

FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL  
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE

TRABALHO DE CONCLUSÃO FINAL DE CURSO DE MESTRADO PROFISSIONAL EM  
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE



## **EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NA INDÚSTRIA SUCROENERGÉTICA**

**FELIP DOS SANTOS XAVIER**

**CAMPO GRANDE**

**2018**

**FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL  
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA  
MESTRADO PROFISSIONAL EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE**

**EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NA INDÚSTRIA  
SUCROENERGÉTICA**

**FELIP DOS SANTOS XAVIER**

Trabalho de conclusão final de curso para defesa do Mestrado Profissional apresentada na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, para obtenção do título de Mestre em Eficiência Energética e Sustentabilidade, na área de concentração Eficiência Energética.

**Orientador: Prof. Dr. Frederico Silva Moreira**

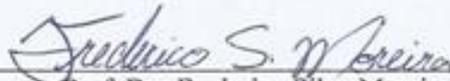
**CAMPO GRANDE**

**AGOSTO / 2018**

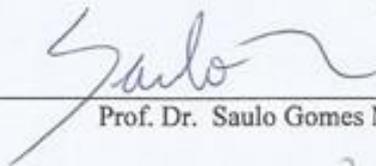


## FOLHA DE APROVAÇÃO

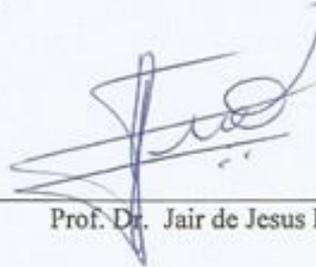
Redação final do Trabalho de Conclusão Final de Curso defendida por **FELIP DOS SANTOS XAVIER**, aprovada pela Comissão Julgadora em 07 de agosto de 2018, na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul para obtenção do título de Mestre em Eficiência Energética e Sustentabilidade.



Prof. Dr. Frederico Silva Moreira – Orientador  
FAENG/UFMS



Prof. Dr. Saulo Gomes Moreira – Membro Titular  
FAENG/UFMS



Prof. Dr. Jair de Jesus Fiorentino – Membro Titular  
FAENG/UFMS



Profa. Dra. Andréa Tereza Riccio Barbosa – Membro Titular  
FAENG/UFMS

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus por ter me dado condições físicas e mentais para realização deste estudo.

Agradeço aos meus pais, Wanderland e Jairete, por sempre acreditarem no meu potencial além de, com muito esforço, proporcionarem todas as oportunidades que me fizeram estar aqui.

A minha querida esposa, Larissa, por ser tão importante em minha vida, compartilhando nosso tempo junto com o tempo dos meus estudos, compreendendo esse momento importante em minha vida.

Ao amigo e engenheiro eletricitista Valdir Meleiro, no apoio com as simulações realizadas no software Anarede.

A empresa Iaco Agrícola S/A por ceder a estrutura da empresa para realização dos Estudos de Caso.

## RESUMO

Este trabalho apresenta dois estudos para a redução dos custos com energia elétrica em uma Indústria Sucroenergética localizada no Estado de Mato Grosso do Sul: o primeiro com um enfoque técnico-comercial e o segundo reduzindo perdas técnicas. O ambiente livre de comercialização se torna cada vez mais viável frente aos aumentos da tarifa de energia das concessionárias de distribuição de energia, devendo o consumidor verificar a viabilidade da transferência para este mercado. Nesta primeira parte é feito o estudo da migração do contrato de consumo de energia elétrica de uma usina sucroenergética do ambiente regulado para o ambiente livre. Ela é enquadrada como autoprodutor de energia, produzindo energia elétrica durante o período de safra e consumindo energia elétrica durante o período de entressafra. A metodologia adotada foi baseada no cálculo dos custos de consumo e demanda, com os valores aplicados no ambiente regulado pela concessionária local Energisa MS e no ambiente livre pelas tarifas de transmissão, e valores de energia ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. Verificou-se ao final do primeiro Estudo a atratividade pela opção do mercado livre sobre o mercado regulado. Na segunda parte do trabalho são analisadas as perdas elétricas no Sistema Elétrico de Potência, estando estas diretamente associadas ao fluxo de potência aparente circulante nas linhas de transmissão. Esta indústria, conectada a uma barra infinita, possui ferramentas que permitem otimizar esse fluxo, diminuindo a potência reativa circulante em seu sistema. Para isso, são necessários recursos controladores de tensão. Os resultados foram obtidos por cálculos teóricos, ações práticas de regulação de tensão no sistema interno da indústria, além de simulações utilizando o *software* Anarede. Comparou-se as três análises realizadas e comprovou-se a redução das perdas elétricas no sistema de transmissão da indústria Iaco Agrícola S/A através do controle de tensão implantado.

Palavras- chaves: Indústria sucroenergética, análise tarifária, redução de perdas, controle de tensão, fluxo de reativos.

## **ABSTRACT**

This paper presents two studies to reduce energy costs with electricity consumption in a Sugar Power Industry: the first with a technical-commercial focus and the second reducing technical losses. The free market environment is becoming more viable in the face of increases in the energy tariff of energy distribution concessionaires, and the consumer must verify the viability of the transfer to this market. In this first part is made the study of the migration of the electric energy consumption of a sugarcane plant from the regulated environment to the free environment. It is framed as an energy self-producer, producing electricity during the harvest period and consuming electricity during the off-season. The methodology adopted was based on the calculation of consumption and demand, with the values applied in the environment regulated by the local utility Energisa MS and in the free environment by the transmission tariffs, and energy values at the Settlement Price of the Differences - SPD. The attractiveness of the free market option on the regulated market was verified at the end of the first Case Study. The second part analyzes the electrical losses in the Electric Power System, these being directly associated to the apparent power flow in the transmission lines. This industry, connected to an infinite bus, has tools to optimize this flow, reducing the reactive power circulating in your system. For this, voltage control features are required. The results were obtained by theoretical calculations, practical actions of voltage regulation in the internal system of the industry, besides simulations using Anarede software. The three analyzes were compared and the reduction of the electrical losses in the transmission system of the Iaco industry was verified through the control of implanted voltage.

**Keywords:** Sugarcane industry, tariff analysis, loss reduction, voltage control, reactive flow.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Matriz Energética do Brasil.....	15
Figura 1.2 - Oferta de bioeletricidade.....	17
Figura 1.3 - Eficiência da Autoprodução.....	17
Figura 1.4 – kWh exportado por tonelada de cana total processada.....	18
Figura 1.5 - Emissão de CO <sub>2</sub> por fonte geradora de energia.....	18
Figura 1.6 - Matriz Energética Brasileira .....	19
Figura 1.7 - Benefícios da geração distribuída .....	19
Figura 2.1 - Valor final da energia elétrica.....	24
Figura 2.2 - Economia em indústrias que se abastece no ACL .....	27
Figura 2.3 - Diferenças entre consumo e contrato .....	28
Figura 2.4 - ACR x ACL .....	29
Figura 2.5 - Geração passível de alocação.....	30
Figura 3.1- Diagrama vetorial de um gerador síncrono.....	32
Figura 3.2- Diagrama vetorial com variação da excitação e potência constante.....	32
Figura 3.3 - Curva de capacidade de uma máquina síncrona .....	34
Figura 3.4 - Regulador de velocidade de uma turbina a vapor.....	35
Figura 3.5 - Sistema de excitação de uma máquina síncrona .....	35
Figura 3.6 - Sistema de excitação <i>brushless</i> .....	36
Figura 3.7 - Diagrama de blocos de um AVR .....	36
Figura 4.1 - Fluxograma resumido da Usina IACO .....	43
Figura 4.2 - Representatividade Energética dos Setores da Indústria.....	45
Figura 4.3 - Gerador diesel 500kVA utilizado na UTE Iaco.....	47
Figura 4.4 - Comparativo Financeiro entre Mercado Cativo x Mercado livre .....	60
Figura 4.5 - Diagrama unifilar com operação subexcitada.....	64
Figura 4.6 - Diagrama unifilar com operação sobreexcitada.....	65
Figura 4.7 - Características da LT 138kV da UTE Iaco .....	66
Figura 4.8 - Simulação da linha LT 138kVA UTE Iaco a vazio .....	66
Figura 4.9 - Curva de capacidade das máquinas.....	67
Figura 4.10 - Valor da resistência em ohm/km.....	68
Figura 4.11 - Foto do supervisor IACO, subexcitado.....	70
Figura 4.12 - Foto do supervisor IACO, sobreexcitado .....	71
Figura 4.13 - Simulação no software Anarede - Subexcitado .....	72

Figura 4.14 - Dados da simulação no Anarede - Subexcitado.....	73
Figura 4.15 - Simulação no software Anarede - Sobreexcitado .....	74
Figura 4.16 - Dados da simulação no Anarede - Sobreexcitado.....	75
Figura 4.17- Comparativo da redução das perdas em cada estudo analisado.....	76
Figura 5.1- Economia com a migração para o ACL .....	77
Figura 5.2 - Economia mensal e anual com os ajustes de controle de tensão .....	79

## LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Resumo Tarifário EMS.....	47
Tabela 4.2 - Valor da tarifa do uso de transmissão no horário de ponta e fora de ponta .....	49
Tabela 4.3 - Preço do PLD para terceira semana de setembro/2015 .....	50
Tabela 4.4 - Dados de consumo e demanda do ciclo em análise.....	51
Tabela 4.5 – Geração diesel no horário de ponta durante entressafra .....	51
Tabela 4.6 - Gasto com multa por baixo fator de potência.....	52
Tabela 4.7 - Gasto com consumo no horário de ponta por erros de manobras.....	53
Tabela 4.8 - Gasto no ciclo analisado, especificado mensalmente, de energia fora de ponta e demanda .....	53
Tabela 4.9 - Gasto total para o ciclo analisado no ambiente regulado. ....	55
Tabela 4.10 - Gasto total com consumo de energia elétrica para o primeiro cenário...	57
Tabela 4.11 - Encargos setoriais para o sistema de transmissão em meses de não geração .....	57
Tabela 4.12 - Gasto com a demanda contratada .....	58
Tabela 4.13 - Gasto total no primeiro cenário do mercado livre .....	58
Tabela 4.14 - Gasto com energia no segundo cenário .....	59
Tabela 4.15 - Gasto com energia no terceiro cenário .....	59
Tabela 4.16 - Tabela comparativa ACR x ACL .....	60
Tabela 4.17 - Resumo dos estudos realizados .....	76

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ACL	Ambiente de contratação livre
ACR	Ambiente de contratação regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCC	Conta Consumo de Combustíveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCM	Centro de Controle de Motores
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CER	Contrato de Energia de Reserva
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CMO	Custo Marginal de Operação
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COP21	21ª Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EER	Encargos de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviço do Sistema
ETA	Estação de Tratamento de Água
FACTS	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MCP	Mercado de Curto Prazo
ONS	Operador Nacional do Sistema
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PCH	Pequenas Centrais Hidroelétricas
PEE	Programa de Eficiência Energética
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PSL	Limite Prático de Estabilidade

RRC	Corrente Máxima do Rotor
RSC	Corrente Máxima do Estator
RTP	Revisões Tarifárias Periódicas
EMS	Energisa Mato Grosso do Sul
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição e Faturamento
SPE	Sociedade de Propósito Especifico
STATCOM	<i>Static synchronous compensator</i>
SVC	<i>Static Var Compensator</i>
TCSC	<i>Thyristor Controlled Series Compensator</i>
TE	Tarifas de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
Unica	União da Indústria de Cana-de-açúcar
UTE Iaco	Usina Termoelétrica Indústria de Açúcar e Álcool do Centro Oeste
ZEC	Excitação Mínima

## LISTA DE SÍMBOLOS

$m^3$	Unidade de medida de volume em metros cúbicos
Mvar	Unidade de medida de potência reativa em Mega volt-ampere reativo
A	Unidade de medida de corrente elétrica em Ampere
ohm/km	Unidade de medida de resistência elétrica em ohm por quilômetros
Hz	Unidade de medida de frequência em Hertz
°C	Unidade de medida de temperatura em graus Celsius
PU	Unidade de medida de qualquer grandeza por unidade
MW	Unidade de medida de potência ativa em Mega Watts
kWh/tn	Unidade de medida de consumo energético em Quilo Watts por Tonelada
de cana	
kV	Unidade de medida de tensão elétrica em Quilo Volt
V	Unidade de medida de tensão elétrica em Volt
kW	Unidade de medida de potência ativa em Quilo Watts
CO <sub>2</sub>	Unidade de medida de gás carbônico em dióxido de carbono
MWh	Unidade de medida de energia elétrica em Mega Watts Hora
R\$/MWh	Unidade de medida de custo com energia elétrica em Reais por Quilo
Watts Hora	
$\cos \varphi$	Conseno do ângulo de defasagem entre tensão e corrente
$\text{sen } \varphi$	Seno do ângulo de defasagem entre tensão e corrente
$x_d$	Reatância síncrona da máquina
$E_o$	Tensão interna do gerador
$\cos \delta$	Defasagem entre tensão interna e tensão terminal do gerador
$\text{sen } \delta$	Defasagem entre tensão interna e tensão terminal do gerador
$\cos \varphi$	Conseno do ângulo de defasagem entre tensão e corrente
$\text{sen } \varphi$	Seno do ângulo de defasagem entre tensão e corrente

## SUMÁRIO

RESUMO.....	0
ABSTRACT .....	1
LISTA DE FIGURAS.....	2
LISTA DE TABELAS.....	4
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS .....	5
LISTA DE SÍMBOLOS .....	7
SUMÁRIO .....	8
1 INTRODUÇÃO .....	14
1.1 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA E A BIOELETRICIDADE .....	15
1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	20
2 SETOR ELETRICO – MERCADO CATIVO E MERCADO LIVRE .....	21
2.1 MERCADO CATIVO .....	21
2.1.1 CARACTERÍSTICAS TARIFARIAS.....	24
2.2 MERCADO LIVRE.....	26
2.3 AUTOPRODUTOR DE ENERGIA .....	29
3 CONTROLE DE REATIVOS .....	31
3.1 MÁQUINA SÍNCRONA.....	31
3.2 FLUXO DE REATIVOS .....	38
3.2.1 GERADORES SINCRONOS .....	39
3.2.2 TRANSFORMADORES COM MUDANÇA DE TAP.....	39
3.2.3 LINHA DE TRANSMISSÃO.....	39
3.2.4 CAPACITORES SHUNT .....	39
3.2.5 REATORES SHUNT.....	40
3.2.6 CAPACITORES SÉRIE .....	40
3.2.7 COMPENSADORES SÍNCRONOS .....	40

3.2.8	DISPOSITIVOS FACTS .....	40
4	ESTUDO DE CASO .....	42
4.1	CARACTERIZAÇÃO DA UNIDADE INDUSTRIAL .....	42
4.1.1	PROCESSO PRODUTIVO .....	42
4.1.2	PRODUÇÃO E CONSUMO ENERGÉTICO .....	44
4.2	ANALISE ENTRE MERCADO CATIVO E MERCADO LIVRE DE ENERGIA	45
4.2.1	MERCADO LIVRE X MERCADO CATIVO DE ENERGIA .....	45
4.2.2	MERCADO CATIVO DE ENERGIA .....	51
4.2.3	MERCADO LIVRE DE ENERGIA .....	56
4.3	CONTROLE DE REATIVOS PARA REDUÇÃO DE PERDAS NA TRANSMISSÃO .....	62
4.4	REDUÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS ATRAVÉS DO CONTROLE DO FLUXO DE REATIVOS .....	68
5	CONCLUSÃO .....	77
5.1	ANALISE ENTRE MERCADO CATIVO E MERCADO LIVRE DE ENERGIA	77
5.2	CONTROLE DE REATIVOS PARA REDUÇÃO DE PERDAS NA TRANSMISSÃO .....	78
5.3	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS .....	79
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	81

## 1 INTRODUÇÃO

Economizar energia elétrica traz inúmeras vantagens, como o adiamento da necessidade de construção de novas usinas geradoras e sistemas associados, liberando recursos para outras áreas e contribuindo para a preservação do meio ambiente.

“Os projetos de eficiência energética são aqueles que resultam em economia e benefícios diretos para o consumidor, com ações de combate ao desperdício de energia elétrica, modernização de instalações e processos”. (CAPELLI, 2013).

“A dependência de energia elétrica provoca enormes estragos no meio ambiente, contribuindo para o aquecimento global, aumento dos gases de efeito de estufa, destruição das florestas, entre outros problemas”. (FARIA, 2010).

Neste contexto podem-se citar a indústria como o maior consumidor de eletricidade no Brasil, quando é separado os setores das residências, agricultura, comércio e serviço público.

A energia é utilizada em todos os processos da indústria, em grande quantidade nos processos produtivos, mas também nos processos de suporte. Enquadrado com necessidade de controle de custos produtivos, aparece a necessidade de gerir o consumo de energia melhorando a eficiência dos equipamentos, eliminando o desperdício energético e promovendo a responsabilidade ambiental das empresas (VASCONCELOS, 2012)

Segundo Alves (2009), “Por eficiência entende-se uma utilização inteligente dos recursos disponíveis e que conduza a benefícios econômicos e de desenvolvimento sustentável”.

O uso otimizado dos recursos pode ser obtido através de técnicas aplicadas de eficiência e gestão energética. Segundo Azevedo (2014) “A eficiência energética pressupõe a implementação de medidas para combater o desperdício de energia ao longo do processo de transformação”.

“A racionalização dos consumos de energia é uma responsabilidade de todos os intervenientes na instalação, que devem prestar atenção aos hábitos e rotinas no sentido de detectar eventuais medidas que possam contribuir para uma melhor utilização de energia”. (AZEVEDO 2014).

A necessidade de praticar a eficiência energética em grandes consumidores como as indústrias, impulsionam os objetivos deste estudo. Consistindo primeiramente em analisar a viabilidade técnica e econômica, de uma usina de biomassa autoprodutora de energia, contratar energia elétrica para o consumo no ambiente livre, rescindindo o contrato existente no mercado cativo, pactuado com a concessionária local Energisa Mato Grosso do Sul – Energisa MS, e posteriormente, analisar a redução das perdas elétricas nas linhas de transmissão, através do

controle da tensão via corrente de excitação de suas máquinas síncronas, dividindo-se em dois estudos de caso.

Estes estudos foram selecionados, dentre várias alternativas estudadas durante a pesquisa, devido a não necessidade de investimentos, ao contrário das demais opções. Tais opções podem ser citadas como: *Retrofit* da iluminação, aplicação de inversores de frequência em motores elétricos, automação de sistemas de ar comprimido, correção de fator de potência, utilização de motores *premium* de alto rendimento, dentre outras.

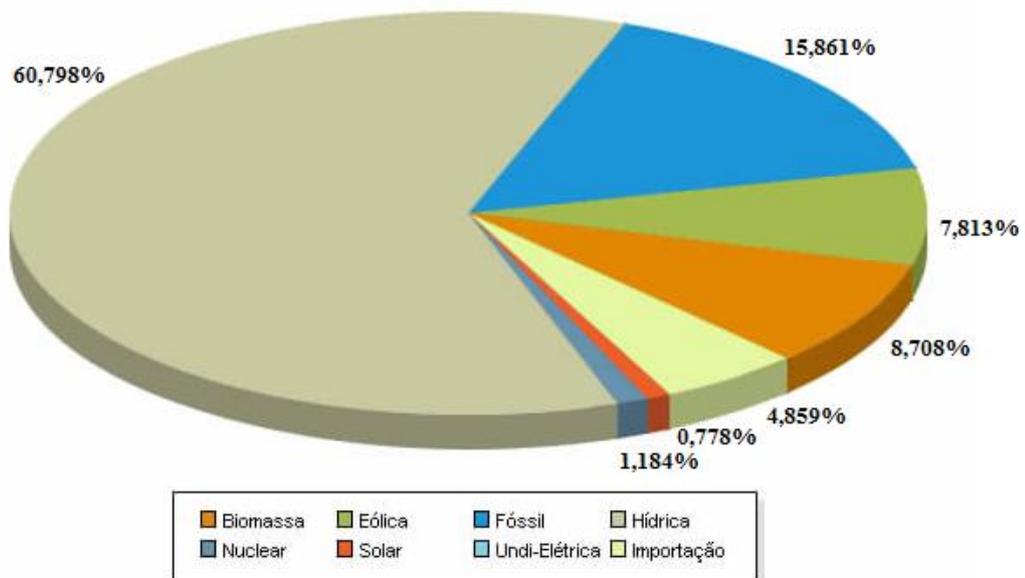
O resultado do estudo proporcionará aos *stakeholders* das empresas sucroenergéticas ferramentas que poderão ser utilizadas, visando maior eficiência na produção de energia elétrica, reduzindo perdas, custos, investimentos, impacto ao meio ambiente e ainda aumentando seus lucros.

### 1.1 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA E A BIOELETRICIDADE

Segundo dados coletados no *site* da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2018), com relação a matriz energética nacional, o Brasil possui 6,7412% de sua capacidade instalada representada pelas agroindústrias a bagaço de cana-de-açúcar, totalizando 400 usinas e 11.158 GW instalados.

A Figura 1.1 mostra a matriz energética brasileira.

Figura 1.1 – Matriz Energética do Brasil  
Potência(%)



Fonte: Matriz de Energia Elétrica, ANEEL (2018)

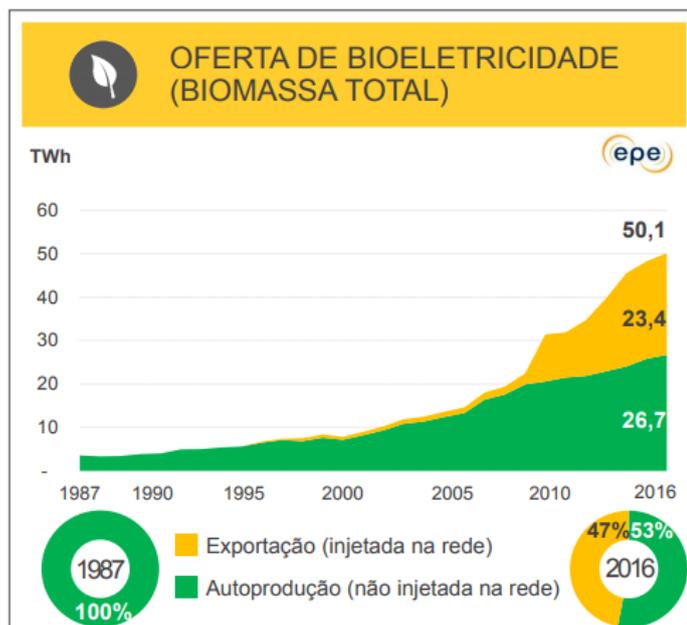
Segundo a União da Indústria de Cana-de-açúcar – Unica (2016), o Brasil é o maior produtor e exportador mundial de açúcar e o segundo maior produtor de etanol no mundo. Etanol e bioeletricidade, em conjunto, figuram como a primeira fonte renovável do País (17% da matriz nacional e 41% da energia renovável ofertada no Brasil), com um potencial de produção de energia elétrica equivalente a mais de 4 usinas de Belo Monte, onde sua capacidade total instalada será de 11.233,1 MW.

Na 21ª Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima (COP21), ocorrida em Paris ao final de 2015, o compromisso estabelecido pelo Brasil prevê um aumento de 23% das fontes renováveis na geração de energia elétrica para 2030. A Unica (2016) afirma que para a consecução desta meta, será necessário a construção de aproximadamente 75 novas unidades.

Os doze estudos sobre a agroindústria da cana-de-açúcar no Brasil, produzidos pela Unica (2007), mostram uma visão unificada dos diversos aspectos relacionados a sua sustentabilidade. Eles citam os benefícios referentes aos impactos no uso de recursos e materiais, sendo fornecedor de energia e com potencial para ser fornecedor de materiais, como plásticos e insumos químicos. O setor da cana-de-açúcar apresenta expressiva contribuição para a substituição dos combustíveis fósseis, assim como grande potencial de expansão. Continuando com os estudos, discorrem sobre os impactos ao meio ambiente (qualidade do ar e clima global, uso do solo e biodiversidade, conservação do solo, defensivos agrícolas e fertilizantes), sustentabilidade da base de produção agrícola, impactos da produção em ações comerciais, e impactos socioeconômicos do setor (geração de emprego e renda).

A Figura 1.2, do estudo sobre a bioeletricidade no Brasil realizado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, mostra uma crescente evolução a partir dos anos 2000 com relação a exportação dos excedentes produzidos nas agroindústrias brasileiras.

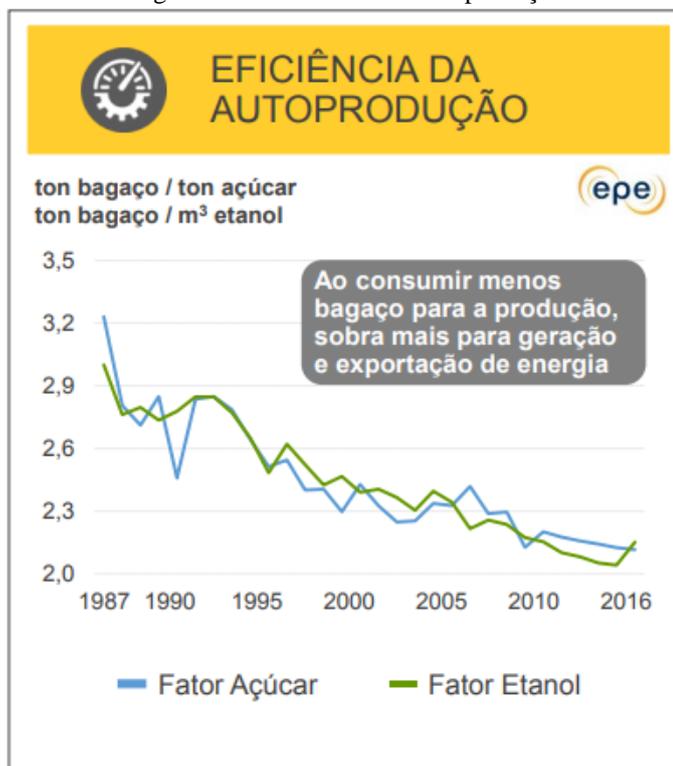
Figura 1.2 - Oferta de bioeletricidade



Fonte: A bioeletricidade e o planejamento energético - EPE (2017)

Essa evolução é associada às novas tecnologias aplicadas nessa indústria, e tornando-se mais eficientes, conseguem produzir mais energia com a mesma quantidade de matéria-prima. A Figura 1.3 representa essa evolução.

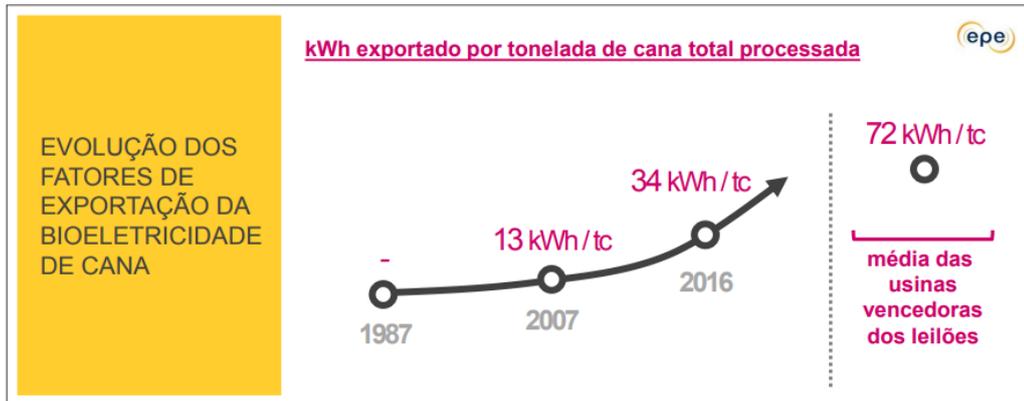
Figura 1.3 - Eficiência da Autoprodução



Fonte: A bioeletricidade e o planejamento energético - EPE (2017)

A Figura 1.4 representa a evolução da energia exportada em kWh/tonelada de cana:

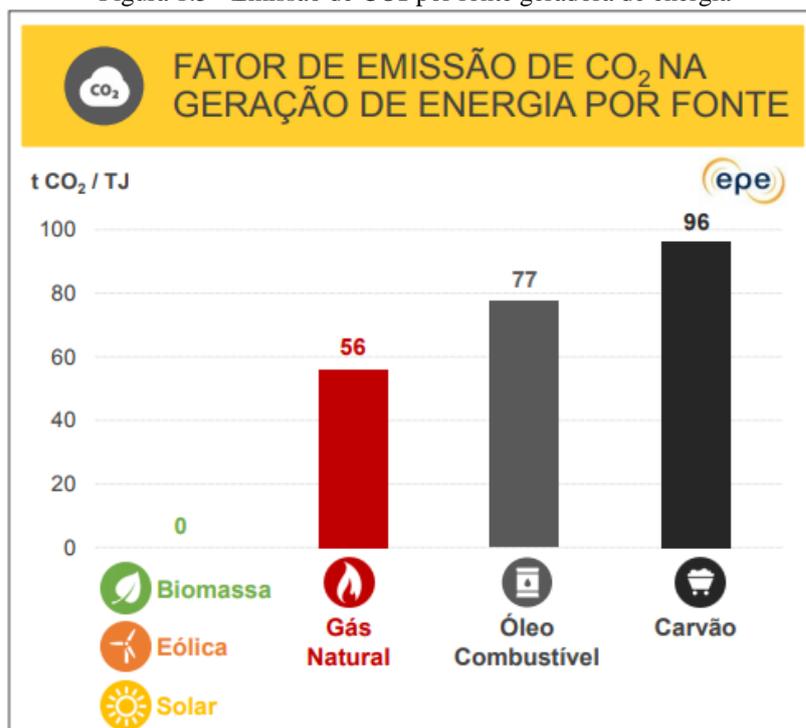
Figura 1.4 – kWh exportado por tonelada de cana total processada



Fonte: A bioeletricidade e o planejamento energético - EPE (2017)

Como prova da redução de impactos ambientais, a Figura 1.5 mostra a emissão de CO<sub>2</sub> para cada fonte de energia.

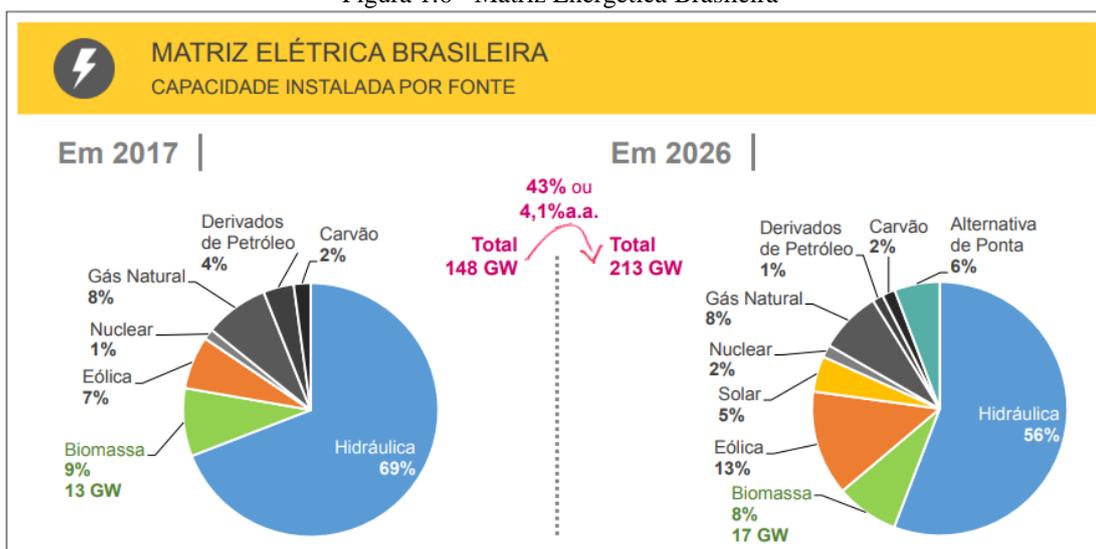
Figura 1.5 - Emissão de CO<sub>2</sub> por fonte geradora de energia



Fonte: A bioeletricidade e o planejamento energético - EPE (2017)

O estudo também revela que a tendência para 2026 é a redução da parcela percentual da participação da potência hidráulica na matriz energética brasileira, com elevação de fontes renováveis como a biomassa, solar e eólica. A Figura 1.6 representa essa característica.

Figura 1.6 - Matriz Energética Brasileira

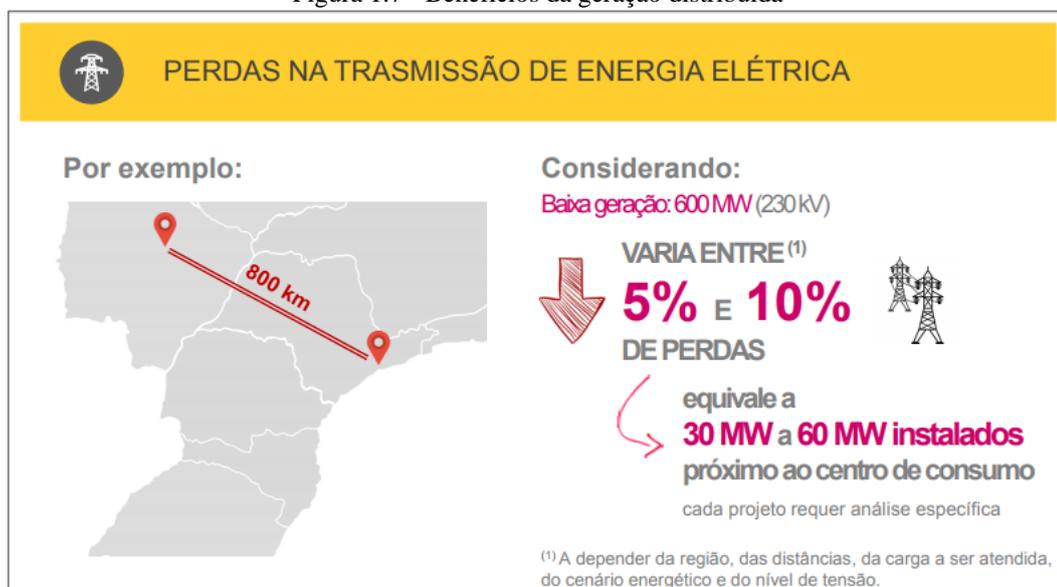


Fonte: A bioeletricidade e o planejamento energético - EPE (2017)

A evolução do potencial hidráulico fica em 16%, enquanto a biomassa cresce 32%. Destaque para o crescimento da energia eólica, cerca de 184%, de 10GW para 28GW de potência instalada.

Outro ponto importante apontado pelo estudo é com relação a redução das perdas na transmissão de energia elétrica devido ao aumento da geração distribuída devido às usinas de biomassa. A Figura 1.7 exemplifica.

Figura 1.7 - Benefícios da geração distribuída



Fonte: A bioeletricidade e o planejamento energético - EPE (2017)

O estudo mostra que o potencial de biomassa em 2030 é equivalente a 1,5 usinas de Belo Monte, cerca de 16.850 GW. Pontos de destaque da bioeletricidade foram elencados: baixo

custo marginal de produção com período de safra complementar ao hidrológico, pouca variabilidade de geração no curto prazo, apesar de ser sazonal não é intermitente, geração situada próximo aos centros de carga e redução de CO<sub>2</sub>.

Estes dados comprovam a importância das usinas sucroenergéticas como composição principal da matriz renovável do Brasil, mostrando a tendência para novas instalações industriais, comprovando a necessidade de estudos e tecnologias para torna-las a cada ano mais eficiente. Segundo a EPE (2017) “o planejamento energético brasileiro conta com a bioeletricidade”, mostrando a importância desta fonte alternativa para o futuro nacional.

## 1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

A estrutura do trabalho contém além do capítulo introdutório, mais 4 capítulos que abordarão:

- Capítulo 02: revisão teórica acerca da tarifação e abordagem sobre os mercados livre e cativo de energia;
- Capítulo 03: revisão teórica sobre os modos de controle de fluxo de potência reativa de um gerador conectado ao Sistema Interligado Nacional – SIN.
- Capítulo 04: Estudos de caso, onde serão apresentadas as metodologias, desenvolvimento e resultados.
- Capítulo 05: Descreve as conclusões obtidas dos resultados do trabalho e indica novas ideias e estudos para trabalhos futuros.

## **2 SETOR ELETRICO – MERCADO CATIVO E MERCADO LIVRE**

Há dois ambientes de contratação de energia elétrica, chamados de ACR – Ambiente de Contratação Regulada e ACL – Ambiente de Contratação Livre. No ambiente regulado o consumidor é passivo, e a energia é fornecida pela distribuidora local, com preços e demais condições reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Já o mercado livre é o ambiente em que o consumidor pode negociar sua energia, adquirindo-a diretamente de geradores, de comercializadores e até mesmo de outros consumidores livres/especial, desde que estes eventualmente tenham excedentes.

### **2.1 MERCADO CATIVO**

Neste ambiente a energia é fornecida exclusivamente pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica e contratada dos agentes geradores por meio de leilões promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, sob delegação da ANEEL. O preço desta energia, somados aos custos de manutenção e expansão das distribuidoras, junto a outras variáveis dão origem às tarifas cobradas dos consumidores finais. Este mercado corresponde a aproximadamente 70% do consumo do Brasil.

Segundo a ANEEL (2018), “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”. Ela é composta pela energia gerada, somada aos custos do transporte até as unidades consumidoras e os encargos setoriais. Além da tarifa, o Governo (Federal, Estadual e Municipal) cobra os tributos Programa de Integração Social – PIS, Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS, e a contribuição para Iluminação Pública.

Para fins de cálculo tarifário, os custos das distribuidoras são divididos em duas parcelas, a Parcela “A” e a Parcela “B”. A Parcela “A” é composta pelos custos não gerenciáveis em que a concessionária cobra do consumidor cativo os valores necessários para ressarcir o valor gasto com a distribuição de energia. Os componentes da Parcela “A” são a compra de energia, os custos com a transmissão e os encargos setoriais, descritos a seguir. A Parcela “B” são os valores necessários a cobertura dos custos com os recursos humanos, material, e operação e manutenção dos serviços de distribuição de energia elétrica. São os chamados custos

gerenciáveis. Em resumo, a Parcela “B” pode ser dividida em custos operacionais, cota de depreciação, remuneração do investimento e outras receitas.

Com relação a Parcela “A”, os custos da aquisição de energia são calculados considerando a energia requerida para atendimento do mercado de referência e as perdas de energia, subtraída da energia do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA, valorada pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigente na data do reajuste. O submódulo 3.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET – estabelecem os critérios e procedimentos de cálculo dos custos de aquisição de energia elétrica. Resumidamente é composta pelas cotas de Itaipu Binacional, Angra 1 e 2, garantia física, PROINFA, contratos bilaterais, geração distribuída, leilões de energia existente e nova, leilões de fonte alternativa, leilão de ajuste e geração própria.

O custo com transporte está relacionado a transmissão de energia do gerador até os sistemas de distribuição. O submódulo 3.3 do PRORET estabelece os critérios e procedimentos relativo ao cálculo dos custos de transmissão a serem considerados nos processos tarifários das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. É composto pelo uso das instalações de transmissão classificadas como Rede Básica, Rede Básica de Fronteira ou Demais Instalações de Transmissão – DIT – de uso compartilhado, pelo uso das instalações de distribuição, conexões às DIT de uso exclusivo, conexão às redes de distribuição, transporte de energia proveniente de Itaipu até o ponto de conexão à Rede Básica e uso do sistema de transmissão pelas centrais geradoras conectadas em nível de tensão de 88kV ou 138kV.

Os encargos setoriais também são não gerenciáveis pelas concessionárias de energia elétrica, instituídos por lei, cujo repasse aos consumidores é decorrente do equilíbrio econômico-financeiro contratual. Os encargos integrantes da Parcela “A” são a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, PROINFA, Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH, Encargos de Serviço do Sistema – ESS, Encargos de Energia de Reserva – EER, Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, Programa de Eficiência Energética – PEE e Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS. O módulo 5 do PRORET regulamenta os encargos setoriais.

Os custos da Parcela “B” são revisados a cada 4 anos, a depender do que consta do Contrato de Concessão ou Permissão. Esse processo chama-se Revisão Tarifária. A tarifa também é atualizada anualmente pelo índice de correção monetária constante no Contrato de

Concessão ou Permissão, subtraído de um fator X de eficiência. Esse processo é chamado de Reajuste Tarifário.

Segundo a ANEEL (2018), em custos operacionais,

Os custos operacionais são aqueles associados às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, como os custos com leitura e entrega de faturas, vistoria de unidades consumidoras, podas de árvores, operação de subestações, combate às perdas, administração e contabilidade (ANEEL, 2018)

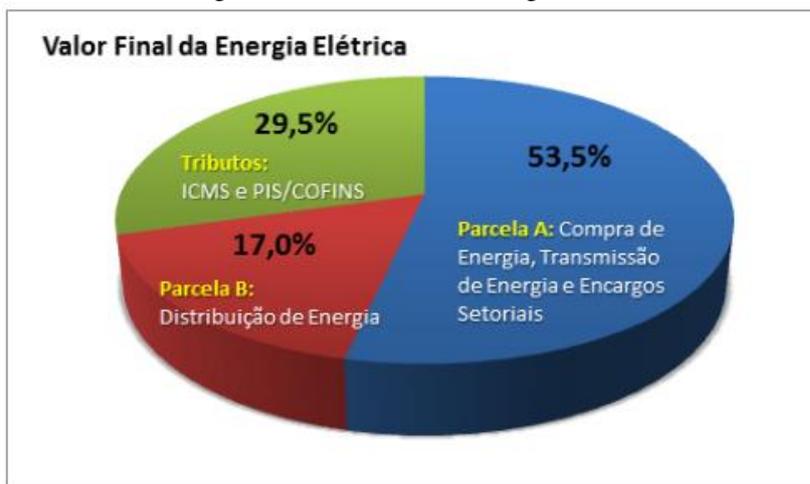
O submódulo 2.2 do PRORET estabelece a metodologia a ser utilizada para definição dos Custos Operacionais Regulatórios e das Receitas Irrecuperáveis nos processos de revisão tarifária das concessionárias.

A cota de depreciação refere-se à recomposição do capital investido e a remuneração dos investimentos à rentabilidade do negócio de distribuição. A cota de depreciação depende da Base de Remuneração Regulatória – BRR, que contempla os ativos imobilizados em serviço, terrenos, reservatórios, barragens, adutoras, edificações e obra civil, máquinas, equipamentos, almoxarifado e obrigações especiais.

Outras receitas das concessionárias relacionadas com a concessão do serviço público podem ser de atividades acessórias próprias ou complementares. Tais como arrecadação de convênio, compartilhamento de infraestruturas, serviços de avaliação técnica e aferição de medidores, elaboração de projetos, construção, expansão, manutenção, dentre outras. O submódulo 2.7 do PRORET estabelece a metodologia utilizada para definição do tratamento regulatório de outras receitas nas Revisões Tarifárias Periódicas – RTP.

A Figura 2.1 mostra o percentual por parcela “A” e “B” e tributos no valor final da energia elétrica praticada no mercado cativo. Os tributos são variáveis em cada Estado do Brasil, podendo divergir da Figura 2.1 disponibilizada pela ANEEL em seu *site*.

Figura 2.1 - Valor final da energia elétrica



Fonte: Composição da tarifa, ANEEL (2018)

### 2.1.1 CARACTERÍSTICAS TARIFARIAS

As classes de consumo são as diversas classes aplicadas a cada tipo de consumidor, conforme resolução normativa ANEEL número 414/2010. São divididas em residencial (baixa renda, baixa renda indígena, baixa renda benefício de prestação continuada da assistência social, baixa renda multifamiliar e outros), industrial, comercial (serviço de transporte, serviços de comunicação e telecomunicações, entidades filantrópicas, administração condominial, iluminação em rodovias, semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito), rural (agropecuária rural, agropecuária urbana, residencial rural, cooperativa de eletrificação rural, agroindustrial, serviço público e de irrigação, escola agrotécnica e aquicultura) e poder público (iluminação pública, serviços públicos, consumo próprio).

O horário de ponta é específico de cada distribuidora de energia elétrica, composto por um período de três horas consecutivas adotados entre 17h e 22h, incluindo feriados, com exceção dos sábados e domingos. Na concessionária local onde foi realizado o estudo de caso o horário de ponta é das 17h30min às 20h30min.

As modalidades tarifárias são os conjuntos de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potências ativas, divididas em azul, verde, convencional binômia, convencional monômia e branca.

Os consumidores são divididos em dois grupos, "A" e "B". O grupo "A" representa as unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3kV, sendo subdivididos nos subgrupos A1 (tensão de fornecimento igual ou superior a 230kV), A2 (tensão de fornecimento de 88kV a 138kV), A3 (tensão de fornecimento 69kV), A3a (tensão de

fornecimento de 30kV a 44kV), A4 (tensão de fornecimento de 2,3kV a 25kV) e AS (tensão de fornecimento inferior a 2,3kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição). Os consumidores do grupo “B” podem ser subdivididos nos subgrupos B1 (residencial), B2 (rural), B3 (demais classes) e B4 (iluminação pública).

A tarifa azul é aplicável às unidades consumidoras do grupo “A”, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo e demanda de acordo com as horas do dia. A tarifa verde também é aplicada aos consumidores do grupo “A” e possui tarifas diferenciadas para o consumo de energia elétrica, mantendo a tarifa única para a demanda de potência. A tarifa convencional binômia é aplicada aos consumidores do grupo “A” caracterizada por tarifas de consumo e demanda de potência ativa independentes das horas de utilização do dia. Essa tarifa será extinta após a revisão tarifária de cada distribuidora. Já a convencional monômia é aplicada aos consumidores do grupo “B” caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica independente das horas de utilização do dia. A tarifa branca é aplicada aos consumidores do grupo “B”, exceto para o subgrupo “B4” e para as subclasses baixa renda do subgrupo “B1”, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia.

Conforme resolução normativa ANEEL número 414/2010, artigo 95, “O fator de potência de referência “fR”, indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido, para as unidades consumidoras do grupo “A” o valor de 0,92”. Com isso, nos casos em que houver montantes de energia e demanda reativas que excederem o limite permitido, aplicam-se as cobranças estabelecidas nos artigos 96 e 97 desta mesma resolução.

Há o benefício da sazonalidade para consumidores que destinam os fins às atividades de agropecuária, pecuária, pescaria. Conforme artigo 10 da resolução normativa ANEEL 414/2010, inciso II, o benefício é reconhecido quando ocorre a “verificação, nos 12 (doze) ciclos completos de faturamento anteriores ao da análise, de valor igual ou inferior a 20% (vinte por cento) para a relação entre a soma dos 4 (quatro) menores e a soma dos 4 (quatro) maiores consumos de energia elétrica ativa”. A usina deste estudo foi enquadrada neste benefício, podendo ser faturada pela demanda registrada e não a contratada.

A economia financeira com energia elétrica pode ser realizada pelo correto enquadramento tarifário no mercado cativo, analisando suas curvas de consumo x demanda, adotando a correta modalidade tarifária, e realizando as correções do fator de potência, caso

necessário. Outra maneira de se conseguir essa economia é com a migração para o mercado livre de energia, caso o consumidor possua o perfil adequado a este mercado.

## 2.2 MERCADO LIVRE

Os atuais critérios de migração para o mercado livre foram estabelecidos em 1988, pela lei 9.648/1998, que altera dispositivos das leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.

Foram criados dois grupos de consumidores aptos a escolher seu fornecedor de energia elétrica, sendo o primeiro composto pelas unidades com carga maior ou igual a 3.000 kW atendidas em tensão menor ou igual a 69kV e para novas unidades consumidoras instaladas a partir de 07 de julho de 1995 com demanda acima de 3.000 kW e atendidas em qualquer nível de tensão. O segundo grupo é composto por unidades com demanda maior ou igual a 500 kW atendidos em qualquer nível de tensão, desde que comprem energia das chamadas fontes renováveis (Pequenas centrais hidroelétricas, usinas de biomassa, usinas eólicas e sistemas de cogeração qualificada).

Consumidores especiais com o mesmo CNPJ podem agregar suas cargas para atingir o mínimo de demanda (500 kW) exigido pela regulamentação.

Todo consumidor livre deve ser agente da CCEE ou ser representado por um comercializador varejista. Precisam adequar seu Sistema de Medição e Faturamento – SMF – conforme módulo 12 dos procedimentos de rede.

Segundo a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia – ABRACEEL:

No tocante à qualidade da energia e à segurança de sua oferta não há diferenças entre consumidores livres e cativos. Os consumidores livres pagam às companhias de distribuição pelo acesso e uso de suas redes, em valores equivalentes aos que são pagos pelos consumidores cativos. A diferença está na compra da energia (ABRACEEL, 2018)

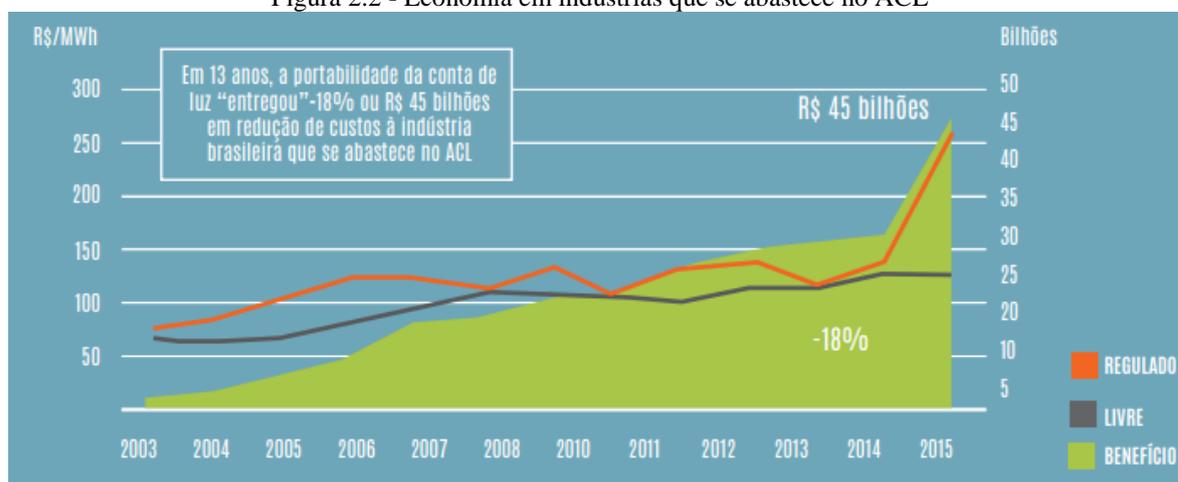
Como informado, no mercado cativo há um consumo compulsório e não gerenciável, podendo o consumidor absorver incertezas, erros e acertos do planejamento centralizado do governo e das distribuidoras. Já para o consumidor livre a energia é livremente negociada. Ele é responsável por gerir incertezas, e por seus erros e acertos na decisão da contratação.

Segundo a ABRACEEL em sua cartilha sobre o mercado livre de energia elétrica, Atualmente, mais de 60% da energia consumida pelas indústrias do País é adquirida

no mercado livre de energia. Essas empresas buscam, principalmente, redução nos custos e previsibilidade na fatura de eletricidade. Desde 2003, o mercado livre proporcionou, em média, uma economia de 18% em comparação com o mercado cativo (ABRACEEL, 2016).

A Figura 2.2 ilustra essa informação.

Figura 2.2 - Economia em indústrias que se abastece no ACL



Fonte: Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica - ABRACEEL (2016)

A compra de energia pode ser realizada entre o consumidor e agentes comercializadores, importadores, autoprodutores, geradores e por excedentes de outros consumidores livres/especiais. Esta energia pode ser incentivada ou convencional. Os consumidores que adquirirem energia incentivada podem obter descontos entre 50% e 100% em suas tarifas de uso do sistema de transmissão ou distribuição (TUST, TUSD). Para isso, necessitam negociar sua compra com usinas a biomassa, eólicas, solares e pequenas centrais hidroelétricas com potência inferior ou igual a 30MW. Essa medida promove o desenvolvimento das fontes renováveis no País.

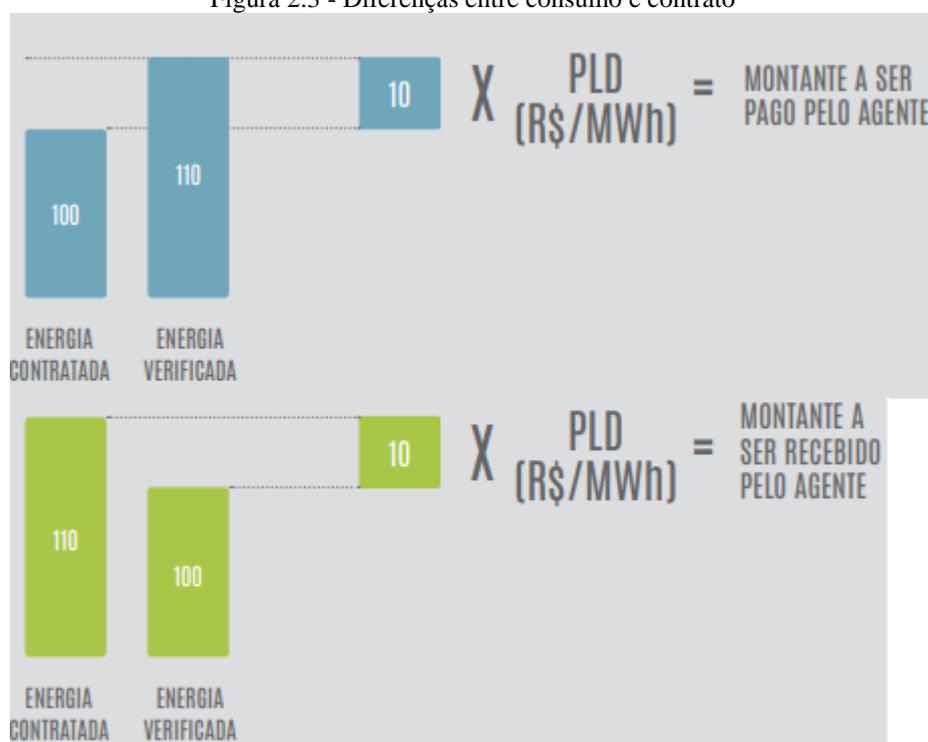
Segundo a ABRACEEL (2016), os agentes comercializadores, apesar de não possuírem ativos de geração de energia elétrica, movimentam cerca de 50% do mercado livre. A resolução normativa ANEEL número 678/2015 regulamenta esta atividade.

O consumo de energia pode variar do valor contratado, seja para cima ou para abaixo, assim como um agente gerador poderá gerar mais ou menos energia do contrato de venda. Quando isso ocorre, a CCEE compara os montantes verificados, ou seja, geração e consumo registrados e compara com os montantes contratados registrados no sistema da Câmara, caso haja diferença entre os valores, elas serão liquidadas no Mercado de Curto Prazo – MCP, ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. Este preço é baseado no Custo Marginal de

Operação – CMO – variando semanalmente entre o teto mínimo e máximo. O prazo para realização de contrato no mercado de curto prazo é de nove dias do mês subsequente ao consumo. Caso o consumidor não realize este contrato, ele pagará diretamente à CCEE o valor do PLD, podendo ser penalizado financeiramente toda vez que consumir energia sem contrato na média móvel dos 12 meses anteriores.

Sendo assim, a Figura 2.3 mostra os casos em que o consumidor consumiu mais do que o contrato, e outro caso em que o consumo foi inferior ao contrato, podendo ele vender o excedente novamente no mercado e liquidar ao preço do PLD.

Figura 2.3 - Diferenças entre consumo e contrato



Fonte: Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica - ABRACEEL (2016)

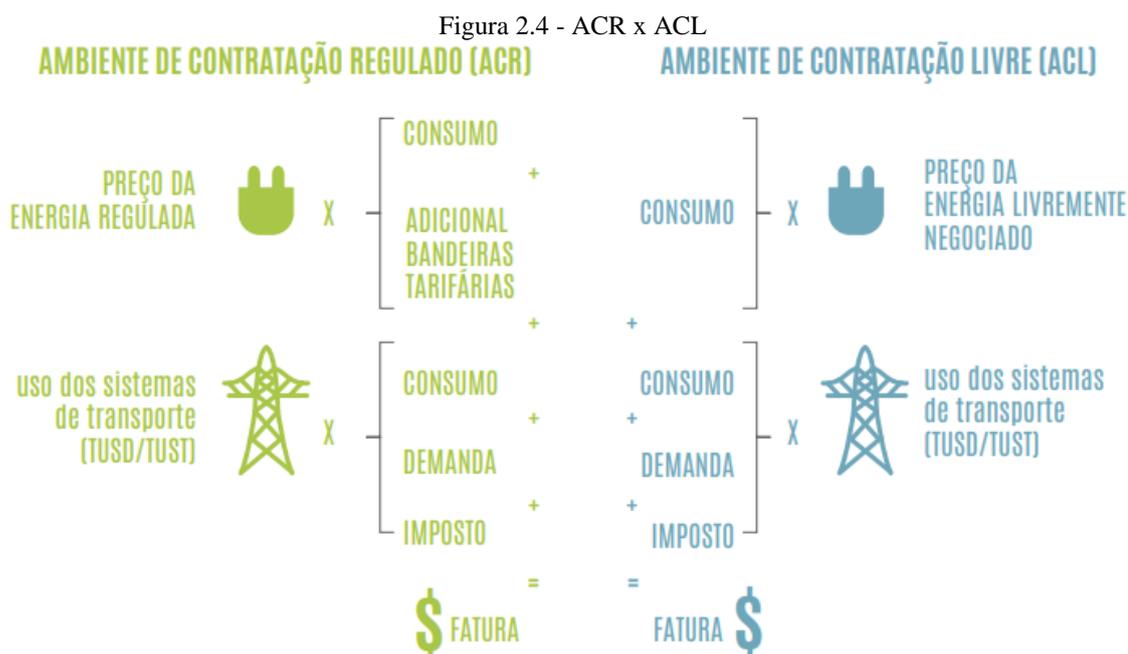
A migração para o mercado livre deve ser planejada corretamente por empresa especializada, observando sua estratégia a longo prazo. A viabilidade deverá garantir o suprimento de energia elétrica, tendo uma Taxa Interna de Retorno que esteja dentro da estratégia. O retorno ao mercado cativo deve ser avisado com cinco anos de antecedência à concessionária de distribuição local, podendo este prazo ser desconsiderado por decisão da concessionária. Essa questão amplia ainda mais a necessidade de um bom planejamento e as corretas tomadas de decisão.

As vantagens da migração para o mercado livre podem ser descritas como o poder de escolha na compra de energia, ter mais competitividade com a compra de uma energia mais

barata, flexibilidade contratual, sazonalidade, previsibilidade em contratos de longo prazo, dentre outros. O grande benefício é na compra de energia segundo a ABRACEEL (2016).

Quando o consumidor potencialmente livre ou especial efetiva sua migração para o mercado livre, os custos referentes ao serviço de distribuição (Parcela B) permanecem os mesmos, pois a distribuidora se mantém responsável pela entrega de energia. O que muda é o pagamento dos custos da energia propriamente dita, negociado diretamente com os fornecedores. Os encargos e a transmissão, que são custos regulados, não podem ser negociados (ABRACEEL, 2016).

A Figura 2.4 representa a diferença resumida entre o ACR e ACL.



Fonte: Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica - ABRACEEL (2016)

### 2.3 AUTOPRODUTOR DE ENERGIA

O Autoprodutor de energia é a pessoa física ou jurídica que recebe concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo eventualmente, com autorização da ANEEL, comercializar o excedente de energia elétrica gerada.

O decreto número 2003/1996 traz artigos importantes destacados neste trabalho.

É necessária a concessão ou autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, sendo os estudos técnicos necessários, realizados pelos interessados (art. 3º e art. 4º). Para utilizarem e comercializarem a energia elétrica produzida, é assegurado aos autoprodutores e produtores independentes o acesso ao sistema de transmissão e distribuição de concessionários e permissionários do serviço público, sendo estes devidamente ressarcidos (art. 13º). A operação dos autoprodutores e produtores independentes pode ser feita na modalidade integrada ou não integrada. A

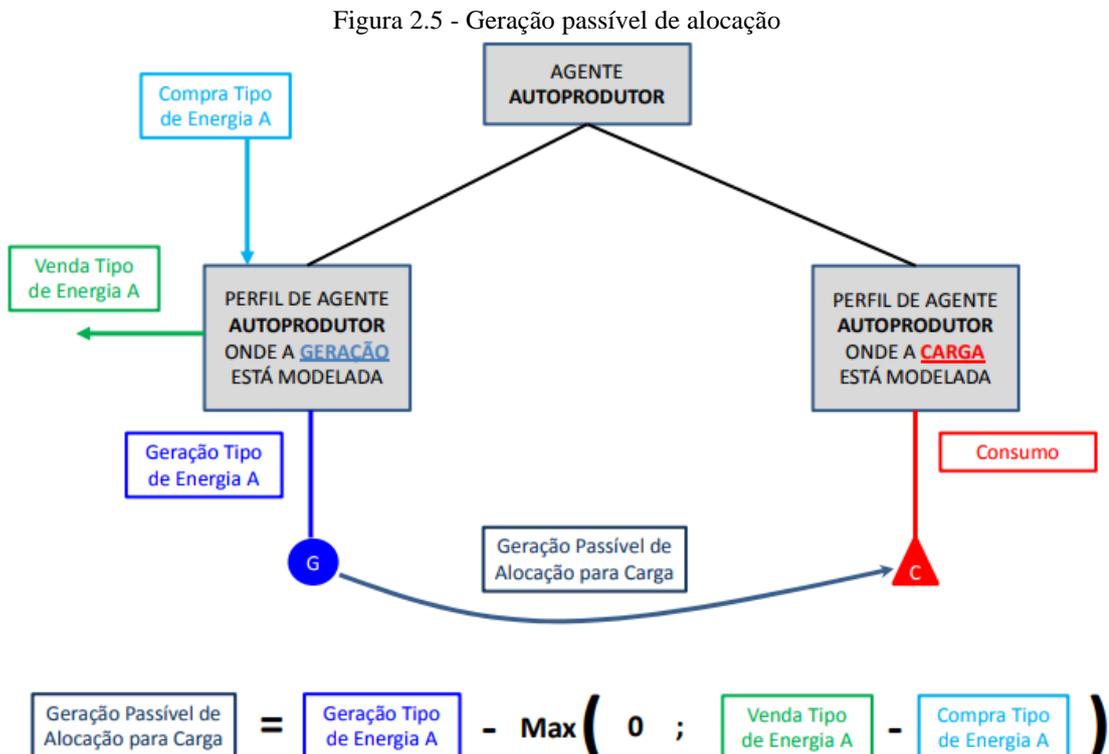
modalidade integrada é necessária quando a operação causa grande impacto na rede elétrica, ou seja, nessa modalidade devem ser obedecidas as instruções do ONS. A modalidade não integrada ocorre quando não é causado impacto significativo na rede elétrica (art. 14º). Ainda, nos contratos são definidos os montantes de energia anual e potência que poderão ser comercializados ou utilizados para consumo próprio. Existem cobranças de taxas e compensação financeira ao poder executivo (art. 15º e art. 16º) (BUNEDER, 2014).

A alocação de geração própria, conforme artigo 26 da lei número 11.488/2007, é permitido para agentes autoprodutores, produtores independentes com cargas próprias e consumidores participantes de Sociedade de Propósito Específico – SPE. Isso significa que a geração destinada deve ser abatida do consumo apurado, sendo este consumo resultante valorado ao custo em R\$/MWh dos encargos presentes na Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição (TUSD) ou Transmissão (TUST). Encargos estes que são a CDE e o PROINFA.

A lei 12.783/2013 extinguiu a cobrança do encargo setorial CCC, e conseqüentemente a TUST-CCC.

Em resumo, sempre que a energia gerada for maior que a energia consumida em uma unidade consumidora, estes encargos não incidem na tarifa de transmissão/distribuição. Nestes casos, a energia excedente pode ser comercializada com autorização da ANEEL.

A Figura 2.5 resume a possível alocação de geração em usinas que possuem a carga sob a figura de um mesmo agente.



### 3 CONTROLE DE REATIVOS

#### 3.1 MÁQUINA SÍNCRONA

As máquinas síncronas, trabalhando como geradores, são responsáveis por gerar a energia elétrica que será transportada aos centros consumidores pelas linhas de transmissão e distribuição. Ela é capaz de transformar energia mecânica em energia elétrica. Devido a igualdade entre a frequência elétrica e a frequência angular, são classificados como geradores síncronos.

O funcionamento básico de uma máquina síncrona segue as leis do eletromagnetismo, em que surge uma diferença de potencial induzida nos terminais de um condutor sujeito a um campo magnético variante no tempo ou espaço. No caso do gerador, um campo magnético invariante é gerado por uma corrente elétrica contínua de campo, nos enrolamentos do rotor. Este rotor é girante devido ao acoplamento existente a máquina primária, por exemplo, uma turbina a vapor, tornando-se variante no espaço. O movimento relativo entre o campo e os condutores trifásicos do estator faz com que seja induzida uma diferença de potencial nos terminais deste condutor. Quando conectado a uma carga, essa tensão induzida faz com que circule uma corrente pelo gerador e pela carga, resultando em potência fornecida. Essa potência aparente –  $S$  – é complexa, representada por uma parte real, potência ativa –  $P$ , e uma parte imaginária, a potência reativa –  $Q$ .

O gerador síncrono possui limites dentro dos quais ele pode ser utilizado de maneira segura. Basicamente os limites são a potência da turbina, a excitação do campo, a estabilidade e condições térmicas do gerador. Para entendimento, ilustra-se na Figura 3.1 o diagrama vetorial de um gerador, desprezando-se sua resistência de armadura, onde:

$E_o$  = Tensão interna do gerador;

$V$  = Tensão nos terminais do gerador;

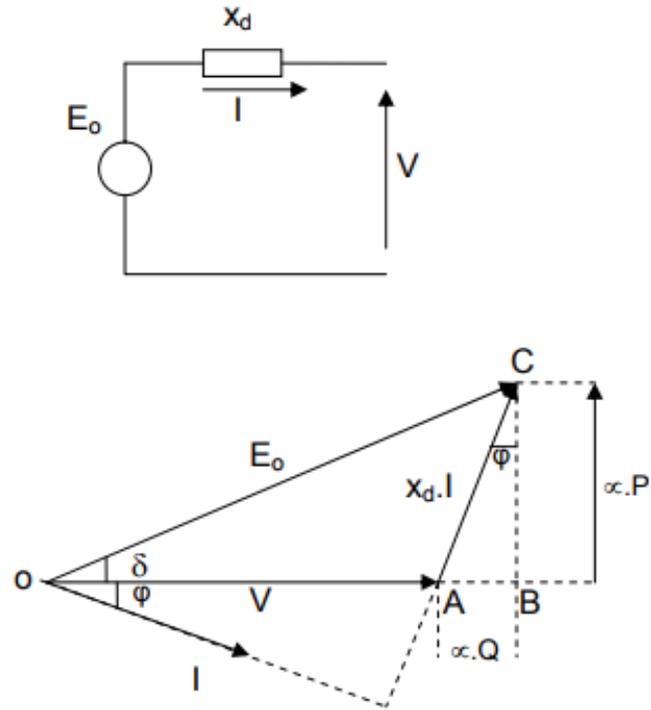
$I$  = Corrente de armadura

$X_d$  = Reatância síncrona;

$\delta$  = Ângulo de potência da máquina;

$\varphi$  = Ângulo do fator de potência da máquina;

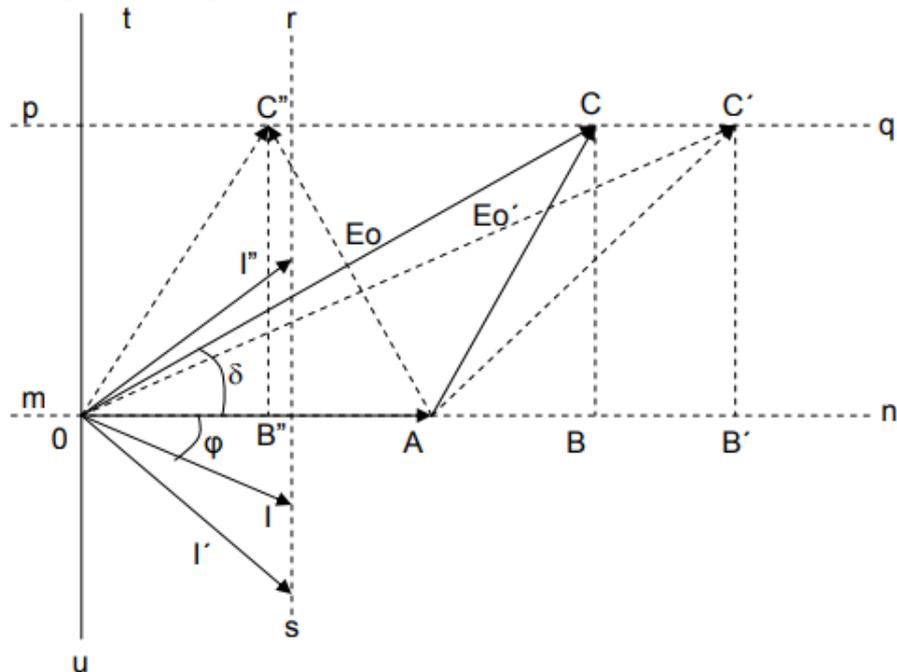
Figura 3.1- Diagrama vetorial de um gerador síncrono



Fonte: Sistema de Geração de Energia Elétrica - ACTUAL (2010)

Pelo diagrama vetorial, Figura 3.2, percebe-se que a potência representada pelo segmento de reta  $\overline{BC}$  permanece constante para diferentes valores de excitação ( $E_0$ ) e ângulo de potência ( $\delta$ ).

Figura 3.2- Diagrama vetorial com variação da excitação e potência constante



Fonte: Sistema de Geração de Energia Elétrica - ACTUAL (2010)

Admitindo-se um gerador operando em paralelo com o sistema, tem-se Equações (1) e (2):

$$P = V \times I \times \cos \varphi \quad (1)$$

$$Q = V \times I \times \sin \varphi \quad (2)$$

$$\overline{BC} = xd \times I \times \cos \delta = E_o \times \sin \delta$$

Multiplicando-se os dois termos por  $(V/xd)$  têm-se a potência ativa por fase, nas Equações (3) e (4):

$$P = (V / xd) \times E_o \times \sin \delta \quad (3)$$

De maneira análoga, têm-se:

$$Q = (V / xd) \times (E_o \times \cos \delta - V) \quad (4)$$

Onde:

P = Potência ativa;

Q = Potência reativa;

V = Tensão elétrica no terminal do gerador;

I = Corrente elétrica;

$\cos \varphi$  = Cosseno do ângulo de defasagem entre tensão e corrente;

$\sin \varphi$  = Seno do ângulo de defasagem entre tensão e corrente;

$xd$  = Reatância síncrona da máquina;

$E_o$  = Tensão interna do gerador;

$\cos \delta$  = defasagem entre tensão interna e tensão terminal do gerador;

$\sin \delta$  = defasagem entre tensão interna e tensão terminal do gerador.

Percebe-se que a medida que a excitação aumenta, menor é o ângulo de potência necessário à transferência de uma determinada potência ativa. Segundo a Actual (2010), a máquina com maior fluxo, é potencialmente mais apta para transferir o conjugado eletromagnético. Entretanto, valores elevados de força eletromotriz – *fem* – interna pressupõem valores correspondentemente altos de corrente de excitação. Portanto, conclui-se que é necessário um limiar para a corrente de excitação, com seu máximo (em que o enrolamento de campo possa suportar sem excessivo aquecimento) e mínimo (onde não ocorra a perda do sincronismo).

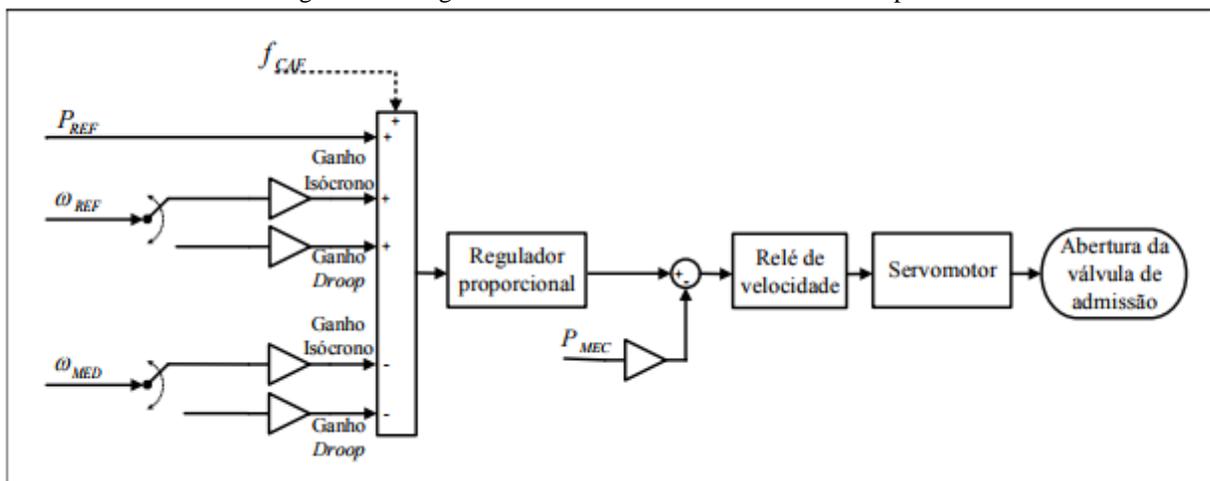
O segmento de reta  $\overline{RS}$  na Figura 3.3 representa o limite da corrente de armadura, que inicia em sua mínima excitação, tem seu menor valor quando o gerador está com fator de



O controle de velocidade da máquina está intimamente ligado a geração de potência ativa  $P$ , ou seja, controla a potência mecânica da máquina (controle do vapor admitido na turbina pelas válvulas de controle) que será transformada em potência elétrica, além de garantir o controle da frequência da tensão gerada e o sincronismo com o sistema em que está conectado. Para isso são utilizados controladores automáticos de velocidade, que corrigem o *setpoint* da máquina, conforme pré-estabelecido. Os sensores elétricos, neste tipo de turbina, utilizam a variação da frequência gerada para realizar as medições das variações de velocidade. Estes sensores são chamados de *pick-up*. Basicamente, uma roda dentada é utilizada para gerar os pulsos em um sensor magnético de proximidade.

A Figura 3.4 ilustra um regulador de velocidade para uma turbina a vapor.

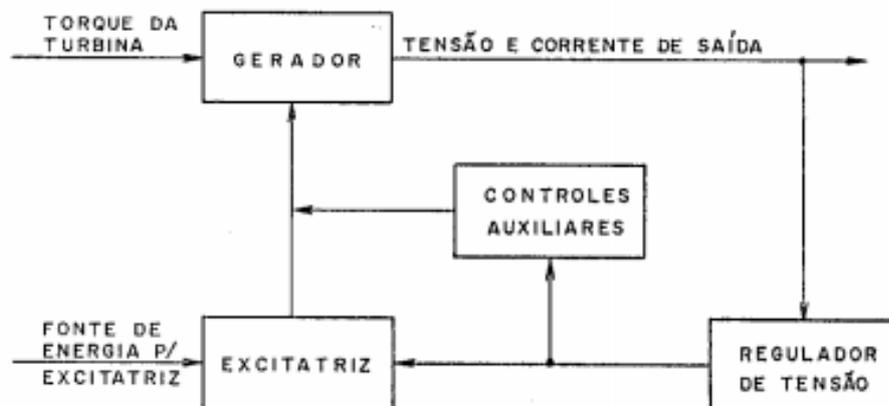
Figura 3.4 - Regulador de velocidade de uma turbina a vapor.



Fonte: RAMALHO (2016)

A Figura 3.5 mostra uma configuração padrão de um sistema de excitação de uma máquina síncrona.

Figura 3.5 - Sistema de excitação de uma máquina síncrona

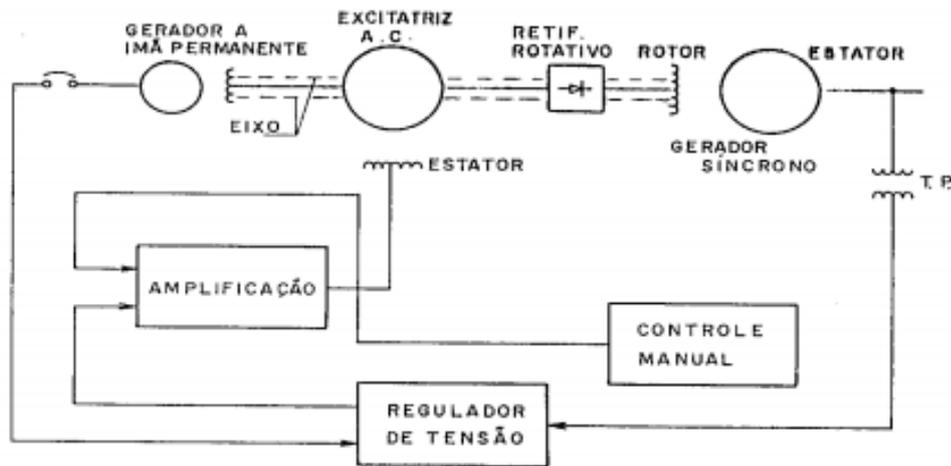


Fonte: COSTA e SILVA (2016)

Segundo Costa e Silva (2016), a função do sistema de excitação é estabelecer a tensão interna do gerador síncrono. Em consequência, o sistema de excitação é responsável, não somente pela tensão de saída da máquina, mas também pelo fator de potência e pela magnitude da corrente gerada. Neste estudo, as máquinas adotam o sistema de excitação sem escovas, *brushless*, que basicamente funciona com o regulador de tensão comparando a tensão nos terminais do gerador com a tensão de referência, onde o erro resultante alimenta o campo da excitatriz. A saída da armadura rotativa da excitatriz de corrente alternada passa pelo retificador rotativo, que por sua vez, alimenta o campo do gerador síncrono.

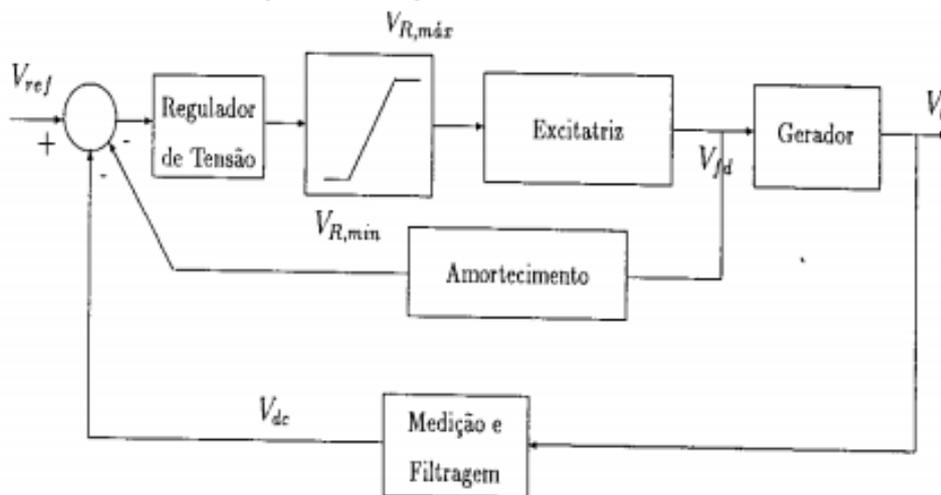
A Figura 3.6 ilustra um modelo de excitação sem escovas, *brushless*, enquanto a Figura 3.7 ilustra o diagrama de blocos do Regulador Automático de Tensão – AVR.

Figura 3.6 - Sistema de excitação *brushless*



Fonte: COSTA e SILVA (2016)

Figura 3.7 - Diagrama de blocos de um AVR



Fonte: COSTA E SILVA (2016)

É importante que o regulador automático de tensão tenha parâmetros configuráveis dos limitadores de subexcitação e sobreexcitação, garantindo os níveis mínimos e máximos de excitação, respeitando as curvas de capacidade das máquinas.

A colocação de geradores síncronos em paralelo com outros sistemas ou geradores, deve obedecer algumas regras. A primeira é que a força eletromotriz – *fem* – em cada máquina deve ser sempre igual e oposta a tensão do barramento. Caso isso não ocorra, haverá circulação de corrente entre os geradores e o barramento, podendo vir a danificar as máquinas. Precisam ter a mesma forma de onda para que tenham valores instantâneos sempre iguais, além do mesmo valor eficaz. Necessitam ter a mesma frequência, como exemplo, no Brasil, todas máquinas trabalham em 60Hz, e mesmo defasamento angular. A última condição é a mesma sequência de fases para as máquinas trifásicas.

A unidade de controle e sincronização é responsável por realizar o sincronismo. Ela monitora as condições acima descritas, e no instante ideal realiza o fechamento do disjuntor e paralelo do sistema. Controlando o *speed bias* do controlador de velocidade e o *voltage bias* do regulador automático de tensão, a unidade de controle consegue dar ganhos no módulo de tensão e velocidade (frequência), a fim de chegar às condições de sincronismo. Este controle é automático, pois há a coleta das informações via transdutores do lado gerador e lado do barramento, possibilitando a equalização das condições, realizando o sincronismo.

Essas unidades utilizadas no conjunto turbogerador de usinas sucroenergéticas possuem características de operação em paralelo com uma barra infinita<sup>1</sup> em modo chamado base de carga, que irão manter fixa sua geração através de ajuste específico do *setpoint* parametrizado no controlador. Resumindo, o aumento da velocidade da turbina (aumento da entrada de vapor e ganho de energia térmica) irá proporcionar um aumento da potência ativa gerada e o aumento da tensão de excitação irá proporcionar uma maior sobreexcitação da máquina, produzindo mais potência reativa, não alterando a frequência e tensão do sistema. A diminuição da velocidade da turbina e da excitação da máquina trarão efeitos contrários aos descritos.

Caso haja problemas e o gerador se desconecte do sistema, o controlador entenderá e alterará seu controle para isócrona (controle de tensão e frequência) com operação isolado do sistema.

---

<sup>1</sup> Grande sistema de transmissão com características de frequência e tensão constantes.

### 3.2 FLUXO DE REATIVOS

A potência ativa trifásica em um circuito é dada pela Equação (5), enquanto a potência reativa trifásica é mostrada na Equação (6).

$$P = \sqrt{3} \times V \times I \times \cos \varphi \quad (5)$$

$$Q = \sqrt{3} \times V \times I \times \sin \varphi \quad (6)$$

Onde:

P = Potência ativa trifásica;

Q = Potência reativa trifásica;

V = Tensão elétrica do sistema fase-fase;

I = Corrente elétrica do sistema;

$\cos \varphi$  = Cosseno do ângulo de defasagem entre tensão e corrente;

$\sin \varphi$  = Seno do ângulo de defasagem entre tensão e corrente.

A potência reativa em um sistema elétrico de potência sempre representará um aumento de corrente, resultando em um aumento nas perdas elétricas.

Toda linha de transmissão e distribuição de energia elétrica possui resistência, indutância e capacitância. Portanto, sempre haverá queda ou elevação de tensão devido ao produto da tensão pelas reatâncias indutivas, capacitivas e pela resistência do circuito, necessitando do suprimento de reativos, que pode estar em avanço ou atraso, dependendo da carga. Com isso, é possível reduzir as perdas elétricas por Efeito Joule, em linhas de distribuição e transmissão, fazendo o controle preciso e necessário do fluxo de reativos.

As perdas por Efeito Joule podem ser representadas pela Equação (7). Observa-se que as perdas são proporcionais ao quadrado da corrente. Portanto, reduzindo-se a corrente, devido a potência reativa circulante, reduz-se também as perdas elétricas por Efeito Joule.

$$\text{Perdas} = V \times I = (R \times I) \times I = R \times I^2 \quad (7)$$

Onde:

V = Tensão elétrica do Sistema;

I = Corrente elétrica do Sistema;

R = Resistência elétrica do sistema.

A título de exemplo, segundo Santos (2009), em um circuito com fator de potência 0,5, a corrente seria o dobro da que circula, caso o fator de potência fosse unitário. Em linhas com elevadas cargas, as perdas devido ao fluxo de reativos podem tornar-se significativas.

Há vários métodos de realizar as compensações de potência reativa para minimizar sua circulação em circuitos. Serão abordados os principais, na sequência deste capítulo.

### 3.2.1 GERADORES SINCRONOS

São responsáveis pelo suprimento de potências ativas e reativas. Devem operar dentro de sua curva de capacidade, realizando o controle de tensão através da alteração da corrente de campo, sendo o regulador de tensão o principal responsável por este controle. Essa atuação é capaz de gerar (operação sobreexcitada) ou absorver (operação subexcitada) potência reativa para o sistema. Comercialmente, o gerador é fabricado com fator de potência de 0,8, justamente para ter a folga de trabalhar com controle de tensão e conseqüentemente controle de reativos.

### 3.2.2 TRANSFORMADORES COM MUDANÇA DE TAP

Transformadores que possibilitam alteração das relações de transformação entre primário e secundário possuem TAP. Estes podem ser alterados de forma manual e com o transformador desligado (normalmente de baixa potência), ou de forma automática e sob carga, sendo chamados de *Line Tap Change* – LTC, normalmente de grandes potências e tensões. A alteração na relação de transformação entre primário e secundário nos transformadores provocam alteração do fluxo de reativos na linha a jusante deste transformador.

### 3.2.3 LINHA DE TRANSMISSÃO

Na modelagem simples de uma linha de transmissão verifica-se um circuito série com uma resistência e uma reatância indutiva, além das admitâncias *shunt*. Portanto, a linha de transmissão é capaz de fornecer potência reativa proporcional ao quadrado da tensão do sistema, como também absorver reativo da linha proporcionalmente ao quadrado da corrente, devido a sua reatância indutiva. Na prática, para cargas leves, a linha acaba representando um capacitor, com fornecimento de potência reativa (tendo que se corrigir com instalação de reatores, por exemplo) e para cargas pesadas, a linha acaba absorvendo potência reativa (tendo que se corrigir com instalação de capacitores, por exemplo).

### 3.2.4 CAPACITORES SHUNT

Principal equipamento utilizado na correção de fator de potência e controle de tensão em casos de carga pesada, devido sua baixa complexidade e baixo custo. Controlam a tensão com o fornecimento de potência reativa, reduzindo a corrente reativa a montante do mesmo.

### 3.2.5 REATORES SHUNT

Ao contrário dos capacitores shunt, são utilizados com intuito de absorver potência reativa do sistema. Normalmente são utilizados na energização de longas linhas de transmissão, assim como controle de tensão no caso de carga leve.

### 3.2.6 CAPACITORES SÉRIE

O objetivo deste equipamento é tornar o circuito eletricamente menor, ou seja, reduzir a impedância total da linha com a diminuição elétrica da reatância indutiva. Não é muito usual e merece estudo antes da instalação devido a sua complexidade, podendo causar ressonâncias no sistema, assim como a instalação de um esquema de proteção especial.

### 3.2.7 COMPENSADORES SÍNCRONOS

Como os geradores síncronos, são capazes de absorver ou gerar potência reativa para o sistema. Porém, não possuem a função de suprimento de potência ativa. Devido sua característica ser de máquina rotativa, acaba gerando uma complexidade de instalação e manutenção quando comparado às soluções estáticas (reatores e capacitores), inviabilizando sua utilização. São geralmente instalados em locais de pouca geração.

### 3.2.8 DISPOSITIVOS FACTS

*Flexible AC Transmission Systems* – FACTS – cresceram com a evolução da eletrônica de potência. São utilizados em soluções técnicas para problemas com a estabilidade de tensão. Dentro dos dispositivos FACTS, têm-se:

#### 3.2.8.1 SVC – COMPENSADOR ESTÁTICO DE POTÊNCIA REATIVA

*Static Var Compensator* – SVC – Atuam tanto fornecendo, quanto absorvendo potência reativa do sistema. Chaveiam bancos de capacitores ou indutores de acordo com a necessidade do sistema elétrico, fazendo a comparação da tensão da rede com a tensão de referência em seu controle.

#### 3.2.8.2 TCSC – COMPENSADOR SÉRIE CONTROLADO

*Thyristor Controlled Series Compensator* – TCSC – funcionam como os compensadores SVC's, mudando apenas a instalação, que passa a ser em série com o sistema.

### 3.2.8.3 STATCOM

*Static synchronous compensator* – STATCOM – é o equivalente eletrônico do compensador síncrono ideal. Ele controla potência reativa do sistema, podendo gerar ou absorve-la do sistema. É composto basicamente de transformador, inversor, condensador e seu sistema de controle.

## **4 ESTUDO DE CASO**

### **4.1 CARACTERIZAÇÃO DA UNIDADE INDUSTRIAL**

A unidade industrial, alvo deste estudo, será caracterizada desde seu processo produtivo até a utilização da sua energia. Os dados utilizados, foram coletados pela usina via sistema de automação e medição.

A Usina Termoelétrica Indústria de Açúcar e Alcool do Centro Oeste – UTE Iaco – está em funcionamento desde o ano de 2008. Funcionou de 2008 a 2014 produzindo álcool e energia elétrica para consumo interno, como autoprodutor de energia, onde em 2014 obteve o ato autorizativo para comercialização de sua energia excedente e implantação do seu sistema de transmissão de energia.

Como as plantas sucroenergéticas possuem as mesmas características em sua grande maioria, o resultado final e as pesquisas deste estudo poderão ser aplicados às demais indústrias deste setor.

#### **4.1.1 PROCESSO PRODUTIVO**

O processo produtivo da UTE Iaco se resume aos setores de:

**Moenda:** Na moenda é onde faz-se a recepção da cana-de-açúcar que chega da lavoura. A cana picada que vem do campo, através da colheita mecanizada, passa por um processo de limpeza, antes de ir para as esteiras do preparo. No preparo da cana, ela é submetida aos dois maiores motores síncronos da planta: o picador e o desfibrador (procedimento de nivelamento e desfibramento das células). Após picada e desfibrada, ela é levada as moendas propriamente ditas, compostas de rolos de pressão e de alimentação, acionados por motores elétricos. Deste processo, basicamente é separado o bagaço da cana-de-açúcar que vai para as caldeiras, e o caldo misto que vai para o tratamento do caldo.

**Tratamento do caldo:** Neste setor é realizado o processo de filtragem (peneira) do caldo, decantação do caldo, pré-aquecimento (evaporadores) e aquecimento.

**Fermentação:** O caldo é fermentado até que vire vinho, e após é centrifugado, onde ocorre a separação do fermento, que será retornado a cuba de fermento, e do vinho alcoólico que será enviado ao setor da destilaria.

**Destilaria:** Destilação do vinho e retificação do álcool, podendo ser produzidos álcool hidratado e álcool anidro. Normalmente o álcool hidratado é composto de 95,1% a 96% de álcool e o restante de água, enquanto o álcool anidro é composto de 99,6% de álcool.

**Estação de tratamento de água (ETA):** É na ETA onde se fabrica a água desmineralizada para alimentação das caldeiras.

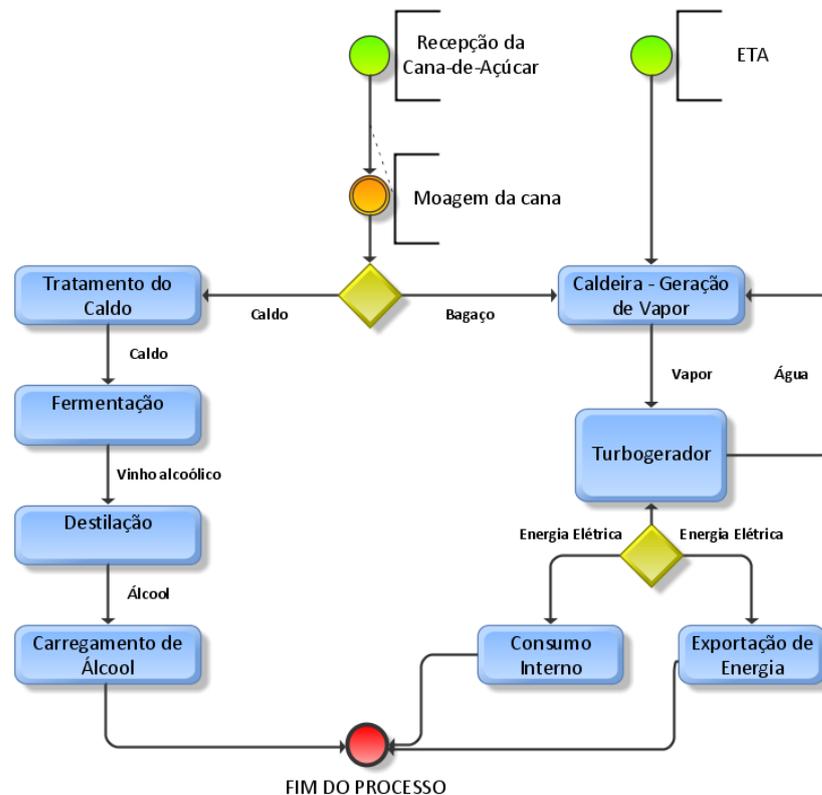
**Caldeiras:** Geração de vapor para utilização na geração de energia elétrica e no processo produtivo.

**Casa de força:** Onde localizam-se as duas turbinas da usina, sendo uma de contrapressão (com características de suprimento do vapor de processo para a usina) e outra de condensação com extração (Nesta turbina há a opção de condensação total do vapor, assim como balancear uma porção para condensação e outra para suprimento do vapor de processo da planta).

**Tratamento de efluentes:** Onde os restos da usina são tratados e revertidos em adubo e fertirrigação.

A Figura 4.1 retrata o fluxograma resumido dos processos da usina Iaco.

Figura 4.1 - Fluxograma resumido da Usina IACO



Fonte: Autor

#### 4.1.2 PRODUÇÃO E CONSUMO ENERGÉTICO

A produção de energia elétrica de uma usina sucroenergética é proporcional a sua capacidade de moagem, que irá gerar sua matéria-prima. A UTE Iaco tem potência nominal de geração de 60MW, sendo duas unidades geradoras de capacidade 37,5MVA cada, e duas turbinas mecânicas de 30MW cada.

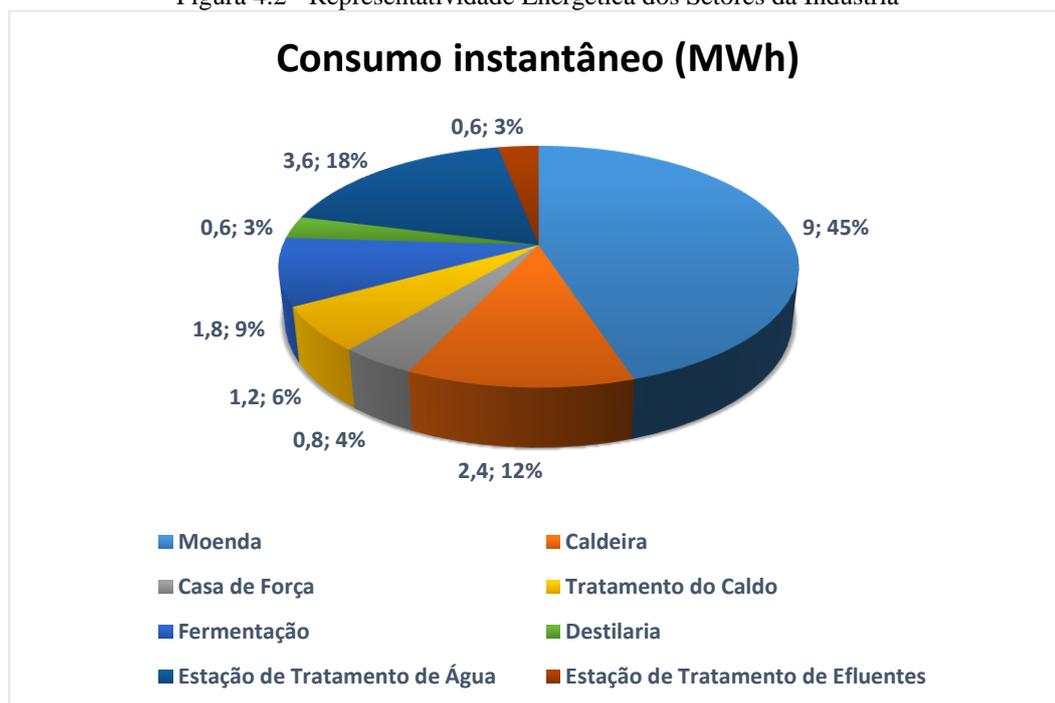
Seu processo produtivo hoje mói em média 750 toneladas de cana por hora, tendo um consumo energético de 26,5 kWh/tonelada de cana. Com a multiplicação dos termos, chega-se a um resultado do consumo interno aproximado de 20 MWh. Este pode ser um grande indicador na aplicação de eficiência energética nos setores desta indústria, onde deve-se estabelecer metas e monitorá-las com relação ao kWh/tonelada de cana moída/setor.

Com isso, a produção total de energia ativa dentro da planta é de 60MW, sendo que destes, 20 MW (33,3%) são destinados ao consumo interno e 40 MW (66,7%) são os excedentes comercializados.

A exportação ou venda desta energia é realizada através da conexão com o Sistema Interligado Nacional – SIN, realizada na Subestação Chapadão, de tensão 138/230kV. Na UTE Iaco há uma subestação 13,8/138kV, com potência nominal de transformação de 45MW. A conexão dela à SE Chapadão é feita através de uma linha de transmissão de 138kV com extensão de 61,5 quilômetros. A distribuição da energia elétrica para o consumo interno é realizada na tensão de 13,8kV até os Centro de Controle de Motores (CCM's), que transformam esta tensão em 690/440/380/220V, para alimentação dos motores e serviços auxiliares.

Aproximadamente, 90% do consumo de energia elétrica em uma planta sucroenergética são dos motores elétricos. A Figura 4.2 mostra representatividade energética de cada setor para esta indústria, em MWh.

Figura 4.2 - Representatividade Energética dos Setores da Indústria



Fonte: Autor

## 4.2 ANÁLISE ENTRE MERCADO CATIVO E MERCADO LIVRE DE ENERGIA

A operação e produção de energia elétrica da UTE Iaco se dá durante a safra da cana-de-açúcar, que pode variar de acordo com o planejamento anual da diretoria. Neste estudo, considerou-se a safra iniciando em maio de 2014 e encerrando-se em janeiro de 2015. A entressafra, onde o consumo é suprido por outra fonte de energia, foi de janeiro de 2014 até abril de 2014.

Os dados utilizados no comparativo econômico entre o consumo pelo mercado cativo e consumo pelo mercado livre, foram coletados junto ao *site* do cliente, na concessionária local, Energisa Mato Grosso do Sul – EMS, onde ficam gravados todos os consumos durante o intervalo de tempo.

Foram coletados também os dados de geração de energia da indústria pelo sistema supervisório e de armazenamento de dados SIMATIC WinCC V7.3.

### 4.2.1 MERCADO LIVRE X MERCADO CATIVO DE ENERGIA

A UTE Iaco possui contrato de fornecimento horário verde, grupo A, subgrupo A3a (30kV a 44kV), caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como tarifa única de demanda de potência.

Além disso, a UTE Iaco é cadastrada no benefício da sazonalidade, que segundo a seção III da resolução 414 da ANEEL, artigo 10, inciso II, a unidade consumidora tem direito se a “verificação, nos 12 ciclos completos de faturamento anteriores ao da análise, de valor igual ou inferior a 20% para a relação entre a soma dos 4 menores e a soma dos 4 maiores consumos de energia elétrica ativa”. Obedecendo este inciso, a UTE Iaco consegue sazonalizar a demanda contratada em períodos de safra e entressafra, pagando a demanda registrada, e não a contratada. A demanda contratada de novembro a abril era de 600kW, enquanto que no restante dos meses a demanda contratada era a mínima, de 30kW.

No mercado cativo, conforme discutido no capítulo 2.1, alguns encargos já são embutidos no preço da tarifa, e são eles: CDE, TSFEE, PROINFA, ESS, ERR, P&, PEE, ONS; repasse dos custos de aquisição de energia elétrica feitos pela distribuidora, conforme artigo 36 do decreto número 5.163, de 30/7/2004; perdas técnicas, não técnicas e energia requerida. Todos esses encargos e repasses estão presentes na tarifa da Energisa MS homologada pela ANEEL.

Para o ano de 2015, a resolução homologatória número 1.874, de 7 de abril de 2015, homologava o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2015, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Mato Grosso do Sul – Distribuidora de Energia S.A. – EMS. Foi utilizado as tarifas referentes a resolução 1.874/2015 para todo o período do estudo.

No período de utilização dos dados deste estudo não estavam em vigência as bandeiras tarifárias, portanto não foram considerados neste estudo seus valores.

Além dos encargos já inclusos no preço da tarifa comum da Energisa, foram considerados os tributos federais e estaduais. Foi considerado o valor de 17% (dezessete por cento) de ICMS (valor adotado para o Estado do Mato Grosso do Sul, para a classe de consumo industrial, podendo variar por Estado, consumidor, etc.), e de 5% (cinco por cento) de PIS/COFINS (valor médio utilizado, pois o mesmo pode variar de acordo com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período). Não foi considerado o tributo municipal da iluminação pública.

O resumo da tarifa cobrada no subgrupo A3a, modalidade verde, da UTE Iaco pela Energisa MS – EMS – é apresentada na Tabela 4.1. Esses valores foram retirados da resolução homologatória ANEEL 1.874/2015.

Tabela 4.1 - Resumo Tarifário EMS

		Tarifa de aplicação			
		TUSD		TE	TUSD+TE
Tarifa	Posto	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
VERDE	NA	13,72	0,00	0,00	0,00
	P	0,00	1038,01	333,14	<b>1371,15</b>
	FP	0,00	77,94	205,40	<b>283,34</b>

Fonte: Autor

O horário de ponta é suprido pela geração a diesel, disponível na usina. Para este caso, é necessário realizar o cálculo do custo da energia em R\$/MWh. O catálogo do gerador diesel, modelo DC13 072A 02-12 do fabricante STEMAC é apresentado na Figura 4.3. O fabricante do motor diesel utilizado no gerador é a SCANIA.

Figura 4.3 - Gerador diesel 500kVA utilizado na UTE Iaco

Scania

Standby		Prime		Motor		Grupo Gerador				
kVA	kWe	kVA	kWe	Modelo	Nº CIL	Dimensões (mm)			Massa (kg)	Consumo comb. (l/h) (100% carga)
						C	L	A		
325	260	300	240	DC9 072A 02-13	5	2960	1350	1900	2515	63,2
360	288	325	260	DC9 072A 02-13	5	2960	1350	1900	2515	69,0
375	300	344	275	DC9 072A 02	5	2960	1350	1900	2515	73,0
400	320	364	291	DC9 072A 02-14	5	2960	1350	1897	2515	78,0
460	368	434	347	DC13 072A 02-15	6	3260	1310	2062	3122	84,8
500	400	455	364	DC13 072A 02-12	6	3260	1310	2060	3122	91,2
550	440	500	400	DC13 072A 02-14	6	3260	1310	2062	3122	102,1
635	508	579	463	DC16 49A 10-28D	8	3280	1385	2147	3559	125,0
700	560	635	508	DC16 49A 10-28D	8	3230	1385	2082	3580	134,0



Fonte: Catálogo Grupo Gerador Diesel STEMAC (2013)

Considerando o preço do litro do óleo diesel pago pela UTE Iaco em 2015 de R\$ 3,05, o consumo aproximado em plena carga de 91,2 litros/hora, o preço pago pela produção de 364kWh (considerando a potência *prime power*, em seu funcionamento durante o horário de ponta) pode ser calculado pela Equação (8):

$$V = (C \times T) / (P) \quad (8)$$

Em que:

V = Valor pago pela energia em R\$/MWh;

C = Consumo aproximado em l/h a 100% de carga (91,2);

T = Preço do óleo diesel (R\$ 3,05);

P = Potência nominal do gerador (364kW)

$$V = (91,2 \times 3,05) / (364)$$

$$V = (278,16 \text{ R\$} * 1/h) / (364 \text{ kW})$$

$$V = 0,764 \text{ R\$/kWh}$$

$$\mathbf{V = 764,00 \text{ R\$/MWh}}$$

Além do custo da energia dos geradores diesel, foi fixado um valor anual com manutenção dos quatro geradores diesel de R\$ 65.000,00. Esse valor foi obtido através da média de gastos com manutenção anual dos últimos quatro anos. Nele foram consideradas as manutenções preventivas e também corretivas, como a retifica do motor.

Foi considerado no estudo o valor pago pela multa de baixo fator de potência, tendo em vista que todos os meses em que há geração de energia própria, o transformador da concessionária fica energizado sem haver consumo de ativos, apenas reativos, registrando um baixíssimo fator de potência. Caso o estudo mostre pouca diferença entre o consumo pelo mercado cativo e pelo mercado livre, será necessário a elaboração de um projeto de correção de fator de potência.

No horário de ponta, as manobras (troca da alimentação) da concessionária para o diesel e do diesel para a concessionária, não são automáticas, dependendo de um electricista. No comparativo, foram percebidos consumos durante o horário de ponta, devido a não comutações nos horários corretos, por motivos de contingência do electricista de plantão, atendendo outra ocorrência prioritária sobre a comutação das fontes. Estes custos foram levados em conta no comparativo deste estudo.

A tarifa do uso de transmissão da UTE Iaco para o ciclo 2015 – 2016, homologada pela nota técnica número 162/2015-SGT/ANEEL, de 19 de junho de 2015, é mostrada na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Valor da tarifa do uso de transmissão no horário de ponta e fora de ponta

CONSUMIDOR LIVRE	PONTO DE CONEXÃO	Nº da barra	U.F.	TUST-RB	TUST-RB
				PONTA	FORA PONTA
				(R\$/kW.mês)	(R\$/kW.mês)
PISF (PROJETO DE INTEGRAÇÃO DO RIO SÃO FRANCISCO)	FLORETA II---230	5420	CE	0,867	0,799
REFINARIA ABREU E LIMA - RNEST	SUAPE II---230	5361	PE	1,105	1,028
REPAR - REFINARIA PRES. GETÚLIO VARGAS	REPAR---230	9399	PR	1,718	1,738
RIMA INDUSTRIA S.A.**	MONTES CLAROS 2---138	342	MG	1,425 + 0,116	1,416 + 0,116
RIO CLARO AGROINDUSTRIAL (CARGA UTE CAÇU I)	B.COQUEIROS---230	9444	MG	0,734	0,633
SAMARCO GERMANO	MARIANA(SAMARCO)---345	4040	MG	1,735	1,740
SCHINCARIOL - BA	SCHINCARIOL---230	5731	BA	1,699	2,069
SOLVAY	SOLVAY---440	9102	SP	1,722	1,741
SUZANO	IMPERATRIZ---230	5591	MA	1,138	1,070
TOYOTA	TOYOTA---230	9106	SP	1,897	1,959
UNIPAR CARBOCLORO	CARBOCLORO---230	477	SP	1,797	1,803
USIMINAS 1	USIMINAS 1---230	9040	MG	1,895	1,909
USIMINAS 2	USIMINAS 2---230	9045	MG	1,846	1,856
UTE AGUA EMENDADA (CARGA)	JATAÍ---230	1084	GO	0,879	0,795
UTE ALTO TAQUARI (CARGA)	JATAÍ---230	1084	GO	0,879	0,795
UTE AMANDINA (CARGA)	IVINHEMA---230 (CARGA UTE AMANDINA)	1088	MS	1,055	0,972
UTE CELSO FURTADO (CARGA-RELAM)	JACARACANGA---230	5822	BA	1,301	1,309
UTE CSP (CARGA)	PECEM II---230	5371	CE	1,091	0,994
UTE DO ATLÂNTICO (CARGA)	ZONA OESTE---500	9601	RJ	1,610	1,600
UTE ELDORADO (CARGA)	BRILHANTE---230 (CARGA UTE S.LUZIA I)	1087	MS	1,000	0,929
<b>UTE IACO (CARGA)</b>	<b>CHAPADÃO---230</b>	<b>1089</b>	<b>MS</b>	<b>0,927</b>	<b>0,849</b>

Fonte: Nota técnica número 162/2015-SGT/ANEEL

Percebe-se que a TUST (R\$ 0,927 ponta / R\$ 0,849 fora ponta) possui valor muito inferior ao da TUSD (R\$ 13,72), sendo cerca de 15 vezes menor.

Como a UTE Iaco é um autoprodutor de energia, nos meses em que ela gerar mais energia do que consumir, seu saldo será positivo, não havendo nenhum tipo de conta de energia a ser paga, e apenas realizará a alocação de sua energia gerada. Nos meses em que a UTE Iaco consumir mais energia do que gerar, ela fica exposta ao PLD – Preço de Liquidação das Diferenças. Por questões estratégicas não foi firmado contrato bilateral entre usina e outro agente. O valor do PLD é definido semanalmente, com base no custo marginal de operação, limitado por preços máximos e mínimos, que em 2015 se encontravam em R\$ 388,48/MWh e R\$ 30,26/MWh, respectivamente.

O valor no mês de setembro de 2015 do PLD é mostrado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Preço do PLD para terceira semana de setembro/2015

PLD  
Preços válidos de: 12/09/2015 a 18/09/2015

	SE/CO	S	NE	N
Pesada	203,46	203,46	203,46	203,46
Media	203,46	203,46	203,46	203,46
Leve	193,63	193,63	193,63	193,63

Valores em R\$/MWh

Fonte: CCEE (2015)

Os valores para os Preços de Liquidação das Diferenças serão adotados para três cenários neste estudo. O primeiro cenário adotará o pior caso, em que o PLD encontra-se em seu valor teto de 388,48 R\$/MWh. O segundo cenário um valor médio de 200,27 R\$/MWh. O terceiro cenário utilizará um valor aproximado ao da venda de energia pela UTE Iaco em seu Contrato de Energia de Reserva – CER, de 130 R\$/MWh.

Em contato com a diretoria da empresa, não foi possível valorar o preço real da energia produzida pela UTE Iaco. Não há separação deste bem por parte da empresa, apenas mensuram o lucro final com a venda de energia. A valoração deste custo de produção traria maior realidade aos resultados deste estudo, tendo em vista que o valor em R\$/MWh do custo médio de produção seria inferior aos valores escolhidos nos cenários com o Preço Liquido das Diferenças – PLD.

Nos meses em que a UTE Iaco ficar exposta ao PLD de consumo, ou seja, nos meses em que não houve geração, são incididos os encargos do PROINFA, conforme resolução homologatória número 1.833, de 2 de dezembro de 2014, no valor de R\$ 6,91/MWh, e da CDE, a Conta de Desenvolvimento Energético, conforme resolução homologatória número 1.857 de 2015, no valor de R\$ 58,18/MWh. Nestes valores já estão inclusos os tributos ICMS, PIS/COFINS.

Os dados de consumo na ponta, fora de ponta, demanda contratada e demanda registrada são mostrados na Tabela 4.5.

Como a geração no horário de ponta é realizada através dos geradores diesel, não há um histórico real deste período. Foi ponderado uma média de consumo no horário de ponta de 350kWh, durante os meses de janeiro a abril, na entressafra, exceto os sábados e domingos.

Nos demais meses foram tidos como inexistentes os consumos de diesel. O consumo total durante os meses é mostrado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Dados de consumo e demanda do ciclo em análise

Referência	CONSUMO (kWh)			DEMANDA CONTRATADA (kW)			DEMANDA REGISTRADA (kW)
	Total	Ponta	Fora-Ponta	Total	Ponta	Fora-Ponta	Total
Jan/14	-	248	193.907	650	-	-	470,16
Fev/14	-	1.088	161.209	650	-	-	541,8
Mar/14	-	3.734	218.736	650	-	-	601,02
Abr/14	-	5.849	192.861	650	-	-	623,7
Mai/14	-	-	-	30	-	-	5,04
Jun/14	-	-	-	30	-	-	224,28
Jul/14	-	186	-	30	-	-	226,8
Ago/14	-	263	-	30	-	-	5,04
Set/14	-	256	-	30	-	-	5,04
Out/14	-	247	2.383	30	-	-	7,56
Nov/14	-	268	-	650	-	-	5,04
Dez/14	-	234	-	650	-	-	5,04
Jan/15	-	294	13.847	650	-	-	220,5

Fonte: Energisa MS (2016)

Tabela 4.5 – Geração diesel no horário de ponta durante entressafra

REFERÊNCIA	CONSUMO MENSAL (kWh)
Jan/14	27.300,00
Fev/14	27.300,00
Mar/14	27.300,00
Abr/14	27.300,00

Fonte: Autor

Os valores gastos com a energia reativa e horário de ponta durante a entressafra (devido ao erro humano nas comutações em horários incorretos) foram retirados do histórico do consumidor no *site* da Energisa MS.

Foram analisados os custos do consumo com energia elétrica da UTE Iaco no período analisado nos ambientes regulado e livre a seguir.

#### 4.2.2 MERCADO CATIVO DE ENERGIA

Os cálculos para composição dos preços foram realizados com bases nos regulamentos existentes para um consumidor horário verde. Apresentado nas Equações (9), (10) e (11).

$$P_{\text{consumo}} = (T_{\text{cp}} \times C_{\text{mp}}) + (T_{\text{cfp}} \times C_{\text{mfp}}) \quad (9)$$

$$P_{\text{demanda}} = T_d \times D_c \quad (10)$$

$$P_{\text{ultrapassagem}} = T_u \times (D_m - D_c) \quad (11)$$

Em que:

$P_{\text{consumo}}$  = Parcela de consumo;

$T_{cp}$  = Tarifa de Consumo na Ponta;

$C_{mp}$  = Consumo Medido na ponta;

$T_{cfp}$  = Tarifa de Consumo Fora de Ponta;

$C_{mfp}$  = Consumo Medido Fora de Ponta;

$P_{\text{demanda}}$  = Parcela de demanda;

$T_d$  = Tarifa de Demanda;

$D_c$  = Demanda Contratada. Neste caso da UTE IACO, demanda medida;

$P_{\text{ultrapassagem}}$  = Parcela por multa devido a ultrapassagem.

$T_u$  = Tarifa de Ultrapassagem;

$D_m$  = Demanda Medida;

$D_c$  = Demanda Contratada;

Sobre todo o valor pago na concessionária de consumo fora de ponta, consumo na ponta, demanda registrada e ultrapassagens, foram incididos os impostos ICMS de 17% e PIS/COFINS de 5%. Consumos de ponta por geração diesel não foram incluídos os impostos.

Os valores gastos com a energia reativa foram retirados do histórico do consumidor, e são mostrados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Gasto com multa por baixo fator de potência

REFERÊNCIA	TOTAL COM IMPOSTOS (R\$)
Jan/14	R\$ 4.253,82
Fev/14	R\$ 3.864,85
Mar/14	R\$ 4.056,45
Abr/14	R\$ 3.418,08
Mai/14	R\$ 1.170,41
Jun/14	R\$ 3.462,62
Jul/14	R\$ 2.182,31
Ago/14	R\$ 2.229,65

Set/14	R\$ 2.259,42
Out/14	R\$ 2.252,56
Nov/14	R\$ 2.433,56
Dez/14	R\$ 2.344,88
Jan/15	R\$ 2.731,32
<b>TOTAL NO PERÍODO</b>	<b>R\$ 36.659,94</b>

Fonte: Autor

O consumo no horário de ponta para um consumidor horário verde com geração diesel deveria ser 0kWh. Porém, como a manobra de transferência de horários é realizada manualmente, pode ocorrer imprevistos em horários de contingência. Os valores retirados do histórico do consumidor estão presentes na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 - Gasto com consumo no horário de ponta por erros de manobras

REFERÊNCIA	CONSUMO PONTA COM IMPOSTOS
Jan/14	R\$ 315,19
Fev/14	R\$ 1.382,78
Mar/14	R\$ 4.745,72
Abr/14	R\$ 7.433,77
Mai/14	R\$ 0,00
Jun/14	R\$ 0,00
Jul/14	R\$ 277,77
Ago/14	R\$ 392,76
Set/14	R\$ 382,31
Out/14	R\$ 368,87
Nov/14	R\$ 400,23
Dez/14	R\$ 349,45
Jan/15	R\$ 439,05
<b>TOTAL NO PERÍODO</b>	<b>R\$ 16.487,90</b>

Fonte: Autor

O cálculo dos valores gastos com o consumo fora ponta e a demanda registrada foram explicados e serão apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Gasto no ciclo analisado, especificado mensalmente, de energia fora de ponta e demanda

HORÁRIO	QUANTIDADE		TARIFA		TOTAL
<b>DEMANDA</b>	470,16	x	13,72	=	R\$ 6.450,6
<b>ENERGIA FORA PONTA</b>	193.907,00	x	283,34	=	R\$ 54.941,61
<b>ENERGIA PONTA</b>	27.300,00	x	764	=	R\$ 20.857,20
<b>TOTAL ENERGISA MS SEM IMPOSTOS – JANEIRO/14</b>					R\$ 82.249,41
<b>TOTAL ENERGISA MS COM IMPOSTOS – JANEIRO/14</b>					<b>R\$ 105.447,96</b>

DEMANDA	541,8	x	13,72	=	R\$ 7.433,50
ENERGIA FORA PONTA	161.209,00	x	283,34	=	R\$ 45.676,96
ENERGIA PONTA	27.300,00	x	764	=	R\$ 20.857,20
<b>TOTAL ENERGISA MS SEM IMPOSTOS – FEVEREIRO/14</b>					R\$ 73.967,66
<b>TOTAL ENERGISA MS COM IMPOSTOS – FEVEREIRO/14</b>					<b>R\$ 94.830,33</b>

DEMANDA	601,02	x	13,72	=	R\$ 8.245,99
ENERGIA FORA PONTA	218.736,00	x	283,34	=	R\$ 61.976,66
ENERGIA PONTA	27.300,00	x	764	=	R\$ 20.857,20
<b>TOTAL ENERGISA MS SEM IMPOSTOS – MARÇO/14</b>					R\$ 91.079,85
<b>TOTAL ENERGISA MS COM IMPOSTOS – MARÇO/14</b>					<b>R\$ 116.769,04</b>

DEMANDA	623,7	x	13,72	=	R\$ 8.557,16
ENERGIA FORA PONTA	192.861,00	x	277,16	=	R\$ 53.453,35
ENERGIA PONTA	27.300,00	x	764	=	R\$ 20.857,20
<b>TOTAL ENERGISA MS SEM IMPOSTOS – ABRIL/14</b>					R\$ 82.867,71
<b>TOTAL ENERGISA MS COM IMPOSTOS – ABRIL/14</b>					<b>R\$ 106.240,65</b>

DEMANDA	30	x	13,72	=	R\$ 411,60
ENERGIA FORA PONTA	0,00	x	283,34	=	R\$ 0,00
ENERGIA PONTA	0,00	x	764	=	R\$ 0,00
<b>TOTAL ENERGISA MS SEM IMPOSTOS – MAIO/14</b>					R\$ 411,60
<b>TOTAL ENERGISA MS COM IMPOSTOS – MAIO/14</b>					<b>R\$ 527,69</b>

DEMANDA	224,28	x	13,72	=	R\$ 3.077,12
ENERGIA FORA PONTA	0,00	x	283,34	=	R\$ 0,00
ENERGIA PONTA	0,00	x	764	=	R\$ 0,00
ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA		3 x	Ultrapassagem x Tarifa		R\$ 7.996,56
<b>TOTAL ENERGISA MS SEM IMPOSTOS – JUNHO/14</b>					R\$ 11.073,69
<b>TOTAL ENERGISA MS COM IMPOSTOS – JUNHO/14</b>					<b>R\$ 14.197,03</b>

DEMANDA	226,28	x	13,72	=	R\$ 3.104,56
ENERGIA FORA PONTA	0,00	x	283,34	=	R\$ 0,00
ENERGIA PONTA	0,00	x	764	=	R\$ 0,00
ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA		3x	Ultrapassagem x Tarifa		R\$ 8.078,88
<b>TOTAL ENERGISA MS SEM IMPOSTOS – JULHO/14</b>					R\$ 11.183,45
<b>TOTAL ENERGISA MS COM IMPOSTOS – JULHO/14</b>					<b>R\$ 14.337,75</b>

DEMANDA	30	x	13,72	=	R\$ 411,60
ENERGIA FORA PONTA	0,00	x	283,34	=	R\$ 0,00
ENERGIA PONTA	0,00	x	764	=	R\$ 0,00
<b>TOTAL ENERGISA MS SEM IMPOSTOS – AGOSTO/14</b>					R\$ 411,60
<b>TOTAL ENERGISA MS COM IMPOSTOS – AGOSTO/14</b>					<b>R\$ 527,69</b>

DEMANDA	30	x	13,72	=	R\$ 411,60
ENERGIA FORA PONTA	0,00	x	283,34	=	R\$ 0,00
ENERGIA PONTA	0,00	x	764	=	R\$ 0,00

<b>TOTAL ENERGISA MS SEM IMPOSTOS – SETEMBRO/14</b>					R\$ 411,60
<b>TOTAL ENERGIA MS COM IMPOSTOS – SETEMBRO/14</b>					<b>R\$ 527,69</b>
<b>DEMANDA</b>	30	x	13,72	=	R\$ 411,60
<b>ENERGIA FORA PONTA</b>	2.383,00	x	283,34	=	R\$ 675,20
<b>ENERGIA PONTA</b>	0,00	x	764	=	R\$ 0,00
<b>TOTAL ENERGISA MS SEM IMPOSTOS – OUTUBRO/14</b>					R\$ 1.086,80
<b>TOTAL ENERGIA MS COM IMPOSTOS – OUTUBRO/14</b>					<b>R\$ 1.393,33</b>
<b>DEMANDA</b>	30	x	13,72	=	R\$ 411,60
<b>ENERGIA FORA PONTA</b>	0,00	x	283,34	=	R\$ 0,00
<b>ENERGIA PONTA</b>	0,00	x	764	=	R\$ 0,00
<b>TOTAL ENERGISA MS SEM IMPOSTOS – NOVEMBRO/14</b>					R\$ 411,60
<b>TOTAL ENERGIA MS COM IMPOSTOS – NOVEMBRO/14</b>					<b>R\$ 527,69</b>
<b>DEMANDA</b>	30	x	13,72	=	R\$ 411,60
<b>ENERGIA FORA PONTA</b>	0,00	x	283,34	=	R\$ 0,00
<b>ENERGIA PONTA</b>	0,00	x	764	=	R\$ 0,00
<b>TOTAL ENERGISA MS SEM IMPOSTOS – DEZEMBRO/14</b>					R\$ 411,60
<b>TOTAL ENERGIA MS COM IMPOSTOS – DEZEMBRO/14</b>					<b>R\$ 527,69</b>
<b>DEMANDA</b>	220,5	x	13,72	=	R\$ 3.025,26
<b>ENERGIA FORA PONTA</b>	13.847,00	x	283,34	=	R\$ 3.923,41
<b>ENERGIA PONTA</b>	2.400,00	x	764	=	R\$ 1.833,60
<b>TOTAL ENERGISA MS SEM IMPOSTOS – JANEIRO/15</b>					R\$ 8.782,27
<b>TOTAL ENERGIA MS COM IMPOSTOS – JANEIRO/15</b>					<b>R\$ 11.259,32</b>

Fonte: Autor

O gasto total para o ciclo analisado foi composto dos gastos com demanda, energia fora de ponta, energia na ponta suprida pela concessionária, energia na ponta suprida pelos geradores diesel, multa por ultrapassagens de demanda e multa por excedentes de reativo, conforme Tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Gasto total para o ciclo analisado no ambiente regulado.

<b>MERCADO CATIVO DE ENERGIA – AMBIENTE REGULADO</b>	
<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>VALOR</b>
Gasto total com: Demanda, Energia Fora Ponta, Energia Ponta Geradores Diesel e Ultrapassagem	R\$ 467.113,86

Gasto com Energia Reativa - Multa	R\$ 36.659,94
Gasto com Energia Ponta registrada na Energisa MS	R\$ 16.487,90
Manutenção Geradores Diesel	R\$ 65.000,00
<b>TOTAL GASTO ENTRE JAN/14 E JAN/15</b>	<b>R\$ 585.261,70</b>

Fonte: Autor

#### 4.2.3 MERCADO LIVRE DE ENERGIA

Os cálculos para composição dos preços foram realizados com bases nos regulamentos existentes para consumidor livre, sendo autoprodutor de energia elétrica. As equações (12), (13), (14) e (15) representam os métodos.

$$\text{Consumo} = C \times \text{PLD} \quad (12)$$

$$\text{Demanda} = (\text{D}_{cp} \times \text{T}_{dp}) + (\text{D}_{cfp} \times \text{T}_{dfp}) \quad (13)$$

$$\text{PROINFA} = C_{ng} \times T_p \quad (14)$$

$$\text{CDE} = C_{ng} \times T_{cde}. \quad (15)$$

Em que:

C = Consumo medido;

PLD = Preço das Liquidações das Diferenças, utilizado nos cenários do trabalho;

D<sub>cp</sub> = Demanda Contratada na Ponta;

T<sub>dp</sub> = Tarifa da Demanda na Ponta;

D<sub>cfp</sub> = Demanda Contratada Fora de Ponta;

T<sub>dfp</sub> = Tarifa da Demanda Fora de Ponta;

C<sub>ng</sub> = Consumo nos meses em que não houve geração de energia na UTE Iaco;

T<sub>p</sub> = Tarifa Proinfa;

T<sub>cde</sub> = Tarifa CDE;

Conforme informado, os preços utilizados para simulação do cálculo dos gastos com energia elétrica no mercado livre de energia pela UTE Iaco serão divididos em três cenários. O primeiro cenário será o valor máximo do PLD para o ano de análise, o segundo cenário um valor médio e o terceiro cenário um preço equivalente ao valor da energia vendida no CER. O estudo não utilizou o valor de custo da energia produzida por indisponibilidade dos dados por parte da UTE Iaco, por isso a metodologia e adoção dos três cenários.

#### 4.2.3.1 PRIMEIRO CENÁRIO

Os dados de consumo para contabilização e valoração a título PLD foram compostos pelo somatório entre a energia consumida fora da ponta e a energia consumida na ponta suprida pela Energisa MS – EMS – e pelos geradores diesel. Eles são mostrados na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 - Gasto total com consumo de energia elétrica para o primeiro cenário

<b>HISTÓRICO DE CONSUMO</b>			
<b>REFERÊNCIA</b>	<b>FORA PONTA EMS</b>	<b>PONTA GD'S</b>	<b>PONTA EMS</b>
Jan/14	193.907	27.300	248
Fev/14	161.209	27.300	1.088
Mar/14	218.736	27.300	3.734
Abr/14	192.861	27.300	5.849,00
Mai/14	0,00	0,00	0,00
Jun/14	0,00	0,00	0,00
Jul/14	0,00	0,00	186
Ago/14	0,00	0,00	263
Set/14	0,00	0,00	256
Out/14	2.383	0,00	247
Nov/14	0,00	0,00	268
Dez/14	0,00	0,00	234
Jan/15	13.847	0,00	294
Total Consumo kWh		904,810	
Valor da Energia R\$/MWh		R\$ 388,48	
<b>GASTO TOTAL SEM IMPOSTOS</b>		<b>R\$ 351.500,59</b>	
<b>GASTO TOTAL COM IMPOSTOS</b>		<b>R\$ 450.641,78</b>	

Fonte: Autor

Conforme informado, para os meses que não houve geração do autoprodutor de energia, será cobrado o encargo de PROINFA e CDE, R\$ 6,91/MWh e R\$ 58,18/MWh, respectivamente. O resumo desta cobrança é mostrado na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Encargos setoriais para o sistema de transmissão em meses de não geração

<b>Encargos PROINFA e CDE</b>			
<b>REFERÊNCIA</b>	<b>CONSUMO</b>	<b>CDE</b>	<b>PROINFA</b>
Jan/14	193.907,00	6,91	58,18
Fev/14	161.209,00	6,91	58,18

Mar/14	218.736,00	6,91	58,18
Abr/14	192.861,00	6,91	58,18
Total Consumo kWh		766.713,00	
Valor da Energia R\$/MWh		R\$ 65,09	
<b>GASTO TOTAL ENCARGOS</b>		<b>R\$ 49.905,35</b>	

Fonte: Autor

Os gastos com a demanda contratada do sistema de transmissão no período analisado são mostrados na Tabela 4.12 abaixo.

Tabela 4.12 - Gasto com a demanda contratada

<b>HISTÓRICO DE DEMANDA</b>			
<b>CONTRATADA (MW)</b>		<b>PONTA</b>	<b>FORA PONTA</b>
Jan/14	3,00	3,00	3,00
Fev/14	3,00	3,00	3,00
Mar/14	3,00	3,00	3,00
Abr/14	3,00	3,00	3,00
Mai/14	3,00	3,00	3,00
Jun/14	3,00	3,00	3,00
Jul/14	3,00	3,00	3,00
Ago/14	3,00	3,00	3,00
Set/14	3,00	3,00	3,00
Out/14	3,00	3,00	3,00
Nov/14	3,00	3,00	3,00
Dez/14	3,00	3,00	3,00
Jan/15	3,00	3,00	3,00
TOTAL NA PONTA		0,927 R\$/kW.mês	R\$ 36.153,00
TOTAL FORA PONTA		0,849 R\$/kW.mês	R\$ 33.111,00
<b>GASTO TOTAL COM DEMANDA</b>			<b>R\$ 69.303,00</b>

Fonte: Autor

Com todos os gastos calculados, o valor total gasto com a adoção pelo mercado livre no primeiro cenário é mostrado na Tabela 4.13.

Tabela 4.13 - Gasto total no primeiro cenário do mercado livre

<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>VALOR</b>
Gasto total com Energia e Impostos	R\$ 450.641,78
Gasto total com Demanda	R\$ 69.303,00
Gasto total com Encargos setoriais	R\$ 49.905,35

<b>TOTAL GASTO ENTRE JAN/14 E JAN/15</b>	<b>R\$ 569.850,13</b>
--	-----------------------

Fonte: Autor

#### 4.2.3.2 SEGUNDO CENÁRIO

O segundo cenário utilizou a média do valor real do PLD para o submercado SE/CO, valor encontrado de R\$ 200,27/MWh.

A Tabela 4.14 mostra o total gasto com energia no segundo cenário.

Tabela 4.14 - Gasto com energia no segundo cenário

<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>VALOR</b>
Gasto total com Energia e Impostos	R\$ 232.315,77
Gasto total com Demanda	R\$ 69.303,00
Gasto total com Encargos setoriais	R\$ 49.905,35
<b>TOTAL GASTO ENTRE JAN/14 E JAN/15</b>	<b>R\$ 351.524,12</b>

Fonte: Autor

#### 4.2.3.3 TERCEIRO CENÁRIO

O terceiro cenário utilizou um valor de PLD aproximado do valor da energia vendida pela UTE Iaco em seu Contrato de Energia de Reserva – CER, valor este de R\$ 130,00/MWh. Neste estudo, o valor considerado é o que mais se aproxima da realidade, tendo em vista que 70% do período a energia gerada pela UTE Iaco é alocada em seu consumo, sendo fornecida em seu preço de custo e sem incidir os tributos Federais e Estaduais.

A tabela 4.15 mostra o total gasto com energia no terceiro cenário.

Tabela 4.15 - Gasto com energia no terceiro cenário

<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>VALOR</b>
Gasto total com Energia e Impostos	R\$ 150.801,67
Gasto total com Demanda	R\$ 69.303,00
Gasto total com Encargos setoriais	R\$ 49.905,35
<b>TOTAL GASTO ENTRE JAN/14 E JAN/15</b>	<b>R\$ 270.010,02</b>

Fonte: Autor

#### 4.2.3.4 RESUMO

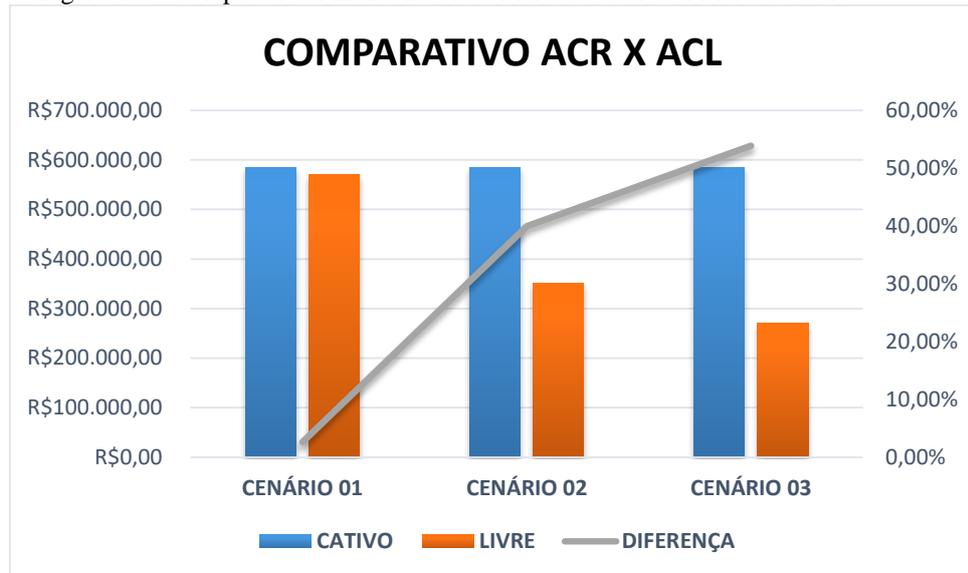
Percebe-se pela Tabela 4.16 e Figura 4.4 que para todos cenários realizados no estudo tornam-se viável a migração da UTE Iaco para o mercado livre de energia, mesmo para o pior cenário.

Tabela 4.16 - Tabela comparativa ACR x ACL

ECONOMIA	CATIVO	LIVRE	DIFERENÇA
CENÁRIO 01	R\$ 585.261,70	R\$ 569.850,13	2,63%
CENÁRIO 02	R\$ 585.261,70	R\$ 351.524,12	39,94%
CENÁRIO 03	R\$ 585.261,70	R\$ 270.010,02	53,87%

Fonte: Autor

Figura 4.4 - Comparativo Financeiro entre Mercado Cativo x Mercado livre



Fonte: Autor

#### 4.2.3.5 BENEFÍCIOS TÉCNICOS DA CONEXÃO AO SIN

Consumir energia através do Sistema Interligado Nacional para a UTE Iaco trará benefícios técnicos. O primeiro é referente à qualidade da energia. O fornecimento da concessionária local Energisa MS possui um tempo médio de atendimento elevado. A concessionária baseia-se nos índices regulamentados pela ANEEL para realizar o atendimento; Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora – DIC, Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora – FIC, Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora – DMIC, Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, conforme módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Apesar da meta anual da concessionária ser atendida, na visão da UTE Iaco isso não era suficiente, pois a duração e a frequência de interrupções eram elevadas, acima da meta global para o Estado de Mato Grosso do Sul. Quando há interrupção do fornecimento de energia, é necessário realizar manobras manuais para alimentação da planta com os geradores diesel, perdendo tempo e reduzindo sua produtividade. Já na rede básica, os concessionários de transmissão recebem por

disponibilidade, e em caso de indisponibilidade descontam a receita com a Parcela Variável – PV, conforme resolução normativa ANEEL número 729/2016, que é definida como a parcela a ser deduzida da receita da transmissora em função da não prestação adequada do serviço público de transmissão. Essa regulamentação exige que as concessionárias de transmissão possuam um melhor tempo de atendimento que as distribuidoras de energia.

Além dos tempos de atendimento e retorno do fornecimento de energia em caso de interrupção, as transmissoras levam vantagem no que diz respeito à frequência de interrupção. Linhas de transmissão possuem um melhor desempenho frente às descargas atmosféricas. A linha de transmissão em 138kV da UTE Iaco foi projetada para ter um desempenho de 8,6 desligamentos a cada 100 quilômetros por ano, com um Nível Básico de Isolamento – NBI – de 650kV. Ou seja, em projeto, está previsto no máximo 6 aberturas por ano na LT 138kV da UTE Iaco. Já na distribuição, segundo Resende, Souza e Costa (2016) o número de desligamentos aceitáveis pelo método de Rusck, para uma linha com NBI aproximado de 200kV (característica da LD 34,5kV da Energisa MS) é de 4,27 a cada 10 quilômetros por ano. Ou seja, considerando o LD com 45 quilômetros de extensão, é previsto aproximadamente 20 desligamentos por ano.

A demanda disponível pelo SIN é superior à disponível pela Energisa MS. Os 3 MW de demanda a ser contratado no sistema de transmissão, não podem ser disponibilizados pela distribuição no sistema atual de fornecimento para UTE Iaco, pois seriam necessários investimentos em uma nova linha de distribuição, com a compra de um regulador de tensão e uma nova subestação. Na transmissão, o sistema utilizado é o mesmo que a UTE Iaco já utiliza para comercializar seu excedente de energia.

Com os 3 MW de demanda contratada na transmissão, a UTE Iaco terá benefícios na recuperação da caldeira em casos de *trip*<sup>2</sup>. No caso de problemas internos à planta, automaticamente o consumo de energia elétrica é realizado pelo sistema de transmissão e a recuperação da caldeira fica dependente apenas do operador, que poderá retornar a usina à operação brevemente. No caso de *trip* sem importação de energia pelo SIN, é necessário a partida dos quatro geradores diesel, e o sincronismo entre eles, antes que possa ser alimentada o Centro de Controle de Motores – CMM – da caldeira que fora desligado. Isso significa um

---

<sup>2</sup> Sinal de desligamento enviado por um sistema de controle. Neste caso específico, desligamento de todo Centro de Controle de Motores – CCM – da caldeira, ocasionando a parada da usina por falta de vapor para produção de energia elétrica própria.

ganho de aproximadamente duas horas em cada problema ocorrido durante a safra da usina. Em termos financeiros, exemplificamos um ano em que ocorram 10 problemas, isso significaria vinte horas de produção a mais de álcool e energia. Considerando apenas a energia, com o preço adotado de PLD, seriam vinte horas de 45 MWh sendo produzidos a R\$ 200,27, totalizando R\$ 180.243,00. É indicado para futuros estudos que esse valor seja levado em consideração, levantando-se a média de interrupção existente em cada unidade de produção e comparando o tempo gasto com a recuperação da usina pelo sistema convencional (distribuidora ou diesel) e pelo sistema de transmissão.

#### **4.3 CONTROLE DE REATIVOS PARA REDUÇÃO DE PERDAS NA TRANSMISSÃO**

O estudo buscou a padronização da operação da UTE, Iaco visando a redução das perdas elétricas por efeito joule, na transmissão de energia elétrica, realizando o controle da corrente de excitação das máquinas geradoras, como consequência do controle do fluxo de reativos entre a usina e o Sistema Interligado Nacional.

Observou-se que a operação normal da UTE Iaco era em regime de subexcitação, ou seja, absorvendo potência reativa do sistema, podendo ocasionar a perda parcial ou total da excitação, pois, como abordado na revisão teórica, essa região possui menor área em sua curva de capacidade.

Segundo Lima (2002):

Além dos danos provocados à máquina, decorrentes de sobreaquecimento imposto aos enrolamentos do estator, corpo do rotor, anéis de retenção e demais extremidades do núcleo do estator, pode levar o sistema elétrico à instabilidade e até mesmo a um colapso de tensão, devido ao afundamento da tensão provocado pela absorção de potência reativa do sistema pelo gerador subexcitado. Pode ainda provocar a sobreexcitação das máquinas vizinhas, que tentarão suprir a demanda de potência reativa solicitada pelo gerador subexcitado (LIMA, 2002).

Portanto, os ajustes do limitador de subexcitação e da proteção contra perda de excitação, deverão estar parametrizadas de modo que não ocorra saídas indevidas dos geradores. A operação dos geradores síncronos na região de subexcitação é aceitável apenas com um controlador de tensão moderno, onde seu ajuste esteja coordenado com os limites térmicos e de estabilidade da máquina.

Além dos possíveis problemas citados, a operação em subexcitação absorve potência reativa do sistema para alimentação da carga da usina e das unidades geradoras, causando aumento da circulação de corrente reativa do sistema para a usina, passando por sua linha de transmissão, produzindo maior perdas por efeito joule. Visando a redução desta perda, foram

realizados os cálculos teóricos e aplicações práticas para a operação da UTE Iaco em modo de sobreexcitação, onde as próprias unidades geradoras iriam suprir as potências reativas da planta, reduzindo a circulação de corrente elétrica pela linha de transmissão.

Para se obter a operação da UTE Iaco em modo sobreexcitado, utilizou-se apenas das propriedades do controlador de tensão dos geradores síncronos, apesar dos transformadores elevadores possuírem comutadores de *tap* sob carga.

Foram levantados os dados de cada equipamento e diagrama unifilar da usina. Curva de capacidade de cada máquina geradora, dados técnicos dos transformadores elevadores da subestação e da linha de transmissão. Com os dados, foi possível modelar teoricamente o sistema de transmissão, com a geração de potência ativa máxima de cada máquina, o consumo de potência ativa e reativa máximo da planta, o consumo de potência reativa máxima dos transformadores elevadores e o fornecimento de potência reativa da linha de transmissão, que foi modelado como um banco de capacitor.

Após esses levantamentos comparou-se teoricamente os dois modos de operação, um com as máquinas operando na região de sobreexcitação e outro com as máquinas operando na região de subexcitação. Adotou-se a mesma filosofia na prática, efetivamente, atuando nos controladores de tensão das máquinas e comprovando os métodos teóricos deste estudo, assim como a simulação feita no software Anarede, versão V10.02.03.

A operação na região de subexcitação foi retirada de um cenário típico de funcionamento da UTE Iaco, dia 14 de setembro de 2016, em que cada máquina estava absorvendo 2Mvar do sistema e gerando suas potências ativas máximas, assim como o consumo da planta. Para a região de sobreexcitação foi adotado o fornecimento de 7Mvar de cada máquina para a planta e o sistema interligado, assim como a máxima potência ativa gerada e consumida. A modelagem teórica deste sistema e a comparação entre esses dois cenários nos dá informações técnicas acerca da redução das perdas elétricas e permite consequentemente valorar as diferenças.

A comprovação desta técnica teórica deu-se através da implementação do controle do fluxo de reativos na planta, atuando no regulador de tensão dos geradores. Um melhor resultado poderia ser obtido caso os comutadores de *tap* sob carga dos três transformadores elevadores existentes estivessem disponíveis. O estudo indicará a automatização da mudança de *taps* dos transformadores para otimizar o fluxo de reativos na transmissão.

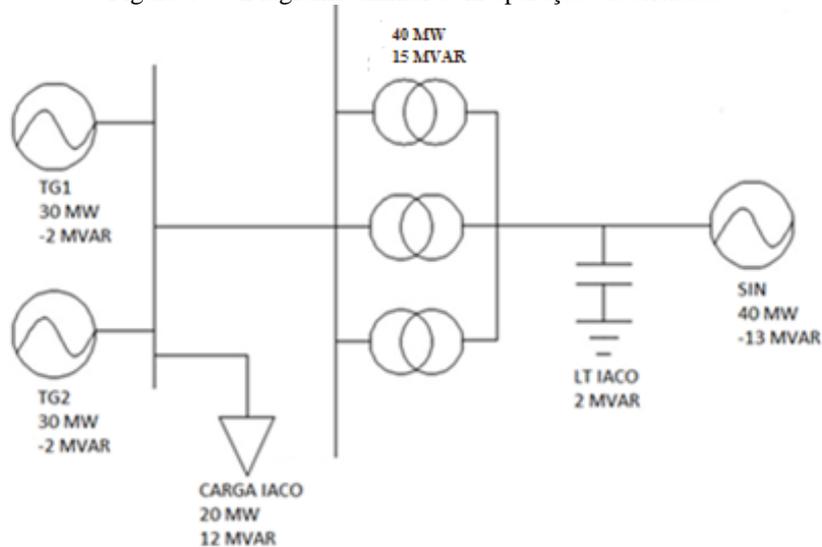
Segundo Lima (2002):

Para operar de forma conveniente um gerador síncrono conectado ao sistema elétrico de potência, faz-se necessário conhecer os limites dentro dos quais o mesmo pode funcionar sem riscos para sua integridade ou vida útil. Estes limites são geralmente fornecidos pelos fabricantes e são determinados pela potência da turbina, pela excitação do campo, pelos limites de estabilidade e pelas condições térmicas do gerador (LIMA, 2002).

Com a curva de capacidade de cada máquina em mãos, foi possível determinar a quantidade de potência reativa que elas poderão fornecer ou absorver, sem alterar sua geração de potência ativa.

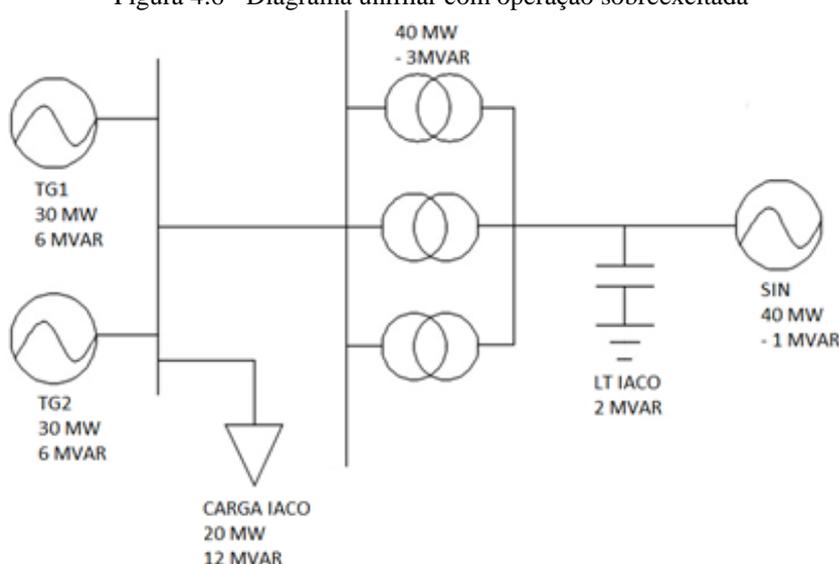
A Figura 4.5 representa o diagrama unifilar da UTE Iaco operando subexcitada (absorvendo potência reativa do sistema). A Figura 4.6 ilustra o diagrama unifilar da UTE Iaco operando sobreexcitada (fornecendo potência reativa para a usina e o sistema).

Figura 4.5 - Diagrama unifilar com operação subexcitada



Fonte: Autor

Figura 4.6 - Diagrama unifilar com operação sobreexcitada



Fonte: Autor

Os valores de 30MW de geração representam a geração máxima, assim como 20MW o consumo máximo da indústria. O excedente, aproximadamente 40MW, é comercializado. No estudo teórico não foram consideradas as perdas da linha, ou seja, os 40MW que saem da barra da subestação da UTE Iaco chegam na SE Chapadão.

Com relação aos valores de potência reativa, para o caso subexcitado, o valor de -2Mvar era o valor habitual e médio da operação da UTE Iaco, e conforme já informado, trabalhava constantemente neste regime. Com isso, os reativos do gerador e do consumo da planta, que operava aproximadamente com fator de potência 0,8, necessitam ser supridos pelo SIN e por uma parcela do efeito capacitivo produzido pela susceptância da linha de transmissão.

Para o caso sobreexcitado, os valores de potência ativa se mantêm. Para os valores de potência reativa, padronizou-se a operação da UTE Iaco no modo de controle do fator de potência, inserindo um *setpoint* de fator de potência igual a 0,98 na saída das máquinas. Com isso, a potência nominal da máquina em 30MW produziria uma potência reativa de aproximadamente 6 Mvar.

A Equação (16) representa o valor retirado de potência reativa cedida pela máquina.

$$Q = P \times \sin(\arccos(0,98)) \quad (16)$$

$$Q = 30 \times \sin(11,478^\circ)$$

$$Q = 5,97 \text{ Mvar}$$

A potência reativa nominal da planta seria suprida pelas máquinas da UTE Iaco, enquanto que as dos transformadores seriam supridas pelo SIN e por uma parcela da linha de transmissão.

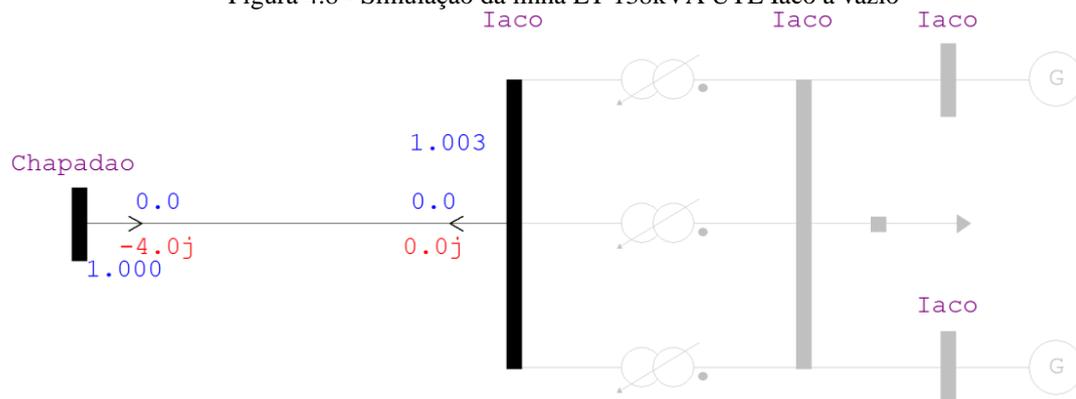
O valor aproximado de 4Mvar para a linha de transmissão da UTE Iaco foi retirado dos estudos de desempenho do sistema em regime permanente, realizado pela *PowerHouse Engenharia de Energia* (2011). Assim, a comprovação veio com a simulação desta linha em vazio no programa Anarede. As Figuras 4.7 e 4.8 ilustram esses valores.

Figura 4.7 - Características da LT 138kV da UTE Iaco

Circuito	: <b>simples</b>	
Condutor	: <b>CAA 336,4 kCM "Linnet"</b>	
Formação	: <b>1 condutor por fase</b>	
Comprimento (km)	: <b>61,5 km</b>	
<b>Características de cada circuito <sup>(1)</sup></b>		
	Seqüência positiva	Seqüência zero
R %	<b>5,9097</b>	<b>19,3439</b>
X %	<b>15,5978</b>	<b>55,2544</b>
B (Mvar)	<b>3,9761</b>	<b>2,2166</b>
<b>Limites</b>		
<b>Normal / Emergência <sup>(1)</sup></b>		
<b>111 MVA / 136 MVA</b>		
(*) Características adicionais:		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fator limitante: Cabo Condutor</li> <li>• Tempo admissível em emergência: 4h</li> <li>• Sbase = 100MVA</li> <li>• Vbase = 138 kV</li> </ul>		

Fonte: BIANCHI (2011)

Figura 4.8 - Simulação da linha LT 138kVA UTE Iaco a vazio



Fonte: ANAREDE (2016)

Para os transformadores, considerou-se uma média de potência reativa absorvida de 1 Mvar por transformador, a partir dos resultados demonstrados nas simulações do Anarede.

A Figura 4.9 mostra a curva de capacidade das máquinas. A curva é limitada pelas identificações: RRC (Corrente máxima do rotor), PSL (Limite prático de estabilidade), ZEC (Excitação mínima), RSC (Corrente máxima do estator). No eixo das abscissas, a curva é

cortada no valor de 0,8 PU, ou seja, limitada pela potência máxima da máquina primária (turbina a vapor), representada por 30.000 kW nominais.

Para caracterizar os condutores com alma de aço, utilizou-se a tabela do fabricante, NEXANS, onde retirou-se o valor da resistência CA-60Hz a 75°C, para o cabo *linnet* de 0,2032 ohm/km. Conforme Figura 4.10.

Figura 4.9 - Curva de capacidade das máquinas

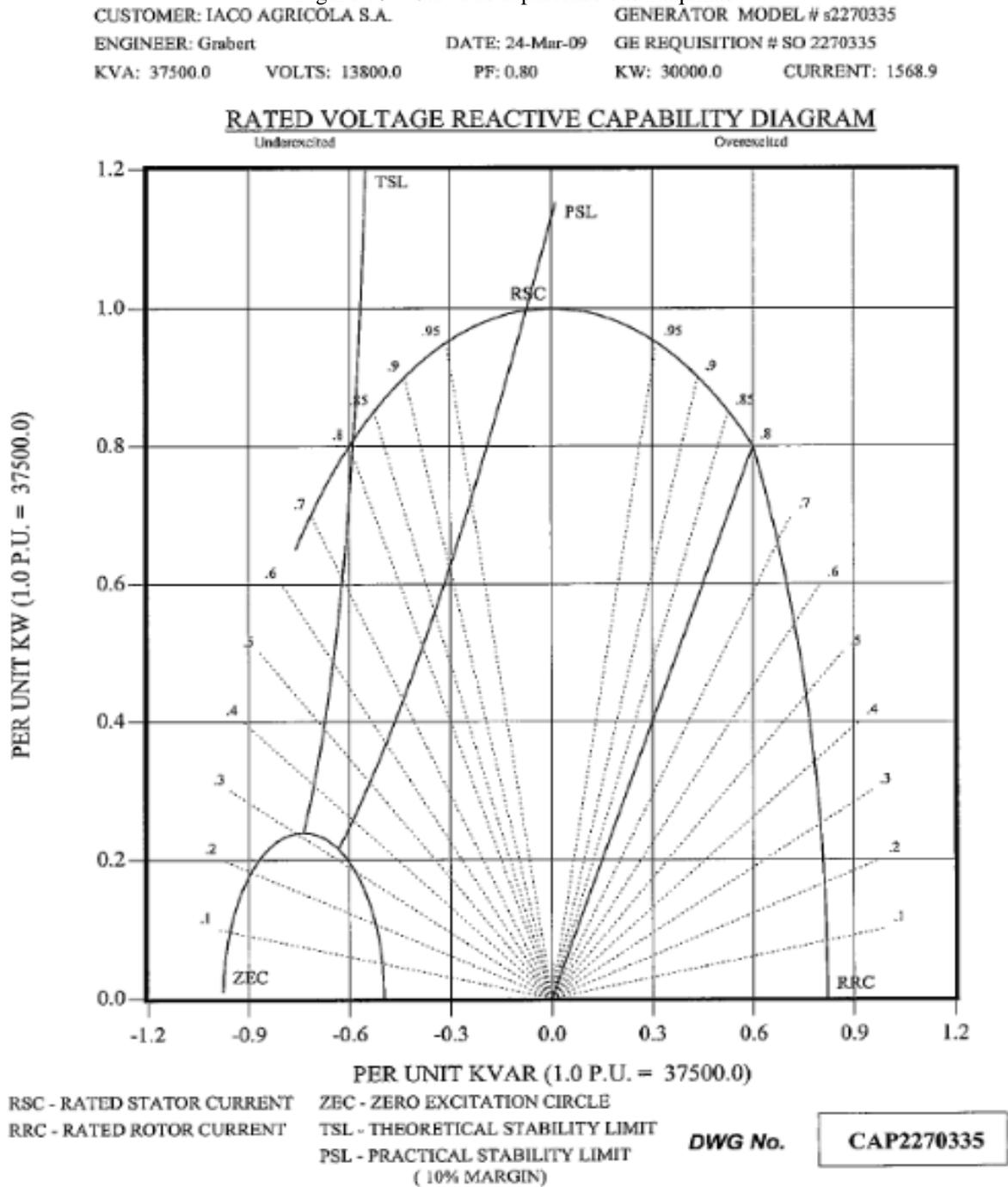


Figura 4.10 - Valor da resistência em ohm/km



Cabos de alumínio nu com alma de aço - CAA - Dados técnicos  
ACSR - Aluminium Conductor Steel Reinforced

Carga de ruptura (kgf)		Resistência elétrica (ohm/km)		Raio médio geométrico (m)	Reatância		Ampacidade (A)	Bitola AWG ou kcmil	Condutor
Classe A	Classe B	CC 20°C	CA-60 Hz 75°C		Indutiva (ohm/km)	Capacitiva (Mohm.km)			
540	524	2,1532	2,6769	0,00193	0,4712	0,2857	118	6	Turkey
676	657	1,7041	2,1193	0,00217	0,4624	0,2801	136	5	Thrush
845	820	1,3526	1,7119	0,00244	0,4537	0,2746	156	4	Swan
1044	1013	1,0714	1,3558	0,00274	0,4449	0,2690	181	3	Swallow
1292	1254	0,8500	1,1023	0,00308	0,4362	0,2635	206	2	Sparrow
1617	1568	0,6742	0,8867	0,00346	0,4274	0,2579	237	1	Robin
1984	1923	0,5340	0,7090	0,00388	0,4186	0,2524	273	1/0	Raven
2401	2324	0,4243	0,5773	0,00436	0,4100	0,2469	312	2/0	Quail
2996	2899	0,3364	0,4741	0,00489	0,4012	0,2414	354	3/0	Pigeon
3779	3656	0,2667	0,3797	0,00550	0,3925	0,2358	408	4/0	Penguin
3114	3062	0,2127	0,2584	0,00600	0,3858	0,2321	504	266,8	Waxwing
4393	4273	0,2115	0,2553	0,00617	0,3837	0,2303	512	266,8	Owl
5121	4970	0,2136	0,2554	0,00661	0,3785	0,2296	514	266,8	Partridge
5751	5582	0,1900	0,2274	0,00701	0,3741	0,2268	553	300,0	Ostrich
3929	3864	0,1686	0,2051	0,00674	0,3770	0,2266	583	336,4	Merlin
6396	6206	0,1695	0,2032	0,00742	0,3698	0,2241	594	336,4	Linnet
7879	7606	0,1698	0,2013	0,00778	0,3662	0,2227	601	336,4	Oriole
4509	4432	0,1427	0,1734	0,00733	0,3708	0,2226	648	397,5	Chickadee
6633	6454	0,1434	0,1742	0,00788	0,3653	0,2208	653	397,5	Brant
7387	7162	0,1435	0,1721	0,00807	0,3635	0,2201	659	397,5	Ibis
9252	8930	0,1437	0,1703	0,00846	0,3599	0,2187	668	397,5	Lark
5321	5228	0,1189	0,1448	0,00803	0,3639	0,2182	726	477,0	Pelican

Fonte: NEXANS (2013)

#### 4.4 REDUÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS ATRAVÉS DO CONTROLE DO FLUXO DE REATIVOS

Como as usinas sucroalcooleiras, em sua maioria, são conectadas ao sistema de distribuição – geração distribuída<sup>3</sup> – ou enquadradas como tipo III, segundo o submódulo 26.2 do ONS (2011), quando conectadas a rede básica, elas não participam do controle de tensão do SIN. Portanto, o fluxo de reativos poderá ser controlado em sua região de operação, objetivando menor perdas por efeito joule na linha de transmissão.

<sup>3</sup> Termo utilizado para referenciar a energia elétrica que é gerada próxima ou no local de consumo, diferente da geração centralizada, onde grandes geradores produzem a energia e enviam aos consumidores através das redes de transmissão, chegando às distribuidoras locais.

Os cálculos serão realizados para os cenários representados pelas Figuras 4.3 e 4.4. Conforme descrito na metodologia, será calculado o valor da corrente na linha de transmissão para os cenários, e conseqüentemente as perdas por efeito joule, pela Equação (17).

Cenário 01 - Subexcitado.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (17)$$

$$S = \sqrt{(40,0^2 + 15,0^2)}$$

$$S = 42,720 \text{ MVA}$$

$$I = S / (\sqrt{3} * V)$$

$$I = 42,720 / (\sqrt{3} * 0,138)$$

$$\mathbf{I = 178,728 \text{ Ampere}}$$

Cenário 02 – Sobreexcitado.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (17)$$

$$S = \sqrt{(40,0^2 + 3^2)}$$

$$S = 40,112 \text{ MVA}$$

$$I = S / (\sqrt{3} * V)$$

$$I = 40,112 / (\sqrt{3} * 0,138)$$

$$\mathbf{I = 167,818 \text{ Ampere}}$$

Através da formula matemática para cálculo da perda elétrica, Equação (18), foi possível determinar a diferença entre as perdas no cenário 01 e 02, e mensurar em valores reais durante um mês de funcionamento da usina, conforme cálculos abaixo:

$$P = 3 * R * I^2 \quad (18)$$

$$P = 3 * (0,2032 * 65) * (178,728)^2 = 1,266 \text{ MW} \quad (\text{Cenário 01})$$

$$P = 3 * (0,2032 * 65) * (167,818)^2 = 1,116 \text{ MW} \quad (\text{Cenário 02})$$

A diferença de perdas entre os cenários foi de 150,00 kW. Em um dia, as perdas chegarão a 150,00 \* 24 horas = 3,60 MWh. Em um mês com 30 dias, essa perda contabilizará aproximadamente 108,00 MWh.

Levando em consideração um custo de energia vendida no leilão de fontes renováveis A-3 de 2011 a 120 R\$/MWh, têm-se uma economia mensal aproximada de R\$ 12.960,00. Este

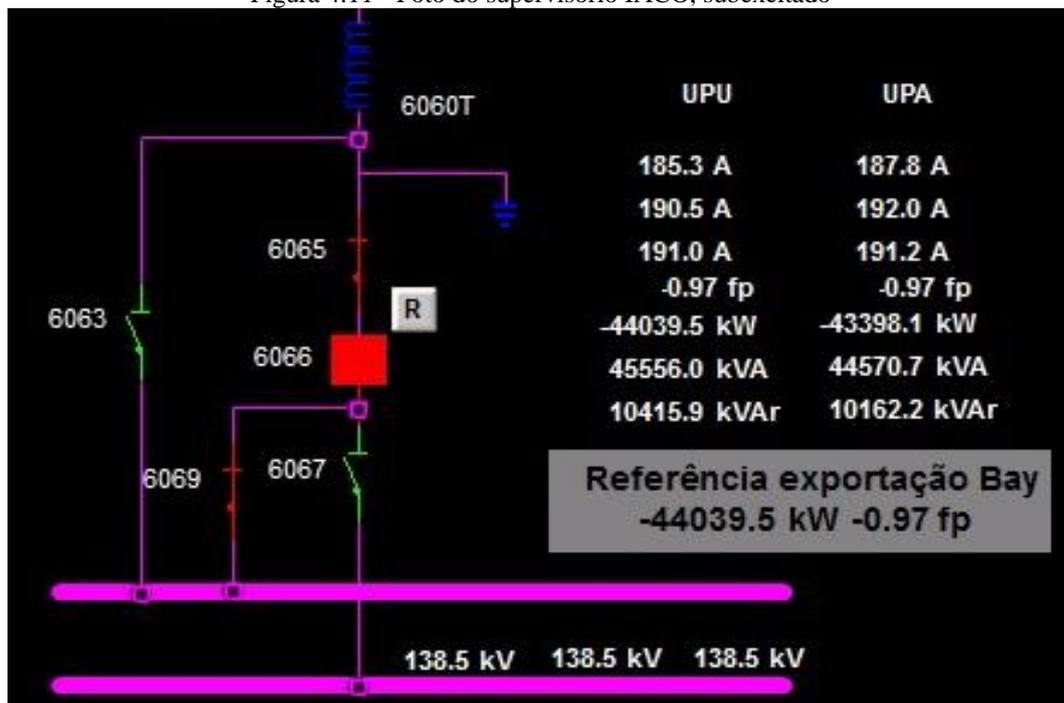
valor dependerá do preço da energia vendida, seja em leilão, seja no Preço Líquido das Diferenças – PLD. Com valores corrigidos para o PLD máximo em 2018 de R\$ 505,18/MWh, as perdas citadas representariam, em um mês, aproximadamente R\$ 54.559,44.

Para comprovar os cálculos teóricos, tentou-se aproximar estes dois cenários na prática. Para isso, os operadores da casa de força da UTE Iaco aumentaram/diminuíram a excitação das máquinas através dos controladores de tensão. O resultado obtido mostrou que a ideia geral deste estudo é verdadeira, podendo ser melhorada com a automação e utilização dos *taps* dos transformadores.

Os valores ficaram aproximados, devido a não disponibilidade da alteração dos *taps* dos transformadores, o que auxiliaria na melhor performance do controle de reativos do sistema. Utilizou-se apenas os recursos dos controladores de tensão do gerador, onde diminuiu-se a excitação para o cenário subexcitado e aumentou-se a excitação para o cenário sobreexcitado.

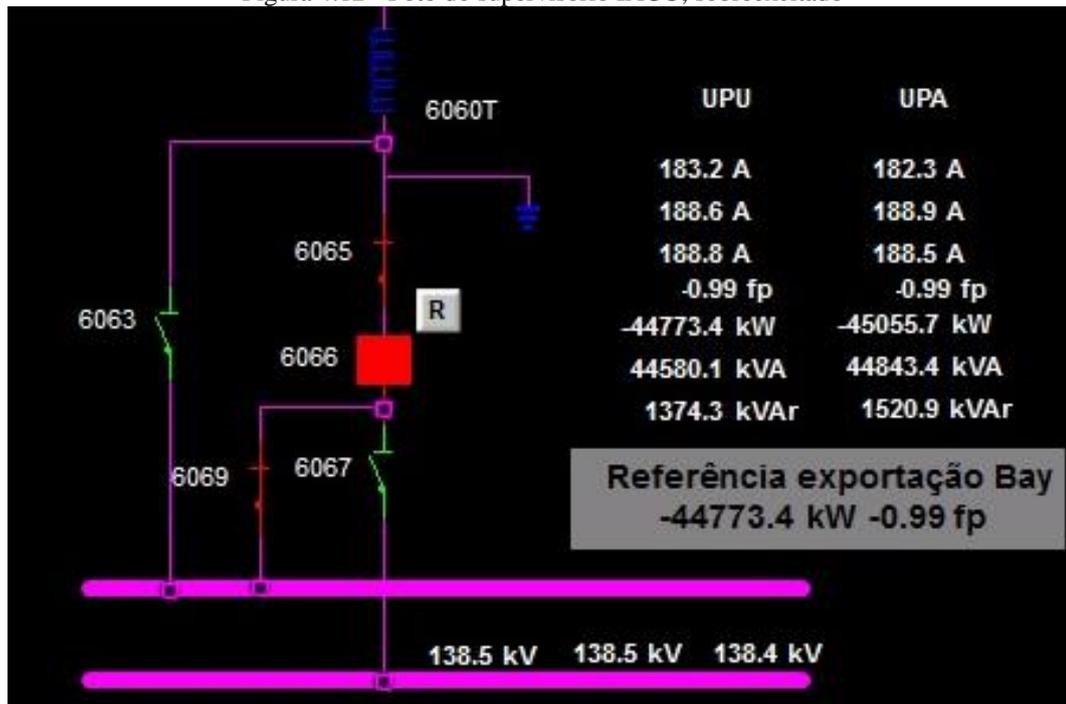
A Figura 4.11 representa o sistema no Cenário 01, subexcitado, enquanto a Figura 4.12 representa o Cenário 02, sobreexcitado.

Figura 4.11 - Foto do supervisor IACO, subexcitado



Fonte: Autor

Figura 4.12 - Foto do supervisório IACO, sobreexcitado



Fonte: Autor

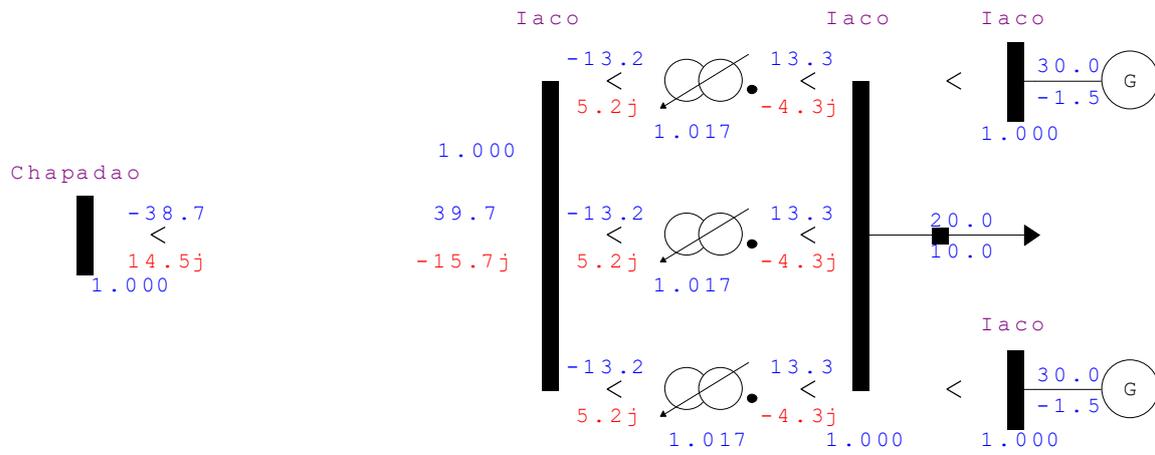
As Figuras mostram as grandezas elétricas na subestação Chapadão – SE Chapadão, ponto de conexão da UTE IACO. Percebe-se que, na região de sobreexcitação, o consumo de reativo do sistema é baixo, devido a sua própria geração na usina. Comparando com o cenário de subexcitação, percebe-se que a corrente elétrica é menor, mesmo produzindo maior quantidade de potência ativa. Verificando os dados do relé UPU (unidade principal), têm-se, no cenário sobreexcitado, a produção de 700kW a mais que no cenário subexcitado, assim como um valor menor de corrente elétrica. A diferença entre os cenários com relação a potência reativa é cerca de 9,0 Mvar.

O menor valor de corrente elétrica circulando na linha de transmissão confirma a redução das perdas elétricas por efeito joule no sistema da usina.

Utilizou-se o *software* Anarede, versão V10.02.03, para analisar os Cenários estudados. As Figuras 4.13 e 4.14 representam o cenário subexcitado, com ambos os geradores absorvendo -1,5 Mvar de potência reativa.

O *software* Anarede é utilizado para análise de Sistemas Elétricos de Potência em regime permanente. Possui programas de fluxo de potência, equivalência de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e de fluxo e análise de segurança de tensão. No trabalho foi utilizado o módulo de fluxo de potência.

Figura 4.13 - Simulação no software Anarede - Subexcitado



Fonte: Autor

Figura 4.14 - Dados da simulação no Anarede - Subexcitado

Caso Base  
RELATORIO COMPLETO DO SISTEMA \* AREA 1 \*

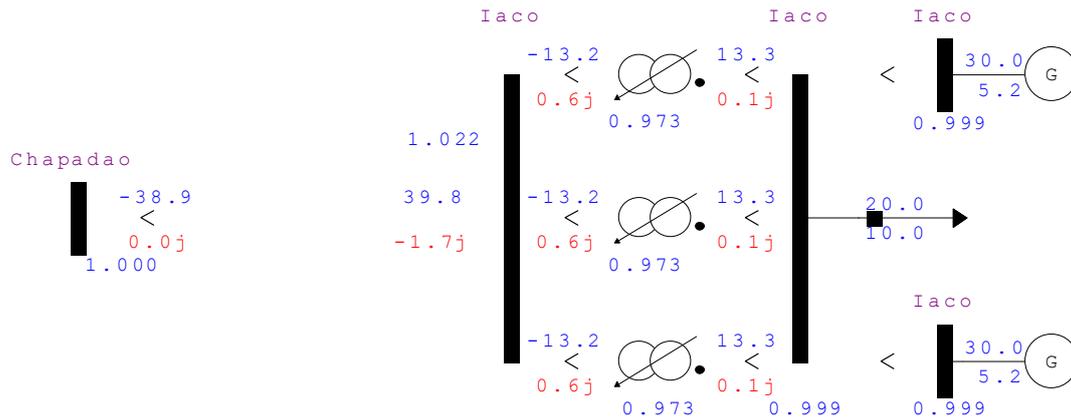
D A D O S - B A R R A		E L O C C		S H U N T		M O T O R		F L U X O S - C I R C U I T O S		P E R D A S		T E N S A O									
NUM.	KV TIPO	TENSAO MOD/ANG	GERACAO INJ EOV	CARGA MM/Mvar	SHUNT MM/Mvar	EQUIV L	FLUXO & SHUNT L	PARA BARRA NUM.	NOME	NC	MM	MVA/V_d	TAP	DEFAS TIE	MM	ATIVA	REATIVA	CIR. ABERTO			
																Mvar	Mvar	MOD	ANG		
1	1	2	1.000	-38.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0												
Chapadao		0.0	14.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0												
			111.0	136.0			37.2%			2	Iaco	1	-38.7	14.5	41.3		1.05		-1.21		
Iaco		4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0												
			111.0	136.0			38.5%			1	Chapadao	1	39.7	-15.7	42.8		1.05		-1.21		
			18.0	18.0			79.2%			3	Iaco	1	-13.2	5.2	14.3		0.09		0.91		
			18.0	18.0			79.2%			2	Iaco	2	-13.2	5.2	14.3		0.09		0.91		
			18.0	18.0			79.2%			3	Iaco	3	-13.2	5.2	14.3		0.09		0.91		
Iaco		7.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0												
			18.0	18.0			77.9%			2	Iaco	1	13.3	-4.3	14.0	1.017*		0.09		0.91	
			18.0	18.0			77.9%			2	Iaco	2	13.3	-4.3	14.0	1.017*		0.09		0.91	
			18.0	18.0			77.9%			3	Iaco	3	13.3	-4.3	14.0	1.017*		0.09		0.91	
			9999.0	9999.0			0.3%			4	Iaco	1	-30.0	1.5	30.0			0.00		0.00	
			9999.0	9999.0			0.3%			5	Iaco	1	-30.0	1.5	30.0			0.00		0.00	
Iaco		7.6	-1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0												
			9999.0	9999.0			0.3%			3	Iaco	1	30.0	-1.5	30.0			0.00		0.00	
Iaco		7.6	-1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0												
			9999.0	9999.0			0.3%			3	Iaco	1	30.0	-1.5	30.0			0.00		0.00	
TOTALIS DA AREA 1																					
GERACAO INJ EOV		IM/	CARGA	ELO CC	SHUNT	EXPORT	IMPORT	PERDAS													
		Mvar	MM/	IM/	Mvar/	IM/	IM/	IM/													
			Mvar	Mvar	EQUIV	Mvar	Mvar	Mvar													
21.3	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0												1.3	
11.5	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0												1.5	

Fonte: Autor

As simulações consideraram o máximo consumo de potência ativa da usina, assim como a máxima geração de potência ativa dos geradores. Percebe-se uma perda simulada na ordem de 1,30 Mvar para o primeiro cenário, subexcitado.

As Figuras 4.15 e 4.16 representam a simulação do segundo cenário, sobreexcitado, com o valor de potência reativa zero, no ponto de entrega da energia, SE Chapadão.

Figura 4.15 - Simulação no software Anarede - Sobreexcitado



Fonte: Autor

Figura 4.16 - Dados da simulação no Anarede - Sobreexcitado

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - PROGRAMA DE ANÁLISE DE REDES - V10.02.03

PAG. 1

Caso Base  
RELATORIO COMPLETO DO SISTEMA \* AREA 1 \*

D A D O S - B A R R A										F L U X O S - C I R C U I T O S										P E R D A S						
DA BARRA	TENSÃO	INJ EQV	CARGA	ELO CC	SHUNT	MOTOR	NUM. KV TIPO	MOD/	ANG	MVA	NUM. PARA BARRA	NOME	NC	MW	MVar	MVA/V_d	TAP	DEFAS	TIE	ATIVA	REATIVA	CIR. ABERTO	MOD	ANG		
NUM.	MM/	MM/	MM/	MM/	MM/	MM/	NUM.	MM/	MM/	MM/	NUM.									MW	MVar	MW	MVar			
NOME	ANG	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA																				
1	2	1.000	-38.9	0.0	0.0	0.0																				
Chapadao	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0					2	Iaco	1	-38.9	0.0	38.9				0.90					-1.69	
2	1	0	1.022	0.0	0.0	0.0																				
Iaco	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0					1	Chapadao	1	39.8	-1.7	39.0				0.90					-1.69	
		111.0	136.0	0.0	0.0	0.0					3	Iaco	1	-13.2	0.6	13.0				0.07					0.76	
		18.0	18.0	72.1%	72.1%	72.1%					3	Iaco	2	-13.2	0.6	13.0				0.07					0.76	
		18.0	18.0	72.1%	72.1%	72.1%					3	Iaco	3	-13.2	0.6	13.0				0.07					0.76	
3	1	0	0.999	0.0	0.0	0.0																				
Iaco	6.7	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0					2	Iaco	1	13.3	0.1	13.3	0.973*				0.07				0.76	
		18.0	18.0	74.1%	74.1%	74.1%					2	Iaco	2	13.3	0.1	13.3	0.973*				0.07				0.76	
		18.0	18.0	74.1%	74.1%	74.1%					2	Iaco	3	13.3	0.1	13.3	0.973*				0.07				0.76	
		9999.0	9999.0	0.3%	0.3%	0.3%					4	Iaco	1	-29.9	-5.2	30.4				0.00					0.00	
		9999.0	9999.0	0.3%	0.3%	0.3%					5	Iaco	1	-29.9	-5.3	30.4				0.00					0.00	
4	1	-1	0.999	30.0	0.0	0.0																				
Iaco	6.7	5.2	0.0	0.0	0.0	0.0					3	Iaco	1	29.9	5.2	30.4					0.00				0.00	
		9999.0	9999.0	0.3%	0.3%	0.3%																				
5	1	-1	0.999	30.0	0.0	0.0																				
Iaco	6.7	5.2	0.0	0.0	0.0	0.0					3	Iaco	1	29.9	5.3	30.4					0.00				0.00	
		9999.0	9999.0	0.3%	0.3%	0.3%																				
TOTALS DA AREA 1																										
GERACAO	INJ EQV	CARGA	ELO CC	SHUNT	EXPORT	IMPORT	PERDAS																			
MW/	MVar	MVar	MVar	MVar	MVar	MVar	MVar																			
21.1	0.0	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1																		
10.4	0.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6																		

Fonte: Autor

A simulação no cenário sobreexcitado mostra a redução das perdas na transmissão, diminuindo de 1,30Mvar para 1,10 Mvar.

A Tabela 4.17 ilustra o comparativo entre os três estudos.

Tabela 4.17 - Resumo dos estudos realizados

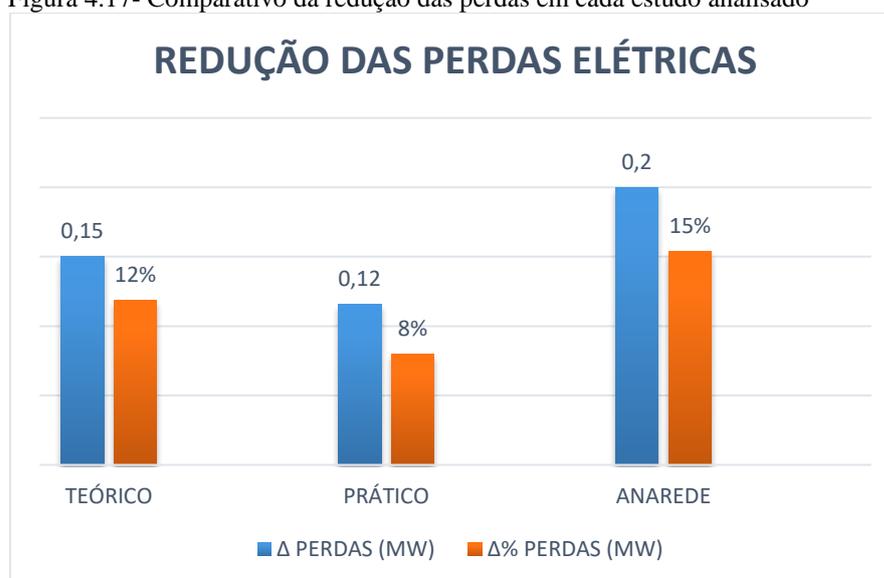
ESTUDOS	REGIME	P (MW)	Q (Mvar)	I (A)	$\Delta$ I (A)	PERDAS (kWh)	$\Delta$ PERDAS (MW)	$\Delta\%$ PERDAS (MW)
TEÓRICO	Subexcitado	40	15	178,728	10,91	1.266	0,15	12%
	Sobreexcitado	40	3	167,818		1.116		
PRÁTICO	Subexcitado	44,04	10,415	191	7,8	1.446	0,12	8%
	Sobreexcitado	44,77	1,374	183,2		1.330		
ANAREDE	Subexcitado	38,7	14,5	N/A	N/A	1.300	0,2	15%
	Sobreexcitado	38,9	0	N/A	N/A	1.100		

Fonte: Autor

O estudo teórico utilizou os dados, conforme as Figuras 4.3 e 4.4. Para o caso prático, inseriu-se os dados do relé UPU (unidade principal) na Tabela, enquanto que, para a simulação no *software* Anarede, coletou-se os dados do ponto de entrega, SE Chapadão, as perdas que o software já calculou, e para os demais dados que não foram utilizados, utilizou-se a legenda N/A – Não se aplica.

Com a Tabela resumida e a Figura fica fácil destacar que, para todas as simulações, observou-se uma redução nas perdas totais, por efeito joule, na linha de transmissão.

Figura 4.17- Comparativo da redução das perdas em cada estudo analisado



Fonte: Autor

## 5 CONCLUSÃO

### 5.1 ANÁLISE ENTRE MERCADO CATIVO E MERCADO LIVRE DE ENERGIA

O estudo de caso referente a escolha entre o ambiente livre e o ambiente cativo, mostrou que mesmo para o cenário mais rigoroso, com o valor de PLD máximo, a migração para o ACL é viável, além dos benefícios técnicos que a conexão com o SIN traz. Para o cenário conservador, a economia chegaria a 51%. A Figura 5.1 mostra a informação da economia obtida em cada cenário.

Figura 5.1- Economia com a migração para o ACL



Fonte: Autor

Apesar da economia com a migração para o mercado livre ser inversamente proporcional ao preço do PLD, este caso não é o ideal para a UTE IACO, tendo em vista que parte de sua energia gerada é liquidada neste mesmo PLD, e a receita com a energia vendida é muito maior que o gasto com o consumo, portanto um preço elevado de PLD é bom para a receita com a geração de energia elétrica. A produção de energia elétrica é muito maior que o consumo da mesma.

O estudo traria melhor viabilidade se a empresa conhecesse o custo médio de sua produção de energia, que são menores que o custo do PLD nos cenários estudados, pois como a UTE Iaco é uma usina autoprodutora de energia, ela apenas paga ao mercado livre de energia a preço de PLD, nos meses em que ela tiver um somatório de consumo menor que a geração,

nos demais meses o consumo é abatido da sua geração, sendo este valorado ao seu custo de produção.

Verificou-se os benefícios técnicos da conexão da UTE Iaco com a rede básica via Sistema Interligado Nacional, podendo reestabelecer sua geração em casos de contingência, superior à sua conexão com a concessionária Energisa MS, e também tendo maior disponibilidade e confiabilidade no fornecimento de energia, sendo pontos importantes para a tomada de decisão.

O estudo indica a migração da UTE Iaco para o ambiente livre, como consumidor, e posteriormente, o cancelamento do seu contrato no ambiente regulado com a concessionária local Energisa Mato Grosso do Sul – EMS.

## **5.2 CONTROLE DE REATIVOS PARA REDUÇÃO DE PERDAS NA TRANSMISSÃO**

Verificou-se a veracidade motivacional deste estudo, ou seja, que o controle do fluxo de reativos, através do controle da corrente de excitação dos geradores, entre a UTE Iaco e o Sistema Interligado Nacional, reduz as perdas elétricas existentes na transmissão de energia.

Esse controle trará benefícios técnicos e econômicos para a usina. É proposto a padronização da operação das unidades geradoras para que a tensão permaneça sempre nos níveis aceitáveis e que as máquinas operem de modo indutivo, ou seja, gerando cerca de 25% da potência reativa nominal de cada. Este padrão foi implementado via reguladores de tensão, utilizando o controle no modo de fator de potência, utilizando o *setpoint* de 0,98 indutivo em cada máquina da UTE Iaco. Esta operação retornará uma economia real mensal, devido a redução das perdas elétricas no sistema de transmissão. A Figura 5.2 mostra a economia aproximada mensal e anual deste ajuste, utilizando-se do preço médio do PLD nos últimos 12 meses do submercado SE/CO, no valor de R\$ 375,33. Neste valor a economia mensal apresentada seria de aproximadamente R\$ 40.535,00, acumulando em um ano uma economia real de R\$ 486.420,00.

Figura 5.2 - Economia mensal e anual com os ajustes de controle de tensão



Fonte: Autor

É indicado a automatização dos *taps* dos transformadores para aumentar as possibilidades de controle dos reativos. Devido a variação do nível da tensão do SIN, em consequência das alterações de carga ao longo do dia, apenas os recursos de controle da excitação no regulador de tensão são insuficientes para a operação ideal do gerador visando a redução das perdas elétricas na transmissão. É necessário a alteração dos *taps* dos transformadores, o que ajudará no controle de reativos circulantes na linha de transmissão.

A filosofia adotada neste Estudo de Caso pode ser replicada para demais indústrias sucroenergéticas com as mesmas características.

### 5.3 PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Para futuras pesquisas neste ramo de estudo, indica-se o aprofundamento em questões como:

Calcular o custo da produção, referente a geração de energia elétrica em indústrias sucroenergéticas. É necessário separar os custos para a produção de 1MWh da produção de 1m<sup>3</sup> de álcool ou 1 tonelada de açúcar. Assim, o estudo de viabilidade da migração para o mercado livre ficará mais coerente com a realidade da usina.

Outro ponto é calcular os benefícios técnicos e econômicos com o suprimento de energia elétrica para consumo próprio realizado em alta tensão. Indica-se comparar o método de

recuperação da indústria e de sua geração após situações de contingência (*trip* da indústria e consequentemente perda de geração, sendo necessário recuperação do processo produtivo via fonte de energia alternativa, podendo ser pela transmissão, distribuição ou geração a diesel). A recuperação via fornecimento em alta tensão, com demanda suficiente para atendimento dos motores essenciais do processo, podem representar um tempo de atendimento muito inferior em comparação as demais fontes de energia, gerando economia de escala com a recuperação de todo seu processo de produção.

O setor elétrico está em constante revisão, portanto, para todos os estudos, é importante verificar as regulamentações atuais, a fim do estudo de viabilidade não ficar incoerente.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Matriz de Energia Elétrica*. Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>.

Acesso em: janeiro de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Entendendo a Tarifa*.

Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/>>. Acesso em: fevereiro de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Calculo tarifário de metodologias*.

<[http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-/asset\\_publisher/e2INtBH4EC4e/content/custo-operacional/](http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/custo-operacional/)> - Acesso em: fevereiro de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Resolução Normativa 414*.

Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: Fevereiro de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Lei número 9427 de 1996*.

Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/lei19969427.pdf>>. Acesso em: fevereiro de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa número 678 de 2015. Disponível em: <

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/036/resultado/ren2015678.pdf>>.

Acesso em: setembro de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Homologatória número 1.833 de 2014. Disponível em:

<<http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?jornal=1&pagina=86&data=08/12/2014>>. Acesso em: novembro de 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa número 729 de 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016729.pdf>>. Acesso em fevereiro de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Encargos Aneel*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=527#link5>>. Acesso em: setembro de 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Espaço do Consumidor*. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id\\_area=19](http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=19)>. Acesso em: setembro de 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA – ABRACEEL. *Diferença entre consumidores livres e cativos*. Disponível em: <[http://www.abraceel.com.br/zpublisher/secoes/mercado\\_livre.asp?m\\_id=19150](http://www.abraceel.com.br/zpublisher/secoes/mercado_livre.asp?m_id=19150)>. Acesso em: fevereiro de 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA - ABRACEEL. Disponível em: <<http://www.abraceel.com.br/>>. Acesso em: setembro de 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE COMERCIALIZADORES DE ENERGIA – ABRACEEL. *Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica*. Brasília, DF, 2016.

CONSULTORIA PROJETOS E MANUTENÇÃO INDUSTRIAL LTDA - ACTUAL. *Sistema de geração de energia elétrica*. Usina Vista Alegre. Curitiba, PR. Abril de 2010.

ALVES, C. F. V. *Plano de Eficiência Energética numa Unidade Industrial*. 2009. 125f. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, 2009.

AZEVEDO, F. S. M. Q. *Eficiência Energética numa Unidade Industrial de Plásticos Injetados: Problemas e Soluções*. 2014, 118f. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, 2014.

BESKOW, E.; VAN BELLEN, H. M. *Produção Científica em Sustentabilidade e Energia: Um Estudo Bibliométrico*. XVI ENGEMA, São Paulo, 2014.

BIANCHI, A. *Desempenho do Sistema em Regime Permanente*. PowerHouse Engenharia de Energia. Ibiúna – SP, 2011.

BUNEDER, D.; CAMPONOGARA, G.; PANTALEÃO, P. *Microprodução, Miniprodução, Autoprodução e Produção Independente de Energia*. Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS, RS, 2014.

CAPELLI, A. *Energia Elétrica: Qualidade e Eficiência para Aplicações Industriais*. 1ª. ed. São Paulo: Érica, 2013. 272 p.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: setembro de 2016.

CAMARA COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. *Regras de Comercialização – Alocação de Geração Própria*. SP, 2016.

CARDOSO, F. H. *lei número 9.074 de 1995*. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/L9074cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9074cons.htm)>. Acesso em: fevereiro de 2018.

COELHO, J. M. *A bioeletricidade e o planejamento energético*. VII Seminário de bioeletricidade CEISE Br / Única, Fenasucro & Agrocana, Sertãozinho – SP, 2017.

COSTA, A. J. A. S.; SILVA, A. S. *Controle e estabilidade de sistemas elétricos de potência*. Florianópolis – SC, 2000. Disponível em: <<http://www.labspot.ufsc.br/~simoes/dincont/dc-cap5.pdf>>. Acesso em: abril de 2018.

ECHEVERRI, M. G. *Planejamento e despacho ótimo de reativos (VAr) em sistemas de energia elétrica multi-áreas*. Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2011.

ENERGISA. Disponível em: <<http://agenciaweb.energisa.com.br:8088/AgenciaWeb/>>. Acesso em: setembro de 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. *A bioeletricidade e o planejamento energético*. VII Seminário de bioeletricidade CEISE Br / Única. 25<sup>a</sup> Fenasucro & Agrocana 2017. Sertãozinho, SP, 2017.

FARIA, R. M. *Telemetria e comunicação M2M aplicados a serviços de melhoria da eficiência energética*. 2010. 83f. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, 2010.

FARIA, S. T. *Redução de Custos com Mercado Livre de Energia*. Curitiba, 2008.

FERREIRA, R. A.; SILVA, S. F. P; DELAIBA, A. C.; BISPO, D. *Metodologia para a utilização de inversores de frequência em sistemas de bombeamento sob o enfoque da eficiência energética*. Universidade Federal de Uberlândia – UFU, Faculdade de Engenharia Elétrica – FEELT, Uberlândia – MG, 2007.

GRABERT. *Rated Voltage Reactive Capability Diagram*. Gevisa SO #2270335. São Paulo, 2009.

GOMES, M. J. S. B. A. *Guia para a Implantação de um Programa de Gestão de Energia na Indústria*. 2009, 100f. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, 2009.

KUNDUR, P. *Power system stability and control*. New York: MacGraw-Hill, 1993.

LIMA, J. C. M. *Aspectos de proteção e controle do gerador síncrono subexcitado*. Pontifca Universidade Católica de Minas gerais, Belo Horizonte, 2002.

MACEDO, I. C.; CARVALHO, E. P. *A energia da cana-de-açúcar – Doze estudos sobre a agroindústria da cana-de-açúcar no Brasil e sua sustentabilidade*. Única – União da Agroindústria Canavieira do Estado de São Paulo. São Paulo, 2007.

MORAIS, A. M. *análise da ação de eficiência energética através do guia de m&v da aneel e do retscreen considerando a implementação de iluminação a led no complexo predial da sudam*. UFPA, ITEC, PPGEE, Campus Universitário do Guamá, Belém, Para, Brasil, 2017.

NEXANS. *Catálogo de condutores de alumínio nus*. Brasil, 2013.

NISKIER, J.; MACINTYRE, A. J. *Instalações Elétricas*. 6. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014. 443p.

NOVACANA. Disponível em: <<https://www.novacana.com/etanol/funcionamento-usina-distilaria/>>. Acesso em: outubro de 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS. *Crítérios para classificação da modalidade de operação de usinas*. *Operador Nacional do Sistema Elétrico*. Submódulo 26.2. Rio de Janeiro, 2011.

RAMALHO, C. E. *Sistema de sincronização de geradores síncronos distribuídos utilizando unidades de medição fasorial*. TCC, São Carlos, SP. Nov/2016.

RESENDE, F. B.; SOUZA, M. M.; COSTA, F. P. *Desempenho de linhas aéreas em relação a descargas atmosféricas*. Disponível em: <[http://www.arandanet.com.br/revista/em/materia/2016/12/20/desempenho\\_de\\_linhas.html](http://www.arandanet.com.br/revista/em/materia/2016/12/20/desempenho_de_linhas.html)>. Acesso em: fevereiro de 2018.

ROUSSEFF. D. V. DECRETO Nº 5.163 DE 30 DE JULHO DE 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm)>. Acesso em: setembro de 2016.

RUFINO. R. D. RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1.874, DE 7 DE ABRIL DE 2015. Disponível em: <[http://biblioteca.aneel.gov.br/asp/textos\\_main.asp?codigo=162670&desc=ti&servidor=1&iBanner=&iIdioma=0](http://biblioteca.aneel.gov.br/asp/textos_main.asp?codigo=162670&desc=ti&servidor=1&iBanner=&iIdioma=0)>. Acesso em: fevereiro de 2018.

RUFINO, R. D. RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1.917 DE 23 DE JUNHO DE 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/023/resultado/reh20151917ti.pdf>>. Acesso em: fevereiro de 2018.

SALES, R. P. *LED, o novo paradigma da Iluminação Pública*. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia - PRODETEC), do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC), e Instituto de Engenharia do Paraná (IEP). 2011. Curitiba. 117p.

STEMAC GRUPO GERADORES. Grupo Gerador Diesel. Disponível em: <<http://www.stemac.com.br/pt/produtos/Documents/Lamina-Comercial-Diesel-50Hz-pt-Scania.pdf>>. Acesso em: setembro de 2016.

SANTOS, J. V. A., *Fluxo de reativos*. Faculdade Pio Décimo, Aracaju, 2009.

UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇUCAR – UNICA. *Setor Sucroenergético no Brasil – Uma visão para 2030*. São Paulo, SP, Outubro 2016.

VASCONCELOS, L. L. D. S. *Melhoria da Eficiência Energética e Eliminação do Desperdício na Fábrica dos Plásticos Colep Portugal S.A.* 2012, 87f. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, 2012.