

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2018

1. MENSAGEM DA PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Relatório da Administração da Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG de 2018 apresenta o desempenho alcançado pela Companhia no transporte de gás natural ao longo do exercício, como resultado da gestão e do trabalho de equipe, refletido nos seus principais indicadores financeiros e operacionais, onde merecem destaque:

- Destaques operacionais em 2018:
 - Ao longo de 2018, foi movimentado e faturado pela TAG um volume médio anual de 48,4 milhões de m³/dia de gás natural, em sua infraestrutura de transporte. No mês de julho de 2018 atingiu-se a marca histórica de 61,8 milhões m³/dia de gás natural transportado.
 - A Taxa de Acidentados Registráveis (acidentados com afastamento) medida ao final do exercício ficou em 0,50, comparada com um limite máximo de 1,0 estabelecido para as operações da TAG;
 - Todas as operações da TAG foram realizadas sem ocorrências de acidentes com danos ambientais no exercício de 2018;
 - Foram realizados investimentos na ordem de R\$ 41,1 milhões, para adequação e manutenção da integridade operacional da malha de gasodutos, incluindo a implantação e modernização de pontos de entrega.
- Destaques financeiros em 2018:

Receita Operacional Líquida	R\$ 4.943 milhões
EBITDA	R\$ 4.714 milhões
Resultado Líquido	R\$ 2.479 milhões

Os resultados da TAG em 2018 consolidam o processo de reestruturação societária pelo qual passou a Companhia nos exercícios de 2016 e 2017, que envolveu a TAG e o Consórcio Malhas, com a centralização das operações da TAG nas malhas de transporte das regiões Nordeste e Norte, englobando também o sistema de interligação entre as regiões Sudeste e Nordeste (GASENE).

Ressalto o empenho da Direção e da equipe da TAG, que ao longo deste ano de 2018 correspondeu ao desafio de manter a eficiência de suas operações e o pleno cumprimento dos contratos de transporte com a nova configuração da infraestrutura de transporte, observando o cumprimento das metas estabelecidas pela Administração da Companhia, sem mensurar esforços para atender às expectativas do seu acionista.

Em 2019, a TAG terá o desafio de primar pela busca da excelência na gestão dos processos e consequente aprimoramento da gestão de ativos e de pessoas, como forma de ampliar a geração de valor ao acionista e atender com maior eficiência ao mercado de gás natural, buscando sempre o atendimento das métricas de segurança e financeiras, sem deixar de dar continuidade no suporte à Petrobras em suas metas de desinvestimentos.

Agradeço o apoio e as contribuições dos membros da Diretoria e do Conselho de Administração, para o alcance dos resultados da TAG em 2018.

Erick Portela Pettendorfer

Presidente do Conselho de Administração da TAG

2. A TAG

A TAG tem como objeto atuar no segmento de transporte e armazenagem de gás natural por meio de gasodutos, terminais ou embarcações, próprios ou de terceiros. Atualmente a atividade principal se concentra no transporte dutoviário de gás natural.

A origem da TAG remonta o ano de 2002, quando foi constituída a Transportadora de Gás Campinas-Cubatão S.A. (TCC), para ser uma das empresas destinadas a abrigar a expansão da malha de gasodutos da Petrobras no Brasil. Em 2004, a razão social da TCC foi alterada para Transportadora Amazonense de Gás S.A. (TAG), seguindo o objetivo de expansão e que, ao final de 2006, teve a razão social alterada para Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG).

Posteriormente, em janeiro de 2008 a TAG incorporou a Transportadora Nordeste e Sudeste S.A. (TNS) e a Transportadora Capixaba de Gás S.A. (TCG). A TNS era a proprietária da malha de gasodutos que transportava gás natural na Região Nordeste do Brasil à época e era empresa Líder do Consórcio Malhas Sudeste Nordeste. A TCG era a proprietária do Gasoduto Cacimbas-Vitória, trecho integrante do Sistema GASENE na Região Sudeste. Mais adiante, em agosto de 2010 a TAG incorporou a Transportadora Uruçu Manaus S.A. (TUM), proprietária do Gasoduto Uruçu-Manaus e, em janeiro de 2012, a Transportadora Gasene S.A., proprietária do Gasoduto Cabuínas Vitória e do Gasoduto Cacimbas-Catu, também integrantes do Sistema GASENE.

Em dezembro de 2014, a TAG adquiriu a totalidade das ações da Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) e da Nova Transportadora do Nordeste S.A. (NTN). Estas empresas também fizeram parte do Consórcio Malhas Sudeste Nordeste, onde construíram os novos gasodutos e infraestrutura necessários para os objetivos de expansão da malha de gasodutos, no âmbito do Projeto Malhas.

Em outubro de 2016, visando cumprir compromisso assumido com a ANP à época da constituição do Consórcio Malhas Sudeste Nordeste, condição para a emissão da Autorização de Operação (AO) para o Consórcio como transportador, foi realizada a reestruturação societária da TAG e do Consórcio Malhas. A reestruturação consistiu na redistribuição da malha de gasodutos da TAG e das suas duas subsidiárias (NTS e NTN), onde a NTS consolidou a malha de transporte na região Sudeste do país e a TAG e a NTN consolidaram a malha de transporte nas regiões Norte e Nordeste, englobando ainda o sistema de interligação entre as regiões (GASENE). Subsequentemente, dentro deste processo, a TAG teve o evento de redução do seu capital social, com a transferência da participação acionária que detinha na NTS, para a Petrobras.

Em dezembro de 2017, ocorreu a etapa restante da reestruturação societária da TAG, quando incorporou a NTN e passou a sucedê-la em todos os direitos e obrigações, remanescendo a TAG como transportadora e proprietária da infraestrutura de gasodutos de transporte atual, nas regiões Norte e Nordeste, incluindo o Sistema GASENE, que também tem parte na Região Sudeste do Brasil.

2.1. GOVERNANÇA CORPORATIVA

A estrutura de governança corporativa da TAG é composta por:

Conselho de Administração

Órgão de natureza colegiada, responsável pela orientação e direção superior da Companhia, com autonomia dentro de suas prerrogativas e responsabilidades, estabelecidas pela Lei nº 6.404/76 (Lei das Sociedades por Ações) e pelo Estatuto Social. Tem como principais atribuições fixar as diretrizes estratégicas e supervisionar os atos de gestão da Diretoria. O Conselho é composto por 4 (quatro) integrantes, todos eleitos em Assembleia Geral Ordinária para mandatos de 2 (dois) anos, permitida a reeleição para até 3 (três) mandatos consecutivos.

Conselho Fiscal

Colegiado permanente e independente da Administração, como prevê a Lei das Sociedades por Ações, é composto por 3 (três) membros, eleitos em Assembleia Geral Ordinária, com mandatos de 2 (dois) anos, permitida a reeleição para até 2 (dois) mandatos consecutivos. Cabe ao Conselho Fiscal representar os acionistas na sua função fiscalizadora, acompanhando os atos dos administradores e verificando o cumprimento dos seus deveres legais e estatutários, bem como defender os interesses da Companhia e dos acionistas.

Diretoria

Exerce a gestão dos negócios da Companhia, em sintonia com a missão, os objetivos, as estratégias e as diretrizes fixadas pelo Conselho de Administração. É composta pelo Diretor Superintendente e 3 (três) diretores que são responsáveis pelas Áreas Comercial, Administrativo-Financeira e Técnico-Operacional. Os diretores são eleitos pelo Conselho de Administração para mandatos de 2 (dois) anos e é permitida a reeleição para até 3 (três) mandatos consecutivos.

Auditoria Interna

Subordinada diretamente ao Conselho de Administração, é responsável por planejar e executar as atividades de auditoria interna com objetivo de apoiar a Alta Administração na manutenção de uma estrutura de controles internos adequada ao desenvolvimento eficiente das operações, reduzir a exposição a riscos e atender solicitações de órgãos externos de controle.

A Companhia se vale também de Auditoria Externa recomendada pela Controladora e aprovada pelo Conselho de Administração.

3. PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO, MISSÃO, VISÃO E VALORES

A estratégia corporativa e os planos de ação de curto e de longo prazo da TAG são conduzidos de acordo com o Plano de Negócios e Gestão (PNG), conforme aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia e que tem referência no PNG consolidado na *holding* Petrobras.

Missão:

Assegurar o transporte de gás natural com segurança, confiabilidade e rentabilidade.

Visão:

Ser reconhecida pela excelência na gestão do transporte de gás natural.

Valores:

Ética - *Atuamos com profissionalismo e respeito, prezando por princípios morais e comportamentais que estejam alinhados com as melhores práticas empresariais, conforme o Código de Ética e o Guia de Conduta do Sistema Petrobras.*

Sustentabilidade - *Atuamos de forma sustentável, observando as melhores práticas de responsabilidade social, gestão ambiental e desenvolvimento econômico.*

Pessoas - *Valorizamos o ser humano, mantendo um ambiente de trabalho propício ao desenvolvimento de novas ideias, estimulando a criatividade e o engajamento.*

Resultado - *Atuamos com foco no resultado, realizando uma eficiente gestão de infraestrutura de transporte de gás com total comprometimento e responsabilidade.*

4. GESTÃO EMPRESARIAL

4.1. NEGÓCIOS

Os principais objetivos do corpo gestor da TAG são: proporcionar uma geração de caixa estável e remunerar os acionistas, através de uma gestão que privilegia a operação com confiabilidade e segurança dos seus bens e colaboradores, e observando o Programa de Integridade Operacional do Sistema Petrobras.

A conquista destes objetivos é alcançada através da aplicação de uma Gestão Empresarial que prioriza:

- A excelência nos serviços prestados;
- A integridade e segurança de operação no transporte de gás;
- A execução dos projetos nos prazos, qualidade e custos previstos;
- A eficiência e a disciplina de capital na gestão;
- A manutenção da prioridade no crescimento orgânico, mas atento às oportunidades dentro do segmento de transporte de gás; e
- As melhores práticas de Recursos Humanos.

No exercício social de 2018, a TAG apresentou faturamento bruto de R\$ 5.969 milhões, EBITDA da ordem de R\$ 4.714 milhões e Ativo Imobilizado totalizando R\$ 12.716 milhões, consolidando-se na posição de maior transportadora de gás natural do Brasil e uma das maiores empresas do Sistema Petrobras, em termos de Receita e Resultado Operacionais.

Visando a excelência em custos e a eficiência administrativa e operacional, a TAG conta com um corpo funcional reduzido, composto por gerentes e coordenadores com reconhecida experiência em suas áreas de atuação, além de manter contrato próprio de suporte às atividades administrativas. Além disso, a TAG utiliza a estrutura do Sistema Petrobras, por intermédio de contrato de compartilhamento de custos e despesas, abrangendo processos tais como: contabilidade, tributário, execução financeira, infraestrutura, tecnologia da informação e despacho aduaneiro.

A Companhia utiliza o Sistema Integrado de Gestão Empresarial, através de uma ferramenta reconhecida no mercado como modelo para integração de processos e gestão de dados.

Em consonância com as iniciativas do Sistema Petrobras para aprimorar a governança, a TAG vem implementando um conjunto de ações com foco na melhoria de seus controles internos e padrões.

A operação e a manutenção dos dutos de transporte da TAG são efetuadas pela Petrobras Transporte S.A. (TRANSPETRO) – contratada pela TAG para operar sua infraestrutura operacional (inclusive as unidades de compressão próprias) e promover a movimentação e entrega do gás natural, além de empresas contratadas para prestação de serviço de compressão de gás natural.

Por meio do sistema BDEM Q GAS (Banco de Dados de Estoques, Movimentação e Qualidade) é realizado o acompanhamento e certificação dos volumes movimentados diariamente.

Em complemento ao sistema BDEM Q GAS, o sistema SAGa (Sistema de Alocação de Gás) permite a distribuição dos volumes entre os diversos pontos de recepção e pontos de entrega de gás, proporcionando maior controle operacional e agilidade no faturamento.

4.2. RECURSOS HUMANOS

A TAG encerrou o ano de 2018 com o efetivo de 37 (trinta e sete) colaboradores, todos cedidos por empresas do Sistema Petrobras. Atuando em um modelo de gestão matricial, onde o suporte das atividades é fornecido pelo Sistema Petrobras, as pessoas que compõem a empresa possuem perfil profissional e gerencial fundamentais à viabilização de objetivos empresariais neste modelo de gestão.

O desenvolvimento de Recursos Humanos da TAG privilegia a formação e a capacitação de pessoal e está diretamente ligado às estratégias de sua controladora. A TAG adota as políticas e orientações corporativas de Recursos Humanos da Petrobras, seguindo o Código de Ética do Sistema e o Guia de Conduta do Sistema Petrobras.

4.3. SEGURANÇA, MEIO AMBIENTE E SAÚDE

A atuação com responsabilidade ambiental e social é premissa tanto na manutenção das operações, como no desenvolvimento de novos ativos.

A TAG busca, permanentemente, a excelência operacional, respeitando os mais rigorosos padrões de segurança, além de mitigar externalidades ambientais, e potencializar os benefícios sociais inerentes à atividade.

A cada novo empreendimento, estudos e programas são desenvolvidos nas regiões de influência visando identificar e avaliar os impactos nas comunidades, na fauna, na flora, no solo, nos recursos hídricos e no ar, além de propor medidas para eliminar, minimizar ou compensar os impactos negativos, enfatizando a integração do empreendimento à localidade. Dentre esses, destacam-se:

- **Elaboração de Estudo de Análise de Risco e de Estudo de Impacto Ambiental**
Estes estudos permitem a identificação dos riscos e dos impactos resultantes da instalação e operação de um determinado empreendimento. Posteriormente, com base nestas informações, são desenvolvidos programas e atividades que visam eliminar, mitigar e gerenciar os impactos e os riscos envolvidos em sua implantação.
- **Programa de Monitoramento de Fauna**
O programa tem por objetivo o monitoramento sistemático da fauna, permitindo a avaliação dos impactos e das alterações geradas no ecossistema pela implantação e operação do empreendimento.
- **Programa de Comunicação Social**
Busca estabelecer uma ligação permanente com as comunidades vizinhas ao empreendimento, consolidando um fluxo de comunicação contínuo com os diferentes públicos, tratando as dúvidas e os problemas relacionados à implantação e operação do empreendimento.
- **Programa de Educação Ambiental**
Visa desenvolver ações educativas com as comunidades locais, impactadas pela implantação do empreendimento e com a força de trabalho, formuladas através de um processo participativo, difundindo hábitos e valores ambientalmente sustentáveis.
- **Projeto de Reposição Florestal**
O projeto de reposição florestal tem como objetivo compensar eventual supressão de vegetação, que tenha sido realizada para a implantação de determinado empreendimento, com consequente plantio de espécies nativas em locais previamente aprovados pelos órgãos ambientais.
- **Segurança e Saúde Ocupacional**

A TAG, na qualidade de subsidiária integral da Petrobras, se compromete a desdobrar, quando aplicável, as ações, comunicações, programas, práticas e padrões adotados pela sua controladora.

Em 2018, por exemplo, houve a divulgação da Campanha de Vacinação realizada pela Petrobras, em articulação com a Secretaria Municipal de Saúde, por meio da qual a força de trabalho da TAG teve acesso a vacina contra Febre Amarela.

A Diretoria da TAG, engajada na busca pela excelência em SMS, estimula a Gerência de SMS a promover auditorias, inspeções, palestras e disseminação de informações sobre os mais variados temas correlatos à área. Adicionalmente, são monitorados mensalmente alguns dos principais Indicadores de SMS, os quais consideram, também, os dados relativos aos prestadores de serviço, tais como: Taxa de Frequência de Acidentes Com Afastamento (TFCA), Taxa de Frequência de Acidentes Sem Afastamento (TfSA), Taxa de Ocorrências Registráveis (TOR) e Taxa de Acidentados Registráveis (TAR), todos com base no número de Homens-hora de exposição ao risco (HHER) total, envolvendo as operações da Companhia.

Em atendimento ao preconizado nas diretrizes do processo de contratação e execução de serviços e/ou fornecimento de bens, destaca-se o gerenciamento dos aspectos de SMS. Neste processo, são analisados documentos técnicos para categorização dos riscos e, posteriormente, elaborado o anexo de SMS mais adequado ao propósito e às condições das atividades objeto de contratação.

Nas atividades diariamente realizadas em nossos ativos, são observados os seguintes programas:

1. Programa de Prevenção de Riscos Ambientais – PPRA;
2. Programa de Controle Médico e Saúde Ocupacional – PCMSO; e
3. Plano de Resposta a Emergência.

Destaca-se, por fim, a revisão de Estudos de Análise de Riscos para instalações em operação, sempre que há modificações que representem riscos adicionais ou integrados aos sistemas, de forma a minimizar a probabilidade de ocorrências indesejáveis e a magnitude de suas consequências.

4.4. LICENCIAMENTO AMBIENTAL

O processo de licenciamento ambiental tem como objetivo permitir o desenvolvimento das atividades da companhia em conformidade com a legislação vigente, cumprindo os preceitos legais e regulamentares, durante todo ciclo de vida de um determinado empreendimento.

Em 2018, foram concedidas pelos órgãos licenciadores as renovações das licenças de operação da Estação de Distribuição de Gás de Jundiá e da Estação de Controle de Vazão, em São Sebastião do Passé.

Adicionalmente, houve a concessão, pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), de Autorização de Supressão de Vegetação (ASV), necessária às obras de manutenção preventiva em travessias do Gasoduto GASALP. No entanto, face à postergação das obras e ao curto prazo de validade da referida ASV, houve a necessidade de solicitação de renovação desse documento.

É oportuno destacar, ainda, as ações adotadas com vistas à manutenção da vigência das Licenças Ambientais relativas às instalações que estão em fase operacional. Para tanto, é efetuado o acompanhamento permanente do atendimento aos requisitos legais, do cumprimento das condicionantes ambientais e, por fim, dos prazos estabelecidos para que os requerimentos de renovação das Licenças de Operação ocorram tempestivamente, permitindo, dessa forma, a continuidade das atividades operacionais em conformidade com a legislação vigente.

Nesse sentido, no ano de 2018, foram requeridas as renovações de 8 (oito) licenças de operação:

- Gasoduto GASFOR (trecho Ceará)
- SCOMP Pilar II
- Ramal Fafen-Sergás
- Gasoduto Atalaia-Itaporanga
- ERP São Francisco do Conde
- Gasoduto Uruçu-Coari (GARSOL)
- Gasoduto Coari-Manaus (GASCOM)
- PE Carmópolis

Ainda, após um processo de desmembramento da licença ambiental, foi solicitada a Licença de Operação (LI) do Ponto de Entrega (PE) RLAM 14” em nome da TAG. Originalmente, o referido PE estava contemplado na licença ambiental da Refinaria Landulpho Alves, de titularidade da Petróleo Brasileiro S/A – Petrobras.

Além disso, em face à previsão de desmobilização da instalação de compressão de Candeias, foi obtida a Autorização Ambiental necessária para execução deste serviço.

Em decorrência de compromissos assumidos perante a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP para extinção do Consórcio Malhas Sudeste Nordeste (CMSN), foram solicitadas, no ano de 2017, as transferências de titularidade, para a TAG, de 29 licenças ambientais e respectivos processos administrativos. Até o final de 2018, 16 transferências haviam sido efetuadas. Dentre as licenças ambientais que ainda permanecem em nome do CMSN, o órgão ambiental se manifestou, em 09 casos, concordando com a mudança de titularidade e informando que, quando da renovação das respectivas licenças, estas serão emitidas em nome do novo empreendedor.

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

4.5. MANUTENÇÃO E INTEGRIDADE

As atividades de manutenção e inspeção necessárias para garantir a integridade, confiabilidade, disponibilidade e a segurança operacional da infraestrutura de transporte de gás natural são gerenciadas e controladas por um sistema computadorizado de gestão de manutenção, tomando-se por base as melhores tecnologias e práticas do mercado, assim como as normas nacionais e internacionais aplicadas à indústria dutoviária, em conformidade com a legislação vigente e com as prescrições estabelecidas no Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT), da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

O planejamento e execução de tais atividades no campo são realizadas pela empresa operadora TRANSPETRO, contratada para atuar em toda a malha e com foco na integridade e eficiência operacional dos gasodutos, pontos de entrega, estações de compressão e demais instalações da malha de gasodutos da TAG.

A TAG gerencia a efetividade destas atividades por meio de um conjunto de indicadores estruturados, desenvolvidos para este fim e monitorados periodicamente, nas auditorias técnico-operacionais, reuniões periódicas e relatórios técnicos mensais.

Em 2018, a TAG negociou um novo contrato de prestação de serviços referente às instalações do Sistema GASENE, em substituição ao contrato que encerrou-se em novembro de 2018. Também, ao longo de todo o ano de 2018, a TRANSPETRO passou a atuar na operação e manutenção da malha Nordeste, prestando serviços por meio de um novo contrato, firmado ao final de 2017, em substituição ao Contrato de Operação do Consórcio Malhas Sudeste Nordeste, ou COA (*Consortium Operative Agreement*), no qual a TRANSPETRO contribuía com a operação.

4.6. MEDIÇÃO E QUALIDADE

No ano de 2018, foram realizadas inspeções/calibrações pela empresa operadora TRANSPETRO, nos sistemas de medição da malha de transporte da TAG. Ao longo do ano foram inspecionados 95 trechos retos, 57 placas de orifício e calibrados 183 elementos secundários, 28 medidores ultrassônicos, 1 medidor rotativo e 30 cromatógrafos. Essas calibrações foram realizadas por empresa acreditada pelo RBC para realização das inspeções/calibrações dos sistemas de medição, de acordo com o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), anexo à Resolução Conjunta ANP/INMETRO 1/2013.

5. ATIVOS DE TRANSPORTE

A atual infraestrutura da TAG conta com capacidade contratada de movimentação de 74,7 milhões m³/dia (milhões de metros cúbicos dia), uma malha de gasodutos com extensão total de 4.490 km, 11 (onze) estações de compressão de gás – dentre próprias e terceirizadas – e 90 (noventa) pontos de entrega, que incluem 2 (duas) interconexões contratuais (ponto de medição no qual o serviço de transporte de gás natural se encerra em um contrato de transporte e se inicia em outro contrato), presente em 10 (dez) estados brasileiros nas regiões Sudeste, Nordeste e Norte.

Em 2018, a TAG movimentou em suas instalações o volume médio de 48,4 milhões m³/dia, com recorde de movimentação em 25 de julho, alcançando o volume de 61,8 milhões m³/dia.

O gráfico 1 mostra a evolução do volume de gás movimentado, da extensão da malha de gasodutos e do número das principais instalações, considerando a reestruturação da TAG, a partir de outubro de 2016.

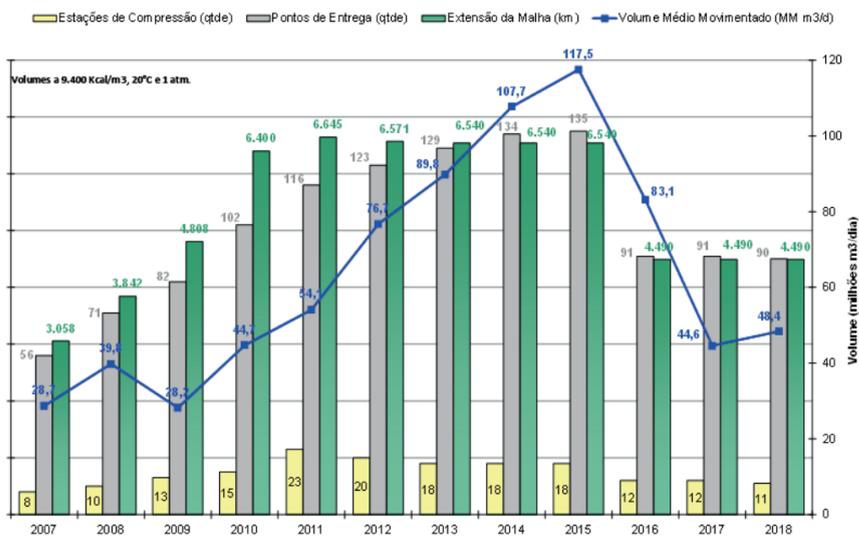


Gráfico 1 - Extensão da Malha, Pontos de Entrega, Estações de Compressão e Volume Médio Movimentado
*Os 90 pontos de entrega incluem 2 interconexões contratuais (EDG Atalaia e TECAB)

5.1. MALHA DE GASODUTOS DA TAG

A malha de gasodutos da TAG é composta por um sistema interligado desde o Porto de Pecém, no estado do Ceará, passando pelos estados do Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo e Rio de Janeiro, até o Terminal de Cabiuínas (TECAB), no Município de Macaé. Há também o sistema Urucu-Coari-Manaus que transporta gás natural dos campos produtores de Urucu, no Município de Coari, para a capital Manaus e outras 7 (sete) cidades do estado do Amazonas.

A malha da TAG conta os 10 (dez) estados brasileiros citados e é responsável por transportar gás natural até os pontos de entrega, onde é realizada a entrega física para companhias distribuidoras estaduais, usinas termelétricas, fábricas de fertilizantes, refinarias e unidades operacionais da Petrobras, incluindo também as 2 (duas) interconexões contratuais. O mapa 1 abaixo, mostra a abrangência dos gasodutos TAG.



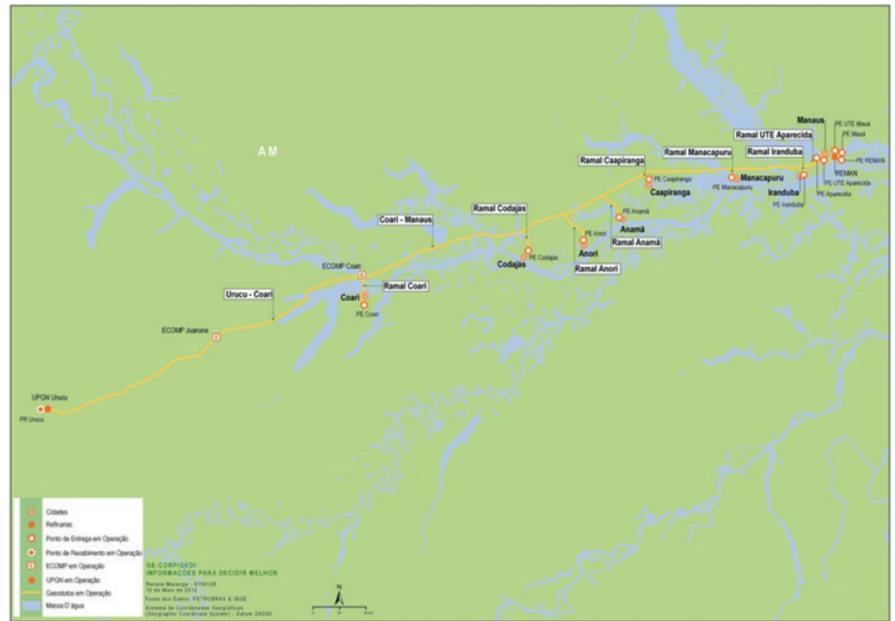
Mapa 1 - Malha de gasodutos TAG

No ano de 2018, em relação aos volumes entregues ao mercado, a média diária foi de 23,5 milhões m³/dia e o recorde diário ocorreu em 25 de julho, com o volume entregue de 38,5 milhões m³.

5.1.1. REGIÃO NORTE

Na região Norte, a TAG possui uma malha de 802 km, interligando as jazidas da Bacia do Solimões à cidade de Manaus e a outras sete cidades da região: Coari, Codajás, Anori, Anamá, Caapiranga, Manacapuru e Iranduba, todas no estado do Amazonas.

O gás natural contribuiu para uma significativa mudança na matriz energética do estado ao substituir o óleo diesel e o óleo combustível na geração de energia elétrica em Manaus e em municípios localizados ao longo do traçado do gasoduto. Além da demanda térmica, atende também ao mercado não térmico da companhia distribuidora local e à refinaria da Petrobras em Manaus (REMAN). A infraestrutura instalada na região conta com 12 (doze) pontos de entrega de gás, 2 (duas) estações de compressão próprias (Juaruna e Coari), além de 1 (um) ponto de recebimento, conforme mapa abaixo.



Mapa 2 - Gasoduto Urucu-Coari-Manaus

O detalhamento dos gasodutos e ramais que compõem a Malha Norte é apresentado a seguir:

GASODUTOS E RAMAIS	Sigla	Extensão (Km)	UF	Diâmetro (pol)
COARI - MANAUS	GASCOM	383,0	AM	20
URUCU - COARI	GARSOL	279,0	AM	18
RAMAL ANAMÃ	-	23,7	AM	3
RAMAL ANORI	-	27,5	AM	3
RAMAL APARECIDA	-	18,0	AM	14
RAMAL CAAPIRANGA	-	7,1	AM	3
RAMAL COARI	-	25,7	AM	4
RAMAL CODAJÁS	-	19,0	AM	3
RAMAL IRANDUBA	-	7,6	AM	3
RAMAL MANACAPURU	-	7,6	AM	3
RAMAL MAUÁ	-	3,9	AM	14

Entregas de gás

O estado do Amazonas demandou 17,3% das entregas totais da TAG ao mercado em 2018, com um volume médio entregue de 4,1 milhões m³/dia. O volume médio mensal entregue na região Norte pode ser visto no gráfico 2 abaixo:

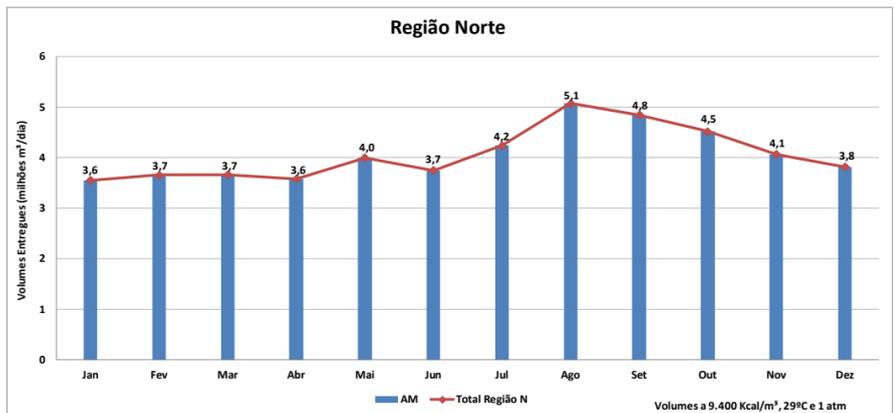


Gráfico 2 - Volume Médio Mensal Entregue na Região Norte em 2018

5.1.2. REGIÃO NORDESTE

A região Nordeste dispõe de uma malha de gasodutos com 3.012 km de extensão, interligando a maior parte dos estados da região, abrangendo os estados de Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Nesta região há 67 (sessenta e sete) pontos de entrega, que incluem 1 (uma) interconexão contratual, 7 (sete) estações de compressão e 11 (onze) pontos de recebimento.

A infraestrutura existente permite o fluxo bidirecional, garantindo flexibilidade ao sistema, que possibilita receber e direcionar o fluxo de gás natural, conforme as necessidades. O suprimento (recebimento) do gás pode ocorrer com GNL (Gás Natural Liquefeito), no Terminal de Pecém-CE e Terminal da Bahia-BA, e também das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) de Guamaré-RN, Alagoas-AL, Atalaia-SE, Santiago-BA e Candeias-BA.

A região Nordeste abrange também aproximadamente 790 km de gasodutos do Sistema GASENE – sistema de interligação da Malha Sudeste com a Malha Nordeste –, que também atendem à região Sudeste. Os mapas 3 e 4, a seguir, apresentam a infraestrutura supracitada:



Mapa 3 - Gasodutos em: Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras



Mapa 4 – Gasodutos em: Sergipe e Bahia

O detalhamento dos gasodutos e ramais que compõem a região Nordeste pode ser visto na tabela abaixo:

GASODUTOS E RAMAIS	Sigla	Extensão (Km)	UF	Diâmetro (pol)
RAMAL ARACATI	-	6,5	CE	4
RAMAL TERMOFORTALEZA	-	1,9	CE	10
GUAMARÉ - PECÉM	GASFOR	382,0	CE/RN	10/12
RAMAL AÇU-SERRA DO MEL	GASMEL	31,4	RN	14
GUAMARÉ - CABO	NORDESTÃO	424,0	RN/PB/PE	12
RAMAL SANTA RITA	-	25,0	PB	8
LOOP NORDESTÃO (VARIANTE)	-	31,8	PE	12
RAMAL TERMOPERNAMBUCO	-	12,0	PE	16
CATU - PILAR	-	441,7	BA/SE/AL	26
PILAR - IPOJUICA	-	187,0	AL/PE	24
PILAR - CABO	GASALP	204,0	AL/PE	12
ATALAIA - ITAPORANGA	GAI	29,0	SE	14
RAMAL FAFEN II	-	22,7	SE	8
ATALAIA - LARANJEIRAS	GAL	28,0	SE	14
SERGIPE - BAHIA	GASEB	230	SE/BA	14
CACIMBAS - CATU	GASCAC	790 ⁽¹⁾	BA	28
SANTIAGO - CAMAÇARI 14"	-	32,0	BA	14
SANTIAGO - CAMAÇARI 18"	-	32,0	BA	18
CANDEIAS - ARATU 12"	-	22,0	BA	12
CANDEIAS - CAMAÇARI 12"	-	37,0	BA	12
CANDEIAS - CAMAÇARI 14"	-	42,4	BA	14

Nota (1): Extensão do Gasoduto GASCAC (Sistema GASENE) na Região Nordeste. A extensão total do GASCAC, incluindo o trecho de 156 km na Região Sudeste, alcança 946 km.

Na região Nordeste, a TAG possui a seguinte infraestrutura por estado:

Estado	Ponto de Recebimento	Instalação de Compressão	Ponto de Entrega	Extensão de Gasodutos
Alagoas	1	1	4	341,6 km
Pernambuco	0	0	10	312,2 km
Paraíba	0	1	4	129,8 km
Rio Grande do Norte	2	1	5	394,3 km
Ceará	1	1	10	243,3 km
Bahia	5	3	22	1.215,6 km
Sergipe	2	0	12*	375,2 km

* Incluem a Interconexão Contratual – EDG Atalaia

Entrega de Gás

Os estados incluídos na área de abrangência da região Nordeste demandaram 70,4% do volume médio total entregue pela TAG em 2018. Destaque para o estado da Bahia que demandou 44% do total desta região. No gráfico 3 (abaixo), são apresentados os volumes médios mensais entregues nos estados da região.

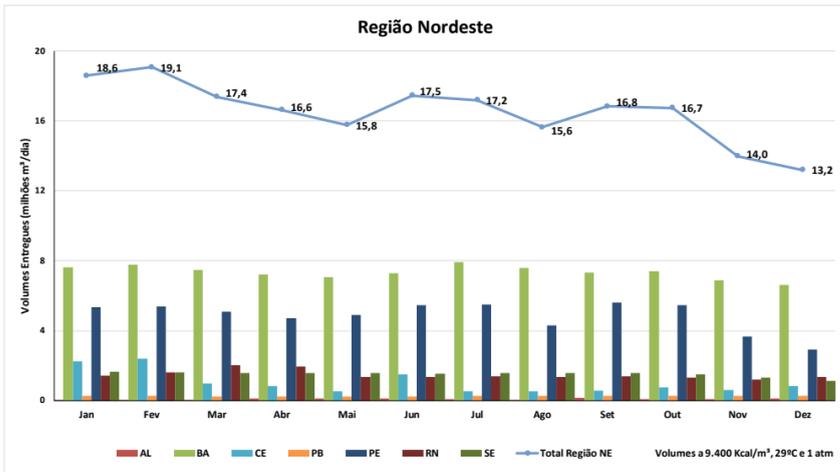


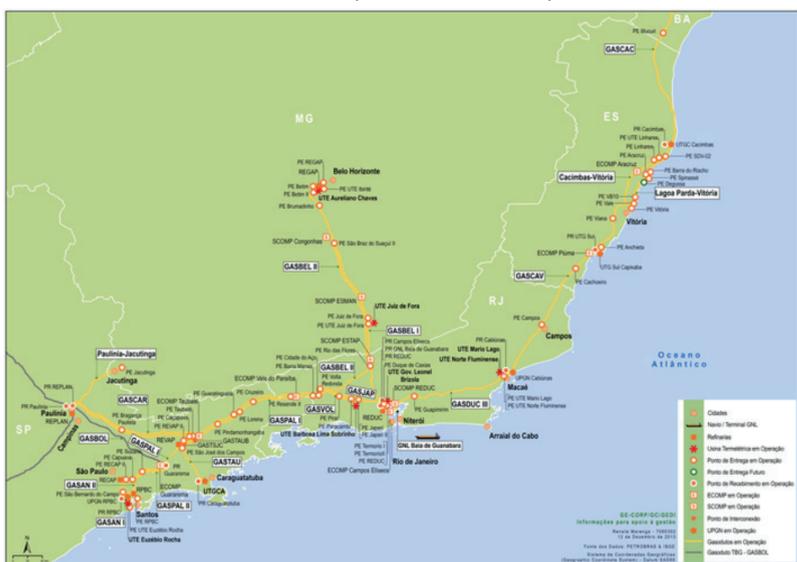
Gráfico 3 - Volumes Médios Mensais Entregues nos Estados da região Nordeste em 2018

Durante o ano de 2018, foi entregue na região Nordeste um volume médio de 16,5 milhões de m³/dia.

5.1.3. REGIÃO SUDESTE

Em outubro de 2016 foi implementada uma reestruturação societária, que se configurou na separação da malha de gasodutos da TAG e da NTS, subsidiária à época. Nesta configuração, a TAG se manteve proprietária dos ativos de transporte que compreendem as regiões Norte, Nordeste e o Sistema GASENE, este delimitado pela EMED GASCAV (RJ) e pela EMED CATU (BA). O Sistema GASENE abrange gasodutos localizados na Região Nordeste, com parte das instalações na Região Sudeste. O trecho do Sistema GASENE aqui considerado como na Região Sudeste é composto pelos gasodutos localizados nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, compreendendo o total de 676 km de dutos.

Nesta região há 11 (onze) pontos de entrega, que incluem 1 (uma) interconexão contratual, 2 (duas) estações de compressão e 3 (três) pontos de recebimento. A infraestrutura existente permite o fluxo bidirecional, garantindo flexibilidade ao sistema, que possibilita receber e direcionar o fluxo conforme as necessidades. O suprimento (recebimento) do gás pode ocorrer nas Unidades de Tratamento de Gás Natural (UTG) do Sul Capixaba e de Cacimbas no Espírito Santo e também no TECAB-RJ.



Mapa 5 - Gasodutos na região Sudeste

Abaixo, segue o detalhe dos gasodutos que compõem os ativos de transporte da TAG na Sistema GASENE na Região Sudeste:

GASODUTOS E RAMAIS	Sigla	Extensão (Km)	UF	Diâmetro (pol)
CACIMBAS - CATU	GASCAC	156,0 ⁽²⁾	ES	28
CACIMBAS - VITÓRIA	-	116,7	ES	26
LAGOA PARDA - VB10	-	78,9	ES	8
RAMAL VITÓRIA	-	12,7	ES	16
RAMAL UTG-SUL	-	9,7	ES	10
LAGOA PARDA - GASENE	-	2,0	ES	8
CABIÚNAS -VITÓRIA	GASCAV	300,0	ES/RJ	28

Nota (2): Extensão do Gasoduto GASCAC (Sistema GASENE) na Região Sudeste. A extensão total do GASCAC, incluindo o trecho de 790 km na Região Nordeste, alcança 946 km.

No trecho do Sistema GASENE na Região Sudeste, a TAG possui a seguinte infraestrutura por estado:

Estado	Ponto de Recebimento	Instalação de Compressão	Ponto de Entrega	Extensão de Gasodutos
Espírito Santo	2	2	9	513,6 km
Rio de Janeiro	1	0	2*	162,5 km

* Incluem a Interconexão Contratual - TECAB

Entregas de gás

Durante o ano de 2018, a entrega de gás natural pela TAG na malha SE foi destinada, basicamente, ao Estado do Espírito Santo.

No gráfico abaixo, são apresentados os volumes médios mensais entregues nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, na Região Sudeste:

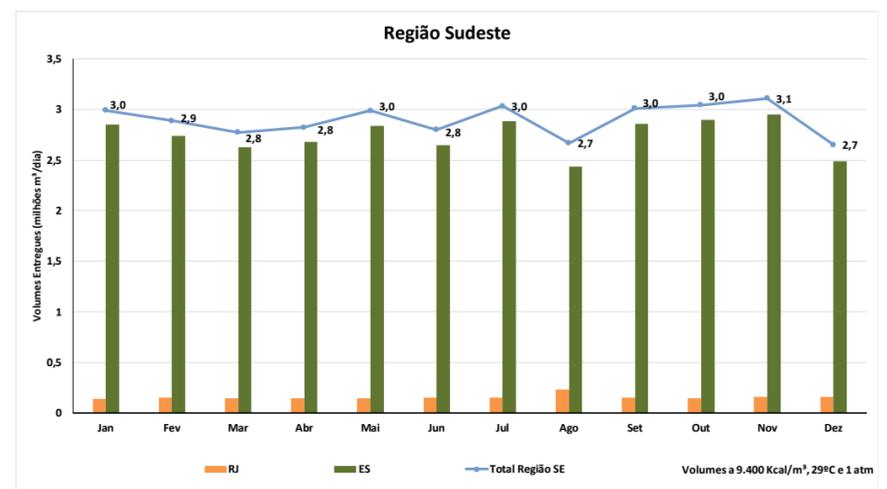


Gráfico 4 - Volumes Médios Mensais Entregues nos Estados da Região Sudeste em 2018

O volume médio de gás natural entregue na região Sudeste foi de 2,9 milhões de m³/dia.

5.2. INVESTIMENTOS

Os investimentos no exercício social de 2018 totalizaram R\$ 41,1 milhões, contemplando os esforços na adequação e manutenção da malha de gasodutos e na implantação, adequação e modernização de novos pontos de entrega.

Quanto aos projetos, merecem destaque os seguintes tópicos:

- Hibernação do projeto de implantação da variante do GASFOR II, aprovada pelo Conselho de Administração da TAG em 13 de Agosto de 2018, por 360 dias, contados a partir de 31/07/2018;
- Continuidade da locação de área e prestação de serviços de administração do parque de tubos de Caucaia-CE, necessários ao armazenamento e preservação dos materiais a serem utilizados na obra do gasoduto GASFOR II; preservação da faixa do gasoduto, para conservação das condições adequadas da faixa de servidão e evitar danos ambientais; serviços de proteção catódica provisória para evitar a deterioração dos tubos enterrados; prestação de diversos serviços vinculados às demandas das condicionantes do licenciamento ambiental, enquanto se aguarda a retomada dos serviços remanescentes e ações necessárias para a construção e montagem do gasoduto GASFOR II, variante no trecho de cerca de 80 km, entre Horizonte e Caucaia, no estado do Ceará.
- Continuidade dos serviços de intervenções para substituição de trechos de gasodutos em travessias de rios onde passam os gasodutos GASALP, NORDESTÃO, GASFOR e Santiago-Camaçari, a fim de garantir a integridade da malha de transporte de Gás Natural da Região Nordeste. Em 2017, foi realizada a análise de consistência dos projetos das demais travessias (total de sete rios), sendo prevista a conclusão da construção e montagem no exercício de 2019;
- Entrada em operação do PE Km 370 em 24 de Setembro de 2018, conforme publicação da AO - Autorização de Operação nº 1.042 de 21/09/2018;
- Conclusão da instalação do cromatógrafo do PE Macaíba, em dezembro de 2018;
- Início da elaboração dos projetos executivos prioritários: reclassificação do gasoduto Cacimbas-Vitória e proteções de trechos do GASFOR I em áreas interferentes com as obras do DNIT – BR 222;
- Encerramento de pendências da TAG com empresas do Sistema Petrobras (Petrobras e TRANSPETRO), quitando compromissos assumidos em exercícios anteriores;
- Realização de projetos básicos e executivos para o desenvolvimento de melhorias e adequações de diversas instalações de Gás Natural, visando ao atendimento da conformidade legal, integridade, segurança, garantia operacional, otimização e modernização, dentre os quais se destacam os seguintes projetos: substituição de computadores de vazão, adequação dos sistemas de medição e adequação do sistema de análise cromatográfica dos pontos de entrega, substituição de válvulas, atendimento às Normas Técnicas (NBR), padrões técnicos ou melhores práticas de engenharia e operacionais da TAG.

6. CONTRATOS DE TRANSPORTE

A relação comercial entre uma transportadora de gás natural e seus clientes, denominados carregadores, é regida por Contratos de Serviço de Transporte de Gás Natural, regulados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

Por se tratar de uma atividade de capital intensivo e com característica de infraestrutura, o retorno dos investimentos realizados pela transportadora na construção dos gasodutos é garantido contratualmente independentemente das eventuais flutuações da demanda de transporte de gás. Assim, os Contratos de Transporte contam com cláusula de Encargo de Capacidade Não Utilizada (*Ship-or-Pay*), ou seja, condição contratual que garante ao transportador uma receita calculada com base na capacidade de transporte contratada, independente do volume efetivamente movimentado.

A TAG é signatária dos seguintes contratos de transporte em vigor: GASENE, Malha Nordeste, Pilar Ipojuca, Atalaia-Laranjeiras e Sistema Uruçu-Manaus, todos assinados com a Petrobras na qualidade de carregador.

6.1. CONTRATO MALHA NORDESTE

A TAG é integrante e líder do Consórcio Malhas, constituído em 01/07/2003, com o objetivo de promover a expansão da infraestrutura de transporte dutoviário de gás natural nas regiões Nordeste e Sudeste do Brasil.

O Consórcio era formado por: TAG, TRANSPETRO, NTN e NTS – estas duas últimas, responsáveis pelos investimentos em novos gasodutos na Malha Nordeste e Sudeste, respectivamente, e controladas diretas da TAG, desde 15/12/2014. A TRANSPETRO é responsável pela operação e manutenção dos gasodutos.

Após a reestruturação societária da TAG e do Consórcio Malhas, a NTS deixou de fazer parte do Consórcio Malhas, restando apenas a TAG, NTN e TRANSPETRO e o Contrato Malha Sudeste foi cedido para a NTS, em 24 de outubro de 2016.

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

O Contrato Malha Nordeste possui vigência de 20 (vinte) anos, tendo iniciado o faturamento em 01/01/2006, com término previsto para 31/12/2025, e engloba os seguintes gasodutos e ramais:

- Gasoduto ATALAIA-ITAPORANGA (GAI)
- Gasoduto CANDEIAS-ARATU 12"
- Gasoduto CANDEIAS-CAMAÇARI 12"
- Gasoduto CANDEIAS-CAMAÇARI 14
- Gasoduto CATU-PILAR - TRECHO CARMÓPOLIS-PILAR
- Gasoduto CATU-PILAR - TRECHO CATU-CARMOPOLIS
- Gasoduto GASALP (PILAR-CABO)
- Gasoduto GASEB (SERGIPE-BAHIA)
- Gasoduto GASFOR (GUAMARÉ-PECÉM)
- Gasoduto NORDESTÃO (GUAMARÉ-CABO)
- Gasoduto SANTIAGO-CAMAÇARI 14"
- Gasoduto SANTIAGO-CAMAÇARI 18"
- LOOP NORDESTÃO (VARIANTE)
- RAMAL AÇU-SERRA DO MEL (GASMEL)
- RAMAL ARACATI
- RAMAL FAFEN II (Ramal FAFEN-SERGÁS)
- RAMAL SANTA RITA
- RAMAL TERMOFORTALEZA
- RAMAL TERMOPERNAMBUCO

A capacidade contratada é de 21,6 milhões m³/dia, tendo atingido a movimentação média para Faturamento de Transporte, de 21,5 milhões m³/dia em 2018.

Com a incorporação da NTN pela TAG em 2017, o Contrato Malha NE foi cedido pelo Consórcio Malhas, exclusivamente para a TAG.

6.2. CONTRATO SISTEMA GASENE

O Sistema GASENE interliga as malhas de gasodutos das regiões Sudeste e Nordeste do país. Esse sistema é formado por três trechos de gasodutos, conforme a seguir:

- Trecho Sul 1: Cabiúnas-RJ a Vitória-ES (GASCAV);
- Trecho Sul 2: Cacimbas-ES a Vitória-ES;
- Trecho Norte: Cacimbas-ES a Catú-BA (GASCAC).

O Contrato de Serviço de Transporte possui vigência de 25 (vinte e cinco) anos, tendo seu início ocorrido em 10/11/2008, quando da entrada em operação comercial dos Trechos Sul 1 e 2. O trecho Norte (GASCAC) foi concluído em 2010, entrando em operação comercial a partir de 01/05/2010. O término do Contrato Sistema GASENE está previsto para 09/11/2033.

Em 2018, a capacidade contratada foi de 20,0 milhões m³/dia para o Trecho Sul e 10,3 milhões m³/dia para o Trecho Norte. A movimentação média de gás para Faturamento de Transporte no Sistema GASENE, em 2018, atingiu o montante total de 17,1 milhões m³/dia, considerando o faturamento em todos os trechos componentes.

6.3. CONTRATO SISTEMA URUCU-COARI-MANAUS

A celebração do Contrato de Transporte entre TAG e Petrobras para o Sistema Urucu-Coari-Manaus ocorreu em 01/12/2010, tendo sua operação comercial iniciada nesta mesma data.

O contrato tem vigência de 20 (vinte) anos, com término previsto para 30/11/2030. A capacidade contratada em 2018 foi de 6,3 milhões m³/dia. A movimentação de gás para Faturamento de Transporte em 2018, foi de 4,1 milhões m³/dia.

6.4. CONTRATO PILAR-IPOJUCA

O Contrato de Transporte para o Gasoduto Pilar-Ipojuca foi celebrado e entrou em operação comercial em 1º de dezembro de 2011, com vigência de 20 (vinte) anos e término previsto para 30/11/2031. Em 2018, a capacidade contratada do gasoduto, que se estende de Pilar-AL até Ipojuca-PE, foi de 15,0 milhões m³/dia.

A movimentação média para Faturamento de Transporte em 2018, foi de 5,5 milhões m³/dia.

6.5. CONTRATO ATALAIA-LARANJEIRAS

O gasoduto Atalaia-Laranjeiras é de propriedade da Petrobras e, originalmente, era classificado como gasoduto de transferência. Em 2011, o ativo foi reclassificado pela ANP para gasoduto de transporte, cuja prestação de serviço só pode ser exercida por empresa transportadora de gás natural.

Em 17/04/2012, TAG e Petrobras celebraram contrato de aluguel, por meio do qual a TAG passou a deter a posse do duto e, naquela mesma data, foi celebrado o primeiro Contrato de Serviço de Transporte Firme, cuja vigência foi de 5 (cinco) anos e 8 (oito) meses.

Em 18/03/2018, TAG e Petrobras celebraram um contrato de Transporte Extraordinário com vigência de 1 (um) ano e capacidade contratada de 1,5 milhão m³/dia.

Em 2018, o volume médio movimentado para Faturamento de Transporte foi de 255 mil m³/dia.

7. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

7.1. LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO E EBITDA

Em 2018, a TAG apresentou Lucro Líquido de R\$ 2.479 milhões, com um crescimento de 6% ante o Lucro Líquido de R\$ 2.342 milhões no exercício anterior. O incremento do resultado no período foi motivado, principalmente, pelo maior faturamento de serviço de transporte na Malha Nordeste, em consequência da reestruturação societária realizada ao final de 2017, quando ocorreu a cessão dos contratos do Consórcio Malhas para a TAG.

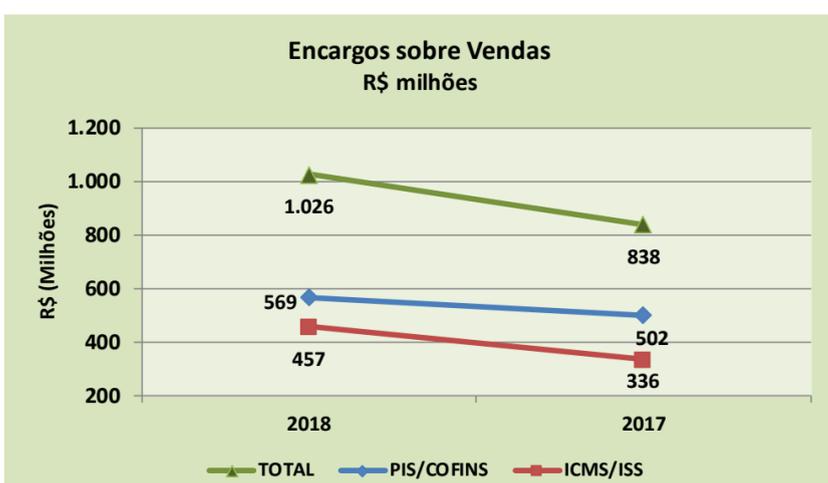
O valor do EBITDA (em português: Lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) alcançou R\$ 4.714 milhões neste exercício, com um crescimento de 11% ante o exercício de 2017.

7.2. RECEITA OPERACIONAL

A Receita Operacional Bruta no exercício de 2018 alcançou R\$ 5.969 milhões, com um crescimento de 10% em comparação ao montante de R\$ 5.428 milhões apresentado em 2017, enquanto a Receita Líquida de 2018 atingiu R\$ 4.943 milhões, superior em 8%, comparada com o montante de R\$ 4.590 milhões apurado no exercício anterior.

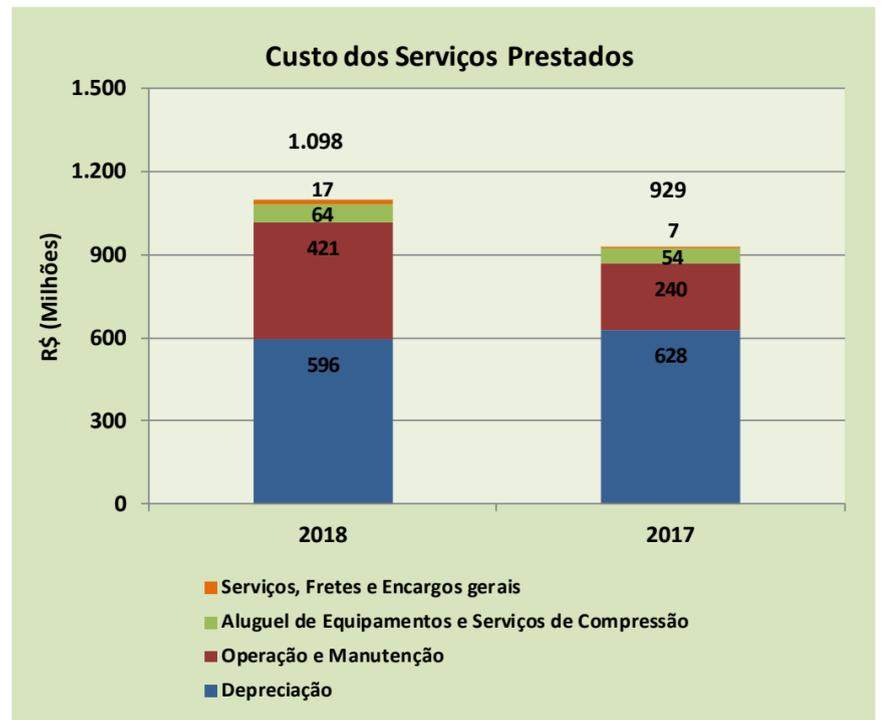
7.3. ENCARGOS SOBRE VENDAS

Em 2018, os Encargos sobre Vendas somaram R\$ 1.026 milhões, distribuídos em R\$ 569 milhões no âmbito federal (PIS/COFINS) e R\$ 457 milhões nas esferas estadual e municipal (ICMS/ISS).



7.4. CUSTO DOS SERVIÇOS PRESTADOS

Os Custos dos Serviços Prestados em 2018 totalizaram R\$ 1.098 milhões, ante R\$ 929 milhões realizados no exercício social de 2017, correspondendo a 22% da Receita Operacional Líquida.



7.5. DESPESAS GERAIS, ADMINISTRATIVAS E TRIBUTÁRIAS

As Despesas Gerais e Administrativas atingiram o valor de R\$ 56 milhões no ano de 2018, apresentando uma redução de 3,4% frente o montante de R\$ 58 milhões apurado em 2017.

As Despesas Tributárias totalizaram R\$ 24 milhões, e são correspondentes aos encargos sobre a receita financeira.

7.6. RESULTADO FINANCEIRO

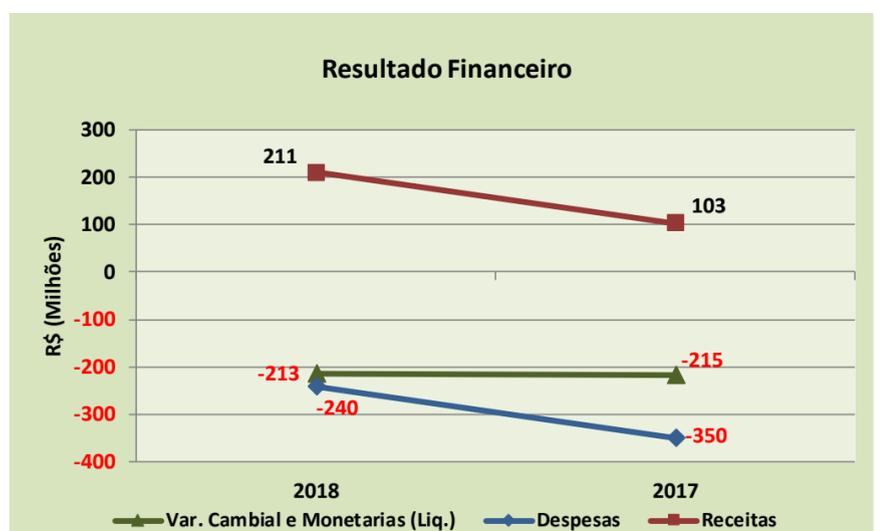
O Resultado Financeiro foi negativo em R\$ 242 milhões, afetado principalmente pela parcela de juros e pela variação cambial incidente sobre o estoque da dívida financeira atrelado à moeda norte americana, que teve uma valorização frente ao real de 17% no exercício de 2018. Este resultado teve uma redução de 48% em relação ao apurado em 2017.

Destaca-se que a TAG não realiza hedge financeiro, uma vez que o gerenciamento de risco cambial é realizado corporativamente pela sua controladora, de forma integrada no Sistema Petrobras.

Em 2018, as Despesas Financeiras totalizaram R\$ 240 milhões, ante R\$ 350 milhões no exercício 2017, representando uma redução de 31%.

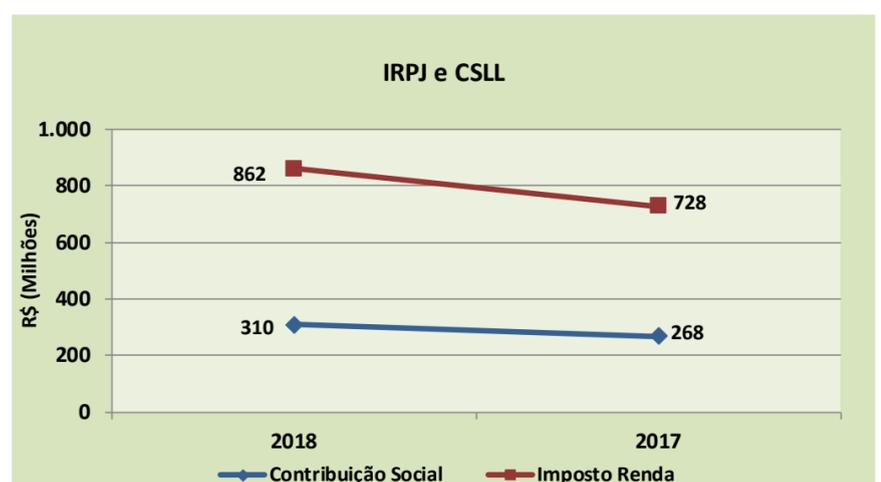
As Receitas Financeiras totalizaram R\$ 211 milhões, com um crescimento de 105% ante R\$ 103 milhões em 2017, por conta do maior saldo de caixa aplicado no exercício atual.

As variações cambiais e monetárias líquidas resultaram em despesa de R\$ 213 milhões, principalmente por conta da desvalorização do real frente ao dólar no ano de 2018.



7.7. IRPJ E CSLL

As despesas de IRPJ/CSLL apurados sobre o lucro no exercício de 2018 atingiram o montante de R\$ 1.172 milhões, com um crescimento de 18% devido à maior base tributável, frente à despesa 996 milhões apurada no exercício de 2017.



7.8. EVOLUÇÃO PATRIMONIAL

A TAG encerrou o exercício social de 2018 com um saldo de caixa de R\$ 3.108 milhões, aplicados no Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC).

Em 31/12/2018, o Ativo Imobilizado registrou o montante de R\$ 12.716 milhões, composto, principalmente, por ativos empregados na infraestrutura de transportes da TAG.

No encerramento do exercício social de 2018, a TAG apresentou um endividamento total de R\$ 3.181 milhões, com 71% deste valor registrado no longo prazo, apresentando uma redução no total de 18%, ante o saldo de R\$ 3.881 milhões ao final de 2017.

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

BALANÇO PATRIMONIAL
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Ativo	Nota	2018	2017	Passivo	Nota	2018	2017
Circulante				Circulante			
Contas a receber clientes, líquidas	7.1	1.354	1.089	Fornecedores	9	127	175
Contas a receber FIDC	7.2	3.108	2.367	Financiamentos	10	912	878
Imposto de renda e contribuição social	13.1	35	33	Imposto de renda e contribuição social	13.1	61	50
Impostos e contribuições	13.1	71	80	Impostos e contribuições	13.1	40	43
		4.568	3.569	Dividendos propostos	14.4	524	499
				Outras contas e despesas a pagar		45	46
						1.709	1.691
Não Circulante				Não circulante			
Realizável a longo prazo				Financiamentos	10	2.269	3.003
Depósitos judiciais	19.2	93	83	Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.3	580	91
Imposto de renda e contribuição social	13.1	13	13	Provisão para processos judiciais	19.1	22	21
Impostos e contribuições	13.1	17	18	Outras contas e despesas a pagar		48	51
Adiantamento a fornecedores		4	4			2.919	3.166
Depósitos para incentivos fiscais		126	99			4.628	4.857
		253	217				
				Patrimônio líquido			
Imobilizado	8	12.716	13.522	Capital social realizado	14.1	5.907	5.907
Intangível		7	7	Transações de capital	14.2	1.339	1.339
		12.976	13.746	Reservas de lucros	14.3	5.670	5.212
						12.916	12.458
		17.544	17.315			17.544	17.315

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Nota	2018	2017
Receita de serviços	15	4.943	4.590
Custo dos serviços prestados	17	(1.098)	(929)
Lucro bruto		3.845	3.661
Receitas (despesas)			
Gerais e administrativas	17	(56)	(58)
Tributárias	17	(24)	(44)
Outras receitas operacionais líquidas	17	128	63
		48	(39)
Lucro antes do resultado financeiro, participação e impostos		3.893	3.622
Resultado financeiro líquido	18	(242)	(462)
Receitas financeiras		211	103
Despesas financeiras		(240)	(350)
Variações cambiais e monetárias, líquidas		(213)	(215)
Resultado de participações em investimentos		-	178
Lucro antes dos impostos		3.651	3.338
Imposto de renda e contribuição social	13.4	(1.172)	(996)
Lucro do exercício		2.479	2.342
Lucro básico e diluído por ação (em R\$)		2.479,00	0,40

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO ABRANGENTE
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	2018	2017
Lucro do exercício	2.479	2.342
Itens que não serão reclassificados para o resultado	-	-
	-	-
Resultado abrangente total	2.479	2.342

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Capital subscrito e integralizado	Transações de capital	Legal	Especial	Incentivos fiscais	Reservas de lucros adicionais propostos	Lucros acumulados	Total do patrimônio líquido
Saldos em 1º de janeiro de 2017	3.290	1.042	288	2.426	655	1.156	-	8.857
	3.290	1.042					4.525	8.857
Aumento de capital	3.756	-	-	-	-	-	-	3.756
Redução de capital	(1.139)	-	-	-	-	-	-	(1.139)
Contribuição adicional de capital - reversão leasing Garsol	-	297	-	-	-	-	-	297
Dividendos adicionais aprovados	-	-	-	-	-	(1.156)	-	(1.156)
Lucro do exercício	-	-	-	-	-	-	2.342	2.342
Destinações:								
Apropriação do lucro líquido em reserva	-	-	117	-	229	1.497	(1.843)	-
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	(499)	(499)
Saldos em 31 de dezembro de 2017	5.907	1.339	405	2.426	884	1.497	-	12.458
	5.907	1.339					5.212	12.458
Dividendos adicionais aprovados	-	-	-	-	-	(1.497)	-	(1.497)
Lucro do exercício	-	-	-	-	-	-	2.479	2.479
Destinações:								
Apropriação do lucro líquido em reserva	-	-	124	-	258	1.573	(1.955)	-
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	(524)	(524)
Saldos em 31 de dezembro de 2018	5.907	1.339	529	2.426	1.142	1.573	-	12.916
	5.907	1.339					5.670	12.916

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	2018	2017
Fluxos de caixa das atividades operacionais		
Lucro do exercício	2.479	2.342
Ajustes para:		
Resultado de participações em investimentos	-	(178)
Depreciação e amortização	596	628
Resultado com baixa de ativos	-	2
Perda na recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	225	-
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados e outras	518	598
Rendimentos com recebíveis de ativos financeiros	(201)	(101)
Perdas de crédito esperadas	1	1
Provisão para perdas com processos judiciais	1	15
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	489	453
Redução (aumento) de ativos		
Contas a receber	(265)	870
Outros ativos	(37)	8
Aumento (redução) de passivos		
Fornecedores	(48)	(12)
Impostos e contribuições	260	343
Imposto de renda e contribuição social pagos	(263)	(55)
Outros passivos	(4)	14
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	3.751	4.928
Atividades de investimentos		
Dividendos recebidos	-	765
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(15)	(63)
Resgate (investimentos) de recebíveis de ativos financeiros	(540)	(2.207)
Caixa absorvido na incorporação de participação acionária	-	339
Recursos líquidos utilizados nas atividades de investimentos	(555)	(1.166)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos		
Amortizações de principal	(890)	(851)
Amortizações de juros	(241)	(291)
Dividendos pagos a acionista	(2.065)	(2.497)
Amortização arrendamento mercantil financeiros	-	(123)
Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos	(3.196)	(3.762)
Redução de caixa e equivalentes de caixa no exercício	-	-
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	-	-
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	-	-

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO

Exercícios findos em 31 de dezembro

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	2018	2017
Receitas		
Serviços e outras receitas	6.346	5.657
Perdas de crédito esperadas	-	(1)
Receitas relativas à construção de ativos para uso	16	63
	6.362	5.719
Insumos adquiridos de terceiros		
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(517)	(512)
Créditos fiscais sobre insumos adquiridos de terceiros	(47)	(42)
Perdas no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(225)	-
	(789)	(554)
Valor adicionado bruto	5.573	5.165
Depreciação e amortização	(596)	(628)
Valor adicionado líquido produzido pela Companhia	4.977	4.537
Valor adicionado recebido em transferência		
Resultado de participações em investimentos	-	178
Receitas financeiras - inclui variações monetária e cambial	278	181
	278	359
Valor adicionado a distribuir	5.255	4.896
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal e administradores		
Salários e encargos	30	35
	30	35
Tributos		
Federais	1.768	1.535
Estaduais	435	328
Municipais	23	14
	2.226	1.877
Instituições financeiras e fornecedores		
Juros, variações cambiais e monetárias	521	642
	521	642
Acionistas		
Dividendos	524	499
Lucros retidos	1.954	1.843
	2.478	2.342
Valor adicionado distribuído	5.255	4.896

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

1. A Companhia e suas operações

A Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG" ou "Companhia") é uma sociedade anônima, constituída em 07 de fevereiro de 2002, com a missão de atuar no segmento de transporte e armazenagem de gás natural em geral, por meio de gasodutos, terminais ou embarcações, próprios ou de terceiros. A atividade principal da Companhia se concentra no transporte dutoviário de gás natural.

A TAG incorporou, em janeiro de 2008, a Transportadora Nordeste e Sudeste S.A. (TNS) e a Transportadora Capixaba de Gás S.A. (TCG), em agosto de 2010, a Transportadora Uruçu Manaus S.A. (TUM), em janeiro de 2012, a Transportadora Gasene S.A. (Gasene) e, em dezembro de 2017, a Nova Transportadora do Nordeste S.A. (NTN).

A recuperação dos investimentos nos gasodutos que compõem a infraestrutura operacional da Companhia está garantida pelos contratos de serviços de transporte, todos celebrados com o carregador Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, resumidos a seguir:

- Malha Nordeste para 21,6 milhões de m³/dia, com prazo de duração de 20 anos e vigência até dezembro de 2025;
- Sistema Gasene para 20,0 milhões de m³/dia no trecho sul e 10,3 milhões de m³/dia para trecho norte, com prazo de duração de 25 anos e vigência até novembro de 2033;
- Uruçu-Coari-Manaus para 6,3 milhões de m³/dia, com prazo de duração de 20 anos e vigência até novembro de 2030;
- Pilar-Ipojuca para 15 milhões de m³/dia, com prazo de duração de 20 anos e vigência até novembro de 2031;
- Atalaia-Laranjeiras para 1,5 milhões de m³/dia, com prazo de duração de 80 meses e vigência até março de 2019;

A operação e a manutenção da malha de dutos de transportes própria da TAG é realizada pela Petrobras Transportes S.A. – Transpetro. Adicionalmente, a TAG contrata serviços de compressão, por meio de estações alugadas de terceiros.

A Companhia mantém transações relevantes com a sua controladora Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e segue o plano de negócios desta na condução de suas operações. Portanto, estas demonstrações financeiras devem ser lidas neste contexto.

1.1. Reestruturação Societária

1.1.1. Nova Transportadora do Nordeste S.A. – NTN

Em 28 de dezembro de 2017, foi aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, a incorporação da NTN, nos termos do Protocolo de Justificação, através da versão integral do patrimônio líquido da NTN para a TAG, avaliado a valor contábil no montante de R\$ 1.700 e das variações patrimoniais ocorridas após a data de emissão do laudo, no montante de R\$ 38, extinguindo e sucedendo-a em todos os direitos e obrigações, conforme demonstrado a seguir:

	Acervo líquido de incorporação NTN
Disponibilidades	339
Contas a receber	115
Imobilizado	1.384
Outros ativos	1
Fornecedores	-96
Outros passivos	-5
Patrimônio Líquido Incorporado	1.738

A incorporação da NTN foi concebida por recomendação da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, controladora da TAG, e objetivou consolidar em somente uma pessoa jurídica a malha de transporte de gás natural nas regiões norte e nordeste, acrescido do gasoduto sudeste-nordeste (GASENE), além da simplificação e otimização da estrutura societária da Companhia.

Tendo em vista que a TAG era proprietária da totalidade das ações que compunham o capital da NTN, as quais foram extintas, a operação de incorporação não produziu efeitos sobre o capital social da Companhia.

1.1.2. Aumento e redução de capital

Em 30 de novembro de 2017, foi aprovado pela Assembleia Geral Extraordinária da TAG e ratificado em Assembleia Geral Extraordinária, ocorrida em 28 de dezembro de 2017, o aumento do capital social da Companhia, no valor de R\$ 61, mediante o aporte pela Petrobras dos ativos que compõem o trecho do gasoduto de Uruçu a Coari (Garzol), avaliado a valor contábil, sem a emissão de novas ações.

Ainda em 30 de novembro de 2017, foi aprovado pela Assembleia Geral Extraordinária da TAG e rratificado em Assembleia Geral Extraordinária ocorrida em 28 de dezembro de 2017, a redução de capital da TAG, no montante de R\$ 1.071, por excessividade de capital e sem o cancelamento de ações, mediante a transferência para a Petrobras, de ativos de fibras ópticas, ORSOL, Ramal Termofortaleza, Ponto de Entrega Termofortaleza e Ramal Pecém.

Em 28 de dezembro de 2017, conforme deliberação em Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, foi aprovada a redução de capital da TAG, no montante de R\$ 68, por excessividade de capital e sem o cancelamento de ações, mediante a transferência de fibras ópticas instaladas no Gasoduto Catú-Pilar, ativos esses provenientes da incorporação da NTN pela TAG nesta mesma data.

2. Base de elaboração e apresentação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras da Companhia foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações e incorporam as mudanças introduzidas por intermédio das Leis 11.638/07 e 11.941/09 e nos Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis e aprovados por resoluções do Conselho Federal de Contabilidade CFC.

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 22 de fevereiro de 2019, autorizou a divulgação dessas demonstrações financeiras.

2.1. Práticas contábeis

O sumário das principais práticas contábeis aplicadas na preparação das demonstrações financeiras está apresentado na nota explicativa 4.

2.2. Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto quando de outra forma indicado.

2.3. Uso de estimativa e julgamento

Na preparação dessas demonstrações financeiras, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação das políticas contábeis e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As premissas utilizadas são baseadas no histórico e em outros fatores considerados relevantes, e são revisados periodicamente pela Administração.

As estimativas e julgamentos relevantes que requerem maior nível de julgamento e complexidade estão divulgados na nota explicativa 5.

2.4. Mudanças nas políticas contábeis e divulgações

A partir de 1º de janeiro de 2018, a Companhia adotou inicialmente os requerimentos contidos nos seguintes pronunciamentos: CPC 48 Instrumentos Financeiros, análogo ao IFRS 9 *Financial Instruments*, inclusive aqueles relativos à contabilidade de *hedge*; e CPC 47 Receita de Contrato com Cliente, análogo ao IFRS 15 *Revenue from Contracts with Customers*.

2.4.1. IFRS 9 Financial Instruments / CPC 48 Instrumentos Financeiros

O CPC 48 estabelece, entre outros, novos requerimentos para: classificação e mensuração de ativos financeiros, mensuração e reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros, modificações nos termos de ativos e passivos financeiros, contabilidade de *hedge* e divulgação.

De acordo com as disposições transitórias previstas pelo CPC 48, a Companhia não reapresentou suas demonstrações financeiras de períodos anteriores em relação aos novos requerimentos referentes a: classificação e mensuração de ativos financeiros, perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros e modificações nos termos de ativos e passivos financeiros.

Classificação e mensuração de ativos financeiros

O CPC 48 estabelece um modelo para classificação de ativos financeiros, determina subsequentemente a mensuração ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes ou ao valor justo por meio do resultado, com base nas características dos fluxos de caixa contratual e no modelo de negócios para gerir o ativo. O CPC 48 eliminou as seguintes categorias estabelecidas pelo CPC 38: mantidos até o vencimento, empréstimos e contas a receber e disponíveis para venda.

A Companhia não sofreu impactos materiais na classificação, mensuração e saldos de seus ativos financeiros, na adoção inicial do CPC 48.

Modificação de fluxo de caixa contratual de passivos financeiros

O CPC 48 estabelece que os saldos contábeis de passivos financeiros mensurados a custo amortizado, cujos termos contratuais foram modificados não substancialmente, deve refletir o valor presente dos seus fluxos de caixa sob os novos termos, utilizando a taxa de juros efetiva original. A diferença entre o saldo contábil do instrumento remensurado quando da modificação não substancial dos seus termos e seu saldo contábil imediatamente anterior a tal modificação deve ser reconhecida como ganho ou perda no resultado do período.

Perda no valor recuperável dos ativos financeiros (*Impairment*)

O CPC 48 substituiu o modelo de perda incorrida estabelecido pelo CPC 38 pelo modelo de perda esperada. Provisão para perdas de crédito esperadas são reconhecidas em ativos financeiros mensurados ao custo amortizado, bem como aqueles mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Não houve impacto material nas demonstrações financeiras da Companhia resultante da adoção do CPC 48, a partir de 1º de janeiro de 2018.

Para obter informações adicionais sobre as práticas contábeis referentes aos instrumentos financeiros ver nota explicativa 4.

2.4.2. IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers/CPC 47 Receita de Contrato com Cliente

O CPC 47 substituiu os CPC 17 (R1) Receitas e CPC 30 (R1) Contratos de Construção bem como suas respectivas interpretações. Ao adotar o CPC 47, a Companhia determinou quando (ou a que medida) e por quais montantes as receitas de contratos com clientes devem ser reconhecidas de acordo com o modelo composto pelas cinco etapas a seguir: 1) identificação do contrato com o cliente; 2) identificação das obrigações de desempenho; 3) determinação do preço da transação; 4) alocação do preço às obrigações de desempenho; 5) reconhecimento quando (ou enquanto) a obrigação de desempenho é satisfeita. Uma obrigação de desempenho é considerada satisfeita quando (ou à medida que) o cliente obtém o controle sobre o bem ou serviço prometido.

Receitas de direitos não exercidos (*breakage*)

A partir de 1º de janeiro de 2018, a Companhia passou a apresentar separadamente, na nota explicativa 15, as receitas oriundas de direitos não exercidos por clientes em contratos com cláusulas de *ship or pay*, referentes aos serviços de transporte de gás natural.

Baseando-se em informações disponíveis (históricas, atuais e previstas), a receita de *ship or pay* passou a ser apresentada, na demonstração de resultado, líquida das glosas de faturamento efetuadas pela contratante, reflexo dos debates em curso sobre a capacidade instalada do trecho sul do Sistema Gasene e sobre a fixação da tarifa pela ANP para o gasoduto Uruçu-Coari-Manaus (nota explicativa 19.4).

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

As mudanças em função da adoção do IFRS 15, no montante de R\$ 183, sendo R\$ 92 de glosas de faturamento do Gasene e R\$ 91 de glosas de faturamento do Uruçu-Coari-Manaus, apenas alteraram a forma como as referidas deduções são apresentadas na demonstração de resultado da Companhia, saindo da rubrica de “Outras receitas (despesas) operacionais” e passando para “Receita de serviços”, não havendo impacto no resultado.

Para obter informações adicionais sobre as práticas contábeis referentes ao reconhecimento de receitas com clientes ver nota explicativa 4.

2.5. Demonstração do valor adicionado

As demonstrações do valor adicionado – DVA apresentam informações relativas à riqueza criada pela Companhia e a forma como tal riqueza foi distribuída. Essas demonstrações foram preparadas de acordo com o CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado.

2.6. Moeda funcional

A moeda funcional da Companhia é o real, por ser a moeda de seu ambiente econômico de operação. Todas as informações financeiras apresentadas em reais foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3. “Operação Lava Jato” e seus reflexos na Companhia

A Companhia reconheceu no terceiro trimestre de 2014 uma baixa, incluindo as malhas sudeste e nordeste, no montante de R\$ 324 milhões de gastos capitalizados, referente à estimativa de valores pagos adicionalmente na aquisição de ativos imobilizados em períodos anteriores, sendo que R\$ 179 milhões se referiam à malha sudeste. Vale dizer que, após reorganização societária ocorrida em 2016, a malha sudeste passou a pertencer à Nova Transportadora do Sudeste S.A. – NTS.

Na preparação das demonstrações financeiras do período findo em 31 de dezembro de 2018, a Companhia considerou todas as informações disponíveis, não tendo identificado nenhuma informação adicional que impactasse a metodologia de cálculo adotada e consequentemente o registro contábil de baixas complementares. A Companhia, por meio da sua Controladora, monitorou as investigações da “Operação Lava Jato”, efetuadas pelas autoridades brasileiras e pela investigação interna independente conduzida por escritórios de advocacia contratados pela Petrobras. Como resultado, não foram identificadas novas informações que alterassem a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente que fora reconhecida no terceiro trimestre de 2014, ou impactasse de forma relevante a metodologia adotada pela Companhia. A Companhia, por meio da sua Controladora, continuará monitorando as investigações para obter informações adicionais e avaliar seu eventual potencial impacto sobre os ajustes realizados.

Assim como a Petrobras, somos reconhecidos como vítima dos crimes apurados na “Operação Lava Jato” pelo Ministério Público Federal e pelo juiz competente para julgar os processos criminais relacionados ao caso. A posição de vítima também foi reconhecida em decisões do Supremo Tribunal Federal. Por esse motivo, a Petrobras ingressou em 54 ações penais como assistentes de acusação e em outras quatro como parte interessada, bem como renovou o compromisso de todo o Conglomerado de continuar cooperando para a elucidação dos fatos e comunicá-los regularmente ao público em geral.

Além disso, temos tomado as medidas necessárias para recuperar danos sofridos em função do esquema de pagamentos indevidos, inclusive os relacionados à nossa imagem corporativa.

Com esse objetivo, a Petrobras e a TAG ingressaram em 16 e 1, respectivamente, ações civis públicas por atos de improbidade administrativa, ajuizadas pelo Ministério Público Federal e/ou pela União Federal, incluindo pedido de indenização por danos morais, sendo que a legitimidade da TAG para ingresso nas demais demandas está sendo avaliada.

À medida que as investigações da “Operação Lava Jato” resultem em acordos de leniência com empresas ou acordos de colaboração com indivíduos que concordem em devolver recursos, a Petrobras e a TAG podem ter direito a receber uma parte de tais recursos. Não obstante, a Companhia não pode estimar de forma confiável qualquer valor recuperável adicional neste momento. Esses valores serão reconhecidos no resultado do exercício como outras receitas operacionais quando e se forem recebidos ou quando sua realização se tornar praticamente certa.

A Companhia renova o compromisso de continuar cooperando para a elucidação dos fatos.

4. Sumário das principais práticas contábeis

As práticas contábeis descritas abaixo foram aplicadas de maneira consistente pela Companhia nas demonstrações financeiras ora apresentadas.

4.1. Instrumentos Financeiros

Instrumento financeiro é qualquer contrato que dê origem a um ativo financeiro para a entidade e a um passivo financeiro ou instrumento patrimonial para outra entidade.

4.1.1. Ativos financeiros**a) Reconhecimento e mensuração inicial**

Um ativo financeiro é reconhecido quando a entidade se tornar parte das disposições contratuais do instrumento.

Exceto por contas a receber de clientes que não contiverem componente de financiamento significativo e ativos financeiros mensurados ao valor justo, no reconhecimento inicial, ativos financeiros são mensurados a valor justo adicionado ou deduzido dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição ou à emissão de tais ativos.

b) Classificação e mensuração subsequente

Ativos financeiros são geralmente classificados como subsequentemente mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes ou ao valor justo por meio do resultado com base tanto: no modelo de negócios da entidade para a gestão dos ativos financeiros; quanto nas características de fluxo de caixa contratual do ativo financeiro, conforme segue:

- Custo amortizado: ativo financeiro (instrumento financeiro de dívida) cujo fluxo de caixa contratual resulta somente do pagamento de principal e juros sobre o principal em datas específicas e, cujo modelo de negócios objetiva manter o ativo com o fim de receber seus fluxos de caixa contratuais;
- Valor justo por meio de outros resultados abrangentes: ativo financeiro (instrumento financeiro de dívida) cujo fluxo de caixa contratual resulta somente do recebimento de principal e juros sobre o principal em datas específicas e, cujo modelo de negócios objetiva tanto o recebimento dos fluxos de caixa contratuais do ativo quanto sua venda, bem como investimentos em instrumento patrimoniais não mantidos para negociação nem contraprestação contingente, que no reconhecimento inicial, a Companhia elegeu de forma irrevogável por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em outros resultados abrangentes; e
- Valor justo por meio do resultado: todos os demais ativos financeiros. Esta categoria geralmente inclui instrumentos financeiros derivativos.

Os ativos financeiros da Companhia, originalmente mensurados como “Mantido até o vencimento”, de acordo com o CPC 38, passaram a ser mensurados como “Custo amortizado”, conforme CPC 48.

c) Redução ao valor recuperável (Impairment)

Provisão para perdas de crédito esperadas são reconhecidas em ativos financeiros mensurados ao custo amortizado, bem como aqueles mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes, quando aplicável.

A Companhia reconhece provisão para perdas de crédito esperadas para contas a receber de clientes de curto prazo por meio da utilização de matriz de provisões baseada na experiência de perda de crédito histórica não ajustada, quando tal informação representa a melhor informação razoável e sustentável, ou, ajustada, com base em dados observáveis atuais para refletir os efeitos das condições atuais e futuras desde que tais dados estejam disponíveis sem custo ou esforços excessivos.

Em geral, para os demais instrumentos financeiros, a Companhia reconhece provisão por valor equivalente à perda de crédito esperada para 12 meses, entretanto, quando o risco de crédito do instrumento financeiro tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial, a provisão é reconhecida por valor equivalente à perda de crédito esperada (vida toda).

Aumento significativo do risco de crédito

Ao avaliar o aumento significativo do risco de crédito, a Companhia compara o risco de inadimplência (default) que ocorre no instrumento financeiro na data do balanço com o risco de inadimplência (default) que ocorre no instrumento financeiro na data de seu reconhecimento inicial. Para tal, a Companhia utiliza, entre outros, os seguintes indicadores: alteração significativa real ou esperada na classificação de crédito externa do instrumento financeiro e informações sobre atrasos nos pagamentos.

Independentemente da avaliação do aumento significativo no risco de crédito, a Companhia presume que o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial quando os pagamentos contratuais estiverem vencidos há mais de 30 dias, exceto quando informações razoáveis e sustentáveis disponíveis demonstrarem o contrário.

A Companhia assume que o risco de crédito de instrumento financeiro não aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial quando o instrumento financeiro possui baixo risco de crédito na data do balanço. Baixo risco de crédito é determinado com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

Definição de inadimplência (default)

A Companhia considera um ativo financeiro como inadimplente quando a contraparte não cumpre com a obrigação legal de pagamento de seus débitos quando devidos ou, a depender do instrumento financeiro, quando ocorre atraso de recebimento devido contratualmente em prazo igual ou superior a 90 (noventa) dias.

Mensuração e reconhecimento de perdas de crédito esperadas

Perda de crédito esperada é a média ponderada de perdas de crédito com os respectivos riscos de inadimplência, que possam ocorrer conforme as ponderações. A perda de crédito sobre um ativo financeiro é mensurada pela diferença entre todos os fluxos de caixa contratuais devidos à Companhia e todos os fluxos de caixa que a Companhia espera receber, descontados à taxa efetiva original.

d) Apresentação

Caixa e equivalentes a caixa incluem numerário em espécie, depósitos bancários disponíveis e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, vencíveis em até três meses, contados da data da contratação original, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e com risco insignificante de mudança de valor.

Provisões para *impairment* sobre ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado são deduzidas do valor contábil bruto dos ativos tendo como contrapartida ganhos ou perdas no resultado.

4.1.2. Passivos financeiros**a) Reconhecimento e mensuração inicial**

Um passivo financeiro é reconhecido quando a entidade se tornar parte das disposições contratuais do instrumento.

Exceto por passivos financeiros mensurados ao valor justo, no reconhecimento inicial, passivos financeiros são mensurados a valor justo adicionado ou deduzido dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição ou à emissão de tais passivos.

b) Classificação e mensuração subsequente

Passivos financeiros são classificados como mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, exceto em determinadas circunstâncias, que incluem determinados passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado. Financiamentos são mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos.

Quando passivos financeiros mensurados a custo amortizado tem seus termos contratuais modificados e tal modificação não for substancial, seus saldos contábeis refletirão o valor presente dos seus fluxos de caixa sob os novos termos, utilizando a taxa de juros efetiva original. A diferença entre o saldo contábil do instrumento remensurado quando da modificação não substancial dos seus termos e seu saldo contábil imediatamente anterior a tal modificação é reconhecida como ganho ou perda no resultado do período.

4.2. Imobilizado

Está demonstrado pelo custo de aquisição ou custo de construção, que representa os custos para colocar o ativo em condições de operação, deduzido da depreciação acumulada e da perda por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*), quando aplicável.

Os gastos com grandes manutenções planejadas efetuadas para restaurar ou manter os padrões originais de desempenho são reconhecidos no ativo imobilizado quando o prazo de campanha for superior a doze meses e houver previsibilidade das campanhas. Esses gastos são depreciados pelo período previsto até a próxima grande manutenção. Os gastos com as manutenções que não atendem a esses requisitos são reconhecidos como despesas no resultado do exercício.

As peças de reposição e sobressalentes com vida útil superior a um ano e que só podem ser utilizados em conexão com itens do ativo imobilizado são reconhecidos e depreciados junto com o bem principal.

Os encargos financeiros de empréstimos obtidos, quando diretamente atribuíveis à aquisição ou à construção de ativos, são capitalizados como parte dos custos desses ativos. Os encargos financeiros sobre recursos captados sem destinação específica, utilizados com propósito de obter um ativo qualificável, são capitalizados pela taxa média dos empréstimos vigentes durante o período, aplicada sobre o saldo de obras em andamento. A Companhia cessa a capitalização dos encargos financeiros dos ativos qualificáveis cujo desenvolvimento esteja concluído. Geralmente, a capitalização dos juros é suspensa, entre outros motivos, quando os ativos qualificáveis não recebem investimentos significativos por período igual ou superior a 12 meses.

Os bens do imobilizado são depreciados pelo método linear com base nas vidas úteis estimadas, que estão demonstradas por classe de ativo na nota explicativa 8.

4.3. Intangível

Está demonstrado pelo custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada. É composto por direitos e concessões e softwares.

4.4. Redução ao valor recuperável de ativos - Impairment

A Companhia avalia os ativos imobilizado e intangível quando há indicativos de não recuperação do seu valor contábil. Essa avaliação é efetuada para o ativo individual ou ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa, entradas essas que são em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos (Unidade Geradora de Caixa – UGC).

Na aplicação do teste de redução ao valor recuperável de ativos, o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa é comparado com o seu valor recuperável. O valor recuperável é o maior valor entre o valor em uso de um ativo e seu valor justo líquido de despesa de venda. Considerando-se as particularidades dos ativos da Companhia, o valor recuperável utilizado para avaliação do teste de redução ao valor recuperável é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado.

O valor em uso é estimado com base no valor presente de fluxos de caixa futuros decorrentes do uso contínuo dos respectivos ativos. Os fluxos de caixa são ajustados pelos riscos específicos e utilizam a taxa de desconto pré-imposto, que derivam do custo médio ponderado de capital (WACC) pós-imposto. As principais premissas dos fluxos de caixa são: preços baseados no último Plano de Negócios e Gestão e Plano Estratégico divulgado pela Petrobras, custos operacionais de mercado e investimentos necessários para realização dos projetos.

4.5. Provisões, ativos e passivos contingentes

As provisões são reconhecidas quando: (i) a Companhia tem uma obrigação presente como resultado de evento passado; (ii) é provável que uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos será necessária para liquidar a obrigação, e (iii) o valor da obrigação possa ser estimado de forma confiável.

Os ativos e passivos contingentes não são reconhecidos, porém os passivos contingentes são objeto de divulgação em notas explicativas quando a probabilidade de saída de recursos for possível, inclusive aqueles cujos valores não possam ser estimados.

A reversão de perda reconhecidas anteriormente é permitida.

4.6. Imposto de renda e contribuição social

As despesas de imposto de renda e contribuição social do período compreendem os impostos correntes e diferidos.

Tais impostos são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio líquido.

Imposto de renda e contribuição social correntes

O imposto de renda e a contribuição social correntes são calculados com base no lucro tributável apurado conforme legislação pertinente e alíquotas vigentes no final do período que está sendo reportado.

O imposto de renda e a contribuição social correntes são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, quando existe direito legalmente executável para compensar os valores reconhecidos e quando há intenção de liquidar em bases líquidas, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são geralmente reconhecidos sobre as diferenças temporárias apuradas entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis, e mensurados pelas alíquotas que se espera que sejam aplicáveis no período quando for realizado o ativo ou liquidado o passivo, com base nas alíquotas (e legislação fiscal) que estejam promulgadas ou substantivamente promulgadas ao final do período que está sendo reportado.

O ativo fiscal diferido é reconhecido para todas as diferenças temporárias dedutíveis, inclusive para prejuízos e créditos fiscais não utilizados, na medida em que seja provável a existência de lucro tributável contra o qual a diferença temporária dedutível possa ser utilizada, a não ser que o ativo fiscal diferido surja do reconhecimento inicial de ativo ou passivo na transação que não é uma combinação de negócios e no momento da transação não afeta nem o lucro contábil nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

A existência de lucro tributável futuro baseia-se em estudo técnico, aprovado pela Administração da Companhia.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são apresentados líquidos, quando existe direito legalmente executável à compensação dos ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais correntes e os ativos fiscais diferidos e os passivos fiscais diferidos estão relacionados com tributos sobre o lucro lançados pela mesma autoridade tributária na mesma entidade tributável ou nas entidades tributáveis diferentes que pretendem liquidar os passivos e os ativos fiscais correntes em bases líquidas, ou realizar os ativos e liquidar os passivos simultaneamente, em cada período futuro no qual se espera que valores significativos dos ativos ou passivos fiscais diferidos sejam liquidados ou recuperados.

4.7. Capital social e remuneração aos acionistas

O capital social está representado por ações ordinárias.

Quando proposta pela Companhia, a remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio com base nos limites definidos em lei e no estatuto social da Companhia.

O benefício fiscal dos juros sobre o capital próprio é reconhecido no resultado do exercício.

4.8. Subvenções e assistências governamentais

Subvenções governamentais são reconhecidas quando houver razoável certeza de que o benefício será recebido e que todas as condições estabelecidas e relacionadas à subvenção serão cumpridas pela Companhia.

4.9. Reconhecimento de receitas de contratos com clientes

As receitas da Companhia são reconhecidas com base nos contratos de transporte de gás natural (nota explicativa 1), que inclui cláusulas de “*ship or pay*”, na qual a Petrobras (carregadora) se obriga a pagar à TAG pela capacidade de transporte contratada, independentemente do volume transportado.

A Companhia reconhece receitas quando ou à medida que seja satisfeita à obrigação de desempenho ao transferir o controle do bem ou do serviço prometido ao cliente. O bem ou o serviço é considerado transferido quando ou à medida que o cliente obtém controle do mesmo.

A Companhia mensura a receita pelo valor da contraprestação à qual espera ter direito em troca das transferências dos bens ou serviços prometidos ao cliente.

5. Estimativas e julgamentos relevantes

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações que refletem no reconhecimento e mensuração de ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas utilizadas são baseadas no histórico e em outros fatores considerados relevantes, revisadas periodicamente pela Administração e cujos resultados reais podem diferir dos valores estimados.

A seguir são apresentadas informações apenas sobre práticas contábeis e estimativas que requerem elevado nível de julgamento ou complexidade em sua aplicação e que podem afetar materialmente a situação financeira e os resultados da Companhia.

5.1. Premissas para testes de recuperabilidade de ativos (Impairment)

O teste de *impairment* é efetuado corporativamente e envolve incerteza relacionada principalmente às premissas.

As projeções relacionadas às premissas derivam do plano de negócios e gestão para os primeiros cinco anos, e são consistentes com o plano estratégico para os anos subsequentes.

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

Mudanças no ambiente econômico podem gerar alterações de premissas e, consequentemente, o reconhecimento de perdas por desvalorização.

Mudanças no ambiente econômico e político podem também resultar em projeções de risco-país mais altas ocasionando elevação nas taxas de desconto usadas nos testes de *impairment*.

5.2. Estimativas relacionadas a processos judiciais e contingências

A Companhia é parte em processos judiciais e administrativos envolvendo questões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais decorrentes do curso normal de suas operações e utiliza-se de estimativas para reconhecer os valores e a probabilidade de saída de recursos com base em pareceres avaliações técnicas de seus assessores jurídicos e nos julgamentos da Administração.

Essas estimativas são realizadas de forma individualizada ou por agrupamento de casos com teses semelhantes e essencialmente levam em consideração fatores como a análise dos pedidos realizados pelos autores, robustez das provas existentes, precedentes jurisprudenciais de casos semelhantes e doutrina sobre o tema. Especificamente para ações trabalhistas de terceiros, a Companhia estima a perda esperada através de um procedimento estatístico em virtude do volume de ações com características similares.

Decisões arbitrais, judiciais e administrativas em ações contra a Companhia, nova jurisprudência, alterações no conjunto de provas existentes podem resultar na alteração na probabilidade de saída de recursos e suas mensurações mediante análise de seus fundamentos.

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 19.

5.3. Tributos diferidos sobre o lucro

A Companhia utiliza de julgamentos para determinar o reconhecimento e o valor dos tributos diferidos nas demonstrações financeiras. Os ativos fiscais diferidos são reconhecidos se for provável a existência de lucros tributáveis futuros.

A movimentação do imposto de renda e da contribuição social diferidos está apresentada na nota explicativa 13.3.

5.4. Perdas de crédito esperadas

A provisão de perdas de crédito esperadas para ativos financeiros se baseia em premissas de risco de *default*, determinação da ocorrência ou não de aumento significativo no risco de crédito, fator de recuperação, entre outras. A Companhia utiliza julgamento em tais premissas e na seleção dos *inputs* para cálculo das perdas de crédito esperadas.

6. Novas normas e interpretações

As principais normas emitidas pelo IASB que ainda não entraram em vigor e não tiveram sua adoção antecipada pela Companhia até 31 de dezembro de 2018 são as seguintes:

6.1. International Accounting Standards Board (IASB)**6.1.1. IFRS 16 - "Arrendamento Mercantil"**

Em 13 de janeiro de 2016, o IASB emitiu o IFRS 16 - *Leases* (IFRS 16), que passou a vigorar a partir de exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019, em substituição aos seguintes pronunciamentos e interpretações: IAS 17 - *Leases*; IFRIC 4 - *Determining whether an Arrangement contains a Lease*; SIC-15 - *Operating Leases - Incentives*; e SIC-27 - *Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease*. O IFRS 16 contém princípios para a identificação, o reconhecimento, a mensuração, a apresentação e a divulgação de arrendamentos mercantis, tanto por parte de arrendatários como de arrendadores.

Práticas contábeis

Dentre as mudanças para arrendatários, o IFRS 16 eliminou a classificação entre arrendamentos mercantis financeiros e operacionais, passando a existir um único modelo no qual todos os arrendamentos mercantis resultam no reconhecimento de ativos referentes aos direitos de uso dos ativos arrendados e um passivo de arrendamento.

Com a adoção do IFRS 16, a Companhia deixa de reconhecer custos e despesas operacionais oriundas de contratos de arrendamento mercantis operacionais e passa a reconhecer em sua demonstração de resultado: (i) os efeitos da depreciação dos direitos de uso dos ativos arrendados; e (ii) a despesa financeira e a variação cambial apuradas com base nos passivos financeiros dos contratos de arrendamento mercantil.

A despesa financeira poderá ser objeto de capitalização, conforme previsto no IAS 23 - *Borrowing Costs*. As variações cambiais oriundas do saldo de passivos de arrendamento denominados em dólares norte-americanos e que sejam objeto de designação em função das relações de *hedge* entre as variações cambiais de "exportações futuras altamente prováveis" (item protegido) e as variações cambiais de proporções de certas obrigações nessa moeda, serão diferidas no patrimônio líquido.

A Companhia adotará a isenção no reconhecimento de arrendamentos de curto prazo, sendo os pagamentos de arrendamento associados a esses contratos reconhecidos como despesa do exercício ao longo do prazo do contrato.

Transição

Conforme previsto nas disposições transitórias do IFRS 16, para fins de adoção inicial a Companhia adotará o método de abordagem de efeito cumulativo, não reapresentando suas demonstrações financeiras de períodos anteriores, bem como aplicará os seguintes expedientes:

- Aplicar o pronunciamento aos contratos que foram anteriormente identificados como arrendamento conforme nota explicativa 11 de pagamentos mínimos de arrendamento mercantil operacional;
- O passivo de arrendamento será mensurado pelo valor presente dos pagamentos de arrendamentos remanescentes, líquidos de impostos recuperáveis, quando aplicável, descontado utilizando a taxa incremental sobre empréstimo da Companhia na data da aplicação inicial;
- O ativo de direito de uso será reconhecido com base no valor do passivo de arrendamento, ajustado por qualquer pagamento de arrendamento antecipado ou acumulado referente a esse arrendamento, reconhecido no balanço patrimonial imediatamente antes da data da aplicação inicial. Não serão considerados os custos diretos iniciais da mensuração do direito de uso na data da aplicação inicial.

Estimativas e julgamentos relevantes

Considerando que a Companhia adotará o método de abordagem de efeito cumulativo, os passivos de arrendamento serão mensurados ao valor presente dos pagamentos de arrendamento remanescentes, descontado, utilizando taxas incrementais na data de adoção inicial.

Apresentação

Os ativos de direito de uso serão apresentados no Imobilizado, representando, principalmente, arrendamento de máquinas, equipamentos e edificações. Os passivos de arrendamento serão apresentados em conjunto com os financiamentos.

Nesse sentido, espera-se que as mudanças trazidas pelo IFRS 16 quanto ao reconhecimento, mensuração e apresentação de arrendamentos mercantis ocasionarão, em sua adoção inicial, aumentos de R\$ 68 nos saldos de Imobilizados e Financiamentos, respectivamente e, em virtude da mensuração dos ativos de direito de uso ser equivalente ao passivo de arrendamento, tais mudanças não impactarão o Patrimônio líquido da Companhia em 1º de janeiro de 2019.

Na demonstração dos fluxos de caixa, os pagamentos de arrendamentos que atualmente são apresentados atualmente como fluxos de caixa das atividades operacionais, serão apresentados como fluxos de caixa de financiamento, representando os pagamentos de principal e juros. Contudo, essa alteração não irá gerar impactos na posição líquida do Fluxo de Caixa da Companhia.

6.1.2. IFRIC 23- Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

A partir de 1º de janeiro de 2019, entrou em vigor a interpretação técnica IFRIC *Interpretation 23 - Uncertainty over Income Tax Treatments* (IFRIC 23), emitida pelo IASB.

O IFRIC 23 esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração no IAS 12 quando há incerteza sobre os tratamentos de tributos sobre o lucro.

Quando há incerteza sobre tratamentos de tributos sobre o lucro, esta Interpretação trata:

- Se a entidade deve considerar tratamentos fiscais incertos separadamente;
- As premissas que a entidade deve elaborar sobre o exame de tratamentos fiscais por autoridades fiscais;
- Como a entidade deve determinar lucro tributável (prejuízo fiscal), base fiscal, prejuízos fiscais não utilizados, créditos fiscais não utilizados e alíquotas fiscais; e
- Como a entidade deve considerar mudanças em fatos e circunstâncias.

Conforme previsto nas disposições transitórias do IFRIC 23, a Companhia aplicará os requerimentos retrospectivamente, com o efeito cumulativo da adoção reconhecida na data da aplicação inicial como ajuste ao saldo de abertura de lucros acumulados. A Companhia não identificou impactos materiais na aplicação do IFRIC 23.

6.2. Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC)

O CPC emite pronunciamentos e interpretações tidos como análogos às IFRS, tal como emitidas pelo IASB. A seguir são apresentados os principais pronunciamentos e interpretações emitidos pelo CPC que ainda não entraram em vigor e não tiveram sua adoção antecipada pela Companhia até 31 de dezembro de 2018, bem como os IFRS equivalentes:

Pronunciamento ou interpretação do CPC	IFRS equivalente	Data de vigência
ICPC 22 - Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro	IFRIC 23 - <i>Uncertainty over Income Tax Treatments</i>	1º de janeiro de 2019
CPC 06 (R2) - Operações de Arrendamento Mercantil	IFRS 16 - <i>Leases</i>	1º de janeiro de 2019

As disposições transitórias e os efeitos esperados de adoção inicial referente a cada pronunciamento ou interpretação do CPC listado acima são os mesmos que foram apresentados para o respectivo IFRS no item 6.1.

7. Contas a receber**7.1. Contas a receber clientes, líquidas**

	2018	2017
Clientes		
Terceiros	4	5
Partes relacionadas (nota explicativa 12)	1.353	1.088
	1.357	1.093
Perdas de crédito esperadas - PCE	(3)	(4)
Total	1.354	1.089

As contas a receber de clientes que eram classificadas de acordo com o IAS 39/CPC 38 na categoria "recebíveis", após a adoção do IFRS 9/CPC 48, encontram-se classificados na categoria custo amortizado.

7.2. Recebíveis de ativos financeiros

Em 31 de dezembro de 2018, o montante de R\$ 3.108 (R\$ 2.367 em 2017), representa os recursos aplicados em quotas seniores do Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não Padronizados (FIDC-NP). O FIDC-NP é destinado preponderantemente à aquisição de direitos creditórios performados e/ou não performados de operações realizadas por subsidiárias e controladas, exclusivo do Sistema Petrobras.

A aplicação desses recursos no FIDC-NP é tratada como "recebíveis", considerando que o lastro desse fundo é principalmente, em direitos creditórios adquiridos e são classificados na categoria de valor justo por meio do resultado.

A exposição da Companhia ao risco de crédito associado aos clientes está divulgada na nota explicativa 20.3.

8. Imobilizado**8.1. Por tipo de ativos**

	Edificações e benfeitorias	Gasodutos e equip. transp.	Ativos em construção	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2017	119	13.847	270	14.236
Adições	-	-	63	63
Baixas	-	(2)	-	(2)
Reestruturação Societária	-	292	15	307
Transferências (*)	-	(452)	(2)	(454)
Depreciação	(8)	(620)	-	(628)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	111	13.065	346	13.522
Custo	168	18.148	346	18.662
Depreciação acumulada	(57)	(5.083)	-	(5.140)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	111	13.065	346	13.522
Adições	-	-	15	15
Baixas	-	-	-	-
Transferências	-	23	(23)	-
Depreciação	(8)	(588)	-	(596)
Impairment - constituição	-	-	(225)	(225)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	103	12.500	113	12.716
Custo	168	18.171	113	18.452
Depreciação acumulada	(65)	(5.671)	-	(5.736)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	103	12.500	113	12.716
Tempo de vida útil médio ponderado em anos	16 a 30	até 30		

(*) Inclui o distrato do contrato de aluguel, além da transferência entre contas do ativo imobilizado.

8.2. Abertura por tempo de vida útil estimada

Vida útil estimada	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
	Custo	Depreciação Acumulada	Saldo em 31.12.2018
até 5 anos	36	(35)	1
6 - 10 anos	138	(136)	2
16 - 20 anos	353	(139)	214
21 - 25 anos	7	(1)	6
26 - 30 anos	17.788	(5.415)	12.373
30 anos em diante	17	(10)	7
	18.339	(5.736)	12.603
Edificações e benfeitorias	168	(65)	103
Equipamentos e outros bens	18.171	(5.671)	12.500

8.3. Hibernação do Projeto GASFOR II - Impairment

A Companhia decidiu paralisar o desenvolvimento do projeto GASFOR II. Com a hibernação, não é possível estimar fluxos de caixa futuros decorrentes do uso desses ativos no horizonte de planejamento da Companhia, resultando no reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de R\$ 225 em 31 de dezembro de 2018, correspondendo ao valor contábil líquido total dos ativos.

9. Fornecedores

	2018	2017
Terceiros no país	13	24
Partes relacionadas (Nota explicativa 12)	114	151
Saldo total no Passivo Circulante	127	175

10. Financiamentos

Os empréstimos e financiamentos se destinaram à construção e ampliação da malha de gasodutos.

A Companhia possui obrigações relacionadas aos contratos de financiamento (*covenants*), atendidas em 31 de dezembro de 2018, dentre elas a de apresentação das demonstrações financeiras auditadas, em até 150 dias após o encerramento do correspondente exercício social. A apresentação das demonstrações financeiras nos prazos definidos contratualmente é uma exigência que consta na maioria dos contratos de financiamento e o não cumprimento pode gerar um vencimento antecipado das dívidas.

10.1. Movimentação e reconciliação com os fluxos de caixa das atividades de financiamento

	Saldo final em 31.12.2016	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros	Encargos incorridos no período	Variações monetárias e cambiais	Saldo final em 31.12.2017
País	4.682	(851)	(291)	289	52	3.881
Total	4.682	(851)	(291)	289	52	3.881
Circulante						878
Não circulante						3.003

	Saldo final em 31.12.2017	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros	Encargos incorridos no período	Variações monetárias e cambiais	Saldo final em 31.12.2018
País	3.881	(890)	(241)	238	193	3.181
Total	3.881	(890)	(241)	238	193	3.181
Circulante						912
Não circulante						2.269

Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(890)	(241)
--	-------	-------

10.2. Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)

Vencimento em	2018	2019	2020	2021	2022	Total	Valor justo
Financiamentos em Reais (R\$)	-	669	649	561	333	2.212	2.365
Indexados a taxas flutuantes	-	669	649	561	333		
Financiamentos em Dólares (US\$):	-	243	242	242	242	969	1.016
Indexados a taxas fixas	-	243	242	242	242		
Total em 31 de dezembro de 2018	-	912	891	803	575	3.181	3.381

Total em 31 de dezembro de 2017 878 851 851 764 537 3.881 3.963

(*) Em 31 de dezembro de 2018, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 1,77 ano (2,15 anos em 31 de dezembro de 2017).

Em 31 de dezembro de 2018, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização do método de fluxo de caixa descontado (Nível 2) pelas taxas *spot* interpoladas dos indexadores (ou *proxies*) dos respectivos financiamentos, observadas às moedas atreladas, e pelo risco de crédito da Petrobras, no valor de R\$ 3.381 (R\$ 3.963, em 31 de dezembro de 2017).

10.3. Garantias

Os financiamentos concedidos por instituições de fomento são garantidos pela Petrobras.

11. Arrendamentos mercantis**11.1. Pagamentos mínimos de arrendamento mercantil operacional**

Os arrendamentos mercantis operacionais incluem, principalmente, gasodutos e estações de compressão.

	2018
2019	34
2020	20
2021	13
2022	4
2023	1
Total	72

No exercício de 2018, a Companhia reconheceu despesas com arrendamento mercantil operacional no montante de R\$ 34 (R\$ 138 em 2017).

As operações de arrendamento mercantil operacional têm como base normativa o IFRS 16 a partir de 1º de janeiro de 2019, conforme nota explicativa 6.1.

12. Partes relacionadas**12.1. Transações comerciais e outras operações**

A Companhia possui política de Transações com Partes Relacionadas do Sistema Petrobras, que visa estabelecer regras para assegurar que todas as decisões envolvendo partes relacionadas e situações com potencial conflito de interesses respeitem a legislação e as partes envolvidas nas negociações.

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

Esta política orienta as empresas do grupo Petrobras e sua força de trabalho na celebração de Transações com Partes Relacionadas e em situações em que haja potencial conflito de interesses nestas operações, de forma a assegurar os interesses da Companhia, alinhada à transparência nos processos e às melhores práticas de Governança Corporativa, com base nas seguintes regras e princípios:

- Priorização dos interesses da Companhia independentemente da contraparte no negócio;
- Aplicação de condições estritamente comutativas, prezando pela transparência, equidade e interesses da Companhia;
- Condução de transações sem conflito de interesses e em observância às condições de mercado, especialmente no que diz respeito a prazos, preços e garantias, conforme aplicável, ou com pagamento compensatório adequado; e
- Divulgação de forma adequada e tempestiva em observância à legislação vigente.

A política também visa a garantir a adequada e diligente tomada de decisões por parte da Administração da Companhia.

	Petrobras	NTS	Transpetro	TBG	2018	2017
Ativo						
Circulante						
Contas a receber por transporte de gás natural	1.348	-	-	-	1.348	1.076
Contas a receber por ressarcimento de gastos com projetos	-	4	-	-	4	10
Contas a receber por prestação de serviço de consultoria	-	1	-	-	1	2
Total	1.348	5	-	-	1.353	1.088

	Petrobras	NTS	Transpetro	TBG	2018	2017
Passivo						
Circulante						
Fornecedores vinculados à operação e manutenção de gasodutos	-	-	84	-	84	19
Dividendos e juros sobre capital próprio propostos	524	-	-	-	524	499
Outras contas a pagar	29	-	-	1	30	132
Total	553	-	84	-	638	650

	Petrobras	NTS	Transpetro	TBG	2018	2017
Resultado						
Receitas, principalmente de serviços	5.967	2	-	-	5.969	5.255
Custos com serviços de operação e manutenção de gasodutos	-	-	(421)	-	(421)	(240)
Variações monetárias líquidas	(47)	-	-	-	(47)	(25)
Despesas financeiras líquidas	-	-	-	-	-	(52)
Total	5.920	2	(421)	-	5.501	4.938

12.2. Remuneração da administração da Companhia

No exercício de 2018, a maior e a menor remuneração, em reais, atribuídas a empregados ocupantes de cargos permanentes e dirigentes foram de R\$ 90.242 e R\$ 45.383, respectivamente (R\$ 73.325 e R\$ 45.383 em 2017). A remuneração média foi de R\$ 55.124 (R\$ 52.057 em 2017).

A remuneração atribuída a título de honorários da Diretoria e Conselho de Administração durante o exercício de 2018 totalizou R\$ 4 (R\$ 4 em 2017).

13. Tributos

13.1. Tributos correntes

Imposto de renda e contribuição social	Ativo Circulante		Passivo Circulante	
	2018	2017	2018	2017
No país:				
Imposto de renda	29	28	35	25
Contribuição social	6	5	26	25
Total	35	33	61	50

Demais impostos e contribuições	Ativo Circulante		Ativo não circulante		Passivo Circulante	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Impostos no país:						
Imposto de renda	-	-	12	12	-	-
Contribuição social	-	-	1	1	-	-
ICMS	1	1	-	-	36	37
PIS/COFINS	62	70	17	18	-	-
Outros impostos	8	9	-	-	4	6
Total	71	80	30	31	40	43

Os créditos de PIS/COFINS registrados no ativo não circulante são originados das aquisições de bens e serviços para o ativo imobilizado em construção, os quais serão aproveitados a partir do momento da entrada em operação em consonância as Leis 10.637/2002 (PIS) e 10.833/2003 (Cofins).

13.2. Programa de Regularização Tributária – PRT

Em 4 de janeiro de 2017, foi editada a Medida Provisória nº 766, que permitiu a quitação de débitos de natureza tributária ou não tributária, vencidos até 30 de novembro de 2016, em discussão administrativa ou judicial, permitindo ao contribuinte quitar débitos, constituídos ou não, mediante, entre outras modalidades, o pagamento à vista e em espécie de 20% da dívida consolidada e o restante com créditos de prejuízo fiscal e de base negativa de contribuição social apurados até 31 de dezembro de 2015 e declarados por meio da Escrituração Contábil Fiscal – ECF até 29 de julho de 2016.

Em razão do PRT abranger os débitos não constituídos, verificou-se a existência de débito de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) apurado em razão de reprocessamento da competência de outubro de 2016, decorrente da retificação do montante da despesa de depreciação considerada dedutível para fins de IRPJ e CSLL, cujo valor apontado para dedução restou menor do que o apurado anteriormente, fato que resultou em um aumento da base tributável e, por consequência, a indicação de IRPJ e CSLL a pagar.

Dessa maneira, em 2017, a Companhia aderiu ao PRT, realizando compensação de 80% dos débitos com créditos de prejuízo fiscal (R\$ 32) e pagamento de 20% do valor total dos débitos indicados na modalidade à vista (R\$ 6), além de juros e multa no valor de R\$ 2.

13.3. Imposto de renda e contribuição social diferidos – não circulante

a) A movimentação do imposto de renda e da contribuição social diferidos está apresentada a seguir:

	Arrendamentos mercantis	Provisão para processos judiciais	Prejuízos fiscais	Contas a receber	Outros	Total
Em 1º de janeiro de 2017	(955)	76	(1)	1.402	-	24
Reconhecido no resultado do exercício	(278)	-	5	(239)	60	(1)
Reclassificações	(43)	76	3	-	-	(36)
Programa de Regularização Tributária	-	-	-	(32)	-	-
Reconhecido no patrimônio líquido	-	(152)	-	-	-	(152)
Em 31 de dezembro de 2017	(1.276)	-	7	1.131	60	(13)
Reconhecido no resultado do exercício	(256)	-	-	(293)	62	(2)
Em 31 de dezembro de 2018	(1.532)	-	7	838	122	(15)
Impostos diferidos ativos						1.252
Impostos diferidos passivos						(1.323)
Em 31 de dezembro de 2017						(91)
Impostos diferidos ativos						1.080
Impostos diferidos passivos						(1.660)
Em 31 de dezembro de 2018						(580)

b) Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

A Companhia mantém o reconhecimento dos créditos fiscais diferidos ativos com base na projeção de lucro tributável para os exercícios subsequentes, sendo tal projeção revisada anualmente. A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos fundamentados nas projeções efetuadas.

Em 31 de dezembro de 2018, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Ativos	Passivos
2019	472	3
2020	323	3
2021	201	3
2022	-	3
2023	8	3
2024 em diante	76	1.645
Total	1.080	1.660

13.4. Reconciliação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

A reconciliação dos impostos apurados conforme alíquotas nominais e o valor dos impostos registrados estão apresentados a seguir:

	2018	2017
Lucro antes dos impostos	3.651	3.338
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(1.241)	(1.135)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:		
Incentivos fiscais	88	86
Exclusões/(Adições) permanentes, líquidas	(24)	-
Resultado de equivalência patrimonial	-	60
Outros	5	(7)
Imposto de renda e contribuição social	(1.172)	(996)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(489)	(453)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(683)	(543)
Total	(1.172)	(996)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	32,10%	29,84%

14. Patrimônio líquido

14.1. Capital social realizado

Em 31 de dezembro de 2018 (e em 31 de dezembro de 2017) o capital subscrito e integralizado é de R\$ 5.907, representado por 1.000.000 (hum milhão) de ações ordinárias, sem valor nominal.

Em 27 de abril de 2017, foi aprovado pela Assembleia Geral de Acionistas da TAG o aumento do capital social da Companhia, por meio da capitalização do Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC) no valor de R\$ 3.695, sem a emissão de novas ações.

A Assembleia Geral Extraordinária, em 30 de novembro de 2017, aprovou o aumento do capital social da Companhia de R\$ 61. Essa capitalização foi efetivada por meio de aporte dos ativos, da Petrobras na TAG, que compõem o trecho do gasoduto Uruçu a Coari (Garsol), conforme mencionado na nota explicativa 1.

A mesma Assembleia Geral Extraordinária, em 30 de novembro de 2017, aprovou a redução do capital social, no valor de R\$ 1.071 por ter sido considerado em excesso, sem o cancelamento de ações, com a consequente diminuição do valor das ações já existentes, conforme mencionado na nota explicativa 1.

Em 28 de dezembro de 2017, conforme deliberação em Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, foi aprovada a redução de capital da TAG, no montante de R\$ 68, por excessividade de capital e sem o cancelamento de ações, mediante a transferência de fibras ópticas instaladas no Gasoduto Catú-Pilar, ativos esses provenientes da incorporação da NTN pela TAG nesta mesma data. A Assembleia Geral Extraordinária, em 25 de maio de 2018, aprovou o grupamento de ações na proporção de 5.688,345 (cinco mil, seiscentos e oitenta e oito vírgula trezentas e quarenta e cinco) ações para 01 (uma) ação da mesma espécie, sem modificação do capital social.

14.2. Transações de capital

Compõe-se dos ganhos obtidos pela diferença entre o valor pago nas aquisições das participações, estipulado contratualmente, e o patrimônio líquido das empresas TUM e Gasene, bem como ao exercício da opção de compra de 100% das ações da Nova Transportadora do Nordeste S.A. e da Nova Transportadora do Sudeste S.A., conforme previsão contratual; também são compostas do ganho gerado em função da reestruturação societária das empresas transportadoras de Gás (TAG, NTN e NTS), que encerrou o Consórcio Malhas e a consequente reversão do leasing da Petrobras com a NTN, além da reversão do leasing da Petrobras com a TAG.

14.3. Reservas de lucros

a) Reserva legal

Constituída mediante a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações.

b) Reserva de incentivos fiscais

Constituída mediante destinação de parcela do resultado do exercício equivalente aos incentivos fiscais, decorrentes de subvenções governamentais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei das Sociedades por Ações. Essa reserva somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízos ou aumento de capital social.

No exercício de 2018, foram destinados do resultado R\$ 258 (R\$ 229 em 2017), de incentivo para subvenção de investimentos no âmbito da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM), referentes à realização de parte dos depósitos para reinvestimento com recursos do imposto de renda, conforme determina o DL nº 1.598/77, atualizado pela Lei nº 12.973/14.

c) Reserva Especial

Constituída com base nos parágrafos 4º e 5º do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, para registrar os lucros que deixarem de ser distribuídos e que, se não absorvidos por prejuízos de exercícios subsequentes, deverão ser pagos como dividendos, assim que permitir a situação financeira da Companhia.

14.4. Dividendos

Os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos, que não poderão ser inferiores a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações. O estatuto prevê que o Conselho de Administração poderá aprovar dividendos adicionais ao mínimo obrigatório.

A proposta do dividendo relativo ao exercício de 2018, que está sendo encaminhada pela Administração da Companhia à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral de acionistas, no montante de R\$ 2.097 (R\$ 1.996 em 2017), atende aos direitos garantidos aos acionistas.

Demonstração do lucro básico para cálculo de dividendos:

	2018	2017
Lucro líquido do exercício	2.479	2.342
Apropriação:		
Reserva legal	(124)	(117)
Reserva de incentivo fiscal 2018	(258)	(229)
Lucro básico para determinação do dividendo	2.097	1.996
Dividendos mínimos obrigatórios	524	499
Dividendo adicional proposto	1.573	1.497
Total de dividendos propostos	2.097	1.996

14.5. Resultado por ação

	2018	2017
Lucro atribuível ao acionista	2.479	2.342
Quantidade de ações ordinárias	1	5.688
Lucro básico e diluído por ação (R\$ por ação)	2.479,00	0,40

15. Receita de serviços

	2018	2017
Receita bruta de serviços de transporte	4.266	3.376
Receitas de direitos não exercidos (breakage)	1.703	2.052
Receita bruta total da prestação de serviços	5.969	5.428
Encargos sobre serviços	(1.026)	(838)
Receita de serviços	4.943	4.590

Receita de serviços superior em 2018, devido, principalmente, ao maior serviço de transporte da Malha Nordeste (R\$ 353 milhões) reflexo da incorporação da Nova Transportadora do Nordeste – NTN, em dezembro de 2017 (nota explicativa 1.1).

O aumento da receita de serviços foi parcialmente compensado pela extinção da receita de aluguel de oleoduto - ORSOL (R\$ 156 milhões) e pelos impactos da adoção do CPC 47 – Contrato de contrato com clientes (R\$ 183 milhões), conforme apresentados na nota explicativa 2.4.2.

16. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas

	2018	2017
Penalidade sobre venda de serviços (*)	117	36
Glosa faturamento contrato Uruçu-Manaus (nota explicativa 19.4)	-	(177)
Baixa contas a pagar - valores prescritos	-	25
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment (nota explicativa 8.3)	(225)	-
Perdas com processos judiciais	(2)	(52)
Subvenções e assistências governamentais	258	229
Seguros	(9)	(8)
Recuperação de despesas com NTS	-	6
Outros	(11)	4
Total	128	63

(*) Refere-se à penalidade prevista nas cláusulas de "Penalidade de Variação" dos Contratos de Serviço de Transporte celebrados com a Petrobras, reconhecida após a conclusão do levantamento de informações e alinhamento entre o carregador e o transportador sobre a metodologia.

As outras receitas operacionais foram superiores ao exercício anterior (R\$ 65), em função da maior receita de penalidade de variação dos contratos de serviços de transporte celebrados com a Petrobras (R\$ 81) em 2018; e menor registro de glosas de faturamento (R\$ 177 milhões), no grupo de outras despesas operacionais, em função da entrada em vigor do CPC 47 – Receita de contrato com clientes, conforme apresentado na nota explicativa 2.

Esses efeitos foram compensados pela maior provisão para perda no valor de recuperação de ativo, (nota explicativa 8.3).

16.1. Subvenções e assistências governamentais

Refere-se, principalmente, ao valor do benefício fiscal relativo à isenção ou redução do imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração dos empreendimentos incentivados situados na área de atuação da SUDAM e da SUDENE.

O valor do imposto que deixou de ser pago no exercício, em virtude da aplicação do benefício fiscal, foi de R\$ 258 (R\$ 229 em 2017). Este montante foi transferido, ao final do exercício fiscal, para a reserva de incentivos fiscais.

17. Custos e despesas por natureza

	2018	2017
Gastos com pessoal	(30)	(35)
Depreciação e amortização	(596)	(628)
Serviços contratados, fretes, aluguéis e encargos gerais	(20)	(18)
Aluguel de equipamentos, compressores e serviços de compressão	(64)	(53)
Operação e manutenção	(421)	(240)
Tributárias	(24)	(44)
Penalidade sobre venda de serviços	117	36
Glosa faturamento contrato Uruçu-Manaus (*)	-	(177)
Baixa contas a pagar - valores prescritos	-	25
Perdas com processos judiciais	(2)	(52)
Subvenções e assistências governamentais	258	229
Seguros	(9)	(8)
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment (**)	(225)	-
Outros	(34)	(3)
Total	(1.050)	(968)

Na Demonstração do Resultado
Custo dos serviços prestados (1.098) (929)
Gerais e administrativas (56) (58)
Tributárias (24) (44)
Outras receitas (despesas) líquidas 128 63
Total (1.050) (968)

(*) Refere-se às glosas do serviço de transporte de gás natural por meio do gasoduto Uruçu-Coari-Manaus (nota explicativa 19.4)

(**) Refere-se ao projeto Gasfor II, que foi hibernado (nota explicativa 8.3)

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

O incremento no custo dos serviços prestados no exercício de 2018, decorrentes, basicamente, da operação de transporte da malha nordeste, reflexo da incorporação da Nova Transportadora da Nordeste – NTN, em dezembro de 2017.

18. Resultado financeiro líquido

	2018	2017
Variações cambiais e monetárias s/ endividamento líquido	(193)	(53)
Despesa com endividamentos	(238)	(289)
Resultado financeiro sobre endividamento líquido	(431)	(342)
Encargos sobre obrigações arrendamento financeiro, líquido	-	(52)
Atualização monetária sobre gastos com gerenciamento de obras - NTN	-	(25)
Atualização monetária sobre arrendamento financeiro	-	(34)
Atualização monetária sobre dividendos	(86)	(170)
Receitas com recebíveis de ativos financeiros	201	101
Varição monetária das penalidades sobre venda de serviços	39	-
Atualização monetária sobre impostos a recuperar	16	24
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	7	(7)
Outras variações cambiais e monetárias líquidas	12	43
Resultado financeiro líquido	(242)	(462)
Receitas	211	103
Despesas	(240)	(350)
Variações cambiais e monetárias, líquidas	(213)	(215)
Total	(242)	(462)

19. Processos judiciais e contingências

19.1. Processos judiciais provisionados

A Companhia constitui provisões em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e para as quais uma estimativa confiável possa ser realizada. As principais ações se referem a:

· Processos fiscais, incluindo demandas relacionadas ao recolhimento de ISS e ao creditamento de ICMS oriundo de bens do ativo imobilizado;

· Processos trabalhistas, destacando-se ações de terceirizados.

Os valores provisionados são os seguintes:

	2018	2017
Passivo não circulante		
Trabalhistas	10	10
Fiscais	12	11
Total	22	21
Saldo inicial	21	5
Adições líquidas	1	16
Saldo final	22	21

Na preparação das demonstrações financeiras do período findo em 31 de dezembro de 2018, a Companhia considerou todas as informações disponíveis relativas aos processos em que é parte envolvida para realizar as estimativas dos valores das obrigações e a probabilidade de saída de recursos.

No período de janeiro a dezembro de 2018, as principais movimentações na provisão ocorreram devido a decisões judiciais e administrativas desfavoráveis à Companhia em diversos processos que resultaram na alteração da expectativa de perda para provável, parcialmente compensadas pela redução do valor da perda esperada em processo de natureza trabalhista.

19.2. Depósitos judiciais

Os depósitos judiciais são apresentados de acordo com a natureza das correspondentes causas:

	2018	2017
Ativo não circulante		
Trabalhistas	3	1
Fiscais	82	77
Cíveis	8	5
Total	93	83

Em 2018, a Companhia realizou depósitos judiciais no montante de R\$ 5 milhões, sendo, em sua maioria, para possibilitar a apresentação de seus recursos e demandas na defesa de seus interesses, além de fundamentar o pedido de suspensão da exigibilidade do crédito em execução.

19.3. Processos judiciais não provisionados

Os processos judiciais que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou para os quais não seja possível fazer uma estimativa suficientemente confiável do valor da obrigação, bem como aqueles que não constituem obrigações presentes, não são reconhecidos, mas são divulgados, a menos que seja remota a possibilidade de saída de recursos.

Os passivos contingentes, acrescidos de juros e atualização monetária, estimados para os processos judiciais em 31 de dezembro de 2018, cuja probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

Natureza	2018	2017
Fiscais	1.434	1.313
Cíveis	647	406
Ambientais	129	87
Trabalhistas	18	16
Outros	6	6
	2.234	1.828

Os quadros a seguir detalham as principais causas de natureza fiscal e cível, cujas expectativas de perdas estão classificadas como possível:

Descrição dos processos de natureza fiscal	2018	Estimativa 2017
Autor: Secretaria de Fazenda do Estado de São Paulo		
1) Aproveitamento indevido de crédito de ICMS - A.I. nº 4.026.759-3, 4.039.559-5, 4.005.552-8, 4.080.240-1, 4.075.651-8, 4.042.170-3. Execuções Fiscais nº: 1500012-07.2016.8.26.0445, 1502030-61.2014.8.26.0577 e 1500084-62.2014.8.26.0445.		
Situação atual: Os processos estão em diferentes estágios de tramitação, ainda pendentes de uma decisão judicial definitiva de mérito.	589	568
Autor: Secretaria de Fazenda do Estado do Espírito Santo		
2) Execuções Fiscais para cobrança de tributos da Gasene - 0000831-98.2014.8.08.0021, 0004187-86.2015.8.08.0047 e 0006111-84.2013.8.08.0021.		
Situação atual: Os processos estão em diferentes estágios de tramitação, ainda pendentes de uma decisão judicial de mérito.	347	340
Autor: União Federal		
3) Compensações de impostos federais não homologadas com as respectivas multas isoladas Processos nº 16682.901.968/2016, 16682.720.503/2013, 16682.721.208/2017, 16682.903.279/2017, 16682.900.017/2014, 16682.903.277/2017, 16682-900.609/2018, 16682-901.281/2018 e 16682-901.282/2018 12.448.900.925/2014		
Situação atual: As referidas demandas ainda pendem de decisão administrativa pelo Fisco.	202	160
Autor: União Federal		
4) Não observância de requisitos para a fruição dos benefícios fiscais da SUDENE/ADENE Processo nº 16682-720.205/2017		
Situação atual: Foi interposto o Recurso Voluntário, o qual pende de julgamento.	78	74
Autor: Secretaria de Fazenda do Estado do Rio de Janeiro		
5) Aproveitamento indevido de crédito de ICMS e recolhimento de FECP - Execuções Fiscais nº 0009088-38.2016.8.19.0021, 2227418-41.2011.8.19.0021 e 0009091-90.2016.8.19.0021		
Situação atual: Os processos estão em diferentes estágios de tramitação, ainda pendentes de uma decisão judicial definitiva de mérito.	73	71
Autor: Secretaria de Fazenda do Estado de Pernambuco		
6) Aproveitamento indevido de crédito de ICMS - A.I.: 2018.000004685867-23		
Situação atual: Auto de infração lavrado onde questiona-se o aproveitamento de crédito em fase pré-operacional.		
Apresentada impugnação administrativa.	17	-
Autor: Município de Ipojuca - PE		
7) Alegação de não recolhimento de ISS - 016664/2018		
Situação atual: A Companhia alega que o tributo foi recolhido. Apresentada impugnação, na fase inicial.	15	-
Autor: Secretaria de Fazenda do Estado de Minas Gerais		
8) Aproveitamento indevido de crédito de ICMS - Execuções Fiscais nº 2955212-81.2013.8.13.0024		
Situação atual: Após a garantia do Juízo, a TAG apresentou os Embargos à Execução, os quais pendem de julgamento.	9	9
Autor: Secretaria de Fazenda do Estado da Bahia		
9) Estorno de débito de ICMS - Auto de Infração nº 2691013010/16-9		
Situação atual: Impugnação Administrativa da TAG foi julgada parcialmente procedente. Houve a interposição de Recurso Voluntário de Ofício, os quais aguardam julgamento.	7	7
10) Processos diversos de natureza fiscal	96	84
Total de processos de natureza fiscal	1.433	1.313

Descrição dos processos de natureza cível

Autor: Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG

1) Perdas e danos pelo inadimplemento do contrato com o Consórcio Masa.

	2018	Estimativa 2017
Situação atual: Ação movida pela TAG contra o Consórcio MASA-ARG em função de inadimplemento de contrato, sendo que em 10/10/2006, o consórcio apresentou reconvenção contra a TAG. Em 08/03/2010 a TAG foi condenada em 1ª instância ao pagamento dos prejuízos do Consórcio no ano de 2005 e a devolução do seguro recebido após o ajuizamento da causa, recorrendo da sentença. Atualmente, aguarda-se julgamento de recurso perante o Superior Tribunal de Justiça.	375	403

Autor: Companhia Nacional de Dutos

2) Demanda oriunda do Contrato para implementação do GASCAC

Situação atual: A CONDUTO requereu instauração de arbitragem contra a SINOPEC e a TAG perante a Corte Internacional de Londres, mediante a qual pleiteou o pagamento de valores relativos à alteração da legislação previdenciária e normas trabalhistas, reajustes, greve e serviços adicionais. O procedimento encontra-se em fase pericial, tendo sido apresentado o Laudo, as manifestações das partes e o Laudo complementar. Aguarda-se a manifestação das partes sobre os esclarecimentos prestados pelo Perito para o prosseguimento do feito.

Autor: Ana Flavia Bezerra de Melo Paraguay

3) Indenização por Danos Morais e Materiais.

Situação atual: Reparação de danos materiais, morais e ambientais quando da construção do Gasoduto João Pessoa – Campina Grande no trecho inserido na propriedade da Autora. Foi proferida sentença condenatória em desfavor da TAG, da qual foi interposto recurso que pende de julgamento.

4) Processos diversos de natureza cível

Total de processos de natureza cível

	2018	Estimativa 2017
4) Processos diversos de natureza cível	10	3
Total de processos de natureza cível	647	406

Descrição dos processos de natureza ambiental

Autor: Ibama

1) Execução Fiscal nº 0086464-96.2016.4.02.5101

Situação atual: Execução Fiscal decorrente do AI Nº 353451 lavrado pelo IBAMA referente à construção e montagem do gasoduto GASFOR II. A TAG ofertou garantia e apresentou os Embargos à Execução, os quais pendem de decisão definitiva.

Autor: Ministério Público Federal

2) Processo nº 0003241-29.2013.4.02.5110

Situação atual: Ação Civil Pública visando à cobrança da compensação ambiental referente à construção das Estações de Transferência de Custódia Japeri e Taubaté. A sentença favorável à TAG foi reformada em segunda instância, da qual foi interposto recurso que pende de julgamento.

Autor: Ibama

3) AI Nº 699482 Série "D"

Situação atual: Auto de infração lavrado pelo IBAMA em razão de suposto descumprimento de condicionante ambiental. Após decisão administrativa desfavorável, a TAG interpôs recurso administrativo e aguarda julgamento.

4) Processos diversos de natureza ambiental

Total de processos de natureza ambiental

	2018	Estimativa 2017
4) Processos diversos de natureza ambiental	3	2
Total de processos de natureza ambiental	129	87

Descrição dos processos de natureza trabalhista

Autor: Ministério Público do Trabalho

1) Processo nº 0001931-58.2013.5.07.0003

Situação atual: Ação Civil Pública visando tutelar os interesses dos empregados da sociedade responsável da construção e montagem do GASFOR II. Foi negado provimento ao Recurso Ordinário e de Revista da TAG, estando pendente de julgamento o agravo de instrumento em recurso de revista interposto.

2) Processos diversos de natureza trabalhista

Total de processos de natureza trabalhista

	2018	Estimativa 2017
2) Processos diversos de natureza trabalhista	8	7
Total de processos de natureza trabalhista	18	16

19.4. Ação judicial contra a ANP, relativa à alteração da tarifa de transporte do gasoduto Uruçu-Coari- Manaus

Em 24 de novembro de 2015, a TAG recebeu o Documento de Fiscalização nº 805.111.2015.33.470828, contendo Auto de Infração lavrado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP em seu desfavor por suposta violação ao art. 28, da Lei nº 11.909/2009 ("Lei do Gás"). Para isto se sustentar, afirmou a ANP que a tarifa de transporte adotada no Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural celebrado em 01/12/2010 ("CST") - cujo objeto é a prestação, pela TAG, do serviço de transporte de gás natural por meio do Gasoduto Uruçu-Coari-Manaus para a PETROBRAS - deveria ser aprovada pela Agência. Em resumo, o ponto de divergência entre a ANP e a TAG reside no fato de que aquela sustenta ser de sua competência a aprovação da tarifa de transporte no caso em tela, pois o CST foi firmado posteriormente ao advento da Lei do Gás, merecendo tratamento semelhante ao previsto legalmente para os gasodutos ditos "novos", disciplinados pelo art. 28 do referido diploma legal.

No bojo do processo administrativo, a TAG sustentou, em sua defesa e posterior recurso, que, legalmente, o gasoduto Uruçu-Coari-Manaus era classificado como "existente" (art. 30 e seu §2º, da Lei do Gás), pois já estava em construção quando da publicação da lei, inclusive com Licença Ambiental de Instalação já emitida, não sendo aplicáveis as disposições do artigo 28 da Lei do Gás. Desta forma, não caberia à ANP a fixação da tarifa no caso concreto, dado inexistir previsão expressa neste sentido, não podendo o administrador ampliar sua competência sem autorização legal, sob pena de afrontar o princípio da legalidade e da segurança jurídica. Ademais, atribuir tal competência à ANP em momento posterior à decisão de investimento do empreendedor geraria instabilidade regulatória e frustraria a expectativa de retorno do capital investido.

Em que pese a argumentação jurídica apresentada pela TAG, a ANP julgou, em última instância administrativa, procedente o auto de infração, aplicando a penalidade de multa em seu patamar máximo, no valor total de R\$ 2 milhões, e de suspensão parcial por 01 (um) dia das instalações do Gasoduto Uruçu-Coari e Gasoduto Coari-Manaus, a ser efetuada pela redução de 2.5% dos volumes de gás natural programadas para recebimento na data da suspensão. Além de tais penalidades, a ANP notificou à TAG determinando a celebração de Termo Aditivo ao CST visando à alteração da tarifa de transporte contratualmente prevista.

Diante do encerramento da esfera administrativa e após autorização de sua Diretoria, a TAG ajuizou demanda judicial em face da ANP, autuada sob o nº 0164775 04.2016.4.02.5101, questionando: (i) a atribuição da Agência de aprovar a tarifa de transporte do Gasoduto Uruçu-Coari-Manaus; (ii) as penalidades administrativas aplicadas em decorrência de não constar no CST a tarifa fixada pela ANP; (iii) a Notificação que impôs à TAG a obrigação de celebrar o Termo Aditivo ao CST, de forma a contemplar tarifa de transporte inferior à contratualmente prevista. Após as alegações das partes e as manifestações no sentido de que não há outras provas a serem produzidas, o processo foi concluído ao magistrado para julgamento.

Registre-se que, anteriormente ao ingresso da referida ação, a Companhia solicitou emissão de parecer por escritório externo acerca do tema, cujos termos, em síntese, encontram-se em consonância com a defesa e recurso administrativo apresentados pela TAG perante a ANP.

Em razão do transcurso do tempo sem solução judicial definitiva, TAG e Petrobras celebraram um Termo Aditivo ao CST visando à alteração da tarifa, condicionado ao desfecho do aludido processo judicial. Desta forma, o valor da tarifa de transporte original com os devidos reajustes poderá voltar a vigorar, caso a TAG se consagre vitoriosa na mencionada demanda. Diante do Aditivo celebrado, desde julho de 2018, houve uma redução na receita da TAG no montante de R\$ 95 milhões, além do reconhecimento da Companhia do faturamento líquido das glosas de janeiro a junho de 2018, no montante de R\$ 91, em função da aplicação do CPC 47 - Receita de Contrato com Clientes, (R\$ 177, de janeiro a dezembro de 2017, reconhecida como uma provisão para perda dos recebíveis).

20. Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

20.1. Instrumentos financeiros

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros. A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar sua liquidez e rentabilidade. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas versus condições vigentes no mercado.

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017, a companhia não efetuou aplicações de caráter especulativo. Os resultados estão condizentes com as políticas e estratégias definidas pela administração da Companhia.

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017 não foram identificados derivativos embutidos.

Todas as operações com instrumentos financeiros estão reconhecidas nas demonstrações financeiras da empresa em 31 de dezembro de 2018 e 2017 e estão demonstradas abaixo:

	2018	2017
Ativo		
Circulante		
Contas a receber clientes, líquidas	1.354	1.089
Contas a receber FIDC	3.108	2.367
Depósitos judiciais	93	83
	4.555	3.539
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	127	175
Financiamentos	912	878
	1.039	1.053
Não circulante		
Financiamentos	2.269	3.003
	2.269	3.003

Os instrumentos financeiros, ativos e passivos, não derivativos, são classificados na categoria "Custo amortizado" (exceto o Contas a receber FIDC, classificado na categoria de "Valor justo por meio do resultado"), com recebimentos e pagamentos fixos ou determináveis, os quais não possuem uma característica de negociação em mercados organizados.

20.2. Mensuração dos instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros da companhia estão mensurados ao custo amortizado. Os valores justos destes instrumentos financeiros são equivalentes aos seus valores contábeis.

A gestão da TAG é realizada por seus diretores, com base na política corporativa para gerenciamento de riscos da sua controladora Petrobras. A gestão de riscos corporativos insere-se no compromisso da Companhia de atuar de forma ética e em conformidade com os requisitos legais e regulatórios, visando contribuir para um balanço adequado entre os seus objetivos de crescimento e retorno e seu nível de exposição a riscos, quer inerentes ao próprio exercício das suas atividades, quer decorrentes do contexto em que ela opera, de modo que, através da alocação efetiva dos seus recursos físicos, financeiros e humanos, a Companhia possa atingir suas metas estratégicas.

As operações da Companhia estão sujeitas aos fatores de riscos abaixo descritos:

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

20.3. Risco cambial

O gerenciamento dos riscos cambiais é feito de forma corporativa pela controladora Petrobras, que busca identificá-los e tratá-los de forma integrada, visando garantir alocação eficiente dos recursos destinados à proteção patrimonial.

O risco cambial decorre da possibilidade de oscilações das taxas de câmbio das moedas estrangeiras utilizadas pela Companhia para a aquisição de equipamentos ou serviços e a contratação de instrumentos financeiros. A Companhia avalia permanentemente essas oscilações, procurando renegociar suas dívidas na medida em que essas impactam significativamente seus fluxos financeiros.

A exposição cambial da Companhia em 31 de dezembro de 2018 está concentrada em seus empréstimos e financiamentos sujeitos à variação cambial do Dólar norte-americano, conforme mencionado na Nota 10.1, cujo saldo está valorizado pela taxa de fechamento de 3,8748, em 31 de dezembro de 2018.

a) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial

A seguinte análise de sensibilidade foi realizada para os instrumentos financeiros com risco de taxa de câmbio, considerando que o cenário provável é o valor dos financiamentos em 31 de dezembro de 2018, respectivamente, que os cenários possível e remoto consideram a variação de risco de 25% e 50%, respectivamente, em relação a esta mesma data.

Em 31.12.2018	Risco	Cenário	Cenário Possível	Cenário Remoto
		Provável	(Δ de 25%)	(Δ de 50%)
Financiamentos	Dólar/Real	970	243	485

20.4. Risco de taxa de juros

Decorre da possibilidade da Companhia sofrer ganhos ou perdas relativos às oscilações de taxas de juros incidentes sobre seus ativos e passivos financeiros. Visando à mitigação desse tipo de risco, a Companhia segue as orientações corporativas para as empresas do sistema Petrobras.

20.5. Risco de crédito

A Companhia está exposta ao risco de crédito das instituições financeiras decorrentes da administração de seu caixa, que é feita com base nas orientações corporativas de sua controladora Petrobras. Tal risco consiste na impossibilidade de saque ou resgate dos valores depositados, aplicados ou garantidos por instituições financeiras. A exposição máxima ao risco de crédito é representada por contas a receber, que por sua vez é atenuado por possuir como único cliente a sua controladora Petrobras.

A Administração avalia que os riscos de crédito associados à aplicação de excedentes de caixa e equivalentes de caixa são reduzidos, em função de suas operações serem realizadas com base em análise e orientações corporativas de sua controladora Petrobras e com instituições financeiras brasileiras de reconhecida liquidez.

20.6. Risco de liquidez

O risco de liquidez da Companhia é representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outros ativos financeiros, para liquidar as obrigações nas datas previstas.

A Companhia utiliza seus recursos principalmente com despesas de capital, pagamentos de dividendos e refinanciamento da dívida. O risco de liquidez da Companhia é administrado de forma corporativa pela controladora Petrobras.

Vencimento	2019	2020	2021	2022	31.12.2018	31.12.2017
	912	891	803	575	3.181	3.881

20.7. Seguros (não auditado)

Para proteção de seu patrimônio a TAG transfere, através da contratação de seguros, os riscos que, na eventualidade de ocorrência de sinistros, possam acarretar prejuízos que impactem, significativamente, o patrimônio da Companhia, bem como os riscos sujeitos a seguro obrigatório, seja por disposições legais ou contratuais.

A responsabilidade pela contratação e manutenção do seguro é da Petrobras.

As premissas de riscos adotadas não fazem parte do escopo de uma auditoria de demonstrações financeiras. Consequentemente não foram examinados pelos nossos auditores independentes.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

ERICK PORTELA PETTENDORFER
PresidenteIGOR MUNIZ
ConselheiroANDRÉ NUNES
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

FERNANDO GABRIEL COUTO KAMACHE
Diretor SuperintendenteANDRE LUIZ ROIZMAN
Diretor Administrativo-FinanceiroPAULO LEONARDO MARINHO FILHO
Diretor Técnico-Operacional e ComercialROGÉRIO AFONSO RIBEIRO
Contador
CRC-RJ - 087118/O-3

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas da

Transportadora Associada de Gás S.A – TAG

Rio de Janeiro – RJ

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG (Companhia), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG em 31 de dezembro de 2018, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nesta data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Ênfase - Transação com partes relacionadas

Chamamos a atenção para o fato que a totalidade das operações de prestação de serviço relacionadas ao transporte de gás é realizada com a Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras, conforme descrito nas notas explicativas nºs 1 e 11 às demonstrações financeiras. Portanto, as demonstrações financeiras acima referidas devem ser lidas neste contexto. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

Outros assuntos - Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação não é requerida às companhias fechadas, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está reconciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente preparada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e está consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório dos auditores

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório de Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras nossa responsabilidade é de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluímos que há distorção relevante no Relatório de Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, a administração é responsável pela avaliação da capacidade da Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtivemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtivemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluímos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com a administração a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Rio de Janeiro, 22 de fevereiro de 2019

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-RJMarcelo Luiz Ferreira
Contador CRC RJ-087095/O-7

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO DO CONGLOMERADO PETROBRAS TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS S.A. - TAG

Em cumprimento à Lei nº 13.303/2016 e ao Decreto nº 8.945/2016, a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras optou pela constituição de um órgão estatutário de caráter permanente - denominado Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado Petrobras (“CAE Conglomerado”) - vinculado diretamente ao seu Conselho de Administração, com a finalidade de assessorá-lo, bem como aos Conselhos de Administração, quando houver, às Assembleias de Acionistas ou às Diretorias Executivas de determinadas sociedades controladas integrantes do Sistema Petrobras (doravante, “Sociedades”), para apreciação de matérias de sua competência e responsabilidade regimental e que serão objeto de orientação para essas Sociedades.

O Resumo do Relatório Anual de Atividades do CAE Conglomerado abrange todas as Sociedades, é emitido de forma única e encontra-se divulgado no endereço eletrônico da Petrobras. O parecer a seguir é emitido individualmente e reflete as conclusões expressas no citado relatório, com as adaptações de redação demandadas para cada uma das Sociedades.

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado da Petrobras, tendo presente as atribuições e limitações inerentes ao escopo de sua atuação, considerando todas as análises, estudos e debates realizados no transcorrer das reuniões e dos trabalhos de acompanhamento e supervisão efetuados, descritos de forma sumarizada no Resumo do Relatório Anual de Atividades, concluíram, quanto à Transportadora Associada de Gás S.A., que:

- (i) os processos de controles internos para a produção dos relatórios financeiros são efetivos e as ações de prevenção e combate à fraude e corrupção são adequadas;
- (ii) a Auditoria Independente é efetiva e não foi reportada nenhuma ocorrência que pudesse comprometer sua independência;
- (iii) a Auditoria Interna possui orçamento financeiro compatível com a sua estrutura organizacional, permitindo desempenho satisfatório de suas funções, com atuação independente;

(iv) a gestão e o monitoramento dos principais fatores de riscos vêm sendo gerenciados pela Administração, e;
(v) os parâmetros em que se fundamentaram os cálculos atuariais, bem como o resultado dos planos de benefícios mantidos pela Fundação Petrobras de Seguridade Social são razoáveis e alinhados às melhores práticas de mercado.

Neste contexto, após procederem ao exame e análise das Demonstrações Financeiras, relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 (“Demonstrações Financeiras Anuais de 2018”) e do Relatório dos Auditores Independentes, não obstante esse último ter sido emitido pela KPMG Auditores Independentes com opinião contendo um parágrafo de ênfase de transações com partes relacionadas, os membros do Comitê recomendam a sua aprovação pelo órgão societário competente da Transportadora Associada de Gás S.A..

Rio de Janeiro, 21 de fevereiro de 2019

Jerônimo Antunes

Conselheiro de Administração Independente da Petrobras
Presidente do Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado Petrobras
Especialista Financeiro e de Contabilidade Societária

Durval José Soledade Santos
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário
do Conglomerado Petrobras

Francisco Vidal Luna
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário
do Conglomerado Petrobras

PARECER DO CONSELHO FISCAL TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS S.A. - TAG

Senhores Acionistas,

O Conselho Fiscal da Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG, no uso de suas atribuições legais e estatutárias, procedeu ao exame do Relatório da Administração e das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, tendo por base o Relatório da KPMG Auditores Independentes, de 22 de fevereiro de 2019, sem ressalvas, elaborado de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil.

Tomou conhecimento das seguintes proposições a serem encaminhadas a Assembleia Geral de Acionistas para destinação do Lucro Líquido, apurado no Exercício Social de 2018, no valor de R\$ 2.478.752.621,80 (dois bilhões, quatrocentos e setenta e oito milhões, setecentos e cinquenta e dois mil, seiscentos e vinte e um reais e oitenta centavos):

- a) Constituição de Reserva Legal no montante de R\$ 123.937.631,09 (cento e vinte e três milhões, novecentos e trinta e sete mil, seiscentos e trinta e um reais e nove centavos), em conformidade com o artigo 193, da Lei nº 6.404/76.
- b) Constituição de Reserva de Incentivos Fiscais no montante de 257.667.235,99 (duzentos e cinquenta e sete milhões, seiscentos e sessenta e sete mil, duzentos e trinta e cinco reais e noventa e nove centavos), em conformidade com o artigo 195, da Lei nº 6.404/76; e

- c) Distribuição de dividendos totais no montante de R\$ 2.097.147.754,72 (dois bilhões, noventa e sete milhões, cento e quarenta e sete mil, setecentos e cinquenta e quatro reais e setenta e dois centavos).

O Conselho Fiscal é de opinião que os referidos documentos societários refletem adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a situação patrimonial, financeira e de gestão da Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG.

Adicionalmente, manifesta-se favorável à submissão da proposta de destinação do resultado do exercício à Assembleia Geral de Acionistas, na forma apresentada pelo Conselho de Administração.

Rio de Janeiro, 22 de fevereiro de 2019.

Marcia Castanheira Schneider
Presidente

Daniel Antonio Marchi
Conselheiro

Rodrigo Sampaio Marques
Conselheiro