



SANTA MARIA
Mais energia para sua vida

elfsm.com.br

PLANO DE NEGÓCIOS

Elaborado	Aprovado		Código
Diretoria Executiva	Documento aprovado na reunião do Conselho de Administração, em 18/12/2019		PN.01
Data Elaboração	Revisão	Data Revisão	Data <u>Reaprovação</u>
12/12/2019	01	26/08/2020	27/10/2020

1. OBJETIVO

Este Plano de Negócios tem por objetivo principal apontar a direção empresarial que deverá ser seguida pela Santa Maria nos próximos 05 (cinco) anos, acompanhada de metas que permitirão a aferição de desempenho.

2. CONTEXTUALIZAÇÃO

Este Plano de Negócios foi elaborado em consonância com o contexto empresarial da Santa Maria, contemplando o ciclo 2020-2026, e ainda, em atendimento ao disposto no Componente A2 (Transparência) da Resolução Normativa nº 787, de 24 de outubro de 2017, da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

3. APRESENTAÇÃO

3.1. História

A história da Santa Maria confunde-se com a história de seu fundador, Henrique Nunes Coutinho.

Henrique Nunes Coutinho nasceu em 12 de fevereiro de 1904 na Fazenda Jovem Arminda, situada em Barra do Córrego Senador, nas proximidades de São Zenon, no vale do Rio Santa Maria, no município de Colatina, ES. A propriedade tinha uma boa estrutura com engenho para fabricação de açúcar e cachaça, moinho, máquinas para beneficiar arroz e café, acionadas por máquina a vapor utilizando lenha como combustível.



Figura 1 - Henrique Nunes Coutinho, fundador da Santa Maria

Era tempo de colonização na região e a Fazenda Jovem Arminda foi montada por seu pai, Arthur Coutinho D'Alvarenga, para servir de apoio às famílias de imigrantes italianos que por ali chegavam no final do século XIX.

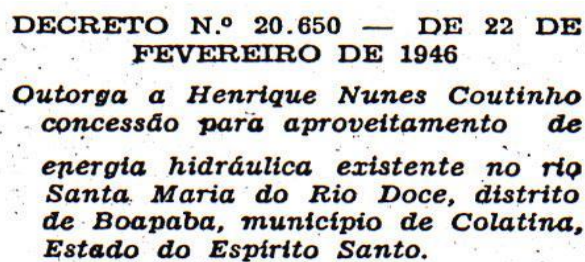
Com pouco mais de 20 anos de idade, na década de 20, o jovem Henrique Nunes Coutinho, leigo, mas curioso sobre assuntos de energia elétrica, construiu uma usina hidrelétrica na Fazenda, no próprio Rio Santa Maria. Trabalhou enormes troncos de madeira para fazer a represa, e logo a energia

elétrica substituiu a máquina a vapor que movimentava os engenhos da Jovem Arminda. Até uma fábrica de gelo havia na Fazenda.

Em 1938, já estava projetando uma nova usina. Comprou uma fazenda em Mutum (hoje, distrito de Boapaba, município de Colatina) para criar gados bovino e suíno, e lá, na margem direita do Rio Santa Maria, Henrique Nunes Coutinho construiu uma nova usina hidrelétrica, com estrutura para beneficiar café, arroz e milho.

Construiu uma usina maior na margem esquerda do Rio Santa Maria, concluída em 1945. Sua intenção era a transferência, para o Bairro Vila Lenira, em Colatina, de sua indústria de beneficiamento de cereais, mediante a construção de uma linha de 11,4 kV, com extensão aproximada de 12 quilômetros.

A Prefeitura de Colatina, na época, adquiriu a energia excedente, pois a cidade era servida precariamente por energia elétrica gerada por uma pequena usina térmica com caldeira à lenha e um motor diesel. Era a energia “vagalume”, fornecida apenas durante algumas horas por dia.



**DECRETO N.º 20.650 — DE 22 DE
FEVEREIRO DE 1946**
*Outorga a Henrique Nunes Coutinho
concessão para aproveitamento de
energia hidráulica existente no rio
Santa Maria do Rio Doce, distrito
de Boapaba, município de Colatina,
Estado do Espírito Santo.*

Figura 2 - Decreto N° 20.650, de 22 de fevereiro de 1.946

Mas essa energia excedente da usina foi suficiente apenas por algum tempo, pois a cidade acelerou seu crescimento com a luz elétrica. Por isso, Henrique Nunes Coutinho construiu outra usina ao lado da segunda e, em 1950, o então governador do Estado negociou com ele a construção de uma usina para atender ao distrito de São João de Petrópolis e à Escola Agrotécnica situada no mesmo distrito, no município de Santa Teresa, ES. Surgia, então, a usina de Tabocas, que atendeu ainda Mutum, Vila de São Antônio, Vinte e Cinco de Julho e São Roque.

Com a energia e o desenvolvimento, surgiram em Colatina as primeiras indústrias madeireiras e logo a energia passou a ser pouca para atender à demanda. Assim, esse pioneiro da energia elétrica em nossa região, instalou em 1953, no atual Bairro Lacê, em Colatina, uma usina termelétrica acionada por dois motores diesel de 310 HP cada um.

Posteriormente, buscando suprir a necessidade de energia elétrica, surgiu mais uma usina hidrelétrica, desta vez na Cachoeira do Oito, no Rio Pancas, em Colatina, concluída em 1957.

Em 1959, foi constituída a Empresa Luz e Força Santa Maria S/A, sob a presidência de Henrique Nunes Coutinho, com sede em Colatina, Estado do Espírito Santo.

Um salto importante ocorreu no ano de 1961: para atender ao aumento do consumo da área atendida, a Santa Maria contratou a compra de energia elétrica gerada pela Usina de Rio Bonito, no Rio Santa Maria de Vitória, município de Santa Leopoldina, ES, pertencente à Espírito Santo Centrais Elétricas S/A-ESCELSA, hoje EDP-ES.

Essa interligação significou mais abundância de eletricidade, permitindo ampliar os serviços da Empresa e levar energia ao município de São Gabriel da Palha, ES, passando pelos distritos de Paul, Graça Aranha, Novo Brasil, Governador Lindenberg e também São Domingos. De São Gabriel foi construído um ramal até Pancas.

Em seguida, um grande programa de eletrificação rural foi realizado, tornando a Empresa Luz e Força Santa Maria S/A pioneira da eletrificação rural no Brasil.

Outro fato importante foi a construção, nos anos de 1969 a 1972, da usina da Cachoeira da Onça, no Rio São José, em São Gabriel da Palha, que possibilitou levar a energia para Vila Valério, Fartura, Águia Branca, Vila Verde e Alto Rio Novo.

Em 3 de fevereiro de 1999 foi celebrado o Contrato de Concessão nº 20/99 com a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL, tendo por objeto regular a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica na área de atuação da Empresa Luz e Força Santa Maria S/A.

Em 2015, a Santa Maria celebrou aditivo contratual que concedeu mais 30 anos de exploração da concessão de distribuição de energia elétrica para a região noroeste do estado.

Nossa História

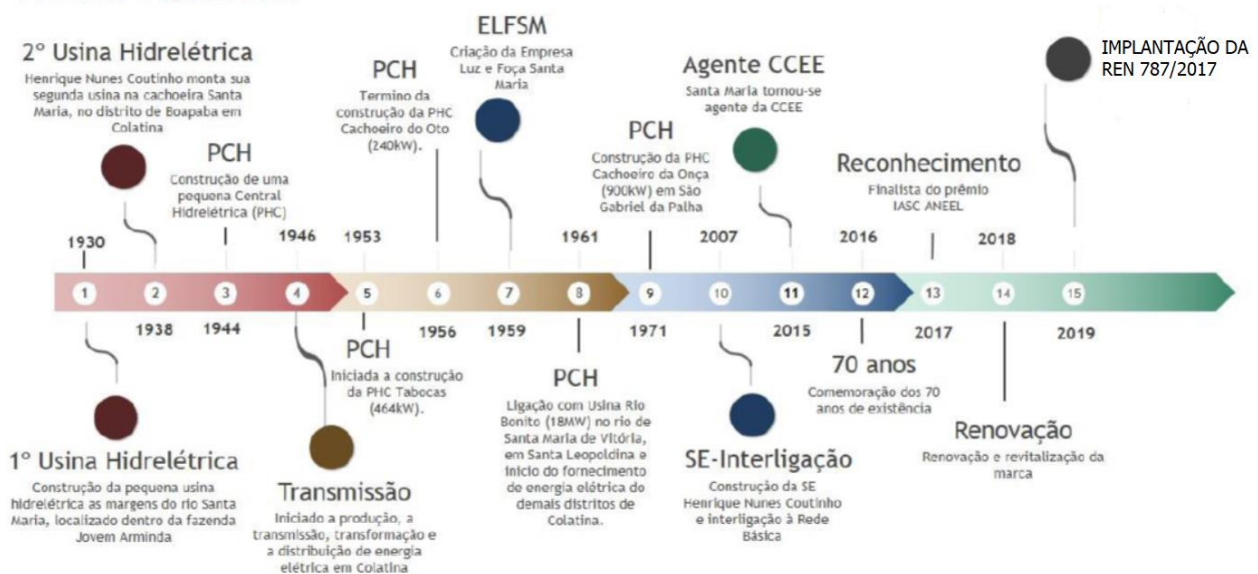


Figura 3 - História da Santa Maria

1930



2026

3.2. Área de Concessão

A base de operações da Santa Maria se concentra em Colatina/ES. Sua área de concessão ocupa cerca de 5 mil km², o que representa 10% da área territorial do estado do Espírito Santo, abrangendo os municípios de Colatina (exceto o distrito de Itapina), Pancas, São Gabriel da Palha, Alto Rio Novo, Águia Branca, São Domingos do Norte, São Roque do Canaã, Marilândia, Governador Lindenberg, parte de Santa Teresa e parte de Vila Valério.

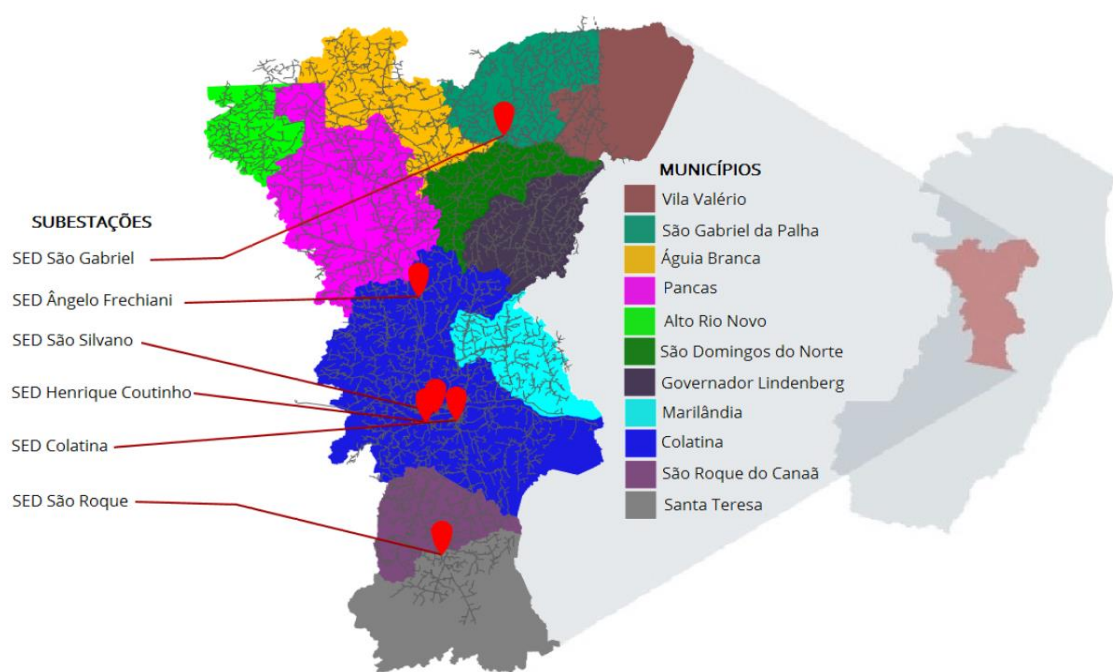


Figura 4 - Área de concessão

3.3. Estrutura Organizacional de Controle e de Gerenciamento de Riscos

Em conformidade com a Resolução Normativa ANEEL nº 787/2017, a Santa Maria passou por readequação estrutural em 2019, relacionada à Governança Corporativa.

Até o exercício de 2018, a Companhia possuía como órgão de administração sua Diretoria Executiva, composta por 3 (três) membros, sendo estes: Diretor-

Presidente, Diretor Vice-Presidente e Diretor, e um Conselho Fiscal não permanente. Além desses órgãos, até abril de 2019 a Santa Maria possuía um Conselho Consultivo, formado por 5 (cinco) membros, sendo 3 (três) diretores e 2 (dois) acionistas, responsável em assessorar a diretoria e com esta colaborar, sempre que por ela solicitado. Após a criação do Conselho de Administração, que ocorreu em abril de 2019, o Conselho Consultivo foi extinto.

3.3.1. Adequações na Estrutura Organizacional

Com a finalidade de atender a Resolução Normativa ANEEL nº 787/2017, a Santa Maria promoveu as seguintes mudanças em sua estrutura organizacional:

- Criação do Conselho de Administração com 5 (cinco) membros, dentre os quais 1 (um) membro é independente;
- Inclusão do processo de avaliação anual do desempenho dos administradores, conforme critérios estabelecidos;
- Alteração/inserção dos requisitos mínimos para posse nos cargos de Diretores, Conselheiros e Controllers (*Compliance* e Auditoria Interna); e
- Criação das áreas de *Compliance* e Auditoria Interna.

3.3.2. Órgãos de Governança

Diante das adequações acima expostas, os órgãos de Governança Corporativa e de controle e gerenciamento de riscos da Santa Maria ficaram assim definidos:

- **Conselho de Administração:** é o órgão deliberativo da Santa Maria, responsável por determinar as diretrizes gerais do negócio, de modo a buscar o cumprimento de seu objeto social e decidir sobre questões estratégicas, tendo como missão proteger e valorizar o patrimônio da Companhia e maximizar o retorno do capital investido.
- **Diretoria Executiva:** órgão executivo de administração, competindo-lhe a execução das diretrizes e políticas definidas pelo Conselho de Administração e os negócios da Companhia, visando o cumprimento de seu objeto social.

- **Conselho Fiscal:** órgão independente do Conselho de Administração e da Diretoria, com funcionamento não permanente e atribuições, competências e poderes previstos em lei e em seu regimento interno.
- **Compliance, Gestão de Riscos Corporativos e Controles Internos:** área responsável pela conformidade com normas legais e regulatórias, bem como a gestão dos riscos corporativos da Santa Maria.
- **Auditoria Interna:** setor responsável pela avaliação e testes das atividades de controle da Santa Maria, permitindo ao Conselho de Administração, à Diretoria e ao Conselho Fiscal, quando instalado, aferir a adequação dos controles internos e governança, a efetividade do gerenciamento dos riscos e dos processos, o cumprimento de normas e regimentos e a confiabilidade do processo de coleta, mensuração, classificação, registro e divulgação de eventos e transações com vistas ao preparo de demonstrações financeiras.
- **Comitê de Ética:** composto por 7 (sete) membros, formado por um grupo de trabalho representativo, multissetorial e multinível, criado com o objetivo de ser uma instância consultiva, investigativa e educacional em relação às posturas aceitáveis dentro de uma organização.
- **Comitê Técnico de Engenharia:** composto por 3 (três) membros, formado por técnicos de nível superior experientes em atuação no setor elétrico, criado com o objetivo discutir soluções técnicas e assessorar a Alta Direção Executiva e o Conselho de Administração nas decisões técnicas de engenharia e investimentos em ativos elétricos pertinentes às atividades da Companhia.

4. IDENTIDADE ORGANIZACIONAL

4.1. Objeto Social

A Santa Maria atua exclusivamente na prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica, sob o Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 20/1999-ANEEL, que concede a exploração desse serviço até 07 de julho de 2045, nos termos do Despacho do Ministro de Estado de Minas e Energia, de 09 de novembro de 2015, com fulcro na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012 e no Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015.

4.2. Missão, Visão, Valores e Fatores Críticos de Sucesso

Missão: Levar Energia Elétrica com Qualidade a todos os cantos e para toda sociedade.

Visão: Ser reconhecida como a melhor distribuidora de energia elétrica do Brasil.

Valores:

- **ÉTICA:** Agir respeitando as regras e preceitos morais dos indivíduos e da sociedade.
- **TRANSPARÊNCIA:** Clareza no relacionamento com seus clientes, colaboradores, fornecedores, investidores e demais integrantes da sociedade.
- **SEGURANÇA:** Zelar pela vida como bem maior.
- **COMPETÊNCIA:** Dispor de profissionais qualificados trabalhando em equipe, buscando a excelência na prestação dos serviços.
- **COMPROMETIMENTO:** Compromisso em contribuir com o desenvolvimento de todos os setores da sociedade.
- **SUSTENTABILIDADE:** Buscar a longevidade do negócio incluindo diretrizes de responsabilidade social e ambiental.

Fatores críticos de sucesso: Fatores críticos de sucesso são pontos-chave que, quando bem executados, definem e garantem o desenvolvimento e o crescimento de uma empresa e seu negócio, atingindo seus objetivos. Em contrapartida, quando estes mesmos fatores são negligenciados ou ignorados, contribuem muito para o fracasso da Organização. Os fatores críticos de sucesso devem e precisam ser encontrados através de um estudo aprofundado dos próprios objetivos da empresa, derivando de sua missão, sua visão e seus valores, tornando-se referências obrigatórias e fundamentais para que a empresa sobreviva, seja competitiva e tenha sucesso. Considerando o contexto empresarial da Santa Maria (prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica), destacam-se os seguintes fatores críticos de sucesso:

- Administrar adequadamente os processos de reajustes e revisões tarifárias promovidos pela ANEEL, visando garantir, por meio de uma tarifa justa e módica, o equilíbrio econômico e financeiro da concessão e o retorno do capital investido;

- Controlar adequadamente os custos operacionais reais (Parcela B), visando garantir a sua integral cobertura tarifária;
- Gerenciar adequadamente a contratação de energia e demanda de modo a suprir o mercado com o melhor custo;
- Garantir que os indicadores de qualidade e de sustentabilidade econômica e financeira, previstos no contrato de concessão, se mantenham em patamares adequados em relação aos parâmetros mínimos regulatórios estabelecidos pela ANEEL;
- Garantir a observância e o cumprimento da legislação setorial, bem como de todas as demais obrigações previstas no contrato de concessão em vigor; e
- Gerenciar pessoas visando o desenvolvimento do capital humano e alcance dos objetivos do negócio.

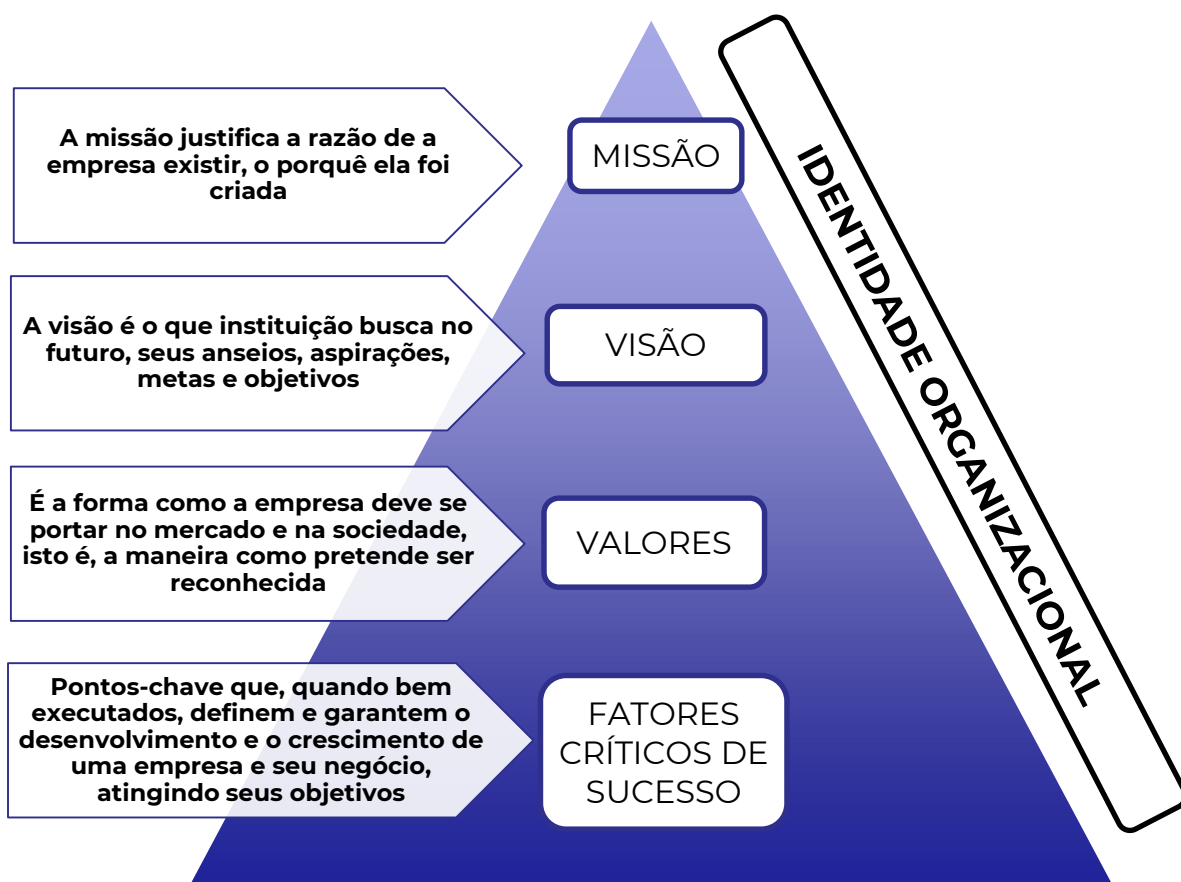
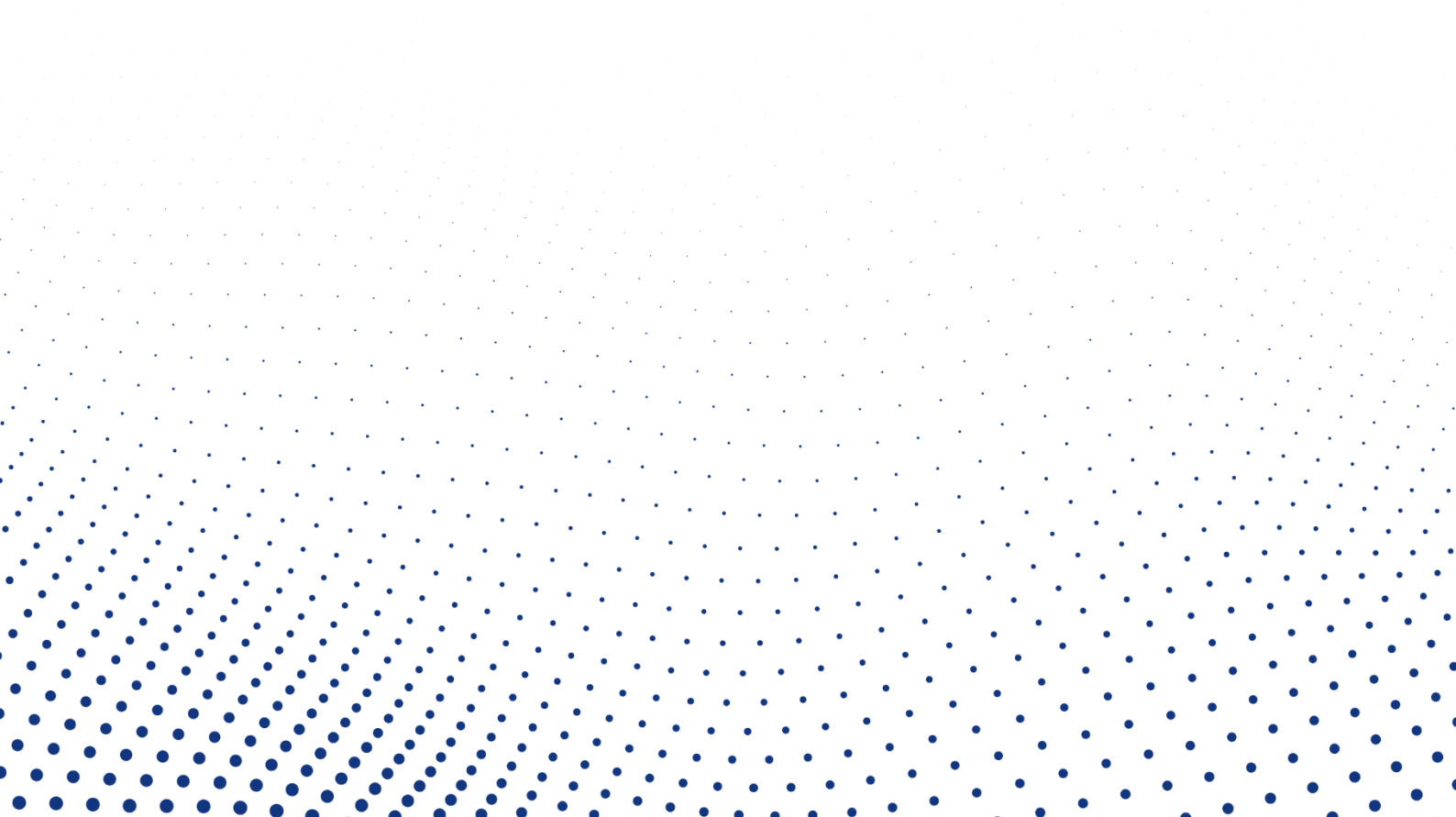


Figura 5 - Pilares da identidade organizacional

PLANO DE NEGÓCIOS



5. CONTEXTUALIZAÇÃO DO HORIZONTE DE PLANEJAMENTO

Nos próximos 05 anos estão previstas obras importantes para o sistema elétrico da Santa Maria. A de maior destaque é a consolidação de um novo ponto de conexão com o Sistema Interligado Nacional. Associado a esta conexão estão a construção de uma nova subestação, além de duas linhas de distribuição. Ainda estão previstos reforços nas redes de distribuição, aquisição de novo transformador de força, melhoria na proteção de subestações, aumento do parque de equipamentos especiais, além de obras de rotina da distribuição. A busca por evolução no desempenho dos índices de continuidade e por modicidade tarifária é constante na rotina da Santa Maria, o que pode ser comprovado pela trajetória dos indicadores de qualidade de fornecimento e pela redução da tarifa de energia elétrica em 2019.

O projeto de novo ponto de conexão com a Rede Básica, com montantes significativos de investimentos, demonstra que a empresa busca constantemente a melhoria da qualidade dos serviços prestados e da confiabilidade no fornecimento de energia aos seus clientes. A concretização desse projeto será mais um marco importante na história da Santa Maria.

5.1. Análise de Ambiente (SWOT)

A Análise de SWOT é uma ferramenta-conceito utilizada para fazer a análise de cenário (ou de ambiente), proporcionando a base para um planejamento.

Análise SWOT



Figura 6 - Ilustração SWOT

Focada nos fatores críticos de sucesso e no horizonte de planejamento, a Santa Maria determinou questões pertinentes com seu contexto, como segue:

	FATORES POSITIVOS	FATORES NEGATIVOS
FATORES INTERNOS	<i>Força</i>	<i>Fraquezas</i>
	Indicadores de Qualidade e Continuidade	Único ponto de conexão ao sistema interligado
	Imagem	Ausência de um RH Estratégico
	Saúde financeira	-
	Gestão de ativos elétricos	-
FATORES EXTERNOS	<i>Oportunidades</i>	<i>Ameaças</i>
	Segundo ponto de conexão ao sistema	Crescimento da geração distribuída
	-	Variação abrupta do mercado
	-	-
	-	-

Tabela 1 - Questões pertinentes com contexto

5.2. Riscos, Oportunidades e Contingências

A análise de riscos teve como foco principal levantar possíveis ocorrências com potencial de impedir ou dificultar a concretização de uma determinada meta empresarial. Tal metodologia foi implementada seguindo as determinações da PL.03 Política de Administração de Riscos Corporativos aprovada pelo Conselho de Administração desta Concessionária em 21/07/2020.

Questão pertinente	Principais Objetivos	Principais Riscos	Contingências
FRAQUEZA - Único ponto de conexão ao sistema interligado (Rede Básica)	Reduzir riscos de interrupção generalizada no fornecimento de energia elétrica da distribuidora em situações normais e contingência, reduzir perdas e reduzir risco de não conseguir atender novas cargas num futuro próximo.	Interrupção no fornecimento de energia dos consumidores da distribuidora em função de falhas no ponto de suprimento existente e limitação em capacidade no atendimento de cargas futuras.	Implementação de novo ponto de conexão à rede básica até 2024. Até que a execução deste novo ponto (obra) não tenha sido concluído, manter atenção ao comportamento do sistema elétrico que hoje atende à distribuidora e agir junto ao ONS para que medidas preventivas sejam adotadas para manter o seu bom funcionamento.
Fraqueza – RH Estratégico	Assegurar a gestão dos Recursos Humanos de forma estratégica, promovendo a contínua capacitação, retenção de talentos, e ainda, assegurando sucessões sem perda de conhecimento e produtividade	Capital humano não preparado para alcançar os objetivos do negócio	- Implementação do projeto “RH Estratégico”, contemplando: Plano de Sucessão e Plano de Carreira / Programa de Treinamento continuado / Abertura de parcerias junto a entidades que qualificam mão de obra local

FORÇA - Indicadores de Qualidade e Continuidade	Garantir que os indicadores previstos no contrato de concessão e em demais atos regulatórios, se mantenham em patamares adequados em relação aos parâmetros mínimos estabelecidos pela ANEEL, além de promover a melhoria contínua destes, alinhando-os às estratégias do negócio.	Queda do desempenho operacional, comercial e administrativo/financeiro a patamares abaixo de performance interna determinada e outrora obtida, ou ainda, a patamares que se configurem como transgressões dos limites estabelecidos pelo órgão regulador, imagem institucional desvalorizada.	Manutenção das rotinas do Sistema de Gestão da Qualidade (mapeamento de processos, estabelecimento de procedimentos, treinamentos, estabelecimento de indicadores de desempenho para os processos em consonância com metas do regulador, reuniões de análise de dados periódicas para avaliação do desempenho); e ainda, aplicação dos testes de controle pela Auditoria Interna de forma a aferir se os controles existentes se demonstram adequados aos riscos conexos aos diversos processos da Distribuidora.
FORÇA - Imagem	Garantir o cumprimento dos VALORES Institucionais.	Queda na satisfação dos clientes.	Manutenção do Programa de Integridade, com a imersão de toda a estrutura nas práticas previstas no Código de Conduta Ética e Integridade, objetivando o engajamento de todos na identidade organizacional da Santa Maria; Manutenção das rotinas do Departamento de Comunicação Institucional, validando cada vez mais o papel da Santa Maria na sociedade.

FORÇA - Saúde Financeira	Garantir a continuidade do equilíbrio econômico e financeiro da concessão	Desequilíbrio econômico e financeiro da concessão	Administrar adequadamente os processos de reajustes e revisões tarifárias promovidos pela ANEEL, visando garantir, por meio de uma tarifa justa e módica, o equilíbrio econômico e financeiro da concessão e o retorno do capital investido / Controlar adequadamente os custos operacionais reais (Parcela B), visando garantir a sua integral cobertura tarifária / Gerenciar adequadamente a contratação de energia e demanda de modo a suprir o mercado com o melhor custo / Garantir que os indicadores de sustentabilidade econômica e financeira, previstos no contrato de concessão, se mantenham em patamares adequados em relação aos parâmetros mínimos regulatórios estabelecidos pela ANEEL / Garantir a observância e o cumprimento da legislação setorial, bem como de todas as demais obrigações previstas no contrato de concessão em vigor
FORÇA - Gestão de Ativos Elétricos	Garantir o retorno do capital investido na infraestrutura da concessão	Perdas econômicas e financeiras decorrentes do não reconhecimento dos investimentos na tarifa de energia elétrica	Gerenciar adequadamente os critérios de apropriação de custos e movimentação de bens (cadastramento, baixa e depreciação), com o objetivo de maximizar resultados, evitar perdas e garantir a sua conformidade e o integral reconhecimento dos investimentos realizados na infraestrutura da concessão na tarifa de energia elétrica / Garantir que a Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) reflita fidedignamente os ativos físicos em campo e a serviço da concessão / Conciliar periodicamente os cadastros físico (BDGD) e contábil (Ativo Imobilizado em Serviço - AIS), visando garantir as suas adequação e aderência / Garantir a observância e o cumprimento da legislação setorial, bem como de todas as demais obrigações previstas no contrato de concessão em vigor

AMEAÇA - Crescimento da Geração Distribuída	Buscar equilíbrio entre o potencial impacto financeiro provocado pela queda de receita e o necessário investimento para adaptação da rede ao crescente aumento de GD's.	Desequilíbrio tarifário.	Ações junto ao poder concedente para a real mensuração tarifária da GD.
AMEAÇA - Variação abrupta do mercado	Garantir o equilíbrio entre o mercado de energia elétrica e os contratos firmados pela Distribuidora, garantindo o devido repasse tarifário.	Agravo da saúde financeira por desequilíbrio econômico/financeiro devido ao desembolso, risco de não reconhecimento tarifário e de penalidade do poder concedente.	Estudos eficazes de contratação de energia / Contratação mais flexível / Atenção e acompanhamento diário do mercado de energia.
OPORTUNIDADE - Segundo ponto de conexão ao sistema	Melhoria significativa na confiabilidade do sistema elétrico da distribuidora em situações normais e contingência, reduzir perdas e garantir atendimento de novos consumidores num futuro próximo.	Investimento em ativos que não propiciem o retorno esperado (custo x benefício)	Instituição de Comitê Técnico de Engenharia com a atribuição de apresentar soluções técnicas e assessorar a Alta Direção Executiva e o Conselho de Administração nas decisões técnicas de engenharia e investimentos em ativos elétricos pertinentes às atividades da Companhia.

Tabela 2 - Riscos, Oportunidades e Contingências

6. METAS DA ORGANIZAÇÃO NOS PRÓXIMOS CINCO ANOS

Com base na sua identidade organizacional (missão, visão, valores institucionais e fatores críticos de sucesso), e ainda, pautada em sua análise estratégica de ambientes, a Santa Maria, estabeleceu os seguintes objetivos estratégicos:

- **Excelência nos Padrões Técnicos de Fornecimento**
- **Sustentabilidade Econômica e Financeira do Negócio**
- **Excelência no Atendimento aos Clientes**
- **Gestão de Pessoas**

A partir destes objetivos são estabelecidas metas organizacionais alinhadas com resoluções vigentes, bem como, contrato de concessão.



Figura 7 - Visão estratégica

6.1. Metas relativas a Qualidade do Serviço Prestado

6.1.1. Indicadores de continuidade DEC e FEC

Limites Aneel - Valor Global - 5º CRTP					
	2017	2018	2019	2020	2021
DEC limite (horas)	12,18	12,18	11,86	11,86	11,42
	2017	2018	2019	2020	2021
FEC limite (vezes)	9,38	9,38	8,70	8,64	7,92

Tabela 3 - Metas para indicadores de continuidade

6.1.2. Perdas elétricas

Trajetória de Perdas Técnicas e não Técnicas 5º CRTP ELFSM					
	2016	2017	2018	2019	2020
Perdas Técnicas	8,79%	8,79%	8,79%	8,79%	8,79%
Perdas Não Técnicas	4,17%	3,94%	3,70%	3,46%	3,23%
Perda Total Regulatória	12,96%	12,73%	12,49%	12,25%	12,02%

Tabela 4 - Metas para perdas elétricas

6.1.3. Níveis de Tensão e TMA de Ocorrências

Para Tensão de fornecimento e TMA – Tempo Médio de Atendimento a Ocorrências, internamente estão estabelecidas as seguintes metas:

Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Projeções	
		Metas 2020	Horizonte de 05 anos
TMA - Verificação de Tensão	30 dias	≤4,56 dias (média ano)	Resultado obtido no exercício (apurado final), como base para determinação do desempenho esperado no exercício subsequente
TMA – Ocorrências Rural	-	≤190,00 min (média ano)	
TMA – Ocorrências Urbana	-	≤120,00 min (média ano)	

Tabela 5 - Metas para verificação de tensão e atendimento a ocorrências

6.2. Metas relativas a Eficiência Econômico-financeira

Parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira
Geração operacional de caixa (-) investimentos de reposição (-) juros da dívida ≥ 0
EBITDA ≥ 0
[EBITDA (-) QRR] ≥ 0
{Dívida líquida / [EBITDA (-) QRR]} $\leq 1 / (0,8 * SELIC)$
{Dívida líquida / [EBITDA (-) QRR]} $\leq 1 / (1,11 * SELIC)$

Tabela 6 - Metas para eficiência Econômico-financeira

6.3. Metas relativas a Gestão de Pessoas

Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Projeções	
		Metas 2020	Horizonte de 05 anos
Turnover	-	$\leq 3\%$ ano	Resultado obtido no exercício (apurado final), como base para determinação do desempenho esperado no exercício subsequente
Absenteísmo	-	$\leq 5\%$ ano	
Treinamento	-	$\geq 8\text{h/homem}$	

Tabela 7 - Metas para pessoas

6.4. Metas relativas ao Atendimento Comercial e a Satisfação do Consumidor

ANEXO II - REN 414/2010 (QUALIDADE DO ATENDIMENTO TELEFÔNICO)			
Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Projeções	
		Metas 2020	Horizonte de 05 anos
INS – Índice de Nível de Serviço	≥85%	≥87%	Manutenção dos resultados abaixo dos limites ANEEL
IAB – Índice de Abandono de Chamadas	≤4%	≤4%	
ICO – Índice de Chamadas Ocupadas	≤2%	≤2%	
ANEXO III - REN 414/2010 (QUALIDADE DO ATENDIMENTO COMERCIAL)			
Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Projeções	
		Metas 2020 (TMA)	Horizonte de 05 anos
Prazo máximo para informar ao interessado o resultado da análise do projeto após sua apresentação.	30 dias	≤ 25 dias	Resultado obtido no exercício



Prazo máximo para reanálise do projeto quando de reprovação por falta de informação da distribuidora na análise anterior.	10 dias	≤ 8 dias	(média anual), como base para determinação do desempenho esperado no exercício subsequente
Prazo máximo de vistoria de unidade consumidora, localizada em área urbana	3 dias úteis	$\leq 0,83$ dia	
Prazo máximo de vistoria de unidade consumidora, localizada em área rural	5 dias úteis	$\leq 1,6$ dia	
Prazo máximo de ligação de unidade consumidora do grupo B, localizada em área urbana, a partir da data da aprovação das instalações	2 dias úteis	-	
Prazo máximo de ligação de unidade consumidora do grupo B, localizada em área rural, a partir da data da aprovação das instalações	5 dias úteis	-	
Prazo máximo de ligação de unidade consumidora do grupo A, a partir da data da aprovação das instalações	7 dias úteis	-	
Prazo máximo para elaborar os estudos, orçamentos e projetos e informar ao interessado, por escrito, quando da necessidade de realização de obras para viabilização do fornecimento.	30 dias	≤ 25 dias	
Prazo máximo de conclusão das obras, na rede de distribuição aérea de tensão secundária, incluindo a instalação ou substituição de posto de transformação.	60 dias	≤ 45 dias	
Prazo máximo de conclusão das obras com dimensão de até 1 (um) quilômetro na rede de distribuição aérea de tensão primária, incluindo nesta distância a complementação de fases na rede existente e as obras do inciso I do art. 34.	120 dias	≤ 95 dias	
Prazo máximo de conclusão das obras não abrangidas nos incisos I e II do art. 34.	Cronograma da distribuidora	$\leq 80\%$ do prazo definido no Cronograma	
Prazo máximo para informar ao interessado o resultado do comissionamento das obras após sua solicitação	30 dias	≤ 20 dias	
Prazo máximo para novo comissionamento das obras quando de reprovação por falta de informação da distribuidora no comissionamento anterior	10 dias	≤ 5 dias	



Prazo máximo para substituição do medidor e demais equipamentos de medição após a data de constatação da deficiência, com exceção para os casos previstos no art. 72	30 dias	$\leq 0,46$ dia	
Prazo máximo para comunicar, por escrito, o resultado da reclamação ao consumidor referente à discordância em relação à cobrança ou devolução de diferenças apuradas.	15 dias	$\leq 10,30$ dias	
Prazo máximo para o atendimento de solicitações de aferição dos medidores e demais equipamentos de medição.	30 dias	≤ 15 dias	
Prazo máximo para religação, sem ônus para o consumidor, quando constatada a suspensão indevida do fornecimento.	4 horas	≤ 2 horas	
Prazo máximo de atendimento a pedidos de religação para unidade consumidora localizada em área urbana, quando cessado o motivo da suspensão.	24 horas	$\leq 2,80$ horas	
Prazo máximo de atendimento a pedidos de religação para unidade consumidora localizada em área rural, quando cessado o motivo da suspensão.	48 horas	≤ 5 horas	
Prazo máximo de atendimento a pedidos de religação de urgência em área urbana, quando cessado o motivo da suspensão.	4 horas	$\leq 1,10$ hora	
Prazo máximo de atendimento a pedidos de religação de urgência em área rural, quando cessado o motivo da suspensão.	8 horas	$\leq 1,00$ hora	
Prazo máximo para solução de reclamação do consumidor, observando-se as condições específicas e os prazos de execução de cada situação, sempre que previstos em normas e regulamentos editados pelo Poder Concedente e pela ANEEL, com exceção das reclamações que implicarem realização de visita técnica ao consumidor ou avaliação referente à danos não elétricos reclamados.	5 dias úteis	$\leq 3,03$ dias	
Prazo máximo para solução de reclamação, nas situações onde seja necessária a realização de visita técnica ao consumidor.	15 dias	$\leq 12,5$ dias	



Prazo máximo para informar por escrito ao consumidor a relação de todos os seus atendimentos comerciais.	30 dias	≤ 30 dias	
Prazo máximo para verificação de equipamento em processo de ressarcimento de dano elétrico.	10 dias	10 dias	
Prazo máximo para verificação de equipamento utilizado no acondicionamento de alimentos perecíveis ou de medicamentos em processo de ressarcimento de dano elétrico	1 dia útil	1 dia útil	
Prazo máximo para informar ao consumidor o resultado da solicitação de ressarcimento por meio de documento padronizado e do meio de comunicação escolhido, contados a partir da data da verificação ou, na falta desta, a partir da data da solicitação de ressarcimento.	15 dias	≤ 6 dias	
Prazo máximo para efetuar o ressarcimento por meio do pagamento em moeda corrente, conserto ou substituição do equipamento danificado, contados do vencimento do prazo disposto no art. 207 ou da resposta, o que ocorrer primeiro.	20 dias	≤ 3,20 dias	

Resolução Autorizativa nº 7.717/2019

Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Projeções	
		Metas 2020	Horizonte de 05 anos
FER - Frequência Equivalente de Reclamação	6,00	≤2,70	Resultado obtido no exercício (média anual), como base para determinação do desempenho esperado no exercício subsequente

OUTRAS METAS

Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Projeções	
		Metas 2020	Horizonte de 05 anos
Índice geral de satisfação (ABRADEE)	-	≥85%	Resultado obtido no exercício

Índice geral de satisfação (IASC)	-	≥70%	(apurado final), como base para determinação do desempenho esperado no exercício subsequente
Índice Geral de Satisfação com o processo de tratamento de reclamações	-	≥85%	Resultado obtido no exercício (média anual), como base para determinação do desempenho esperado no exercício subsequente
TME – Tempo Médio de Espera Consumidores	45 min	≤00:02:55	

Tabela 8 – Metas para Atendimento Comercial e a Satisfação do Consumidor

7. DESEMPENHO 2018/2019

7.1. Qualidade do Serviço Prestado

7.1.1. Indicadores de continuidade DEC e FEC

Limites Aneel - Valor Global - 5º CRTP					
	2017	2018	2019	2020	2021
DEC limite (horas)	12,18	12,18	11,86	11,86	11,42
DEC real (horas)	6,79	7,54	7,24	-	-
	2017	2018	2019	2020	2021
FEC limite (vezes)	9,38	9,38	8,70	8,64	7,92
FEC real (vezes)	5,42	4,71	4,57	-	-

Tabela 9 - Desempenho dos indicadores de continuidade

7.1.2. Níveis de Tensão

Descrição	Prazos / Limites		Desempenhos		Serviços executados fora do prazo (%)	
	ANEEL		2018	2019	2018	2019
TMA - Verificação de Tensão	-		3,16	4,56	0	0
Pedidos de Verificação de Tensão (PVT) (Amostral ANEEL) - Quantidade de Amostras						
	2017		2018		2019	
	Procedente	Improcedente	Procedente	Improcedente	Procedente	Improcedente
1º Trim	8	85	12	78	8	78
2º Trim	7	82	8	84	5	82
3º Trim	4	90	5	85	5	82
4º Trim	7	86	4	85	7	79
Total	26	343	29	332	25	321
Pedidos de Verificação de Tensão (PVT) (Consumidor) - Quantidade de Pedidos						
	2017		2018		2019	
	Procedente	Improcedente	Procedente	Improcedente	Procedente	Improcedente
1º Trim	10	68	11	56	22	89
2º Trim	10	72	12	60	16	81
3º Trim	12	31	10	62	15	88
4º Trim	11	50	8	58	28	84
Total	43	221	41	236	81	342

Tabela 10 - Desempenho verificação de tensão

7.1.3. Perdas Elétricas

Perdas Totais Apuradas ELFSM					
	2016	2017	2018	2019	2020
Perda Total Regulatória	12,96%	12,73%	12,49%	12,25%	12,02%
Perdas Totais	-	11,78%	11,88%	11,83%	-

Tabela 11 - Desempenho perdas elétricas

7.1.4. Tempo Média de Atendimento - Ocorrências

Tempo Médio de Atendimento (TMA)
(em minutos)

	2018	2019
TMA UB	130,6	111,0
TMA RR	228,3	186,9

Tabela 12 – Desempenho atendimento a ocorrências

7.2. Eficiência Econômico-financeira

	2018		2019	
Parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira	Indicador	Cumpriu?	Indicador	Cumpriu?
Geração operacional de caixa (-) investimentos de reposição (-) juros da dívida ≥ 0	28.350	Sim	43.630	Sim
EBITDA ≥ 0	37.606	Sim	51.594	Sim
[EBITDA (-) QRR] ≥ 0	27.228	Sim	41.134	Sim
{Dívida líquida / [EBITDA (-) QRR]} ≤ 1 / (0,8 * SELIC)		Sim		Sim
{Dívida líquida / [EBITDA (-) QRR]} ≤ 1 / (1,11 * SELIC)		Sim		Sim
Dívida líquida	-15.786		-37.849	
{Dívida líquida / [EBITDA (-) QRR]}	-0,58		-0,92	
1 / (0,8 * SELIC)	0,20		0,21	
1 / (1,11 * SELIC)	0,14		0,15	

Tabela 13 - Desempenho eficiência econômico-financeira

7.3. Gestão de Pessoas

Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Desempenhos	
		2018	2019
Turnover	-	0,72%	0,86%
Absenteísmo	-	0,00%	0,00%
Treinamento	-	6,02 horas/homem	11,12 horas/homem

Tabela 14 - Desempenho gestão de pessoas

7.4. Atendimento Comercial e Satisfação do Consumidor

ANEXO II - REN 414/2010 - QUALIDADE DO ATENDIMENTO TELEFÔNICO

Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Desempenhos		(% Limites Excedidos)	
		2018	2019	2018	2019
INS – Índice de Nível de Serviço	≥85%	89,34	91,44	0	0
IAB – Índice de Abandono de Chamadas	≤4%	1,08	0,66	0	0
ICO – Índice de Chamadas Ocupadas	≤2%	0	0	0	0

ANEXO III - REN 414/2010 - QUALIDADE DO ATENDIMENTO COMERCIAL

Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Desempenhos (TMA)		Serviços executados fora do prazo (%)	
		2018	2019	2018	2019
Prazo máximo para informar ao interessado o resultado da análise do projeto após sua apresentação.	30 dias	8,69 dias	6,95 dias	0	0
Prazo máximo para reanálise do projeto quando de reprovação por falta de informação da distribuidora na análise anterior.	10 dias	0,00 dia	0,00 dia	0	0
Prazo máximo de vistoria de unidade consumidora, localizada em área urbana	3 dias úteis	0,96 dia	0,79 dia	0	0
Prazo máximo de vistoria de unidade consumidora, localizada em área rural	5 dias úteis	1,81 dia	1,53 dia	0	0,15
Prazo máximo de ligação de unidade consumidora do grupo B, localizada em área urbana, a partir da data da aprovação das instalações	2 dias úteis	0	0	0	0
Prazo máximo de ligação de unidade consumidora do grupo B, localizada em área rural, a partir da data da aprovação das instalações	5 dias úteis	0	0	0	0
Prazo máximo de ligação de unidade consumidora do grupo A, a partir da data da aprovação das instalações	7 dias úteis	0	0	0	0
Prazo máximo para elaborar os estudos, orçamentos e projetos e informar ao interessado, por escrito, quando da necessidade de realização de obras para viabilização do fornecimento.	30 dias	18,35 dias	21,31 dias	0	0
Prazo máximo de conclusão das obras, na rede de distribuição aérea de tensão secundária, incluindo a instalação ou substituição de posto de transformação.	60 dias	26,89 dias	37,03 dias	0	0,94

Prazo máximo de conclusão das obras com dimensão de até 1 (um) quilômetro na rede de distribuição aérea de tensão primária, incluindo nesta distância a complementação de fases na rede existente e as obras do inciso I do art. 34.	120 dias	73,87 dias	65,11 dias	0	0
Prazo máximo de conclusão das obras não abrangidas nos incisos I e II do art. 34.	Cronograma da distribuidora	-	-	0	0
Prazo máximo para informar ao interessado o resultado do comissionamento das obras após sua solicitação	30 dias	5,62 dias	7,95 dias	0	0,90
Prazo máximo para novo comissionamento das obras quando de reprovação por falta de informação da distribuidora no comissionamento anterior	10 dias	-	-	0	0
Prazo máximo para substituição do medidor e demais equipamentos de medição após a data de constatação da deficiência, com exceção para os casos previstos no art. 72	30 dias	0,12 dia	0,18 dia	0	0
Prazo máximo para comunicar, por escrito, o resultado da reclamação ao consumidor referente à discordância em relação à cobrança ou devolução de diferenças apuradas.	15 dias	10,08 dias	10,25 dias	0	0
Prazo máximo para o atendimento de solicitações de aferição dos medidores e demais equipamentos de medição.	30 dias	12,71 dias	11,49 dias	0	0
Prazo máximo para religação, sem ônus para o consumidor, quando constatada a suspensão indevida do fornecimento.	4 horas	0,00	0,13 hora	0	100
Prazo máximo de atendimento a pedidos de religação para unidade consumidora localizada em área urbana, quando cessado o motivo da suspensão.	24 horas	2,77 horas	2,82 horas	0,02	0,02
Prazo máximo de atendimento a pedidos de religação para unidade consumidora localizada em área rural, quando cessado o motivo da suspensão.	48 horas	5 horas	5,04 horas	0,05	0
Prazo máximo de atendimento a pedidos de religação de urgência em área urbana, quando cessado o motivo da suspensão.	4 horas	1,03 hora	1,07 hora	0	0
Prazo máximo de atendimento a pedidos de religação de urgência em área rural, quando cessado o motivo da suspensão.	8 horas	2,34	-	0	0

Prazo máximo para solução de reclamação do consumidor, observando-se as condições específicas e os prazos de execução de cada situação, sempre que previstos em normas e regulamentos editados pelo Poder Concedente e pela ANEEL, com exceção das reclamações que implicarem realização de visita técnica ao consumidor ou avaliação referente à danos não elétricos reclamados.	5 dias úteis	2,71	3,03	0,54	0
Prazo máximo para solução de reclamação, nas situações onde seja necessária a realização de visita técnica ao consumidor.	15 dias	14,05	11,75	5,26	0
Prazo máximo para informar por escrito ao consumidor a relação de todos os seus atendimentos comerciais.	30 dias	0	0	0	0
Prazo máximo para verificação de equipamento em processo de ressarcimento de dano elétrico.	10 dias	-	-	0	0
Prazo máximo para verificação de equipamento utilizado no acondicionamento de alimentos perecíveis ou de medicamentos em processo de ressarcimento de dano elétrico	1 dia útil	-	-	0	0
Prazo máximo para informar ao consumidor o resultado da solicitação de ressarcimento por meio de documento padronizado e do meio de comunicação escolhido, contados a partir da data da verificação ou, na falta desta, a partir da data da solicitação de ressarcimento.	15 dias	4,73 dias	4,66 dias	0	0
Prazo máximo para efetuar o ressarcimento por meio do pagamento em moeda corrente, conserto ou substituição do equipamento danificado, contados do vencimento do prazo disposto no art. 207 ou da resposta, o que ocorrer primeiro.	20 dias	2,32 dias	2,40 dias	0	0
Resolução Autorizativa nº 7.717/2019					
Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Desempenhos		Limites Excedidos	
		2018	2019	2018	2019
FER - Frequência Equivalente de Reclamação	6,00	1,59	2,55	0	0

OUTRAS METAS					
Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Desempenhos		Desvios em relação a metas da Qualidade	
		2018	2019	2018	2019
Índice geral de satisfação (ABRADEE)	-	91,8	82,8	6,8%	-4,2%
Índice geral de satisfação (IASC)	-	69,05	74,53	-	-
Índice Geral de Satisfação com o processo de tratamento de reclamações	-	90,5	83,7	5,5%	-1,3%
TME – Tempo Médio de Espera Consumidores	45 min	01:57	02:23	0,03%	0,00%

Tabela 15 - Desempenho do Atendimento Comercial e a Satisfação do Consumidor

8. PROGRAMA DE INVESTIMENTOS DOS CINCO ANOS PRÓXIMOS

Distribuição - Máquinas e equipamentos - R\$ mil	Projeção dos investimentos					
	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Usos	14.414	11.065	26.890	33.143	20.747	106.259
Transformador de distribuição	2.820	2.955	3.096	3.237	3.366	15.474
Medidor	1.845	1.943	1.777	1.862	1.937	9.364
Redes de baixa tensão (< 2,3 kV)	-	-	-	-	-	-
Redes de média tensão (2,3 kV a 44 kV)	6.289	5.685	5.958	6.244	6.494	30.670
Redes de alta tensão (69 kV)	-	-	8.500	-	-	8.500
Redes de alta tensão (88 kV a 138 kV)	-	-	-	16.000	-	16.000
Redes de alta tensão (>= a 230 kV)	-	-	-	-	-	-
Subestações de média tensão (primário de 30 kV a 44 kV)	-	-	-	-	-	-
Subestações de alta tensão (primário de 69 kV)	1.103	482	410	-	-	1.995
Subestações de alta tensão (primário de 88 kV a 138 kV)	2.356	-	7.150	5.800	8.950	24.256
Subestações de alta tensão (primário >= a 230 kV)	-	-	-	-	-	-
Demais máquinas e equipamentos	-	-	-	-	-	-
Fontes	14.414	11.065	26.890	33.143	20.747	106.259
Recursos Próprios	11.646	10.680	14.042	15.703	13.587	65.658
Empréstimos e financiamentos	2.768	386	12.848	17.440	7.160	40.601

Figura 8 - Quadro de investimentos e U&F

9. METODOLOGIA DE FORMAÇÃO DE PREÇOS E TARIFAS PELOS PRÓXIMOS CINCO ANOS

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2017), a tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir

a capacidade e garantir o atendimento com qualidade. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pela Agência, não representando efetivamente os custos praticados pela distribuidora.

Para cumprir o compromisso de fornecer energia elétrica com qualidade, a distribuidora tem custos que devem ser avaliados na definição das tarifas. A tarifa considera três custos distintos:

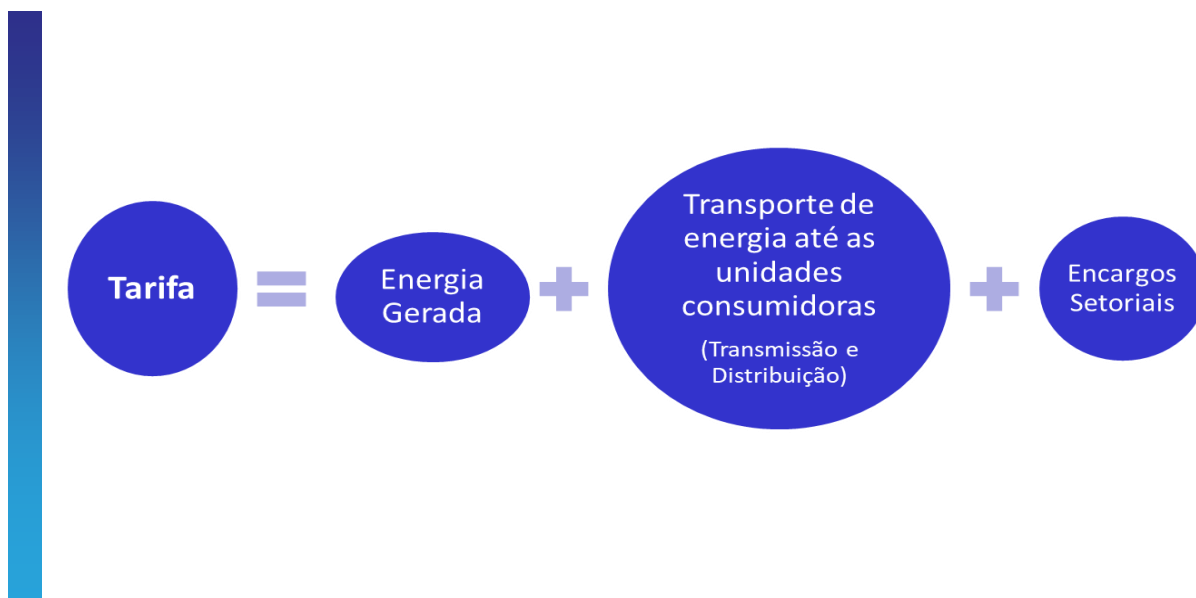


Figura 9 - Imagem representativa dos três custos distintos que formam a tarifa

Além da tarifa, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram na conta de luz o PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente.

Desde 2004, o valor da energia adquirida das geradoras pelas distribuidoras passou a ser determinado também em decorrência de leilões públicos. A competição entre os vendedores contribui para menores preços.

O transporte da energia (da geradora à unidade consumidora) é um monopólio natural, pois a competição nesse segmento não geraria ganhos econômicos. Por essa razão, a ANEEL atua para que as tarifas sejam compostas por custos eficientes, que efetivamente se relacionem com os serviços prestados. Este setor é dividido em dois segmentos, transmissão e distribuição.

A transmissão entrega a energia a distribuidora e a distribuidora por sua vez leva a energia ao usuário final.

Os encargos setoriais e os tributos não são criados pela ANEEL e, sim, instituídos por leis. Alguns incidem somente sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão embutidos nos custos de geração e de transmissão.

Quando a conta chega ao consumidor, ele paga pela compra da energia (custos do gerador), pela transmissão (custos da transmissora) e pela distribuição (serviços prestados pela distribuidora), além de encargos setoriais e tributos.

Para fins de cálculo tarifário, os custos da distribuidora são classificados em dois tipos:

Parcela A: Compra de Energia, transmissão e Encargos Setoriais; e
Parcela B: Distribuição de Energia.

PARCELA A

A parcela A é composta por Encargos, Transporte e Energia, sendo:

ENCARGOS:

- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE
- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE
- Encargos Serviços do Sistema - ESS e Energia de Reserva – EER
- PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativa
- P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) e Eficiência Energética

TRANSPORTE:

- Rede Básica e Rede Básica Fronteira
- MUST (Montante de Uso do Sistema de Transmissão) de Itaipu
- Transporte de Itaipu
- Conexão
- Uso do sistema de distribuição

ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

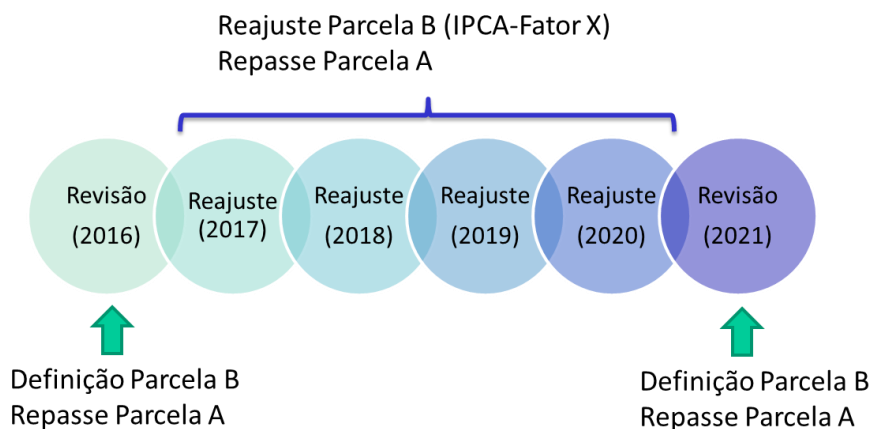
PARCELA B

A parcela B é composta pelos custos que são gerenciáveis, sendo:

- Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)
- Remuneração do Capital (RC)
- Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)

A parcela A é calculada e repassada ao consumidor em cada processo tarifário (reajuste ou revisão tarifária).

A parcela B é definida nas revisões tarifárias periódicas (a cada 5 anos, atualmente) e corrigida pelo IPCA-Fator X a cada reajuste.



$$\text{Fator } X = \text{Componente } Pd + \text{Componente } T + \text{Componente } Q$$

Figura 10 – Reajustes