10528,1 kSm³/dia, ou seja, menos ainda que no outro caso. Optou-se então pelo melhor dos casos.

5.3 MALHA NORDESTE

5.3.1 2009

No ano de 2009 existem as seguintes projeções de ampliações com respeito aos dutos:

- Trecho Pilar (AL) - Ipojuca (PE) de 187,0 km de extensão, 24” de diâmetro e 100,0 kgf/cm² de máxima pressão de operação;
- Trecho Açú - Serra do Mel (RN) de 31,4 km de extensão e 14” de diâmetro. Este gasoduto fornece vazão para a Termo Açú, o qual se inclui à malha nordeste a partir de 2009;
- Trecho Pecem - Fortaleza (CE) de 51,0 km de extensão, 20” de diâmetro e 100,0 kgf/cm² de máxima pressão de operação. Este gasoduto entra em operação devido ao fornecimento de GNL

importado injetado em Pecem o qual inicia suas operações também em 2009.

Alem das previsões de novas descobertas em 2009, inicia-se a oferta de gás proveniente do GASENE em Catu (BA).

O Ponto de Entrega de Aratu foi atendido parcialmente em 54% devido a sua pressão mínima de 25,0 kgf/cm². Este fornecimento parcial pode ser aliviado, em parte, aumentando a pressão em Manati, atualmente com 51,0 kgf/cm². Foi dada prioridade as térmicas de Camaçari devido a pouca influência na pressão em Aratu.

Outros comentários são os seguintes:

- Os Pontos de Entrega restantes tiveram suas vazões previstas completamente cumpridas;
- Todas as térmicas foram atendidas completamente;
- A Estação de Compressão de Aracati permanece sem operar (modo bypass);
- O ponto de Recebimento de Manati forneceu parcialmente sua vazão devido ao limitante da pressão máxima de 51,0 kgf/cm², somente utilizando 95% de sua capacidade total;
- O ponto de Recebimento de Guamaré incluída sua nova descoberta, forneceu parcialmente sua vazão total de 94%;
- Os Pontos de Recebimento restantes injetaram por completo sua vazão incluída suas novas descobertas;
- Injetou-se a máxima vazão possível de GNL em Pecém;
- A vazão de gás obtida do GASENE em Catu foi 96% da vazão esperada.

Houve necessidade de controlar as pressões das válvulas de controle que une o NORDESTÃO com o GASALP, de tal maneira a garantir a melhor distribuição das vazões e a convergência do programa.

5.3.2 2010

No ano de 2010 não existe nenhuma projeção de ampliação com respeito a dutos, estações de compressão ou aumento da oferta, em relação às últimas ampliações de 2009.

Em relação às diferenças entre os valores obtidos e os valores esperados, pode-se dizer que:

- Aratu foi atendido parcialmente em 2% devido ao limite de pressão mínima de 25,0 kgf/cm². Foi dada prioridade as térmicas de Camaçari devido a pouca influência na pressão em Aratu.
- A vazão de gás fornecida no GASENE em Catu foi de 83% da vazão esperada.

Outros comentários são os seguintes:

- Os Pontos de Entrega restantes foram atendidos por completo;
- Todas as térmicas foram atendidas completamente;
- A Estação de Compressão de Aracati fica sem operar (modo bypass). Não há fluxo de Gás entre LUBNOR e Pacajus;
- O Ponto de Recebimento de Manati forneceu sua vazão máxima;
- O Ponto de Recebimento de Guamaré, incluindo sua nova descoberta, forneceu 96% de sua vazão total;
- Todos os outros Pontos de Recebimento forneceram completamente sua vazão incluindo suas novas descobertas;
- Foi possível injetar todo o GNL importado disponível em Pecém.

As válvulas que foram fechadas para realizar as simulações do ano em estudo, de tal maneira de garantir a melhor distribuição das vazões e a convergência do programa, foram as mesmas que as em 2009, adicionadas a válvula de bloqueio a jusante de Pacajus.

5.3.3 2011

Não se registrou nenhuma diferença na configuração física e localização de novas descobertas em relação ao ano anterior (2010).

Em relação às diferenças entre os valores obtidos e os valores esperados, pode-se dizer que:

- A demanda em Aratu foi atendida parcialmente em 20% devido ao limite de pressão mínima 25,0 kgf/cm². Este limitante é devido ao conjunto de gasodutos que convergem em Camaçari os quais são de baixas pressões operacionais. A vazão em Aratu poderia ser aumentada se a pressão de operação do gasoduto Catu - Camaçari 18" fosse de 50,0 kgf/cm² aproximadamente;

- Pelas condições obtidas, a vazão de gás vinda do GASENE em Catu foi menor que o esperado (85%).

Outros comentários são os seguintes:

- Os Pontos de Entrega restantes puderam ser atendidos;
- Todas as térmicas foram atendidas completamente;
- A Estação de Compressão de Aracati permanece sem operar (modo bypass);
- O Ponto de Recebimento de Manati forneceu sua vazão total;
- Os Pontos de Recebimento restantes injetaram suas vazões totais incluídas as novas descobertas;
- Todo o GNL importado disponível em Pecém pôde ser injetado.

As válvulas que foram fechadas para realizar as simulações do ano em estudo, de tal maneira a garantir a melhor distribuição das vazões e a convergência do programa, foram as mesmas que em 2009.

5.3.4 2012

Não se registrou nenhuma diferença na configuração física e localização de novas descobertas em relação ao ano anterior (2011).

Em relação às diferenças entre os valores obtidos e os valores esperados, pode-se dizer que:

- A Termo Camaçari (CHESF) foi atendida parcialmente em 83% devido ao limite de pressão mínima contratual em Aratu de 25,0 kgf/cm² a qual não foi atendida.
- Cortando totalmente o atendimento em Camaçari (CHESF), obtém-se em Aratu um fornecimento de 53% do esperado.
- Cortando totalmente o fornecimento de Gás na UTE Termo Bahia e fornecendo 83% do esperado em Camaçari (CHESF), é possível suprir Aratu em 40% de sua vazão prevista.
- A RLAM foi atendida parcialmente devido ao limite de pressão mínima de 20,0 kgf/cm² (77%).
- Cortando totalmente o fornecimento em Camaçari (CHESF), é possível atender a RLAM com 81% do esperado. Com a vazão da UTE Termo Bahia limitada em 3% da capacidade total e mantendo o

atendimento de Camaçari (CHESF) em 83% do esperado, consegue-se suprir a RLAM por completo;

- Pelas condições obtidas, a vazão de GNL importado em Pecém foi de 79% da vazão esperada.

Outros comentários são os seguintes:

- Os Pontos de Entrega e as térmicas restantes foram atendidos completamente;
- A Estação de Compressão de Aracati ficou fora de operação sem fluxo de Gás (modo closed);
- Manati forneceu sua vazão máxima prevista;
- O Ponto de Recebimento de Guamaré, incluindo sua nova descoberta, forneceu 98% de sua vazão prevista;
- Os Pontos de Recebimento restantes forneceram completamente sua vazão incluindo suas novas descobertas.
- A vazão de Gás pelo GASENE em Catu foi de 92% da vazão esperada.

5.3.5 2013

Não se registrou nenhuma diferença na configuração física e localização de novas descobertas em relação ao ano anterior (2012).

Em relação às diferenças entre os valores obtidos e os valores esperados, pode-se dizer que:

- A Termo Camaçari (CHESF) foi atendida parcialmente em 61% devido ao limite de pressão mínima em Aratu 25,0 kgf/cm² a qual não foi atendida.
- Cortando totalmente o atendimento em Camaçari (CHESF), é possível atender Aratu com uma vazão de 45% do esperado.
- Cortando totalmente o atendimento na UTE_TermoBahia e mantendo o atendimento em Camaçari (CHESF) em 61% do esperado, consegue-se suprir Aratu com 41% da vazão esperada.
- A RLAM foi atendida parcialmente com 42% de sua vazão prevista devido ao limite de pressão mínima de 20,0 kgf/cm².
- Cortando totalmente o atendimento em Camaçari (CHESF), é possível atender a RLAM com uma vazão de 44% do esperado.

- Cortando totalmente o fornecimento de Gás na UTE_TermoBahia e mantendo a vazão em Camaçari (CHESF) em 61% do esperado, é possível suprir a RLAM com uma vazão de 57% do esperado.
- O Ponto de Recebimento de Guamaré, incluindo sua nova descoberta, forneceu 84% de sua capacidade total.
- Pelas condições obtidas, a vazão de GNL importado em Pecém foi 87% da vazão prevista.
- A vazão de gás proveniente do GASENE em Catu foi 82% da vazão esperada.

Outros comentários são os seguintes:

- Todos os Pontos de Entrega e térmicas restantes tiveram suas vazões cumpridas;
- A Estação de Compressão de Aracati continua sem operar com fluxo de Gás permitido (modo bypass);
- Manati injetou toda sua vazão.
- Todos os outros Pontos de Recebimento forneceram completamente sua vazão.

5.3.6 2014

Não se registrou nenhuma diferença na configuração física e localização de novas descobertas em relação ao ano anterior (2013).

Em relação às diferenças entre os valores obtidos e os valores esperados, pode-se dizer que:

- A RLAM foi atendida parcialmente com 35% de sua vazão máxima devido ao limite de pressão mínima de 20,0 kgf/cm².
- A Termo Camaçari (CHESF) foi atendida parcialmente com 31% de sua carga máxima devido ao limite de pressão mínima em Aratu de 25,0 kgf/cm².
- Pelas condições obtidas, a vazão de GNL importado em Pecém foi 86% da vazão esperada.
- A vazão de gás fornecida pelo GASENE em Catu foi 71% da vazão esperada.

Outros comentários são os seguintes:

- Os Pontos de Entrega restantes tiveram suas vazões cumpridas completamente;
- As térmicas restantes foram atendidas completamente;
- A Estação de Compressão de Aracati ficou sem operar (modo bypass);
- O Ponto de Recebimento de Manati forneceu toda sua vazão prevista;
- O Ponto de Recebimento de Guimarães, incluindo sua nova descoberta, forneceu toda sua capacidade;
- Os Pontos de Recebimento restantes forneceram completamente sua vazão prevista incluindo suas novas descobertas.

As válvulas que foram fechadas para realizar as simulações do ano em estudo, de tal maneira de garantir a melhor distribuição das vazões e a convergência do programa, foram as mesmas que as do ano de 2009.

5.3.7 2015

Não se registrou nenhuma diferença na configuração física e localização de novas descobertas em relação ao ano anterior (2014).

Em relação às diferenças entre os valores obtidos e os valores esperados, pode-se dizer que:

- A RLAM foi atendida parcialmente com apenas 29% da vazão esperada, devido ao limite de pressão mínima contratual de 20,0 kgf/cm².
- A Termo Camaçari (CHESF) foi atendida parcialmente com 4% da vazão esperada limitada a pressão mínima em Aratu de 25,0 kgf/cm².
- A vazão prevista para Aratu não pôde ser entregue.
- Foram utilizados 48% do previsto de Gás em Catu proveniente do GASENE.

Outros comentários são os seguintes:

- Todos os outros Pontos de Entrega foram atendidos completamente;
- As outras térmicas também foram atendidas completamente;
- As Estações de Compressão de Aracati, Macaíba e Santa Rita não operaram (modo bypass);

- O Ponto de Recebimento de Manati forneceu sua capacidade máxima;
- O Ponto de Recebimento de Guamaré, incluindo sua nova descoberta, forneceu sua capacidade máxima;
- Os Pontos de Recebimentos restantes também forneceram sua vazão máxima incluindo suas novas descobertas;
- A vazão de GNL importado em Pecém foi de 96% da vazão esperada.

As válvulas que foram fechadas para realizar as simulações do ano em estudo, de tal maneira a garantir a melhor distribuição das vazões e a convergência do programa, foram as mesmas que no ano de 2009.

5.3.8 2016

Não se registrou nenhuma diferença na configuração física e localização de novas descobertas em relação ao ano anterior (2015).

Em relação às diferenças entre os valores obtidos e os valores esperados, pode-se dizer que:

A Termo Camaçari (CHESF) não foi atendida e a Termo Bahia, apenas parcialmente em 51%, devido ao limite de pressão mínima contratual em Aratu de 25,0 kgf/cm².

Mais uma vez, o Ponto de Entrega de Aratu não foi atendido;

A RLAM foi atendida parcialmente em 28% do esperado devido ao limite de pressão mínima de 20,0 kgf/cm².

A vazão de gás proveniente do GASENE em Catu foi de 19% da vazão esperada.

Outros comentários são os seguintes:

Os Pontos de Entrega restantes foram atendidos completamente;

As outras térmicas foram atendidas completamente;

As Estações de Compressão de Aracati, Macaíba e Santa Rita ficaram fora de operação (modo bypass);

O Ponto de Recebimento de Manati forneceu completamente sua vazão prevista;

O Ponto de Recebimento de Guamaré, incluindo sua nova descoberta, forneceu sua vazão máxima;

Os Pontos de Recebimento restantes forneceram por completo sua vazão incluindo suas novas descobertas;

Pelas condições obtidas, a vazão de GNL importado em Pecém foi de 96% da vazão esperada.

As válvulas que foram fechadas para realizar as simulações do ano em estudo, de tal maneira a garantir a melhor distribuição das vazões e a convergência do programa, foram as mesmas que em 2009.

6 CONCLUSÃO

Após estudo criterioso da relação de oferta e demanda de gás no Brasil, em diferentes cenários entre os anos de 2009 e 2016. Pode-se concluir que, com base na projeção de produção e disponibilidade para vendas realizadas pela Petrobrás e previsão de demanda de Gás Natural no Brasil, verifica-se que caso se realize a demanda projetada, a entrega desse gás estará comprometida em alguns pontos, seja por falta de oferta e/ou por falta de capacidade de vazão dos gasodutos.

Embora tenham sido consideradas as previsões das empresas no setor, alguns ajustes foram incluídos. Estes ajustes não significam que os valores apresentados não possam sofrer variações, as quais, certamente, não serão expressivas a ponto de comprometer as conclusões sobre o quadro de preocupações em relação às disponibilidades de Gás Natural.

Na malha Sudeste e no GASBOL, as demandas não estão sendo totalmente atendidas. No ano de 2009, foi possível cumprir, não apenas com as demandas previstas, como foi possível operar a UTE Araucária de forma parcial. A partir daí, em todos os outros anos, as demandas ficaram limitadas nas pressões mínimas contratuais e/ou na própria capacidade do gasoduto.

Em todas as limitações encontradas, duas regiões se configuram como críticas, por apresentarem os mesmos problemas na maior parte dos anos. São elas, a região de Araucária no Paraná e a região de Canoas no Rio Grande do Sul. Para solucionar a limitação na demanda de gás na região de Araucária, será necessário alugar ou construir uma nova Estação de Compressão para operar a jusante da REPLAN com pressão máxima de 100,0 Kgf/cm² e Potência disponível de 3000,0 HP. Para o caso da região de Canoas, a disponibilidade de

injeção de 6000,0 kSm³/dia de GNL próximo a São Francisco do Sul somado ao aluguel e/ou construção de mais quatro Estações de Compressão e um loop de aproximadamente 50,0 Km de extensão a jusante de Siderópolis são suficientes para cumprir com as demandas até 2016 em todo o trecho sul do GASBOL. Segue maiores detalhes das futuras Estações de Compressão:

- **Gaspar** - localizada no Ponto de Entrega de Blumenau e/ou Gaspar com Pressão Máxima de Descarga em 75,0 Kgf/cm² e Potência requerida de 3000,0 HP;
- **São Bonifácio** – localizada a aproximadamente 50,0 Km a jusante do Ponto de Entrega de São Pedro de Alcântara com Pressão Máxima de Descarga de 75,0 Kgf/cm² e Potência requerida de 3000,0 HP;
- **Siderópolis** – localizada nas proximidades de Siderópolis com Pressão Máxima de Descarga de 75,0 Kgf/cm² e Potência requerida de 2500,0 HP;
- **Jaquirana** – localizada a 103,7 Km a jusante de Siderópolis com Pressão Máxima de 75,0 Kgf/cm² e Potência requerida de 2500,0 HP.

Ainda na malha Sudeste, também é considerada crítica a região próxima a Betim no Estado de Minas Gerais que tem sua capacidade de transporte limitada devido aos altos consumos de Gás na região. A necessidade de cumprir com esta demanda de 2010 até 2014, quando se está prevendo a injeção de Gás proveniente de novas descobertas na REGAP, foi solucionada no presente estudo com um loop no GASBEL entre a ESMAN e a REGAP (16" e 184,0 km). O Gás necessário seria obtido pelo aumento da oferta de GNL na Baía de Guanabara e em Mexilhão. Porém, este loop ficaria praticamente inativo após o ano de 2014, quando a nova descoberta na REGAP entrar em operação, aumentando gradativamente sua oferta. Desta forma, deve-se considerar se o custo para a construção deste loop é justificável para atender a demanda da REGAP entre 2010 e 2013 ou se será útil após a diminuição da oferta na REGAP. A ECOMP de Congonhas necessita ter uma Potência disponível de aproximadamente 3500,0 HP. Uma conclusão interessante sobre a relação entre essa ECOMP e o loop ESMAN-REGAP, é que quanto maior a vazão no loop em questão, maior a Potência no Compressor de Congonhas. Assim, com a injeção da nova descoberta na REGAP em 2014, a Potência do Compressor cai consideravelmente e cairá mais ainda com o aumento dessa injeção.

Com limitações também no transporte de gás nos anos de 2015 e 2016, a região da Baixada Santista necessitaria da construção de um loop de 22" e 66,0 km de extensão ou do aumento da capacidade de compressão na RECAP, caso seja possível trabalhar com pressões de sucção baixas (menores que 23,0 Kgf/cm²). Vale ressaltar que a Potência máxima (3666,3 HP) na RECAP será consumida no ano de 2014 e que, após a entrada em operação do loop no GASAN, essa potência diminui bruscamente em torno de 90%.

Para a Malha Espírito Santo, em todos os anos com exceção de 2009 as demandas foram cumpridas.

Neste ano não foi possível mandar todo o Gás disponível para o TECAB devido à pressão de sucção da ECOMP de Piúma, embora houvesse gás disponível para tal.

Também se tentou desligar uma ECOMP para não acontecer o problema da sucção e limitar em 44,0 kgf/cm² no TECAB a pressão mínima de entrega. Neste caso foi possível entregar 10528,1 kSm³/dia, ou seja, menos ainda que no outro caso. Optou-se então pelo melhor dos casos.

Para resolver os problemas de transporte de gás natural na malha Espírito Santo, somente foi necessário simular as ampliações na malha para o ano de 2009. Foi realizada uma análise que prevê a redução da pressão de sucção da ECOMP de Piúma. Porém, se eventualmente for necessária uma vazão 10% ou 20% maior do que o simulado, a pressão de sucção do compressor de Piúma cai para 40,0 kgf/cm² ou 20,0 kgf/cm² respectivamente, causando um aumento muito grande na potência do compressor.

O Ponto de Recebimento de Manati começou fornecendo 95% da sua vazão no ano de 2009, devido ao início do fornecimento do gás proveniente do GASENE em Catu, já que sua tendência devido a limitações seria a de fornecer uma menor quantidade de gás.

O Ponto de Entrega de Aratu, devido ao limite de pressão mínima de 25,0 kgf/cm², sofre limitações a partir de 2009 até que, em 2011, Aratu passa a não receber mais Gás.

A Termo Camaçari (CHESF) divergiu dos resultados esperados a partir de 2012 com 83% da vazão requerida. Este valor continua diminuindo até 2016, ano que não é mais possível fornecer gás a região, devido à necessidade de manter a pressão no ponto de entrega de Aratu com um valor não menor à pressão mínima. Também limitada pela pressão mínima contratual em Aratu, a Termo Bahia tem sua vazão fornecida parcialmente em 2016.

O Ponto de Entrega da RLAM passa a ficar limitado em 2012 com 77% do valor esperado até o ano de 2016 com 28%, devido à pressão nesse ponto a qual atingiu ao valor de sua pressão mínima, 20,0 kgf/cm².

Outra zona crítica, de menor grau, encontra-se na região da Estação de Compressão de Macaíba, limitada na pressão de sucção. É fácil observar o gargalo em questão quando se torna necessário enviar uma maior vazão a jusante desta Estação de Compressão, principalmente para atender Termo Pernambuco.

Dos resultados obtidos e das análises realizadas se pode determinar que a região da Bahia é outra crítica devido ao conjunto de gasodutos localizados nesta área, uma vez que as pressões máximas de operação são relativamente baixas.

Para atender as demandas da Bahia, a principal ampliação seria a construção de um novo gasoduto entre Catu-Camaçari, com 33,0 km, 18" de diâmetro e com pressão máxima de operação de 100,0 kgf/cm². Para o abastecimento da RLAM, será necessária a construção de um novo duto de 10" e 6,0 km de comprimento.

Já para o abastecimento da região em torno de Camaçari e Candeias, entre os anos de 2009 e 2011, verificou-se a necessidade de um novo duto ligando Candeias-Camaçari, com 14" e 37,0 a 43,0 km de comprimento, dependendo da faixa. A partir de 2012, a configuração de oferta e demanda não exige mais a necessidade deste duto. Assim, este investimento deverá ser analisado com bastante cuidado.

Também a partir de 2012, os dutos antigos ligando Catu-Camaçari e Candeias-Camaçari, que operam com uma pressão máxima de 30,0 kgf/cm² deverão sair de operação, pois serão necessárias pressões acima deste valor em Catu, Camaçari e Candeias.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

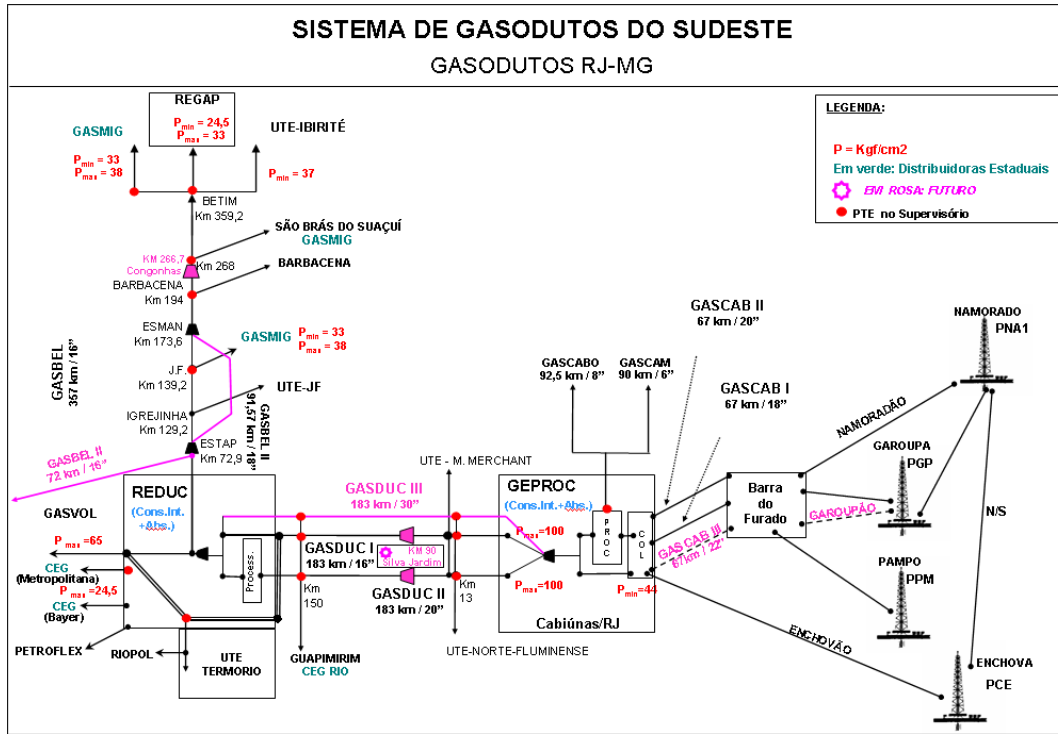
- [1] Edital de Convite CV-EPE-002/2006;
- [2] PDE 2007-2016 Volume I e II – Plano Decenal de Expansão de Energia;
- [3] PE-31-00073-H - Limites Operacionais - Anexo 1, 2 e 3.

8 BIBLIOGRAFIA DE APOIO

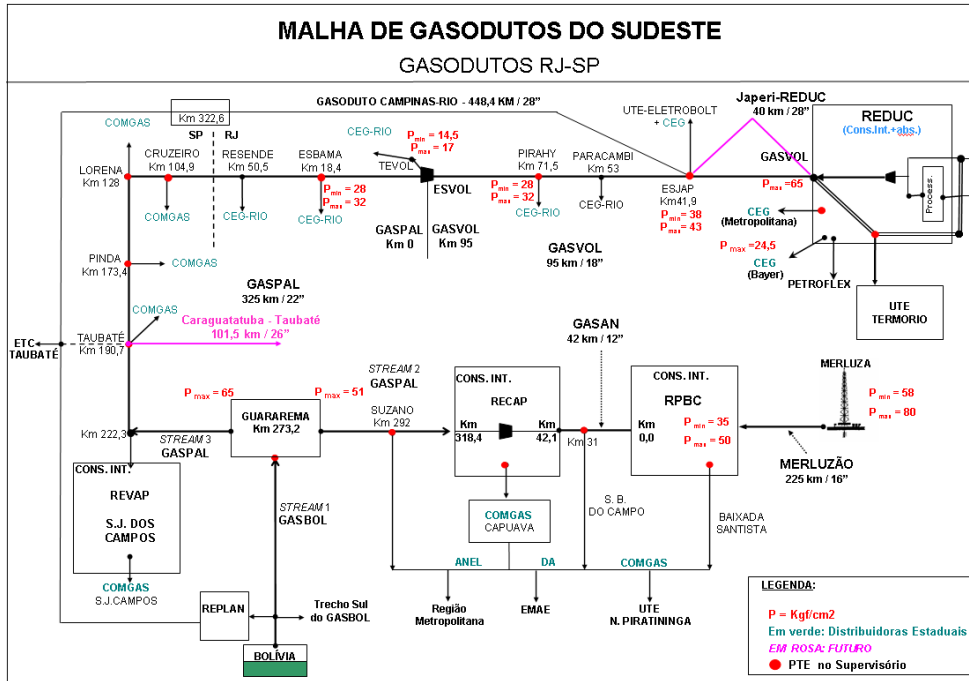
- [1] RL-4710.00-6521-940-FPL-001 – Cenários Operacionais para Ajuste das SDV's;
- [2] RL-4713.03-940-FPL-001 – Plano Diretor de Dutos de São Paulo – GASAN II 22”;
- [3] ASTM / ASME B36.10M - 1985 – “Dimensions and Weights of Welded and Seamless Wrought Steel Pipe”;
- [4] MD-4300.00-6000-940-PEN-001 – Projeto Conceitual – Plano Diretor de Dutos do estado de São Paulo;
- [5] RL-4305.00-6520-940-PEI-003 – Bolívia – Brasil Gás Pipeline;
- [6] Revista Brasileira de Energia Vol.4 N. 2 – O Equilíbrio de Oferta e Demanda de Gás Natural no Estado do Rio de Janeiro;
- [7] Website Portal do Gás Natural

9 ANEXOS

Anexo 1 – Fluxograma da malha de gasodutos da região Sudeste (Rio de Janeiro – Minas Gerais)



**Anexo 2 – Fluxograma da malha de gasodutos da região Sudeste
(Rio de Janeiro – São Paulo)**



Anexo 3 – Condições de Contorno de Vazão das Ofertas (Malha SE e GASBOL)

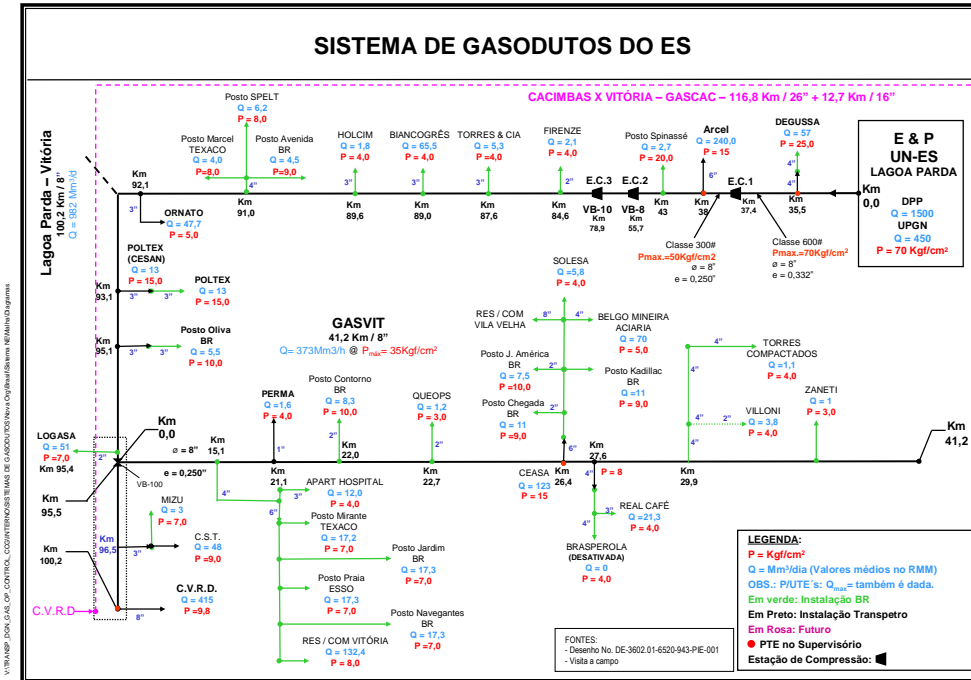
Estimativas de Oferta por Ponto de Recebimento - Campos Descobertos (kSm³/dia)								
Ponto de Oferta (PR)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Cabiunas	17250,0	16685,0	14695,0	14552,0	14225,0	13749,0	21333,0	11730,0
Merluza	2420,5	2476,2	2500,0	2500,0	2500,0	2400,0	2300,0	2200,0
Mexilhão	3573,0	7146,5	7148,0	7148,0	7148,0	7000,0	5533,9	4067,9
BS 500	0,0	2986,5	5116,0	5116,0	5116,0	5116,0	5116,0	5116,0
Total	23.243,5	29.294,2	29.459,0	29.316,0	28.989,0	28.265,0	34.282,9	23.113,9
Bolívia - TBG	30.080,0	30.080,0	30.080,0	30.080,0	30.080,0	30.080,0	30.080,0	30.080,0
Gás vindo do ES	11.470,0	10.618,0	11.329,0	9.446,0	7.948,0	8.980,0	10.003,0	9.680,0
GNL	4.114,0	5.318,0	7.735,0	12.924,0	14.263,0	5.469,0	229,0	230,0
Previsão de Novas Descobertas (kSm³/dia)								
Estado	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
MINAS GERAIS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1767,6	3535,1	4418,9
RIO DE JANEIRO	0,0	0,0	0,0	124,7	560,5	3059,9	5341,5	6404,5
SÃO PAULO	0,0	0,0	0,0	368,9	2608,4	8269,1	12810,0	14612,8
Total	0,0	0,0	0,0	493,6	3168,9	13096,6	21686,6	25436,2

**Anexo 4 – Condições de Contorno de Vazão das demandas dos Citygates
(Malha SE e GASBOL)**

Condições de Contorno de Vazão para todos os Citygates (kSm³/dia)								
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Malha Sudeste								
City-gate RJ	7.829,4	8.110,5	8.294,8	8.473,8	8.644,0	8.700,3	8.766,0	8.930,3
CEG Cabiúnas	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0
Guapimirim	251,2	260,7	267,0	273,1	278,9	280,8	283,0	288,6
CEG Reduc (Metropolitana + Bayer)	3019,1	3133,9	3209,2	3282,3	3351,9	3374,9	3401,7	3468,5
Petroflex	200,9	208,6	213,6	218,5	223,1	224,6	226,4	231,7
Volta Redonda (TEVOL CEG-Rio)	1547,5	1606,4	1645,0	1682,5	1718,1	1729,9	1743,7	1777,9
Barra Mansa (Esbama)	192,4	199,7	204,5	209,1	213,6	215,0	216,8	221,0
Resende	229,1	237,8	243,6	249,1	254,4	256,1	258,2	263,2
Japeri (Eletrobot + CEG)	1834,0	1903,8	1949,5	1993,9	2036,2	2050,2	2066,5	2107,1
Paracambi (CEG-Rio)	13,5	14,0	14,3	14,7	15,0	15,1	15,2	15,5
Pirai (CEG-Rio)	101,7	105,6	108,1	110,6	112,9	113,7	114,6	116,8
City-gate MG	1.851,6	2.398,0	3.930,8	4.747,7	5.158,8	5.641,5	5.698,0	5.754,9
Juiz de Fora	283,8	367,5	602,4	727,6	790,6	864,6	873,2	882,0
Barbacena	44,0	57,0	93,4	112,9	122,6	134,1	135,4	136,8
São Brás do Suaçui	35,5	46,0	75,4	91,0	98,9	108,2	109,3	110,4
Betim (GASMG)	1.488,3	1.927,5	3.159,6	3.816,2	4.146,6	4.534,7	4.580,0	4.625,8
City-gate MS	298,5	300,3	442,2	444,4	446,4	448,7	450,9	453,4
Corumbá	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Campo Grande	298,5	300,3	442,2	444,4	446,4	448,7	450,9	453,4
Três Lagoas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
City-gate SP								
Área de Concessão Gas Brasileiro	512,4	715,4	860,4	998,4	1014,9	1085,6	1264,2	1375,8
Bilac	75,3	105,1	126,4	146,7	149,1	159,5	185,7	202,2
Boa Esperança do Sul	75,8	105,8	127,2	147,7	150,1	160,6	187,0	203,5
São Carlos	361,3	504,5	606,7	704,0	715,7	765,5	891,4	970,2
Área de Concessão Comgás	12.703,5	13.789,8	15.110,9	16.611,9	17.154,0	17.730,7	18.344,6	18.998,8
Rio Claro	1062,4	1155,1	1265,1	1382,0	1381,8	1433,5	1488,4	1547,1
Limeira	474,3	515,7	564,9	617,0	617,0	640,0	664,6	690,7
Americana	559,2	608,0	665,9	727,4	727,4	754,5	783,5	814,3
Jaguariúna	1579,6	1717,5	1881,0	2054,8	2054,5	2131,3	2213,1	2300,3
Itatiba	448,6	487,7	534,2	583,5	583,5	605,3	628,5	653,2
Guararema	318,2	346,0	379,0	414,0	413,9	429,4	445,9	463,4
Emed Guararema/IC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sumaré	433,0	470,8	515,6	563,3	563,2	584,2	606,7	630,6
Campinas	27,8	30,2	33,1	36,1	36,1	37,5	38,9	40,5
Indaiatuba	79,7	86,6	94,9	103,7	103,6	107,5	111,6	116,0
RPBC + Baixada Santista	1379,0	1476,8	1625,4	1881,0	2424,6	2451,0	2478,7	2507,9
Cruzeiro	60,3	65,5	71,8	78,4	78,4	81,3	84,4	87,7
Lorena	101,3	110,2	120,7	131,8	131,8	136,7	142,0	147,6
Pindamonhangaba	297,8	323,8	354,6	387,3	387,3	401,8	417,2	433,6
Taubaté	87,3	95,0	104,0	113,6	113,6	117,8	122,4	127,2
São José dos Campos	588,4	639,8	700,7	765,4	765,3	793,9	824,4	856,9
Suzano	2127,8	2313,5	2533,8	2767,8	2767,6	2871,0	2981,1	3098,5
Capuava	2298,2	2498,8	2736,8	2989,6	2989,2	3100,9	3219,9	3346,7
São Bernardo do Campo	780,4	848,6	929,4	1015,2	1015,1	1053,0	1093,4	1136,5
Área de Concessão SPS Sul	1.093,5	1.398,8	1.291,7	1.352,8	1.393,8	1.436,2	1.479,8	1.524,8
Itú	960,0	1228,0	1134,0	1187,6	1223,6	1260,8	1299,1	1338,6
Porto Feliz	62,1	79,4	73,4	76,8	79,2	81,6	84,0	86,6
Araçoiaba da Serra	71,4	91,4	84,4	88,4	91,0	93,8	96,7	99,6

Condições de Contorno de Vazão para todos os Citygates (kSm³/dia)								
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
City-gate PR	809,7	845,3	1.428,2	1.484,3	1.539,2	1.595,1	1.651,2	1.710,0
Campo Largo	81,0	84,5	142,8	148,4	153,9	159,5	165,1	171,0
Araucária/CIC	728,7	760,8	1285,4	1335,9	1385,3	1435,6	1486,1	1539,0
City-gate SC	1.524,4	1.742,0	1.818,3	1.868,1	1.922,6	1.971,5	2.016,6	2.056,4
Joinville	208,8	238,6	249,1	255,9	263,3	270,0	276,2	281,7
Guaramirim	316,5	361,7	377,5	387,8	399,2	409,3	418,7	426,9
Blumenau/Gaspar	132,0	150,9	157,5	161,8	166,5	170,8	174,7	178,1
Brusque	31,2	35,7	37,3	38,3	39,4	40,4	41,3	42,2
Tijucas	177,2	202,5	211,4	217,2	223,5	229,2	234,4	239,1
São Pedro de Alcântara	79,5	90,8	94,8	97,4	100,2	102,8	105,1	107,2
Tubarão	91,8	104,9	109,5	112,5	115,8	118,7	121,4	123,8
Urussanga	288,5	329,7	344,1	353,5	363,8	373,1	381,6	389,2
Nova Veneza	198,9	227,2	237,2	243,7	250,8	257,2	263,1	268,2
City-gate RS	1.642,5	1.784,5	1.860,3	2.013,1	2.100,3	2.206,3	2.325,2	2.450,2
Várzea do cedro	152,4	165,6	172,6	186,8	194,9	204,7	215,7	227,3
Araricá	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cachoeirinha	272,2	295,7	308,3	333,6	348,1	365,6	385,3	406,1
Canoas	1217,9	1323,2	1379,4	1492,7	1557,4	1636,0	1724,1	1816,8

Anexo 6 – Fluxograma da malha de gasodutos do Espírito Santo



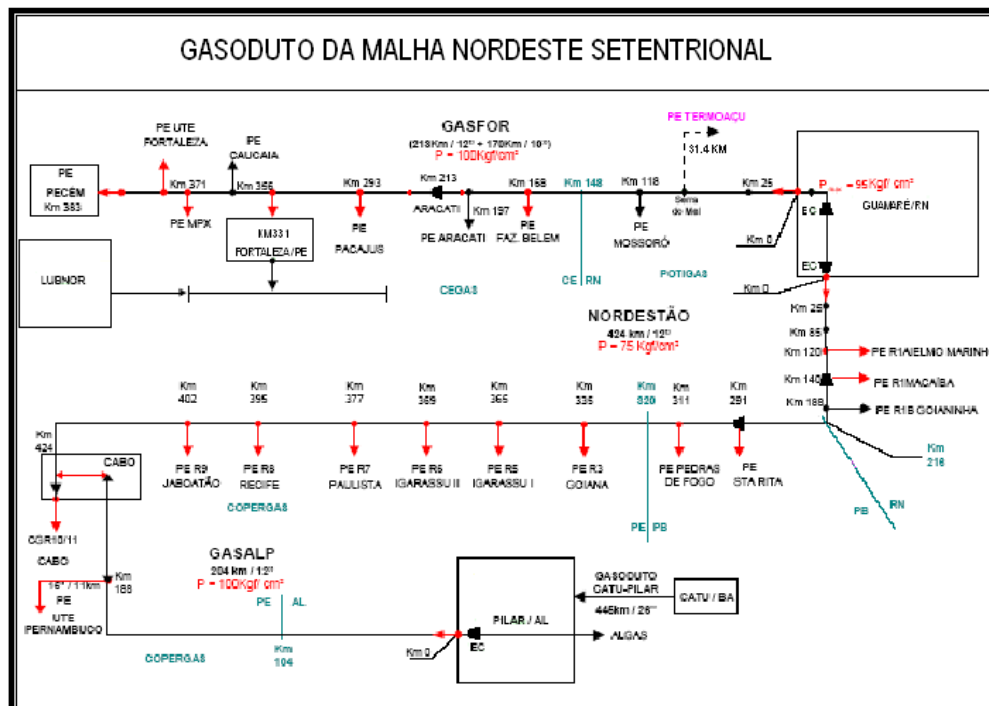
Anexo 7 – Condições de Contorno de Vazão das Ofertas (Malha ES)

Estimativas de Oferta por Ponto de Recebimento (kSm³/dia)								
Ponto de recebimento	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Cacimbas	18888,1	19467,2	19577,1	19570	19570	19000	18000	17000
Lagoa Parda	223,2	187,4	116,3	82,7	78,9	75,2	71,4	60,9
Ubú-I	0	179	1149,2	1175,8	1202,4	1229	1254,2	1254
Ubú-II (novas descobertas)	46,4	80,6	95,7	164,2	538,6	1409,7	2092,4	2351,3
Oferta Total	19157,70	19914,20	20938,30	20992,70	21389,90	21713,90	21418,00	20666,20

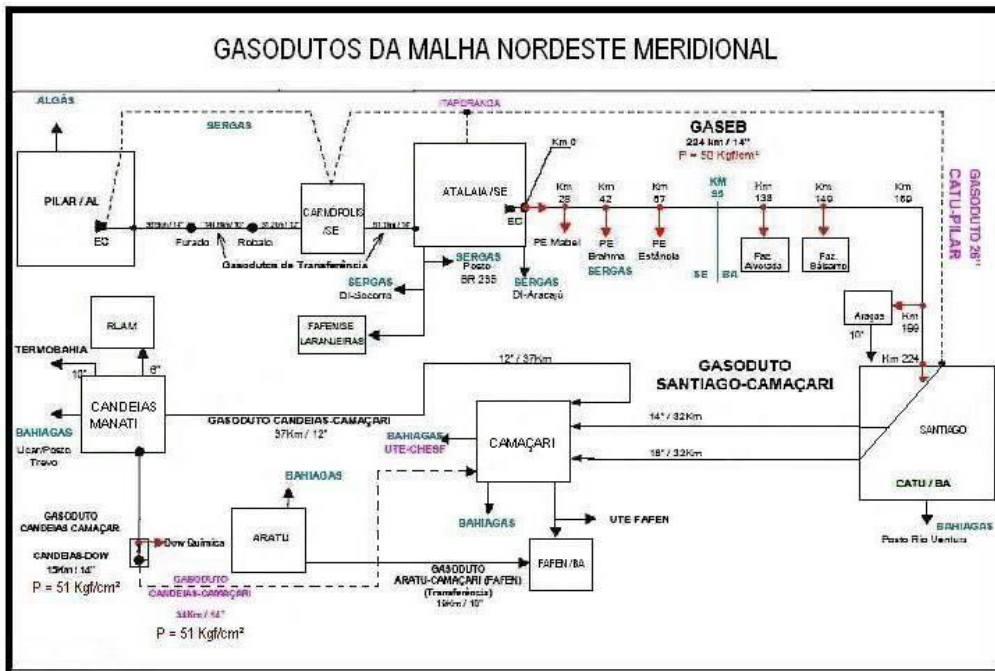
Anexo 8 – Condições de Contorno de Vazão de demanda (Malha ES)

Condições de Contorno de Vazão para todos os Citygates (kSm³/dia)								
Ponto de entrega	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Alcobaça - Firenze	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aracruz	401,30	416,50	443,40	455,30	466,40	476,30	487,50	499,00
BiancoGrês	93,70	97,20	103,50	106,30	108,90	111,20	113,80	116,50
BR Distribuidora	428,60	444,80	473,50	486,20	498,10	508,70	520,60	532,90
Bragussa	83,80	87,00	92,60	95,10	97,40	99,50	101,80	104,20
Cabiúnas - TECAB	11470,00	10618,00	11329,00	9446,00	7948,00	8980,00	10003,00	9680,00
CST	80,90	84,00	89,40	91,80	94,00	96,00	98,30	100,60
CVRD	751,00	779,40	829,70	852,10	872,80	891,40	912,40	933,90
Holdercim	1,90	1,90	2,10	2,10	2,20	2,20	2,30	2,30
Logasa	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Malha Bahia - CATU	5368,25	5924,37	6156,02	8429,89	8958,14	7259,87	3915,27	1096,32
Mizu	30,00	31,10	33,10	34,00	34,80	35,60	36,40	37,30
Ornato	78,00	81,00	86,20	88,50	90,70	92,60	94,80	97,00
Perma	2,60	2,70	2,80	2,90	3,00	3,00	3,10	3,20
Poltex	17,40	18,00	19,20	19,70	20,20	20,60	21,10	21,60
Posto Oliva BR	7,30	7,60	8,10	8,30	8,50	8,70	8,90	9,10
Posto Spinassé	39,20	40,70	43,30	44,40	45,50	46,50	47,60	48,70
Postos Texaco e BR	78,40	81,30	86,60	88,90	91,10	93,00	95,20	97,40
Torres & Cia.	2,40	2,50	2,60	2,70	2,80	2,80	2,90	3,00
Usivit	20,40	21,20	22,60	23,20	23,80	24,30	24,80	25,40
Demanda Total	18955,15	18739,27	19823,72	20277,39	19366,34	18752,27	16489,77	13408,42

Anexo 9 – Fluxograma da malha de gasodutos da Região Nordeste (Setentrional)



Anexo 10 – Fluxograma da malha de gasodutos da Região Nordeste (Meridional)



Anexo 11 – Condições de Contorno de Vazão das Ofertas (Malha NE)

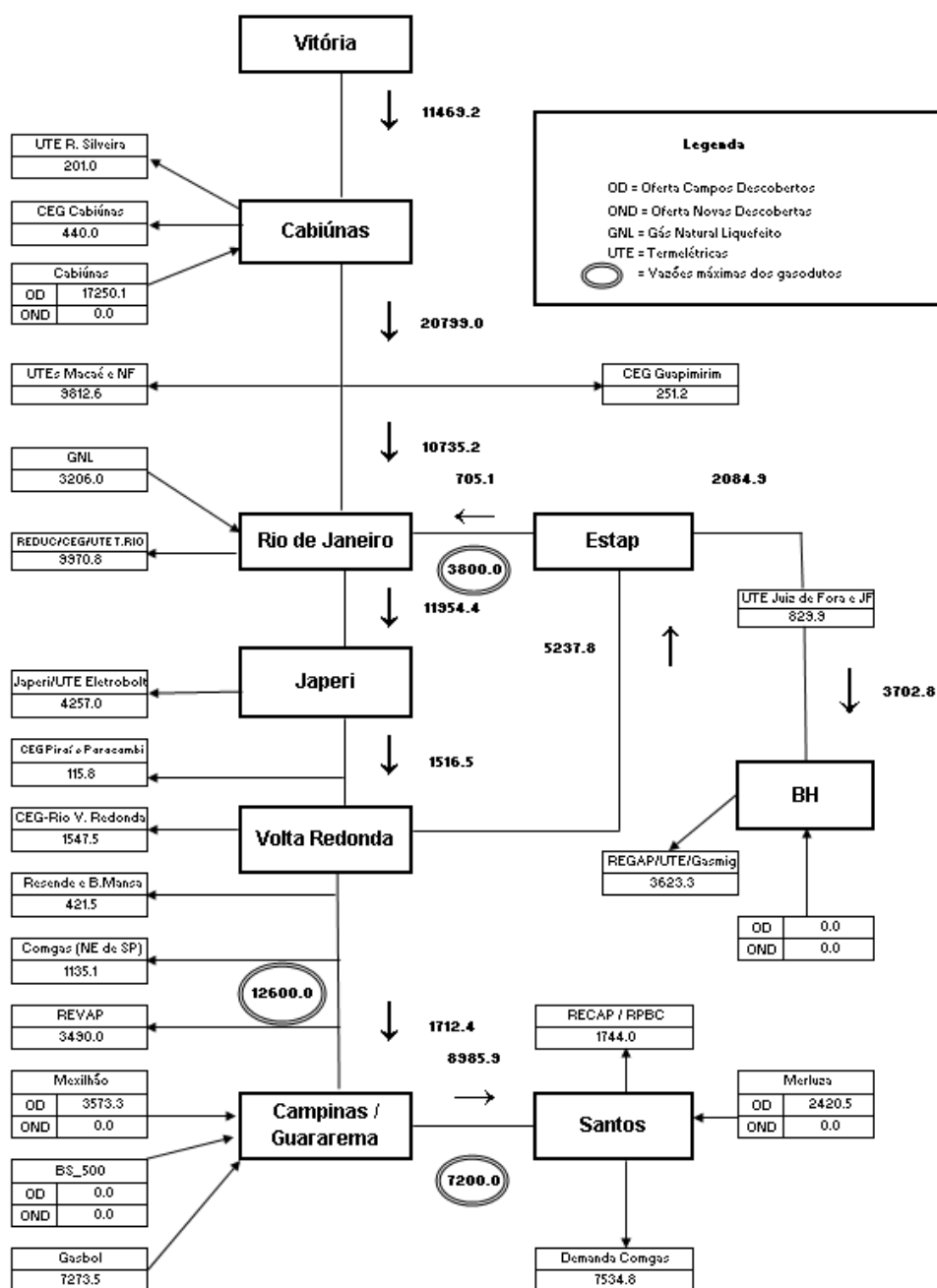
Estimativas de Oferta por Ponto de Recebimento - Campos Descobertos (kSm³/dia)								
Ponto de Recebimento (PR)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
LUBNOR	136.1	137.8	122.7	108.0	95.2	82.3	69.5	56.6
Guamaré	3668.5	3387.6	2844.9	2480.0	2200.0	1900.0	1650.0	1500.0
Pilar	821.7	687.8	550.4	413.1	275.7	138.4	49.2	8.3
Carmópolis	24.0	23.5	23.0	22.5	22.0	21.5	21.0	20.5
Atalaia	1420.4	1642.6	1623.2	1200.0	950.0	780.0	650.0	500.0
S. Francisco (Manati)	6474.3	6696.2	6696.2	6112.1	5528.1	4944.0	4437.2	3853.1
Catu	1229.4	1005.9	801.1	586.2	372.1	157.9	0.0	0.0
Candeias	671.9	617.7	563.5	509.4	455.2	410.0	355.0	305.0
Total	14446.3	14199.1	13225.1	11431.3	9898.2	8434.0	7231.9	6243.5
Gás vindo do ES	5571.0	7099.0	7271.0	9145.0	10982.0	10221.0	8074.0	5842.0
GNL	3267.0	3520.0	5286.0	5754.0	6058.0	6306.0	5526.0	5792.0
Previsão de Novas Descobertas (kSm³/dia)								
Estado	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
BAHIA	69.0	116.2	136.2	158.5	251.6	2090.4	5923.2	8835.3
CEARÁ	20.3	25.5	25.6	25.6	25.6	25.6	24.3	21.7
RIO GRANDE DO NORTE	259.7	374.2	407.3	407.3	407.3	407.3	395.0	362.0
SERGIPE	102.3	204.7	255.8	255.8	310.8	751.5	1164.6	1342.2
Total	451.3	720.6	824.9	847.2	995.3	3274.7	7507.1	10561.3

Anexo 12 – Condições de Contorno de Vazão das demandas dos Citygates (Malha NE)

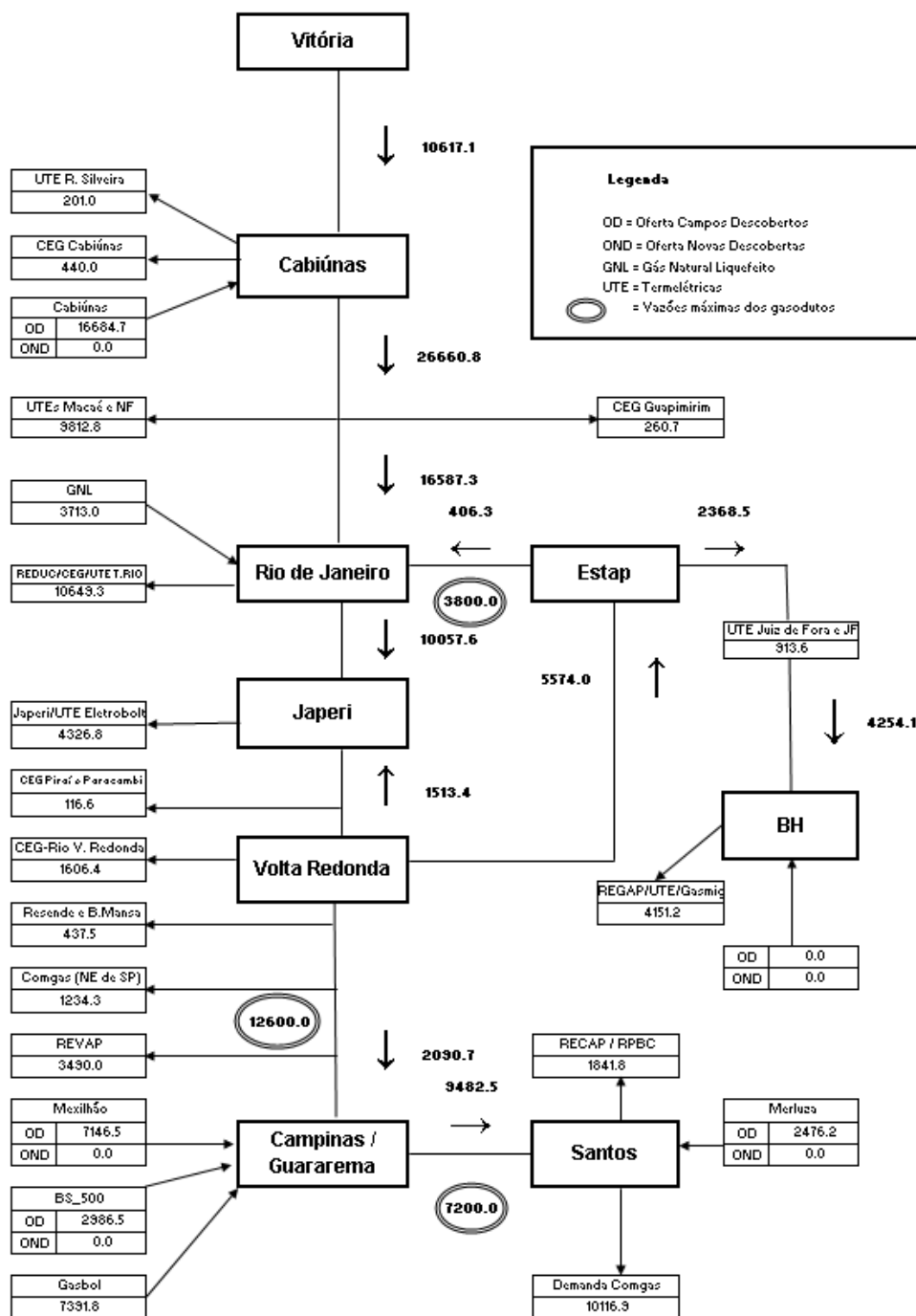
Condições de Contorno de Vazão para todos os Citygates (kSm ³ /dia)								
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Malha Nordeste								
City-gate CE	448.4	542.0	1783.0	1871.4	1883.0	1896.5	1909.4	1929.0
Fazenda Belém	107.7	130.2	428.4	449.6	452.4	455.6	458.7	463.4
Aracati	4.6	5.6	18.3	19.2	19.3	19.5	19.6	19.8
Pacajus	44.2	53.4	175.7	184.4	185.6	186.9	188.2	190.1
Fortaleza	288.2	348.4	1146.0	1202.7	1210.2	1218.9	1227.2	1239.8
Caucaia	1.8	2.2	7.3	7.7	7.7	7.8	7.8	7.9
Pecém	1.8	2.2	7.3	7.7	7.7	7.8	7.8	7.9
City-gate RN	369.0	337.6	341.4	353.1	359.1	365.1	372.0	376.0
João Câmara (futuro)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Jandaíra	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pendências	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ielmo Marinho	1.1	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1
Mossoró	41.4	37.8	38.3	39.6	40.3	40.9	41.7	42.1
Macaíba	315.7	288.8	292.0	302.1	307.2	312.3	318.2	321.7
Goianinha	10.9	10.0	10.1	10.4	10.6	10.8	11.0	11.1
City-gate PB	346.7	403.1	520.3	593.8	628.9	866.1	903.2	940.1
Mamanguape	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Santa Rita	301.3	350.4	452.3	516.2	546.7	752.9	785.2	817.2
Pedras de Fogo	45.3	52.7	68.0	77.6	82.2	113.2	118.1	122.9
City-gate PE	1096.4	1107.0	1171.2	1215.6	1260.4	1308.1	1353.3	1398.6
Goiana	42.5	42.9	45.4	47.1	48.9	50.7	52.5	54.2
Igarassu I	65.9	66.5	70.4	73.0	75.7	78.6	81.3	84.0
Igarassu II	15.9	16.1	17.0	17.7	18.3	19.0	19.7	20.3
Paulista	98.8	99.8	105.5	109.5	113.6	117.9	122.0	126.0
Recife - Copergás	149.8	151.2	160.0	166.1	172.2	178.7	184.9	191.1
Jaboatão	52.1	52.6	55.6	57.7	59.8	62.1	64.3	66.4
Cabo	671.5	677.9	717.3	744.4	771.9	801.1	828.8	856.5
City-gate AL	495.2	515.9	538.1	547.1	571.3	580.9	585.5	588.7
Rio Largo (futuro)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Marechal Deodoro	495.2	515.9	538.1	547.1	571.3	580.9	585.5	588.7
City-gate SE	259.1	314.7	335.2	351.8	367.6	378.7	390.0	401.7
Mabel	9.7	11.8	12.6	13.2	13.8	14.2	14.6	15.1
Brahma	19.4	23.6	25.1	26.4	27.6	28.4	29.3	30.1
Estância	18.4	22.3	23.7	24.9	26.0	26.8	27.6	28.5
Sergás (DI-Socorro+BR-235+BRAracaju)	211.6	257.0	273.7	287.3	300.2	309.2	318.5	328.1
City-gate BA	4486.4	5875.0	5474.2	5697.7	5553.8	5568.9	5585.8	5602.8
Fazenda Alvorada	4.8	6.3	5.9	6.1	5.9	6.0	6.0	6.0
Fazenda Bálsamo	13.2	17.3	16.1	16.8	16.4	16.4	16.5	16.5
Bahiagás Posto Rio Ventura	8.4	11.0	10.3	10.7	10.4	10.4	10.5	10.5

Condições de Contorno de Vazão para todos os Citygates (kSm³/dia)								
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Bahiagás Aratu	768.8	1006.7	938.0	976.3	951.7	954.2	957.1	960.1
Dow-Química	330.3	432.6	403.1	419.5	408.9	410.0	411.3	412.5
Bahiagás Camaçari	3207.2	4199.8	3913.3	4073.1	3970.2	3981.0	3993.1	4005.2
Araças	12.0	15.7	14.7	15.3	14.9	14.9	15.0	15.0
Bahiagás Ucar Posto Trevo	141.7	185.6	172.9	180.0	175.5	175.9	176.5	177.0

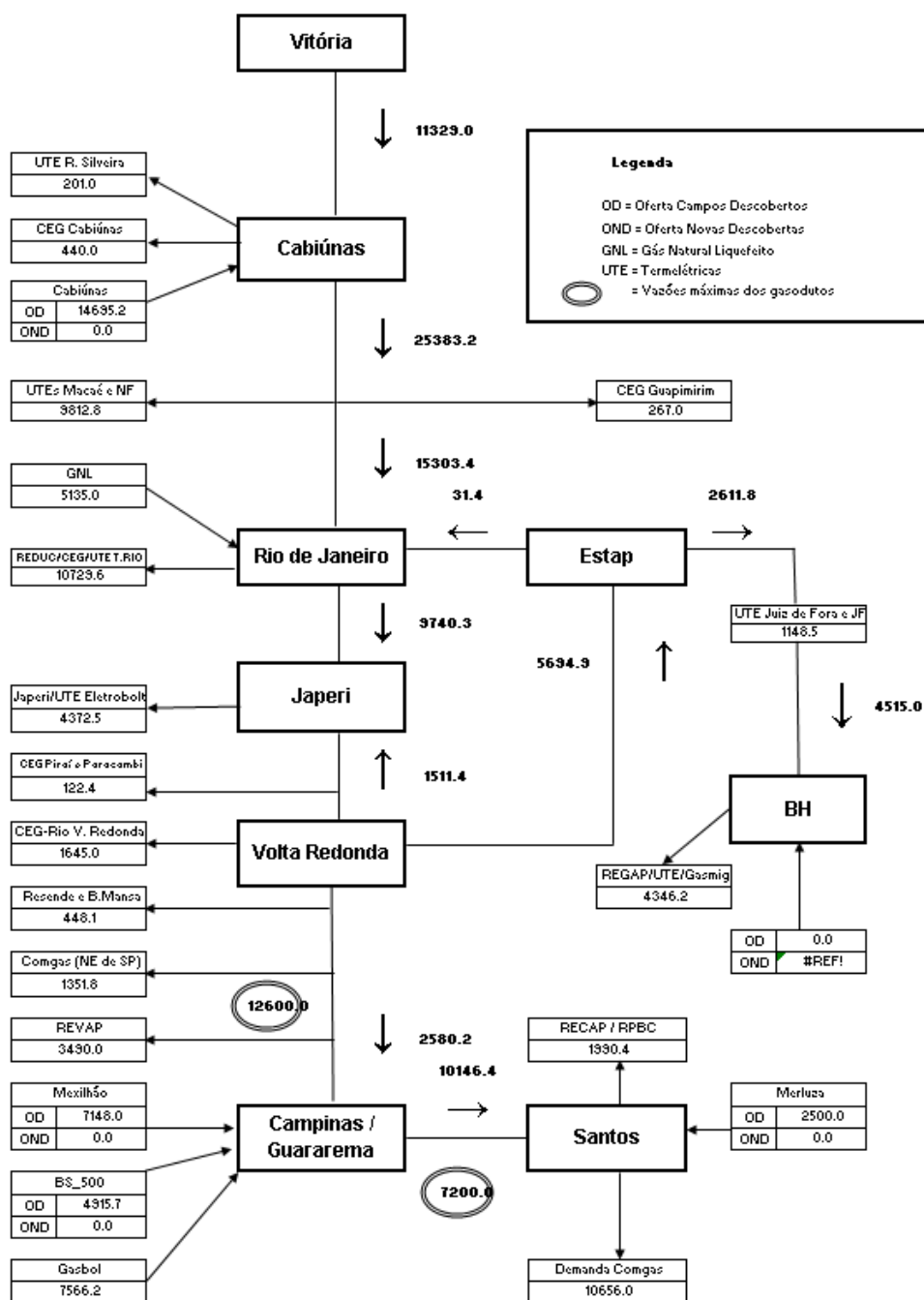
Anexo 14 – Esquemático do balanço de gás do Sudeste – 2009



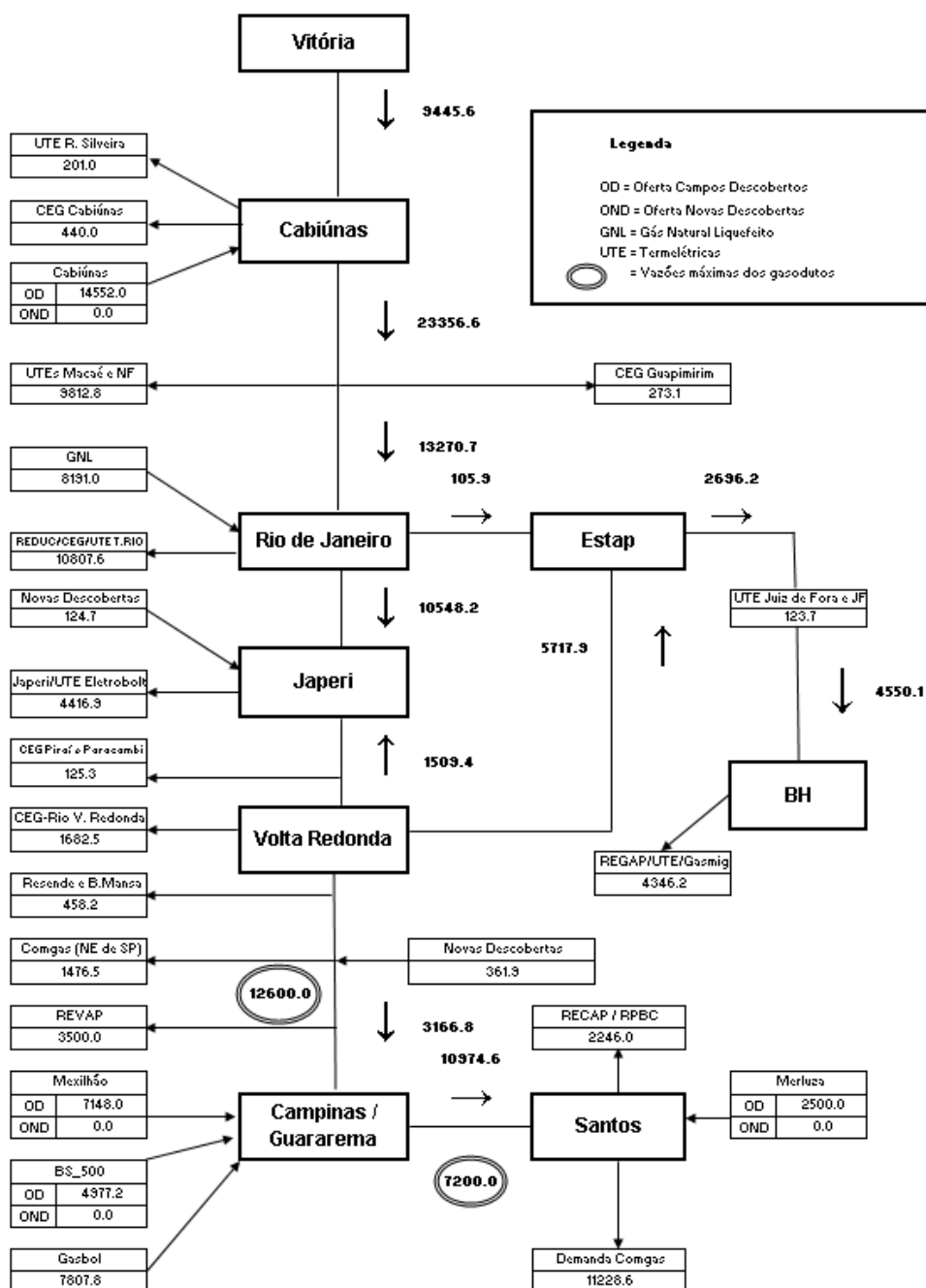
Anexo 15 – Esquemático do balanço de gás do Sudeste – 2010



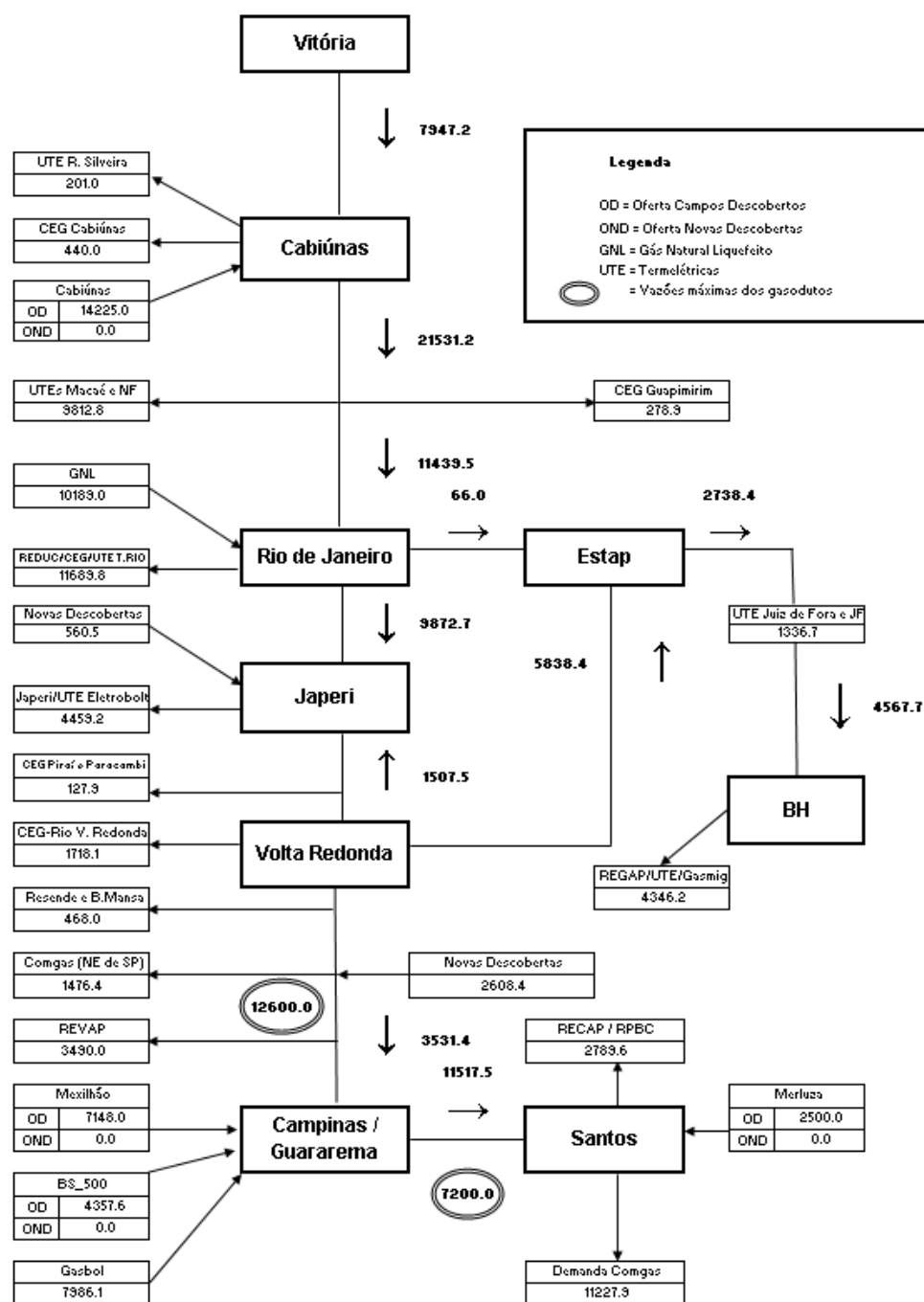
Anexo 16 – Esquemático do balanço de gás do Sudeste – 2011



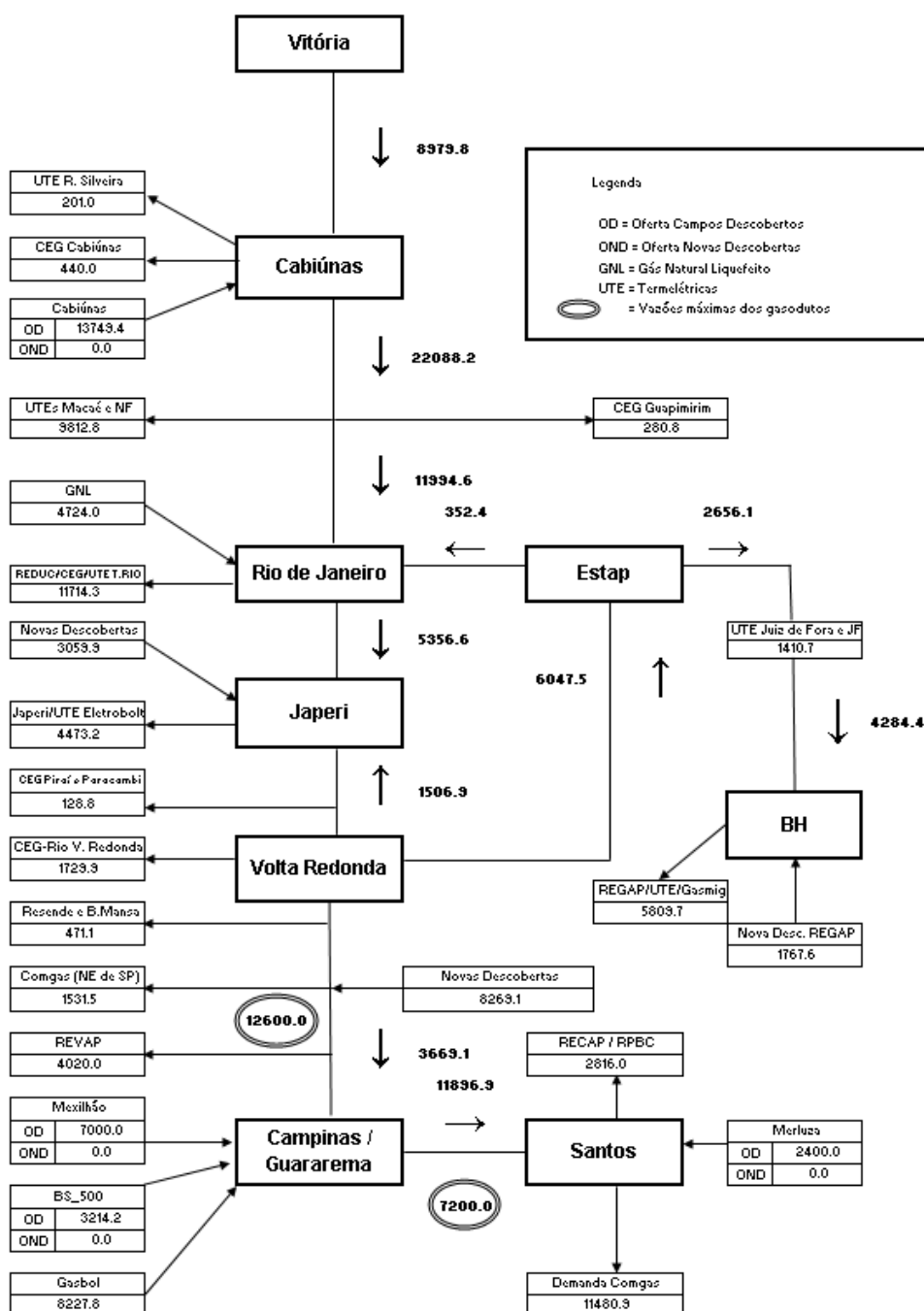
Anexo 17 – Esquemático do balanço de gás do Sudeste – 2012



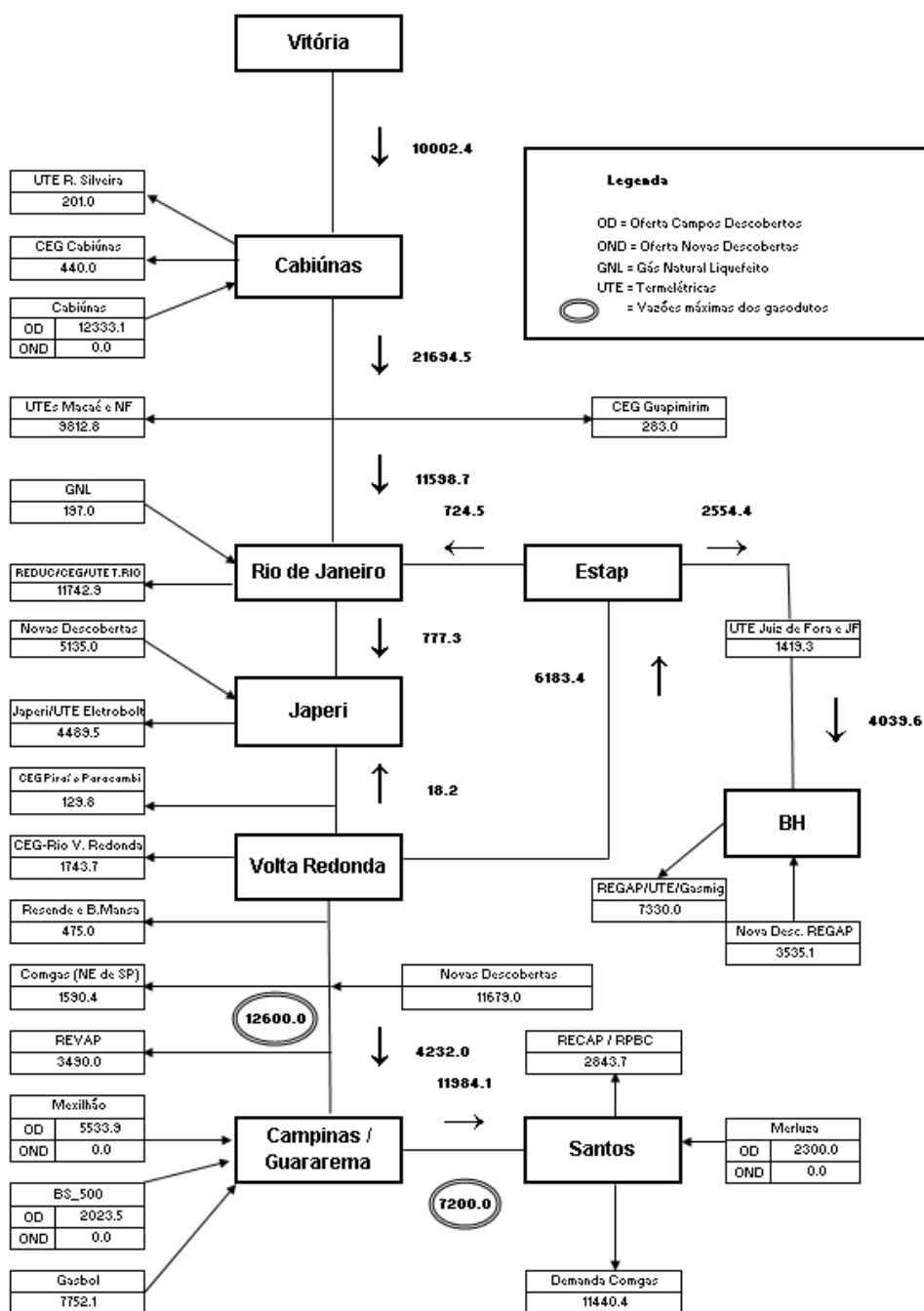
Anexo 18 – Esquemático do balanço de gás do Sudeste – 2013



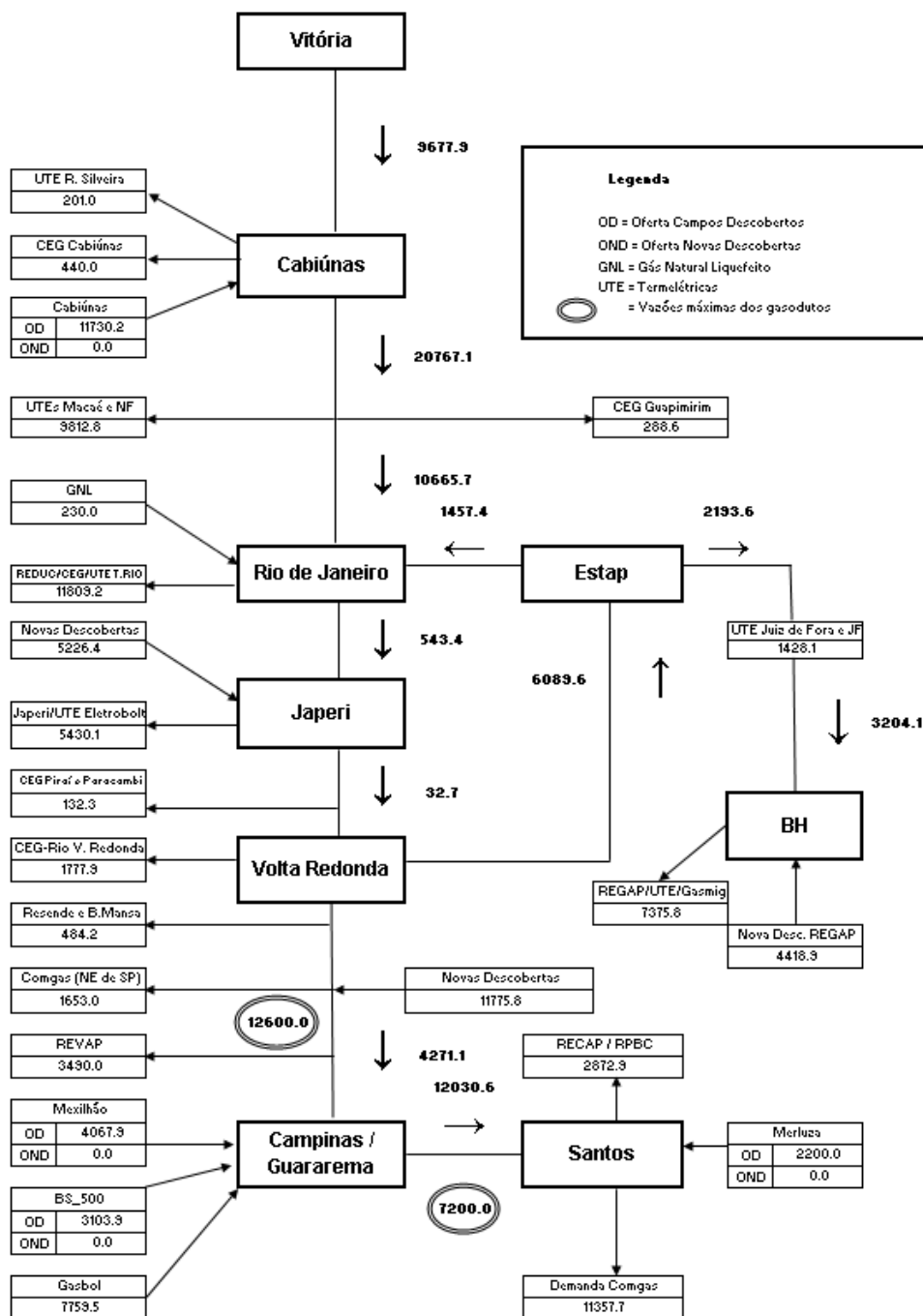
Anexo 19 – Esquemático do balanço de gás do Sudeste – 2014



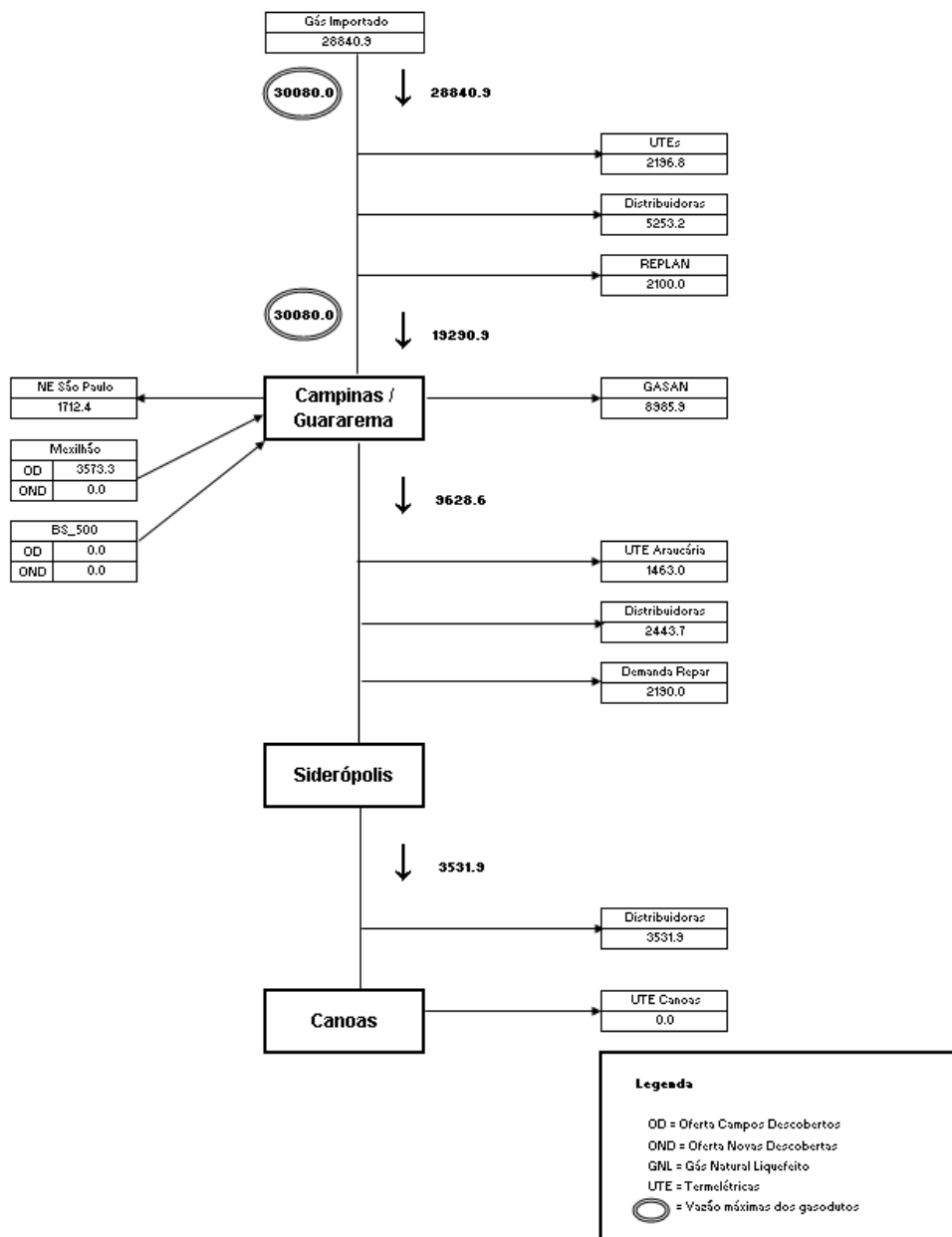
Anexo 20 – Esquemático do balanço de gás do Sudeste – 2015



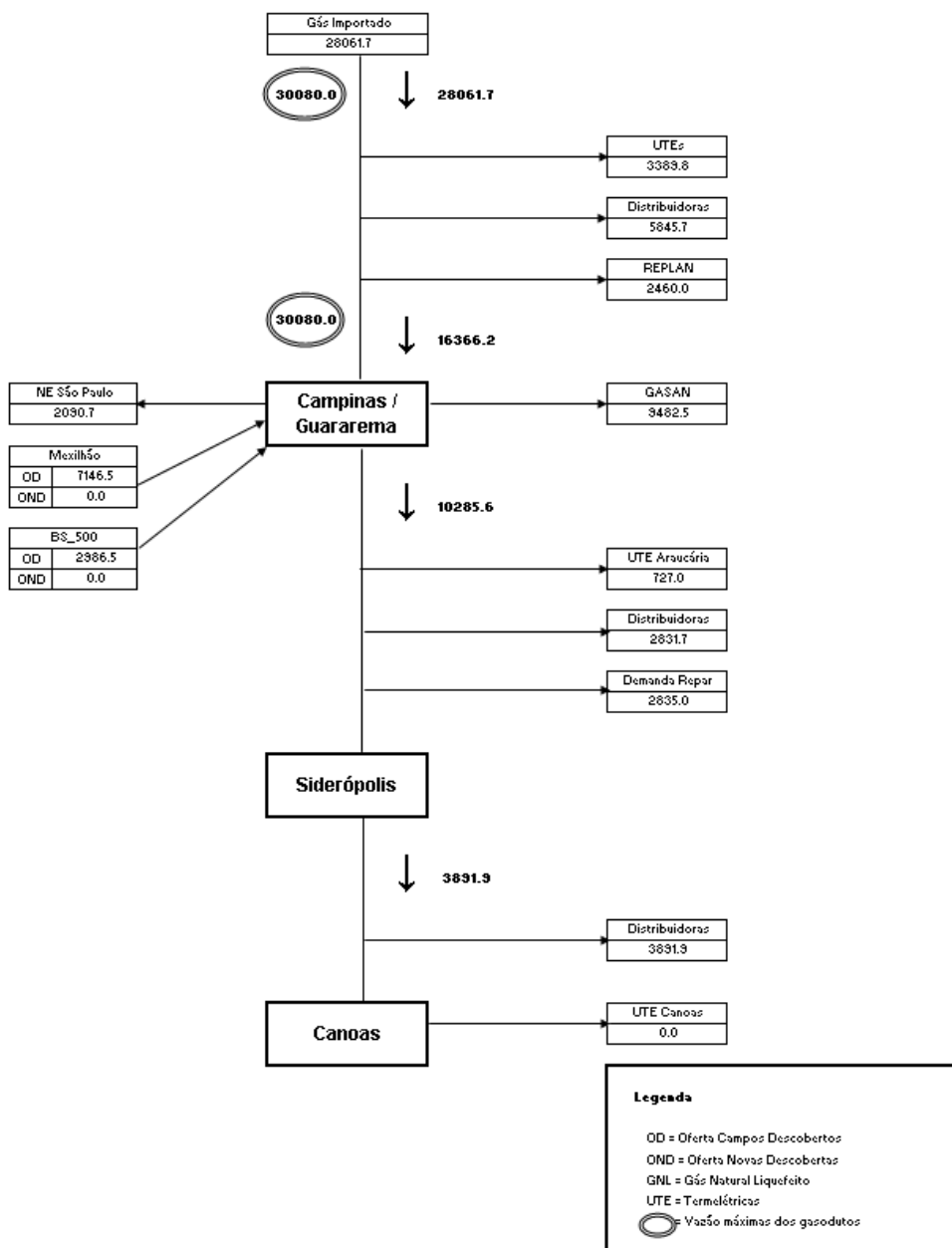
Anexo 21 – Esquemático do balanço de gás do Sudeste – 2016



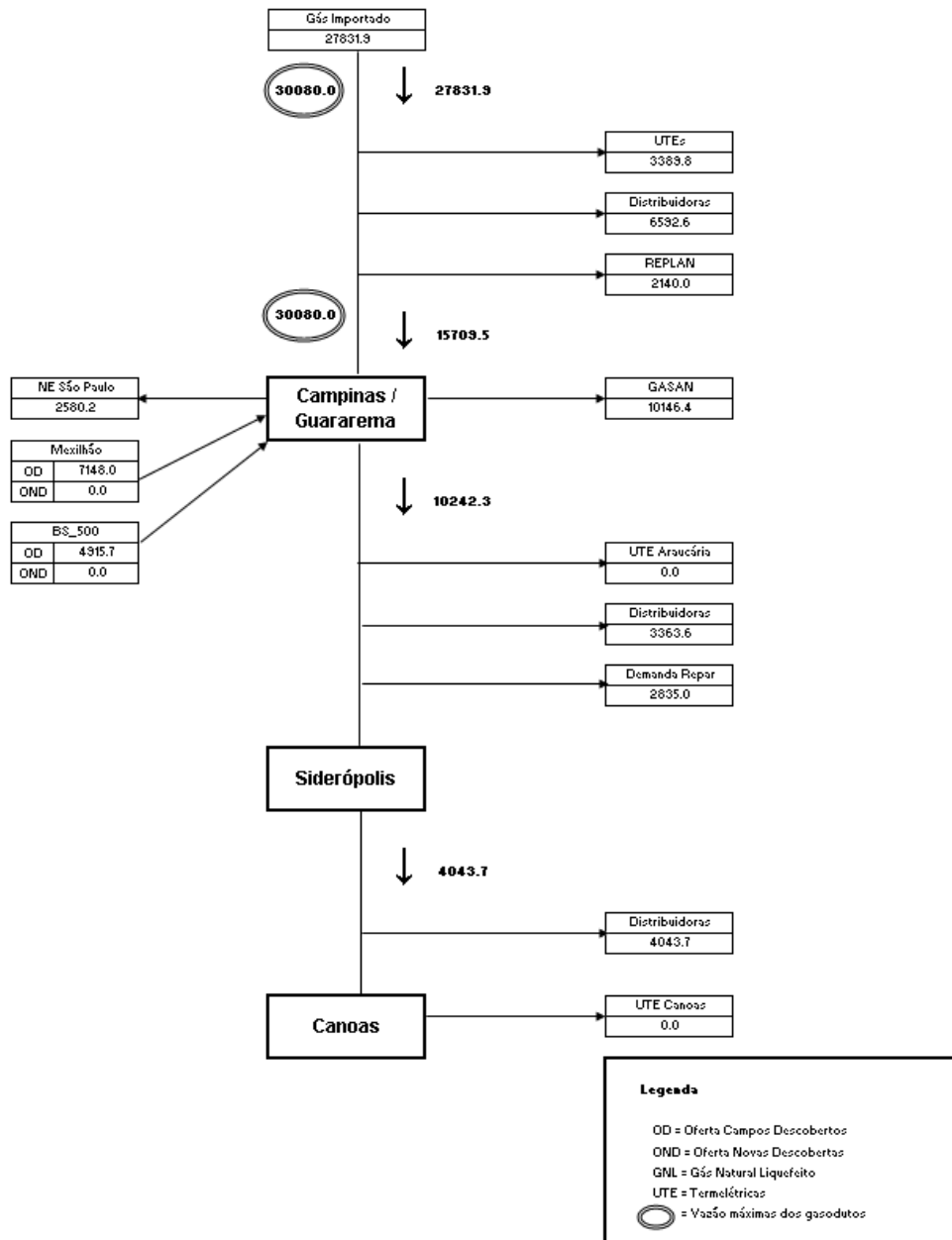
Anexo 22 – Esquemático do balanço de gás do Sul – Centro Oeste – 2009



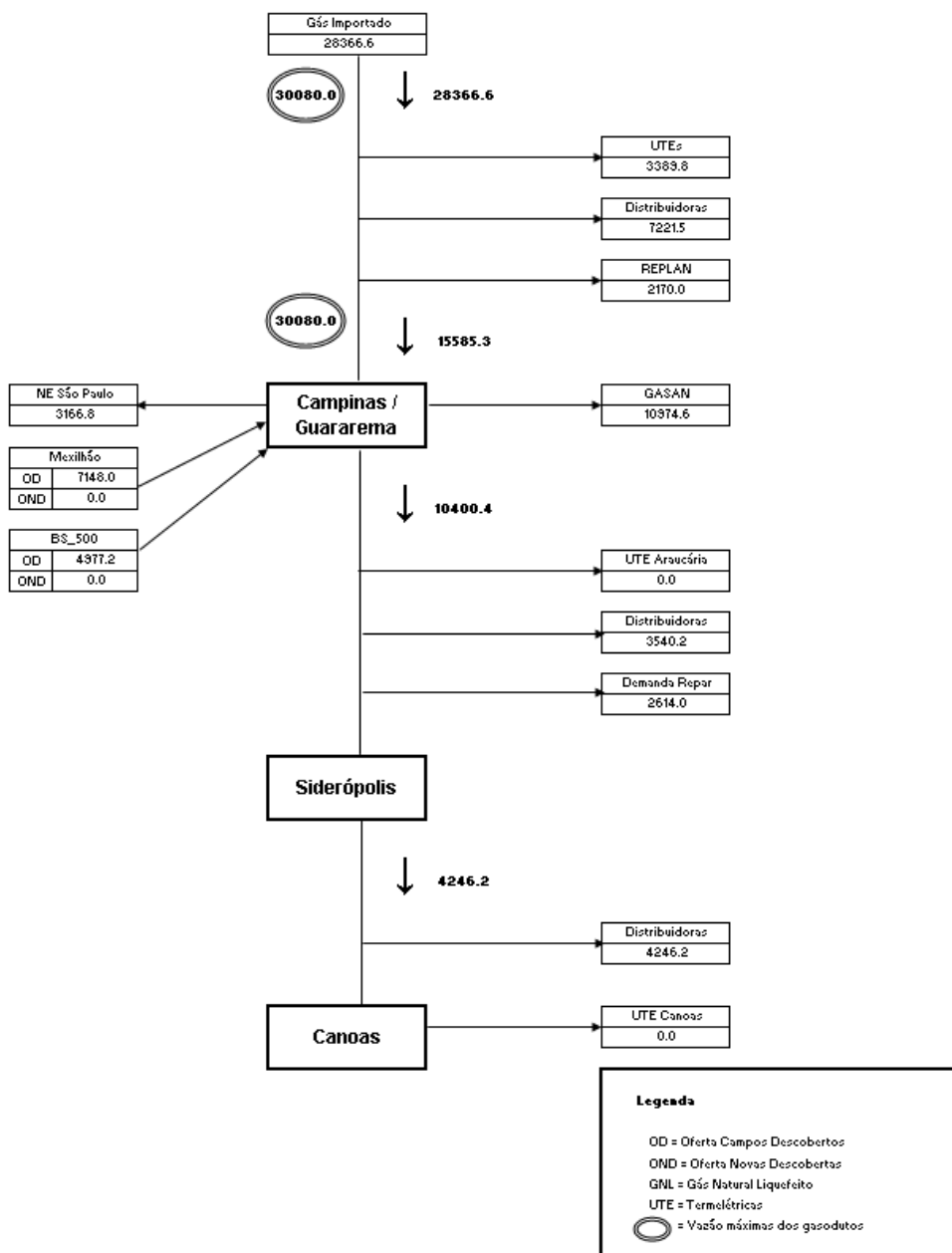
Anexo 23 – Esquemático do balanço de gás do Sul – Centro Oeste – 2010



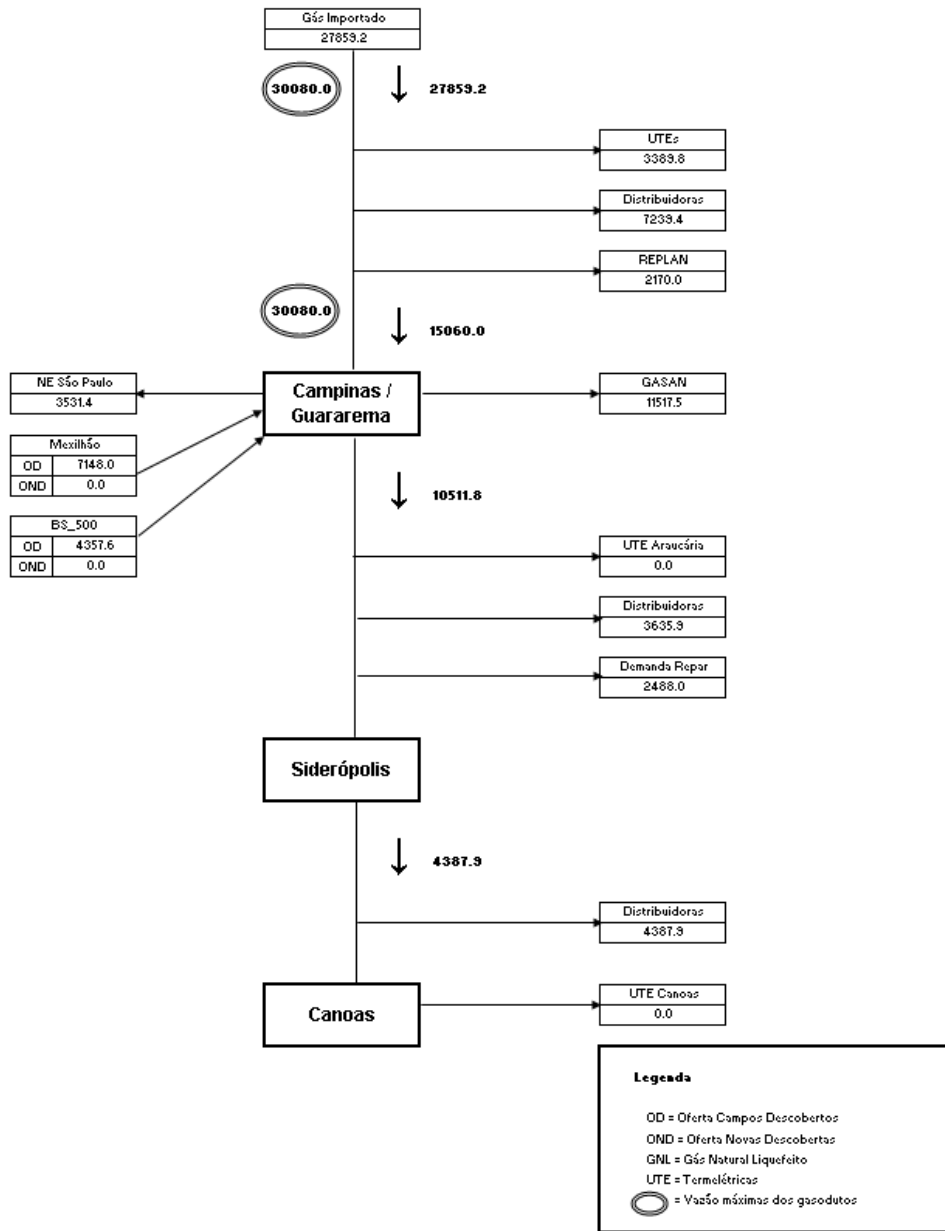
Anexo 24 – Esquemático do balanço de gás do Sul – Centro Oeste – 2011



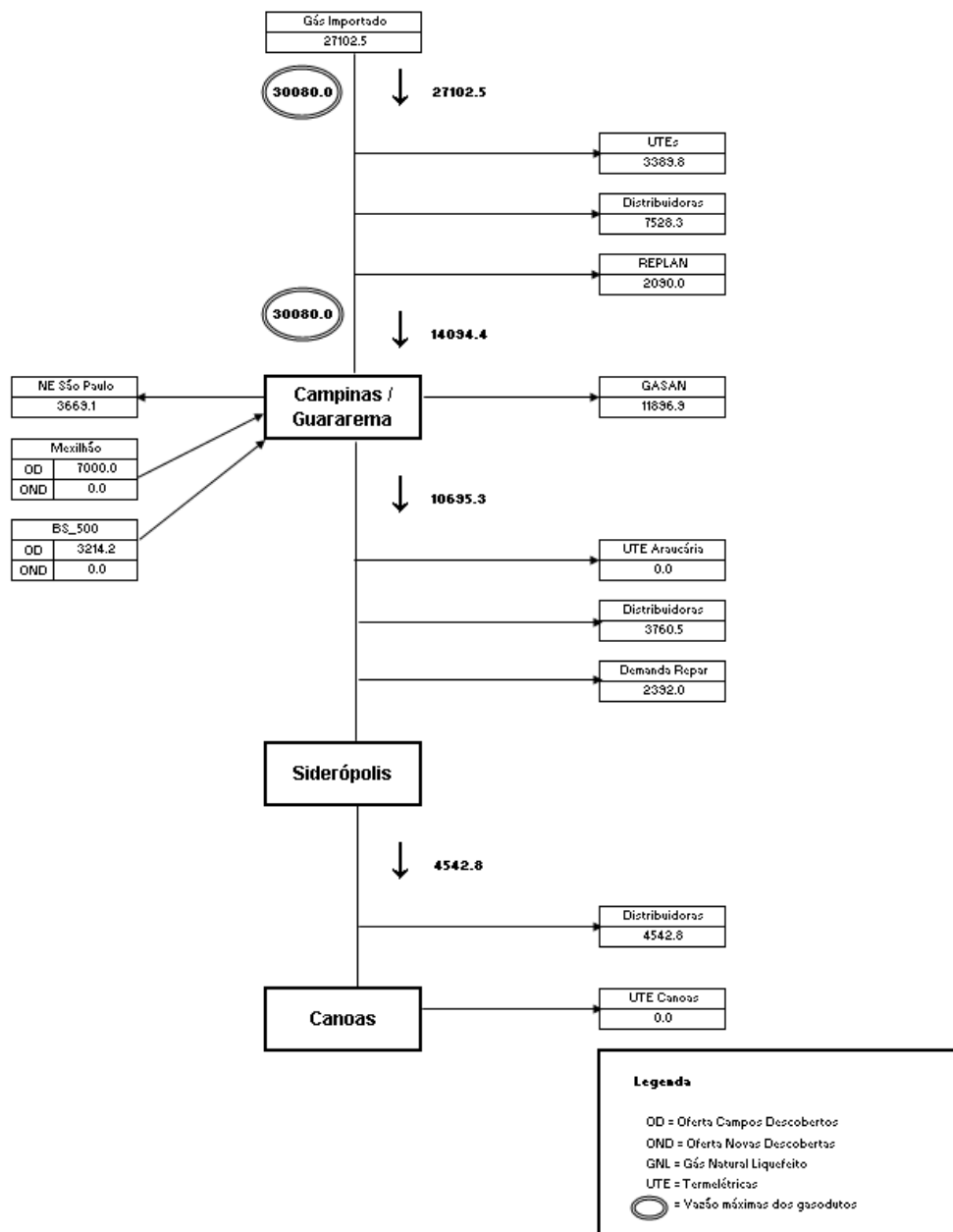
Anexo 25 – Esquemático do balanço de gás do Sul – Centro Oeste – 2012



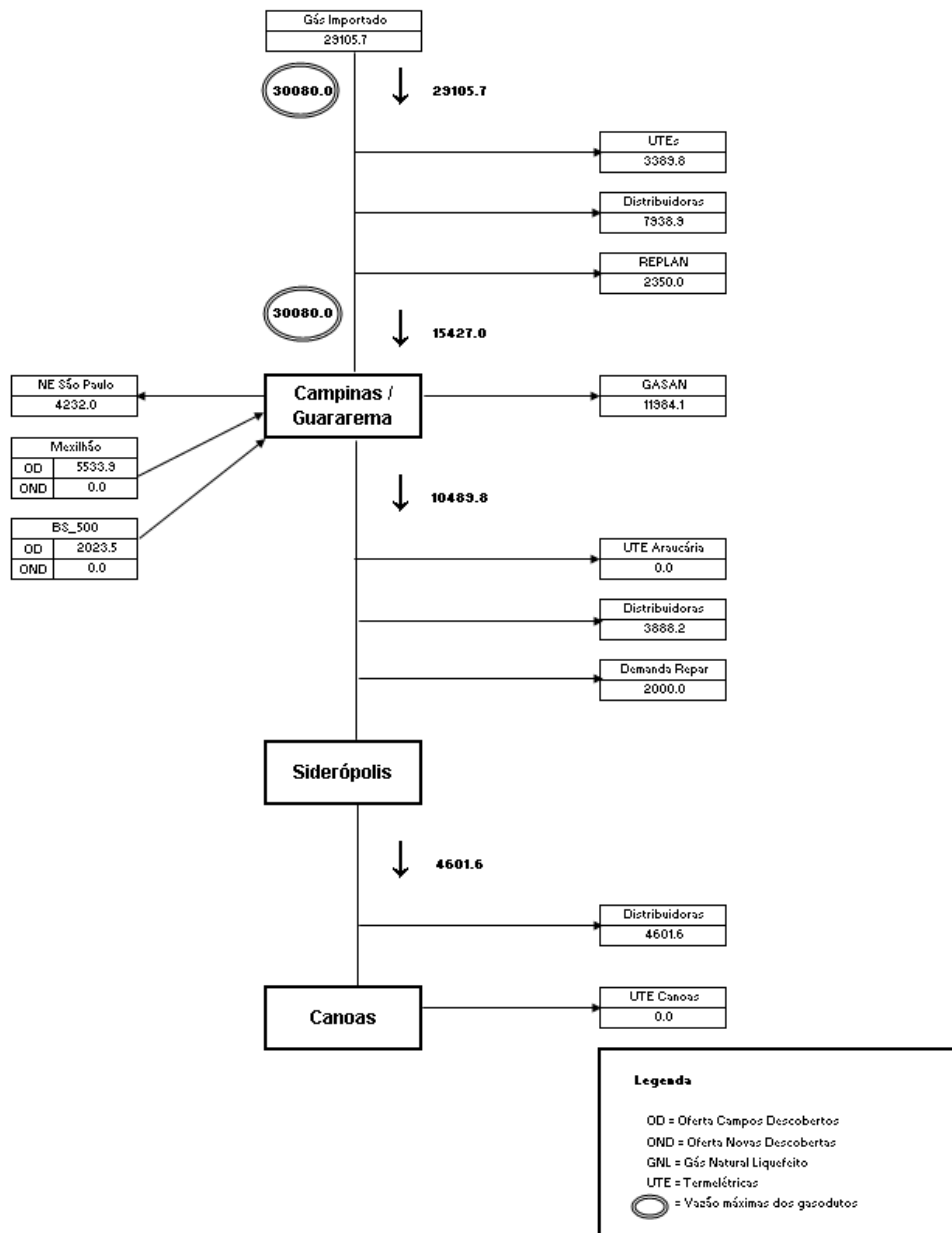
Anexo 26 – Esquemático do balanço de gás do Sul – Centro Oeste – 2013



Anexo 27 – Esquemático do balanço de gás do Sul – Centro Oeste – 2014



Anexo 28 – Esquemático do balanço de gás do Sul – Centro Oeste – 2015



Anexo 29 – Esquemático do balanço de gás do Sul – Centro Oeste – 2016

