



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2017

1. MENSAGEM DA PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Relatório da Administração da Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG, no exercício de 2017, reflete o trabalho de equipe da Companhia e traz os seguintes destaques operacionais e financeiros:

- Destaques operacionais em 2017:
 - Atingiu-se o recorde anual histórico do volume médio de gás natural movimentado na infraestrutura da Companhia, de 50,2 milhões de m³/d. Em outubro, este valor atingiu a marca histórica de 57,7 milhões m³/d;
 - Taxa de Ocorrência Registráveis (acidentes com e sem afastamento) igual a zero, para um índice máximo aceitável de 2,72;
 - Taxa de Acidentados Registráveis (acidentados com afastamento) igual a zero, para um índice máximo aceitável de 0,91;
 - Inexistência de acidentes com danos ambientais;
 - Investimentos de R\$ 21,9 milhões, para adequação e manutenção da malha de gasodutos e implantação e modernização de pontos de entrega.
- Destaques financeiros em 2017:

| | |
|-----------------------------|-------------------|
| Receita Operacional Líquida | R\$ 4.590 milhões |
| EBITDA | R\$ 4.250 milhões |
| Resultado Líquido | R\$ 2.342 milhões |

Em 24 de outubro de 2016, cumprindo compromisso assumido entre seu acionista – Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) – e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ocorreu a reestruturação societária da TAG e do Consórcio Malhas, que consistiu na separação da malha de gasodutos da TAG e das suas duas subsidiárias (Nova Transportadora do Sudeste S.A. – NTS e Nova Transportadora do Nordeste S.A. – NTN), com a seguinte configuração: 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). Na mesma data, a TAG reduziu seu capital, transferindo sua participação na NTS para a Petrobras, deixando a NTS de ser subsidiária da TAG.

Um dos documentos da mencionada reestruturação consistiu no Acordo de Prestação de Serviços de gerenciamento que a TAG passou a executar para a NTS.

Nos meses de novembro e dezembro de 2017, por decisão da Controladora Petrobras, a TAG recebeu o aporte de ativos no montante de R\$ 60,8 milhões, composto por ativos do trecho do gasoduto Uruçu a Coari (GARSOL) e realizou uma redução do capital social no montante de R\$ 1.138,8 milhões, com a entrega da propriedade de ativos já utilizados na infraestrutura operacional da Controladora, como o ORSOL II (Glpduto Uruçu-Coari), fibras ópticas, Ramal Pecém, Ramal Termo-Fortaleza e ativos associados.

Em 22 de dezembro de 2017, foi firmado Termo de Compromisso com a ANP, que possibilitou a outorga para a TAG de todas as Autorizações de Operação relativas aos ativos de transporte operados pela empresa. Em 27 de dezembro de 2017, as citadas autorizações foram publicadas no Diário Oficial da União.

Por fim, em 28 de dezembro de 2017, ocorreu a etapa restante de reestruturação da TAG, com a incorporação da Nova Transportadora do Nordeste S.A. (NTN), passando a TAG a sucedê-la em todos os direitos e obrigações.

Ressalto o empenho da equipe da TAG em suportar a Petrobras em seu processo de alienação da NTS, destacando a obtenção de todas as Autorizações de Operação, para a operação dos ativos daquela Companhia.

Em 2018, a TAG terá o desafio de dar suporte à Controladora no processo de desinvestimento na Companhia, sem deixar de primar pela busca da excelência na gestão dos processos e, consequentemente, 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.

Agradeço o apoio dos membros do Conselho de Administração para o trabalho desenvolvido em 2017.

Guilherme Pontes Galvão França

Presidente do Conselho de Administração da TAG

2. A TAG

A TAG tem a missão de 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 sua razão social era Transportadora de Gás Campinas-Cubatão S.A. (TCC). Em 2004, tornou-se Transportadora Amazonense de Gás S.A. (TAG) e, em 13 de dezembro de 2006, a razão social foi alterada para Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG).

Com a nova razão social e atendendo à diretoria da Petrobras de centralizar a gestão de todas as transportadoras em que a Petrobras Gás S.A. (GASPETRO) detivesse 100% do capital social, a TAG incorporou: a Transportadora Nordeste e Sudeste S.A. (TNS) e a Transportadora Capixaba de Gás S.A. (TCG), em 30 de janeiro de 2008; a Transportadora Uruçu Manaus S.A. (TUM), em 18 de agosto de 2010; e a Transportadora Gasene S.A., em 30 de janeiro de 2012.

Em 11/06/2014, a TAG passou a ser uma subsidiária integral da Petrobras, mediante a transferência da totalidade de suas ações sob propriedade da GASPETRO para a Petrobras.

Em 15/12/2014, seguindo recomendação de seu acionista, a TAG adquiriu a totalidade das ações da NTS e da NTN.

Em 24/10/2016, seguindo recomendação de seu acionista, visando cumprir compromisso assumido entre a Petrobras e a ANP, foi realizada a reestruturação societária da TAG e do Consórcio Malhas, que consistiu na separação da malha de gasodutos da TAG e das suas duas subsidiárias (NTS e NTN), com a seguinte configuração: 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).

Em 28/12/2017, por decisão da Controladora Petrobras, ocorreu a etapa restante de reestruturação da TAG, com a incorporação da Nova Transportadora do Nordeste S.A. (NTN), passando a TAG a sucedê-la em todos os direitos e obrigações.

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 para o desenvolvimento eficiente das operações, reduzir 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 são conduzidos de acordo com o Plano de Negócios e Gestão do Sistema 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. NEGÓCIO

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 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 2017, a TAG apresentou faturamento bruto de R\$ 5.428 Milhões, EBITDA da ordem de R\$ 4.250 Milhões e Ativo Imobilizado totalizando R\$ 13.522 Milhões, mantendo a 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 gestão operacional é efetuada pela Petrobras Transporte S.A. (TRANSPETRO) – contratada pela TAG para operar sua infraestrutura (inclusive as unidades de compressão próprias) –, realizando a movimentação e entrega do gás natural e por empresas contratadas para prestação de serviço de compressão de gás natural, operando sistemas localizados junto a terceiros.

Por meio do sistema BDEM Q GAS (Banco de Dados de Estoque, 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 2017 com o efetivo de 45 (quarenta e cinco) 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 também no desenvolvimento de novos ativos.

A TAG busca, permanentemente, a excelência operacional, respeitando os mais rigorosos padrões de segurança, além de mitigar externalidades ambientais, bem como potencializar os benefícios sociais inerentes da 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, destacamos:

- 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 dado empreendimento. Após a identificação, são desenvolvidos programas e atividades que visam eliminar, mitigar e gerenciar os impactos e os riscos detectados.

- Programa de Monitoramento de Fauna

O programa visa 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 do empreendimento, tratando as dúvidas e problemas relacionados à implantação e operação do empreendimento.

- Programa de Educação Ambiental

Visa desenvolver ações educativas nas comunidades locais e com a força de trabalho, formuladas através de um processo participativo, difundindo novos hábitos e valores ambientalmente corretos.

- Projeto de Reposição Florestal

O projeto de reposição florestal tem como objetivo compensar a supressão de vegetação, reconstituindo, desta forma, a mata com espécies nativas.

- 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.

Neste sentido, o Conselho de Administração da Companhia aprovou, em 20/09/2017, a adoção da nova Política e Diretrizes Corporativas de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da Petrobras e, posteriormente, a divulgação para toda força de trabalho em evento realizado no auditório, no qual, inclusive, foi informado o início de um novo ciclo do Programa Compromisso com a Vida, para o biênio 2017-2018.

Ainda em linha com as diretrizes da controladora, a força de trabalho da TAG foi submetida ao treinamento das Regras de Ouro do Sistema PETROBRAS, realizado na modalidade EAD (Ensino a distância), tendo 92,5% da força de trabalho concluído-o com êxito.

A liderança 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 os Indicadores de SMS, os quais consideram, também, os dados relativos aos prestadores de serviço.

Nas atividades diárias 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;
3. Programa de Condições e Meio Ambiente do Trabalho na Indústria da Construção – PCMAT; e
4. Plano de Emergência Médica e Primeiros Socorros.

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 da instalação.

Em 2017, foi autorizada a operação do Ponto de Entrega Estação KM 370 pelo órgão ambiental estadual do Ceará (SEMACE), por meio da incorporação desta instalação na Licença de Operação do Gasoduto GASFOR (Guamaré-Pecém).

Neste ano, foi requerida também uma nova Licença de Instalação para o Gasoduto Guamaré-Fortaleza – Trecho Ceará (GASFOR II), em razão da proximidade do término de validade máxima para uma Licença de Instalação, de 6 anos, prevista pela Resolução CONAMA nº 237/1997.

Face à postergação das obras de manutenção preventiva em travessias do Gasoduto GASALP, foi solicitada a renovação da autorização de supressão de vegetação (ASV), necessária à execução dos serviços.

É oportuno observar as ações requeridas com vistas à manutenção das Licenças Ambientais vigentes, relativas às instalações que estão em fase operacional. Para tanto, é efetuado o acompanhamento permanente do atendimento aos requisitos legais, do cumprimento às 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 2017, foram requeridas as renovações de 6 (seis) licenças de operação:

- - PE Águas Claras
- - PE Fazenda Alvorada
- - PE Fazenda Balsamo
- - PE Itaporanga
- - PE Válvula 10
- - ECV São Sebastião do Passé

Destaca-se a emissão da renovação da licença ambiental do Gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC), que incluía originalmente os Pontos de Entrega – PE Mucuri, PE Eunápolis e PE Itabuna, e que passou a incluir, também, a ECOMP Prado.

Em decorrência de compromissos assumidos perante a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP para extinção do Consórcio Malhas Sudeste Nordeste, foram solicitadas as transferências de titularidade de 29 licenças ambientais e respectivos processos administrativos para a TAG, das quais 3 foram atendidas ainda em 2017.

4.5. MANUTENÇÃO E INTEGRIDADE

As atividades de manutenção e inspeção necessárias para garantir a confiabilidade, disponibilidade e a segurança operacional da infraestrutura de transporte de gás natural são gerenciadas e controladas pelo Sistema SAP R/3, tomando por base as melhores tecnologias e práticas do mercado, assim como as normas nacionais e internacionais aplicadas à indústria dutoviária, estando em conformidade com a legislação vigente.

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

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 2016, os ativos da TAG foram vistoriados pela ANP, que cumpriu seu plano de auditorias de processos, controles e conformidade operacional, com o intuito de verificar a adequação das atividades, instalações e controles da TAG às prescrições do Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT).



Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

4.6. MEDIÇÃO E QUALIDADE

No ano de 2017 foram realizadas inspeções/calibrações pelo operador TRANSPETRO nos sistemas de medição da malha de transporte da TAG. Ao longo do ano foram inspecionados 34 trechos retos, 129 placas de orifício e calibrados 174 elementos secundários, 8 medidores ultrassônicos, 5 medidores rotativos e 1 medidor tipo turbina. Essas calibrações foram realizadas por empresa acreditada pelo RBC para realização das inspeções/calibrações dos sistemas de medição, de acordo com o RTM ANP/INMETRO 1/2013.

4.7. REESTRUTURAÇÃO SOCIETÁRIA

Em 2001, visando à captação de recursos para expansão da capacidade do sistema de transporte de gás natural nas regiões Sudeste e Nordeste do país, foi constituído o Projeto Malhas, com um modelo de negócio baseado em no "Consórcio Malhas Sudeste e Nordeste" (Consórcio Malhas), constituído pelas 4 empresas abaixo elencadas:

(i) Transportadora do Nordeste e Sudeste S.A. – TNS: Sociedade de Propósito Específico (SPE), subsidiária integral da Petrobras Gas S.A. (Gaspetro), constituída em 15/01/2002 para ser a líder do Consórcio e para a qual foi transferida a propriedade de todos os ativos de transporte de gás natural da Petrobras existentes à época. Posteriormente, em 30/01/2008, foi incorporada e sucedida, inclusive como líder do Consórcio Malhas, pela TAG.

(ii) Nova Transportadora do Sudeste S.A. – NTS e Nova Transportadora do Nordeste S.A. – NTN: SPEs com sede no Brasil, constituídas pela Gaspetro em 15/01/2002. Para fins de viabilizar estruturação financeira do Projeto Malhas, em junho de 2002, foi realizada a transferência da totalidade das ações da NTS para a Mitsui. Posteriormente, ocorreu a entrada na sociedade da Itochu, da Mitsubishi, e da Tokyo Gas, consolidando os seguintes percentuais de participação: Mitsui (35%), Itochu (25%), Mitsubishi (25%) e Tokyo Gas (15%). No Consórcio Malhas, cabia à NTS e à NTN buscar financiamentos e realizar os investimentos para as novas estruturas de transporte de gás natural localizadas nas regiões Sudeste e Nordeste.

(iii) Petrobras Transporte S.A. – Transpetro: incluída no Consórcio Malhas para ser a operadora e mantenedora das instalações de transporte das malhas existentes e de suas expansões.

Em 08/04/2003 a Petrobras e a ANP, celebraram um Termo de Compromisso (TC), pelo qual a Petrobras, como controladora indireta da TNS, se comprometeu a separar a malha de transporte do Consórcio Malhas, após a quitação de seu financiamento, em duas pessoas jurídicas distintas, consolidando uma transportadora de gás natural na região Nordeste e outra na região Sudeste do país. Ressalta-se que a celebração do TC foi parte do processo de aprovação, pela ANP, da estrutura do Consórcio Malhas.

Em 18/06/2003, a Diretoria Executiva da Petrobras aprovou a estrutura financeira do Projeto Malhas, contemplando entre outros fatores a celebração do Contrato de Compra e Venda de Ações da NTN e NTS, com o objetivo de dar a opção da aquisição da NTN e da NTS pela Petrobras (ou subsidiária por ela indicada), uma vez integralmente quitados os financiamentos daquelas duas companhias, com subsequente encerramento do Consórcio Malhas.

Em 15 de dezembro de 2014, por recomendação de sua controladora, a TAG exerceu a opção de compra da totalidade das ações da Nova Transportadora do Nordeste S.A. (NTN) e da Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS).

Após a aquisição da NTN e da NTS e observando o acordado no TC celebrado com a ANP em 2003, em junho de 2015 a Petrobras (Controladora) aprovou e recomendou às suas subsidiárias, proposta de Reestruturação Societária que previa: (i) o aporte, na NTS, dos ativos da TAG localizados no Sudeste; (ii) a redução de capital da TAG, com entrega das ações da NTS para a Petrobras e; (iii) a incorporação da NTN pela TAG.

Em 24 de outubro de 2016, foi efetivada reestruturação societária, com destaque para: (i) aumento de capital na NTS, composto por ativos da TAG localizados na região Sudeste do país, com exceção do Sistema Gasene, e dívida representada por notas promissórias emitidas pela TAG; e (ii) redução de capital da TAG, mediante a entrega da totalidade das ações da NTS para a Petrobras. Assim, a TAG iniciou a prestação de serviços de suporte à NTS, por meio do Contrato para Prestação Especial de Serviços de Gerenciamento, Consultoria e Assessoria (TSA).

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, no valor de R\$ 61 milhões, mediante o aporte pela Petrobras dos ativos que compõem o trecho do gasoduto de Uruçu a Coari (Garsol).

Ainda em 30 de novembro de 2017, foi aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária da TAG e reafirmada em Assembleia Geral Extraordinária ocorrida em 28 de dezembro de 2017, a redução de capital da TAG no montante de R\$ 1.071 milhões, 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, foi aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária - AGE da Companhia, a incorporação da NTN, através da versão integral do patrimônio líquido da NTN, avaliado a valor contábil, para a TAG, extinguindo e sucedendo-a em todos os direitos e obrigações.

A incorporação da NTN foi realizada 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.

Por fim, em 28 de dezembro de 2017, a Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovou a redução de capital da TAG, no montante de R\$ 68 milhões, mediante a transferência de fibras ópticas instaladas no Gasoduto Caturpillar, ativos esses provenientes da incorporação da NTN pela TAG nesta mesma data.

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, 12 (doze) estações de compressão de gás – dentre próprias e terceirizadas – e 91 (noventa e um) pontos de entrega, presente em 10 (dez) estados brasileiros nas regiões Sudeste, Nordeste e Norte.

Em 2017, a TAG movimentou o volume médio de 50,2 milhões m³/dia, com recorde de movimentação em 27 de outubro, alcançando o volume de 57,7 milhões m³.

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 a partir de outubro de 2016.



Gráfico 1 - Extensão da Malha, Pontos de Entrega, Estações de Compressão e Volume Médio Movimentado * 89 pontos de entrega + 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 Pecém, no estado do Ceará, passando pelos estados do Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro até o Terminal de Cabiuínas (TECAB). Há também o sistema Uruçu-Coari-Manaus que transporta gás natural dos campos produtores de Uruçu para a capital Manaus e outras 7 (sete) cidades do estado do Amazonas.

A malha da TAG cruza os 10 (dez) estados brasileiros citados e é responsável por transportar gás natural para 89 (oitenta e nove) pontos de entrega, onde é realizada a entrega física para companhias distribuidoras estaduais, usinas termelétricas, fábricas de fertilizantes, refinarias e unidades operacionais da Petrobras e 2 interconexões contratuais. O mapa 1 abaixo, mostra a abrangência dos gasodutos TAG.



Mapa 1 - Malha de gasodutos TAG

No ano de 2017, em relação aos volumes entregues ao mercado, a média diária foi de 25,2 milhões m³/dia e o recorde diário ocorreu em 23 de agosto, com o volume entregue de 34,2 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 Uruçu-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 ANAMÁ | - | 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 13,4% das entregas totais da TAG, com um volume médio entregue de 3,2 milhões m³/dia. O volume médio mensal entregue na região Norte pode ser visto no gráfico 2 abaixo:

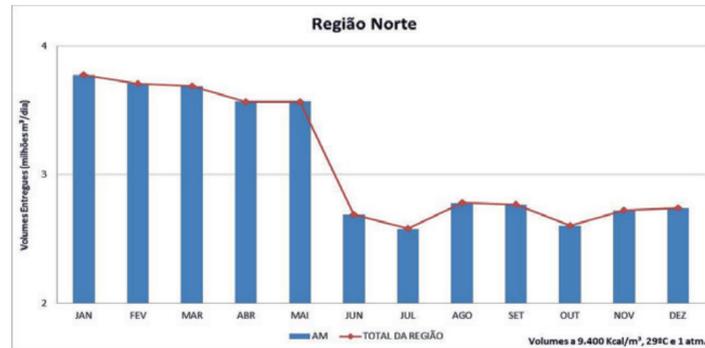


Gráfico 2 - Volume Médio Mensal Entregue na Região Norte

5.1.2. REGIÃO NORDESTE

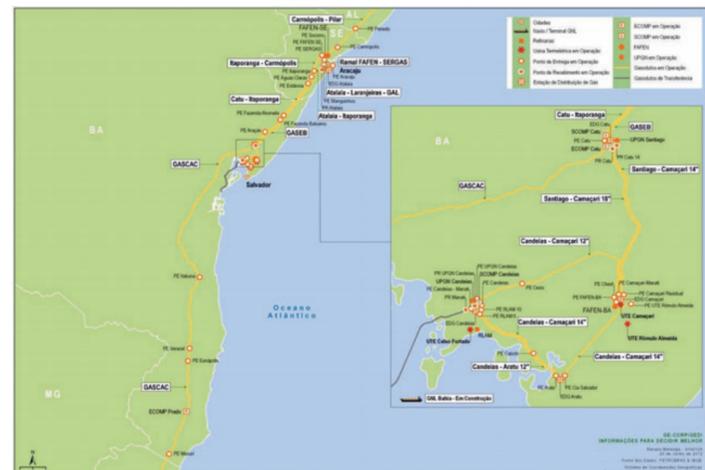
A região Nordeste dispõe de uma malha de gasodutos com 3.012 km de extensão, interligando a maior parte dos estados da região, abrangendo os estados de Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Nesta região há 67 (sessenta e sete) pontos de entrega e 1 (uma) interconexão contratual, 8 (oito) estações de compressão e 11 (onze) pontos de recebimento.

A infraestrutura existente permite o fluxo bidirecional, garantindo flexibilidade do sistema ao possibilitar receber e direcionar o fluxo conforme as necessidades. O suprimento (recebimento) do gás pode ocorrer com GNL (Gás Natural Liquefeito) nos municípios de Pecém-CE e São Francisco do Conde-BA, e também das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) de Guimarães-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



Mapa 4 - Gasodutos em Sergipe e Bahia

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


Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

| GASODUTOS E RAMAIS | Sigla | Extensão (Km) | UF | Diâmetro (pol) |
|---------------------------|-----------|--------------------|----------|----------------|
| RAMAL ARACATI | - | 6,5 | CE | 4 |
| RAMAL TERMOFORTALEZA | - | 11,9 | 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 TERMOFERNAMBUCO | - | 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 na região Nordeste. Extensão total do gasoduto igual a 946 km.

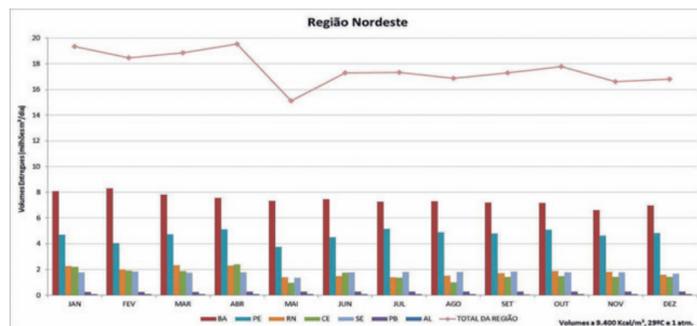
Na região Nordeste, a TAG possui a seguinte infraestrutura por estado:

| 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 | 4 | 23 | 1.215,6 km |
| Sergipe | 3* | 0 | 12 | 375,2 km |

* Interconexão contratual – EDG Atalaia

Entrega de Gás

Os estados incluídos na área de abrangência da região Nordeste demandaram 74,6% do volume médio total entregue pela TAG. Destaque para o estado da Bahia que demandou 40% do total desta região. No gráfico 3 (abaixo), são apresentados os volumes médios mensais entregues nos estados abrangidos pela Região Nordeste.

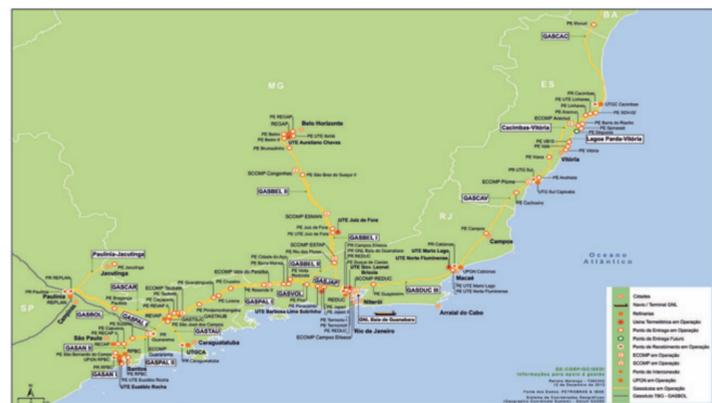

Gráfico 3 - Volumes Médios Mensais Entregues nos Estados da região Nordeste

Durante o ano de 2017, foi entregue na região Nordeste um volume médio de 17,6 milhões de m³/dia.

5.1.3. REGIÃO SUDESTE

Em 24/10/2016, foi implementada a reestruturação societária que configurou a separação da malha de gasodutos da TAG e da NTS. Nesta nova configuração, a TAG se manteve proprietária apenas 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). Conforme citado no item 5.1.2, o Sistema GASENE abrange gasodutos localizados na Região Nordeste, além de parte de suas 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 um total de 676 km de dutos.

Nesta região há 10 (dez) pontos de entrega, 2 (duas) estações de compressão, 2 (dois) pontos de recebimento e 1 (uma) interconexão contratual. A infraestrutura existente permite o fluxo bidirecional, garantindo flexibilidade do sistema ao possibilitar 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 Cipaxiba 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 |
| CABIUNAS-VITÓRIA | GASCAV | 300,0 | ES/RJ | 28 |

Nota: (2) Extensão do Gasoduto na região Sudeste. Extensão total do gasoduto igual a 946 km.

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

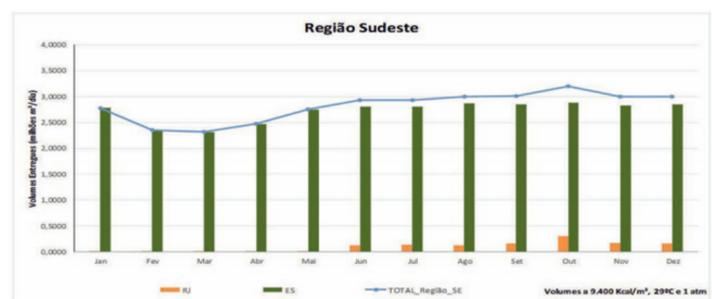
| Estado | Ponto de Recebimento | Instalação de Compressão | Ponto de Entrega | Extensão de Gasodutos |
|----------------|----------------------|--------------------------|------------------|-----------------------|
| Espírito Santo | 2 | 2 | 0 | 513,6 km |
| Rio de Janeiro | 1* | 0 | 2 | 162,5 km |

* Interconexão contratual - TECAB

Entregas de gás

Durante o ano de 2017, basicamente toda a entrega da TAG na malha SE foi destinada ao Estado do Espírito Santo.

No gráfico abaixo, são apresentados os volumes médios mensais entregues nos estados da Região Sudeste:


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

O volume médio entregue na região Sudeste foi de 2,8 milhões de m³/dia.

5.2. INVESTIMENTOS

Os investimentos no exercício social de 2017 totalizaram R\$ 21,9 milhões, contemplando os esforços na adequação e manutenção da malha de gasodutos e na implantação, adequação e modernização de novos pontos de entrega.

| Região | INVESTIMENTOS (MILHÕES DE R\$) | | | | |
|--------------|--------------------------------|------------|-----------|-------------|-------------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Norte | 28 | 31 | 2 | 0,1 | 0,2 |
| Nordeste | 136 | 78 | 39 | 25,6 | 19,7 |
| Sudeste | 255 | 199 | 38 | 14,7 | 2,0 |
| TOTAL | 419 | 308 | 79 | 40,4 | 21,9 |

Em destaque as seguintes realizações:

Conclusão da Construção e Montagem da Adequação do PE Km 370 referente ao sistema de medição e sistema de filtragem, em atendimento aos requerimentos do Regulatório da ANP, restando somente gasificar o Ponto de Entrega e iniciar a última fase de Operação Assistida, após emissão da autorização de Operação pela ANP.

Continuidade de serviços de manutenção de área de armazenamento de materiais e manutenção de faixa enquanto se aguarda a conclusão da contratação dos serviços remanescentes e ações necessárias para retomada da Construção & Montagem do gasoduto GASFOR II, 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.

Realização de projetos básicos e executivos para o desenvolvimento de melhorias e adequações de diversas instalações de Gás Natural, visando atendimento da conformidade legal, integridade e segurança, garantia operacional, otimização e modernização, dentre os quais se destaca os seguintes: substituição de Computadores de Vazão, adequação dos sistemas de medição e adequação do sistema de análise de cromatográfica dos pontos de entrega, substituição de válvulas, atendimento a Norma Regulamentadora Brasileira, padrões técnicos ou melhores práticas de engenharia e operacionais da TAG.

6. CONTRATOS DE TRANSPORTE

A relação comercial entre uma transportadora de gás e seus clientes, denominados carregadores, é regida por Contratos de Serviço de Transporte de Gás Natural, regulados pela Agência Nacional do 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, como empresa integrante do Consórcio Malhas Sudeste Nordeste, Pilar Ipojuca, Atalaia-Laranjeiras e Sistema Urucu-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, NTN e NTS – estas duas responsáveis pelos investimentos em novos gasodutos na Malha Nordeste e Sudeste, respectivamente, e controladas diretas da TAG, desde 15/12/2014 – e pela TRANSPETRO, 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.

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 TERMOFERNAMBUCO

A capacidade contratada é de 21,6 milhões m³/dia, tendo atingido a movimentação média para Faturamento de Transporte de 22,4 milhões m³/dia em 2017, extrapolando a capacidade contratada em base firme.

Em 27/12/2017, a NTN foi incorporada pela TAG e o Contrato Malha NE foi cedido 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 Catu-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.

Em 2017, 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 2017, atingiu o montante total de 14,5 milhões m³/dia, considerando todos os trechos.

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 2017 foi de 6,3 milhões m³/dia. A movimentação de gás para Faturamento de Transporte em 2017, foi de 3,2 milhões m³/dia.

6.4. CONTRATO PILAR-IPOJUICA

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 2017, a capacidade contratada do gasoduto, que estende-se de Pilar (AL) a Ipojuca (PE), foi de 15,0 milhões m³/dia.

A movimentação média para Faturamento de Transporte em 2017, 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 Contrato de Serviço de Transporte, cuja vigência é de 5 (cinco) anos e 8 (oito) meses.

A capacidade contratada é de 1,5 milhão m³/dia, sendo que, em 2017, o volume médio movimentado para Faturamento de Transporte foi de 360 mil m³/dia.

7. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO
7.1. LUCRO (PREJUIZO) LÍQUIDO E EBITDA

Em 2017, a TAG apresentou Lucro Líquido de R\$ 2.342 Milhões, ante o Lucro Líquido de R\$ 7.170 Milhões do ano anterior. A variação é decorrente do resultado financeiro positivo no exercício anterior, oriundo de variação cambial incidente sobre o estoque da dívida financeira, além da reestruturação societária realizada em 2016, que incluiu a cessão dos contratos de transporte da Malha Sudeste e que resultou na redução das receitas operacionais para o exercício atual. O EBITDA alcançou R\$ 4.250 Milhões neste exercício.

7.2. RECEITA OPERACIONAL

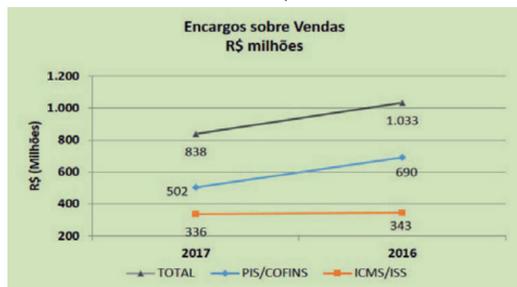
A Receita Operacional Bruta do exercício social de 2017 foi de R\$ 5.428 Milhões, em comparação ao montante de R\$ 7.319 Milhões apresentado em 2016, enquanto a Receita Líquida de 2017 atingiu R\$ 4.590 Milhões, frente ao montante de R\$ 6.286 Milhões apurado no exercício anterior.



Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG
CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

7.3. ENCARGOS SOBRE VENDAS

Em 2017, os Encargos sobre Vendas, somaram R\$ 838 Milhões, distribuídos em R\$ 502 Milhões no âmbito federal (PIS/COFINS) e R\$ 336 Milhões nas esferas estadual e municipal (ICMS/ISS).



7.4. CUSTO DOS SERVIÇOS PRESTADOS

Os Custos dos Serviços Prestados em 2017 totalizaram R\$ 929 Milhões, ante R\$ 1.206 Milhões realizados no exercício social de 2016, correspondendo a 20% da Receita Operacional Líquida.



7.5. DESPESAS GERAIS, ADMINISTRATIVAS E TRIBUTÁRIAS

As Despesas Gerais e Administrativas atingiram o valor de R\$ 58 Milhões no ano de 2017, vis-à-vis o montante de R\$ 59 milhões no ano anterior.

As Despesas Tributárias totalizaram o montante de R\$ 44 Milhões, correspondentes a encargos sobre a receita financeira.

7.6. RESULTADO FINANCEIRO

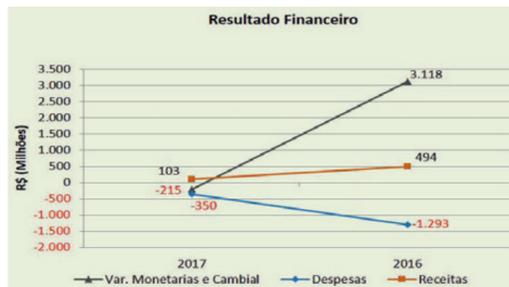
O Resultado Financeiro foi negativo e totalizou R\$ 462 Milhões, afetado principalmente pela parcela de juros e pela variação cambial incidente sobre o estoque da dívida financeira atrelado à moeda norte americana, que teve uma valorização frente ao real de 1,5% no exercício de 2017 (desvalorização de 16,54% em 2016).

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 ao Sistema Petrobras.

Em 2017, as Despesas Financeiras totalizaram R\$ 350 Milhões ante R\$ 1.293 Milhões no ano anterior.

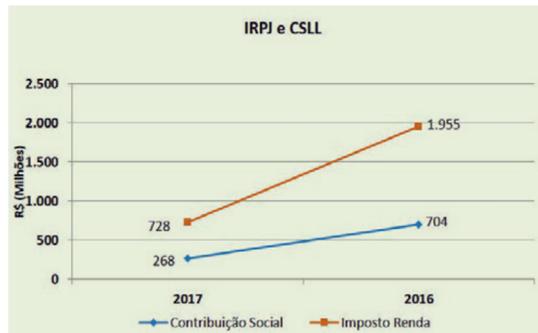
As Receitas Financeiras totalizaram R\$ 103 Milhões, ante R\$ 494 Milhões no ano anterior.

A variação cambial resultou em despesa de R\$ 215 Milhões, devido à desvalorização do real frente ao dólar no ano de 2017, versus receita de R\$ 3.118 Milhões no ano de 2016.



7.7. IRPJ E CSLL

O montante de IRPJ/CSLL apurado no exercício de 2017 totalizou uma despesa no valor de R\$ 996 Milhões, frente a uma despesa de R\$ 2.659 milhões no exercício de 2016.



7.8. EVOLUÇÃO PATRIMONIAL

A TAG encerrou o exercício social de 2017 com Saldo de Caixa de R\$ 2.367 Milhões, aplicados no Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC).

Em 31/12/2017, o Ativo Imobilizado registrou o montante de R\$ 13.522 Milhões e é composto, principalmente, por ativos empregados na infraestrutura de transportes da TAG.

No encerramento do exercício social de 2017, a TAG apresentou endividamento total de R\$ 3.881 Milhões, ante R\$ 4.682 Milhões em 2016, sendo 77% daquele valor registrado no longo prazo.

| BALANÇO PATRIMONIAL | | | | | | | |
|--|------|--------|--------|--|------|--------|--------|
| Exercícios findos em 31 de dezembro | | | | | | | |
| (Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário) | | | | | | | |
| Ativo | Nota | 2017 | 2016 | Passivo | Nota | 2017 | 2016 |
| Circulante | | | | Circulante | | | |
| Contas a receber, líquidas | 7 | 3.456 | 1.904 | Fornecedores | 10 | 175 | 96 |
| Imposto de renda e contribuição social | 14.1 | 33 | 127 | Financiamentos | 11 | 878 | 874 |
| Impostos e contribuições | 14.1 | 80 | 358 | Arrendamento mercantil financeiro | 12 | - | 21 |
| | | 3.569 | 2.389 | Imposto de renda e contribuição social | 14.1 | 50 | 57 |
| | | | | Impostos e contribuições | 14.1 | 43 | 111 |
| Não Circulante | | | | Dividendos propostos | 15.4 | 499 | 994 |
| Realizável a longo prazo | | | | Juros sobre capital próprio a pagar | 15.4 | - | 212 |
| Depósitos judiciais | 21.2 | 83 | 112 | Outras contas e despesas a pagar | | 46 | 31 |
| Imposto de renda e contribuição social | 14.1 | 13 | 12 | | | 1.691 | 2.396 |
| Imposto de renda e contribuição social diferidos | 14.3 | - | 546 | Não circulante | | | |
| Impostos e contribuições | 14.1 | 18 | 17 | Financiamentos | 11 | 3.003 | 3.808 |
| Adiantamento a fornecedores | | 4 | 4 | Arrendamento mercantil financeiro | 12 | - | 914 |
| Outros ativos realizáveis a longo prazo | | 99 | 78 | Imposto de renda e contribuição social diferidos | 14.3 | 91 | - |
| | | 217 | 769 | Provisão para processos judiciais | 21.1 | 21 | 5 |
| | | | | Adiantamento para aumento de capital | 13 | - | 3.695 |
| | | | | Outras contas e despesas a pagar | | 51 | 51 |
| | | | | | | 3.166 | 8.473 |
| | | | | | | 4.857 | 10.869 |
| Investimentos | 8 | - | 2.325 | Patrimônio líquido | | | |
| Imobilizado | 9 | 13.522 | 14.236 | Capital social realizado | 15.1 | 5.907 | 3.290 |
| Intangível | | 7 | 7 | Transações de capital | 15.2 | 1.339 | 1.042 |
| | | 13.746 | 17.337 | Reservas de lucros | 15.3 | 5.212 | 4.525 |
| | | | | | | 12.458 | 8.857 |
| | | | | | | | |
| | | 17.315 | 19.726 | | | 17.315 | 19.726 |

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

| DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO | | | |
|---|------|-------|---------|
| Exercícios findos em 31 de dezembro | | | |
| (Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário) | | | |
| | Nota | 2017 | 2016 |
| Receita de serviços | | | |
| Custo dos serviços prestados | 16 | 4.590 | 6.286 |
| Lucro bruto | 18 | 3.661 | 5.080 |
| Receitas (despesas) | | | |
| Gerais e administrativas | 18 | (58) | (59) |
| Tributárias | 18 | (44) | 100 |
| Outras receitas (despesas), líquidas | 17 | 65 | 1.013 |
| | | (39) | 1.054 |
| Lucro antes do resultado financeiro, participação e impostos | | 3.622 | 6.134 |
| Resultado financeiro líquido | 19 | (462) | 2.319 |
| Receitas financeiras | | 103 | 494 |
| Despesas financeiras | | (350) | (1.293) |
| Variações cambiais e monetárias líquidas | | (215) | 3.118 |
| Resultado de participações em investimentos | | 178 | 1.376 |
| Lucro antes dos impostos | | 3.338 | 9.829 |
| Imposto de renda e contribuição social | 14.4 | (996) | (2.659) |
| Lucro líquido do exercício | | 2.342 | 7.170 |
| Lucro básico e diluído por ação (em R\$) | | 0,40 | 2,18 |

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

| DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO ABRANGENTE | | |
|--|-------|-------|
| Exercícios findos em 31 de dezembro | | |
| (Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário) | | |
| | 2017 | 2016 |
| Lucro líquido do exercício | 2.342 | 7.170 |
| Itens que não serão reclassificados para o resultado | - | - |
| Resultado abrangente total | 2.342 | 7.170 |

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG
CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

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

| | Capital subscrito e integralizado | Transações de capital | Reservas de lucros | | | | Total do patrimônio líquido |
|---|---|--------------------------|--------------------|----------|-----------------------|---------------------------------------|--------------------------------|
| | | | Legal | Especial | Incentivos fiscais | Dividendos adicionais propostos | |
| | 5.351 | (513) | - | - | - | (1.401) | 3.437 |
| Saldos em 1º de janeiro de 2016 | 5.351 | (513) | - | - | - | (1.401) | 3.437 |
| Aumento de capital com imobilizado | 538 | - | - | - | - | - | 538 |
| Redução de capital | (2.599) | - | - | - | - | - | (2.599) |
| Contribuição adicional de capital reflexa NTN | - | 1.555 | - | - | - | - | 1.555 |
| Lucro do exercício | - | - | - | - | - | 7.170 | 7.170 |
| Destinações: | | | | | | | |
| Apropriação do lucro líquido em reserva | - | - | 288 | 2.426 | 425 | 1.156 | (4.295) |
| Recomposição da reserva de incentivo fiscal | - | - | - | - | 230 | - | (230) |
| Juros s/ capital próprio antecipado | - | - | - | - | - | (250) | (250) |
| Dividendos propostos | - | - | - | - | - | (994) | (994) |
| Saldos em 31 de dezembro de 2016 | 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 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 |

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

| | 2017 | 2016 |
|---|---------|----------|
| Fluxos de caixa das atividades operacionais | | |
| Lucro líquido do exercício | 2.342 | 7.170 |
| Ajustes para: | | |
| Resultado de participações em investimentos | (178) | (1.376) |
| Depreciação e amortização | 628 | 822 |
| Resultado com baixa de ativos | 2 | - |
| Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados e outras | 58 | (1.661) |
| Rendimentos com recebíveis de ativos financeiros | (101) | (486) |
| Provisão para perdas com processos judiciais | 15 | 4 |
| Provisão para perda com créditos de liquidação duvidosa | 1 | - |
| Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos | 453 | 756 |
| Redução (aumento) de ativos | | |
| Contas a receber | 870 | (81) |
| Outros ativos | 8 | (48) |
| Aumento (redução) de passivos | | |
| Fornecedores | (12) | (48) |
| Impostos e contribuições | 288 | 1.553 |
| Outros passivos | 14 | (33) |
| Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais | 4.928 | 6.572 |
| Atividades de investimentos | | |
| Dividendos recebidos | 765 | - |
| Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis | (63) | (44) |
| Resgate (investimentos) de recebíveis de ativos financeiros | (2.207) | 2.146 |
| Caixa absorvido na incorporação de participação acionária | 339 | - |
| Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de investimentos | (1.166) | 2.102 |
| Fluxo de caixa das atividades de financiamentos | | |
| Créditos para futuro aumento de capital | - | 3.695 |
| Amortizações de principal | (851) | (10.947) |
| Amortizações de juros | (291) | (1.309) |
| Dividendos pagos a acionista | (2.497) | - |
| Amortização arrendamento mercantil financeiros | (123) | (115) |
| Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos | (3.762) | (8.676) |
| Redução de caixa e equivalentes de caixa no exercício | - | (2) |
| Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício | - | 2 |
| 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 quando indicado em contrário)

| | 2017 | 2016 |
|---|-------|---------|
| Receitas | | |
| Serviços e outras receitas | 5.657 | 8.340 |
| Perdas em créditos de liquidação duvidosa | (1) | - |
| Receitas relativas à construção de ativos para uso | 63 | 44 |
| | 5.719 | 8.384 |
| Insumos adquiridos de terceiros | | |
| Materiais, energia, serviços de terceiros e outros | (512) | (414) |
| Créditos fiscais sobre insumos adquiridos de terceiros | (42) | (52) |
| | (554) | (466) |
| Valor adicionado bruto | 5.165 | 7.918 |
| Depreciação e amortização | (628) | (822) |
| Valor adicionado líquido produzido pela Companhia | 4.537 | 7.096 |
| Valor adicionado recebido em transferência | | |
| Resultado de participações em investimentos | 178 | 1.376 |
| Receitas financeiras - inclui variações monetária e cambial | 181 | 654 |
| | 359 | 2.030 |
| Valor adicionado a distribuir | 4.896 | 9.126 |
| Distribuição do valor adicionado | | |
| Pessoal e administradores | | |
| Salários e encargos | 35 | 26 |
| | 35 | 26 |
| Tributos | | |
| Federais | 1.535 | 3.232 |
| Estaduais | 328 | 353 |
| Municipais | 14 | 9 |
| | 1.877 | 3.594 |
| Instituições financeiras e fornecedores | | |
| Juros, variações cambiais e monetárias | 642 | (1.665) |
| Despesas de alugueis | - | 1 |
| | 642 | (1.664) |
| Acionistas | | |
| Juros sobre capital próprio | - | 250 |
| Dividendos | 499 | 994 |
| Lucros retidos | 1.843 | 5.926 |
| | 2.342 | 7.170 |
| Valor adicionado distribuído | 4.896 | 9.126 |

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS
(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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, pela Petrobras Gás S.A. - Gaspetro, 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 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) e em janeiro de 2012 a Transportadora Gasene S.A. (Gasene).

Em 11 de junho de 2014, os acionistas da Gaspetro, reunidos em Assembleia Geral Extraordinária - AGE, aprovaram a redução do seu capital mediante a transferência da totalidade de sua participação na TAG para a Petrobras.

Em 15 de dezembro de 2014, por recomendação de sua controladora, a TAG exerceu a opção de compra da totalidade das ações da Nova Transportadora do Nordeste S.A. (NTN) e da Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS).

Em 29 de agosto de 2016, conforme deliberado pela Assembleia Geral Extraordinária da TAG, foi aprovada a proposta de aumento de capital social da empresa por meio de aporte de ativos da Petrobras na TAG, com base no laudo a valor contábil dos ativos.

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, mediante o aporte de ativos pela Petrobras, com base em Laudo de Avaliação a valor contábil, conforme descrito na nota explicativa nº 15.

Ainda em 30 de novembro de 2017, a mesma AGE aprovou a redução de capital da TAG, por excessividade de capital e sem o cancelamento de ações, mediante a entrega de ativos para a Petrobras. Esta decisão foi rerratificada em AGE ocorrida em 28 de dezembro de 2017, conforme descrito na nota explicativa nº 15.

A recuperação dos investimentos nos gasodutos está garantida pelos contratos de serviços de transporte, 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;

d) Pilar-Ipojuca para 15 milhões de m³/dia, com prazo de duração de 20 anos e vigência até novembro de 2031;

e) Atalaia-Laranjeiras 1,5 milhões de m³/dia, com prazo de duração de 68 meses e vigência até março de 2018;

A operação e a manutenção dos gasodutos da TAG são realizadas pela Petrobras Transportes S.A. - Transpetro.

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 Sudeste S.A. - NTS

Em 19 de outubro de 2016, o Conselho de Administração da TAG e, em 21 de outubro de 2016, as Assembleias de Acionistas da TAG e da NTS aprovaram o aumento de capital da NTS, com acervo líquido composto por ativos da TAG localizados na região Sudeste do país, com exceção do Sistema Gasene, e dívida representada por notas promissórias emitidas pela TAG, avaliados a valor contábil. A efetivação da operação foi condicionada à emissão, pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, das Autorizações de Operação provisórias, para permitir a cessão dos respectivos contratos de transporte de gás natural (GTAs) relacionados aos ativos aportados pela TAG na NTS.

Em 21 de outubro de 2016, foi aprovada pela Assembleia Geral de Acionistas da TAG a redução do capital social da Companhia mediante a entrega da totalidade das ações da NTS detidas pela TAG para a Petrobras.

Em 24 de outubro de 2016, a ANP emitiu as autorizações de operação provisórias, tornando eficazes os atos societários constantes nos parágrafos anteriores, passando a Petrobras a controlar diretamente a NTS.

Em 24 de outubro de 2016, foram celebrados o sétimo aditivo ao Contrato de Formação do Consórcio - CFA que excluiu a NTS do Consórcio Malhas e o sexto aditivo ao Contrato de Operação do Consórcio com a cessão do contrato de transporte de gás natural, relativo à Malha Sudeste, do Consórcio Malhas para a NTS e a alteração do critério de rateio das receitas entre as demais consorciadas.

Em razão da mudança de contratos que regem o Consórcio Malhas Sudeste e Nordeste, em 24 de outubro de 2016, e de acordo as práticas contábeis adotadas no Brasil incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), foi realizada a reavaliação, conforme disposto na ICPC 03, da classificação dos acordos entre NTN e Petrobras quanto à existência de um arrendamento mercantil, tendo em vista que houve alterações nos termos dos contratos de formação e operação do consórcio.

As operações realizadas deixaram de ter característica de arrendamento mercantil financeiro, passando a ser considerados como prestação de serviço.


Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

1.1.2. 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 objetivo 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.

1.1.3. 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 (Garsoil), 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, 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.

- Fibras ópticas – R\$ 178
- ORSOL – R\$ 828
- Ramal Termofortaleza – R\$ 3
- Ramal Pecém – R\$ 56
- Ponto de entrega Termofortaleza – R\$ 6

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 são preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, com base na Lei das Sociedades por Ações e nos Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

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

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor.

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações e seus reflexos em 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. As estimativas e julgamentos relevantes que requerem maior nível de julgamento e complexidade estão divulgadas na nota explicativa nº 5.

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 9 de março de 2018, autorizou a divulgação dessas demonstrações financeiras.

2.1. Demonstração do valor adicionado

As demonstrações do valor adicionado – DVA apresentam informações relativas à riqueza criada pela Companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas. Essas demonstrações foram preparadas de acordo com o CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado e para fins de IFRS são apresentadas como informação adicional.

2.2. 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

Em 2009, a Polícia Federal brasileira iniciou uma investigação denominada “Operação Lava Jato”, visando apurar práticas de lavagem de dinheiro por organizações criminosas em diversos estados brasileiros. A “Operação Lava Jato” é uma investigação extremamente ampla com relação a diversas práticas criminosas e vem sendo realizada através de várias frentes de trabalho, cujo escopo envolve crimes cometidos por agentes atuando em várias partes do país e diferentes setores da economia.

A partir de 2014, o Ministério Público Federal concentrou parte de suas investigações em irregularidades cometidas por empreiteiras e fornecedores da Petrobras e descobriu um amplo esquema de pagamentos indevidos, que envolvia um grande número de participantes, incluindo ex-empregados da Petrobras. Baseado nas informações disponíveis à Companhia, o referido esquema consistia em um conjunto de empresas que, entre 2004 e abril de 2012, se organizaram em cartel para obter contratos com a Petrobras, impondo gastos adicionais nestes contratos e utilizando estes valores adicionais para financiar pagamentos indevidos a partidos políticos, políticos eleitos ou outros agentes políticos, empregados de empreiteiras e fornecedores, ex-empregados da Petrobras e outros envolvidos no esquema de pagamentos indevidos. Este esquema foi tratado como esquema de pagamentos indevidos e as referidas empresas como “membros do cartel”. A Companhia não realizou qualquer pagamento indevido.

Além do esquema de pagamentos indevidos descrito acima, as investigações evidenciaram casos específicos em que outras empresas também impuseram gastos adicionais e supostamente utilizaram esses valores para financiar pagamentos a determinados ex-empregados da Petrobras. Essas empresas não são membros do cartel e atuavam de forma individualizada. Esses casos específicos foram chamados de pagamentos não relacionados ao cartel.

Determinados ex-executivos da Petrobras foram presos, denunciados e em alguns casos condenados por crimes como lavagem de dinheiro e corrupção passiva. Outros de nossos ex-executivos e executivos de empresas fornecedoras de bens e serviços para a Petrobras foram ou poderão ser denunciados como resultado da investigação.

Os valores pagos pela Petrobras no âmbito dos contratos junto aos fornecedores e empreiteiras envolvidos no esquema descrito anteriormente foram integralmente incluídos no custo histórico dos respectivos ativos imobilizados da Companhia. No entanto, a Administração entendeu, de acordo com o IAS 16 (Property, Plant and Equipment), que a parcela dos pagamentos que realizou a essas empresas e que foi por elas utilizada para realizar pagamentos indevidos, o que representa gastos adicionais incorridos em decorrência do esquema de pagamentos indevidos, não deveria ter sido capitalizada. Assim no exercício de 2014 a Companhia reconheceu uma baixa no montante de R\$ 145 de gastos capitalizados, referente a valores pagos na aquisição de ativos imobilizados em exercícios anteriores.

A Petrobras prosseguirá acompanhando os resultados das investigações e a disponibilização de outras informações relativas ao esquema de pagamentos indevidos e, se porventura se tornar disponível informação que indique com suficiente precisão que as estimativas descritas acima deveriam ser ajustadas, a Companhia avaliará a eventual necessidade de algum reconhecimento contábil.

3.1. Abordagem adotada para ajuste de ativos afetados pelos gastos adicionais

Não é possível identificar especificamente os valores de cada pagamento realizado no escopo dos contratos com as empreiteiras e fornecedores que possuem gastos adicionais ou os períodos em que tais pagamentos adicionais ocorreram. Como resultado, a Petrobras desenvolveu uma metodologia para estimar o valor total de gastos adicionais incorridos em decorrência do referido esquema de pagamentos indevidos para determinar o valor das baixas realizadas, representando em quanto seus ativos foram superavaliados como resultado de gastos adicionais cobrados por fornecedores e empreiteiras e utilizados por eles para realizar pagamentos indevidos.

Devido à impraticabilidade de identificação dos períodos e montantes de gastos adicionais incorridos pela Companhia, a metodologia envolve os cinco passos descritos a seguir:

- Identificação da contraparte do contrato: foram listadas todas as companhias citadas como membros do cartel e, com base nessa informação, foram levantadas as empresas envolvidas e as entidades a elas relacionadas.
- Identificação do período: foi concluído, com base nos depoimentos, que o período de atuação do esquema de pagamentos indevidos foi de 2004 a abril de 2012.
- Identificação dos contratos: foram identificados todos os contratos assinados com as contrapartes mencionadas no passo (1) durante o período do passo (2), incluindo também os aditivos aos contratos originalmente assinados entre 2004 e abril de 2012. Em seguida, foram identificados os ativos imobilizados aos quais estes contratos se relacionam.
- Identificação dos pagamentos: foi calculado o valor total dos contratos referidos no passo (3).
- Aplicação de um percentual fixo sobre o valor total de contratos definido no passo (4): o percentual de 3%, indicado nos depoimentos, foi utilizado para estimar os gastos adicionais impostos sobre o montante total dos contratos identificados.

A Companhia também identificou montantes verificados em seus registros contábeis, referentes aos contratos e projetos específicos com empresas que não eram membros do cartel para contabilizar os gastos adicionais impostos por essas empresas para financiar pagamentos indevidos, realizados por elas, não relacionados ao esquema de pagamentos indevidos ou ao cartel.

No caso específico de valores cobrados adicionalmente por empresas fora do escopo do cartel, a Companhia considerou como parte da baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente os valores específicos de pagamentos indevidos ou o percentual sobre o contrato citados nos depoimentos prestados em colaborações premiadas, pois também foram utilizados por essas empresas para financiar pagamentos indevidos.

A Companhia tem monitorado continuamente as investigações da “Operação Lava Jato”, para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados em 2014 efetuadas pelas autoridades brasileiras e pela investigação interna independente conduzida por escritórios de advocacia. Como resultado, não foram identificadas na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2017 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 Petrobras continuará monitorando as investigações para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados.

4. Sumário das principais práticas contábeis

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

4.1. Instrumentos Financeiros
4.1.1. Contas a receber

São contabilizados inicialmente pelo valor justo da contraprestação a ser recebida e, posteriormente, mensurados pelo custo amortizado, com uso do método da taxa de juros efetiva, sendo deduzidas as perdas em crédito de liquidação duvidosa.

A Companhia reconhece as perdas em créditos de liquidação duvidosa quando existe evidência objetiva de perda no valor recuperável, como resultado de um ou mais eventos que ocorreram após o reconhecimento inicial do ativo, que impactam os fluxos de caixa futuros estimados e que possam ser confiavelmente estimadas. A perda é reconhecida no resultado como despesa de vendas.

4.1.2. Financiamentos

São reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado utilizando-se do método de juros efetivos.

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 encargos financeiros de empréstimos obtidos, quando diretamente atribuíveis à aquisição ou à construção de ativos, são capitalizados como parte dos custos desses ativos. Esses custos são amortizados ao longo das vidas úteis estimadas.

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 9.

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 do imobilizado, do intangível quando há indicadores de não recuperação do seu valor contábil.

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 líquido de venda de um ativo e seu valor em uso. 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, considerando as melhores estimativas da Companhia. 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. Arrendamentos mercantis

Os arrendamentos mercantis que transferem substancialmente todos os riscos e benefícios sobre o ativo objeto do arrendamento são classificados como arrendamento financeiro.

Para os arrendamentos mercantis financeiros em que a Companhia era a arrendatária, ativos e passivos foram reconhecidos pelo valor justo do item arrendado, ou se inferior, ao valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento mercantil, ambos determinados no início do arrendamento.

Ativos arrendados capitalizados eram depreciados na mesma base que a Companhia utiliza para os ativos que possui propriedade.

Os arrendamentos mercantis nos quais uma parte significativa dos riscos e benefícios de propriedade permanecem com o arrendador são classificados como operacionais e os pagamentos são reconhecidos como despesa no resultado durante o prazo do contrato.

Pagamentos contingentes são reconhecidos como despesas quando incorridos.

4.6. Provisões, ativos e passivos contingentes

As provisões são reconhecidas quando existir uma obrigação presente como resultado de um evento passado e seja provável que uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos será necessária para liquidar a obrigação, cujo valor possa ser estimado de maneira 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.

4.7. Imposto de renda e contribuição social

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

a) Imposto de renda e contribuição social correntes

O imposto de renda e a contribuição social correntes são calculados com base no lucro tributável aplicando-se as alíquotas vigentes no final do período que está sendo reportado.

O imposto de renda e a contribuição social correntes são apresentados líquidos, por contribuinte, quando existe direito à compensação dos valores reconhecimentos e quando há intenção de liquidar em bases líquidas, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

b) Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são calculados sobre as diferenças temporárias apuradas entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis, na data do período que está sendo reportado. Impostos diferidos ativos são reconhecidos somente na proporção em que o lucro real futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser utilizadas. Quando da existência de ativo fiscal diferido líquido, situação esta que ocorre quando o valor do ativo fiscal diferido supera o valor reconhecido como passivo fiscal diferido, relacionados ao mesmo ente contribuinte, o reconhecimento baseia-se em estudo técnico de rentabilidade futura, aprovado pela Administração da Companhia.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são determinados mediante aplicação das alíquotas (e legislação fiscal) que estejam em vigor ao final do período que está sendo reportado.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são apresentados líquidos, por contribuinte, quando existe direito à compensação dos ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais correntes e os ativos fiscais diferidos e os passivos fiscais diferidos estão relacionados com tributo sobre o lucro lançados pela mesma autoridade tributária na mesma entidade tributável.

4.8. 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.

4.9. Subvenções e assistências governamentais

Subvenções governamentais são reconhecidas quando houver razoável certeza de que o benefício será recebido e que todas as correspondentes condições serão satisfeitas.

Quando se referir a um item de despesa, o benefício é reconhecido como receita ao longo do período de fruição, de forma sistemática, em relação aos custos cujo benefício objetiva compensar. Quando se referir a um ativo, o benefício é reconhecido em conta de passivo como receita diferida, sendo alocada ao resultado em valores iguais ao longo da vida útil esperada do item correspondente.

4.10. Reconhecimento de receitas, custo e despesas

A receita é reconhecida quando for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia e quando seu valor puder ser mensurado de forma confiável, compreendendo o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela prestação de serviços, líquida dos descontos, impostos e encargos sobre a prestação de serviços.

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 pela capacidade de transporte contratada, independentemente do volume transportado.

As receitas e despesas financeiras incluem principalmente receitas de juros sobre aplicações financeiras e títulos públicos, os encargos de arrendamentos financeiros, despesas com juros sobre financiamentos, além das variações cambiais e monetárias líquidas.

As receitas, custos e despesas são reconhecidas pelo regime de competência.

5. Estimativas e julgamentos relevantes

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações e seus reflexos em 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.



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

5.1. Estimativas relacionadas a processos judiciais e contingências

A Companhia é parte envolvida em diversos processos judiciais e administrativos envolvendo questões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais decorrente do curso normal de suas operações, cujas estimativas para determinar os valores das obrigações e a probabilidade de saída de recursos são realizadas pela TAG com base em pareceres de seus assessores jurídicos e nos julgamentos da Administração.

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentados na nota explicativa 21.

5.2. 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 contribuição diferidos estão apresentados na nota explicativa 14.1.

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 2017 são as seguintes:

International Accounting Standards Board (IASB)

IFRS 9 – Instrumentos Financeiros

A partir de 1º de Janeiro de 2018, entra em vigor o pronunciamento *International Financial Reporting Standard 9 – Financial Instruments (IFRS 9)*, emitido pelo IASB em substituição ao pronunciamento IAS 39 – *Financial Instruments: Recognition and Measurement*.

O IFRS 9 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.

Em geral, uma entidade deve aplicar o IFRS 9 retrospectivamente, conforme o IAS 8 – *Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors*. No entanto, existem exceções a essa forma de aplicação inicial, previstas nas disposições transitórias do IFRS 9, de maneira que a reapresentação de períodos anteriores não é compulsória quando da adoção inicial do pronunciamento. A Companhia não pretende reapresentar períodos anteriores em função da aplicação inicial do IFRS 9.

Classificação e mensuração

O IFRS 9 estabelece um novo modelo para classificação de ativos financeiros, baseado nas características dos fluxos de caixa contratual e no modelo de negócios para gerir o ativo.

A Companhia não prevê impactos materiais na classificação e mensuração de seus ativos financeiros quando da adoção inicial do IFRS 9.

Modificação de fluxo de caixa contratual

O IFRS 9 estabelece que se um instrumento financeiro mensurado a custo amortizado tiver seus termos modificados e essa modificação não for substancial, seu saldo contábil deverá refletir o valor presente descontado dos seus fluxos de caixa sob os novos termos, utilizando a taxa de juros efetiva original. A diferença entre o saldo contábil do instrumento quando da modificação dos seus termos e seu saldo contábil imediatamente anterior à modificação, deve ser reconhecida como ganho ou perda no resultado do período. Em razão desse novo requerimento, a Companhia espera alterar sua política contábil aplicando os requerimentos de transição permitidos pelo IFRS 9.

Perda no valor recuperável (Impairment)

O modelo estabelecido pelo IFRS 9 para reconhecimento de *impairment* é baseado nas perdas de crédito esperadas, substituindo o modelo estabelecido pelo IAS 39 que é baseado nas perdas de crédito incorridas. A Companhia aplicou a nova metodologia na data base de 31 de dezembro de 2017 e não identificou perdas adicionais relevantes de *impairment* sobre ativos financeiros em 1º de janeiro de 2018.

IFRS 15 - Receitas de Contrato com Clientes

A partir de 1º de janeiro de 2018, entrou em vigor o pronunciamento *International Financial Reporting Standard 15 - Revenue from Contracts with Customers (IFRS 15)*. Este pronunciamento emitido pelo IASB substituiu uma série de pronunciamentos e interpretações, incluindo o pronunciamento IAS 18 – *Revenue*.

O objetivo do IFRS 15 é estabelecer os princípios que devem ser aplicados para que sejam apresentadas informações úteis aos usuários de demonstrações financeiras sobre a natureza, o valor, a época e a incerteza de receitas e fluxos de caixa provenientes de contrato com cliente, o que inclui maiores requerimentos de divulgação. Esse pronunciamento deverá ser aplicado a todos os contratos com clientes, exceto quando a transação envolver permutas não monetárias entre entidades na mesma linha de negócios para facilitar vendas a clientes ou clientes potenciais, ou, quando a transação estiver no escopo de outro pronunciamento.

Os requerimentos do IFRS 15 estabelecem uma abordagem abrangente para determinar quando (ou a que medida) e por quais montantes receitas de contratos com clientes devem ser reconhecidas. Especificamente o novo pronunciamento traz um 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.

Conforme previsto nas disposições transitórias do IFRS 15, uma entidade deverá aplicar o pronunciamento: (i) retrospectivamente, a cada período anterior conforme o IAS 8 e sujeito a determinados expedientes práticos ou, (ii) retrospectivamente, com os efeitos cumulativos da aplicação inicial do pronunciamento reconhecidos na data de sua aplicação inicial. A Companhia pretende aplicar a segunda abordagem a partir de 1º de janeiro de 2018, sendo que não foram identificados efeitos cumulativos a serem reconhecidos nessa data.

IFRS 16 - "Arrendamento Mercantil"

Em 13 de janeiro de 2016, o IASB emitiu o IFRS 16 – *Leases (IFRS 16)*, que vigorará para os 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. Esse pronunciamento deverá ser aplicado a todos os contratos de arrendamento mercantil, exceto:

- Arrendamentos para explorar ou usar minerais, petróleo, gás natural e recursos não renováveis similares;
- Arrendamentos de ativos biológicos dentro do alcance do IAS 41 – *Agriculture* mantidos por arrendatário;
- Acordos de concessão de serviço dentro do alcance da IFRIC 12 – *Service Concession Arrangements*;
- Licenças de propriedade intelectual concedidas por arrendador dentro do alcance do IFRS 15; e
- Direitos detidos por arrendatário previstos em contratos de licenciamento dentro do alcance do IAS 38 – *Intangible Assets* para itens como: filmes, gravações de vídeo, reproduções, manuscritos, patentes e direitos autorais.

Dentre as mudanças para arrendatários, o IFRS 16 eliminará a classificação entre arrendamentos mercantis financeiros e operacionais, requerida pelo IAS 17. Assim, passará a existir um único modelo no qual todos os arrendamentos mercantis resultarão no reconhecimento de ativos referentes aos direitos de uso dos ativos arrendados. Se os pagamentos previstos nos arrendamentos mercantis forem devidos ao longo do tempo, também deverão ser reconhecidos passivos financeiros.

A Companhia entende que o IFRS 16 não é aplicável, devido à reestruturação societária ocorrida em 2017.

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 2017, bem como os IFRS equivalentes:

| Pronunciamento ou interpretação do CPC | IFRS equivalente | Data de vigência |
|---|---|-----------------------|
| CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente | IFRS 15 - Revenue from Contracts with Customers | 1º de janeiro de 2018 |
| CPC 48 - Instrumentos Financeiros | IFRS 9 – <i>Financial Instruments</i> | 1º de janeiro de 2018 |
| CPC 06 (R2) - Operações de Arrendamento Mercantil | IFRS 16 – <i>Leases</i> | 1º de janeiro de 2019 |

7. Contas a receber

7.1. Contas a receber, líquidas

| | 2017 | 2016 |
|--|-------|-------|
| Clientes | | |
| Terceiros | 5 | 4 |
| Partes relacionadas (nota explicativa 13) | 1.088 | 1.844 |
| Aplicações no Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios - FIDC-NP (a) | 2.367 | 59 |
| | 3.460 | 1.907 |
| Perdas em créditos de liquidação duvidosa - PCLD | (4) | (3) |
| Total | 3.456 | 1.904 |

a) Aplicações no Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios – FIDC-NP

Representam 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 "empréstimos e recebíveis", considerando que o lastro desse fundo é principalmente, em direitos creditórios adquiridos.

Em 2017, os recursos aplicados no FIDC foram parcialmente utilizados para a liquidação dos financiamentos da Companhia (nota explicativa 11).

A exposição da Companhia ao risco de crédito associado aos clientes está divulgada na nota explicativa 22.3.

8. Investimentos

8.1. Mutações dos investimentos

| | Saldo em 31.12.2016 | Dividendos | Acervo líquido incorporado NTN | Resultado de participação em investimentos | Saldo em 31.12.2017 |
|--|---------------------|------------|--------------------------------|--|---------------------|
| Nova Transportadora do Nordeste S.A. - NTN | 2.325 | (765) | (1.738) | 178 | - |

8.1.1. Reestruturação societária

Em 28 de dezembro de 2017, a Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, ratificando a Assembleia ocorrida em 30 de novembro de 2017, aprovou a incorporação da Nova Transportadora do Nordeste S.A. – NTN, através da versão integral do patrimônio líquido da NTN, avaliado a valor contábil, para a TAG, extinguindo e sucedendo-a em todos os direitos e obrigações, conforme descrito na nota explicativa nº 1.

Considerando-se que a Companhia era a detentora da totalidade das ações da NTN, a incorporação não implicou em alteração no valor de seu capital social, já que os ativos líquidos da NTN correspondiam ao investimento ora registrado pela TAG.

A incorporação faz parte de um processo de reestruturação societária cujo objetivo é a simplificação da estrutura societária, redução de custos e gestão mais eficiente dos ativos envolvidos.

9. Imobilizado

9.1. Por tipo de ativos

| | Edificações e benfeitorias | Gasodutos e equip. transp. | Ativos em construção | Total |
|--|----------------------------|----------------------------|----------------------|---------|
| Saldo em 1º de janeiro de 2016 | 203 | 21.961 | 367 | 22.531 |
| Adições | - | - | 44 | 44 |
| Baixas | - | - | - | - |
| Transferências | (72) | (7.304) | (141) | (7.517) |
| Depreciação | (12) | (810) | - | (822) |
| Saldo em 31 de dezembro de 2016 | 119 | 13.847 | 270 | 14.236 |
| Custo | 168 | 18.238 | 270 | 18.676 |
| Depreciação acumulada | (49) | (4.391) | - | (4.440) |
| Saldo em 31 de dezembro de 2016 | 119 | 13.847 | 270 | 14.236 |
| Adições | - | - | 63 | 63 |
| Baixas | - | (2) | - | (2) |
| Reestruturação Societária (nota explicativa 1.1) | - | 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 |
| 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.

9.2. Abertura por tempo de vida útil estimada – Consolidado

| Vida útil estimada | Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens | | Saldo em 31.12.2017 |
|----------------------------|--|-----------------------|---------------------|
| | Custo | Depreciação Acumulada | |
| até 5 anos | 36 | (35) | 1 |
| 6 - 10 anos | 139 | (134) | 5 |
| 16 - 20 anos | 151 | (62) | 89 |
| 21 - 25 anos | 7 | (1) | 6 |
| 26 - 30 anos | 17.966 | (4.897) | 13.069 |
| 30 anos em diante | 17 | (11) | 6 |
| | 18.316 | (5.140) | 13.176 |
| Edificações e benfeitorias | 168 | (57) | 111 |
| Equipamentos e outros bens | 18.148 | (5.083) | 13.065 |

A estimativa da vida útil econômica dos equipamentos e outros bens foi revisada em 2017, tendo como base laudos elaborados por avaliadores internos.

10. Fornecedores

| | 2017 | 2016 |
|---|------|------|
| Terceiros no país | 24 | 34 |
| Partes relacionadas (Nota explicativa 13) | 151 | 62 |
| Saldo total no Passivo Circulante | 175 | 96 |

11. Financiamentos

Os empréstimos e financiamentos se destinaram à construção e ampliação da malha de gasodutos, dentre outros usos diversos.

A Companhia possui obrigações relacionadas aos contratos de financiamento (*covenants*), atendidas em 31 de dezembro de 2017, dentre elas a de apresentação das demonstrações financeiras no prazo de 90 dias para os períodos intermediários, sem revisão dos auditores independentes, e de 120 dias para o encerramento do exercício, com prazos de cura que ampliam esses períodos em 30 e 60 dias, dependendo do contrato. 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.

As movimentações dos saldos de longo prazo dos financiamentos são apresentadas a seguir:

| Não circulante | Mercado Bancário | |
|---|------------------|---------|
| | 2017 | 2016 |
| No país | | |
| Saldo em 1º de janeiro | 3.808 | 16.117 |
| Juros incorridos no período | 5 | 5 |
| Variações monetárias e cambiais | (23) | (2.399) |
| Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo | (787) | (9.915) |
| Saldo final em 31 de dezembro | 3.003 | 3.808 |
| Saldo total em 31 de dezembro | 3.003 | 3.808 |

| Circulante | 31.12.2017 | 31.12.2016 |
|--|------------------------------|------------|
| | Endividamento de Curto Prazo | |
| Parcela circulante de Endividamento de Longo Prazo | 855 | - |
| Juros Provisionados | 23 | 874 |
| Saldo total em 31 de dezembro | 878 | 874 |

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

| Vencimento em | até 1 ano | | | | | Total | Valor justo |
|-----------------------------------|-----------|------------|------------|------------|-------|-------|-------------|
| | até 1 ano | 1 a 2 anos | 2 a 3 anos | 3 a 4 anos | Total | | |
| Financiamentos em Reais (R\$) | 670 | 1.288 | 888 | - | 2.846 | 2.984 | |
| Indexados a taxas flutuantes | 670 | 1.288 | 888 | - | 2.846 | - | |
| Financiamentos em Dólares (US\$): | 208 | 414 | 413 | - | 1.035 | 979 | |
| Indexados a taxas fixas | 208 | 414 | 413 | - | 1.035 | - | |
| Total em 31 de dezembro de 2017 | 878 | 1.702 | 1.301 | - | 3.881 | 3.963 | |
| Total em 31 de dezembro de 2016 | 874 | 1.681 | 1.595 | 532 | 4.682 | 4.731 | |

(*) Em 31 de dezembro de 2017, o prazo médio dos financiamentos é de 2,15 anos.

11.2. Garantias

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

12. Arrendamentos mercantis

Em consonância com o Plano Estratégico e com o Plano de Negócios e Gestão 2017-2021 da Petrobras, a atividade de transporte de gás natural vem passando por adequações, de forma a manter garantido o direito da Petrobras em utilizar o sistema de transporte para o escoamento de sua produção e o atendimento a seus compromissos de venda de gás natural.

Nesse sentido, com base em estudos realizados internamente, decidiu-se pela rescisão do contrato de arrendamento financeiro do gasoduto Uruçu-Coari (Garsol), celebrado com a Petrobras, e seu posterior aporte na Companhia, com consequente aumento de capital, conforme mencionado na nota explicativa nº 1.

A fim de viabilizar a emissão do laudo de aporte a valor contábil, a Companhia considerou as seguintes tratativas:

- a rescisão do Contrato de Aluguel em vigor, isentando as partes de quaisquer penalidades ou indenizações decorrentes dessa rescisão; e
- a celebração de um Contrato de Comodato do Garsol, entre Petrobras e TAG, que teve por objeto dar a posse do ativo à TAG e garantir a continuidade da operação do referido gasoduto até que fosse efetivado o aporte do Garsol na TAG.

Em 16 de novembro de 2017, a Petrobras e a TAG procederam ao distrato do Contrato de Aluguel, celebrando, na mesma data, o Contrato de Comodato do ativo em referência. Este contrato possuía cláusula de encerramento automático na hipótese, entre outras, de transferência da propriedade do Garsol da Petrobras para a TAG.

Finalmente, em 30 de novembro de 2017, a Petrobras realizou o aumento de capital da Companhia mediante a transferência para a TAG da propriedade do gasoduto Uruçu-Coari (Garsol).


Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

13. Partes relacionadas
13.1. 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.

Esta política que orienta a 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, alinhados à transparência nos processos e às melhores práticas de Governança Corporativa, incluindo: (i) análise prévia pelo Comitê de Auditoria Estatutário (CAE) para transações celebradas com coligadas, com a União e com sociedades controladas por pessoal chave da administração e familiares com reporte mensal destas análises realizadas ao Conselho de Administração, para as transações que atendam aos critérios de materialidade estabelecidos na Instrução CVM 480/09; e (ii) aprovação prévia do Conselho de Administração para as transações envolvendo União, suas autarquias e fundações, devendo ser aprovada por no mínimo 2/3 dos seus membros.

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

| | Petrobras | NTS | Transpetro | 2017 | 2016 |
|--|--------------|-----------|--------------|--------------|--------------|
| Ativo | | | | | |
| Circulante | | | | | |
| Contas a receber por transporte de gás natural | 1.076 | - | - | 1.076 | 1.842 |
| Contas a receber por ressarcimento de gastos com projetos | - | 10 | - | 10 | - |
| Contas a receber por prestação de serviço de consultoria | - | 2 | - | 2 | 2 |
| Total | 1.076 | 12 | - | 1.088 | 1.844 |
| Passivo | | | | | |
| Circulante | | | | | |
| Fornecedores vinculados à operação e manutenção de gasodutos | - | - | 19 | 19 | 31 |
| Dividendos e juros sobre capital próprio propostos | 499 | - | - | 499 | 1.206 |
| Arrendamento mercantil financeiro | - | - | - | - | 21 |
| Adiantamento para futuro aumento de capital | - | - | - | - | 3.695 |
| Outras contas a pagar | 132 | - | - | 132 | 31 |
| Total | 631 | - | 19 | 650 | 4.984 |
| Não circulante | | | | | |
| Arrendamento mercantil financeiro | - | - | - | - | 914 |
| Total | 631 | - | 19 | 650 | 5.898 |
| Resultado | | | | | |
| Receitas, principalmente de serviços | 5.230 | 25 | - | 5.255 | 8.340 |
| Custos com serviços de operação e manutenção de gasodutos | - | - | (240) | (240) | (272) |
| Variações monetárias líquidas | (25) | - | - | (25) | 963 |
| Despesas financeiras líquidas | (52) | - | - | (52) | (202) |
| Total | 5.153 | 25 | (240) | 4.938 | 8.829 |

13.2. Remuneração da administração da Companhia

A remuneração dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia foi objeto de deliberação da Assembleia Geral Ordinária, realizada em 27 de abril de 2017. Foi deliberada a fixação do montante global de R\$ 7, válida para o período compreendido entre abril de 2017 e março de 2018.

No exercício de 2017, a remuneração dos membros da Diretoria foi de R\$ 3.

14. Tributos
14.1. Tributos correntes

| Imposto de renda e contribuição social | Ativo Circulante | | Passivo Circulante | |
|--|-------------------------|-------------|---------------------------|-------------|
| | 2017 | 2016 | 2017 | 2016 |
| No país: | | | | |
| Imposto de renda | 28 | 118 | 25 | 38 |
| Contribuição social | 5 | 9 | 25 | 19 |
| Total | 33 | 127 | 50 | 57 |
| Demais impostos e contribuições | Ativo Circulante | | Passivo Circulante | |
| | 2017 | 2016 | 2017 | 2016 |
| Impostos no país: | | | | |
| Imposto de renda | - | - | 12 | 11 |
| Contribuição social | - | - | 1 | 1 |
| ICMS | 1 | 2 | - | 37 |
| PIS/COFINS | 70 | 347 | 18 | 17 |
| Outros impostos | 9 | 9 | - | 6 |
| Total | 80 | 358 | 31 | 29 |

Os créditos de PIS/COFINS registrados no ativo não circulante são originados das aquisições de ativos imobilizados de acordo com as Leis 10.637/2002 (PIS) e 10.833/2003 (COFINS). A administração da Companhia espera realizar estes créditos com as operações futuras.

14.2. 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, 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.

14.3. 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:

| Imobilizado | Arrendamentos mercantis para processos judiciais | Provisão para processos judiciais | Prejuízos fiscais | | Contas a receber | Outros | Total |
|---------------------------------------|--|-----------------------------------|-------------------|--------|------------------|--------|---------|
| | | | receber | Outros | | | |
| Em 1º de janeiro de 2016 | (899) | 76 | 1 | 2.088 | - | 36 | 1.302 |
| Reconhecido no resultado do exercício | (56) | - | (2) | (686) | - | (12) | (756) |
| Em 31 de dezembro de 2016 | (955) | 76 | (1) | 1.402 | - | 24 | 546 |
| Reconhecido no resultado do exercício | (278) | - | 5 | (239) | 60 | (1) | (453) |
| Reclassificações | (43) | 77 | 3 | - | - | (37) | - |
| Programa de Regularização Tributária | - | - | - | (32) | - | - | (32) |
| Reconhecido no patrimônio líquido | - | (152) | - | - | - | - | (152) |
| Em 31 de dezembro de 2017 | (1.276) | 1 | 7 | 1.131 | 60 | (14) | (91) |
| Impostos diferidos ativos | | | | | | | 1.586 |
| Impostos diferidos passivos | | | | | | | (1.040) |
| Em 31 de dezembro de 2016 | | | | | | | 546 |
| Impostos diferidos ativos | | | | | | | 1.232 |
| Impostos diferidos passivos | | | | | | | (1.323) |
| Em 31 de dezembro de 2017 | | | | | | | (91) |

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

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 baseados em projeções efetuadas.

Em 31 de dezembro de 2017, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

| | Ativos | Passivos |
|----------------|--------------|--------------|
| 2018 | 1.231 | 3 |
| 2019 | - | 3 |
| 2020 | - | 3 |
| 2021 | - | 3 |
| 2022 | - | 3 |
| 2023 em diante | 1 | 1.308 |
| Total | 1.232 | 1.323 |

14.4. 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:

| | 2017 | 2016 |
|--|---------------|----------------|
| Lucro antes dos impostos | 3.338 | 9.829 |
| Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%) | (1.135) | (3.342) |
| Ajustes para apuração da alíquota efetiva: | | |
| Juros sobre capital próprio, líquidos | - | 85 |
| Incentivos fiscais | 86 | 145 |
| Exclusões/(Adições) permanentes, líquidas | - | (31) |
| Resultado de equivalência patrimonial | 60 | 468 |
| Outros | (7) | 16 |
| Imposto de renda e contribuição social | (996) | (2.659) |
| Imposto de renda e contribuição social diferidos | (453) | (756) |
| Imposto de renda e contribuição social correntes | (543) | (1.903) |
| Total | (996) | (2.659) |
| Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social | 29,84% | 27,05% |

15. Patrimônio líquido
15.1. Capital social realizado

Em 31 de dezembro de 2017 o capital subscrito e integralizado é de R\$ 5.907, representado por 5.688.344.962 ações ordinárias, sem valor nominal (R\$ 3.290, representado por 5.688.344.962 ações ordinárias, sem valor nominal, em 31 de dezembro de 2016).

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 nº 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 excessividade de capital e sem o cancelamento de ações, com a consequente diminuição do valor das ações já existentes, conforme mencionado na nota explicativa nº 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.

15.2. Transações de capital

Refere-se a transação com os acionistas, na qualidade de proprietários, e ao reconhecimento de ganho em operação não usual de desfazimento de leasing financeiro entre empresas do mesmo grupo econômico.

O saldo anterior considera os 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, além de considerar o 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.

Em função da reestruturação societária das empresas transportadoras de Gás (TAG, NTN), o leasing da Petrobras com a TAG foi revertido na data-base 16 de novembro de 2017, gerando um ganho de R\$ 297 registrado como transação de capital.

15.3. 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 2017, foram destinados do resultado R\$ 229, 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.

15.4. 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 2017, que está sendo encaminhada pela Administração da Companhia à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral de Acionistas, no montante de R\$ 1.996, atende aos direitos garantidos aos acionistas.

Demonstração do lucro básico para cálculo de dividendos:

| | 2017 |
|--|--------------|
| Lucro líquido do exercício | 2.342 |
| Apropriação: | |
| Reserva legal | (117) |
| Reserva de incentivo fiscal 2017 | (229) |
| Lucro líquido para distribuição | 1.996 |
| Dividendos mínimos obrigatórios | 499 |
| Dividendo adicional proposto | 1.497 |
| Total de dividendos propostos | 1.996 |

15.5. Resultado por ação

| | 2017 | 2016 |
|--|-----------|-----------|
| Lucro líquido do exercício atribuível ao acionista | 2.342 | 7.170 |
| Quantidade de ações ordinárias | 5.688.345 | 5.688.345 |
| Lucro líquido básico e diluído por ação (R\$ por ação) | 0,40 | 2,18 |

16. Receita de serviços

| | 2017 | 2016 |
|----------------------------|--------------|--------------|
| Receita bruta de serviços | 5.428 | 7.319 |
| Encargos sobre serviços | (838) | (1.033) |
| Receita de serviços | 4.590 | 6.286 |

17. Outras receitas (despesas) líquidas

| | 2017 | 2016 |
|---|-----------|--------------|
| Penalidade sobre venda de serviços (*) | 36 | 553 |
| Glosa faturamento contrato Uruçu-Manaus | (177) | - |
| Baixa contas a pagar - valores prescritos | 25 | - |
| Perdas com processos judiciais | (52) | - |
| Subvenções e assistências governamentais | 229 | 425 |
| Seguros | (8) | (10) |
| Recuperação de despesas com NTS | 6 | - |
| Outros | 4 | 45 |
| Total | 63 | 1.013 |

(*) 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.

18. Despesas por natureza

| | 2017 | 2016 |
|--|--------------|--------------|
| Gastos com pessoal | (35) | (26) |
| Depreciação e amortização | (628) | (822) |
| Serviços contratados, fretes, aluguéis e encargos gerais | (18) | (60) |
| Aluguel de equipamentos, compressores e serviços de compressão | (53) | (86) |
| Operação e manutenção | (240) | (272) |
| Tributárias | (44) | 100 |
| Penalidade sobre venda de serviços | 36 | 553 |
| Glosa faturamento contrato Uruçu-Manaus | (177) | - |
| Baixa contas a pagar - valores prescritos | 25 | - |
| Perdas com processos judiciais | (52) | - |
| Subvenções e assistências governamentais | 229 | 425 |
| Seguros | (8) | (10) |
| Outros | (3) | 46 |
| Total | (968) | (152) |

Na Demonstração do Resultado

| | 2017 | 2016 |
|---|--------------|--------------|
| Custo dos produtos e serviços prestados | (929) | (1.206) |
| Gerais e administrativas | (58) | (59) |
| Tributárias | (44) | 100 |
| Outras receitas (despesas) líquidas | 63 | 1.013 |
| Total | (968) | (152) |



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

| 19. Resultado financeiro líquido | | |
|---|--------------|--------------|
| | 2017 | 2016 |
| Variações cambiais e monetárias s/ endividamento líquido | (53) | 2.948 |
| Despesa com endividamentos | (289) | (1.225) |
| Resultado financeiro sobre endividamento líquido | (342) | 1.723 |
| Encargos sobre obrigações arrendamento financeiro, líquido | (52) | (61) |
| Atualização monetária sobre gastos com gerenciamento de obras - NTN | (25) | - |
| Atualização monetária sobre arrendamento financeiro | (34) | (100) |
| Atualização monetária sobre dividendos | (170) | - |
| Receitas com recebíveis de ativos financeiros | 101 | 435 |
| Outras receitas (despesas) financeiras líquidas | (7) | 52 |
| Outras variações cambiais e monetárias líquidas | 67 | 270 |
| Resultado financeiro líquido | (462) | 2.319 |
| Receitas | 103 | 494 |
| Despesas | (350) | (1.293) |
| Variações cambiais e monetárias, líquidas | (215) | 3.118 |
| Total | (462) | 2.319 |

| 20. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa | | |
|--|------|-------|
| | 2017 | 2016 |
| Valores pagos durante o período | | |
| Imposto de renda e contribuição social | 374 | 1.892 |
| Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa | | |
| Contrato com transferência de benefícios, riscos e controles de bens | 123 | 161 |

21. Processos judiciais e contingências

21.1. Processos judiciais provisionados

A Companhia constituiu provisões em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e para os quais possa ser feita uma estimativa confiável.

Os valores provisionados são os seguintes:

| Passivo não circulante | | |
|------------------------|-----------|----------|
| | 2017 | 2016 |
| Trabalhistas | 10 | 5 |
| Fiscais | 11 | - |
| Total | 21 | 5 |
| Saldo inicial | 5 | 1 |
| Adições líquidas | 16 | 4 |
| Saldo final | 21 | 5 |

21.2. Depósitos judiciais

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

| Ativo não circulante | | |
|----------------------|-----------|------------|
| | 2017 | 2016 |
| Trabalhistas | 1 | 1 |
| Fiscais | 77 | 109 |
| Cíveis | 5 | 2 |
| Total | 83 | 112 |

21.3. Processos judiciais não provisionados

Os processos judiciais que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou que não possa ser feita uma estimativa suficientemente confiável do valor da saída de recursos, para o qual, não são reconhecidos, mas são divulgados, a menos que seja remota a possibilidade de saída de recursos.

Os passivos contingentes estimados para os processos judiciais em 31 de dezembro de 2017 para os quais a probabilidade de perda é considerada possível são apresentadas na tabela a seguir:

| Natureza | | |
|--------------|------|--------------|
| | 2017 | 2016 |
| Fiscais | | 1.313 |
| Cíveis | | 363 |
| Ambientais | | 87 |
| Trabalhistas | | 16 |
| Outros | | 6 |
| Total | | 1.785 |

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

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, 4.026.203, 4.042.170-3. Execuções Fiscais nº: 1500012-07.2016.8.26.0445 e 502030-61.2014.8.26.0577. Situação atual: Os processos estão em diferentes estágios de tramitação, ainda pendentes de uma decisão judicial de mérito. 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. 340

Autor: União Federal

3) Compensações de impostos federais não homologadas com as respectivas multas isoladas - Processos nº 16682.901.968/2016, 16682.720503/2013, 16682.721.208/2017, 16682.903.279/2017, 16682.900.017/2014 e 16682.903.277/2017 Situação atual: As referidas demandas ainda pendem de decisão administrativa pelo Fisco. 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. 74

Autor: Secretaria de Fazenda do Estado do Rio de Janeiro

5) Aproveitamento indevido de crédito de ICMS - Execuções Fiscais nº 0009088-38.2016.8.19.0021 e 2227418-41.2011.8.19.0021 Situação atual: Os processos estão em diferentes estágios de tramitação, ainda pendentes de uma decisão judicial de mérito. 65

6) Processos diversos de natureza fiscal

Total de processos de natureza fiscal 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. 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. Após discussões em Tribunais de instâncias inferiores, com recursos de ambas empresas, em 03/02/2014, os recursos foram remetidos ao Superior Tribunal de Justiça. 360

2) Processos diversos de natureza cível

Total de processos de natureza cível 363

21.4. Ação judicial contra a ANP, relativa à alteração da tarifa de transporte do gasoduto Urucu-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 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 Urucu-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 Urucu-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 Urucu-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 Urucu-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. A referida ação, no valor de R\$ 836, encontra-se pendente de julgamento em 1ª instância.

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.

22. Gerenciamento de riscos

A gestão da TAG é realizada por seus diretores, com base na política corporativa para gerenciamento de riscos da sua controladora Petrobras. Esta política visa 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:

22.1. 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 2017 está concentrada em seus empréstimos e financiamentos sujeitos à variação cambial do Dólar norte-americano, conforme mencionado na Nota 11.1 cujo saldo está valorizado pela taxa de fechamento de 3,3080, em 31 de dezembro de 2017.

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 2017, respectivamente, que os cenários possível e remoto consideram a variação de risco de 25% e 50%, respectivamente, em relação a esta mesma data.

| | Risco | Cenário Provável | Cenário Possível (Δ de 25%) | Cenário Remoto (Δ de 50%) |
|----------------------|------------|------------------|-----------------------------|---------------------------|
| Em 31.12.2017 | | | | |
| Financiamentos | Dólar/Real | 1.035 | 259 | 518 |

22.2. 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.

22.3. 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 está representada pelos saldos de caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2017. Também é representado por contas a receber, o que, no entanto, é atenuado por possuir como único cliente a sua controladora Petrobras.

A administração avalia que os riscos de crédito associados aos saldos de caixa e equivalentes de caixa e títulos 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.

22.4. 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 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 31.12.2017 |
|------------|------|------|------|------|------|------------|
| | 878 | 851 | 851 | 764 | 537 | 3.881 |

22.5. 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.

23. Valor justo dos ativos e passivos financeiros

Os valores justos de caixa e equivalente de caixa, do contas a receber, da dívida de curto prazo, bem como de demais ativos e passivos de longo prazo são equivalentes ou não diferem significativamente de seus valores contábeis.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

GUILHERME PONTES GALVÃO FRANÇA
Presidente

ERICK PORTELA PETTENDORFER
Conselheiro

ANDRÉ NUNES
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

ROGÉRIO GONÇALVES MATTOS
Diretor Superintendente

ANDRÉ LUIZ ROIZMAN
Diretor Administrativo-Financeiro

FERNANDO JOSÉ ENNES DE SENNA
Diretor Técnico-Operacional

PAULO LEONARDO MARINHO FILHO
Diretor Comercial

ROGÉRIO AFONSO RIBEIRO
Contador
CRC-RJ - 087118/O-3



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

CNPJ 06.248.349/0001-23 - Empresa do Sistema Petrobras

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 2017 e as respectivas demonstrações de resultado, de 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 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa 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.

Ênfases

Investigação da Operação Lava Jato

Chamamos a atenção para a nota explicativa 3 às demonstrações financeiras, que descreve o estágio atual das investigações relacionadas com a "Operação Lava-Jato". Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia não identificou informações adicionais que impactasse a metodologia de apuração do ajuste e por referentes aos gastos adicionais que foram capitalizados indevidamente na aquisição do imobilizado que pudessem afetar as demonstrações financeiras do exercício findo nessa data. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

Transação com partes relacionadas

Chamamos a atenção para o fato que a totalidade das operações de prestação de serviço relacionadas ao transporte de gás são realizadas com a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, conforme descrito nas notas explicativas nº 1 e 13 às demonstrações contábeis. Portanto, as demonstrações financeiras acima referidas devem ser lidas neste contexto. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

Outros assuntos

Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior

O balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016 e as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa e respectivas notas explicativas para o exercício findo nessa data, apresentados como valores correspondentes nas demonstrações financeiras do exercício corrente, foram anteriormente auditados por outros auditores independentes, que emitiram relatório em 28 de março de 2017, sem modificação.

Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, 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, aparente 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 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.

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 financeiras 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.

Comunicamos-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, 09 de março de 2018

KPMG Auditores Independentes

CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Marcelo Luiz Ferreira

Contador CRC RJ-087095/O-7



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 2017, tendo por base o Relatório da KPMG Auditores Independentes, de 09 de março de 2018, 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 2017, no valor de R\$ 2.342.360.388,41 (dois bilhões, trezentos e quarenta e dois milhões, trezentos e sessenta mil, trezentos e oitenta e oito reais e quarenta e um centavos):

- Constituição de Reserva Legal no montante de R\$ 117.118.019,42 (cento e dezessete milhões, cento e dezoito mil, dezenove reais e quarenta e dois centavos), em conformidade com o artigo 193, da Lei nº 6.404/76.
- Constituição de Reserva de Incentivos Fiscais no montante de 229.220.157,99 (duzentos e vinte e nove milhões, duzentos e vinte mil, cento e cinquenta e sete reais e noventa e nove centavos), em conformidade com o artigo 195, da Lei nº 6.404/76; e

milhões, duzentos e vinte mil, cento e cinquenta e sete reais e noventa e nove centavos), em conformidade com o artigo 195, da Lei nº 6.404/76; e

- Distribuição de dividendos totais no montante de R\$ 1.996.022.211,00 (um bilhão, novecentos e noventa e seis milhões, vinte e dois mil e duzentos e onze reais).

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, 09 de março de 2018.

Marcia Castanheira Schneider

Presidente

Daniel Antonio Marchi
Conselheiro

Rodrigo Sampaio Marques
Conselheiro

26 MILHÕES DE LEITORES QUE FAZEM A ECONOMIA GIRAR

DIGITAL: 22 MILHÕES + IMPRESSO: 4,3 MILHÕES DE LEITORES ÚNICOS

Mostre sua boa governança publicando o Balanço Anual em dois dos maiores jornais do país: O Globo, com mais de 90 anos de credibilidade, e Valor Econômico, líder no segmento de economia e negócios.

O GLOBO | Valor

EFICIÊNCIA E VISIBILIDADE, AGORA EM DOSE DUPLA

ANUNCIE: 11 3767.7043 | 21 3521.1417 | 61 3717.3333

valor.com.br/comunicacaocominvestidores

Fonte: leitores impresso Kantar Ibope Media Target Group Index BR TG 2017 II (2016 2s + 2017 1s) v1.0 - Pessoas, leitores impresso 7 dias jornal e 30 dias versão lido via Mídia Online, com projeção Brasil base IVC.

Leitores Digital comScore Inc., MMX Multi-Platform, Desktop 6+ Mobile 18+, Home & Work, dezembro/17, Brasil | *Total Leitores = Somados digital + impresso com sobreposição de leitores.

