



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**Dissertação de Mestrado**

HELEN PAULA DUTRA DE SOUZA

**COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA VISÃO DO  
CONSUMIDOR POTENCIALMENTE LIVRE: UMA ABORDAGEM  
BASEADA EM DINÂMICA DE SISTEMAS**

CURITIBA  
2012

HELEN PAULA DUTRA DE SOUZA

**COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA VISÃO DO  
CONSUMIDOR POTENCIALMENTE LIVRE: UMA ABORDAGEM  
BASEADA EM DINÂMICA DE SISTEMAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre. Área de Concentração: Sistemas de Potência.

Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Elizete Maria Lourenço, D. Sc.

Co-orientador: Prof. Marciano Morozowski Filho, D. Sc.

CURITIBA  
2012

**Ficha Catalográfica elaborada pela Biblioteca da Universidade Federal do Paraná**

Souza, Helen Paula Dutra de  
Comercialização de energia elétrica na visão do consumidor,  
potencialmente livre: uma abordagem baseada em dinâmica de  
sistemas / Helen Paula Dutra de Souza. – Curitiba, 2012.  
181 f. : il. ; graf., tab.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Setor de  
Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.  
Orientadora: Elizete Maria Lourenço  
Coorientador: Marciano Morozowski Filho

1. Energia elétrica - Comercialização. I. Lourenço, Elizete Maria.  
II. Morozowski Filho, Marciano. III. Título.

CDD 333.7932

## TERMO DE APROVAÇÃO

Helen Paula Dutra de Souza

Comercialização de Energia Elétrica na Visão do Consumidor  
Potencialmente Livre: Uma Abordagem Baseada em Dinâmica de  
Sistemas

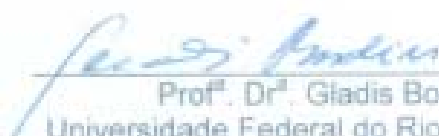
Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de  
Mestre no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal do Paraná.




Prof. Dr. Elizete Maria Lourenço – Orientadora  
Universidade Federal do Paraná – UFPR



Prof. Dr. Marciano Morozowski Filho – Co- Orientador  
Universidade Federal do Paraná – UFPR



Prof. Dr. Gladis Bordin – Convidada  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS



Prof. Dr. Clodoaldo Unsuhay Vila – Convidado  
Universidade Federal do Paraná – UFPR



Prof. Dr. Roman Kuliava – Convidado  
Universidade Federal do Paraná – UFPR

Curitiba, 09 de outubro de 2012.

# DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho a DEUS,  
A meus pais Helio e Paula,  
Ao meu esposo Guilherme.*

## **AGRADECIMENTOS**

À CAPES/REUNI e à UFPR pela oportunidade. Aos colegas pelo auxílio e aos professores vinculados a esse curso de mestrado pelo conhecimento compartilhado. Em especial à professora Thelma pelo incentivo primordial, e aos professores Roman e Clodomiro pela contribuição dada com seus comentários.

À professora orientadora Elizete pela sua paciência e auxílio, e à professora Gladis, da UFRGS, pelos direcionamentos e por todas as sugestões. Ao professor co-orientador Marciano por compartilhar comigo suas ideias e seu conhecimento, e à Ivana, da WeSee, pelo apoio com o software.

Aos meus queridos familiares e amigos que de alguma forma, às vezes de muitas maneiras, contribuíram gentilmente para que eu pudesse realizar essa pesquisa. Em especial ao meu esposo Guilherme que é a minha inspiração, meu modelo de persistência e disciplina, agradeço pelo seu fundamental companheirismo. E aos meus pais Helio e Paula que tenho tanto a agradecer que nem teria palavras, eles que foram essenciais para mais essa conquista e que são meu exemplo de generosidade, determinação e honestidade.

Agradeço a DEUS por estar comigo em todos os momentos, pela proteção espiritual e pelas bênçãos que me foram proporcionadas.

## EPÍGRAFE

*“O Senhor é meu pastor, nada me faltará.  
Em verdes prados ele me faz repousar.  
Conduz-me junto às águas refrescantes,  
restaura as forças de minha alma.  
Pelos caminhos retos ele me leva,  
por amor do seu nome.*

*Ainda que eu atravessasse o vale escuro,  
nada temerei, pois estais comigo.  
Vosso bordão e vosso báculo são o meu amparo.*

*Preparais para mim a mesa à vista de meus inimigos.  
Derramais o perfume sobre minha cabeça,  
e transborda minha taça.  
A vossa bondade e misericórdia hão de seguir-me  
por todos os dias de minha vida.  
E habitarei na casa do Senhor por longos dias.”*

*(Salmo 22/23)*

## RESUMO

No atual mercado brasileiro de energia elétrica existe a possibilidade de escolha do fornecedor de energia pelos consumidores livres, bem como regras e regulamentações a serem seguidas pelos agentes do setor. Os ambientes de mercado em vigor estão divididos em cativo e livre e permitem contratações diferenciadas, com a possibilidade de que os consumidores possam optar por um ambiente mais competitivo na busca por benefícios estratégicos e econômico-financeiros. Esse estudo tem como foco o consumidor potencialmente livre e busca esclarecer o funcionamento e as opções desses ambientes de mercado.

Nesse sentido, foi escolhida a técnica de Dinâmica de Sistemas para o estudo das relações entre as principais variáveis que impactam nessa contratação e para uma modelagem ampla da comercialização de energia. São mostradas as regras, os possíveis riscos econômicos, suas opções no mercado, funcionalidades da operação e benefícios sob a ótica desse potencial consumidor. A técnica proposta é composta por um modelo estruturado do problema de comercialização de energia, que visa orientar as decisões de investimento por parte do consumidor com uma avaliação ampla do mercado energético. A ferramenta computacional desenvolvida permite ao consumidor avaliar a decisão econômica sobre sua migração entre os ambientes de mercado. Os resultados obtidos, com simulações e testes, permitem não apenas validar a modelagem proposta, mas também comprovam os benefícios dessas avaliações sistêmicas como estratégia de contratação no mercado atual.

Palavras-chave: Comercialização de Energia Elétrica, Consumidor Potencialmente Livre, Dinâmica de Sistemas.

## **ABSTRACT**

In today's market power is a choice of energy supplier for free consumers, as well as rules and regulations to be followed by agents. The current market environments are divided into captive and free signings and allow differentiated, with the possibility that consumers may opt for a more competitive environment in the pursuit of strategic benefits and economic and financial. This study focuses on the consumer potentially free and seeks to clarify the functioning of these environments and options market.

Accordingly, we chose the technique of system dynamics to study the relationships between the key variables that impact this contract and for a comprehensive modeling of the energy trading. Shown are the rules, the possible economic risks, your options on the market, features and benefits of the transaction from the perspective of potential consumers. The proposed technique consists of a structured model of the problem of energy trading, which aims to guide investment decisions by consumers with a comprehensive assessment of the energy market. The computational tool developed allows consumers to evaluate the economic decision on their migration between market environments. The results obtained with simulations and testing, allow not only validate the proposed model, but also demonstrate the benefits of such assessments as systemic contracting strategy in the current market.

Keywords: Electricity Trading, Potentially Free's Consumer, System Dynamics.

---

## LISTA DE FIGURAS

## Página

Figura 2.1: Estrutura do setor elétrico.....	14
Figura 2.2: Principal marco do setor elétrico.....	15
Figura 2.3: Regras da CCEE.....	16
Figura 2.4: Processo da contabilização.....	17
Figura 2.5: Comercialização no curto prazo.....	18
Figura 2.6: Comercialização de energia.....	19
Figura 2.7: Relação entre os agentes.....	19
Figura 2.8: Leilões de energia hidráulica – preço médio e volumes.....	21
Figura 2.9: Leilões de energia eólica – preço médio e volumes.....	22
Figura 2.10: Cronograma dos leilões.....	24
Figura 2.11: Comparativo entre IGP-M e IPCA.....	25
Figura 2.12: Agentes da CCEE.....	27
Figura 2.13: Comparativo entre custos do ACL com fonte incentivada e do ACR.....	31
Figura 2.14: Sazonalização e modulação da garantia física contratada.....	34
Figura 2.15: Classificação das fontes em operação.....	37
Figura 2.16: Geração elétrica por região.....	37
Figura 2.17: Balanço de gás natural brasileiro.....	38
Figura 2.18: Obras de geração por fonte.....	40
Figura 2.19: Interligações entre os subsistemas.....	43
Figura 2.20: Evolução da oferta e da carga de energia.....	46
Figura 2.21: Custo marginal de operação.....	52
Figura 2.22: Estimativa do ESS Jan/12.....	53
Figura 2.23: CAR SE/CO.....	54
Figura 2.24: Comportamento do PLD do SE/CO.....	56
Figura 2.25: Custo de produção.....	59
Figura 2.26: Comparativo entre os custos do ACR e do ACL.....	62
Figura 2.27: Tarifas do ACR.....	66
Figura 2.28: Comparativo das classes de tensão.....	67
Figura 2.29: Tarifa - TUST médio de geração.....	67
Figura 2.30: Novas modalidades tarifárias.....	70
Figura 2.31: Tarifas COELBA X fator carga.....	70
Figura 2.32: Curva de custos.....	71
Figura 2.33: Anatomia da conta de luz.....	72
Figura 2.34: Valor cobrado nas tarifas.....	74
Figura 2.35: Composição da tarifa COELBA – demanda A4 Azul.....	75
Figura 2.36: Composição da tarifa COELBA – consumo A4 Azul.....	76
Figura 2.37: Composição das parcelas da tarifa.....	77
Figura 2.38: Composição do reajuste tarifário.....	79

---

Figura 2.39: Composição da revisão tarifária .....	79
Figura 2.40: Comparativo ACR X ACL com energia convencional.....	83
Figura 2.41: Comparativo ACR X ACL com energia de PCH com 50% de desconto.....	84
Figura 3.1: Exemplo de laço causal em DS.....	88
Figura 3.2: Etapas do pensamento sistêmico.....	89
Figura 3.3: Laço de realimentação.....	91
Figura 3.4: Símbolos para diagramas de estoque e fluxo.....	93
Figura 3.5: Diagrama de estoque e fluxo para o modelo do MRU.....	93
Figura 3.6: Modo de referência.....	95
Figura 3.7: Parâmetros conceituais da modelagem.....	96
Figura 3.8: Etapas para o cálculo dos custos de energia.....	98
Figura 3.9: Histórico do PLD.....	100
Figura 3.10: Histórico dos reservatórios versus CAR.....	101
Figura 3.11: Número de consumidores e consumo no ACL.....	102
Figura 3.12: Comparativo de preços de energia.....	104
Figura 3.13: Estrutura do problema de decisão do modelo proposto.....	108
Figura 3.14: Diagrama de laço causal do modelo proposto construído no VENSIM.....	110
Figuras 3.15: Laço de realimentação do ACR.....	113
Figuras 3.16: Laço de realimentação do ACL.....	115
Figuras 3.17: Laço de realimentação da decisão do consumidor.....	117
Figura 4.1: Parâmetros da modelagem econômica.....	120
Figura 4.2: Histórico de reajustes COELBA.....	124
Figura 4.3: Efeito do reajuste tarifário COELBA.....	125
Figura 4.4: Preços no ACL.....	128
Figura 4.5: Modelo geral composto por módulos.....	130
Figura 4.6: Módulo de dados de entrada.....	130
Figura 4.7: Diagrama de estoque e fluxo da composição dos custos do ACR.....	132
Figura 4.8: Diagrama de estoque e fluxo d reajuste ANEEL.....	134
Figura 4.9: Diagrama de estoque e fluxo da oportunidade ACR.....	136
Figura 4.10: Diagrama de estoque e fluxo da composição dos custos do ACL.....	138
Figura 4.11: Diagrama de estoque e fluxo da oportunidade ACL.....	139
Figura 4.12: Diagrama de estoque e fluxo do resultado da contratação.....	140
Figura 5.1: Comparativo dos cálculos de economia ACR X PCH.....	148
Figura 5.2: Comparativo dos cálculos de economia ACR X UHE.....	149
Figura 5.3: Comparativo dos cálculos de economia ACR X EOL.....	150
Figura 5.4: Comparativo tradicional ACR X ACR com autoprodução.....	151
Figura 5.5: Resultado da simulação perfil 1.....	155
Figura 5.6: Resultado da simulação perfil 2.....	158
Figura 5.7: Resultado da simulação perfil 3.....	160
Figura 5.8: Resultado da simulação perfil 4.....	162
Figura 5.9: Evolução mensal dos custos marginais de operação – nordeste.....	168
Figura 5.10: Riscos marginais iniciais de migração – modelo econômico proposto.....	170

---

## LISTA DE TABELAS

## Página

Tabela 2.1: Resultados dos leilões regulados .....	23
Tabela 2.2: Critérios para os consumidores livres .....	28
Tabela 2.3: Itens faturados do consumidor livre .....	29
Tabela 2.4: Empreendimentos em operação .....	39
Tabela 2.5: Previsão da capacidade instalada .....	41
Tabela 2.6: Previsão da entrada de energia negociada nos leilões .....	42
Tabela 2.7: Obras de transmissão .....	44
Tabela 2.8: Carga de energia da rede .....	45
Tabela 2.9: Consumo por região e nível de tensão .....	47
Tabela 2.10: Comparativo das tarifas médias do ACR .....	60
Tabela 2.11: Preços e tarifas de energia .....	63
Tabela 2.12: Tarifa média por nível de tensão .....	65
Tabela 2.13: Opções de faturamento do grupo A .....	68
Tabela 2.14: Encargos da tarifa de energia .....	73
Tabela 3.1: Componentes tarifárias .....	103
Tabela 3.2: Comparativo da troca de fornecedora de energia .....	106
Tabela 4.1: Parâmetros do módulo de dados de entrada .....	131
Tabela 4.2: Variável do módulo de custos ACR .....	133
Tabela 4.3: Variável do módulo de reajuste ANEEL .....	135
Tabela 4.4: Variável do módulo de oportunidade no ACR .....	136
Tabela 4.5: Variável do módulo de custos do ACL .....	137
Tabela 4.6: Variável do módulo de oportunidade no ACL .....	139
Tabela 4.7: Variável do módulo de resultado da contratação .....	140
Tabela 5.1: Comparativo da análise: tradicional e proposta DS .....	145
Tabela 5.2: Dados definidos no modelo econômico proposto .....	147
Tabela 5.3: Dados dos perfis consumidores .....	152
Tabela 5.4: Resultados das simulações – modelo econômico proposto .....	153
Tabela 5.5: Comparativo perfil 1 .....	154
Tabela 5.6: Comparativo perfil 2 .....	156
Tabela 5.7: Comparativo perfil 3 .....	159
Tabela 5.8: Comparativo perfil 4 .....	161
Tabela 5.9: Resultados das simulações .....	164
Tabela 5.10: Custos marginais de operação em R\$/MWh .....	167
Tabela 5.11: Riscos de migração .....	171

---

## **LISTA DE SÍMBOLOS**

ACL: Ambiente de Contratação Livre  
ACR: Ambiente de Contratação Regulado  
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica  
CAR: Curva de Aversão ao Risco  
CCC: Conta de Consumo de Combustíveis  
CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado  
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CCPE: Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos  
CDE: Conta de Desenvolvimento Energético  
CFURH: Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos  
CEPEL: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica  
CL: Consumidor Livre  
CME: Custo Marginal de Expansão  
CMO: Custo Marginal de Operação  
CMSE: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico  
CNPE: Conselho Nacional de Política Energética  
CO: Centro-oeste  
DNAEE: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica  
DS: Dinâmica de Sistemas  
EE: Eficiência Energética  
EPE: Empresa de Pesquisa Energética  
ESS: Encargo de Serviços do Sistema  
FMI: Fundo Monetário Internacional  
G: Gerador  
GCPS: Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos  
GCOI: Grupo Coordenador para Operação Interligada  
IEE: Indústria de Energia Elétrica  
IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado  
IPCA: Índice de Preços ao Consumidor Amplo  
IRT: Índice de Reajuste Tarifário

---

MAE: Mercado Atacadista de Energia  
MCP: Mercado de Curto Prazo  
MCSD: Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits  
MME: Ministério de Minas e Energia  
MRE: Mecanismo de Realocação de Energia  
N: Norte  
NE: Nordeste  
ONS: Operador Nacional do Sistema  
PCH: Pequena Central Hidrelétrica  
PDE: Plano Decenal de Expansão de Energia  
PdM: Participação de Mercado  
P&D: Pesquisa e Desenvolvimento  
PIB: Produto Interno Bruto  
PIE: Produtor Independente de Energia  
PLD: Preço de Liquidação das Diferenças  
PMO: Programa Mensal de Operação  
PROCEL: Programa de Conservação de Energia Elétrica  
PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica  
PRORET: Procedimentos de Regulação Tarifária  
RE-SEB: Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro  
RGR: Reserva Global de Reversão  
S: Sul  
SE: Sudeste  
SEB: Setor Elétrico Brasileiro  
SIN: Sistema Interligado Nacional  
TFSEE: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica  
VPA ou Parcela A: Valor da Parcela A Componente da Tarifa da Distribuidora  
VPB ou Parcela B: Valor da Parcela B Componente da Tarifa da Distribuidora  
X: Fator “X” Componente da Tarifa da Distribuidora

---

# SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>	
1.1	MOTIVAÇÃO	1
1.2	APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA	2
1.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
1.3.1	Comercialização de Energia	3
1.3.2	Algumas Referências sobre o Mercado Energético	4
1.3.3	Dinâmica de Sistemas	6
1.4	OBJETIVOS	9
1.5	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	10
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO	11
<b>CAPÍTULO 2: O PROBLEMA DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NA VISÃO DO CONSUMIDOR</b>	<b>12</b>	
2.1	INTRODUÇÃO	12
2.2	MERCADO ATUAL DE ENERGIA ELÉTRICA	12
2.3	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	15
2.3.1	Ambiente de Contratação Regulada - ACR	19
2.3.2	Ambiente de Contratação Livre - ACL	23
2.3.2.1	O Consumidor Potencialmente Livre	27
2.3.2.2	O Processo de Migração para o Ambiente de Contratação Livre	28
2.3.3	Características dos Contratos de Fornecimento	30
2.3.3.1	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR	31
2.3.3.2	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica - CCVEE	32
2.4	CARACTERÍSTICAS DO SUPRIMENTO DE ENERGIA	34
2.4.1	Fontes de Energia	35
2.4.2	Demanda de Energia	43
2.4.3	Fontes Incentivadas	47
2.4.4	Opções de Fornecimento para o Consumidor Livre	48
2.5	FORMAÇÃO DOS PREÇOS DE MERCADO	49
2.5.1	Preço de Liquidação de Diferenças - PLD	53
2.5.2	Formação de Preços no Ambiente de Contratação Livre	56
2.5.3	Tarifas da Distribuidora	63
2.5.3.1	Reajustes Tarifários	76
2.5.3.2	Estrutura Tarifária	79
2.5.3.3	Cálculo da Tarifa Média	80
2.5.3.4	Comparativo para os Consumidores Livres	80
2.5.4	Eficiência Energética	84
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	85

---

<b>CAPÍTULO 3: CONCEITUAÇÃO E APLICAÇÃO DE DINÂMICA DE SISTEMAS NO MODELO PROPOSTO</b>	<b>86</b>
3.1	INTRODUÇÃO 86
3.2	CONSIDERAÇÕES DE DINÂMICA DE SISTEMAS 86
3.2.1	Principais Características da Dinâmica de Sistemas 89
3.2.1.1	Diagramas de Laço Causal 90
3.2.1.2	Diagramas de Estoque e Fluxo 91
3.2.1.3	Modelos Computacionais 93
3.3	MODELO CONCEITUAL DO MODELO PROPOSTO 93
3.3.1	Dinâmica do Mercado Atual de Energia 98
3.3.2	Aplicação de Dinâmica de Sistemas sob a Ótica do Consumidor Livre 106
3.3.3	Diagrama de Laço Causal do Modelo Proposto 108
3.3.3.1	Fragmentação do Diagrama de Laço Causal 110
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO 117
<b>CAPÍTULO 4: MODELO ECONÔMICO PROPOSTO</b>	<b>118</b>
4.1	INTRODUÇÃO 118
4.2	DESENVOLVIMENTO DA MODELAGEM ECONÔMICA 118
4.2.1	Formulação Matemática do Modelo Econômico Proposto 121
4.3	DIAGRAMAS DE ESTOQUE E FLUXO DO MODELO ECONÔMICO PROPOSTO 128
4.3.1.1	Módulo de Dados de Entrada 129
4.3.1.2	Módulo da Composição dos Custos ACR 130
4.3.1.3	Módulo do Reajuste da ANEEL 132
4.3.1.4	Módulo da Oportunidade do ACR 134
4.3.1.5	Módulo da Composição dos Custos ACL 135
4.3.1.6	Módulo da Oportunidade do ACL 137
4.3.1.7	Módulo do Resultado da Contratação 139
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO 140
<b>CAPÍTULO 5: SIMULAÇÕES E RESULTADOS DO MODELO ECONÔMICO PROPOSTO</b>	<b>141</b>
5.1	INTRODUÇÃO 141
5.2	CÁLCULO TRADICIONAL <i>VERSUS</i> MODELO ECONÔMICO PROPOSTO 141
5.2.1	Análise Qualitativa da Modelagem 142
5.2.2	Análise Quantitativa do Modelo Econômico Proposto 145
5.3	ANÁLISES COMPARATIVAS: CÁLCULO TRADICIONAL 147
5.4	ANÁLISES COMPARATIVAS: MODELO ECONÔMICO PROPOSTO 150
5.4.1	Simulações e Resultados do Modelo Econômico Proposto 152
5.4.2.1	Simulação do perfil 1 153
5.4.2.2	Simulação do perfil 2 155
5.4.2.3	Simulação do perfil 3 158
5.4.2.4	Simulação do perfil 4 160

---

5.5	ANÁLISES COMPARATIVAS COMPLEMENTARES _____	162
5.6	ANÁLISE DOS RISCOS ECONÔMICOS DA MIGRAÇÃO _____	164
5.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO _____	171
<b>CAPÍTULO 6: CONCLUSÕES _____</b>		<b>172</b>
6.1	CONCLUSÕES GERAIS _____	172
6.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS _____	173
<b>REFERÊNCIAS _____</b>		<b>174</b>
<b>APÊNDICE A _____</b>		<b>182</b>
<b>APÊNDICE B _____</b>		<b>187</b>
<b>APÊNDICE C _____</b>		<b>190</b>
<b>APÊNDICE D _____</b>		<b>191</b>
<b>ANEXO 1 _____</b>		<b>198</b>
<b>ANEXO 2 _____</b>		<b>201</b>
<b>ANEXO 3 _____</b>		<b>204</b>
<b>ANEXO 4 _____</b>		<b>206</b>

---

## CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO

### 1.1 Motivação

No Brasil, a política de reestruturação dos serviços de eletricidade sofreu mudanças após o racionamento de 2001, dentre elas uma maior regulação dos setores de distribuição de energia elétrica. Nos anos posteriores a essa política foi observado um crescimento relevante na migração de consumidores para o novo mercado de livre contratação de energia.

Esse movimento de migração para o ambiente de contratação livre (ACL) depende diretamente das tarifas das concessionárias distribuidoras e do preço praticado no mercado de curto prazo, conhecido como preço de liquidação de diferenças (PLD). O PLD é resultado do programa de obras de novas construções para fornecimento de energia, das incertezas do mercado, da sua operação e da hidrologia atual. As tarifas de energia das distribuidoras são homologadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e são de fundamental importância, devendo refletir a previsão de oferta e demanda da distribuidora, os custos envolvidos, risco hidrológico, entre outros aspectos.

Nesse atual modelo do setor elétrico houve também um aumento de geração por fontes alternativas de energia para atender principalmente o mercado dos consumidores ditos “especiais<sup>1</sup>”, que dificultaram a gestão do mercado das distribuidoras, pois não foi permitido pela nova regulamentação, que devolvessem sobras de contratos de energia existentes. Mas, a abertura do setor e a nova regulamentação foram consideradas pelos analistas do setor como positivas, pois trouxeram maiores investimentos públicos e privados além de maior transparência e competitividade.

A comercialização de energia elétrica no ACL visa à livre competição em busca de melhores preços e serviços, assim como atender a demanda de volumes de energia adequados a cada perfil consumidor com eficiência e economia. Assim, um dos incentivos criados na política de reestruturação pelo governo de atribuir desconto na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) para as fontes incentivadas, tem promovido maior competitividade e tem beneficiado os consumidores especiais que se enquadram nesse perfil de mercado.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) registrou no último ano um crescimento de 46% no número de consumidores especiais, que em termos de consumo representam um aumento de 40% da energia contratada no mercado livre. O consumo de energia referente aos consumidores livres e especiais com relação ao total do mercado, dados de 2010, são de 17,6%, sendo que o mercado livre já representa 26% do mercado total consumido. Esse crescimento deve-se, principalmente, ao aumento da oferta da energia de fonte eólica visto também nos últimos leilões públicos, que negociaram 2.004 MWm (dois mil e quatro megawatts médios) a preços abaixo ao de muitas hidrelétricas que antes eram as fontes mais procuradas no mercado (CCEE a, 2011; VALOR, 2011).

O grande desafio das empresas atualmente é minimizar seus custos, mas manter a eficiência na sua produção e ampliar a competitividade no mercado. E para que esses

---

<sup>1</sup> Consumidores com demanda de energia contratada igual ou superior a 500 kW, atendidos em nível de tensão de fornecimento inferior a 69 kV.

---

objetivos sejam concretizados, há a necessidade de gerenciar toda a cadeia de produção e entender a estrutura do sistema, seus insumos de maior peso e suas oportunidades. Portanto, para a gestão de algumas empresas, conforme categoria de suas produções, a aquisição de energia elétrica possui impacto considerado relevante como um dos custos de sua operação e de produção final.

## **1.2 Apresentação do Problema**

O mercado atual é consequência da adequação das novas regras criadas pelo governo, da operação real do sistema e de seus agentes, e também é resultado do crescimento do setor elétrico brasileiro nos últimos anos. A reestruturação fez com que os consumidores possam, respeitados os limites e condições estabelecidas nas regulamentações, optar pela fonte de energia para seu fornecimento.

Os consumidores desse mercado, resumidos de uma forma geral, possuem um ambiente empresarial e/ou industrial, onde existem vários relacionamentos e graus de interdependência entre suas atividades, cadeias de comercialização e suprimentos. Portanto uma cadeia de suprimentos, por exemplo, uma rede de empresas industriais, possuem etapas de sua formação, de compra e de venda de um determinado produto e/ou serviço, que implica em aquisição de matéria-prima, transformação do produto final, entre outros, até sua entrega ao cliente.

Assim, o aumento da interdependência entre as empresas e suas operações, aumenta ainda mais a necessidade de compartilharem informações e decisões para eficiência da produção final. Consequentemente, a cadeia de suprimentos passou a ser vista como um sistema com interligações, subsistemas, intervalos entre as atividades, ou seja, como o ambiente produtivo empresarial de forma alinhada e coordenada com um objetivo comum.

Uma forma de solução para o problema de gerenciamento dessa produção é construir modelos para análise do comportamento dinâmico real e sistêmico, e que possam identificar os possíveis fatores que influenciam com maior peso a cadeia de suprimentos. O modelo dinâmico permite testar com simulações, a partir de dados reais ou hipóteses, cenários que possam ser comparados para auxiliarem na tomada de decisões (SASAKI, 2009).

Para auxiliar os consumidores e, consequentemente, para maturidade do mercado energético, foco desse trabalho, é necessário que os benefícios, as opções, as ferramentas e as funcionalidades de cada parâmetro desse sistema estejam claramente definidos e que possam ser acessados e entendidos pelos seus participantes, aqui representados por seus potenciais consumidores. Através do estudo dinâmico é possível entender a estrutura e o comportamento do sistema, aprimorar a percepção de cada variável, os impactos diretos ou indiretos sobre cada atividade, fundamental para a administração das empresas que possuem processos interdependentes e que necessitam de uma visão mais abrangente.

---

## 1.3 Revisão Bibliográfica

A revisão bibliográfica está dividida visto que o tema abordado no presente trabalho, de aplicação de uma nova técnica sistêmica ao mercado de energia brasileiro, ainda é deficiente de publicações que relacionem as informações como um todo. São considerados nessa revisão, principalmente, os trabalhos apresentados no Brasil, em razão do modelo do setor elétrico ter muitas diferenças com relação aos demais países, e conseqüentemente, não serem utilizados diretamente como base para estudo sobre o mercado atual nacional e para aplicação dessa dissertação.

As bibliografias são apresentadas inicialmente com os temas relacionados ao setor elétrico brasileiro e à sua comercialização de energia; em seguida são apresentados alguns dos principais estudos acadêmicos, apresentando a expansão do setor bem como às necessidades por parte do consumidor no modelo atual. E por fim, são apresentadas algumas referências que utilizam a técnica de dinâmica de sistemas e suas possíveis aplicações à área de energia elétrica e ao mercado brasileiro.

### 1.3.1 Comercialização de Energia

Como contexto histórico, segue um resumo sobre a abertura do mercado e, por conseqüência, a criação das figuras dos consumidores livre e cativo. Em 1995 e 1996 foi criado o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e por lei foi instituído o Produtor Independente (PIE), o Consumidor Livre (CL) de energia, e o livre acesso destes novos agentes ao sistema de transmissão e distribuição. Foi estabelecido que os geradores pudessem comercializar sua produção diretamente com as distribuidoras.

Em 1998, foi implantado o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB) que propôs uma abertura gradual à competição. A Lei nº 9.648 de 1998 define que os consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW podem adquirir energia de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), com desconto na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD).

Em 2001 foi criada a Câmara de Gestão de Crise – CGCE em função da falta de investimentos para expansão do setor, e em razão da crise de abastecimento verificada nos anos de 2001 e 2002. Em 2002, entre outras realizações, estendeu-se o benefício do desconto da tarifa à energia de fontes eólicas, biomassa ou cogeração.

Em 2004 com as Leis 10.847 e 10.848, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e foi realizada a alteração do MAE para Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), dentre outras mudanças. Também, foram definidos os ambientes de contratação de energia do mercado em livre ou regulado (ACL ou ACR).

Em 2006, a Resolução Normativa nº 247 estabeleceu condições para a comercialização e inseriu o conceito de consumidor especial, com demanda de energia contratada igual ou superior a 500 kW em nível de tensão de fornecimento inferior a 69 kV, atendido por fontes

---

alternativas de energia, com o objetivo de viabilizar a aquisição dessas fontes mais sustentáveis.

Assim, a partir da abertura de mercado, o consumidor potencialmente livre, foco do presente trabalho, encontra-se dentro de um problema de decisão sobre qual contratação de energia é mais adequada ao seu perfil de consumo, e quais os impactos que essas opções podem causar em sua operação e na sua cadeia de produção.

### **1.3.2 Algumas Referências sobre o Mercado Energético**

O mercado está ainda em desenvolvimento e em crescentes mudanças econômicas e regulatórias. E os ambientes de comercialização necessitam de um amplo diagnóstico por parte dos agentes, que possibilite analisar seu desempenho e planejar melhor sua expansão, visando qualidade, confiabilidade e segurança de geração, transporte e fornecimento de energia elétrica.

Considerando a grande importância do desenvolvimento e aperfeiçoamento de ferramentas para solução do problema de contratação, foram desenvolvidos e apresentados diversos estudos e trabalhos por analistas, pesquisadores acadêmicos e do setor com diversas abordagens e focos. Os principais temas acadêmicos voltados à área desse trabalho são apresentados, resumidamente, a seguir.

Em (CUNHA, 2003), o autor reproduziu condições típicas de funcionamento do mercado de energia com resultados compatíveis com os esperados pela teoria econômica, de modo a maximizar as expectativas dos agentes envolvidos para eficiência do mercado.

Em (ARFUX, 2004), foi proposta uma técnica para gerenciar riscos na comercialização de energia com o uso de derivativos, ou seja, foi proposto um modelo computacional para análise destes riscos e do comportamento do preço no sistema elétrico, com instrumentos e estratégias já aplicadas no mercado financeiro. Estes instrumentos, os contratos derivativos possibilitam aos participantes do mercado a transferência dos riscos para aqueles que estão dispostos a aceitá-los em troca de uma remuneração maior, como exemplo um comercializador, e as simulações mostraram que é eficiente no mercado onde a volatilidade dos preços é grande.

(CASTRO, 2004) propôs um método de suporte à decisão de investimento em ativos de energia elétrica, e utilizou um processo estatístico para estimativa do preço da energia no mercado de curto prazo.

Já, em (PORRUA, 2005) foi proposta uma técnica para precificação e análise dos riscos de submercado de um gerador no ACL, com base na teoria da “utilidade esperada”. Os estudos de caso, com contratação bilateral diretamente com um consumidor, e com a participação em um leilão de compra de energia elétrica de um submercado vizinho, comprovaram com os resultados obtidos, que a abordagem de utilidade esperada mostra o perfil de risco do gerador, antes não considerada pelo mercado.

Também (SIMBA, 2005) apresentou um trabalho de despacho e formação de preços com leilões de fontes predominantemente hidráulicas, e mostrou o gerenciamento individual dos recursos pelos proprietários das hidrelétricas sem prejuízo à coordenação da operação hidrotérmica.

---

(PIERONI, 2005) apresentou um estudo para avaliação dos investimentos em autoprodução associados às principais mudanças regulatórias.

(BARJA, 2006) avaliou a inserção da cogeração no sistema elétrico para redução de custos com combustíveis e benefícios ambientais.

(OLIVEIRA, 2006) mostrou diferentes ferramentas de análise e gerenciamento de risco, que devido ao comportamento atípico e exclusivo do preço de energia no mercado brasileiro, foi elaborado um modelo de precificação que leva em conta as opções e a utilização de derivativos às técnicas de gerenciamento de risco. As comparações entre os preços mostram que ainda estão aquém da necessidade dos agentes de mercado. Ele conclui em seu trabalho que as dificuldades refletem na administração integrada de risco e devem ser reavaliadas continuamente.

Em (BARROSO, 2006) foi apresentada uma abordagem para determinar uma estratégia de oferta ótima global de uma empresa geradora de energia elétrica no mercado de energia.

(GUIMARÃES, 2006) mostrou uma estratégia de contratação das distribuidoras sob a incerteza na demanda em leilões. Foi observado que uma contratação baseada em apenas um cenário de demanda deixa a distribuidora desprotegida em relação a diferentes realizações de demanda, em geral propensa à subcontratação caso tenha optado por cenários de baixo crescimento, e à sobrecontratação caso tenha focado nos cenários de alto crescimento.

(DIAS, 2007) desenvolveu uma ferramenta computacional que minimiza os riscos financeiros nas operações de compra de energia pela distribuidora.

(SOUSA, 2007) fez um comparativo entre os preços praticados por 10 diferentes distribuidoras.

(AGUIAR, 2008) montou um estudo de caso no qual uma comercializadora, utilizando uma carteira de geradores de fontes alternativas, administra a compra e a venda do lastro obtido destas fontes no Ambiente de Contratação Livre.

(KELMAN, 2009) desenvolveu um planejamento coordenado entre os setores de energia elétrica e de gás natural que permitiu um suprimento energético mais confiável.

(GALHANO, 2009) apresentou competências críticas e gestão do conhecimento em empresas de distribuição após o marco regulatório, que pelo estudo de caso desenvolvido, a competência desse novo cenário pós-2004 refere-se à comercialização, questões de previsão de demanda de energia e de gerenciamento de mercado.

(FLOREZI, 2009) apresentou uma visão prática dos consumidores livres de energia elétrica, para entender não somente o histórico do setor energético como também o ambiente de livre contratação, visto que a migração está, cada vez mais, sendo verificada em função da estabilidade do marco regulatório e da credibilidade conquistada pelas empresas.

(MAGALHÃES, 2009) apresentou sua dissertação relacionada à comercialização de energia no ambiente livre e ao marco regulatório, com foco nos contratos de compra e venda de energia e na qualidade deste tipo de instrumento.

(TONIM, 2009) apresentou uma forma de gestão da indústria com relação ao suprimento e ao uso eficiente da energia. Em sua dissertação ele mostra que as mudanças ocorridas no setor permitem que o consumidor passe a gerir seus gastos e seu consumo de energia de forma mais eficiente.

Em (CARVALHO, 2010) foi mostrado uma forma de análise da distribuição de probabilidades da capacidade de produção de energia, influenciada pela produtividade

---

hidrelétrica, capacidade de regularização e pelo potencial de geração térmica complementar.

(BROERING, 2010) mostrou o desenvolvimento econômico e financeiro das distribuidoras de energia elétrica com um panorama da evolução da estrutura para as maiores empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil.

Também (LAMAS, 2010) apresentou uma metodologia para avaliação de alternativas de fornecimento de energia para consumidores do grupo A. Os estudos de caso para avaliação de custos relativos a cada uma das alternativas de fornecimento viáveis ao consumidor busca auxiliar à tomada de decisão quanto à escolha do menor custo.

(CLÍMACO, 2010) com seu trabalho de gestão de consumidores livres de energia apresentou a sistematização de conceitos e de procedimentos necessários à eficiente gestão dos consumidores.

Em (KLINGELFUS, 2011), com a dissertação sobre os rumos para precificação e transações no mercado de energia, foi mostrado o uso dos derivativos na mitigação e no gerenciamento dos riscos.

(FILHO, 2011) apresentou em sua tese, uma gestão de riscos do mercado utilizando um modelo híbrido inteligente, capaz de estimar o preço de energia no mercado de curto prazo.

Os estudos citados inspiraram este trabalho de pesquisa, em razão de abordarem algumas das dificuldades do mercado energético brasileiro.

Mas se diferenciam principalmente com relação aos trabalhos relacionados ao consumidor livre de FLOREZI, LAMAS e de CLÍMACO, em razão de serem em sua maioria estudos de caso específicos de aspecto econômico e não abordarem o sistema de comercialização como um todo em uma visão sistêmica, o que é realizado no presente trabalho.

Assim, este trabalho de pesquisa apresenta uma nova modelagem com a técnica de dinâmica de sistemas sob o ponto de vista dos consumidores. E proporciona uma visão sistêmica do mercado atual com suas oportunidades, riscos econômicos e possíveis impactos não mensuráveis quantitativamente, como exemplo desses últimos, os impactos das decisões estratégicas conforme o comportamento na cadeia de produção do consumidor.

### **1.3.3 Dinâmica de Sistemas**

A técnica de dinâmica de sistemas (DS) teve como principal desenvolvedor de ideias, o americano Jay W. Forrester, que em seu livro intitulado *Industrial Dynamics* (FORRESTER, 1961), resolveu sistemas complexos no tempo com a utilização de equações diferenciais. A partir da representação dos processos e do conjunto de ferramentas foi definido que a dinâmica é o conjunto dos estados pelos quais passa o sistema analisado. Assim, foram desenvolvidos na década de 30, com a teoria dos servomecanismos, instrumentos dinâmicos que utilizam retroalimentação a partir de uma saída e de uma dada entrada de informações do sistema (WESEE, 2012).

A técnica de dinâmica de sistemas (DS) busca através da construção de modelos de estruturas organizacionais de um sistema produtivo, analisar o comportamento dinâmico, em função do tempo, com o objetivo de melhorar seu desempenho e entender como os modelos

---

influenciam a realidade (PROTIL et. all, 2008). A técnica de DS pode ser utilizada em diferentes ramos de sistemas produtivos, assim como: estudar os impactos de uma variação de demanda de algum produto; da influência da propaganda; dos modelos de políticas públicas; dos modelos de gerências; dos modelos econômicos entre outros (VENSIN – PLE, 2004).

A Dinâmica Industrial (DI), proposta por Forrester aborda os problemas dos sistemas produtivos a partir de métodos matemáticos com iteração com os fluxos financeiros, de recursos e de materiais, adequando à teoria existente, a resolução de problemas na indústria. A partir dessa aplicação a técnica de DS tem sido aprimorada com a modelagem de sistemas complexos que relacionam decisões e as interferências humanas, e que necessitem de uma ferramenta lógica para seu controle e operação. O objetivo da DS é compreender, em longo prazo, as causas estruturais que provocam o comportamento de um dado sistema, conhecer cada elemento e avaliar as possíveis ações realizadas sobre suas partes e tendências.

A DI demonstra a influência da relação da estrutura organizacional com as políticas da empresa e, após a década de 70, passou a ser também conhecida por Dinâmica Gerencial (DG), com o objetivo de estudar e simular as equações que descrevem o comportamento dinâmico do ambiente produtivo (COYLE, 1977). No exterior, muitos modelos têm se destacado com a aplicação de DS em muitas áreas, e mais detalhadamente sobre o tema de energia elétrica, existem estudos de gestão de alternativas energéticas e de tecnologias, trabalhos sobre a utilização de energia e da política energética, entre outros (WESEE, 2012).

Pode ser destacada a utilização de DS no mercado de comercialização da Colômbia, como exemplo, o artigo “Tecnologia para Aprendizagem em Comercialização de Energia Elétrica” de (SMITH et. all, 2000). O estudo publicado apresenta uma modelagem em DS do comportamento do mercado de energia da Colômbia, consideram as condições de hidrologia, de demanda, contratuais etc., para observar as estratégias, os riscos e a prática do comportamento do mercado com uma visão sistêmica do mercado colombiano.

A operação do sistema energético brasileiro possui características de operação muito particulares quando comparado a outros países. Assim, as referências bibliográficas aqui apresentadas focam em publicações e estudos desenvolvidos com possibilidade de aplicação sobre o mercado nacional.

Os principais trabalhos desenvolvidos no Brasil com a utilização de DS no setor energético iniciaram em 1997, sob a orientação de Marciano Morozowski Filho, precursor dessa técnica no país. (ALVES, 1997) realizou um trabalho sobre a construção de cenários de demanda de energia no setor residencial.

(SILVEIRA, 1997) apresentou um estudo para planejamento econômico-financeiro de empresas de energia elétrica adequado ao ambiente competitivo. Nela foi mostrada a avaliação dos efeitos produzidos por contingências e cenários econômico-financeiros sobre a dinâmica do fluxo de caixa de uma empresa. E, foram avaliados os impactos de projetos de investimento e estratégias empresariais mostrando a atratividade do negócio aos investidores.

(FLORENTIN, 2000) defendeu sua tese sobre a operação de sistemas hidroelétricos em ambiente competitivo, com uma modelagem completa de uma usina hidrelétrica considerada com os fatores físicos, operacionais e econômicos que influenciam o resultado global da gestão de uma usina.

---

(SCHUCH, 2000) desenvolveu uma metodologia para planejamento da demanda de energia em um ambiente competitivo que representa um tratamento sistemático e integrado dos problemas de análise e projeção dos agentes de mercado. Mostrou também que fatores estratégicos e comportamentais desses agentes devem ser incluídos na modelagem das estimativas de demanda de empresas distribuidoras e/ou comercializadoras de energia, pois estes fatores constituem-se em uma nova fonte de incerteza nos estudos relacionados à área.

Em (ORTEGA, 2001) foi apresentado um estudo sobre a gestão de centrais termoelétricas a gás natural em ambiente competitivo.

(SILVEIRA, 2001) desenvolveu a tese sobre o a integração para avaliação de projetos de investimento no setor elétrico, que em continuidade do seu primeiro trabalho, o modelo calculou o perfil de risco e retorno de carteiras de projetos de investimento com ênfase em projetos de geração. Ainda suas receitas foram calculadas conforme cenários hidrológicos e contratos de comercialização de energia do mercado.

(MOROZOWSKI, 2006), com a teoria de Dinâmica de Sistemas, apresentou uma metodologia de planejamento de sistemas energéticos aplicada a fontes alternativas de geração.

(ORTEGOSA, 2006) apresentou um estudo sobre uma metodologia de viabilidade econômico-financeira do uso do gás natural em instalações prediais residenciais. Esse trabalho demonstrou com simulações, os efeitos da competição dos energéticos de gás e de energia elétrica para os consumidores finais residenciais.

Em (SILVA, 2007) foi verificado que a estratégia tradicional das distribuidoras, de estipular prazo de retorno de consumidores livres ao mercado regulado (cinco anos), sem realizar investimentos em serviços para os consumidores cativos, as expõe a um grande risco de perda desse mercado de fornecimento.

(CANTEIRO, 2008) defendeu um estudo de caso com uma análise econômica da utilização de gás natural, em cogeração, aplicados a instalações prediais comerciais além de residenciais.

Em (BOURGES, 2009), com sua dissertação sobre o planejamento da operação de pequenas centrais hidroelétricas (PCH), foi apresentado um modelo de PCH com simulações de despacho de carga, em qualquer regime de afluência, levando em conta o efeito de precipitações pluviométricas em sua área de captação, que permitiu auxiliar na tomada de decisão de despacho de geração em curto prazo.

(SICA, 2009) realizou um planejamento integrado de recursos hídricos para geração de energia, onde foi criado um modelo aplicado a uma bacia hidrográfica com usinas em cascata, cenários de disponibilidade hídrica e restrições operativas dentre outras variáveis, para gestão das águas e da produção de energia.

(SILVA, 2009) analisou em sua dissertação a influência dos aspectos regulatórios do setor elétrico brasileiro na cogeração de energia elétrica, do setor sucroalcooleiro de Mato Grosso do Sul com uma modelagem de um sistema de cogeração em um ambiente computacional com a técnica de dinâmica de sistemas.

Dentre outros, o grupo internacional conhecido como “System Dynamics Society” desenvolve e estuda aplicações da Dinâmica de Sistemas nos dias atuais, acompanhados também por pesquisadores brasileiros, dentre eles, da Universidade de Brasília (UNB, Campus Gama), e da empresa WESEE - visão dinâmica de sistemas (em Curitiba/PR), com o

---

objetivo de modelarem comportamentos de sistemas com enfoques para gestão de recursos financeiros ou humanos, para o meio ambiente, sobre infraestrutura, assim como a respeito de eletricidade, etc.

Embora os estudos e obras citadas anteriormente não modelarem exatamente a comercialização de energia no Brasil sob a ótica dos consumidores finais, foram também de inspiração para o presente trabalho de pesquisa por indicarem formas de abordagem de problemas relacionados ao setor elétrico com aplicação da técnica de DS.

A análise do comportamento de consumidores potencialmente livres visa auxiliar a gestão da contratação de energia nesse horizonte de estudo, assim como, definir indicadores de maior impacto e compará-los a contratos atuais negociados publicamente no mercado. Para que possibilite ao consumidor avaliar a viabilidade econômica de migrar de um ambiente regulado para o ambiente livre e vice-versa. Para realizar esta análise, os objetivos do trabalho estão descritos a seguir.

## **1.4 Objetivos**

Esse trabalho busca apresentar a técnica de dinâmica de sistemas aplicada para resolução do problema da comercialização de energia elétrica, na visão dos consumidores potencialmente livres. O objetivo geral é desenvolver um modelo dinâmico do sistema simplificado, com uma ferramenta computacional que permita quantificar inicialmente o risco econômico de migração entre os ambientes de mercado. E, que relacione dinamicamente as demais incertezas econômicas associadas à comercialização de energia em um horizonte de até 5 (cinco) anos. A modelagem utiliza a técnica de DS para estudar as relações de causa e efeito e suas realimentações, aplicadas ao comportamento do consumidor na opção de compra de energia, sob a influência das variáveis atuais de mercado.

Para isso torna-se necessário estudar de forma qualitativa e quantitativa os principais elos que impactam a escolha do fornecedor de energia. Podem ser destacadas como fatores de influência as mudanças regulatórias, as econômico-financeiras, e as de origem técnica que refletem o perfil contratado de demanda e consumo, assim como suas variações mensais de carga adequadas a cada ambiente de comercialização. Portanto os objetivos específicos a serem esclarecidos do setor para criação do modelo proposto são:

- O mercado brasileiro de energia elétrica atual, seus agentes, as regulamentações e os ambientes de comercialização;
- Os perfis de oferta de energia e de demanda de carga do setor, as opções de fontes de energia e a expansão do sistema;
- A formação dos preços de mercado de curto, médio e longo prazo;
- As tarifas das distribuidoras, variáveis que as compõem, dentre elas a compra de energia nos leilões, seus reajustes e revisões tarifárias.

---

## 1.5 Contribuições do Trabalho

Primeiramente, o diferencial desse trabalho é reunir na revisão da bibliografia e da literatura informações acadêmicas e realizadas atualmente no setor elétrico, com relação à comercialização de energia no Brasil. Visto que este é um tema ainda em desenvolvimento, com novas regras e regulamentações a cada ano, além de ser muito abrangente, existem muitas referências abordando esses assuntos. Porém, poucas referências possuem visão sistêmica do setor atual e não modelam dinamicamente o mercado sob a ótica do consumidor, para que possam ser esclarecidas quais as relações entre os agentes desse setor frente a possíveis mudanças.

Assim, nesse trabalho busca-se atualizar e melhorar o entendimento por parte dos consumidores a respeito do tema e, conseqüentemente, poder contribuir para o crescimento, transparência e uma operação de mercado mais eficiente. O funcionamento do mercado com a visão das concessionárias e, principalmente, do ponto de vista dos consumidores é pouco comentada na literatura de forma mais abrangente. Ou seja, com esclarecimento sobre as principais variáveis e conexões entre elas, para a operação desse sistema.

A bibliografia descrita mostra a tendência da comercialização de energia. E a abordagem proposta neste trabalho visa acompanhar o crescimento desse mercado, de forma a esclarecer para os possíveis consumidores livres, não somente o seu papel, como também os riscos e a inter-relação dos elementos que os impactam, ao exercerem uma opção de compra de energia no ACL.

Um modelo, conforme definido por Michael Pidd em seu livro “Modelagem Empresarial – Ferramentas para tomada de decisão” é “*uma representação externa de parte da realidade vista pela pessoa que deseja usar aquele modelo para entender, mudar, gerenciar e controlar parte daquela realidade*” (PIDD, 1998). E o modelo proposto com a aplicação de uma ferramenta computacional que utiliza a dinâmica de sistemas, personalizada a cada perfil de consumidor, mostra a operação, as vantagens e os riscos econômicos associados ao atual ambiente de contratação de energia.

Com base nos dados atuais levantados foi realizada, neste trabalho, uma análise qualitativa para identificar os aspectos técnicos, econômicos e de mercado que possam constituir fatores relevantes na decisão do consumidor de transitar entre os ambientes de contratação (ACR e ACL). A partir dos resultados das análises qualitativas e quantitativas (com indicadores numéricos de desempenho econômico) propõem-se uma modelagem integrada e diferenciada desse processo para a opção de migração do consumidor.

O universo de pesquisa e de simulação está limitado a um enfoque econômico, utiliza uma empresa de distribuição de energia elétrica, e quatro categorias de potenciais consumidores livres, que permitem representar a visão dinâmica de toda a cadeia do sistema. Os consumidores estão em níveis de tensão, definições disponíveis no ANEXO 2, classificados como A2, A3 e A4 (esse último, analisado com e sem geração própria no horário da ponta), que são os mais representativos no mercado dessa distribuidora. A construção do modelo é formada pelo perfil de dados de entrada (de demanda de energia e de consumo), com as características técnicas das unidades consumidoras, suas variáveis regulatórias e comerciais, diferenciados pelos ambientes de comercialização de energia.

---

O modelo proposto busca influenciar a ampliação de trabalhos futuros que contemplem não somente as variáveis econômicas desse mercado, mas também que considerem os demais parâmetros de impacto estratégico e indiretos na cadeia de suprimentos dos perfis consumidores. A validação do modelo desenvolvido é realizada através de comparações entre os resultados obtidos com dados históricos, calculados tradicionalmente pelos agentes do mercado, e com informações de migração de consumidores, publicamente disponibilizadas no mercado e/ou agentes institucionais.

## **1.6 Estrutura do Trabalho**

O presente trabalho é composto por seis capítulos, incluindo este primeiro capítulo introdutório, com uma breve explicação do assunto e da revisão bibliográfica, os objetivos, as contribuições e a organização dessa dissertação.

No Capítulo 2 é apresentada uma revisão da literatura específica que permite o entendimento do problema, visando sua modelagem e identificação das variáveis do trabalho. Nessa etapa aborda-se o problema de migração do ACR para o ACL para contextualizar a posição dos agentes de mercado, as questões tarifárias, e os incentivos à migração dos consumidores livres.

No Capítulo 3 a técnica de DS é apresentada bem como sua adequação à proposta desse trabalho, as tecnologias de *softwares* computacionais disponíveis e a construção do diagrama de laço causal do modelo proposto conceitual.

A relação do cálculo financeiro definida como modelo econômico proposto é mostrada no Capítulo 4. Sua formulação e representação são realizadas com a construção do diagrama de estoque e fluxo, sendo também relacionados nesse capítulo os cenários de estudo, a definição das variáveis econômicas e de seus indicadores.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados das análises qualitativa do modelo conceitual proposto e quantitativa com o modelo econômico proposto. São realizadas e comparadas as simulações do modelo econômico proposto na ferramenta computacional VENSIM e nas planilhas tradicionais de cálculo utilizadas no setor. As análises finais econômicas identificam, comparam e validam a importância da ferramenta de auxílio à gestão, fatores de incentivo e dos riscos de migração entre os ambientes de mercado.

No Capítulo 6 estão disponibilizadas as conclusões obtidas com as análises do Modelo Proposto, dos resultados da parcela da modelagem econômica simulada, e finalizando o trabalho são apresentadas as sugestões de temas para trabalhos futuros.

---

## **CAPÍTULO 2: O PROBLEMA DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NA VISÃO DO CONSUMIDOR**

### **2.1 Introdução**

É fundamental para o consumidor potencialmente livre entender quais variáveis impactam na comercialização e os riscos associados à contratação de energia. Para isso, primeiramente, é necessário fundamentar e compreender as funções de cada elemento do mercado e suas relações.

Esse capítulo descreve de forma sucinta as principais características do setor elétrico brasileiro, e apresenta os parâmetros para definição das variáveis do mercado de energia atual, modeladas nesse trabalho para o suprimento da carga dos consumidores potencialmente livres. Assim, a revisão das teorias busca identificar e esclarecer as partes fundamentais desse processo de comercialização sob a ótica do consumidor.

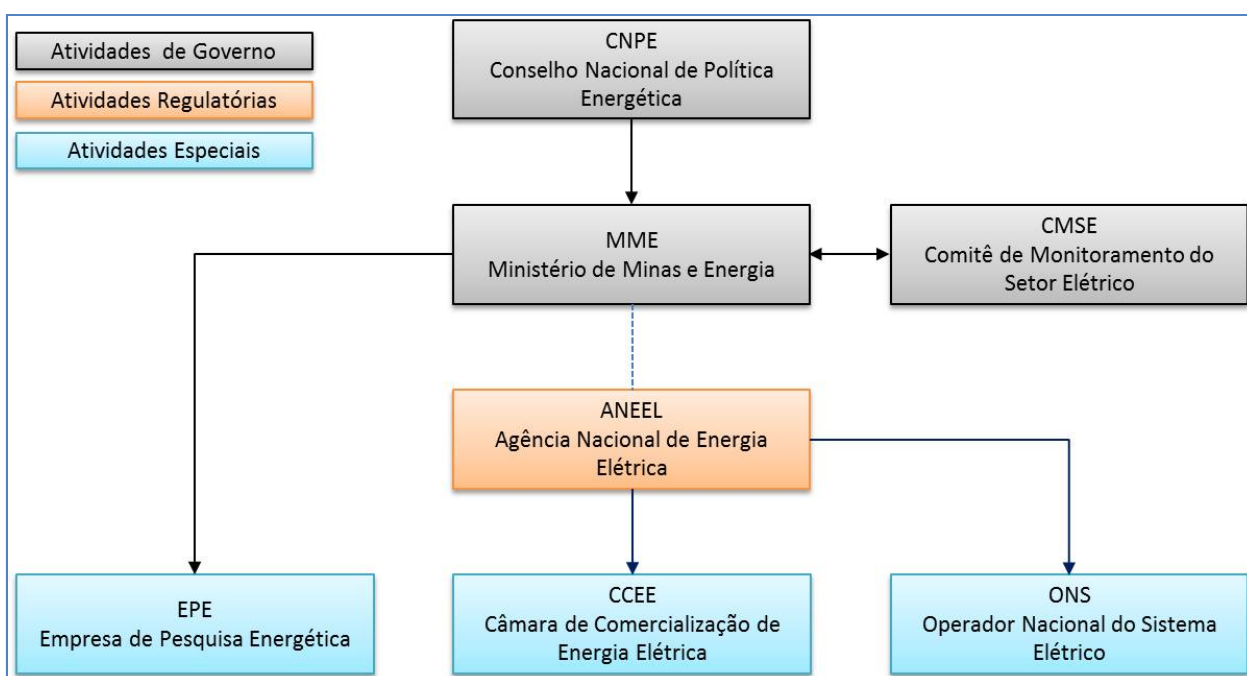
### **2.2 Mercado Atual de Energia Elétrica**

O mercado de energia elétrica brasileiro é principalmente regido por regulamentações específicas do setor, sendo as principais características desse mercado a separação em dois ambientes de contratação: regulado e livre (CCEE b, 2011).

Os principais órgãos responsáveis pelo funcionamento do mercado de energia estão ilustrados na Figura 2.1, e listados a seguir:

- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, que tem como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos entre outros.
- Ministério de Minas de Energia (MME): órgão do governo federal que realiza o exercício do poder concedente, como exemplo, elabora os planos de outorgas e procedimentos licitatórios do setor elétrico e celebra contratos de concessão e permissão de serviços públicos entre outros.
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): órgão sob coordenação direta do MME com função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do sistema elétrico.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): autarquia vinculada ao MME com o papel de regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE): empresa vinculada ao MME que tem como finalidade executar os estudos de planejamento energético.

- Operador Nacional do Sistema (ONS): entidade de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) realizada pelas companhias geradoras e transmissoras, consideradas por regiões (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste).
- Câmara de Comercialização de energia Elétrica (CCEE): entidade de pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que realiza a administração dos contratos no ambiente regulado, e faz mensalmente a contabilização e a liquidação das diferenças contratuais dos agentes, ou seja, é responsável pela comercialização de energia elétrica no país.
- Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS: agente do governo, empresa de capital aberto, com função de coordenar e integrar o setor elétrico.



**Figura 2.1:** Estrutura do setor elétrico

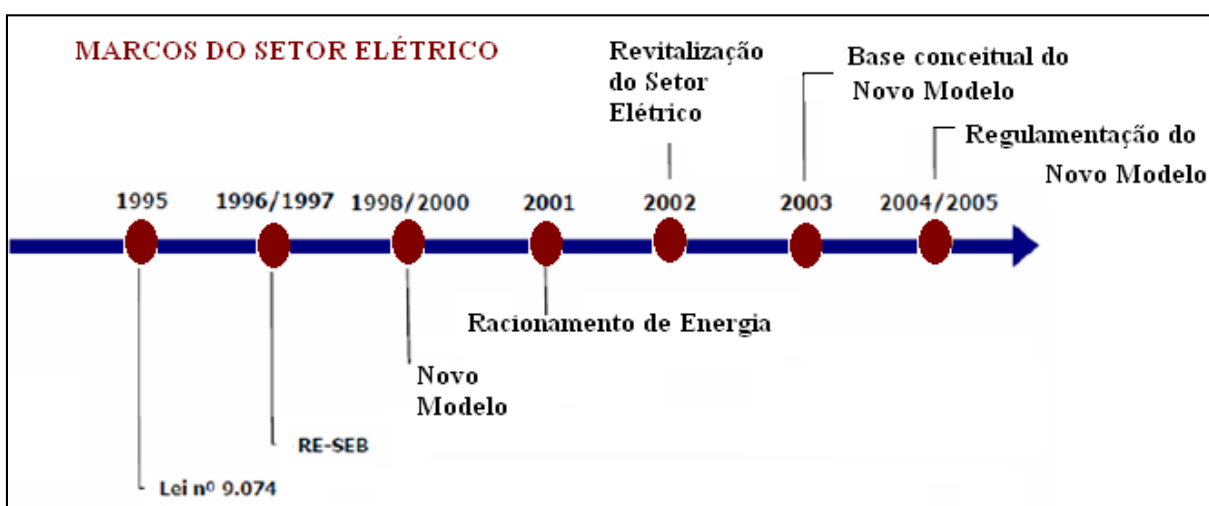
Fonte: modificado de (EPE a, 2011)

As principais documentações relacionadas ao mercado atual são:

- Leis nº 9.074/1995 que instituiu os consumidores livres, e a e nº 9.648/1998, que definiu os limites técnicos e demais detalhes da contratação no mercado livre;
- Lei nº 10.438/2002, que definiu o limite de demanda para compra de fontes alternativas pelos consumidores e que esclareceu prazos de migração;
- Leis nº 10.847 e nº 10.848/2004, que definiram os ambientes de comercialização de energia elétrica;

- Decretos nº 5163/2004 e nº 5.177/2004, que instituíram a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que regulamentou o mercado;
- Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004, que criou a Convenção de Comercialização;
- Portaria nº. 231/2004, que aprovou as diretrizes para os leilões de compra e venda de energia elétrica;
- Resolução Normativa nº. 078/2004 que determinou a responsabilidade da CCEE pela elaboração de documentos para realização do Leilão de compra e venda de energia.

No ANEXO 1 estão também relacionadas algumas definições complementares divulgadas pelos órgãos do governo, que são importantes para o entendimento do funcionamento do setor de energia elétrica brasileiro. Na Figura 2.2 podem ser observados os principais acontecimentos regulatórios do setor elétrico.



**Figura 2.2:** Principal marco do setor elétrico

Fonte: Modificado de (FLOREZI, 2009)

Para complementar as regulamentações citadas foram também criadas as Regras e Procedimentos de Comercialização, para estabelecer as bases para a operação comercial e estipular o processo de contabilização e liquidação dos agentes de mercado. As Regras de Comercialização são um conjunto de formulações algébricas que estabelecem os relacionamentos entre as variáveis do processo de comercialização da energia na CCEE, e que determinam a sequência dos cálculos que devem ser realizados, de forma a contabilizar as operações do mercado (CCEE b, 2011). A Figura 2.3 apresenta a divisão das Regras com sua estrutura de famílias e módulos.

Contabilização	Governança	Liquidação	Penalidades	
Preços de Liquidação das Diferenças	Rateio de Votos	Cálculo de Garantias	Garantia Física	Contratação de Energia de Reserva
Determinação da geração e Consumo de Energia	Rateio da Contribuição	Rateio de Inadimplência	Insuficiência de Lastro para Venda de Energia	Repasse do Custo de Sobrecontratação de Energia Elétrica
Contratos			Insuficiência de Cobertura Contratual de Consumo	Reajuste da Receita de Venda de CCEAR por Disponibilidade
Garantia Física			Descontos Aplicados a TUSD ou TUST	
Excedente Financeiro			Insuficiência de Lastro de Potência	
Encargos de Serviços do Sistema			Penalidade por Falta de Combustível	
Consolidação dos Resultados				
Ajuste de Contabilização e Recontabilização				

**Figura 2.3:** Regras da CCEE  
 Fonte: modificado de (CCEE b, 2011)

Além disso, os Procedimentos são um conjunto de normas propostas pela CCEE que definem as condições, os requisitos, os eventos e os prazos relativos à comercialização (CCEE b, 2011). O Processo de Comercialização e de Liquidação Financeira são um conjunto de operações envolvendo a medição, o registro dos contratos de compra e venda de energia, inclusive do ambiente regulado, gerenciamento das transações financeiras entre os agentes da CCEE, o universo dos programas computacionais e os métodos utilizados.

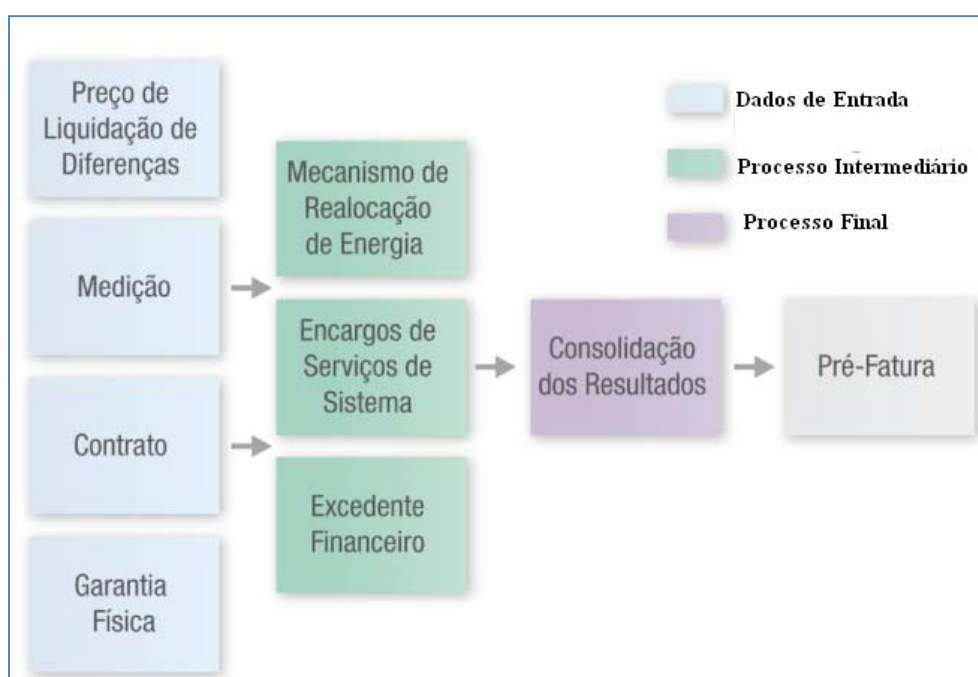
## 2.3 Comercialização de Energia

Conforme citado anteriormente, no modelo do setor elétrico atual a comercialização de energia elétrica é realizada em dois ambientes de mercado, detalhados a seguir (ANEEL a, 2011):

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR): abriga as distribuidoras e seus consumidores cativos;
- Ambiente de Contratação Livre (ACL): é destinado aos contratos bilaterais livremente negociados entre produtores independentes,

importadores, comercializadoras, auto-produtores e consumidores livres (como lembrete, as definições estão disponíveis no ANEXO 01).

O Processo de Comercialização de Energia Elétrica ocorre conforme estabelecido nas documentações listadas no capítulo anterior, e os agentes participantes e registrados na CCEE podem ser divididos resumidamente em geração, distribuição e comercialização. A Figura 2.4 resume os processos da contabilização realizados mensalmente pela CCEE.



**Figura 2.4:** Processo da contabilização

Fonte: modificado de (CCEE b, 2011)

Os agentes de geração, concessionários de serviço público de geração, produtores independentes de energia ou autoprodutores, assim como os agentes comercializadores, podem vender energia nesses dois ambientes.

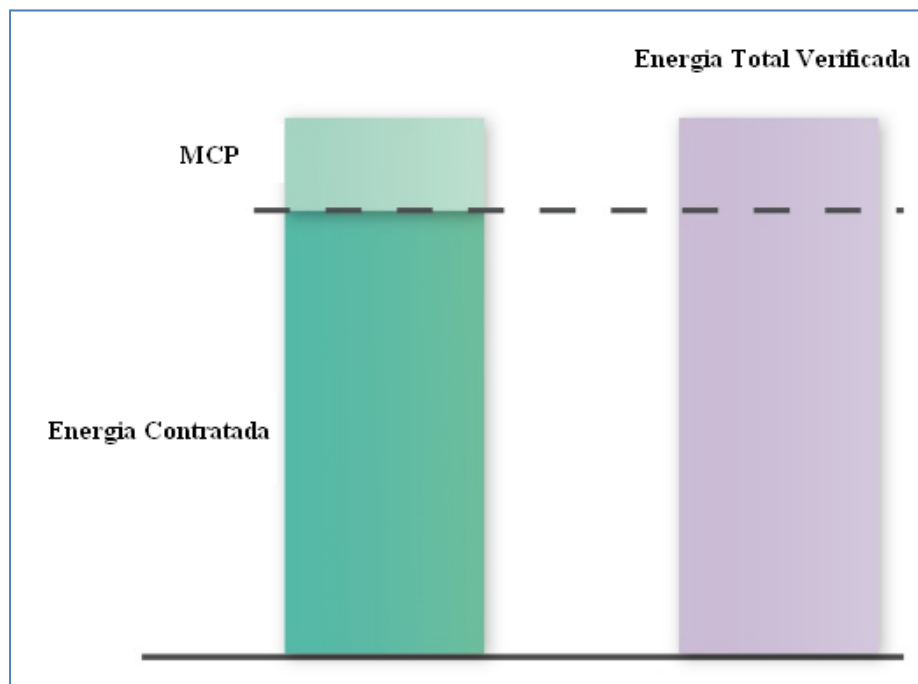
Nos casos de autoprodução e de cogeração, a escolha da tecnologia baseia-se essencialmente nas necessidades elétricas e térmicas, características de expansão, venda de excedentes ou compra de energia suplementares do consumidor. A tecnologia requer disponibilidade do energético, forma de armazenamento, operação e manutenção entre outras instalações. Nesse trabalho, não são consideradas na modelagem as características técnicas para implantação de uma autoprodução ou de uma cogeração, visto o grande detalhamento dos processos. No entanto, são levados em consideração suas opções e as variáveis econômicas que impactam o mercado como possíveis opções de fornecimento de energia.

A operação centralizada do SIN é realizada pelo ONS e está fundamentada na interdependência operativa entre as usinas, na interconexão dos sistemas elétricos e na integração dos recursos para atender o sistema. Os contratos provenientes da compra e venda de energia, no ACR ou no ACL, são registrados na CCEE e servem de base para

---

a contabilização das diferenças, entre o que foi produzido ou consumido no SIN, e o montante de energia que foi contratado para sua liquidação mensal (CCEE b, 2011).

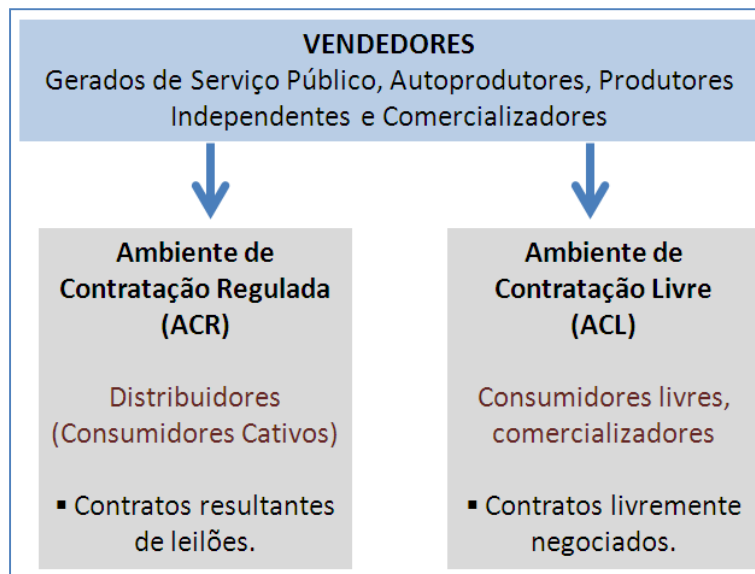
A CCEE contabiliza as diferenças para serem liquidadas mensalmente no mercado de curto prazo e valoradas ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças). Esse preço é determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, com base no custo marginal de operação do sistema (CMO). Assim, o mercado de curto prazo (MCP) é resultado das diferenças entre os montantes contratados (Energia Contratada) e medidos (Energia Total Verificada), que pode ser vista resumidamente na Figura 2.5.



**Figura 2.5:** Comercialização no curto prazo

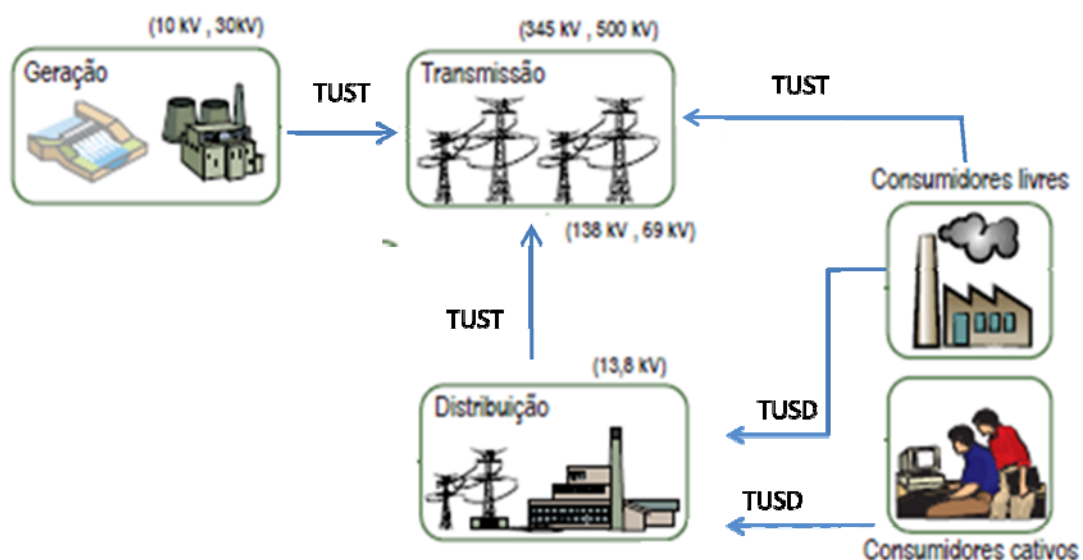
Fonte: modificado de (CCEE b, 2011)

Uma visão geral da comercialização de energia, com a migração do ACR para o ACL, de forma a entender os incentivos e as diferenças envolvendo os dois ambientes de contratação apresentado na Figura 2..



**Figura 2.6:** Comercialização de energia  
 Fonte: modificado de (CCEE, 2011)

A relação entre os agentes operadores do setor elétrico e os consumidores pode ser observada na Figura 2.7. Nesta figura as siglas de TUST e TUSD representam as tarifas pagas pelo uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, respectivamente, que serão detalhadas mais a frente.



**Figura 2.7:** Relação entre os agentes  
 Fonte: modificado de (ATLAS ANEEL, 2008)

Para esclarecer algumas das variáveis modeladas nesse trabalho, a seguir são detalhados separadamente alguns conceitos essenciais relacionados aos ambientes de mercado.

---

### 2.3.1 Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No ACR, mais conhecido como “Mercado Cativo”, a contratação de energia é realizada através de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre os agentes vendedores e compradores.

As distribuidoras no ACR compram energia para atender aos consumidores de sua área de concessão, por meio de licitação na modalidade de leilões, e repassam seus custos através das tarifas que são reajustadas anualmente pela ANEEL. O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores de um leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço para atendimento da demanda declarada das distribuidoras (CCEE c, 2011).

A ANEEL é responsável pela regulação das licitações para contratação e realização do leilão com intermédio da CCEE e da EPE. O ano previsto para início de suprimento é dado como “A” nos leilões de energia, e o cronograma dos leilões seguem a seguinte representação (CCEE c, 2012):

- A – 5 (LEN A-5): entrega de energia no quinto ano posterior ao ano “A”, quando é realizado o leilão para compra de energia de novos empreendimentos de geração;
- A – 3 (LEN A-3): entrega de energia no terceiro ano posterior ao ano “A”, quando é realizado o leilão para aquisição de energia de novos empreendimentos de geração;
- A – 1 (LEE): entrega de energia no primeiro ano posterior ao ano “A”, quando é realizado o leilão para aquisição de energia de empreendimentos de geração já existentes;
- Leilões de Ajuste: objetivo de complementar a carga de energia para atendimento do mercado das distribuidoras, até o limite de 1% dessa carga, com prazo de suprimento de até dois anos;
- Leilões de Energia de Reserva (LER): contratação definida pelo MME de energia destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim (os contratos não podem exceder 35 anos).

Conforme definido no Decreto nº 5.163 de 2004, os agentes de distribuição possuem limites de contratação para lastro de atendimento de sua demanda, e podem reduzir os montantes de energia dos leilões de empreendimentos existentes quando houver redução em seu mercado consumidor, limitado a 4% (quatro por cento) do montante inicialmente contratado.

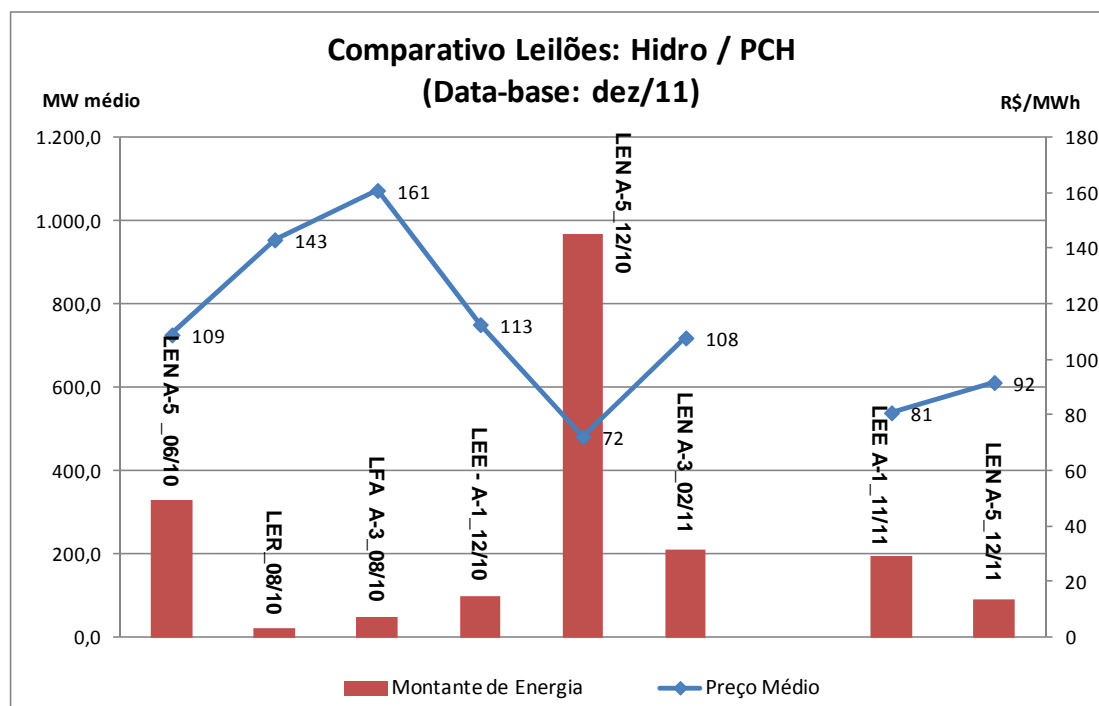
Em busca da expansão da matriz elétrica brasileira, foram realizados leilões exclusivos para fontes renováveis de energia nos anos de 2009 e 2010, seguindo assim as premissas de planejamento da expansão sustentável da matriz elétrica. Em 2009, foi realizado um leilão de energia de reserva exclusivo para fonte eólica, e em 2010 foram realizados leilões de reserva e de fontes alternativas (LFA) contemplando energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidroelétricas. Os leilões realizados em 2011, relacionados mais a frente, também tiveram um perfil de contratação compatível com a

política energética estabelecida pelo MME e a energia contratada em destaque foi a de fonte eólica, com um expressivo montante de energia a gás natural negociados no leilão A-3.

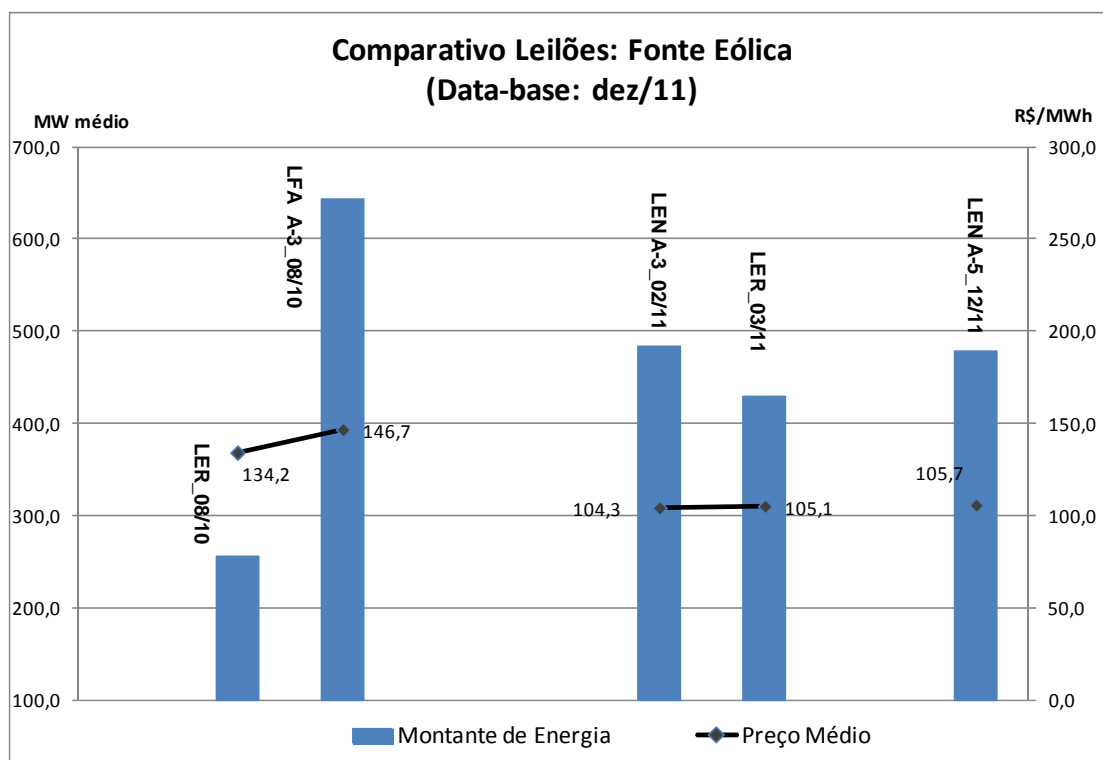
Como uma exigência técnica para dar mais segurança ao suprimento da carga do SIN operado pelo ONS, as gerações térmicas com as plantas movidas a gás natural, com menor custo e menor agressão ao meio ambiente poderão ser uma tendência nos próximos leilões. Portanto, foram definidos mecanismos e restrições nos editais pelo lado da demanda, para permitir que a energia contratada seja compatível com as premissas do planejamento energético. E pelo lado da oferta, os incentivos fiscais e as tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição menores permitem o desenvolvimento de fontes incentivadas com melhor condição para sua inserção competitiva nos leilões (CASTRO et al, 2011).

A Figura 2.8 apresenta o preço médio ponderado negociado (reajustado pelo IPCA de dezembro de 2011) dos leilões de 2010 e 2011 de energia hidráulica que são dadas por usinas hidrelétricas (Hidro) e pequenas centrais hidrelétricas (PCH), e observa-se uma queda dos últimos preços contratados, abaixo de 200 R\$/MWh, ocasionados também pelo aumento de oferta de energia por outras fontes no setor.

Já, a Figura 2.9 mostra a média ponderada dos preços (reajustado pelo IPCA) negociados nos leilões de energia eólica realizados de 2010 a dezembro de 2011, onde o último atingiu um preço de 105,7R\$/MWh, que está bem abaixo do que era a expectativa dos analistas do setor. Esse valor reflete a redução do custo de construção de novas unidades geradoras de fonte eólica, em função, dentre outros aspectos, da venda de turbinas com preços mais baixos por fornecedores chineses no mercado brasileiro (CCEE c, 2011).



**Figura 2.8:** Leilões de energia hidráulica – preço médio e volumes  
Fonte de dados: (CCEE c, 2011)



**Figura 2.9:** Leilões de energia eólica – preço médio e volumes  
 Fonte de dados: (CCEE c, 2011)

Na Tabela 2.1 estão detalhados os produtos negociados dos leilões de 2010 a 2011, divulgados pela CCEE, classificados por fontes e por preços (data-base de dez/11) reajustados pelo IPCA<sup>2</sup>, que é o índice definido nos editais dos leilões regulados para as revisões dos valores iniciais. Confirma-se pela análise dos dados uma forte tendência de baixa nos preços da energia hidráulica após o aumento das disponibilidades de eólicas a custos mais baixos (as legendas dos gráficos relacionados aos leilões, já apresentados, também podem ser entendidas conforme definição disposta nessa tabela).

Os dados tabelados estão classificados por leilões, conforme tipos de fontes de energia, por início de fornecimento e período de duração contratual, com seus preços e respectivos montantes de energia negociados. A fonte hidrelétrica representa a maior parte negociada, visto que a matriz brasileira em sua maioria é proveniente dessa fonte, seguida pela migração de fonte eólica, gás natural e por fim, de biomassa.

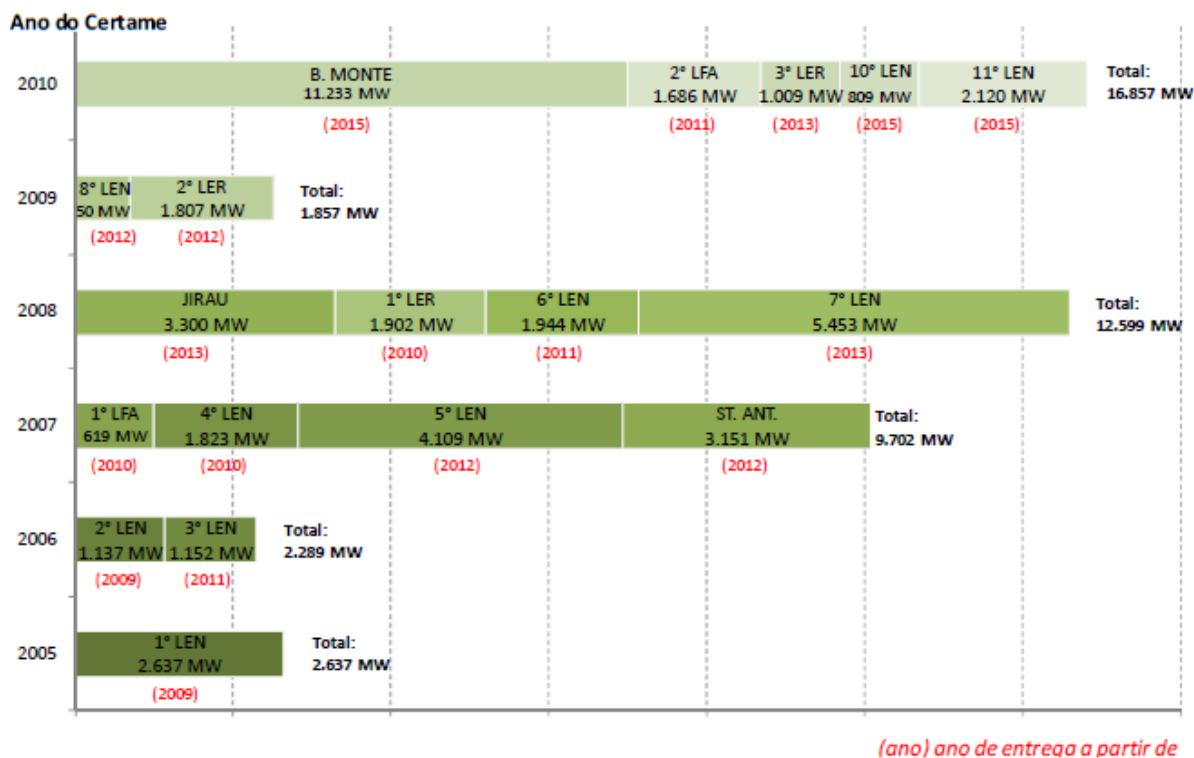
<sup>2</sup> O IPCA é medido mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, e foi criado com o objetivo de oferecer a variação dos preços no comércio para o público final. O IPCA é considerado o índice oficial de inflação do país.

**Tabela 2.1:** Resultados dos leilões regulados

Energia Contratada		Fonte											
Ano	Leilão	Hidro / PCH			Biomassa			Eólica			Gás Natural		
		Data-Base / 30 anos contrato	(R\$/MWh)	MW médio	Data-Base / anos contrato	(R\$/MWh)	MW médio	Data-Base / 20 anos contrato	(R\$/MWh)	MW médio	Data-Base / 20 anos contrato	(R\$/MWh)	MW médio
2010	LER	Agosto	143,0	21,7	Agosto / 15 anos	162,1	232,0	Agosto	134,2	255,1			
	Belo Monte	Abril	86,2	3.129,0									
	LEN A-5_jul	Julho	108,9	327,0									
	LER A-3 - LFA	Agosto	160,8	48,0	Agosto / 20 anos	150,9	22,3	Agosto	146,7	643,9			
	LEE A-1	Dezembro	112,5	97,0	Dezembro / 3 anos	116,9	1,0						
	LEN A-5_Dez	Dezembro	72,1	968,0									
2011	LER				Março / 20 anos	104,7	160,5	Março	105,1	428,8			
	LEN A-3	Fevereiro	107,7	209,3	Fevereiro / 20 anos	108,1	91,7	Fevereiro	104,3	484,2	Fevereiro	109,1	900,9
	LEE A-1	Novembro	80,8	195,0									
	LEN A-5	Dezembro	91,7	90,9	Dezembro / 20 anos	102,9	43,1	Dezembro	105,7	478,5			
	<b>Total</b>			<b>5.086</b>			<b>551</b>			<b>2.291</b>			<b>901</b>
<b>Fonte:</b>		EPE (data-base: dez/11)											
<b>Legenda:</b>		LEN_ Energia Nova LEE_ Energia Existente LER_ Energia de Reserva LFA_ Fontes Alternativas											

Fonte de dados: (CCEE c, 2011)

A Figura 2.10 apresenta os dados do ONS referentes ao cronograma de entrega dos leilões. Esses dados foram informados no Plano Anual da Operação Energética (ONS a, 2011) – Relatório Executivo, que tem como objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do SIN para o horizonte do planejamento da operação energética, cinco anos à frente.



**Figura 2.10:** Cronograma dos leilões  
 Fonte: modificado de (ONS a, 2011)

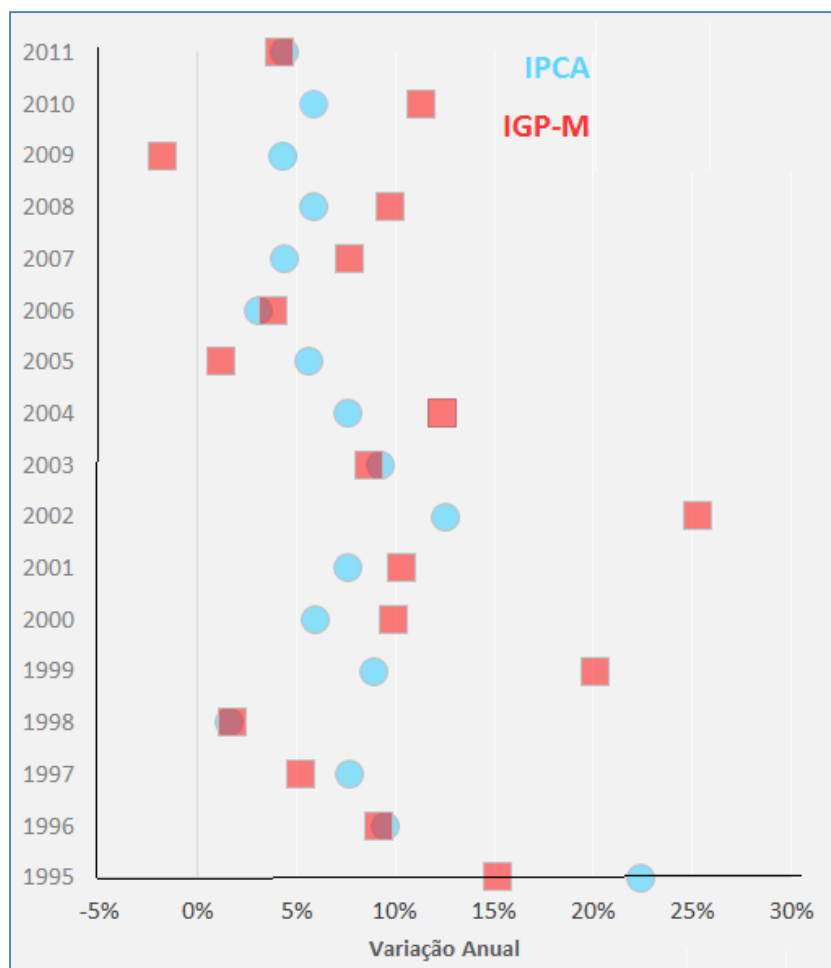
### 2.3.2 Ambiente de Contratação Livre - ACL

O ACL visa à livre negociação entre os agentes do mercado com foco nos melhores preços, flexibilidades contratuais e de serviços, e consequentemente que proporcione uma economia financeira. Os consumidores atendidos em qualquer nível de tensão e que pela legislação vigente (detalhada mais a frente) possam escolher seu fornecedor de energia elétrica são conhecidos como consumidores potencialmente livres (CCEE b, 2011).

As relações comerciais entre os participantes do ACL são realizadas mediante contratos de compra e venda de energia (CCVEE), celebrados entre os agentes do SIN. Os CCVEEs devem ser criados, registrados e validados na CCEE conforme montantes e períodos de vigência firmados entre as partes, e conforme já dito anteriormente, devem seguir as Regras e os Procedimentos de Comercialização disponibilizados pela CCEE. Os preços de energia e seus índices de reajustes praticados nos CCVEEs não são registrados nem divulgados publicamente (CCEE b, 2011).

Com relação aos índices de reajustes contratuais praticados no mercado livre, eles dependem de negociação entre as partes, mas além do IPCA já comentado anteriormente aplicado nos leilões do ACR, geralmente o IGP-M<sup>3</sup> apesar de sua maior volatilidade, tem sido utilizado nas negociações. Essa escolha é feita por parte dos geradores quando o custo de construção para as obras das usinas que ainda não tiveram seu investimento amortizado estarem atrelados a ele. Como também, por parte dos consumidores, o reajuste anual é definido quando estes têm em seu custo de produção o mesmo índice entre suas despesas e receitas. Isso ocorre porque tanto os consumidores quanto os geradores geralmente buscam vincular o mesmo índice em seus contratos para buscar conter riscos financeiros e controlar suas receitas finais.

A Figura 2.11 mostra o comportamento histórico, fonte de dados do Banco Central, dos índices de IPCA, com média anual de 7,33% no período, e do IGP-M com média anual de 9,24% nos últimos períodos. Na média pode-se observar que o IGP-M esteve em torno de 2% acima do IPCA.



**Figura 2.11:** Comparativo entre IGP-M e IPCA  
(Fonte: modificado de (HC, 2011))

<sup>3</sup> O IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) é medido pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e registra a inflação de preços desde matérias-primas agrícolas e industriais até bens e serviços finais.

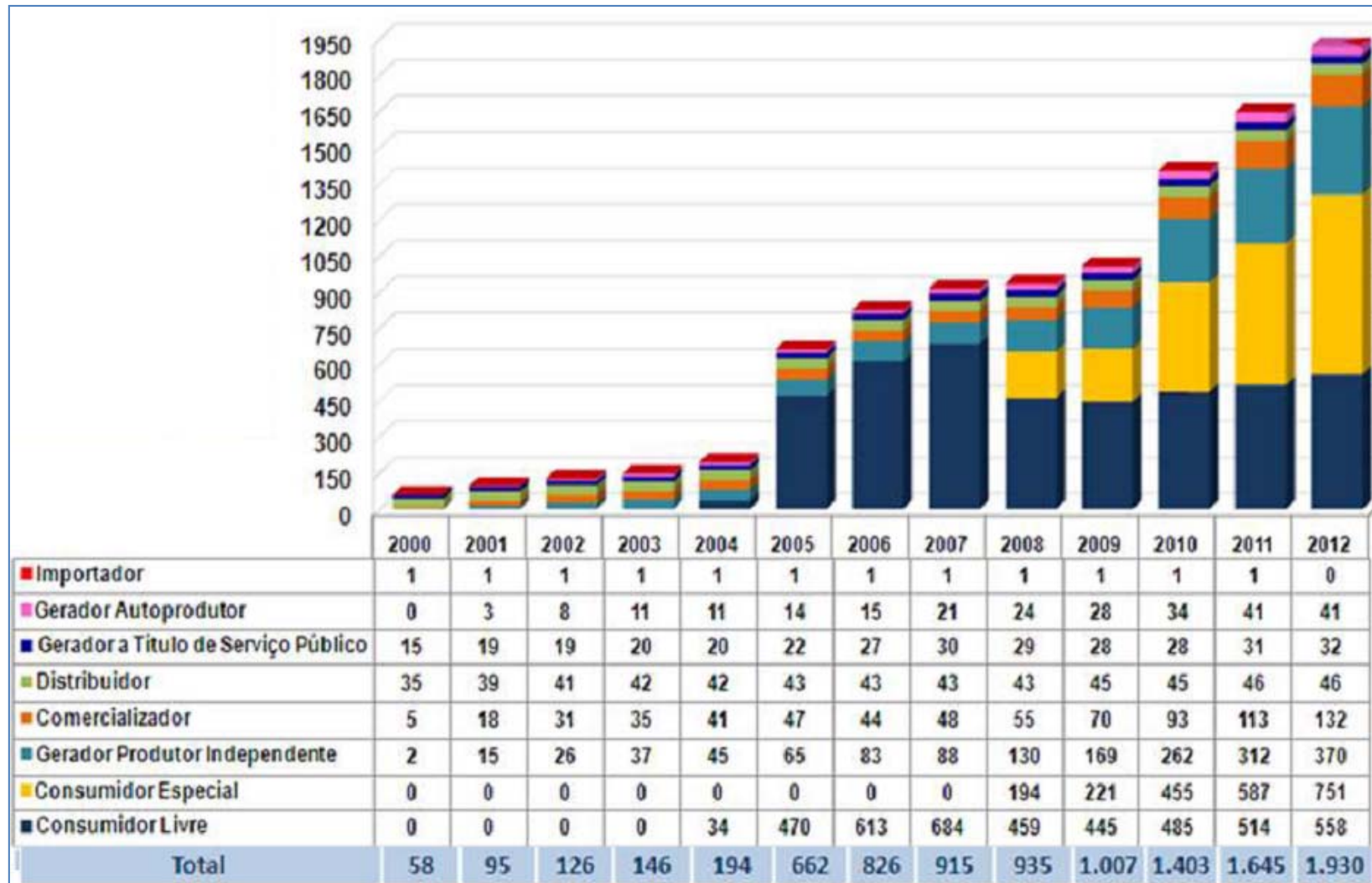
---

O mercado livre se desenvolveu basicamente com a migração de consumidores industriais e comerciais, para reduzir custos com incentivo de negociar produtos adequados às necessidades de cada consumidor. A Figura 2.12 mostra o número de agentes por classe registrada na CCEE e conseqüentemente, o crescimento da migração no período de consumidores livres no mercado brasileiro de energia elétrica. Conforme divulgado no site da CCEE, em outubro de 2012, essa participação já aumentou, sendo que existem 2.226 agentes, sendo 587 consumidores livres, 940 consumidores especiais, 148 comercializadores, 505 geradores e 46 distribuidores, que confirma novamente, a necessidade de novos estudos para melhoria e aperfeiçoamento voltados à operação desse mercado.

O ACL, conforme divulgado pela CCEE (agosto de 2012), na Nota Técnica a respeito do Índice de Liquidez no Mercado Livre de Energia Elétrica Brasileiro, o ACL está praticamente no seu limite de crescimento com 26% do consumo (dado em 123 TWh) com relação ao mercado total. Uma barreira encontrada para o crescimento desse ambiente é a impossibilidade do cliente livre negociar o excedente de energia contratada para a ampliação dessa fatia de mercado, como também ainda existe a limitação do montante de energia, demanda contratada mínima, regulado pelo governo que restringe muito a abertura para adequação de novas unidades livres (CCEE d, 2012 / VALOR, 2011).

Em função disso, novas medidas regulatórias devem ser buscadas mediante audiências públicas com os agentes e com as associações do setor, de forma que possam ser futuramente ampliadas essas limitações técnicas já definidas, como também, que promovam um equilíbrio do direito de migração para demais consumidores. Como exemplo, as oportunidades desse mercado poderiam ser abertas para todos os consumidores instalados em alta tensão e não somente para aqueles com demanda contratada acima de 500kW.

Também existem solicitações dos agentes para redução do limite do montante mínimo contratado, atualmente em 500 kW, para uma demanda de 300 kW, assim como, a possibilidade dos clientes livres venderem seu excedente de energia no mercado de curto prazo. Enquanto essa abertura de mercado não é permitida no ACL, a entrada de operações de plataformas eletrônicas para comercialização de energia é o avanço que está sendo alcançado nos dias atuais. A plataforma BRIX como exemplo, da empresa do empresário Eike Batista, da Compass Energia, dos empresários Marcelo Parodi e Josué Gomes da Silva, nomes já conhecidos no setor energético, é um exemplo desse avanço de mercado. Eles divulgaram em 2011 uma operação mensal de 300MW médios de energia, com sua maioria negociada no mercado de curto prazo, volume que surpreendeu muito os especialistas da área (VALOR, 2011).



**Figura 2.12:** Agentes da CCEE  
 Fonte: modificado de (CCEE d, 2012)

### 2.3.2.1 O Consumidor Potencialmente Livre

Os potenciais clientes livres estão detalhados nessa seção por serem foco dessa dissertação.

As Leis nº 9.074 de 1995 e Lei nº 9.648 de 1998 instituíram os consumidores livres e estipularam, dentre outros aspectos, que aqueles com demanda superior a 10 MW e nível de tensão de atendimento igual ou superior a 69 kV (sessenta e nove quilovolt) poderiam se tornar consumidores livres respeitados os prazos dos contratos já vigentes. Em julho de 2000 esse limite foi estendido para demandas superiores a 3 MW (três megawatts), e foi permitido que consumidores com demanda mínima de 500kW poderiam adquirir energia de pequenas centrais hidrelétricas.

Posteriormente foi definido como consumidor livre aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica conforme as condições previstas nas leis. Também foi criada a figura do consumidor potencialmente livre, definido como aquele atendido ainda pelo ACR, mas que poderá, respeitadas as condições de mercado, exercer a opção de migração para o ACL.

A Tabela 2.2 resume as principais condições regulatórias divulgadas pela ANEEL necessárias para se tornarem consumidores livres. Neste ambiente, há liberdade para contratar volumes de energia e preços, e os encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição devidos às distribuidoras são pagos por meio de tarifas reguladas.

**Tabela 2.2:** Critérios para os consumidores livres

<b>Demanda Contratada</b>	<b>Conexão em Alta Tensão</b>	<b>Fonte de Energia Elétrica</b>
Maior ou igual a 3 MW	Maior ou igual a 69 kV	Qualquer
	Contratos após Julho de 1995	
Maior ou igual a 500 kW	Qualquer	Energia Incentivada
Somatório das unidades maior ou igual a 500kW	Com o mesmo CNPJ	
	Em áreas contíguas	

Fonte de dados: (ANEEL b, 2011)

Assim, os consumidores livres possuem dois contratos, um de fornecimento de energia e outro de transporte. Ou seja, os consumidores livres continuam conectados à rede da distribuidora local e são cobrados pelos serviços de transporte prestados, mas a energia contratada é paga diretamente a outro fornecedor. A Tabela 2.3 mostra as diferenças básicas entre os contratos.

**Tabela 2.3:** Itens faturados do consumidor livre

<b>Faturas ACL</b>	<b>Bases</b>	<b>Preço ou Tarifa</b>	<b>Agente</b>
Consumo de Energia (CCVEE)	Consumo medido ou contratado	Livremente negociado	Vendedor de energia
Conexão		Valor negociado entre consumidor e concessionária	Concessionária de Distribuição
Uso da Transmissão	maior valor entre demanda ponta medida ou contratada	Tarifa ANEEL	
Uso da Distribuição	maior valor entre demanda ponta e fora de ponta medida ou contratada		
	Consumo energia medido		

Fonte: modificado de (FLOREZI, 2009)

Um consumidor potencialmente livre exerce geralmente sua opção de migrar para o ACL desde que ele obtenha benefícios financeiros, fiscais e/ou estratégicos comerciais. A concessionária continua responsável pela qualidade do seu fornecimento. O consumidor poderá assim ter várias faturas de energia, pois depende da quantidade de fornecedores contratados. Assim, neste caso a CCEE mediante o sistema de medição de faturamento, e do sistema de coleta de dados de energia, deverá realizar a contabilização e liquidação conforme grandezas apuradas e prazos registrados e medidos mensalmente.

### **2.3.2.2 O Processo de Migração para o Ambiente de Contratação Livre**

Os consumidores potencialmente livres podem optar pelos ambientes ACR ou ACL, ou podem ser ainda enquadrados como cogeneradores/autoprodutores (exemplo de gás natural). No caso de autoprodução, o consumidor tem sua geração própria com consumo de algum combustível para produção de sua própria energia, e não possui contrato de serviços com a distribuidora. Nos próximos capítulos são mostradas as diferenças desses ambientes, seus preços e tarifas.

Conforme definido pela legislação, a migração para o ACL é considerada reversível em um horizonte de 5 (cinco) anos para os consumidores tradicionais, pois eles permanecem vinculados à distribuidora pelos serviços prestados. Mas a transição dos consumidores especiais pode ocorrer em um prazo de 6 (seis) meses, tanto para o processo de migração quanto para o retorno ao mercado cativo.

Assim, admite-se que os consumidores especiais têm maior impacto ao transitarem entre os ambientes de mercado, tanto para a distribuidora que tem dificuldade de gerenciar seus contratos, quanto para os vendedores do ACL, mas que veem essa migração atrativa com a possibilidade de expansão desse mercado, que pode incentivar investimentos para oferta de energia e preço mais vantajoso para o consumidor final.

---

Já as transições de um mercado cativo para a autoprodução de gás natural, por exemplo, são consideradas irreversíveis em um horizonte de 5 (cinco) anos, pois uma vez exercida a opção, o consumidor não retorna ao mercado regulado de energia elétrica visto que os investimentos realizados para a autoprodução demoram a serem amortizados com a economia financeira.

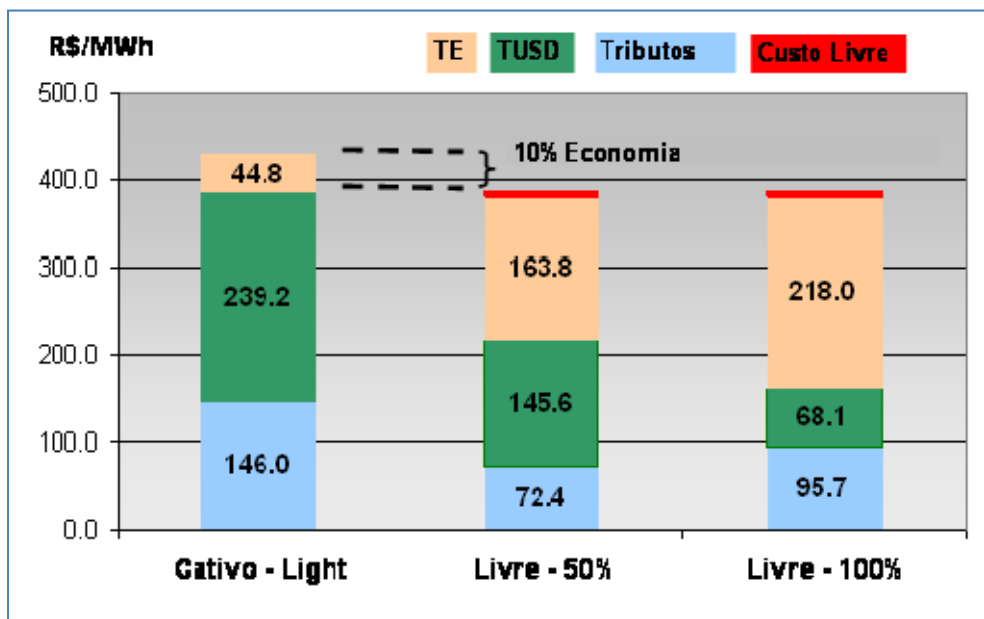
Para o processo de migração é necessário não somente assinatura de contratos de compra de energia com um fornecedor e outros contratos com a distribuidora para sua transmissão e distribuição, como também, é fundamental a adequação técnica dos medidores de energia, a abertura de uma conta bancária especialmente para contabilização e liquidação mensal, e a adesão como agente da CCEE conforme definido pelas regras e pelos procedimentos de comercialização (CCEE b, 2011/ANEEL b, 2011).

A decisão de migração é uma opção da qual devem ser também levadas em consideração as seguintes características: a influência da energia na composição de seu custo total de produção, a estratégia do perfil consumidor, o dimensionamento da vantagem econômica em relação ao ACR, as capacidades de redução ou aumento de consumo quando necessário, e as sazonalidades adequadas para evitar déficit e penalização na média móvel contratada anual. Também, devem ser verificados que possíveis sobras de energia, por má definição na contratação, podem ser liquidadas ao valor do PLD (que possui incertezas) a preços abaixo ou acima dos valores pagos nos contratos, que resultará em prejuízo ou benefício financeiro (FLOREZI, 2009).

Dentre os custos de agente da CCEE estão encargos, taxas e contribuições setoriais, por exemplo, os encargos de serviços do sistema (ESS) que constituem um valor, dado em reais por megawatt hora (R\$/MWh), correspondente aos custos da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para atendimento do consumo de energia. Esse encargo é pago por todos os agentes da CCEE com consumo registrado, proporcional ao montante de energia consumido, e também ele reflete o ressarcimento aos agentes de geração dos custos de restrição de operação, dos serviços auxiliares e do despacho por segurança energética (CCEE b, 2011/ANEEL b, 2011).

A migração para o ACL é determinada, principalmente, pela diferença dos preços entre os ambientes de comercialização e pela relação entre as componentes das tarifas reguladas, assim considera-se que a estrutura de decisão se diferencia pela condição contratada dos consumidores e pelos prazos oferecidos. Portanto, depois de uma análise aprofundada do perfil do consumidor, devem ser também levados em consideração os valores referentes a adequações técnicas e aos pagamentos como agente da CCEE no estudo de viabilidade financeira para possível migração da unidade.

Um exemplo didático dessa possível diferença pode ser visto na Figura 2.13, com um consumidor no ambiente regulado, respeitadas às demais condições de migração, poderiam comprar no ACL dos fornecedores de energia incentivada de PCH, com descontos na tarifa de demanda contratada de 50% ou de 100%. Isso levaria a uma economia estimada de 10% do total da sua fatura mensal comparada ao valor cativo. No gráfico o custo livre representa os valores relacionados à criação do agente da CCEE, e as siglas TE e TUSD referem-se à tarifa de energia e a tarifa de uso do sistema de distribuição. As tarifas reguladas são detalhadas na seção 2.5.



**Figura 2.13:** Comparativo entre custos do ACL com fonte incentivada e do ACR

Nesse exemplo pode-se observar que esse potencial consumidor para obter 10 % de economia financeira em relação ao valor cativo, poderia comprar de fontes incentivadas aos preços de R\$163/MWh para PCH com 50% de desconto, e/ou de R\$218/MWh para PCH com 100% de desconto, sendo os descontos aplicados à parcela da tarifa relativa a demanda contratada.

Os riscos regulatórios e jurídicos devem também ser analisados e acompanhados pelos potenciais consumidores, para identificar não somente a estabilidade do marco regulatório, mas as possíveis tendências das mudanças de mercado.

### 2.3.3 Características dos Contratos de Fornecimento

Os contratos de energia possuem, seja tradicionalmente ou definidos por regulamentações, algumas características típicas diferenciadas por segmento do ACR ou do ACL, em razão disso, são abordados nessa seção.

Em sua maioria, estes contratos têm entre as informações principais, as seguintes características: nomes das empresas dadas como partes de vendedora ou compradora; os montantes de energia negociados com ou sem flexibilidades, modulação e sazonalização; os preços e reajustes contratuais; as garantias e as penalidades; os prazos de fornecimento, dentre outras.

Seguem, assim, os principais pontos negociados pelas partes na contratação, separadas por ambientes de mercado, para mostrar ao consumidor as possíveis variações e até mesmo as vantagens de cada segmento.

---

### 2.3.3.1 Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR

Conforme divulgado pela ANEEL e pela CCEE, os vencedores de cada leilão de energia do ACR deverão firmar contratos bilaterais com todas as distribuidoras em proporção às respectivas declarações de necessidade negociada. A única exceção é o leilão de ajuste, onde os contratos são específicos entre agente vendedor e o agente de distribuição. São assim, especificadas as durações mínima e máxima para os CCEAR provenientes dos leilões "A-5" ou "A-3" (15 a 30 anos) e "A-1" (5 a 15 anos), bem como as demais características reguladas contratuais (ANEEL c, 2012).

A grande vantagem por parte dos geradores em firmarem contratos com as distribuidoras é o fato de eles obterem uma garantia de receita por longos prazos e menores riscos de inadimplência, o que, conseqüentemente, favorece na aquisição de financiamentos para suas obras na construção de novas usinas.

Por parte do consumidor existe uma redução de processos no ACR, visto que ele possui contrato com a distribuidora que é responsável pelo seu abastecimento como um todo, apesar de não haver vantagem financeira como no caso do ACL. Mas é fundamental que os consumidores acompanhem os leilões visto que as distribuidoras participantes deverão futuramente repassar ao ambiente cativo os custos negociados pelos montantes contratados, conforme repasse da tarifa regulada pela ANEEL.

Conforme regulamentação, as concessionárias são responsáveis pelos serviços de distribuição, conhecidos como “o livre acesso”, e são inclusive fiscalizadas pela ANEEL com a aplicação de penalidades descontadas diretamente do consumidor afetado, que são os índices de comportamento de possíveis cortes de fornecimento de energia, não permitindo assim que as distribuidoras possam privilegiar os consumidores que comprem sua energia. Dentre esses índices tem-se o índice de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) que indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período. E, a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora (ANEEL c, 2012).

Nos leilões regulados existem as duas modalidades de contrato CCEAR: por quantidade ou por disponibilidade. Os Contratos de Quantidade de Energia são aqueles nos quais os riscos hidrológicos da operação energética são assumidos pelos geradores, e, os Contratos de Disponibilidade de Energia são aqueles nos quais tanto os riscos, quanto os ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia contratada são alocados ao mercado e repassados aos consumidores regulados.

È natural à existência de contratos que tenham geração localizada em outros submercados. Como o contrato regulado é registrado no submercado do vendedor, o contrato do comprador pode causar exposições com as diferenças de PLD entre os submercados envolvidos. Se os preços dos submercados são iguais, a movimentação financeira líquida associada ao mercado de curto prazo é nula, mas se forem diferentes, a diferença de preços entre eles é multiplicada pelo montante contratado mensal. Assim, exposições financeiras positivas são resultantes de contratos que estiverem registrados em submercado com valores maiores do que o PLD.

---

### 2.3.3.2 Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica - CCVVEE

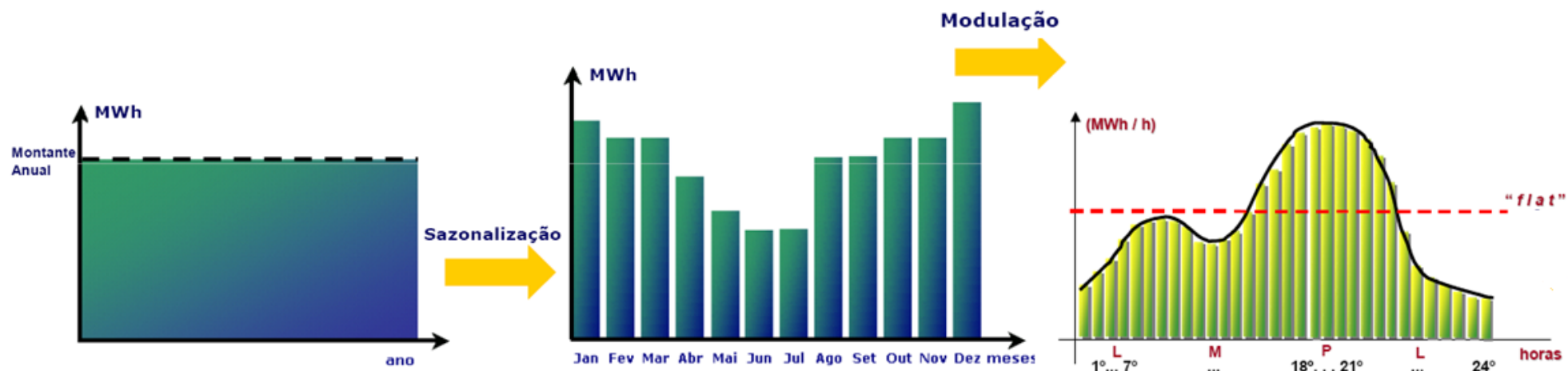
Os Agentes Comercializadores podem comprar e vender energia por meio de contratos celebrados de compra e venda de energia elétrica (CCVVEE) e podem representar usinas pertencentes a produtores independentes e autoprodutores. E todos os geradores devem apresentar lastro, proveniente de geração própria ou contratos de compra, para atendimento a 100% do montante de seus contratos de venda de energia (CCEE b, 2011).

Os Consumidores Livres devem também apresentar cobertura, proveniente de contratos de compra, para atendimento de 100% de seu consumo de energia. A verificação do lastro é realizada mensalmente pela CCEE, com base nos dados de geração e nos contratos de compra e de venda dos últimos 12 meses (média móvel). A não comprovação de lastro implica ao agente em pagamento de penalidades conforme definido na Resolução da ANEEL nº 109 de 2004.

Quando os limites de contratação e lastro definidos nas regras de comercialização não são cumpridos, os agentes são notificados pela CCEE e estão sujeitos à aplicação de penalidade financeira. Mas, os agentes podem, conforme os procedimentos, apresentar contestação para análise e definição de aplicação ou de cancelamento.

Os CCVVEEs possuem além de preços competitivos que propiciam economia financeira, dentre outras definições gerais já citadas, montantes de energia negociados livremente com prazos e períodos diferenciados.

Como exemplo, ilustrado na Figura 2.14, o montante de energia contratado médio, dados em megawatt hora por ano (MWh/ano), pode ser dividido (no caso exemplo de um consumidor que tenha um consumo variável durante o ano) com uma sazonalização mensal e até uma modulação de consumo horária, além de uma flexibilidade adicional mensal (apenas como lembrete, as definições de termos gerais utilizados no setor estão disponíveis nos ANEXOS 1 e 2).



**Figura 2.14:** Sazonalização e modulação da garantia física contratada  
 Fonte: modificado de (CCEE b, 2011)

---

## 2.4 Características do Suprimento de Energia

Como o objetivo desse estudo é assessorar a opção de fornecimento para um consumidor potencialmente livre, deve-se levar em consideração qual é a variedade de fontes de energia disponíveis pelo sistema para sua contratação. Segundo dados da ANEEL para até outubro de 2010, existem mais de 68 milhões de unidades consumidoras, sendo a maioria residencial, seguida pelos consumidores industriais. A energia elétrica é um dos serviços mais universalizados dos segmentos da infraestrutura (ANEEL b, 2011).

A base de referência para o crescimento de oferta e demanda de energia elétrica do setor elétrico brasileiro é dada pelo Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), elaborado pela EPE, que considera em seus estudos, cenários de referência que devem refletir o estado atual de mercado, e os cenários com baixo e com alto nível de expansão do sistema e de crescimento da economia. O MME promove estudos e análises para a formulação de políticas energéticas, e a EPE realiza os estudos energéticos, como exemplo, o último PDE divulgado com projeções para o ano de 2020, que tem por função indicar os rumos do Setor Elétrico em um horizonte de 10 anos.

No PDE encontram-se os principais instrumentos de planejamento energético, relacionado ao equilíbrio e ao crescimento econômico do Brasil. Os projetos de geração e de transmissão devem apresentar o ordenamento por mérito econômico no período estudado, e considerar também as ofertas de energia, as demandas e a eficiência energética. O objetivo é garantir o suprimento futuro, observados os menores custos de implantação e de geração, para que a oferta de energia atenda a demanda, respeitada a restrição da configuração do SIN (EPE b, 2011).

Também o modelo atual do setor elétrico busca atrair investimentos para a expansão do sistema, e a EPE tenta direcionar a evolução do parque gerador e do mercado, para indicar projeções mais confiáveis e que possam promover rentabilidade para o investidor. Segundo o PDE 2020, a carga de energia do SIN crescerá a uma taxa anual média estimada em 4,6% entre os anos de 2010 e 2020. Desta forma, será preciso que ocorra uma expansão da oferta de energia em linha com esta necessidade de energia adicional, respeitado o risco de déficit de energia de 5%.

A expansão no horizonte decenal do PDE 2020 já se encontra em grande parte contratada em função dos leilões de energia realizados com fornecimento até 2016. O parque gerador brasileiro em 2010 possuía uma capacidade hidroelétrica instalada de 76% da capacidade total, e a política energética do governo brasileiro em relação à expansão da oferta do PDE 2020 prioriza o potencial hídrico remanescente. A expansão do parque hídrico está concentrada na região norte com a construção de projetos de grande porte, como as usinas de Santo Antônio, Jirau, Belo Monte e Teles Pires.

Porém, parte dos aproveitamentos de construção do PDE será com usinas do tipo fio de água, ou seja, sem grandes reservatórios, que não satisfaz os requisitos de segurança de fornecimento e que pode provocar uma grande necessidade de complementação de outras fontes de fornecimento no período de clima seco, desfavorável para a hidrologia. Assim, estima-se que a capacidade instalada hídrica

---

expandirá em 39%, mas a capacidade de armazenamento somente aumentará 6% (CASTRO et al, 2011).

Diante desta perspectiva, os leilões realizados em 2009 e 2010 já priorizaram a contratação de empreendimentos renováveis de energia, tendência também mantida nos leilões de 2011. No leilão A-3 de 2011 foram contratados consideráveis montantes de usinas térmicas a gás natural. Esta decisão deve-se à necessidade de centrais adicionais na matriz elétrica que promovam mais segurança à operação do sistema, com geração complementar no período seco como exemplo, ao mesmo tempo em que também mantenham equilíbrio entre a oferta e a demanda, com impactos ambientais e custos econômicos menores. Contudo, atrasos das construções das novas fontes de geração podem ainda comprometer as metas do PDE 2020.

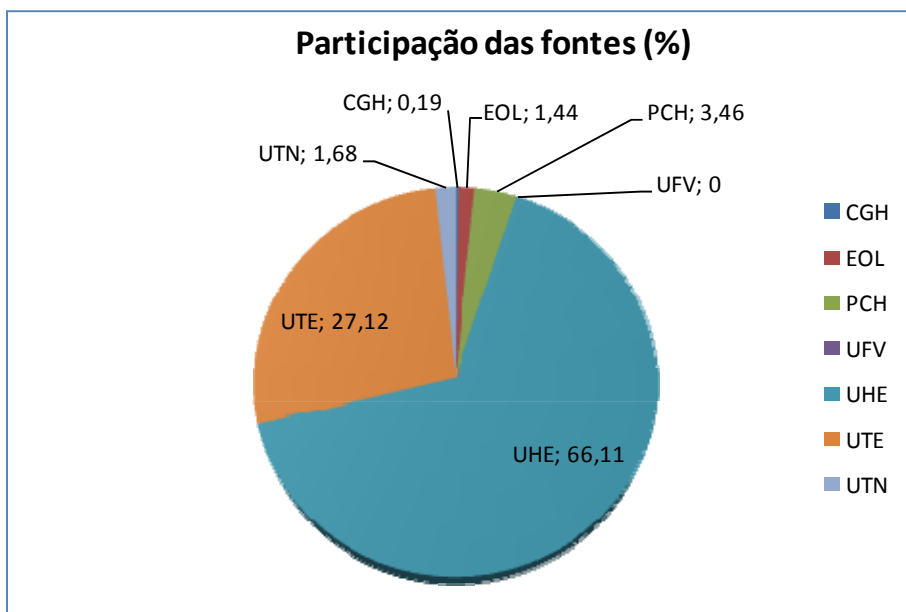
#### **2.4.1 Fontes de Energia**

De acordo com o Banco de Informações técnicas de Geração (BIG), da ANEEL, de outubro de 2012, existem 2.698 usinas em operação, que correspondem a uma geração de potência em cerca de 119 mil megawatt (MW).

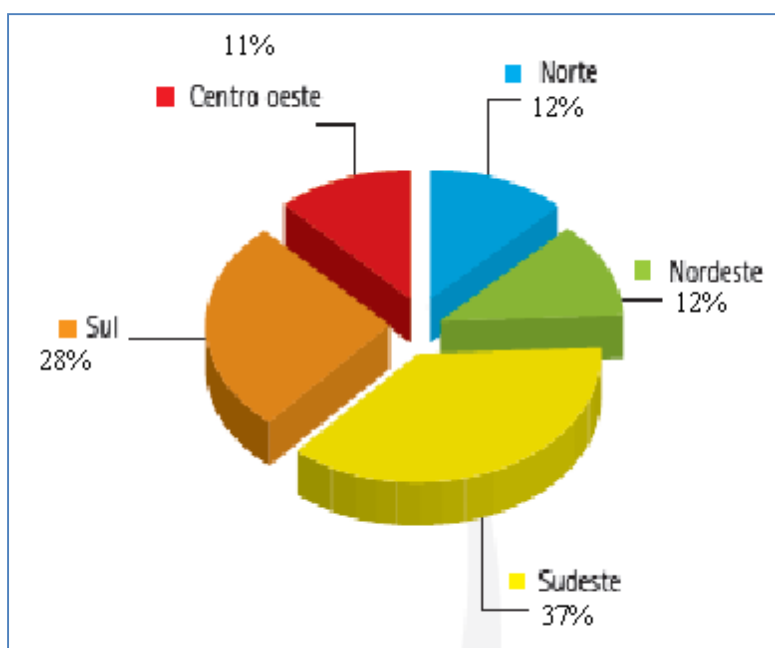
Do total dessas usinas em operação, 201 são hidrelétricas, que representam 66% dos empreendimentos em operação; 1.588 são térmicas, que representam 27% dos empreendimentos em operação, abastecidas por fontes diversas (gás natural, biomassa, óleo diesel e óleo combustível); 427 são Pequenas Centrais Hidrelétricas (área do reservatório inferior a 3 km<sup>2</sup>) com capacidade instalada superior a 1 MW e inferior a 30 MW (3,46% dos empreendimentos em operação); 391 são Centrais geradoras hidráulicas com potência igual ou inferior a 1.000 kW (0,19% dos empreendimentos em operação); duas são nucleares (1,68% dos empreendimentos em operação); 81 são eólicas (1,44% dos empreendimentos em operação); e 8 são solares. Nas Figuras 2.15 e 2.16 estão classificados os empreendimentos por fontes de geração em operação detalhados anteriormente, e a participação da geração de energia por regiões.

Segue a legenda da Figura 2.15:

- CGH - Central Geradora Hidrelétrica
- EOL - Central Geradora Eólica
- PCH - Pequena Central Hidrelétrica
- UFV - Usina Fotovoltaica
- UHE - Usina Hidrelétrica de Energia
- UTE - Usina Termelétrica de Energia
- UTN - Usina Termonuclear

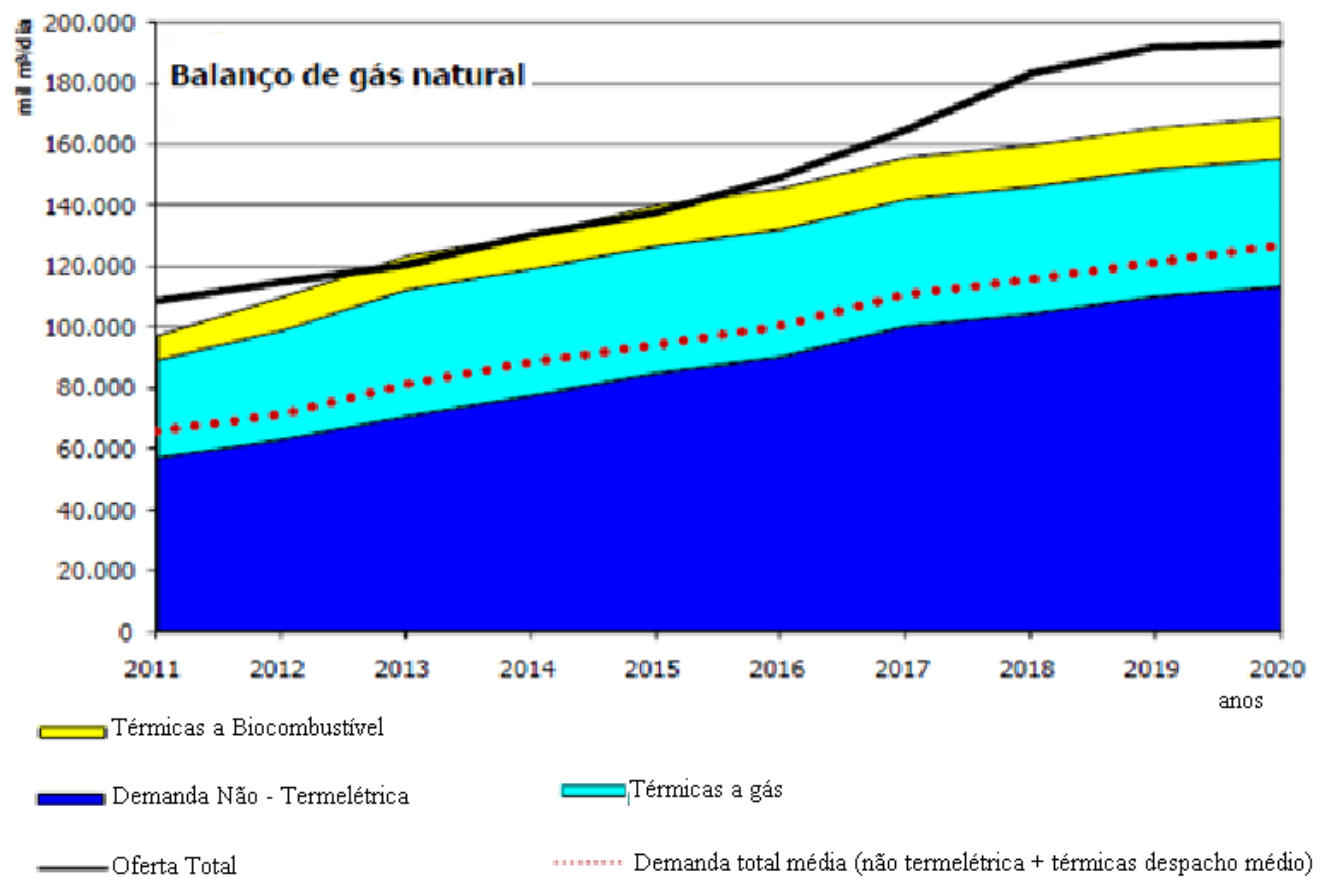


**Figura 2.15:** Classificação das fontes em operação  
 Fonte: modificado de (ANEEL b, 2011)



**Figura 2.16:** Geração elétrica por região  
 Fonte: modificado de (EPE a, 2011)

Conforme também divulgado pela ANEEL, a Tabela 2.4 ilustra a classificação dos empreendimentos por fontes de geração e sua capacidade instalada, dados de outubro de 2012, sendo que a parte de Hidro engloba todas as fontes de origem hidráulica (CGH, UHE e PCH). E a Figura 2.17 representa o comportamento da oferta estimada pelo PDE 2020 para a fonte de gás natural, que acompanha o crescimento do mercado no horizonte de estudo.



**Figura 2.17:** Balço de gás natural brasileiro

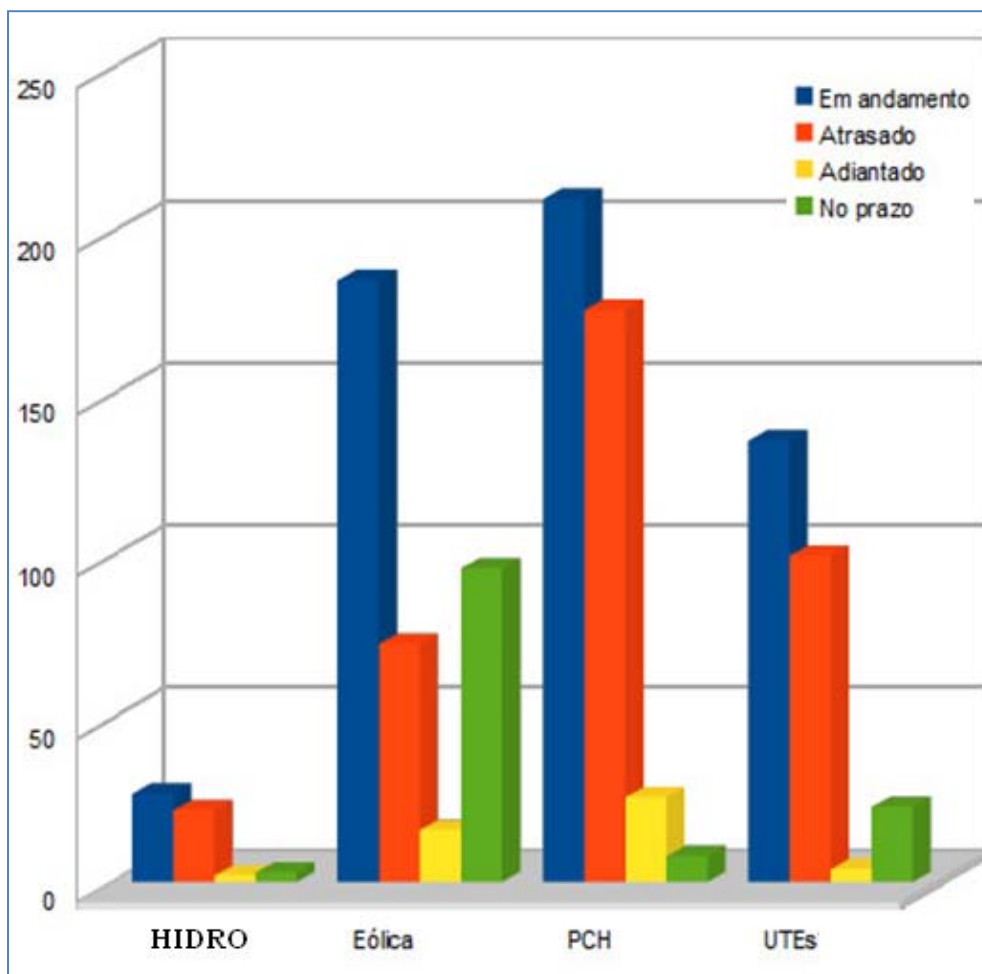
Fonte: modificado de (EPE b, 2011)

**Tabela 2.4:** Empreendimentos em operação

Tipo	Capacidade Instalada		%	
	N.º de Usinas	(kW)		
<b>Hidro</b>		1.019	83.420.366	65,30
<b>Gás</b>	Natural	105	11.550.013	9,04
	Processo	40	1.831.683	1,43
<b>Petróleo</b>	Óleo Diesel	949	3.400.454	2,66
	Óleo Residual	34	3.936.311	3,08
<b>Biomassa</b>	Bagaço de Cana	359	8.030.844	6,29
	Licor Negro	14	1.235.643	0,97
	Madeira	44	378.035	0,30
	Biogás	20	79.608	0,06
	Casca de <b>Arroz</b>	8	32.608	0,03
<b>Nuclear</b>		2	2.007.000	1,57
<b>Carvão Mineral</b>	Carvão Mineral	10	1.944.054	1,52
<b>Eólica</b>		81	1.721.832	1,35
<b>Importação</b>	Paraguai		5.650.000	5,46
	Argentina		2.250.000	2,17
	Venezuela		200.000	0,19
	Uruguai		70.000	0,07
<b>Total</b>		<b>2.695</b>	<b>127.744.296</b>	<b>100</b>

Fonte: modificado de (ANEEL b, 2011)

A Figura 2.18 mostra o atraso nas obras de geração já previstas pela ANEEL em 2010, resultado das fiscalizações da agência, que podem prejudicar a ampliação da carga disponível no sistema, e conseqüentemente a formação dos preços futuros.



**Figura 2.18:** Obras de geração por fonte

Fonte: modificado de (ANEEL c, 2012)

A Tabela 2.5 apresenta uma estimativa do PDE 2020 para a evolução da capacidade instalada por fonte de energia, dada em megawatts (MW), no horizonte de 2011 a 2020. Os dados refletem a política de planejamento da EPE em diversificar a matriz energética para abastecimento do mercado, e pode-se verificar um aumento de participação de fonte eólica no mercado total no final do horizonte quando comparado com a proporção atual (EPE b, 2011).

A Tabela 2.6 apresenta a expansão da potência instalada com novos projetos, a capacidade instalada no SIN distribuída conforme os conjuntos de oferta e configuração dos leilões, inclusive com a integração das usinas dos sistemas Manaus e Macapá, Interligação TMM (ONS a, 2011).

**Tabela 2.5:** Previsão da capacidade instalada

<b>FONTE</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<b>HIDRO</b>	82.939	84.736	86.741	88.966	89.856	94.053	98.946	104.415	109.412	111.624	115.123
<b>Urânio</b>	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
<b>Gás Natural</b>	9.180	9.384	10.184	11.309	11.309	11.659	11.659	11.659	11.659	11.659	11.659
<b>Carvão</b>	1.765	2.485	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
<b>Óleo Combustível</b>	2.371	3.744	5.172	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790
<b>Óleo Diesel</b>	1.497	1.497	1.471	1.471	1.471	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121
<b>Gás de Processo</b>	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686
<b>PCH</b>	3.806	4.201	4.230	4.376	4.633	4.957	5.187	5.457	5.737	6.047	6.447
<b>Biomassa</b>	4.496	5.444	6.272	6.681	7.053	7.353	7.653	8.003	8.333	8.703	9.463
<b>Eólica</b>	831	1.283	3.224	5.272	6.172	7.022	7.782	8.682	9.532	10.532	11.532
<b>Total</b>	<b>109.578</b>	<b>115.467</b>	<b>123.192</b>	<b>132.763</b>	<b>135.182</b>	<b>140.853</b>	<b>148.441</b>	<b>155.430</b>	<b>161.887</b>	<b>165.779</b>	<b>171.438</b>

Fonte: modificado de (EPE b, 2011)

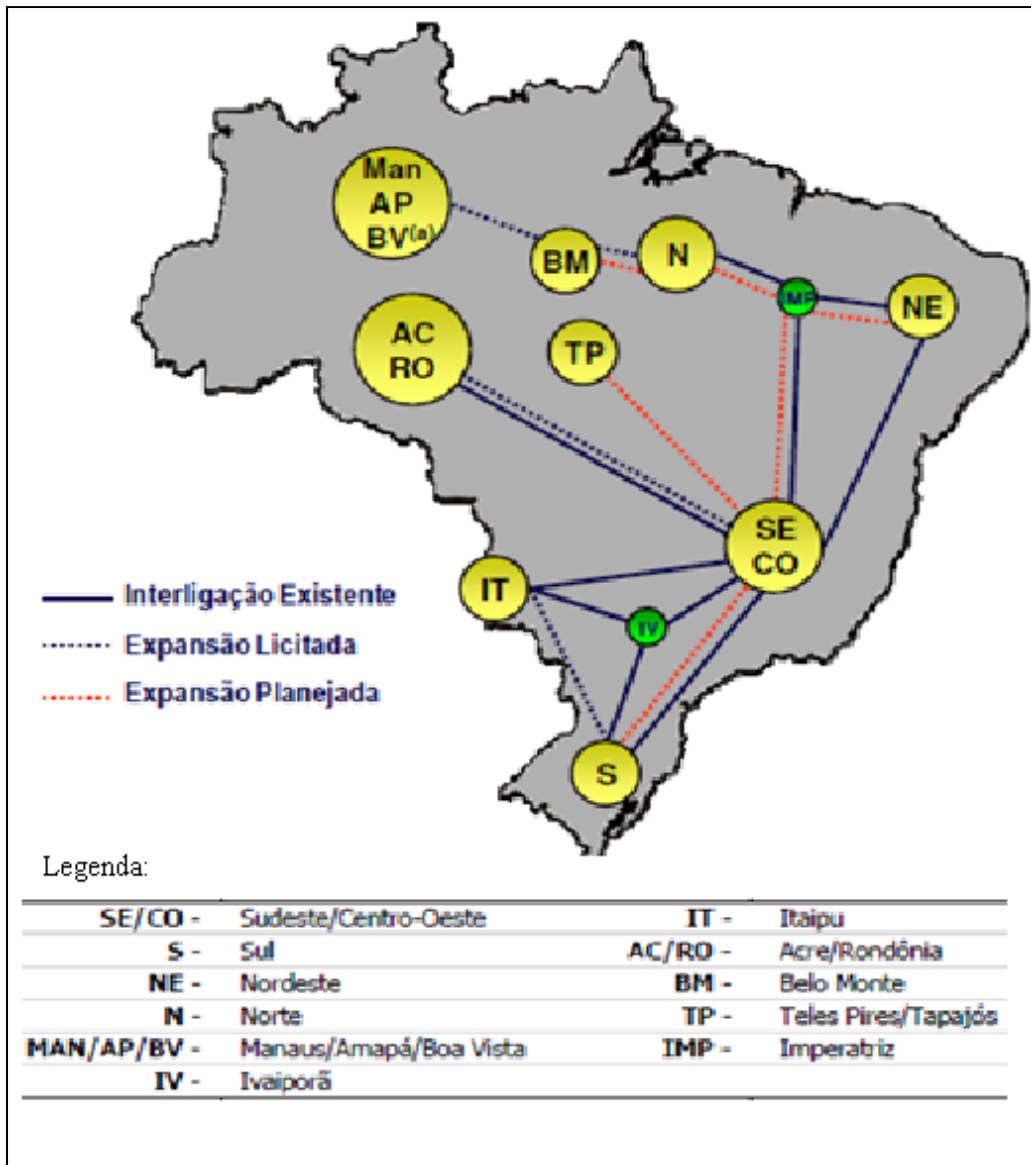
**Tabela 2.6:** Previsão da entrada de energia negociada nos leilões

SIN	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Oferta anterior aos LEN <sup>(1)</sup>	73	0	0	0	0	73
Outras PCH, PCT e EOL <sup>(2)</sup>	1.180	381	0	0	0	1.561
Integração de TMM ao SIN	0	0	1.183	0	0	1.183
1º LEN	682	169	53	0	0	904
2º LEN (A-3)	40	0	0	0	0	40
3º LEN (A-5)	823	535	0	0	0	1.358
1º LFA	70	20	0	15	0	105
4º LEN (A-3)	340	0	290	0	0	630
5º LEN (A-5)	1.342	1.297	238	0	0	2.877
UHE Sto Antônio	0	1.055	872	359	865	3.151
UHE Jirau	0	0	975	225	1.050	2.250
1º LER	213	872	0	0	40	1.125
6º LEN (A-3)	353	1.215	175	0	0	1.743
7º LEN (A-5)	0	360	4.742	350	0	5.452
8º LEN (A-3)	48	0	0	0	0	48
2º LER	216	1.631	0	0	0	1.847
UHE Belo Monte	0	0	0	0	195	195
10º LEN (A-5)	0	0	0	0	809	809
2º LFA	0	0	1.685	0	0	1.685
3º LER	102	140	697	0	0	939
11º LEN	0	0	0	200	1.920	2.120
<b>Total SIN</b>	<b>5.482</b>	<b>7.675</b>	<b>10.910</b>	<b>1.149</b>	<b>4.879</b>	<b>30.095 <sup>(3)</sup></b>

Observações: (1) Usinas com concessão outorgadas antes da sistemática dos leilões (inclui a UHE Rondon II - Rondônia). (2) PCHs e PCTs autorizadas pela ANEEL com datas informadas ao CMSE/DMSE (inclui expansão do Acre-Rondônia). (3) Total não inclui compras Itaipu.

Fonte de dados: (ANEEL c, 2012)

A Figura 2.19 representa as interligações previstas entre os subsistemas nacionais contempladas pela EPE, para fins de simulação energética como subsistemas equivalentes e para estudo dos impactos no mercado. A expansão planejada visa interligar melhor as regiões que terão maior expansão de geração no período.



**Figura 2.19:** Interligações entre os subsistemas

Fonte: modificado de (EPE b, 2011)

Pode-se constatar a importância de detalhar, na modelagem desse trabalho, a limitação técnica de transmissão levando-se em consideração o atendimento do consumo por região, comparado à geração atualmente concentrada mais ao sul e sudeste. No PDE 2020 a previsão da expansão de geração está concentrada mais nos submercados norte e nordeste brasileiro, portanto, é fundamental também a expansão da rede interligada nacional para a segurança do abastecimento de energia futuro.

Na Tabela 2.7 podem-se observar as obras de transmissão divulgadas pela ANEEL em 2010 que já estavam em atraso e que podem prejudicar a expansão do setor.

**Tabela 2.7:** Obras de transmissão

Obras de Transmissão					
	Em andamento	Atrasado	%	Atraso Médio	Tempo de Obra
Ampliação	83	50	60	17 meses	39 meses
Reforço	311	164	53	14 meses	34 meses
Total	394	214	54	15 meses	37 meses

Fonte: modificado de (ANEEL b, 2011)

## 2.4.2 Demanda de Energia

Para identificar as principais características do suprimento de energia do sistema é também necessário estudar sua variável diretamente dependente, ou seja, a relação com a demanda de energia para acompanhar seu impacto no mercado.

Atualmente existe uma grande diferença de demanda de energia entre as regiões do SIN, concentrada mais no sudeste/centro-oeste, que confirma a necessidade de investimentos na continuidade da interligação do sistema elétrico brasileiro, visto que as fontes de geração previstas pelo PDE 2020 estarão distantes dos centros de maior consumo.

A Tabela 2.8 sintetiza os dados da previsão de carga anual detalhado por subsistemas, incluindo os sistemas Acre-Rondônia e Manaus-Macapá, destacando-se o crescimento anual do SIN em MW médio e em %.

**Tabela 2.8:** Carga de energia da rede

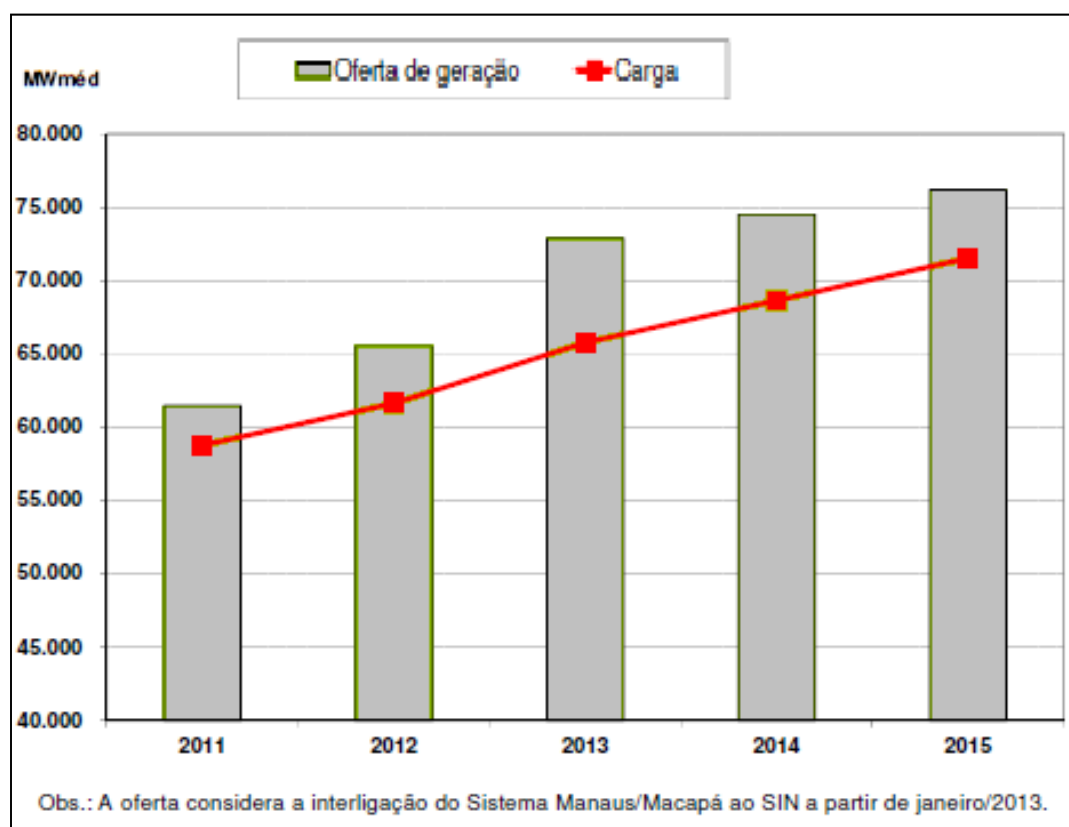
<i>Carga de Energia (MW médio)</i>									
Ano	SE/CO	Sul	Nordeste	Norte	AC/RO	TMM (3)	SIN	Cresc. (MWmed)	Cresc. (%)
2010(1)	34.490	9.359	8.339	3.890	484	-	56.562	-	-
2011(2)	35.996	9.726	8.552	4.067	439	-	58.781	2.257	4,0
2012	37.520	10.095	9.092	4.472	461	-	61.640	2.859	4,9
2013	39.306	10.487	9.543	4.813	489	1.135	65.772	4.132	6,7
2014	40.936	10.896	10.019	5.075	517	1.197	68.640	2.869	4,4
2015	42.486	11.321	10.503	5.397	547	1.276	71.530	2.890	4,2
<b>Crescimento Médio de 2011 a 2015</b>								3.001	5.0

(1) Valor verificado (2) Valores verificados até março; abril e maio coincidentes com previsão de curto prazo para o modelo DECOMP. (3) TMM – Sistema Tucuruí-Manaus-Macapá.

Fonte: modificado de (ONS a, 2012)

A Tabela 2.9 apresenta o consumo da classe industrial por região e suas respectivas tensões de fornecimento, divulgado no Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2011 pela CCEE. O objetivo é mostrar o mercado de cada categoria de consumidor, e nesse trabalho, conseqüentemente os dados também fundamentam o possível crescimento dos consumidores separados por fontes de tensão de fornecimento na contratação esperada de energia no ACL.

Conforme divulgado no PEN do ONS de 2011, o balanço estático de energia tem significado indicativo da oferta estrutural de energia elétrica, mas não considera as transferências de energia entre os subsistemas ao longo do ano e nem a redução de disponibilidade de energia das usinas hidráulicas em caso de situações hidrológicas desfavoráveis. A Figura 2.20 permite visualizar a evolução da oferta estática de energia e da carga projetada para o horizonte 2011/2015 que está dentro dos padrões de segurança esperados no planejamento da operação.



**Figura 2.20:** Evolução da oferta e da carga de energia

Fonte: modificado de (ONS a, 2011)

Esta dissertação busca apresentar uma modelagem ampla para estudo da contratação de energia pelos consumidores. Visto que os maiores detalhes e a diversidade de informações estão entre os consumidores ditos especiais, com fornecimento a partir de fontes alternativas de energia, o que também dificulta a gestão deles no mercado, assim dadas essas diferenças, a classe de consumidores dessa categoria será detalhada, com uma atenção especial às fontes de energia incentivadas, objetos desse tipo de contratação no mercado.

**Tabela 2.9:** Consumo por região e nível de tensão

	2006	2007	2008	2009	2010	Varição Percentual (2010/09)	Participação Percentual (2010)
<b>Total</b>	163.180	174.368	175.833	161.797	179.478	10,9%	100,0%
<b>A - alta tensão</b>	158.718	153.190	171.068	157.077	174.495	11,1%	97,2%
<b>A-1 (230 kV ou mais)</b>	40.987	28.134	27.732	41.912	44.400	5,9%	24,7%
<b>A-2 (88 kV a 138 kV)</b>	54.263	58.155	56.646	49.509	58.049	17,2%	32,3%
<b>A-3 (69 kV)</b>	11.313	12.047	29.693	12.063	13.328	10,5%	7,4%
<b>A-3a (30 kV a 44 kV)</b>	3.168	3.784	3.574	3.322	3.590	8,1%	2,0%
<b>A-4 (2,3 kV a 25 kV)</b>	48.952	51.037	53.390	50.228	55.095	9,7%	30,7%
<b>A-S (menor que 13,8 kV)</b>	35	33	33	43	33	-23,3%	0,0%
<b>B - baixa tensão</b>	4.462	21.178	4.765	4.720	4.983	5,6%	2,8%

Fonte: modificado de (CCEE b, 2011)

---

### 2.4.3 Fontes Incentivadas

A comercialização de energia incentivada conforme dito anteriormente é realizada entre unidade consumidora cuja carga seja igual ou superior a 500 kW, e empreendimentos de geração que utilizem fontes alternativas de energia.

As fontes incentivadas são classificadas pela ANEEL conforme listado a seguir:

- Pequenas Centrais Hidrelétricas, com potência instalada entre 1.000 kW e 30.000 kW;
- Empreendimentos com potência instalada até 1.000 (mil) kW;
- Empreendimento de fonte solar, eólica, ou biomassa, com potencia instalada injetada na linha de distribuição e/ou transmissão de até 30.000 (trinta mil) kW.

A denominação Energia Incentivada, estipulada pela legislação da ANEEL, faz referência a essas fontes com redução de tarifa, sobre a parcela de demanda contratada, aplicadas na TUSD e TUST, com valores de 50% ou de 100% de desconto.

Para o agente consumidor livre que possui cargas convencionais e especiais concomitantemente, é necessário separar essas cargas em agentes vinculados separados na CCEE, pois somente o montante referente à aquisição de energia incentivada pelo consumidor livre que é beneficiário de descontos nas tarifas, proporcionalmente às parcelas contratadas dos fornecedores. A Equação (1) mostra o desconto final para um consumidor constituído pela média ponderada das diferentes energias contratadas.

$$\begin{aligned} \text{Desconto Final do Consumidor} &= \\ &= \frac{\text{Contrato 1} * \text{Desconto 1} + \text{Contrato 2} * \text{Desconto 2} + \dots}{\text{Maior valor entre o total de contratos do mês e o consumo total do mês}} \end{aligned} \quad (1)$$

Ressalta-se que no caso de consumidor especial, que optou por adquirir parte ou a totalidade do respectivo consumo de energia por meio da comercialização de energia incentivada, o mesmo poderá voltar a ser atendido plenamente pela respectiva concessionária de distribuição, desde que manifeste formalmente essa opção com antecedência de 180 (cento e oitenta) dias, em relação à data do início do fornecimento, sendo que esse prazo pode ser reduzido a critério da concessionária (CCEE b, 2011).

Os incentivos governamentais são fundamentais para ampliação do setor como exemplo, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), e os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a para tornarem mais atrativo o mercado em busca de investimentos públicos e privados.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), conforme descrito no Decreto nº 5.025, de 2004, foi instituído para aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Foi estabelecido pelo MME que o valor pago pela energia elétrica adquirida, além dos custos administrativos, financeiros e encargos tributários incorridos pela Eletrobrás na contratação desses

---

empreendimentos, fossem rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo SIN, com exceção dos consumidores de baixa renda (consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês).

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) criada em abril de 2002, gerida pela Eletrobrás, busca promover o desenvolvimento energético dos estados, projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, programa de subvenção aos consumidores de baixa renda e expansão da malha de gás natural para o atendimento dos estados que ainda não possuem rede canalizada. A CDE também é utilizada para garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (MME, 2011).

#### **2.4.4 Opções de Fornecimento para o Consumidor Livre**

A escolha contratual de opção de fonte de fornecimento por parte do consumidor se dá apenas no ACL ou como autoprodução/cogeração visto que no ACR, o fornecimento é responsabilidade da distribuidora local, e suas fontes dependem dos contratos vigentes.

O consumidor que utiliza autoprodução e/ou co-geração optam por essa decisão em razão: do preço quando a energia tem valor significativo na composição do custo total de produção; da garantia e da qualidade de suprimento, no caso de unidades que trabalhem 24 horas por dia e a qualidade do suprimento resulta em perda do processo produtivo, pois são sensíveis a interrupções; e do processo de produção ser fortemente sazonal, dentre outros aspectos.

Fisicamente o consumidor, seja no ACL ou no ACR, tem seu fornecimento suprido pelas fontes de geração localizadas mais próximas de sua região, assim são assinados contratos de conexão e uso do sistema regulado, além do contrato de energia com o fornecedor. No caso de déficit do submercado consumidor, a energia consumida chega por meio da transmissão de outras regiões mais favoráveis, e a responsabilidade pelo atendimento é da distribuidora local.

O consumidor livre pode adquirir energia por comercializadoras, geradores do mercado, autoprodução ou como produtor independente (PIE). Atualmente, o consumidor têm as seguintes fontes de energia disponíveis para contratar no ACL: eólica, de pequenas centrais hidrelétricas, de usinas hidrelétricas ou de usinas térmicas. Como a energia de fontes incentivadas é geralmente mais cara que a das tradicionais, a viabilidade das fontes incentivadas é obtida com a redução da tarifa autorizada pelo governo, que torna a energia incentivada atrativa.

O desconto comentado anteriormente, vale tanto para a geração quanto para o consumo e o governo estipulou que ele é aplicável às parcelas classificadas como: fio A, fio B, encargos de serviços de distribuição e perdas técnicas. Essas parcelas serão detalhadas mais a frente na seção 2.5.3 de componentes das tarifas (ANEEL b, 2011).

O consumidor que pretende migrar para o ACL deve estar adimplente com os pagamentos com a distribuidora local, bem como respeitar os prazos contratuais e as regras estabelecidas no mercado. Como já dito anteriormente é fundamental que seja

---

realizada uma análise de viabilidade técnica e financeira, ou por gestão própria ou por serviços de comercializadoras e/ou consultores do setor, para que seja identificada a possibilidade de migração, e principalmente levantados os riscos e suas vantagens de mercado. Este trabalho busca contribuir exatamente para essa gestão e para entendimento dessa dinâmica do setor pelo consumidor.

## **2.5 Formação dos Preços de Mercado**

Em continuidade do estudo do problema da comercialização por parte do consumidor, esse capítulo busca esclarecer as variações financeiras entre as opções de contratação, com a apresentação da formação do preço e das tarifas dos ambientes de mercado.

O preço é resultado da lei da oferta e da procura do bem ou do serviço, e deve refletir os custos da entrega do produto, e também incentivar a expansão do sistema. Para a formação de preços do mercado de energia elétrica é necessário que se conheça a dinâmica do planejamento e da operação do SIN, e o planejador deve buscar ferramentas para obter a expansão a um mínimo custo (CCEE b, 2011).

O planejamento compreende modelos de estudo com horizontes de longo, médio e curto prazo. Assim, para realizar suas previsões são relacionados, por esses diferentes períodos, os impactos e as suas variáveis de expansão e também de operação do sistema. O objetivo é refletir não somente o comportamento do mercado atual, mas também a tendência dos valores futuros.

No planejamento da expansão, os estudos indicam os novos empreendimentos para licitação conforme período de estudo, e visam à modicidade tarifária adicionada à confiabilidade do sistema. E, no planejamento da operação eles são divididos em problemas menores para definir as metas de geração por usina, em intervalos que podem ser diários, semanais e mensais (SILVA, 2001).

As variáveis de entrada dos modelos para a simulação dos preços são obtidas pelo PDE. No horizonte decenal é levada em consideração a entrada de novas usinas, os contratos negociados (contratos antigos, negociações dos leilões, etc.), contratos da Itaipu Binacional, etc. Já, nas simulações da operação de curto prazo, que consideram de um a três anos, os valores que sobram de energia são contabilizados pelo PLD, o qual reflete o custo da operação mensal do sistema (CCEE b, 2011).

No planejamento de médio e de longo prazo, analisam-se ainda os leilões de energia para o cálculo de um valor de referência, que tem como objetivo regular o repasse para os consumidores finais, mediante tarifas reguladas pela ANEEL (Decreto 5.163/2004). A tendência do comportamento dos preços reflete diretamente a composição das tarifas das distribuidoras. Os consumidores conectados à rede do SIN pagam mensalmente essa tarifa pelo fornecimento de sua energia elétrica que é regulada pela ANEEL.

O preço da energia é definido com base no custo marginal de operação (CMO), que é o preço calculado da geração de uma unidade incremental de energia para atender

---

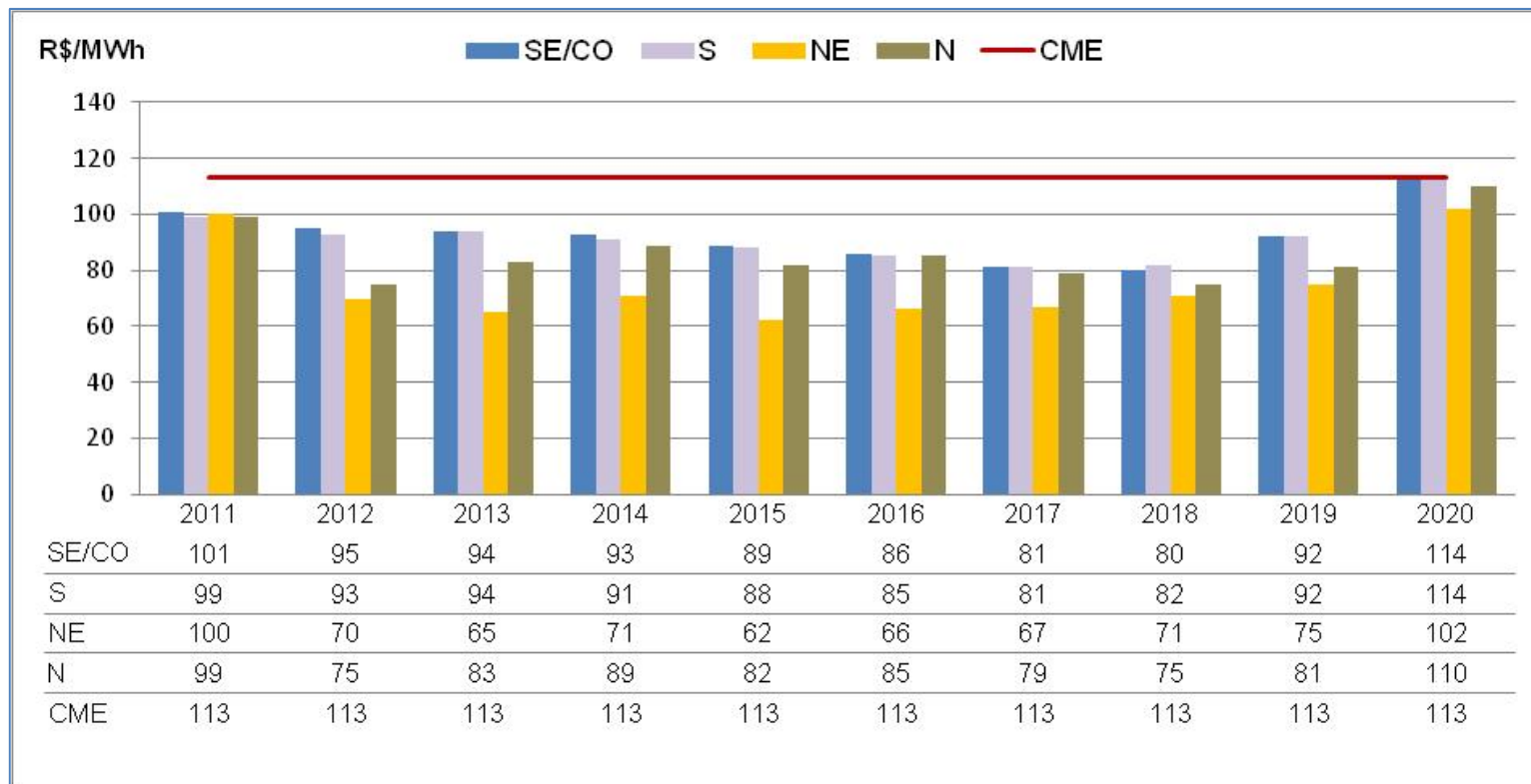
a uma possível necessidade de carga adicional. Devido à predominância hidráulica do parque gerador no modelo brasileiro, é adotado o despacho centralizado pelo ONS, que decide o montante a ser despachado pelas usinas do SIN, conforme cadeia dos modelos de otimização, para melhor utilização dos reservatórios. Também são consideradas no despacho as restrições de transmissão internas e entre os submercados para atendimento da demanda.

A Figura 2.21 apresenta o comportamento estimado pelo PDE de 2011 dos CMOs, dados em R\$/MWh, por submercado. A expansão planejada para atender o critério econômico faz oscilar os preços médios ao longo dos anos, ficando relativamente abaixo do valor limite de R\$113 /MWh, definido como custo marginal da expansão (CME) pela EPE, em razão das entradas das motorizações das usinas planejadas no período.

A CCEE calcula, posteriormente ao cálculo do CMO, os valores do PLD para cada submercado como se cada um fosse um reservatório único, assim, suas restrições de intercâmbio internas não são consideradas. Isso faz com que exista diferença entre o despacho de operação calculado pelo ONS e o calculado economicamente pela CCEE.

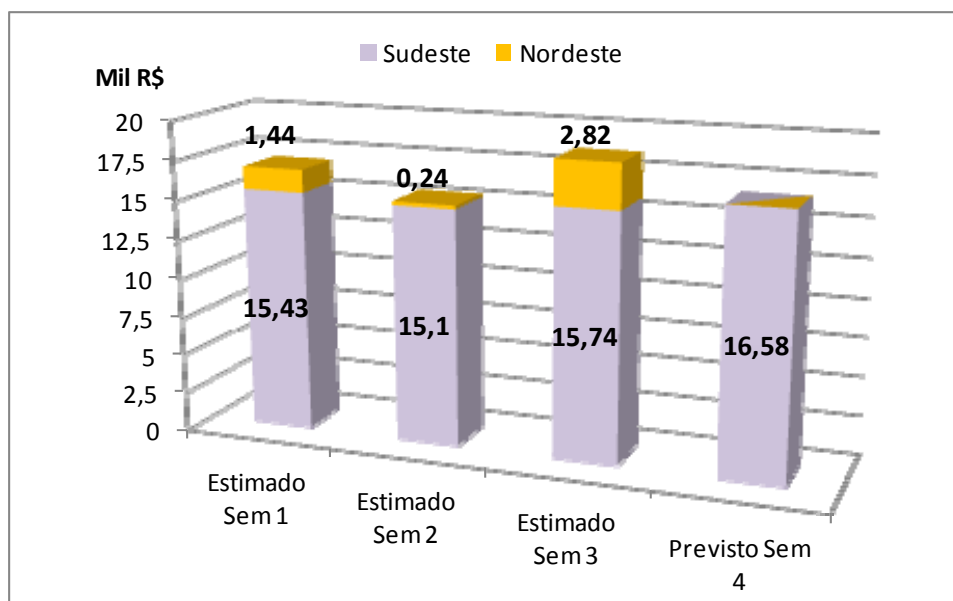
Portanto é possível que usinas sejam despachadas de forma diferente pelo ONS, e essa possível diferença não prevista pela CCEE, considerada como restrições de operação, será paga pelos agentes através do encargo de serviços do sistema (ESS), destinado às usinas afetadas, além de também cobrir outras possíveis alterações de configuração na operação do sistema.

A Figura 2.22 apresenta a projeção da CCEE dos valores de ESS do submercado sudeste e nordeste para o mês de janeiro de 2012, obtidos a partir das informações disponibilizadas diariamente pelo ONS.



**Figura 2.21:** Custo marginal de operação

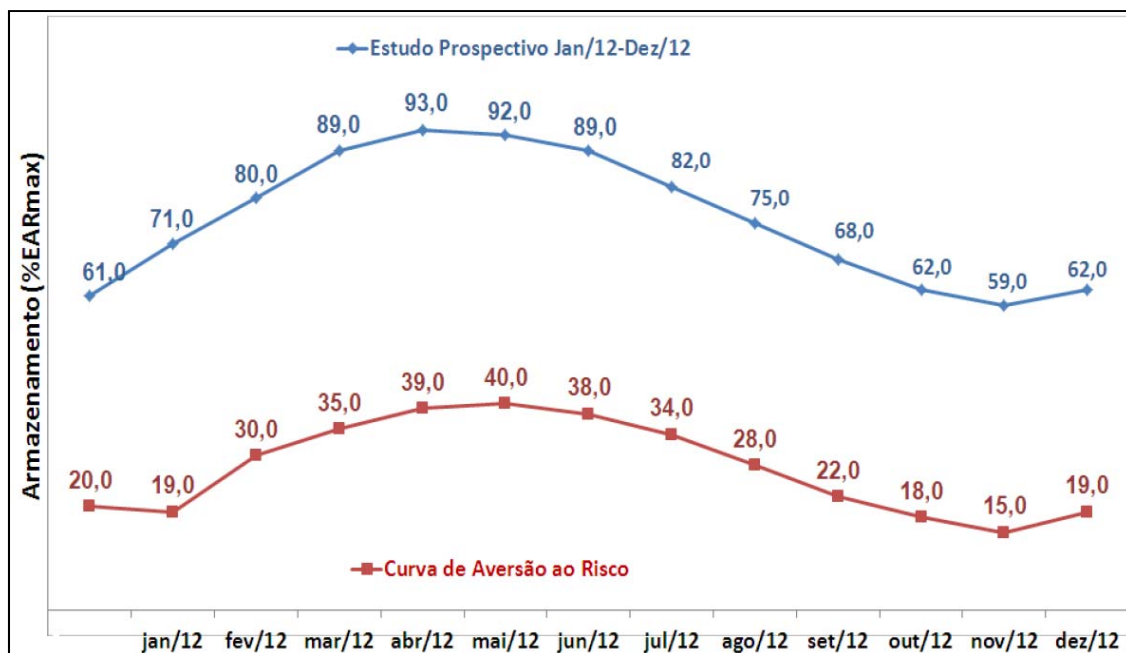
Fonte: dados de (EPE b, 2011)



**Figura 2.22:** Estimativa do ESS Jan/12  
 Fonte: modificado de (CCEE b, 2011)

Foi estabelecido pela câmara de gestão da crise de energia elétrica, após o racionamento sofrido pelo setor em 2001, critérios e diretrizes para a política de operação energética, e também para o despacho de geração termelétrica nos programas mensais de operação realizados pelo ONS e de formação dos preços de energia para segurança do abastecimento.

Uma dessas diretrizes é a Curva de Aversão ao Risco (CAR) adotada a partir do início de 2002, dada em percentagem de energia armazenada do submercado em dois anos, para segurança no atendimento à demanda do mercado. Ela foi adotada nos programas computacionais de forma que eventuais ultrapassagens de despacho sejam penalizadas para o atendimento das condições energéticas. A Figura 2.23 mostra um exemplo da CAR para o sudeste/centro-oeste.



**Figura 2.23: CAR SE/CO**

Fonte: modificado de (ONS b, 2011)

Dessa forma foi também estabelecido pelo governo que o custo variável unitário de uma usina termelétrica (CVU) despachada em razão de evitar ultrapassagem da CAR não será utilizado para determinação do PLD.

Assim, esse custo adicional dado pela diferença do CVU e do PLD deverá ser rateado pelos agentes proporcional à energia contabilizada no último ano pela CCEE. A CAR é um mecanismo que define o nível mínimo de armazenamento de água dos reservatórios para produção de energia para atendimento da demanda do SIN.

### 2.5.1 Preço de Liquidação de Diferenças - PLD

O PLD será definido nesse item separadamente em razão de sua fundamentação ser essencial para estudo da formação dos preços do mercado. O PLD é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no mercado de curto prazo.

Para a obtenção do PLD são utilizados pela CCEE e pelo ONS, modelos computacionais (NEWAVE, DECOMP), desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), que informam a função custo futuro de energia para o período simulado. O PLD é calculado antecipadamente e, com periodicidade semanal e divulgado separadamente por submercados: Sul, Sudeste, Norte ou Nordeste.

Os modelos matemáticos para o cálculo do PLD têm o objetivo principal de encontrar a solução ótima que equilibra o benefício do uso da água no presente e o benefício futuro de seu armazenamento. Assim, utilizar ao máximo a energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa econômica imediata que minimiza os custos de combustível. Mas isso pode trazer riscos de déficits futuros, visto que a confiabilidade de fornecimento é obtida pelo nível dos reservatórios.

---

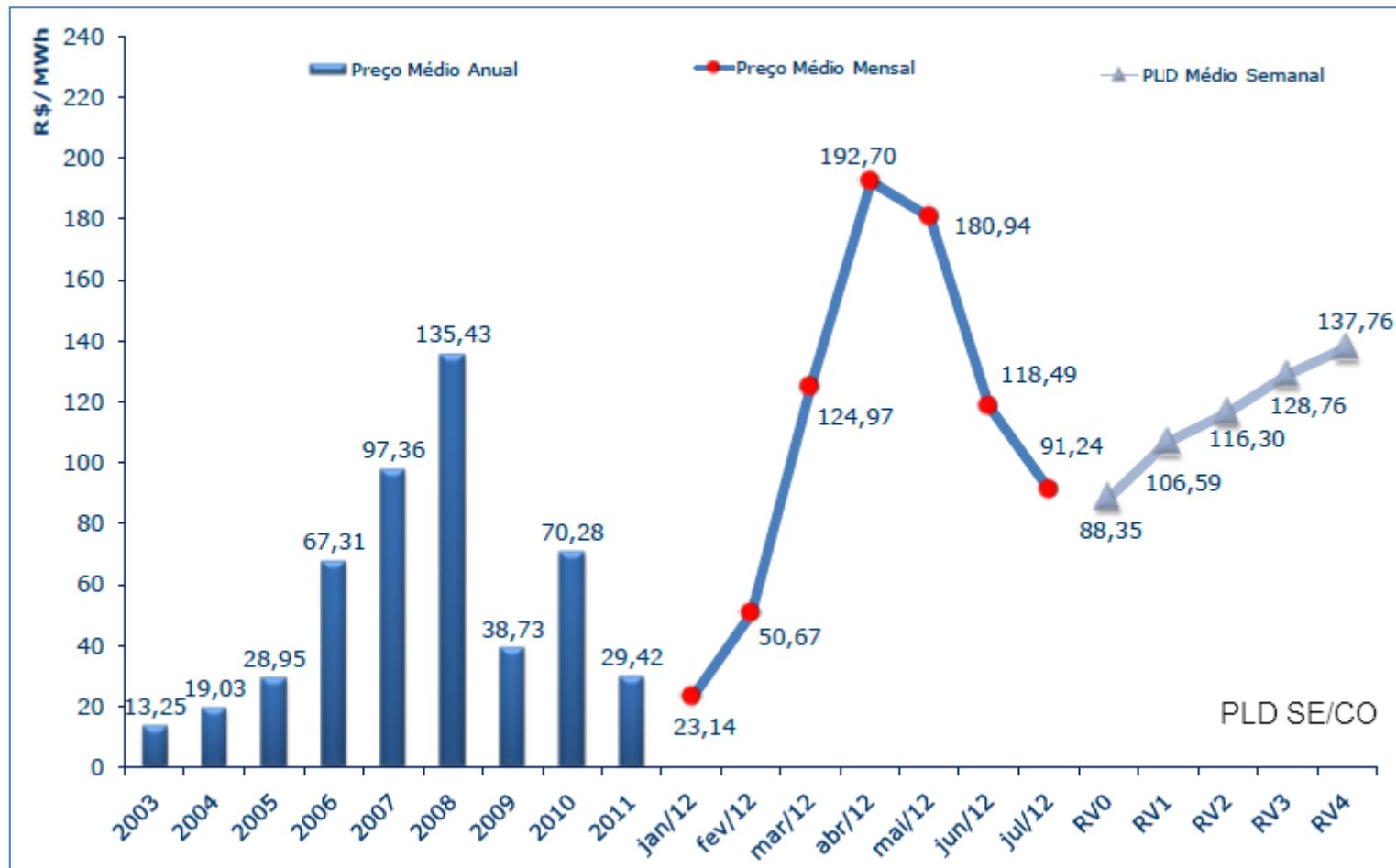
Portanto, com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, é obtido o despacho de geração considerado ótimo no período em estudo.

Assim deve ser definido o valor de geração hidráulica e de geração térmica para cada submercado, que se equilibrem também ao menor custo e ao melhor atendimento da carga com segurança do sistema.

Esse resultado gera o Custo Marginal de Operação (CMO), e com base nele que é gerado o PLD, determinado semanalmente para cada patamar de carga, limitado por um preço máximo e mínimo vigente, para cada submercado.

No cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes, de forma que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, assim o preço seja único dentro de cada submercado. O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real, considerando-se os valores declarados de geração e o consumo previsto (CCEE b, 2011).

Na Figura 2.24 observa-se a evolução do PLD para o SE/CO, dado em R\$/MWh, divulgada pelo informativo mensal da CCEE em 2012.



**Figura 2.24:** Comportamento do PLD do SE/CO

Fonte: modificado de (CCEE e, 2012)

---

## 2.5.2 Formação de Preços no Ambiente de Contratação Livre

A formação dos preços no ACL varia em função da oferta de energia e da demanda por contratos de compra de energia, e o preço no ACL é impactado diretamente, com reduções ou com aumentos, pelos valores praticados conforme prazos de duração, flexibilidades e tendências de mercado.

Os contratos de longo prazo são influenciados pelos custos calculados para expansão do setor, conhecido como custo marginal de expansão (CME), e refletem o equilíbrio entre a oferta e demanda projetada do SIN, portanto eles são mais conservadores e geralmente são negociados com prazos acima de 02 anos podendo chegar até 10 anos. Vale lembrar que os preços praticados no ACL são confidenciais e essas informações são fundamentadas por divulgações de analistas do setor e de dados divulgados em sites como Canal Energia, BRIX, Energia Direta (ED), entre outros.

As negociações de médio prazo também são influenciadas pelas informações do PDE e valores de CME, mas aqui já são considerados os comportamentos dos preços praticados nos leilões que estimam os valores regulados futuros, dos CMOs e PLDs praticados resultantes da operação mensal, com prazos que variam de 06 meses a 02 anos. E por fim, os contratos considerados de curto prazo sofrem grande impacto dos preços mês a mês e estão vinculados aos valores de PLD dos últimos meses, podendo ser negociados de 1 a 6 meses.

Assim, tanto no médio quanto no longo prazo são considerados como principal referência dos preços praticados no ACL, os valores das tarifas das distribuidoras calculados individualmente para cada consumidor. Portanto, a tarifa média do ACR se torna um balizador de preços para o ACL, mesmo porque os consumidores buscam esse ambiente fundamentalmente pela economia gerada. Muito do que se observa também na negociação de curto prazo com pequenos montantes de energia é a contratação valorada a uma proporção sobre o PLD do submercado. Como exemplo, uma venda de 0,5 MW médios a um preço de PLD do sul adicionado a 15%, ou seja, o preço será de 115% do valor do PLD, a ser entregue no mesmo submercado.

Os volumes negociados no ACR ainda são representantes da maior parcela do mercado, e sua tarifa média pode ser considerada como limite de preço da oportunidade do ACL, mas esse ambiente apesar de menor montante contratado movimentava grandes valores e representa muito investimento no mercado atual. Vale observar que os leilões podem impactar os preços conforme sua categoria, se praticados no ano de ajuste (A-0) ou do próximo ano (A-1) podem impactar ainda o mercado de curto prazo até médio prazo, e assim por diante.

Na Tabela 2.10 é apresentada a tarifa média por classe de consumo, divulgada pela EPE em 2011, referente aos valores regulados pela ANEEL no período. Esses dados ilustram a grande diferença entre as tarifas por segmento do perfil consumidor.

De forma a dar uma ideia das variações das fontes gerais do mercado, a Figura 2.25 ilustra um comparativo de custos de produção de energia elétrica divulgado também pelo Atlas da ANEEL em 2009. Nele pode ser visto que o preço mais atrativo estava, em torno de 2008, nas fontes de PCH e Biomassa a bagaço de cana. Atualmente

---

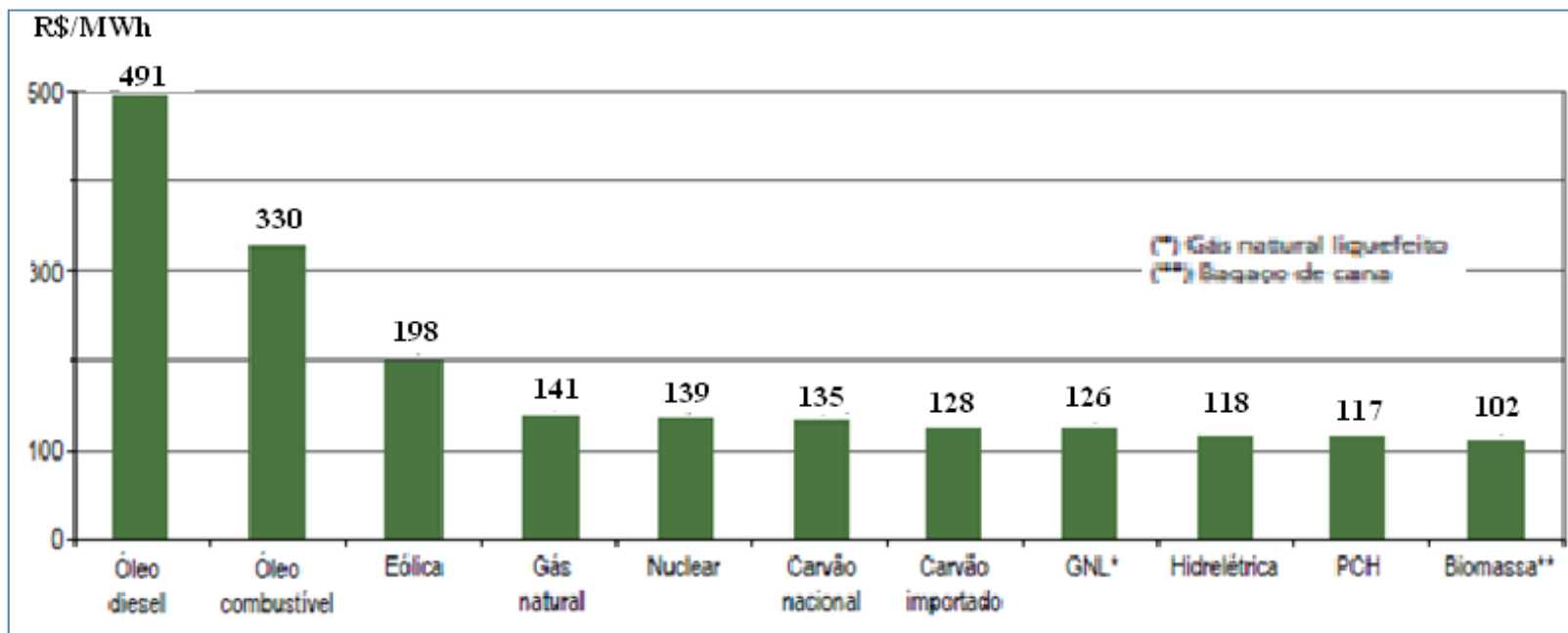
esses valores mudaram em função dos leilões do ACR, e da ampliação de fontes eólicas, mas a figura serve para observar a proporção dos custos de construção das fontes nesse período.

No ano de 2011 as fontes eólicas tiveram seu custo reduzido, dentre outros motivos, em razão da entrada de fornecedores chineses de turbinas no Brasil com preços mais baratos, que fizeram com que o preço de energia ofertado nos últimos leilões estivesse abaixo dos valores de fonte hidráulica, como já foi comentado anteriormente (CANAL a, 2011).

Também, conforme divulgado no livro de (TOLMASQUIM, 2011), embora o aspecto de preço da energia fosse relevante para contratação de fonte eólica nos leilões de energia nova (ano de 2007), uma análise mais profunda dos projetos de geração mostrou certo desconhecimento ainda sobre a variabilidade do vento ao longo do ano e da vida útil do projeto, que dificultou os financiamentos.

Foram então realizados estudos pela EPE sobre a fonte eólica que sugeriram uma nova forma de contratação que mitigasse os riscos do empreendedor, sem onerar o consumidor. Houve empenho do governo para essa ampliação comprovado com a isenção de cobrança do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) para os aerogeradores (principal equipamento do conjunto eólico). Também, vários dos projetos foram incluídos no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), de modo a suspender (por 5 anos) as contribuições do programa de integração social e da contribuição para financiamento da seguridade social (PIS e COFINS) sobre os equipamentos desses parques eólicos.

Os contratos firmados nos leilões de energia de reserva de fonte eólica foram adaptados e passaram a ser de 20 anos além de terem cláusulas específicas para controle da energia produzida ao longo do tempo. Foi realizado o leilão regulado em dezembro o ano de 2009 que contratou 1.806MW de 71 empreendimentos de fonte eólica, maioria na região nordeste, com início de fornecimento previsto para 2012. Além desses fatores, também contribuíram para a redução dos preços das fontes eólicas a valorização do real à moeda americana, a crise do mercado internacional que reduziu esse mercado nos países desenvolvidos e a qualidade dos projetos com alto fator de capacidade de produção de energia (TOLMASQUIM, 2011).



**Figura 2.25:** Custo de produção  
 Fonte: modificado de (ATLAS ANEEL, 2008)

**Tabela 2.10:** Comparativo das tarifas médias do ACR

	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>Varição Percentual (2010/09)</b>
<b>Residencial</b>	299,91	297,98	282,02	293,48	300,14	2,3%
<b>Industrial</b>	215,60	224,55	216,41	230,31	236,58	2,7%
<b>Comercial</b>	287,37	286,11	273,26	281,96	286,97	1,8%
<b>Rural</b>	185,61	187,29	178,95	189,48	198,22	4,6%
<b>Poder Público</b>	306,25	307,57	296,09	308,11	311,51	1,1%
<b>Iluminação Pública</b>	167,17	166,78	158,66	163,66	166,79	1,9%
<b>Serviço Público</b>	193,43	200,28	195,07	204,58	207,13	1,2%
<b>Consumo Próprio</b>	301,29	299,52	276,33	296,14	305,04	3,0%

Fonte: ANEEL (sistema de apoio à decisão - SAD: atualizado em 9/5/2011)

Fonte: modificado de (EPE b, 2011)

---

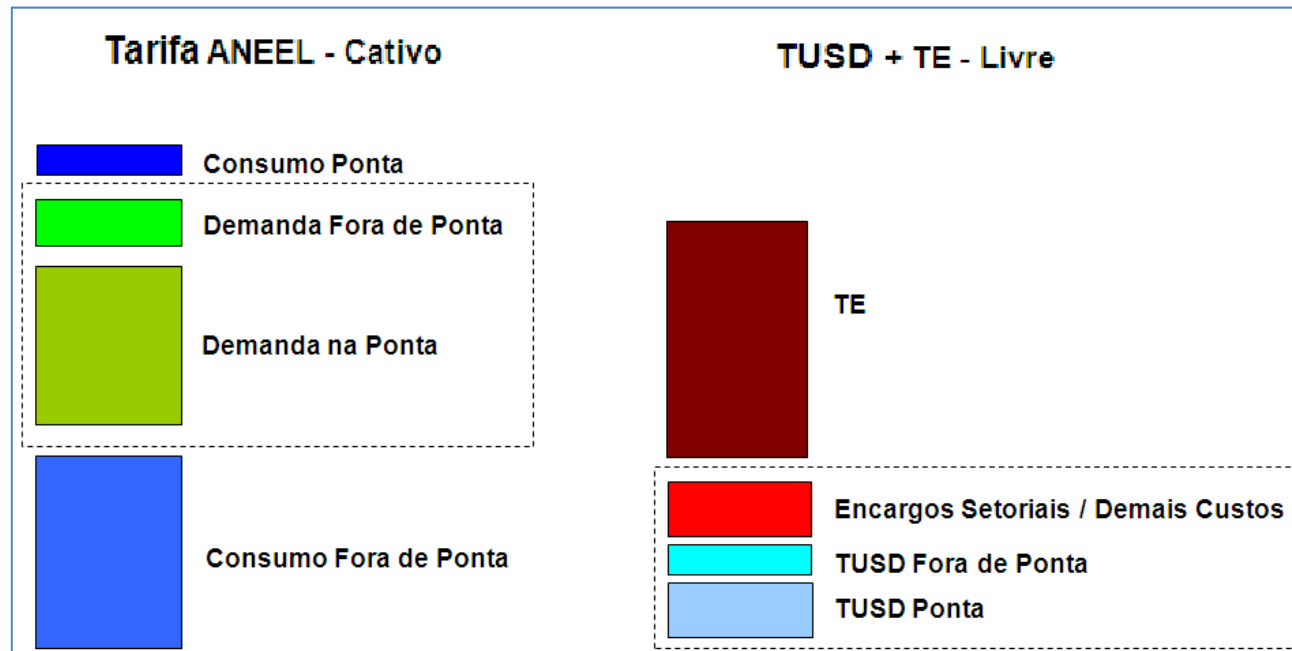
Deve-se ressaltar que os preços praticados no ambiente livre são influenciados pelos do ACR e dependem fundamentalmente para sua formação dos prazos de início e duração de fornecimento, das características de sazonalização (divisão dos montantes por mês), modulação (volume de energia em montantes horários) e flexibilidades de montantes (aplicada em porcentagem sobre os valores contratados mensais), bem como do tipo da energia contratada e da data de assinatura do contrato. Assim, quanto maior for a quantidade de variações e das particularidades do fornecimento, a tendência é que os preços sejam mais caros.

Neste trabalho, como o objetivo é elaborar uma nova técnica e aplicá-la ao sistema de comercialização, não serão utilizados dados de preços de ACL reais visto que são sigilosos. Assim, os valores utilizados nas análises serão relativos à pesquisa sobre os preços públicos, e também, conforme fundamentação teórica de sua formação detalhada na seção 2.5. Os valores podem variar conforme suas características gerais de tipo de fonte de energia, custo de construção, oferta e demanda do mercado e demais detalhes de contrato.

Conforme dito anteriormente, as diferenças dos ambientes de mercado podem ser verificadas quando comparadas as faturas finais de energia. Assim, a tarifa regulada é resultado da soma de parcelas cobradas sobre a demanda contratada e sobre o consumo efetivamente realizado. No ambiente livre esse mesmo conceito é aplicado para as parcelas que continuam sendo pagas para a distribuidora, relativas ao uso do sistema de transmissão e distribuição.

A Figura 2.26 mostra a variação econômica atual entre os ambientes, sendo a variável “TE” considerada como preço da energia no mercado livre. Ou seja, no “Cativo” o consumidor paga a somatória dos custos de demanda e consumo no período. No “Livre” ele paga para a distribuidora a somatória dos encargos com a tarifa de uso do sistema de distribuição e transmissão, custos como agente do ACL, e paga outra conta da energia consumida para outro fornecedor. No item a seguir, relativo a tarifas, essas variáveis serão detalhadas.

A Tabela 2.11 apresenta os dados históricos divulgados pelo Anuário Estatístico da EPE em 2011 com os preços de PLD e tarifas médias das distribuidoras por subsistemas. Também pelos dados é possível observar a variação tarifária entre os valores do ano 2009 para 2010, e que as tarifas médias reguladas do sul do país ainda estão menores que as demais distribuidoras.



**Figura 2.26:** Comparativo entre os custos do ACR e do ACL

**Tabela 2.11:** Preços e tarifas de energia

PLD (R\$/MWh)						
Subsistema	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Norte	19,20	45,23	204,93	96,97	16,31	71,62
Nordeste	18,40	17,58	204,93	96,97	16,31	68,69
Sudeste / Centro-Oeste	19,20	58,75	204,93	96,97	16,31	71,62
Sul	19,19	59,18	204,93	96,93	16,31	71,62
<b>Nota: Valor médio de PLD referente ao mês de dezembro de cada ano, para cada subsistema.</b>						
Tarifa Média (R\$/MWh)						
Subsistema	2006	2007	2008	2009	2010	Varição Percentual
Norte	264,50	262,48	266,98	290,91	280,91	-3,4%
Nordeste	254,76	261,31	253,01	257,45	263,57	2,4%
Sudeste	269,46	273,00	254,78	271,29	275,47	1,5%
Sul	227,31	226,37	225,92	234,76	250,16	6,6%
Centro-Oeste	268,29	263,21	243,99	250,63	256,07	2,2%
<b>Fonte: ANEEL (sistema de apoio à decisão - SAD: atualizado em 9/5/2011)</b>						

Fonte: Modificado de (EPE b, 2011)

---

### 2.5.3 Tarifas da Distribuidora

As distribuidoras emitem faturas mensais com a quantidade de energia elétrica consumida. A representação da sua composição é dada pela somatória do resultado da multiplicação do volume (kWh) consumido, pela tarifa (R\$), adicionado aos encargos do setor elétrico e aos tributos (ANEEL b, 2011). A Resolução nº 166 de 2005 estabelece as disposições relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE).

Os consumidores no ACR pagam uma “fatura” composta pela tarifa de energia (TE) e pela tarifa de uso do sistema de transmissão e distribuição (TUST/TUSD). Essa fatura de energia é composta pelos custos de transmissão, de distribuição, da compra de energia, dos encargos e dos tributos. Ou seja, o valor a ser pago pelo consumidor para a fornecedora corresponde à soma das componentes tarifárias.

Na Figura 2.27 pode ser observada a variação do custo médio por concessionária distribuidora, divulgado na terceira edição do Atlas da ANEEL em 2009, com o objetivo de esclarecer para o consumidor que o custo de energia dado em R\$/MWh é diferenciado por concessionária. No gráfico as cores mais escuras referem-se às tarifas mais caras e vão sendo reduzidas na medida em que estão mais claras as cores.

Algumas das definições básicas referentes às componentes das tarifas de energia e suas variáveis estão disponíveis no ANEXO 2, de forma a deixar esse item com o texto mais claro e melhor estruturado para entendimento do assunto.

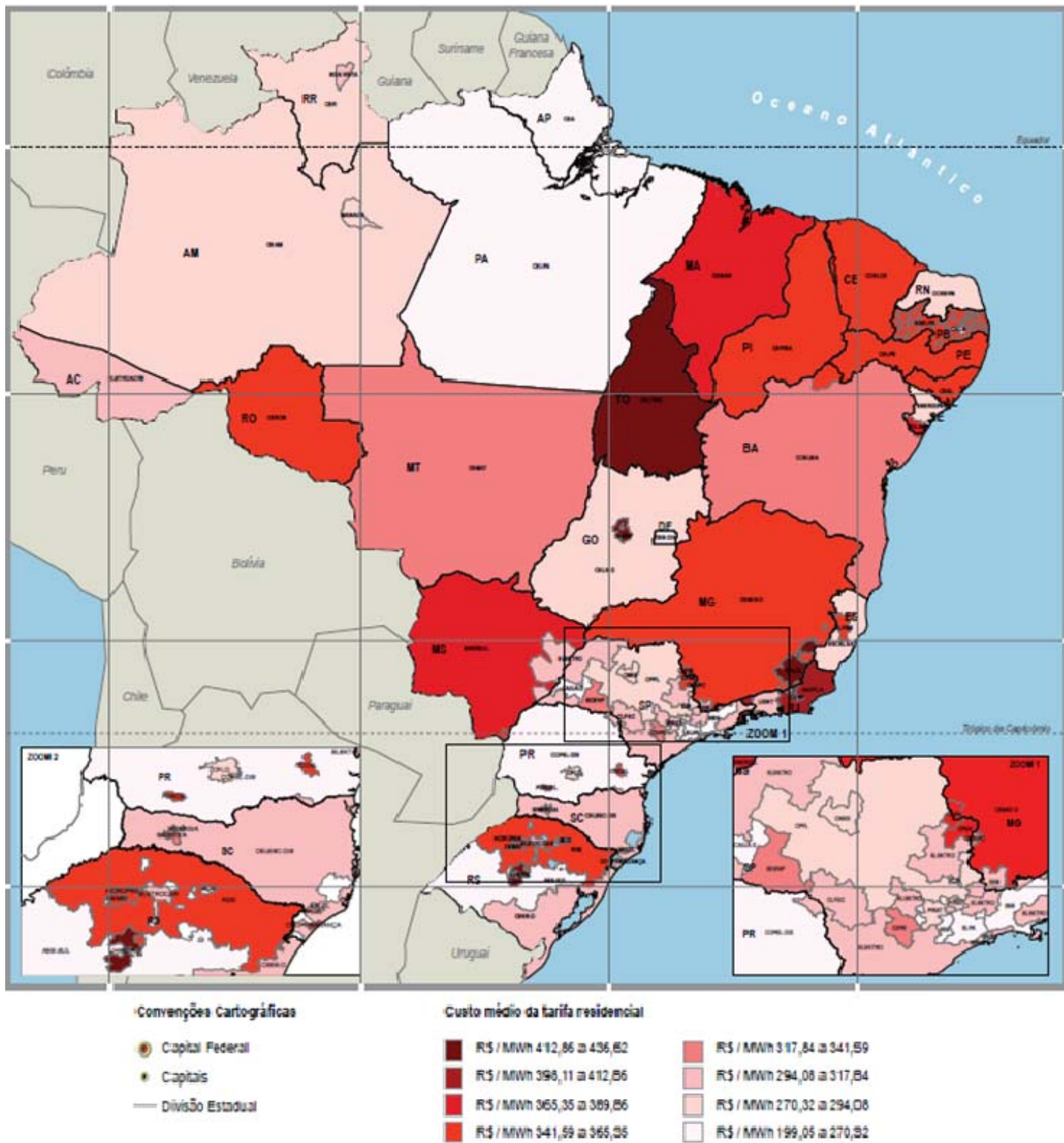
As tarifas reguladas são classificadas por classes de tensão e quanto maior o valor do nível de tensão conectada, dado na unidade de quilo-volt (kV), menor será sua tarifa, visto que não é necessário grande investimento em equipamentos para seu fornecimento, conseqüentemente as classes de baixa tensão possuem a tarifa mais cara em razão de sua necessidade de transformação para suprimento. A Tabela 2.12 mostra um histórico da tarifa média do SIN divulgada pela ANEEL, e classificada por nível de tensão.

**Tabela 2.12:** Tarifa média por nível de tensão

<b>Tarifa Média por Tensão (R\$/MWh)</b>						
	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>Variação Percentual (2010/09)</b>
<b>A-1 (230 kV ou mais)</b>	135,18	135,85	141,03	149,75	148,72	-0,7%
<b>A-2 (88 kV a 138 kV)</b>	174,39	199,43	185,48	194,16	201,07	3,6%
<b>A-3 (69 kV)</b>	166,98	187,11	183,10	192,07	199,31	3,8%
<b>A-3a (30 kV a 44 kV)</b>	192,64	194,22	186,96	197,24	202,33	2,6%
<b>A-4 (2,3 kV a 25 kV)</b>	222,35	228,54	224,01	240,40	245,28	2,0%
<b>AS (menor que 13,8 kV)</b>	290,03	284,86	269,92	274,43	275,57	0,4%
<b>BT</b>	288,99	287,67	272,02	281,55	287,46	2,1%

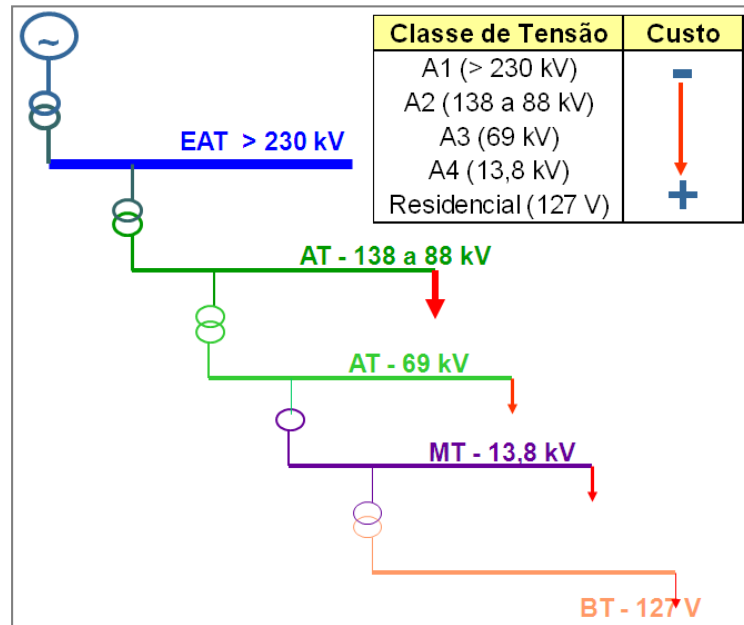
Fonte: ANEEL

Fonte: modificado de anuário estatístico de energia 2011 (EPE b, 2011)

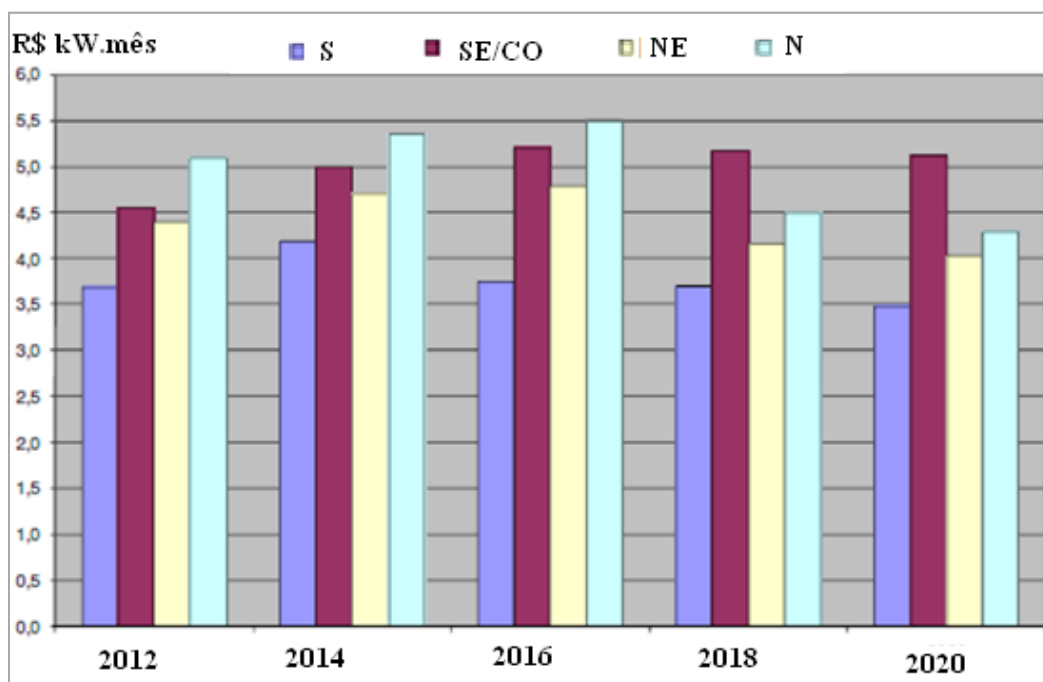


**Figura 2.27:** Tarifas do ACR  
 Fonte: modificado de (ATLAS ANEEL, 2011)

A Figura 2.28 representa a classificação das classes de tensão tarifária relacionadas aos custos, ou seja, o custo é menor quanto maior for sua tensão conectada. A Figura 2.29 mostra a estimativa realizada pela EPE no PDE 2020 com a evolução da tarifa média de geração (TUST) nos submercados, que mostra um benefício para os geradores visto que os custos previstos poderão ser menores viabilizando assim mais investimentos no setor.



**Figura 2.28:** Comparativo das classes de tensão  
 Fonte: dados de (ONS b, 2011)



**Figura 2.29:** Tarifa - TUST médio de geração  
 Fonte: modificado de (EPE b, 2011)

As opções de faturamento por parte das distribuidoras são classificadas por subgrupos tarifários conforme montantes de energia contratados. A Tabela 2.13 mostra essa variação e suas características horo-sazonais (Tarifa Azul ou Verde) dadas também as possíveis opções de contrato no ambiente livre ou no cativo.

**Tabela 2.13:** Opções de faturamento do grupo A

Subgrupo Tarifário	Tensão	Demanda Contratada	Opção de Contrato
A1	maior ou igual a 230kV	DC < 3MW	Cativo: azul ou Livre: Incentivada
		DC ≥ 3MW	Cativo: azul ou Livre
A2	maior ou igual a 88kV e menor ou igual a 138kV	DC < 3MW	Cativo: azul ou Livre: Incentivada
		DC ≥ 3MW	Cativo: azul ou Livre
A3	igual a 69kV	DC < 3MW	Cativo: azul ou Livre: Incentivada
		DC ≥ 3MW	Cativo: azul ou Livre
A3a	maior ou igual a 30kV e menor ou igual a 44kV	DC < 3MW	Cativo: azul / verde / convencional
		DC ≥ 3MW	Cativo: azul / verde
		DC ≥ 500kW	Cativo: azul / verde ou Livre: Incentivada
		DC ≥ 3MW conectado após 07/08/1995	Cativo: azul / verde ou Livre
A4	maior ou igual a 2,3kV e menor ou igual a 25kV	$30kW \leq V < 300kW$	Cativo: azul / verde / convencional
		$300kW \leq V < 500kW$	Cativo: azul / verde
		DC ≥ 500kW	Cativo: azul / verde ou Livre: Incentivada
		DC ≥ 3MW conectado após 07/08/1995	Cativo: azul / verde ou Livre

Fonte: Modificado de (FLOREZI, 2009)

Uma nova técnica da estrutura tarifária, dentre outras considerações, foi aprovada pela ANEEL como resultado da Audiência Pública n.º 120/2010 (ANEEL) referente ao Módulo de Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição, e aos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) que tem caráter normativo e que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários, são tratados na Resolução Normativa n.º 435, de 24 de maio de 2011. Foram definidas mudanças a partir do ano 2014, sobre as modalidades tarifárias, mas desde 2012 essas mudanças já estão sendo analisadas e testadas pelas empresas distribuidoras. Assim haverá também uma modalidade nova denominada de tarifa branca, aplicada em baixa tensão, com diferenciação de ponta, intermediária e fora de ponta, dada em R\$/MWh.

---

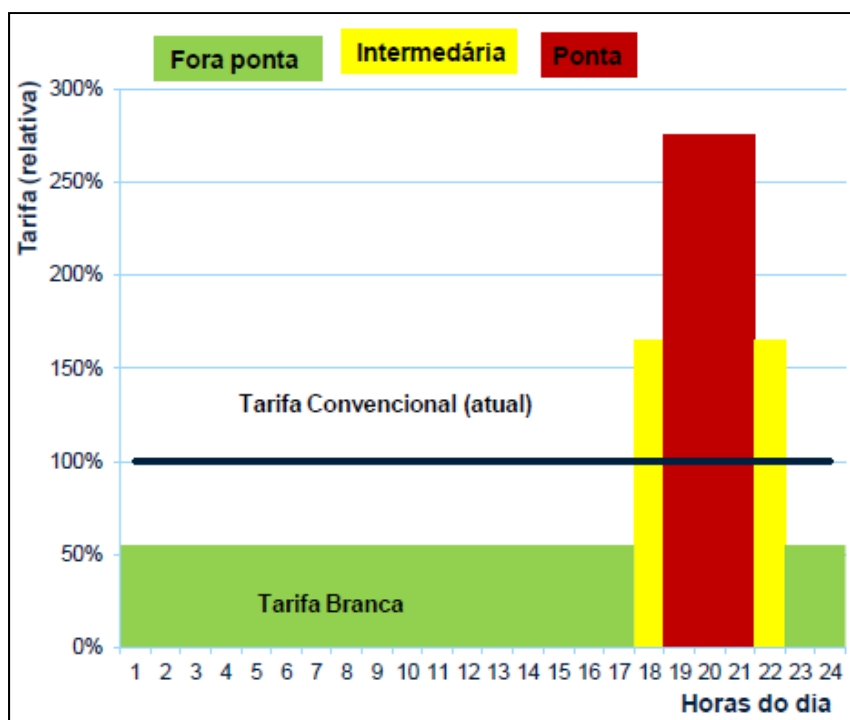
O novo regulamento prevê a aplicação de tarifas diferenciadas por horário de consumo, oferecendo tarifas mais baratas nos períodos em que o sistema é menos utilizado pelos consumidores. A nova sistemática será aplicada a cada distribuidora a partir de sua próxima revisão tarifária, entre 2012 e 2014, para considerar as mudanças que ocorreram na oferta e na demanda de energia nesse período (ANEEL b, 2011).

Dentre as principais mudanças dessa Audiência Pública estão:

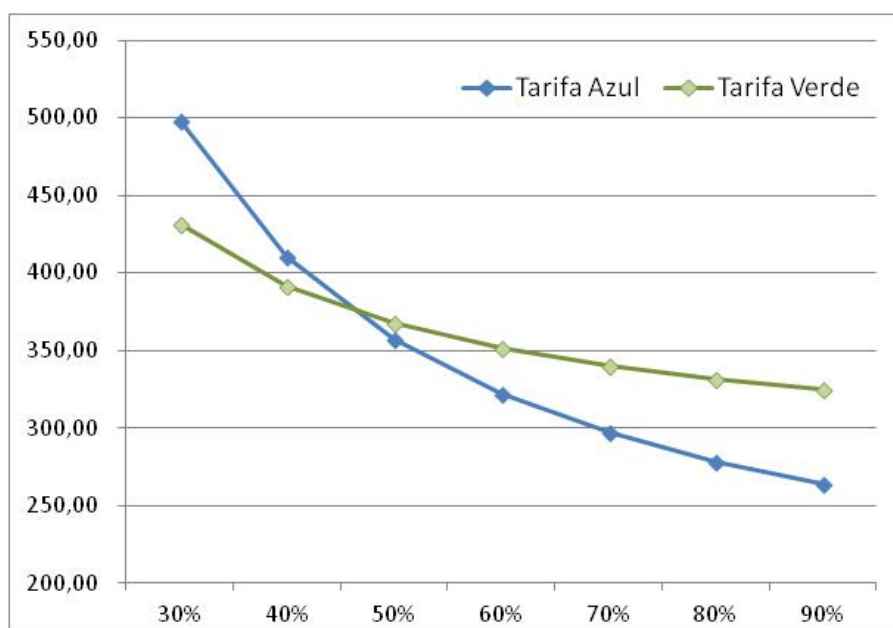
- ◆ Os consumidores de baixa tensão (residenciais, comerciais, industriais e de áreas rurais): criação da modalidade tarifária branca, que oferecerá três diferentes patamares para a tarifa de energia, de acordo com os horários de consumo. Ou seja, de segunda a sexta-feira, uma tarifa mais barata será empregada na maioria das horas do dia; outra mais cara, no horário em que o consumo de energia atinge o pico máximo, no início da noite; e a terceira, intermediária, será entre esses dois horários. Nos finais de semana e feriados, a tarifa mais barata será empregada para todas as horas do dia. As diferenciações estão ilustradas na Figura 2.30.
- ◆ A tarifa branca é opcional e busca estimular o consumo em horários que a tarifa é mais barata, diminuindo o valor da fatura no fim do mês e a necessidade de expansão da rede da distribuidora para atendimento do horário de pico. Ela passará a valer quando as distribuidoras substituírem os medidores atuais pelos eletrônicos.
- ◆ Criação das Bandeiras Tarifárias Verde, Amarela e Vermelha: a Verde significa custos baixos para gerar a energia; a Amarela indicará um sinal de atenção, pois os custos de geração estão aumentando; e a Vermelha indicará que a situação anterior está se agravando e a oferta de energia para atender a demanda dos consumidores ocorre com maiores custos de geração. Isso se aplicará para todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN), de alta e baixa tensão.

Na Figura 2.31 podem ser observadas algumas tarifas calculadas para consumidores da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA, como exemplo ilustrativo (dados de 2011). Elas estão relacionadas por classe tarifária (azul ou verde) e por fatores de carga, para um consumidor de nível de tensão A4, com demanda contratada de 1MW.

Pelo exemplo é possível observar que um consumidor com esse perfil de demanda, conforme classe tarifária, se o fator carga aumenta a classe azul torna-se mais vantajosa economicamente. Vale lembrar que os resultados são dependentes diretamente das características de cada perfil de consumo e de contrato de fornecimento.

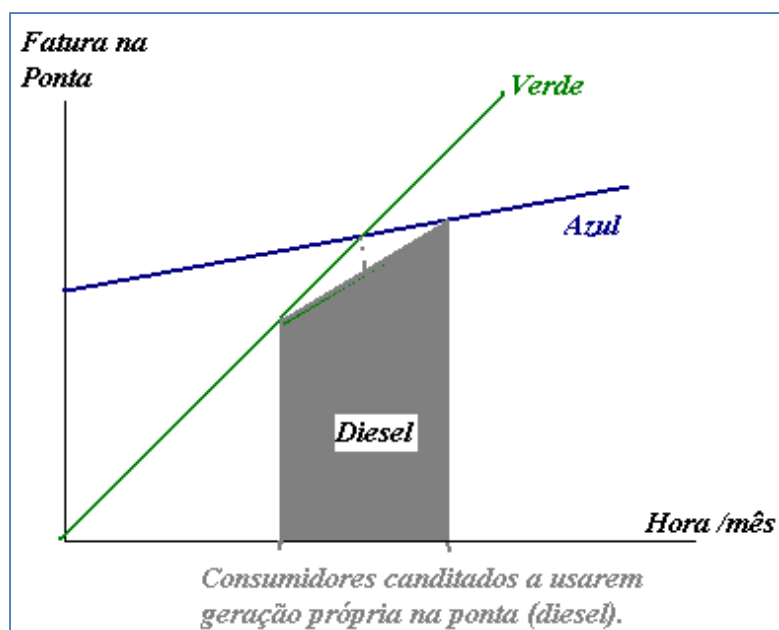


**Figura 2.30:** Novas modalidades tarifárias  
 Fonte: modificado de (ANEEL b, 2011)



**Figura 2.31:** Tarifas COELBA X fator carga

No panorama atual, conforme ilustrado na Figura 2.32, os consumidores podem ter uma opção mais econômica, até com uma opção de autoprodução nos horários de tarifa mais alta, desde que sejam adotadas as alternativas pelas modalidades tarifárias adequadas ao seu perfil (HAGE et al, 2011).

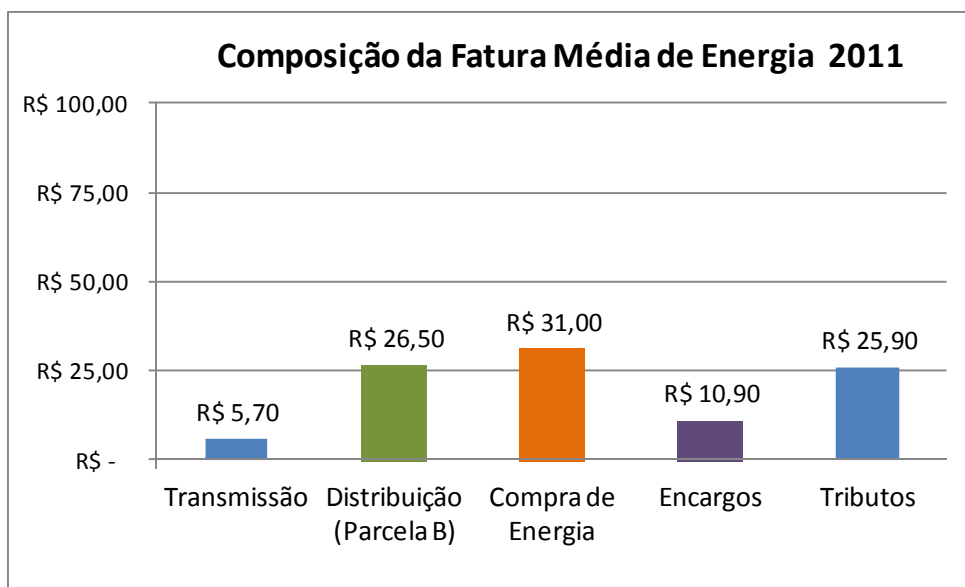


**Figura 2.32:** Curva de custos  
 Fonte: modificado de (HAGE et all, 2011)

Os termos utilizados no fornecimento de energia, já relacionados no ANEXO 2, de fator de potência e de fator de carga são índices que mostram se a utilização da energia é eficiente, e o gerenciamento deles proporcionam maior eficiência e segurança tanto às instalações e equipamentos do consumidor e da distribuidora como, impactam em custos menores com a energia elétrica.

Segue mais um exemplo de fatura de energia, data-base de 2011, com as composições representadas: 6% para transmissão, 27% para distribuição (parcela A), 31% da compra de energia, e 37% dos encargos e tributos. A Figura 2.33 mostra esse exemplo de quanto se paga na média por componentes de uma fatura de energia, com os valores dados em R\$. Vale ressaltar que cada consumidor e cada distribuidora devem ser estudados proporcionalmente e individualmente, pois suas componentes tarifárias e as variáveis do perfil consumidor são diferentes e mudam caso a caso, e também podem variar conforme períodos de estudo.

Os encargos do setor elétrico são embutidos na tarifa regulada e são específicos, e podem ser vistos detalhados conforme finalidade, na Tabela 2.14. Os tributos são destinados ao governo, assim como o imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços conhecido como ICMS, que é de competência dos Estados e do Distrito Federal; e o PIS e o COFINS (ANEEL c, 2011).



**Figura 2.33:** Anatomia da fatura de energia

Fonte de dados: (ANEEL c, 2010)

Os Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são cobrados para manter programas voltados ao trabalhador e para atender a programas sociais do Governo Federal. As alíquotas aplicadas são de 1,65% (PIS) e 7,6% (COFINS). A alíquota média desses tributos varia com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre os custos e as despesas do período, tais como a energia adquirida para revenda ao consumidor.

O Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) previsto na Constituição Federal de 1988 incide sobre as operações relativas à circulação de mercadorias e serviços e é de competência de cada estado e do Distrito Federal, por isso as alíquotas são diferentes. A distribuidora tem a obrigação de realizar a cobrança do ICMS diretamente na conta de energia, e posteriormente repassa ao Governo estadual.

**Tabela 2.14: Encargos da tarifa de energia**

<b>Encargo</b>	<b>Para que serve</b>	<b>Como é calculado</b>
<b>CCC</b> - Conta de Consumo de Combustíveis Lei nº. 5899/1973 Lei nº. 12111/2009	Custear o combustível usado por usinas termelétricas para gerar energia nos sistemas isolados, localizados na região Norte.	Calcula-se a diferença entre o custo total da geração de energia necessária para atender os sistemas isolados e o custo médio da geração equivalente comercializada no ambiente regulado (sistema interligado). Essa diferença é rateada entre todos os consumidores de energia do país.
Conta de Desenvolvimento Energético ( <b>CDE</b> ) Lei nº. 10.438/2002	Dentre outras finalidades, serve para subsidiar as tarifas de energia dos consumidores de baixa renda e universalizar o atendimento por meio do Programa Luz Para Todos (levar energia a cidadãos que ainda não contam com o serviço).	O custo é rateado por todos os consumidores atendidos pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). O valor das cotas é calculado pela ANEEL.
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica ( <b>TFSEE</b> ) Lei nº. 9.427/1996 Decreto nº. 2.410/1997	Custear o funcionamento da ANEEL	A TFSEE é paga por todos os consumidores de energia elétrica. Equivale a 0,5% do benefício econômico anual dos agentes. O impacto aproximado desse encargo nas contas de energia é de 0,28%
<b>PROINFA</b> Lei nº 10.438/2002 Decreto nº 5025/2004	Incentivar a geração de energia a partir de fontes alternativas (eólicas e biomassa) e de pequenas centrais hidrelétricas.	Rateio dos custos e da energia elétrica gerada por meio do programa, levando em consideração o Plano Anual elaborado pela Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRAS).
Reserva Global de Reversão ( <b>RGR</b> ) Decreto nº 41.019/1957 Lei nº. 5899/1973	Gerar recursos para reversão das instalações utilizadas na geração e transporte de energia em favor das concessionárias, além de financiar a expansão e melhoria do serviço de energia elétrica.	Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual. É pago mensalmente pelas concessionárias de distribuição, geração e transmissão. A RGR é administrada pela ELETROBRAS.
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos ( <b>CFURH</b> ) Constituição Federal de 1988	Compensar financeiramente a União, estados e municípios pelo uso da água e de terras produtivas necessárias à instalação de usinas para geração de energia.	A CFURH corresponde a 6,75% do valor total de energia mensal produzida por usina (em Megawatt/hora - MWh), multiplicado pela Tarifa Atualizada de Referência (TAR). Do total arrecadado, 45% são destinados aos municípios atingidos pelos reservatórios das usinas e 45% são distribuídos aos estados. Os 10% restantes são repassados à União (3% ao MMA, 3% ao MME e 4% para o FNDCT). A sistemática de distribuição dos royalties é semelhante a da compensação financeira, utilizando-se o valor da energia estabelecido no Tratado de Itaipu, atualizado pela taxa de câmbio do dólar no dia do pagamento e multiplicado pelo número quatro.
Encargos de Serviços do Sistema ( <b>ESS</b> ) Decreto nº2655/1998	Aumentar a confiabilidade e a segurança da oferta de energia no país.	O custo é apurado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e é pago por todos os consumidores aos agentes de geração.
Operador Nacional do Sistema ( <b>ONS</b> ) Lei nº 9.648/1998 Decreto nº 2.335	Financiar o funcionamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico, que coordena e controla a operação das geradoras e transmissoras de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).	O valor é definido anualmente pelo ONS e aprovado pela ANEEL.
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética ( <b>P&amp;D/EE</b> ) Lei nº 9.991/2000 Lei nº 11.465/2007 Lei nº 12.212/2010	Estimular pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à energia elétrica e ao uso sustentável dos recursos necessários para gerá-la.	Distribuidoras devem aplicar 0,5% da receita operacional líquida, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia. Outros agentes devem investir 1% em P&D

Fonte: modificado de (ANEEL c, 2012)

O cálculo do ICMS é feito “por dentro”, e acaba tendo um peso maior que sua alíquota nominal. Como exemplo, um ICMS de 25%, a cobrança “por dentro” acaba elevando seu impacto para 33%, assim, em uma fatura de R\$ 100, se o imposto fosse aplicado diretamente, o valor subiria para R\$ 125, mas como imposto está embutido, o valor passa para R\$ 133 (ANEEL c, 2012). A Figura 2.34 mostra o cálculo da tarifa cobrada pela concessionária ao consumidor.

$$\text{Valor Cobrado do Consumidor} = \frac{\text{Valor da Tarifa da ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})}$$

**Figura 2.34:** Valor cobrado nas tarifas  
 Fonte: modificado de (ANEEL c, 2008)

Portanto, as tarifas de fornecimento são compostas por variáveis, das quais algumas delas incidem na tarifa definida como “fio”, referente à TUSD, e as demais delas na tarifa de “energia”, conforme classificação das componentes dispostas no exemplo da COELBA (estrutura tarifária A4 azul) das Figuras 2.35 e 2.36 com fonte de dados de 2011.

A parcela da tarifa paga para a distribuidora, como os custos de geração, transmissão e distribuição, deve ser utilizada para cobrir os investimentos da rede, a remuneração e a cobertura de custos, como exemplo a compra de energia dos leilões públicos. A ANEEL tem a responsabilidade de fixar as tarifas de energia elétrica para o equilíbrio econômico financeiro dos agentes, e elas devem representar a composição dos investimentos e das operações técnicas realizadas pela distribuidora.

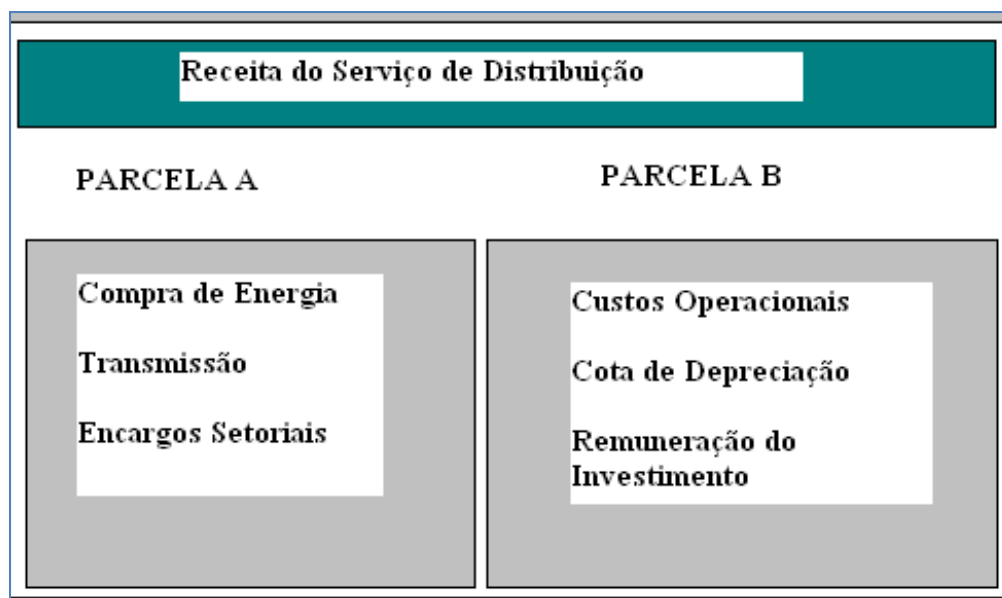
Composição das Tarifas da COELBA (Estrutura: A4 azul)							
DEMANDA							
Tarifa TUSD				Tarifa ENERGIA			
Ponta	Fora de Ponta	Parcelas	Unidade	Ponta	Fora de	Parcelas	Unidade
11%	0%	1 - TUST RB	R\$ / kW	0%	0%	17 - ITAIPU	R\$ / MWh
3%	0%	2 - TUST FR		0%	0%	18 - TR. ITAIPU	
1%	2%	3 - CONEXÃO		0%	0%	19 - RB (CI)	
0%	1%	4 - CUSD		0%	0%	20 - ESS	
0%	1%	5 - Perdas RB/ Perdas na D		0%	0%	21 - Perdas RB	
69%	79%	6 - Distribuição		0%	0%	22 - P&D	
2%	3%	7 - RGR		0%	0%	23 - CFURH	
1%	1%	8 - P&D					
0%	0%	9 - TFSEE					
0%	0%	10 - ONS					
7%	8%	11 - P. Técnicas					
4%	4%	16 - P. Não Técnicas	R\$ / MWh				
0%	0%	12 - CCC ISOL.					
0%	0%	13 - CDE					
0%	0%	14 - PROINFA					
0%	0%	15 - ENERGIA					
0%	0%	16 - GP					

Figura 2.35: Composição da tarifa COELBA – demanda A4 Azul

Composição das Tarifas da COELBA (Estrutura: A4 azul)											
CONSUMO											
Tarifa TUSD					Tarifa ENERGIA						
Ponta		Fora de Ponta		Parcelas	Unidade	Ponta		Fora de Ponta		Parcelas	Unidade
Seco	Úmido	Seco	Úmido			Seco	Úmido	Seco	Úmido		
0%	0%	0%	0%	1 - TUST RB	R\$ / kW	0%	0%	0%	0%	17 - ITAIPU	R\$ / MWh
0%	0%	0%	0%	2 - TUST FR		0%	0%	0%	0%	18 - TR. ITAIPU	
0%	0%	0%	0%	3 - CONEXÃO		0%	0%	0%	0%	19 - RB (CI)	
0%	0%	0%	0%	4 - CUSD		2%	2%	2%	2%	20 - ESS	
0%	0%	0%	0%	5 - Perdas RB/ Perdas na D		2%	2%	2%	2%	21 - Perdas RB	
0%	0%	0%	0%	6 - Distribuição		1%	1%	1%	1%	22 - P&D	
0%	0%	0%	0%	7 - RGR		0%	0%	0%	0%	23 - CFURH	
0%	0%	0%	0%	8 - P&D							
0%	0%	0%	0%	9 - TFSEE							
0%	0%	0%	0%	10 - ONS							
0%	0%	0%	0%	11 - P. Técnicas							
0%	1%	0%	1%	16 - P. Não Técnicas	R\$ / MWh						
6%	10%	7%	10%	12 - CCC ISOL.							
1%	2%	1%	2%	13 - CDE							
2%	3%	2%	3%	14 - PROINFA							
85%	80%	84%	78%	15 - ENERGIA							
0%	0%	0%	0%	16 - GP							

Figura 2.36: Composição da tarifa COELBA – consumo A4 Azul

Os custos embutidos na conta de energia do consumidor são classificados como “gerenciáveis” e “não gerenciáveis”. Os gerenciáveis são decorrentes dos serviços prestados, como distribuição de energia, manutenção da rede, cobrança das contas, centrais de atendimento e remuneração dos investimentos, e são conhecidos como “Parcela B”. Os custos não gerenciáveis são aqueles relativos aos serviços de geração e transmissão de energia contratados pela distribuidora, e ao pagamento das obrigações do setor, conhecidos como “Parcela A”, que corresponde a aproximadamente 75% da receita das distribuidoras. A Figura 2.37 resume as diferenças dessas parcelas.



**Figura 2.37:** Composição das parcelas da tarifa

Fonte: modificado de (ANEEL c, 2011)

### 2.5.3.1 Reajustes Tarifários

A Lei 8.631/93 extinguiu o regime de equalização das tarifas de energia elétrica nos estados brasileiros. E, a Lei 8.987/95 introduziu o conceito de equilíbrio econômico-financeiro e de tarifa por preço, determinando que elas fossem fixadas por concessionária conforme seu custo, onde são incentivadas a tornarem-se mais eficientes (ANEEL d, 2012).

As revisões tarifárias passaram, então, a considerar as características de cada área de concessão tais como: número de consumidores, quantidade de energia distribuída, os quilômetros da rede de distribuição de cada empresa e o custo da energia comprada. Para preservar o equilíbrio econômico-financeiro, os contratos de concessão das distribuidoras especificam assim três mecanismos de atualização tarifária: Reajuste Anual, Revisão Tarifária e Revisão Tarifária Extraordinária (ANEEL c, 2011).

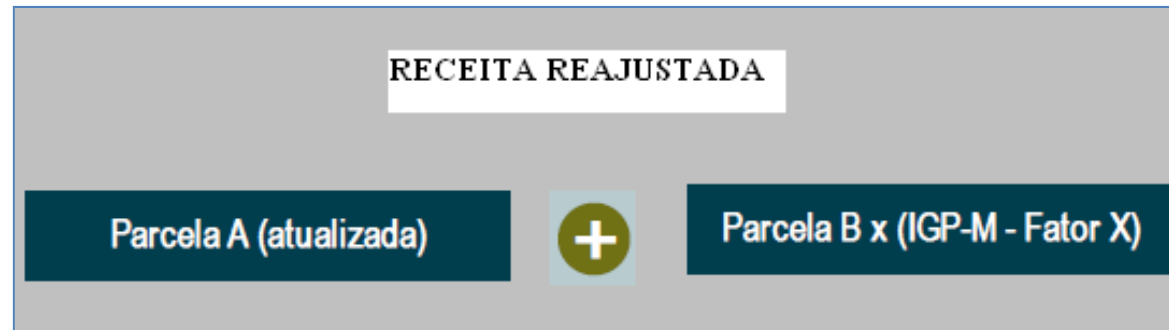
O Reajuste Tarifário é anual e busca restabelecer o poder de compra da receita da concessionária, tendo por objetivo repassar os custos não gerenciáveis e atualizar os custos gerenciáveis. A Figura 2.38 ilustra esse cálculo (seção 2.5.3.1).

---

Assim, são calculados os custos não gerenciáveis da distribuidora (parcela A), ou seja, são verificados os valores dos encargos setoriais, da compra de energia e da transmissão. Os custos constantes da parcela B são corrigidos pelo IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas (FGV). A correção da parcela B também depende da componente conhecida como fator X, que é o índice fixado pela ANEEL na época da revisão tarifária. O Fator X tem a função de repartir com o consumidor os ganhos de produtividade da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado já existente, o que contribui para a modicidade tarifária (ANEEL c, 2011).

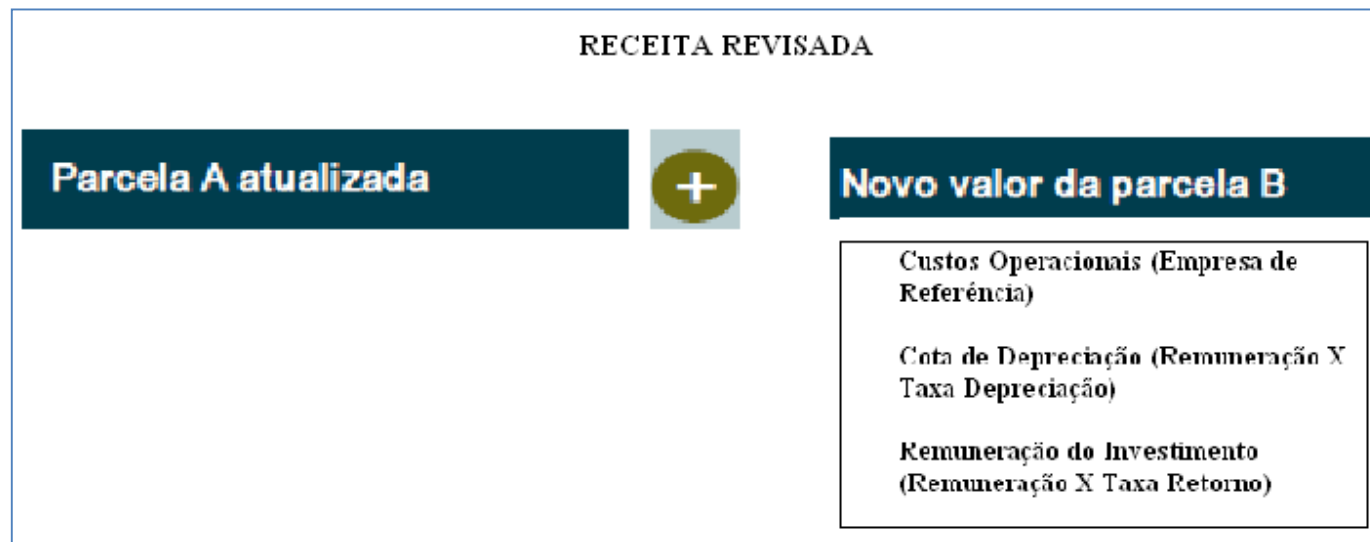
Como exemplo informativo, também relativo à Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA, pela resolução de abril de 2011 houve um reajuste tarifário anual com um efeito tarifário médio de 9,92% (nove vírgula noventa e dois por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos vigentes a partir da data da resolução.

A Revisão Tarifária Periódica, que ocorre de 4 a 5 anos, permite o reposicionamento da tarifa pelos custos eficientes e de remuneração dos investimentos. Sua formulação está definida na Figura 2.39. Finalizando, a Revisão Tarifária Extraordinária destina-se a atender casos imprevisíveis de desequilíbrio econômico-financeiro.



**Figura 2.38:** Composição do reajuste tarifário

Fonte: modificado de (ANEEL c, 2011)



**Figura 2.39:** Composição da revisão tarifária

Fonte: modificado de (ANEEL c, 2011)

---

### 2.5.3.2 Estrutura Tarifária

Como foi dito anteriormente, mas apenas para compactar as informações, a estrutura tarifária é o conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas de acordo com a modalidade de fornecimento e são homologadas pela ANEEL.

O grupo definido como “A” é constituído por unidades consumidoras atendidas por rede aérea em tensão não inferior a 2,3 kV, ou em tensão inferior a 2,3 kV por sistema subterrâneo de distribuição. E, o grupo “B” é composto por unidades atendidas em tensão inferior a 2,3 kV.

Também, as tarifas são divididas atualmente por uma estrutura horo-sazonal com as modalidades tarifárias - azul e verde – que aplicam preços diferenciados para a demanda e para o consumo, de acordo com os horários de ponta e fora de ponta. E por fim, são calculadas e divididas em períodos do ano: seco e úmido. A escolha entre tarifa azul ou verde deve considerar um horizonte de análise do consumo de mínimo de 12 meses, pois alterações de classe tarifária devem respeitar o que está estabelecido na Resolução nº 456 da ANEEL.

Definidas as características da estrutura tarifária, o cálculo para elaboração da fatura de uma unidade consumidora no ACR, sem considerar a aplicação do ICMS e do PIS/COFINS definidos por região, é realizado como detalhado na Equação (2):

$$\mathbf{Fatura} = D_P \times TD_P + D_{FP} \times TD_{FP} + C_P \times TC_P + C_{FP} \times TC_{FP} \quad (2)$$

Onde:

Fatura – Valor a ser pago pelo consumidor [R\$];

$C_P$  - Consumo de Ponta [MWh];

$C_{FP}$  - Consumo Fora de Ponta [MWh];

$D_P$  - Demanda de Ponta [kW];

$D_{FP}$  - Demanda Fora de Ponta [kW];

$TD_P$  - Tarifa de Demanda de Ponta [R\$/kW];

$TD_{FP}$  - Tarifa de Demanda Fora de Ponta [R\$/kW];

$TC_P$  - Tarifa de Consumo de Ponta [R\$/MWh]; e

$TC_{FP}$  - Tarifa Consumo Fora de Ponta [R\$/MWh].

As tarifas do horário de ponta, no período seco, são mais caras que as do horário fora de ponta, no período úmido. Essas diferenciações são definidas pelo governo com o objetivo de estimular o consumo nos horários mais baratos, que são os mais favoráveis em função da energia disponível, bem como evitar desperdícios e concentrações de consumo em horários mais críticos. Assim busca-se racionalizar o uso dos reservatórios e o uso do sistema para garantir o fornecimento da energia com mais segurança e menores custos de geração no SIN.’

---

### 2.5.3.3 Cálculo da Tarifa Média

Assim, a metodologia de cálculo do preço médio anual, estabelecido pelas normas do setor elétrico brasileiro, deve levar em consideração os períodos de 7 meses seco e 5 meses úmido. Portanto o cálculo do preço médio anual deverá ser sazonalizado, na qual são ponderados os preços médios ( $P_m$ ) conforme Equação (3).

$$\text{PreçoMédioAnual} = \frac{(7 \times P_m \text{ seco}) + (5 \times P_m \text{ úmido})}{12} \quad (3)$$

Os fatores de carga na ponta ( $FC_{\text{ponta}}$ ) e fora da ponta ( $FC_{\text{fora ponta}}$ ) medem a otimização entre o consumo de energia e sua demanda correspondente, para cada segmento horário. Para a modalidade verde, é feita uma média ponderada dos fatores de cargas para a obtenção do fator de carga (FC) geral mensal, mostrado na Equação (4).

$$FC = \frac{(65 \times FC_{\text{ponta}}) + (665 \times FC_{\text{foraponta}})}{730} \quad (4)$$

O valor usualmente praticado de “730” refere-se ao total de horas no horário de fora de ponta adicionados ao horário de ponta (665 + 65) em um mês médio anual (30,4 dias  $\times$  24horas). Nessa modalidade existe a segmentação horária na demanda (ponta e fora de ponta) e segmentação horo-sazonal no consumo (ponta e fora de ponta; seco e úmido). O resultado numérico do cálculo é mostrado em R\$/MWh.

Para o cálculo do Preço Médio da Tarifa Verde Horo-Sazonal, nessa modalidade não há diferenciação entre demanda na ponta e fora de ponta, existindo a tarifação para a demanda total, a qual é a máxima registrada no período de 15 minutos de integração, durante todo o período de fornecimento. Quanto ao consumo, há a segmentação horo-sazonal, existindo as tarifas na ponta e fora de ponta, além de tarifas nos períodos seco e úmido. Por isso, só são considerados dois parâmetros para cálculo, o CP/CT e o Fator de Carga total.

### 2.5.3.4 Comparativo para os Consumidores Livres

O demonstrativo econômico da compra de energia para o ACL e ACR pode ser visto no tópico de cálculo teórico com um exemplo comparativo, disponível no APÊNDICE A. Essa metodologia de cálculo médio mensal, como base de comparação, para uma energia de fonte convencional negociada no valor de R\$ 90,00/MWh

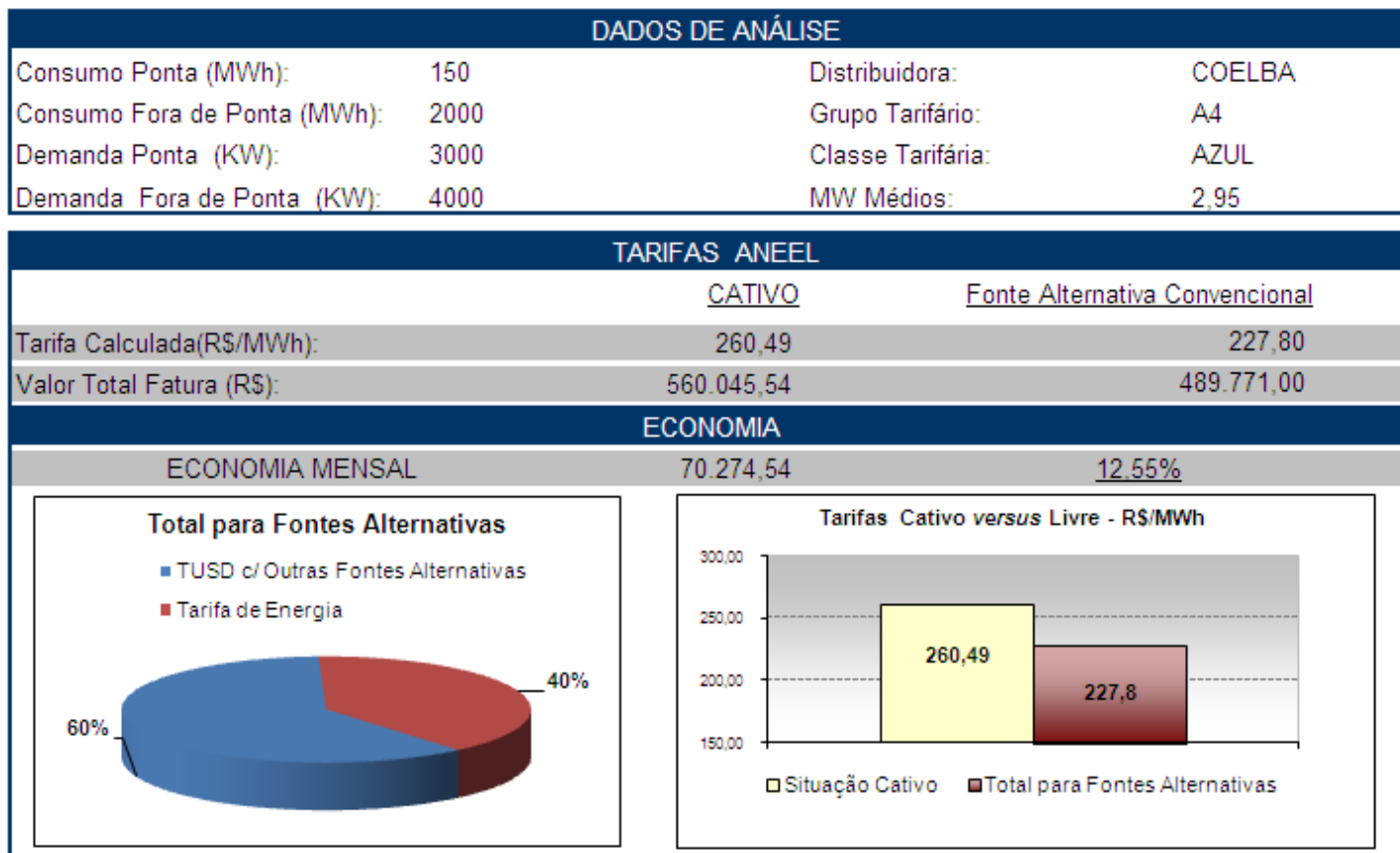
---

(tendência de preços de mercado no ACL), pode ser vista na Figura 2.40. A economia média mensal gerada também está mostrada para este perfil consumidor da COELBA com estrutura tarifária A4 e classe azul.

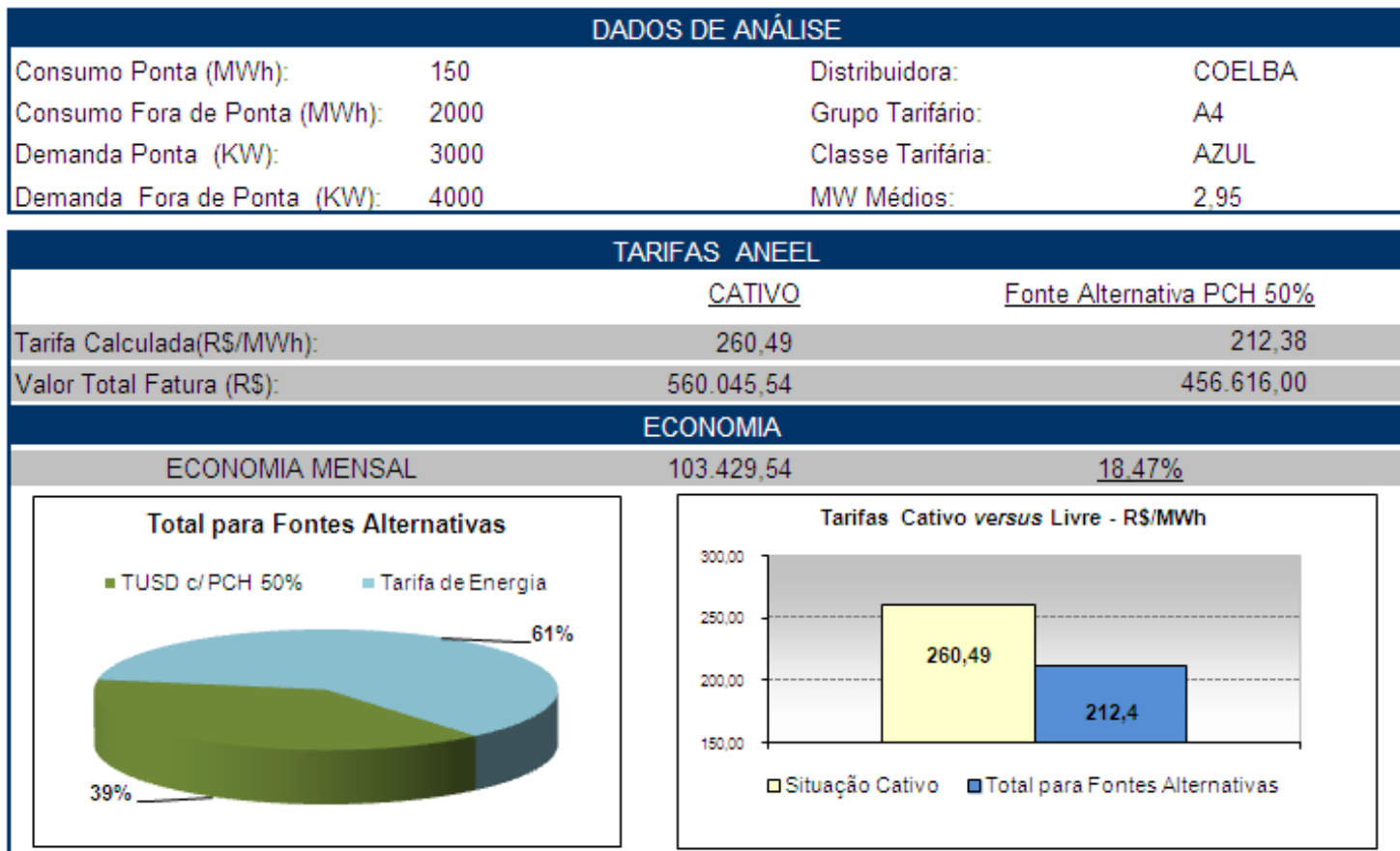
Utilizando como base de comparação, uma energia de PCH (com 50% de desconto na TUSD Demanda) negociada no valor de R\$ 130,00/MWh, a Figura 2.41 ilustra um comparativo do estudo calculado e com sua economia média mensal gerada, dadas as mesmas características de estrutura tarifária do exemplo anterior.

Os exemplos ilustram o cálculo da fatura para uma unidade consumidora da região da concessionária COELBA. Com a análise dos gráficos, foi possível observar que se o cálculo resultar em um valor negativo indicaria um aumento do custo de energia com a migração desse consumidor para o ACL, que inviabilizaria essa negociação. Já se o valor for positivo, ou seja, se existe uma economia, como no caso dos exemplos dos gráficos, a migração é considerada viável economicamente.

É fundamental para cada consumidor não somente entender a diferença financeira entre os ambientes, mas sua variação por período de estudo, e como suas características contratadas e consumidas influenciam seus custos e a dinâmica do mercado como um todo, para uma contratação eficiente de seu fornecimento de energia.



**Figura 2.40:** Comparativo ACR X ACL com energia convencional



**Figura 2.41:** Comparativo ACR X ACL com energia de PCH com 50% de desconto

---

#### 2.5.4 Eficiência Energética

Os consumidores também devem estar cientes da necessidade de um estudo preliminar antecedente a qualquer mudança de contratação, a respeito da análise de eficiência energética da unidade. Estas características sejam no ACR ou ACL impactarão em menor eficiência de produção e de utilização da energia e consequentemente, maiores custos de fornecimento e até implicações com penalizações por má utilização da rede interligada (CELESC, 2012).

Dentre as principais análises a serem feitas, primeiramente relacionam-se os que envolvem o baixo fator de potência (FP), causado por uma energia reativa elevada, como exemplo o nível de tensão da instalação acima do valor dito nominal; motores trabalhando sem carga (“a vazio”) durante grande parte do tempo; motores superdimensionados para as respectivas cargas; grandes transformadores alimentando pequenas cargas por tempo prolongado; grande quantidade de motores de pequena potência, etc.

As consequências de um baixo fator de potência, além de a energia estar mal aproveitada, o custo do montante excedente é alto, e as instalações como um todo correm riscos de segurança com a possibilidade de: variações de tensão e queima de motores; perdas de energia dentro de sua instalação; redução do aproveitamento da capacidade dos transformadores; condutores aquecidos; diminuição da vida útil dos equipamentos, etc.

Para melhorar o FP pode-se reduzir o consumo de energia reativa, com alternativas operacionais como eliminar as distorções que existam na instalação, com a verificação dos níveis de tensão; dimensionamento correto dos motores, transformadores e outros equipamentos; utilização e operação conveniente dos equipamentos, como motores e transformadores, etc. A eliminação de parte das distorções existentes pode não ser suficiente para melhorar o FP, mas devem ser sempre utilizadas antes da alternativa da instalação de banco de capacitores, que são caros e exigem normas de segurança detalhadas.

Também, para evitar o desperdício de energia deve-se verificar: se os equipamentos funcionando simultaneamente podem operar em horários diferentes; se equipamentos energizados sem produzir em determinados períodos estão realmente desligados; realizar uma programação para a melhor utilização de energia; evitar possíveis curtos-circuitos e fugas de energia dentro da instalação.

Em seguida, como outra análise de efficientização têm-se as medidas para aumentar o fator de carga (FC), que visam corrigir distorções existentes quanto às instalações elétricas e ao funcionamento dos equipamentos elétricos. Para isso é necessário: evitar a ligação de motores com carga simultânea; instalar chaves especiais de partida dos motores para redução da corrente elétrica; dimensionar as instalações e equipamentos de proteção; realizar manutenção preventiva das instalações e dos equipamentos; reprogramar o período de funcionamento das cargas passíveis de deslocamento para verificar se existem máquinas e horários ociosos; se for viável, adicionar mais turnos de trabalho, entre outras considerações.

---

## 2.6 Considerações Finais do Capítulo

Esse capítulo identificou as principais variáveis e alternativas para o consumidor potencialmente livre contratar seu fornecimento de energia. Todas as componentes relacionadas ao setor energético, para a criação do modelo proposto desse trabalho, foram relacionadas com suas principais influências sob a ótica do perfil consumidor. Foram listadas as principais informações sobre o comportamento do sistema de mercado de energia brasileiro atual e quais as bases para se tornar um consumidor livre. Os aspectos individuais dos agentes do setor, suas principais regulamentações e seus impactos diretos foram detalhados para o entendimento das variáveis escolhidas mais a frente para a modelagem.

Devem ser observadas quais as opções de fontes de energia para escolha do fornecimento pelos consumidores, e acompanhados os estudos das tendências de expansão do mercado como um todo. A formação dos preços do ACR e do ACL é totalmente influenciada pelas variáveis regulatórias e comportamentais do mercado. As tarifas das distribuidoras, homologadas no ACR pela ANEEL, e a influência destas na contratação por parte do consumidor foram apresentadas nesse capítulo. Foi detalhada a compra de energia nos leilões, a composição das parcelas das tarifas e como são realizados anualmente os reajustes tarifários e posteriormente as suas revisões.

No ACL além da possibilidade de economia com a migração, deve ser considerada, no longo prazo, a tendência dos demais custos que influenciam na formação do preço do mercado. E também, sua tendência de disponibilidade mensal, sua competitividade e as características técnicas e regulatórias que devem ser seguidas pelos consumidores e pelos agentes desse mercado. Por fim, foi apresentada a necessidade de eficiência energética dos consumidores para inicialmente otimizar sua operação e conseqüentemente poder reduzir custos futuros.

Dentro desse contexto é possível para o potencial consumidor entender quais suas opções no setor elétrico, a comercialização de energia e as relações realizadas dentro de cada ambiente de contratação para auxiliar sua gestão de seu suprimento energético.

---

## **CAPÍTULO 3: CONCEITUAÇÃO E APLICAÇÃO DE DINÂMICA DE SISTEMAS NO MODELO PROPOSTO**

### **3.1 Introdução**

O modelo proposto, conforme dito anteriormente, visa apresentar a descrição e a operação do mercado de comercialização de energia elétrica, de forma a esclarecer as relações que influenciam o comportamento dos consumidores. A técnica aplicada de DS permite observar o funcionamento do sistema como um todo e definir uma modelagem que reflita esse comportamento sistêmico. Nesse caso é aplicada para auxiliar o consumidor na opção de compra de energia no mercado atual e obter uma visão ampla para gestão da sua contratação. É mostrado no desenvolvimento desse trabalho que a aplicação de DS proporciona vantagem competitiva para o planejador no setor elétrico.

Inicialmente serão apresentados nesse capítulo os conceitos dessa técnica de DS e as ferramentas computacionais disponíveis. Em seguida é apresentada sua aplicação para a elaboração do modelo proposto, relacionados aos assuntos já informados no capítulo anterior a respeito do mercado de energia brasileiro com o foco no consumidor potencialmente livre.

### **3.2 Considerações de Dinâmica de Sistemas**

A técnica de DS tem como base a construção de modelos de estruturas do meio produtivo para analisar seu comportamento através do tempo, buscar melhorar seu desempenho e compreender o sistema através de modelos mentais que influenciam a forma de se ver e entender a realidade (PROTIL et al, 2008). FORRESTER, conforme já inicialmente descrito no primeiro capítulo com as referências bibliográficas, escreveu o livro "Industrial Dynamics", que deu origem às ideias relacionadas à Dinâmica de Sistemas e sua aplicação nas ciências administrativas (FORRESTER, 1961).

Essa técnica pode ser utilizada para diferentes sistemas produtivos, e na década de 70 foi utilizada na dinâmica gerencial, com o objetivo de estudar e simular o comportamento das equações que descrevem a dinâmica desses sistemas. As percepções de problemas e sua correção antecipada resultam em melhoria no desempenho da cadeia produtiva, como exemplo, a qualidade e a velocidade de produção, relacionadas ao controle de estoques que proporciona satisfação ao cliente final (SAZAKI, 2009).

Um sistema é um conjunto de componentes que apresentam as relações entre as entradas e as saídas, e para seu estudo é necessário construir um modelo que represente cenários para melhor análise e compreensão do seu comportamento. Num sistema de controle, por exemplo, os valores de saída são controlados e variam conforme dados de referência, e sua forma mais usual é a de malha fechada. Dessa forma é possível comparar o sinal de saída com o de referência e o resultado é utilizado para corrigir, modificar ou até realimentar os dados de entrada (GARCIA, 2006).

---

A DS é uma técnica baseada em simulações matemáticas, processo de obtenção de solução por etapas, que através de instruções (equações) que indicam como chegar ao próximo ponto de operação no sistema. O estudo de sistemas traz facilidades como a possibilidade de tratar aspectos de longo e curto prazo num mesmo modelo, representar relações complexas e não lineares, e variáveis sociais, dentre outras. As técnicas tradicionais enfatizam na modelagem os fluxos físicos, já a dinâmica de sistemas busca representar os fluxos físicos e os fluxos de informação (STERMAN, 2000).

As ferramentas de DS podem ser utilizadas de diversas formas, uma das abordagens prevê a forma de visualizar sistemas humanos ao enfatizar a importância de certas características estruturais. Tais como, o controle conhecido como “*feedback*” que é a forma de obter controle com retroalimentação da saída do sistema para que seja comparada com a entrada, assim a ação corretiva é tomada para que o processo volte aos limites desejados. E o segundo modo de sua operação é utilizar as características estruturais para desenvolver um modelo de simulação dos sistemas, nesse modelo pode ser usado para compreender o motivo pelo qual eles se comportam de uma ou de outra maneira. Assim, os modelos de simulação podem ajudar a encontrar melhores formas de operar sistemas ao mostrar suas possíveis consequências ao utilizar a DS como ferramenta de pensamento e gestão (PIDD, 1998).

Um sistema pode ser caracterizado pelo seu estado, que é o conjunto de informações relevantes em um período, onde as variáveis externas devem também ser consideradas, pois podem induzir alterações nesse sistema. Alguns fatores que contribuem para o aumento da complexidade de um sistema são a quantidade de variáveis e das inter-relações não lineares e dinâmicas entre os elementos e as diferentes maneiras com que o sistema interage no ambiente. O estado de um sistema pode ser obtido através de solução analítica, mas a maioria dos sistemas dinâmicos somente pode ser representada por modelos não-lineares, com soluções matemáticas analíticas muito complexas. O processo de simulação com a utilização de solução numérica passo a passo é a alternativa da modelagem dinâmica (SILVEIRA, 2001).

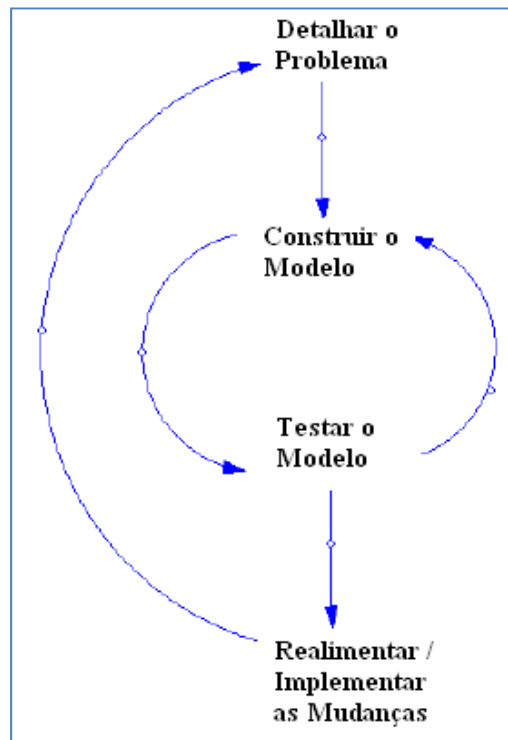
A DS, portanto, trata os sistemas ao longo do tempo através da modelagem matemática e análise destes sistemas para entender sua natureza e melhorar seu funcionamento, compreendendo os fluxos, os laços internos e o tempo de atraso que afetam parte ou o sistema como um todo. Essa combinação de componentes interagindo de forma realimentada para atingir um objetivo específico é um sistema dito dinâmico se a resposta presente depender de uma excitação passada, como exemplo o sistema da Figura 3.1, que representa uma modelagem simplificada para um saldo de balanço financeiro, que relaciona as variáveis de fluxo como entrada e retirada no período.



**Figura 3.1:** Exemplo de laço causal  
Fonte: modificado de (VENSIM-PLE, 2011)

Qualquer empresa tem sua dinâmica e precisa manter-se atualizada de tudo o que acontece ao seu redor, com conhecimento sobre o negócio dos novos produtos frente às estratégias e políticas organizacionais e mercadológicas (SENGE, 2010).

O pensamento sistêmico torna-se assim ainda mais necessário, pois permite especificar um problema a partir da construção de um modelo que teste mudanças em seu comportamento para melhorias futuras, representado na Figura 3.2.



**Figura 3.2:** Etapas do pensamento sistêmico  
Fonte: modificado de (RICHMOND, 2000)

O pensamento sistêmico permite um enfoque diferente, pois em vez de olhar cada evento e sua causa de forma isolada (que leva a outros eventos e outras causas independentes), é orientado a observar a organização como um sistema, constituído por partes que interagem umas com as outras. Valem destacar que as partes de um sistema não estão isoladas umas das outras e a forma como elas se comunicam que condiciona o comportamento do sistema (VENSIM-PLE, 2011).

A modelagem matemática desse pensamento sistêmico é capaz de analisar a resposta dessa dinâmica e auxiliar na compreensão da realidade. Os campos de origem da DS descritos por FORRESTER são: tecnologia computacional; modelagem e simulação por computadores; análise de decisão de estratégia; realimentação e controle.

(FORD, 1999) sugere oito etapas para um modelo em DS, que serão também utilizadas ao longo do trabalho. A etapa 1 a respeito de conhecimento sobre o tema já foi apresentada com as definições e referências no decorrer do texto. Segue a lista destes passos:

1. Aquisição de conhecimento sobre o sistema;
2. Especificação do comportamento dinâmico (modo de referencia);
3. Construção do diagrama de estoque e fluxo;

- 
4. Construção do diagrama de laço causal;
  5. Estimação de valores dos parâmetros;
  6. Simulação do modelo;
  7. Análise de sensibilidade;
  8. Aplicação de testes de políticas.

As estruturas geradoras desses sistemas complexos são formadas por laços de realimentação, que são procedimentos pelos quais os sinais de saída de um sistema são transferidos para a entrada deste sistema e conseqüentemente interfere na saída do mesmo. Esse processo ocorre quando elementos podem influenciar outros e seus relacionamentos podem afetar e influenciar seu ponto inicial com retroalimentação (SAZAKI, 2009).

Para criação de um modelo dinâmico resumidamente deve-se definir o limite do problema/sistema; identificar os fluxos e as fontes de informação e seus laços para assim obter-se o diagrama de laço causal e determinar as equações e os parâmetros relevantes para informação da modelagem; simulação e análise de resultados. Trabalha-se com simulações computacionais em busca de ganhar velocidade para obtenção de resultados, visto que pode ser simulada uma entrada no modelo criado, para prever uma resposta do sistema sem necessidade de testes reais e tempo de espera dos resultados. Assim, as simulações da modelagem com utilização de DS buscam identificar o comportamento e as variáveis do sistema para melhor gestão do planejamento e operacionalização.

### **3.2.1 Principais Características da Dinâmica de Sistemas**

O entendimento de um sistema real exige na maioria das vezes muitos testes com períodos de tempo longos para sua análise, por este motivo são utilizados modelos para realização de testes que representem os sistemas reais. O modelo de um sistema real possui entre outros objetivos: compreender a operação real, analisar os fatores de maior influência no comportamento do sistema, avaliar as conseqüências da implementação de controles e políticas e obter funções de controle viáveis.

No caso da simulação de sistemas, os modelos dinâmicos podem produzir uma função real simulada para cada variável de estado do sistema, que indica o comportamento do sistema ao longo do tempo. Sendo que cada cenário simulado está associado a uma possível estratégia a ser tomada, uma política de operação da empresa ou uma possível solução para o problema (SCHUCH, 2000).

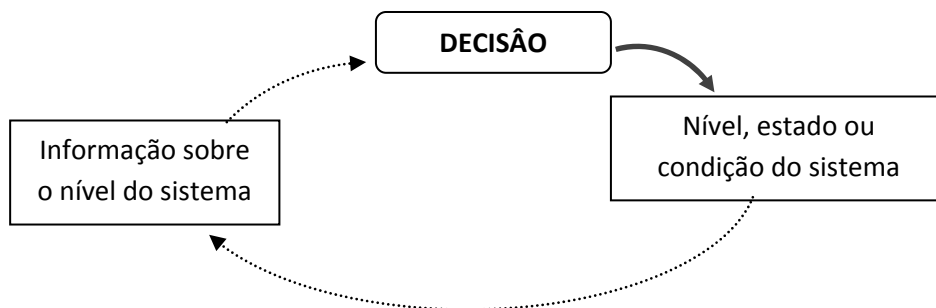
Os sistemas podem ser classificados como “abertos” e “fechados”. Nos sistemas abertos, as saídas respondem às entradas, assim somente as entradas influenciam as saídas. Ou seja, uma ação realizada (estratégia tomada) na operação passada do sistema não interfere em uma ação futura. Já os sistemas fechados, ou realimentados, que são a principal abordagem da dinâmica de sistemas, são influenciados pelo seu comportamento passado, com uma ou mais estruturas de laço (loop), que fazem com que os resultados das ações passadas influenciem nas ações futuras.

Os sistemas podem ter realimentação positiva e negativa, que se diferenciam pela busca do objetivo a ser ou não alcançado e levam em consideração a possível influência externa. Além disso, a estrutura básica de um laço realimentado é um caminho fechado que conecta o nível do sistema (estado ou condição do sistema) até a informação sobre ele. O nível do sistema é o gerador de informação e cada laço realimentado é formado pelos elementos de variáveis de nível e de variáveis de taxa que são detalhados à frente (SILVEIRA, 2001).

### 3.2.1.1 Diagramas de Laço Causal

Os diagramas de laço causal (DLC) são representações das relações causa-efeito entre os elementos de um sistema, formam os laços de realimentação e são utilizados em função de serem de fácil representação do problema real.

Um diagrama de laço causal é composto por uma sucessão de relações circulares de causa-efeito que indicam a influência que uma variável exerce sobre outra. A representação gráfica de uma relação causal é feita por uma seta unindo duas variáveis, onde a variável próxima à cauda da seta é dita variável causal e a variável próxima à ponta da seta é dita variável afetada. Se uma mudança na direção da variável causal provoca uma alteração na mesma direção na variável afetada, então ela é positiva, do contrário, é negativa. A estrutura básica do laço de realimentação está apresentada na Figura 3.3, que mostra que a informação disponível e bem aplicada interfere nas decisões e consequentemente muda a condição do sistema (SILVEIRA, 2001).



**Figura 3.3:** Laço de realimentação  
Fonte: modificado de (SILVEIRA, 2001)

Como modelo de DLC seguem dois exemplos:

- *aumento na taxa de óbitos* —————→ *reduz a população*
- *aumento na taxa de produção/ empresa* —————→ *aumenta o estoque*

Para determinar a direção da causalidade é necessário primeiramente observar a influência de outros elementos sobre a variável afetada. Em seguida é necessário fixar em zero a variável causal, assim a variável afetada é constante, e verificar a influência da variável causal sobre a afetada. Vale observar que uma variável será causal quando

---

afetar outra variável, mas ela torna-se uma variável afetada se for influenciada por uma terceira variável.

Os modelos em dinâmica de sistemas geralmente são sistemas com estes tipos de realimentação onde as variáveis são causais e afetadas. Um laço causal é caracterizado por sua polaridade que é determinada pela sequência de relações causa-efeito no seu caminho circular.

Existem dois métodos para determinar a polaridade de um laço causal: no primeiro o laço causal está em regime permanente e altera-se qualquer das variáveis em uma dada direção, para observar seu comportamento e das demais variáveis do laço à frente a esta mudança; e no segundo observa-se a quantidade de sinais negativos nas relações de causa e efeito e se for número par ou zero a polaridade é positiva, do contrário, é negativa (SILVEIRA, 2001).

### **3.2.1.2 Diagramas de Estoque e Fluxo**


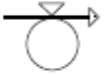







Os diagramas de estoque e fluxo (DEF) mostram a interconectividade dos sistemas modelados com suas realimentações e equacionamento matemático, ou seja, mostram as relações entre as variáveis de nível e de taxa, a existência dos laços de realimentação e como se interligam no sistema.

As variáveis de nível (ou de estado) são os acumuladores do sistema, e descrevem a condição do sistema em qualquer instante de tempo. Os níveis acumulam (ou integram) a diferença entre os fluxos de entrada e de saída. Este tipo de variável pode ser alterado apenas por variáveis de taxa assim, promovem a continuidade do sistema ao longo do tempo. As variáveis de taxa são as ações a serem tomadas num ponto de decisão, em função da informação disponível, e o seu valor é baseado nas variáveis de nível e em constantes (não dependem de valores passados). A simbologia para a representação em diagramas de fluxo é padronizada, conforme detalhado a seguir e mostrada na Figura 3.4 (SILVEIRA, 2001), e a Figura 3.5 ilustra um diagrama de estoque e fluxo e seu equacionamento de um modelo dinâmico.

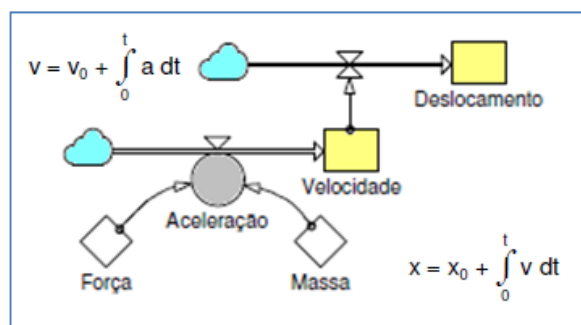
1. Níveis (integrações): todas as equações de nível e que envolvam integrações são representadas por um retângulo, esse símbolo está associado ao nome da variável de nível, sua equação e as variáveis de taxa que influenciam o nível.
2. Taxas (políticas): uma variável de taxa recebe informações e controla um fluxo, seu símbolo é uma válvula que associa o nome da variável, sua equação e suas informações.
3. Variáveis auxiliares: subdivisão das variáveis de taxa (funções complicadas das variáveis de nível), seu símbolo é um círculo que associa o nome da variável, a equação correspondente e suas entradas.
4. Linhas de fluxo: existem fluxos conservativos (material, equipamentos, pessoas, etc.); e não conservativos que são as informações. os símbolos

dependem do software utilizado, como exemplo linhas pontilhadas para fluxos de inicialização de variáveis de nível, linhas cheias para fluxos de informação e linhas cheias duplas para fluxos físicos.

5. Retirada de informação: a retirada de informação sobre uma variável é feita sem que esta seja afetada, sua representação gráfica é um pequeno círculo na região externa do símbolo da variável que transfere a informação.
6. Parâmetros (constantes): um losango representa uma constante, que é todo o valor que permanece inalterado durante a simulação.
7. Fontes e sumidouros: quando uma fonte de um fluxo físico não influencia o sistema ele é apresentado como proveniente de fonte “infinita”. O símbolo utilizado é uma nuvem.

Símbolo	Significado
	nível
	taxa atuando em fluxo físico
	variável auxiliar
	fonte/sumidouro
	constante
	fluxo físico
	fluxo de informação
	fluxo de inicialização
	retirada de informação de uma variável auxiliar

**Figura 3.4:** Símbolos para diagramas de estoque e fluxo  
 Fonte: modificado de (SILVEIRA, 2001)



**Figura 3.5:** Diagrama de estoque e fluxo para o modelo do MRU  
 Fonte: modificado de (SILVEIRA, 2001)

---

Pelo diagrama observa-se que um corpo em movimento retilíneo uniformemente (MRU) variado, isto é, com aceleração constante, considera-se uma condição inicial de repouso, onde uma força aplicada ao corpo e a sua massa, estas duas constantes produzem uma aceleração ( $a$ ). A aceleração constitui uma variável de taxa, uma vez que influi na variável de nível velocidade ( $v$ ). A integração da informação relativa à variável de nível velocidade produz o deslocamento ( $x-x_0$ ). Assim, a integração da variável de taxa aceleração constitui a velocidade (variável de nível) e a integração da velocidade produz o deslocamento (variável de nível).

### **3.2.1.3 Modelos Computacionais**

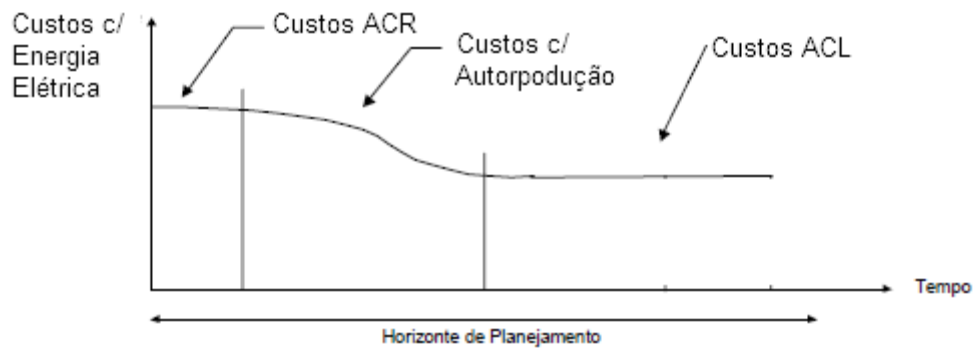
Existem pacotes de softwares que são utilizados para implementação de modelos com base em dinâmica de sistemas, também chamados de “simuladores de vôo” em analogia aos tradicionais utilizados para aprendizagem de pilotos de aviões sem utilização de aeronaves. Os mais utilizados no Brasil são: ITHINK e STELLA (utilizados para área científica e de ciências sociais), o POWERSIM que é genérico e o VENSIM que também é genérico, e tem uma versão gratuita para estudantes.

O VENSIN foi escolhido como ferramenta computacional dessa dissertação em função da disponibilidade de referências sobre o programa, por sua versão estar acessível na universidade, e por ser atual e avançado. Ele é uma ferramenta de modelagem visual que permite desenvolver, documentar, simular e analisar modelos de sistemas dinâmicos. Ele foi criado pelo Ventana Systems, Inc. para tornar mais fácil o aprendizado da Dinâmica de Sistemas, e fornecer formas de construir modelos de simulação a partir de diagramas causais e/ou diagramas de fluxo (VENSIN, 2011).

## **3.3 Modelo Conceitual do Modelo Proposto**

O modelo proposto aqui desenvolvido com dinâmica de sistemas considera fundamentais as conexões e interações entre as partes do sistema. E para a análise do problema de fornecimento de energia sob a ótica do consumidor é necessário dividi-lo em diversas etapas, conforme comentado anteriormente no Capítulo 2, e agora classificados pelos tipos de influências a que se referem.

A etapa 2 definida por (FORD, 1999), chamada de “Modo de Referência” permite que se tenha uma idéia aproximada do comportamento dinâmico do sistema a ser modelado. Como os custos com energia elétrica dependem fundamentalmente dos custos praticados no ACR, da opção com autoprodução e dos custos no ACL, o “Modo de Referência” deve relacionar as variáveis fundamentais para este modelo, como indicado na Figura 3.6.



**Figura 3.6:** Modo de referência

A Figura 3.7 mostra ao consumidor a necessidade de observar, representada pelos três olhos do consumidor para sua decisão no fornecimento de energia, tanto as características internas da sua unidade (como a eficiência energética, alteração de nível de tensão, melhor gestão de seu contrato atual, etc.) quanto as características das opções dos dois ambientes de contratação de energia (ACR e ACL) e suas possíveis variações.

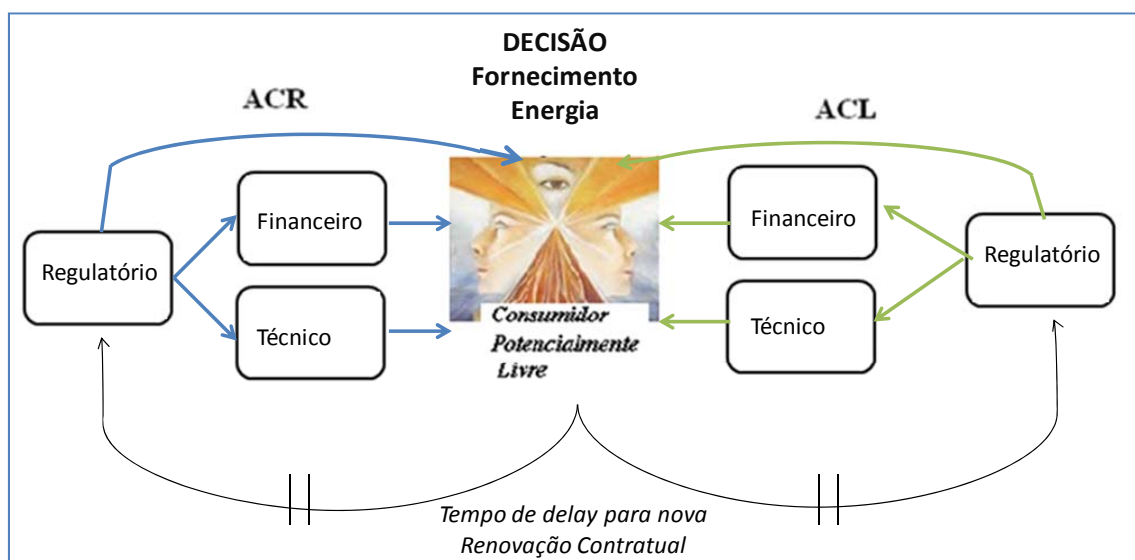
O tempo de *delay* representado na figura refere-se a possíveis impactos tanto dos dados do consumidor no mercado, quanto do próprio setor energético e das futuras mudanças comerciais e políticas adotadas no país. Como exemplo, consumidores de 300kW de demanda contratada que solicitaram à ANEEL nova regulamentação para redução do limite mínimo de 500kW para poderem migrar para o ACL. Se implementada essa regra fará com que seja ampliada a entrada de novos agentes no mercado, e conseqüentemente, poderá interferir e induzir a criação de novas medidas e procedimentos pelo setor para sua melhor operação e expansão de geração, de forma a suprir essas novas demandas com confiabilidade.

Também esse tempo de atraso do modelo pode representar um reajuste tarifário anual que poderá sugerir outra decisão de contratação de energia para o consumidor. Ou também, no caso de alguma nova regulamentação do setor que venha a alterar e impactar de alguma maneira as opções de operação no mercado. Como exemplo a abertura recentemente regulamentada para implantação das fontes de geração própria com energia fotovoltaica. A ANEEL aprovou essa Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012, para que os consumidores possam ser também geradores de energia, o que facilita a ampliação da fonte fotovoltaica como geração nas residências além dos consumidores de maior porte como as indústrias. É permitido aos consumidores gerarem parte ou todo o potencial elétrico que consomem, utilizando geradores que trabalham junto com a rede de distribuição.

É definido na resolução como microgeração distribuída a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW (fontes: energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada pela ANEEL), conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; e como minigeração distribuída, é a central geradora de energia, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW (mesmas fontes da anterior), conforme detalhes da regulamentação da ANEEL.

Quando os detalhes de implantação de energia fotovoltaica estiverem regularizados, suas regras claras e bem estabelecidas, ampliação dos fornecedores de equipamentos e serviços, sua capacidade de produção mais confiável, provavelmente poderão competir com as demais fontes. Esse fator poderá influenciar tanto a competição com a geração própria com diesel, quanto com as opções do ACL. Como exemplo um fornecimento de energia híbrido, ou seja, com compensação por outras fontes renováveis, quando não existir condição climática para a produção por fonte fotovoltaica, assim poderia ser realizado uma mistura de contratos complementares de fonte eólica ou de biomassa.

O modelo proposto busca esclarecer as principais variações no tempo e as possíveis influências diretas no mercado futuro, ou seja, na compra de energia pelo potencial consumidor.



**Figura 3.7:** Parâmetros conceituais da modelagem

Seguem as definições dos principais parâmetros analisados e utilizados na modelagem proposta:

- Regulatório (Reg): são os riscos ou benefícios associados às decisões dos agentes institucionais do mercado e às mudanças nas regulamentações, que possam impactar na opção de compra de energia, na composição das tarifas, nos preços de energia e na comercialização.
- Financeiro (Fin): são os custos relacionados à compra de energia, aos investimentos para a adequação técnica (no caso de uma nova migração para o ACL), aos custos de operação como agente da CCEE e demais gastos relacionados a contratação ou a uma opção de geração própria. E também, estão relacionadas à possível economia financeira proveniente da migração do ACR para o ACL.
- Técnico (Tec): referem-se ao atendimento da demanda de energia conforme necessidade e perfil do consumidor, a análise das possíveis variações de contrato (tanto no ACR quanto no ACL), a variação das diferentes fontes ofertadas de energia (também instalação, operação e

---

manutenção de grupo gerador no caso de geração própria de energia), e à adequação dos medidores para fornecimento, se houver necessidade.

A modelagem relaciona as variáveis, seus impactos no mercado, intervalos de tempo previstos entre as relações de causa e efeito e que possam interferir na contratação por parte do consumidor. É importante destacar que a escolha dos perfis consumidores busca representar sua classe, mas que o modelo proposto com suas principais variáveis modeladas pode ser adequado para os demais perfis.

Sendo que os dados individualizados, ditos exógenos, podem ser modificados, pois cada perfil tem sua contratação diferenciada, não somente referente à carga, mas também com relação à distribuidora, e que por fim altera os parâmetros e os pesos das variáveis de composição de dados do consumidor e da formação dos preços e tarifas. Mas os fatores endógenos de operação e de funcionamento das atividades do setor são mantidos, ou seja, as regras de participação do mercado e suas formulações relacionadas são as mesmas em configuração, portanto são aplicadas e adequadas para todos os consumidores.

Como comentado anteriormente, o principal incentivo à migração de consumidores ao ACL é a diferença de preços entre estes ambientes, pois ao migrar a unidade consumidora tem uma variação no seu gasto com energia elétrica devido à economia que o ACL pode promover. Na Figura 3.7 é apresentado o organograma do cálculo comparativo das despesas de energia aplicado atualmente para uma unidade consumidora no ACR e no ACL. Esta despesa pode ser obtida aplicando-se a tarifa média ao consumo e à demanda contratada conforme ambientes de contratação, ACR ou ACL, e por sua estrutura tarifária.

Também comentada anteriormente na seção 2.5.3, foi aprovada pela ANEEL uma nova estrutura tarifária das concessionárias de distribuição, com o PRORET, sobre os processos tarifários (Resolução Normativa nº 435 de maio/2011), com mudanças sobre as modalidades tarifárias aplicadas nas tarifas reguladas. Essa alteração não será mostrada nas simulações desse trabalho em razão de não estarem sendo ainda praticadas pela distribuidora escolhida para esse estudo. Mas assim que for implementada essa nova técnica tarifária de cálculo, o Modelo Econômico Proposto deverá também contemplar essas alterações futuras em suas análises.

Ainda na figura 3.8 no ACL, conforme já comentado, multiplica-se o preço da fonte de energia escolhida ao consumo médio anual da unidade, já adicionado às perdas elétricas do sistema. E também, deve ser considerada no cálculo qual a opção de fonte de energia contratada, os custos de adequação técnica de medição (no caso de ser um novo agente da CCEE) e demais valores referentes ao pagamento como agente do mercado livre.

A Equação (5) ilustra a variação percentual de economia, resultado dos custos entre os dois ambientes de contratação, para mostrar o possível resultado financeiro com a migração entre os ambientes para aquisição de energia de uma unidade consumidora. Ou seja, se o valor de economia for igual a zero, não existe vantagem financeira entre as opções do ACR e do ACL. Mas se o resultado for maior do que zero significa que existe vantagem na contratação no ACL, e por fim, um valor negativo mostra que a migração não é economicamente viável.

$$\text{Economia} = \left( \frac{\text{Tarifa} - (P_{ACL} + TUSD)}{\text{Tarifa}} \right) \times 100 \quad (5)$$

Onde:

Economia = Diferença dos preços entre o ACR e ACL [%];

P<sub>ACL</sub> = Preço no ACL [R\$/MWh];

TUSD = Tarifa de uso do sistema de distribuição e transmissão [R\$/MWh];

Tarifa = Custo do fornecimento no ACR [R\$/MWh].

Em razão do principal motivador da migração para o ACL estar relacionado a essa possível economia de custos de aquisição de energia, nesse trabalho está implementado na seção 4, com o software VENSIN, o modelo econômico proposto, com os impactos das variáveis econômicas dos ambientes de contratação.

Neste capítulo é apresentado inicialmente o modelo proposto conceitual, resultado da estrutura elaborada com visão sistêmica da comercialização de energia sob a ótica do consumidor, com a aplicação da técnica de dinâmica de sistemas. Nos Capítulos 4 e 5 são apresentados os diagramas de estoque e fluxo e a ferramenta computacional com a aplicação das relações econômicas da modelagem.

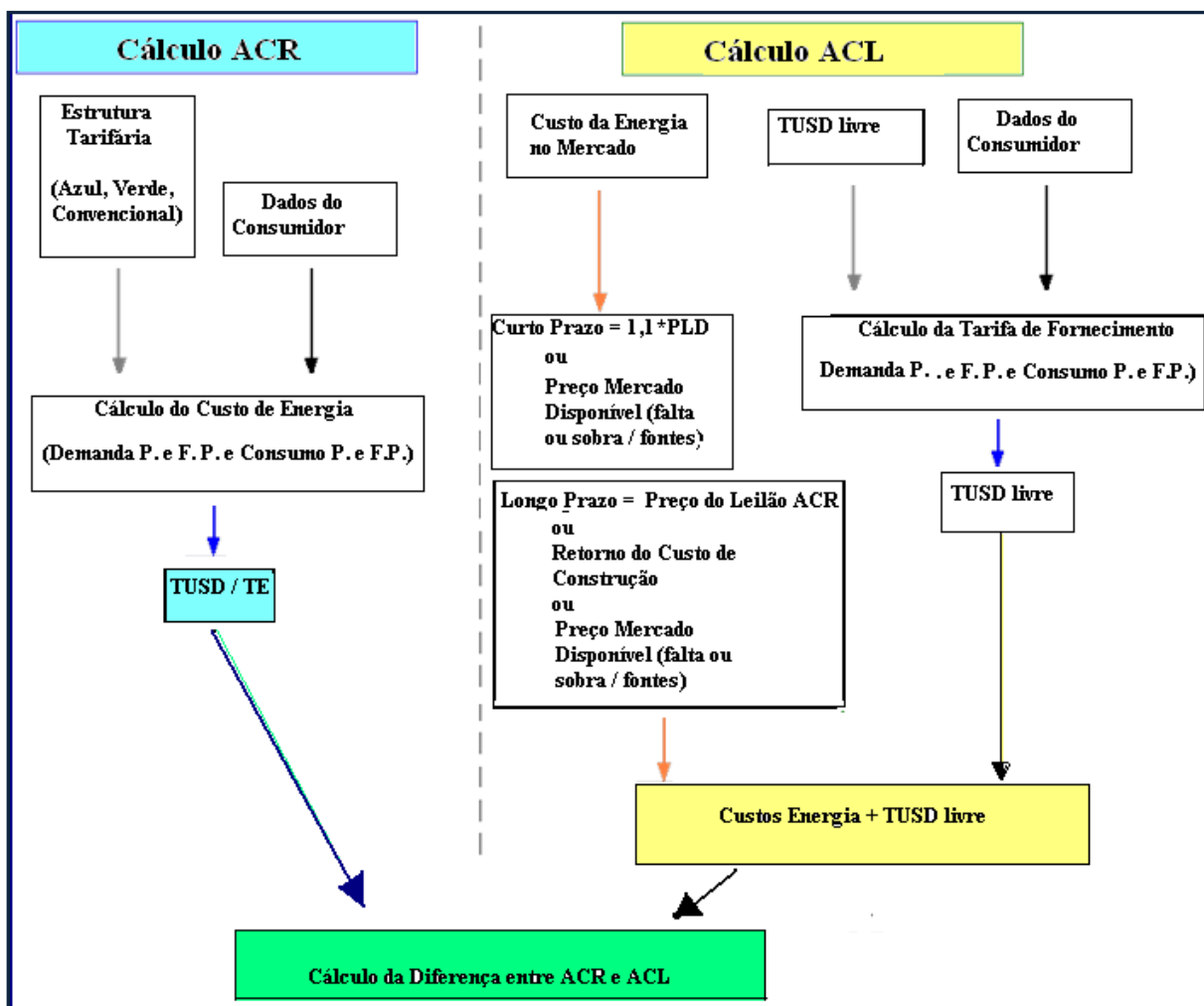


Figura 3.8: Etapas para o cálculo dos custos de energia

---

### 3.3.1 Dinâmica do Mercado Atual de Energia

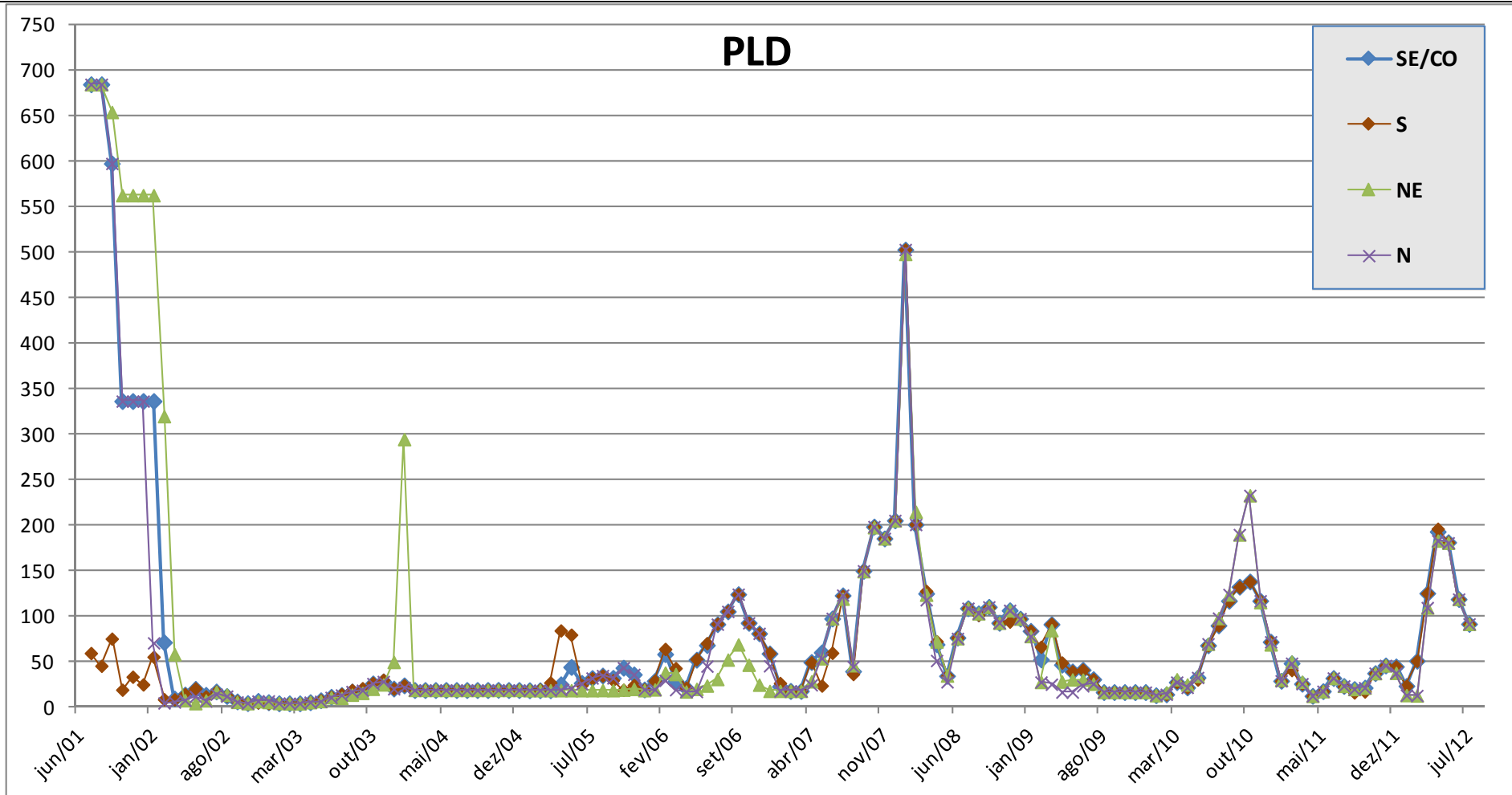
A expansão do ACL foi mais acentuada após o racionamento de 2001-2002 com a implantação do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) para atender ao déficit de energia, e com medidas de penalização pela violação de metas de consumo (exceto na região Sul). Essa penalização levou os consumidores a se adaptarem por consumos mais baixos e esse comportamento foi mantido após o fim do racionamento principalmente nos casos residenciais. Nesse período os preços no mercado livre tiveram uma queda que estimulou a migração para o ACL.

Nos anos seguintes, foi possível observar sobra de energia no mercado devido à redução de consumo e também, resultado do aumento da oferta de energia das usinas do PPT. Este fato pode ser comprovado pelo histórico de PLD mostrados na Figura 3.9 e permaneceu até o fim do racionamento em 2004. Mas em 2006, a sobra foi reduzida em razão da falta de produção por parte de usinas termelétricas a gás natural, e que fez com que o PLD tivesse um aumento considerável, com seu pico em janeiro de 2008 no valor de 569,59 R\$/MWh.

A Figura 3.10 ilustra o histórico do comportamento dos reservatórios do SIN de 2011 e 2012, divulgado pelo ONS. Nesta figura está relacionada a produção de energia à curva de aversão ao risco (CAR) para análise da confiabilidade de fornecimento (ONS IPDO, 2012). Se comparado com os valores de PLD pode se observar certa relação com o comportamento da hidrologia, que quando apresentada favoravelmente, observa-se PLD reduzido em alguns períodos. Mas vale lembrar que, o PLD também é afetado por despachos termelétricos, dentre outras decisões do mercado. Também pode ser observado que a produção reduzida do sul, no início desse ano não afetou a segurança de abastecimento dessa região, em razão principalmente dos outros submercados estarem interligados e gerarem excedentes para suprirem essa necessidade.

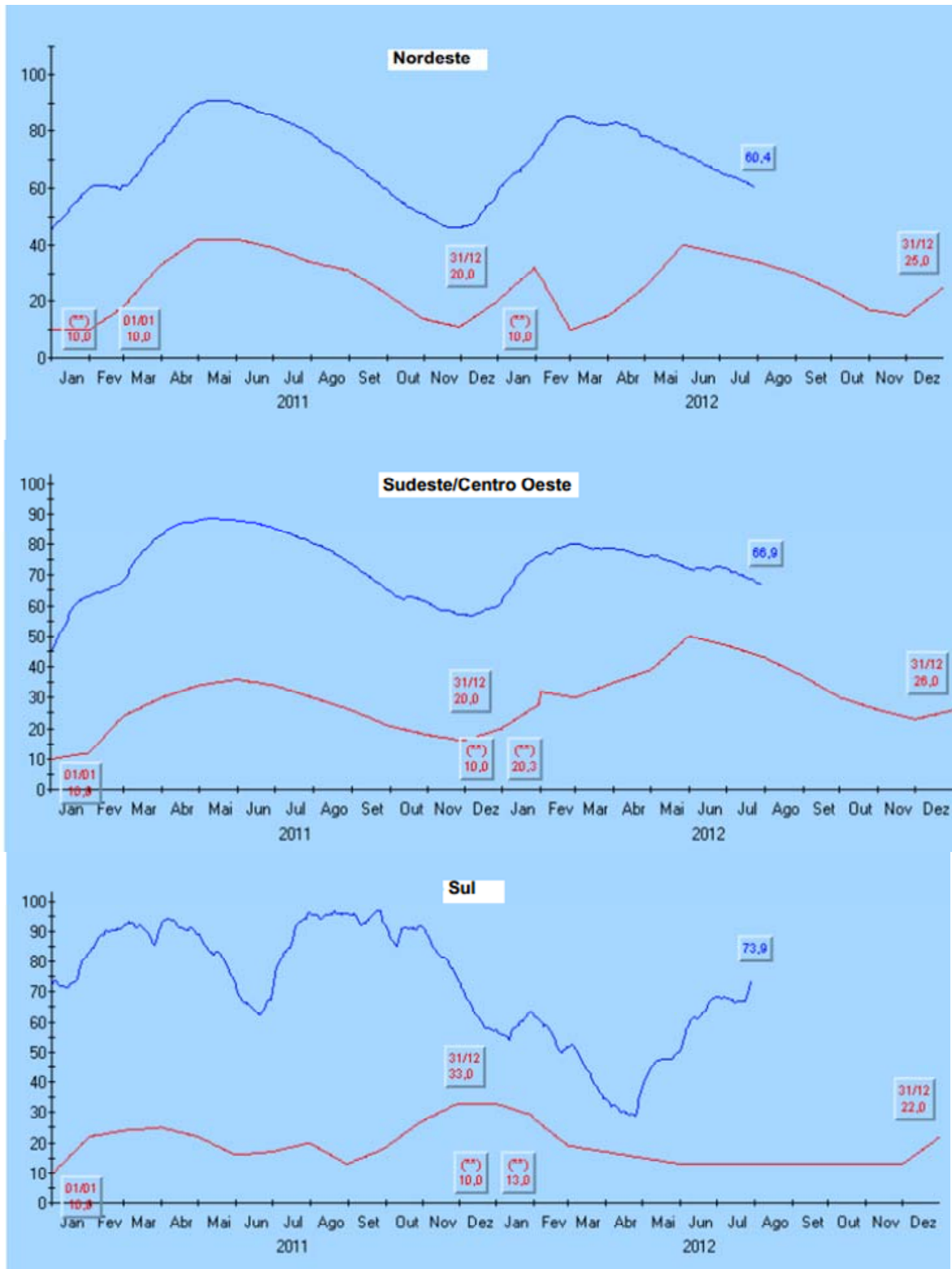
A volatilidade de preços já fez com que alguns consumidores livres retornassem ao ACR, que pode ser visto na Figura 3.11, mas algumas das distribuidoras procuradas, nesse período de 2008, não conseguiram suprir todas as solicitações de imediato. A CCEE divulgou uma perda de consumidores livres nesse ano em aproximadamente 7%, e após esse período o ACL voltou a sua expansão gradualmente dada a ampliação do mercado livre, com a regulamentação da figura do consumidor especial.

Conforme divulgado pela Agência Canal Energia em 8 de maio de 2012, o preço novamente tem chamado atenção dos consumidores, pois em abril o PLD chegou a R\$ 200/MWh, e de acordo com o diretor-geral do ONS, nesse período seco o PLD deve ficar em um patamar próximo a R\$ 150/MWh. Segundo o diretor, as chuvas na região sul devem aumentar e nas demais regiões o que se espera é que se mantenha o preço em patamares normais (ENERGIA, 2012). Com a volatilidade que o PLD tem passado nesse ano e seus impactos na receita de algumas empresas, a gestão de riscos e da contratação de energia estão muito procurados pelos agentes no mercado, conforme divulgado pelo diretor do grupo Safira de Energia ao Canal Energia, que ressaltou a importância desse tipo de consultoria para que por meio de estudos seja possível auxiliar consumidores em futuras compras de energia.



**Figura 3.9:** Histórico do PLD

Fonte: (CCEE d, 2012)



**Figura 3.10:** Histórico dos reservatórios *versus* CAR

Fonte: modificado de (ONS c, 2012)

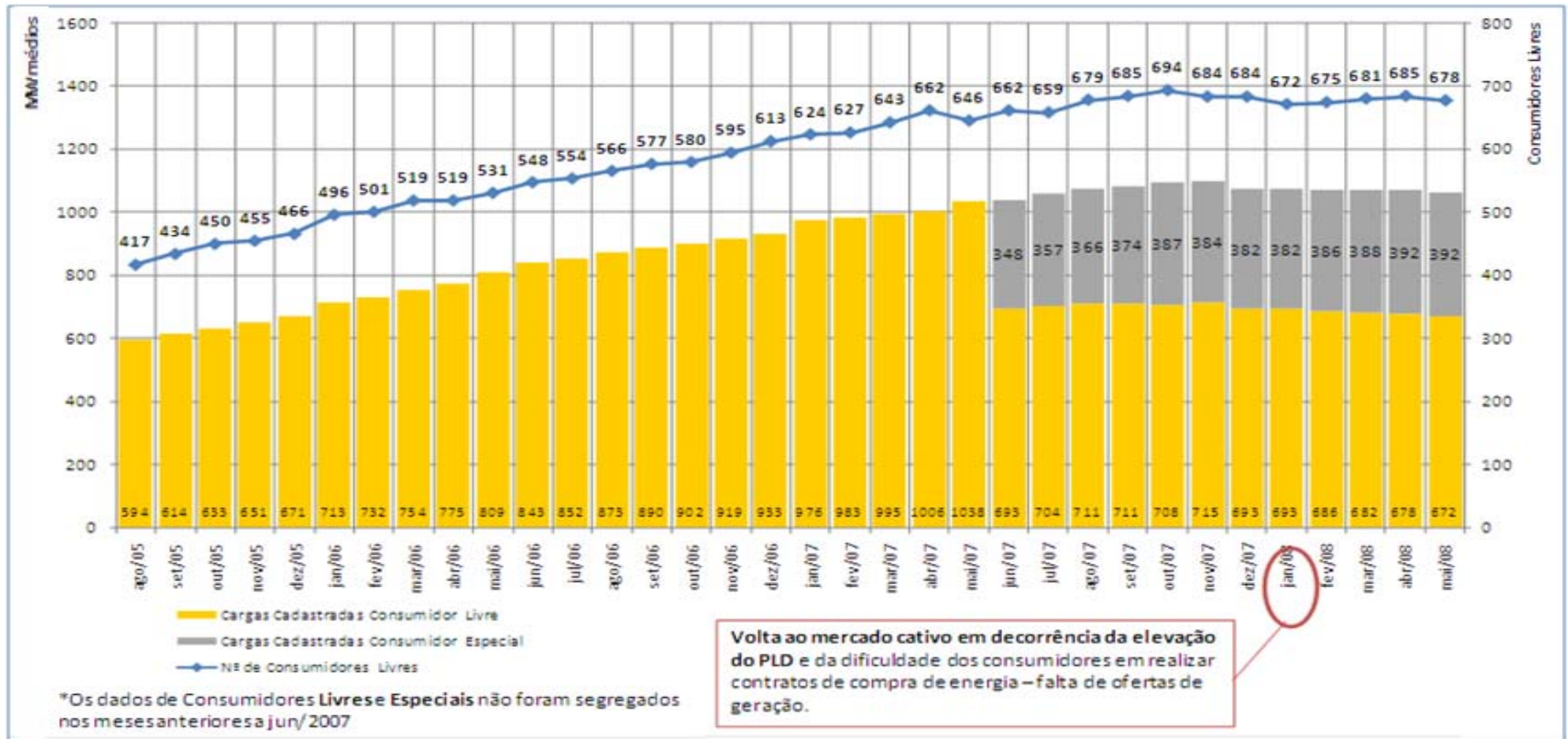


Figura 3.11: Número de consumidores e consumo no ACL

Fonte: modificado de (CCEE b, 2009)

Além das influências climáticas, conforme divulgado pelo jornal da Folha de São Paulo (caderno de mercado) em 16 de maio de 2012, referência do diretor da ANEEL, as tarifas de energia elétrica deverão ser reduzidas 3% em média este ano em razão da redução dos gastos com a CCC, visto que o custo unitário resultante do rateio dessa conta caiu de R\$ 15,00 /MWh para R\$ 7,75/MWh. Ele citou como causas da redução a superestimativa do valor da conta no ano passado e a geração acima do estimado das hidrelétricas do norte.

Também, o mesmo diretor criticou a existência do Encargo de Serviços do Sistema (ESS), pois não vê justificativa para a cobrança desse custo pelo governo para o consumidor cativo que já está 100% contratado, ou para o consumidor livre que possui contrato de compra de energia no ambiente de livre comercialização. E chamou a atenção sobre quem tem que pagar essa conta seria o consumidor que não tem contrato e o gerador que não tem água no reservatório, pois a segurança energética já é paga pelos consumidores no valor da energia contratada dentro ou fora dos leilões regulados. Somente para lembrar, o ESS é destinado à cobertura dos gastos com a produção de termelétricas despachadas pelo ONS fora da ordem de mérito de custos, com objetivo de poupar água dos reservatórios e garantir a segurança do sistema.

O CCC e o RGR representam em torno de uma média de 5% da conta de energia do consumidor, e o objetivo da ANEEL é reduzir em torno de 5,6% os encargos. A Tabela 3.1 mostra a variação do último ano das componentes tarifárias que impactam diretamente na tarifa das distribuidoras, e conseqüentemente no consumidor final.

**Tabela 3.1:** Componentes tarifárias

<b>Componentes Tarifários</b>	<b>Varição em % ( 2010 / 2011)</b>
RGR	104,67
CCC	15,75
TFSEE	4,07
CDE	6,16
ESS	70,8
PROINFA	-6,03
P & D	8
ONS	0,07
<b>Total de Encargos</b>	<b>15,69</b>

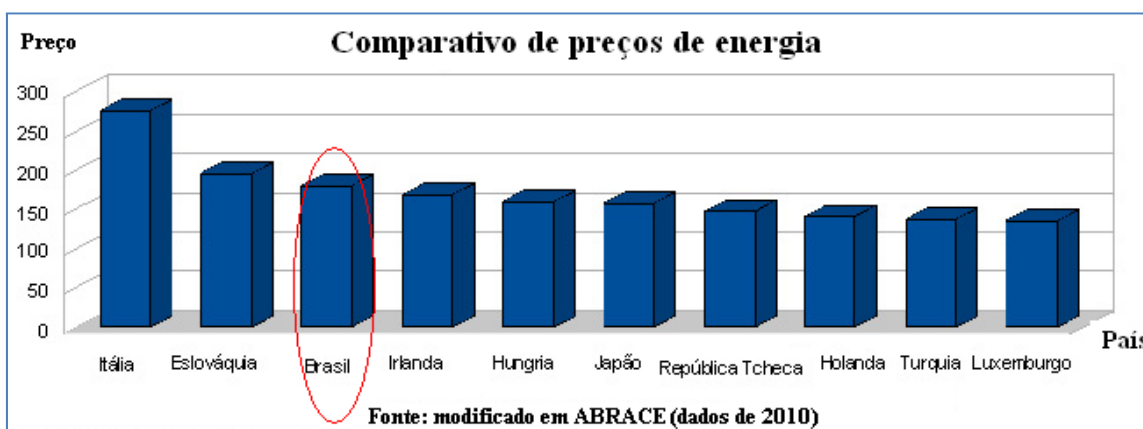
Fonte: modificado de (ABRACE, 2012)

Existem também projetos de lei em tramitação na Câmara que tratam da mudança no sistema com relação à cobrança do PIS e da COFINS para a energia elétrica, com o intuito de obter uma redução em torno de 6%, e que busca maior conscientização em relação à necessidade de mudança tributária nesse setor. A Figura 3.12 ilustra um comparativo dos maiores custos de energia no mundo, pode-se verificar que o Brasil está em terceiro lugar em razão dessa grande carga tributária sobre o custo da energia.

Nesse ano, no início do mês de setembro foi anunciado publicamente pelo governo sobre a intenção da redução dos encargos nas tarifas, a partir do ano de 2013 (próximos reajustes das distribuidoras), em torno de 16% para os setores residenciais e até 28% para os industriais. A redução do preço da energia será realizada com a

diminuição ou até a extinção de alguns dos encargos setoriais, como estratégia do governo para reativar a economia e incentivar a recuperação dos efeitos da crise financeira internacional. Foi anunciado que a cobrança da RGR e da CCC serão eliminadas, e que a CDE terá 75% de redução, conforme divulgado pelo governo com a Medida Provisória nº 579 (MP 579), de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia, redução dos encargos setoriais, modicidade tarifária. A MP 579 ainda está sendo questionada pelos agentes do setor e deverá ter revisões e correções ainda esse ano pelo governo (CANAL b, 2012).

Essa redução poderá influenciar não somente na ampliação dos investimentos privados no país, mas em contrapartida, se os preços do ACR ficarem muito reduzidos em comparação aos do já praticados no ACL, será necessário também medidas de incentivo governamentais para que os custos da expansão de geração acompanhem essa tendência. Novas construções de geração mais baratas ou algum incentivo do mercado para desconto adicional de tarifas (conforme já existe com o desconto da TUSD demanda para as fontes incentivadas) serão fundamentais para que os preços da energia no ACL possam continuar competitivos no mercado, caso contrário, se essa diferença de preços se estender poderá ocasionar uma menor procura pelo ambiente livre e pelos investidores privados no setor.



**Figura 3.12:** Comparativo de preços de energia  
Fonte: (ABRACE, 2012)

O ACL voltou a crescer após a implementação dos benefícios já citados anteriormente, referente aos consumidores especiais, que tornaram esse ambiente de mercado competitivo e muito atrativo em razão da economia gerada. Ao longo dos anos esse ambiente tem mostrado sua dinâmica, sendo que sua ampliação ou redução acontece a medida que os preços são mais baixos (que ocorrem com aumento da oferta no mercado ou custos de construção mais baixos), quando existem mais opções de contratação (opções de flexibilidades entre outros), ou na falta de oferta de energia, como exemplo do racionamento.

Mas as novas fontes alternativas têm ainda dificuldade na obtenção de financiamentos para novas construções, sendo que os custos de construção estão maiores que nos anos anteriores, como exemplo do mercado atual, a energia de PCH que tem sido ofertada principalmente no ACL em razão dos preços maiores e que

---

viabilizam sua construção. Elas tiveram inicialmente com o PROINFA um incentivo para que pudessem obter contratos de longo prazo e que viabilizara seus projetos (PCH, 2012).

Já no caso das eólicas, conforme dados dos últimos leilões públicos, os preços estão mais atrativos em razão principalmente da redução de seus custos de construção (detalhado Na seção 2.5.2), mas essa fonte tem sido mais aceita no ACR visto os riscos de atraso de construção e das variações climáticas para segurança do seu fornecimento. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) têm estudado diversas estruturas financeiras que possam ser aplicadas em projetos de fonte eólica para venda no ACL. O chefe do departamento de fontes alternativas de energia do BNDES comentou publicamente, conforme divulgado em 18 de maio pelo site do Canal Energia, que desde 2003, com todas as melhorias nas condições de financiamento do banco para eólicas, foi possível reduzir em pelo menos 25% o seu custo da energia com a compra nos leilões do ACR.

Atualmente, a busca por um modelo sustentável e pelo planejamento de redução de impactos ambientais mundiais faz com que as fontes alternativas sejam ainda mais procuradas. Em termos mundiais, o sistema de energia é o maior responsável pelas mudanças climáticas, cerca de 60% dos gases do efeito estufa em 2005 com as térmicas tradicionais (70%), sendo a maior parte de usinas a carvão, conforme divulgado esse ano por representantes da EPE e da Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável (RIO + 20).

No Brasil o setor elétrico é responsável por menos de 1% das emissões em razão da sua composição proveniente de fontes renováveis (81% da matriz). Segundo o PDE de 2020 da CCEE, o percentual dessa participação de fonte na matriz brasileira tende a atingir 83% no fim do período de estudo. O Brasil é conhecido como um dos países com matriz energética das mais limpas do mundo, e o objetivo é que as ditas novas fontes renováveis (eólicas, solar e biomassa) tenham uma sobreposição de geração de forma a propiciarem mais segurança de fornecimento, além da meta de até 2030 a eficiência energética dos consumidores aumentarem em 30%.

O preço da energia solar ainda é elevado quando comparado com outras fontes, em torno de R\$500/MWh, e algumas iniciativas públicas e privadas já estão sendo realizadas para facilitar sua entrada no setor, conforme já comentado sobre a resolução da ANEEL N° 482 de abril desse ano que facilita a ampliação da fonte fotovoltaica como geração própria (CANAL d, 2012). Para o coordenador do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ, a energia solar e fotovoltaica deverá ter um caminho parecido ao da eólica, mas ressaltou que sua tecnologia de operação é mais complexa, assim, a ANEEL, mediante chamadas públicas de projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D), deverão buscar melhorar o entendimento de suas particularidades de operação e conexão à rede do SIN (CANAL d, 2012).

Segundo divulgado no 9º Encontro Nacional do Setor Elétrico, em maio de 2012, o consumidor brasileiro deseja optar por seu fornecedor de energia, e segundo o presidente da ABRACEEL, existe uma grande aceitação do consumidor brasileiro quanto à opção de seu fornecedor e que promova competição e produtos de melhor qualidade adequados ao cliente. Segundo pesquisa realizada e apresentada nesse

encontro, o consumidor brasileiro ficou ao lado dos chineses e atrás apenas do alemão sobre a aceitação ao sistema de livre mercado, ou seja, há uma aceitação muito grande da população pela liberdade de mercado.

Sendo assim, em razão da tendência ambiental do setor, não serão consideradas nos estudos de caso simulados e apresentados nos Capítulos 4 e 5, fontes termelétricas para opção de fornecimento no ACL. Os consumidores precisam ter conhecimento sobre todos esses parâmetros, que são em sua maioria financeiros, mas também devem ponderar as variáveis não mensuráveis, como o nível de satisfação e a estratégia do consumidor. Como exemplo, um Grupo de Supermercados, que mesmo não obtendo vantagem financeira em uma unidade consumidora livre, optou comprar de energia alternativa para incentivar a produção “limpa” ambiental além de se beneficiar com o marketing por ser uma empresa mais sustentável. Essa mesma empresa possui também mais unidades consumidoras no ACL, mas que proporcionam grandes economias financeiras, assim, no balanço final de sua carteira de unidades consumidoras possuem custos menores que do ambiente regulado. As unidades compensam os riscos umas das outras sendo sua energia distribuída conforme mais vantajoso o mercado esteja em cada região e período (CANAL a, 2011).

Além disso, como exemplo de alternativa de redução de custos, existem alguns consumidores da classe industrial tanto do ACR quanto no ACL, que migram internamente na própria distribuidora para outro grupo tarifário com tarifas menores (o período entre a solicitação e sua real alteração tem sido aproximadamente de dois anos, em razão da necessidade de investimentos na rede e até mesmo construção de subestações elevadoras do nível de tensão, em busca das tarifas mais baixas) ou que instalam geração própria para suprimento no horário da ponta.

A Tabela 3.2 mostra dados apresentados em (SCHUCH,2000) com a propensão de mudança de fornecedora de energia pelos consumidores, com relação às variações de redução dos preços contratados, ou seja, a satisfação do consumidor com a fornecedora é influenciada pela possível economia gerada na troca por outro vendedor de energia.

**Tabela 3.2:** Comparativo da troca de fornecedora de energia

<b>Redução do Preço de Energia</b>	<b>Opção de Troca pelo Consumidor</b>
2%	48%
5%	65%
10%	83%
15%	86%

Fonte: modificado de (SCHUCH, 2000)

No 9º Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico, também, o presidente do conselho de administração da CCEE disse que o potencial brasileiro do ACL é muito maior e que seu crescimento é questão de melhoria na política energética do poder

---

concedente, ou seja, o governo deve viabilizar esse crescimento com uma visão geral de todo o mercado, do planejamento, da expansão e da transmissão, porém de maneira que esse crescimento seja mais rápido e eficiente.

A CCEE atualmente tem 1.500 consumidores onde 40% são consumidores livres e 60% consumidores especiais, e tem se mostrado otimista com a criação das plataformas de comercialização de energia, como o Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia e a BRIX. Portanto neste panorama de mercado apresentado, esse trabalho busca identificar as relações entre as variáveis técnicas, econômicas e regulatórias e suas conexões a respeito da operação do mercado energético. E com a aplicação da técnica de DS, atender a estes requisitos de variação de tempo com um modelo que leve em conta os fluxos de informação e as relações vinculadas a cada estratégia de contratação do perfil consumidor.

### **3.3.2 Aplicação de Dinâmica de Sistemas sob a Ótica do Consumidor Livre**

O modelo proposto relaciona as variações técnicas, regulatórias e financeiras dos dois ambientes de mercado, suas conexões, seus tempos de impacto/atraso que vierem a influenciar diretamente no comportamento do mercado e na decisão do consumidor potencialmente livre.

A seguir é apresentado o organograma resumido desses parâmetros do mercado já detalhados anteriormente. Está primeiramente mostrado em blocos compactados na Figura 3.13, e posteriormente são apresentados em etapas, representada pelo diagrama de laço causal, para melhor entendimento da sua dinâmica. A figura apresenta a estrutura do problema de decisão com os parâmetros gerais definidos na seção 3.3, e considerados nessa modelagem.

Inicialmente é representado o consumidor conforme características de carga, informação de que se foi realizada ou não uma eficiência energética em sua unidade, sua estratégia com relação ao fornecimento de energia, e por fim, sua decisão sobre a melhor oportunidade dentre as opções dos ambientes regulado ou livre.

Na sequência, dentro dos dois ambientes, são levadas em consideração suas particularidades e diferenças técnicas (Tec), financeiras (Fin) e regulatórias (Reg), com seus possíveis impactos sobre cada escolha de contratação de energia por parte do consumidor no mercado atual.

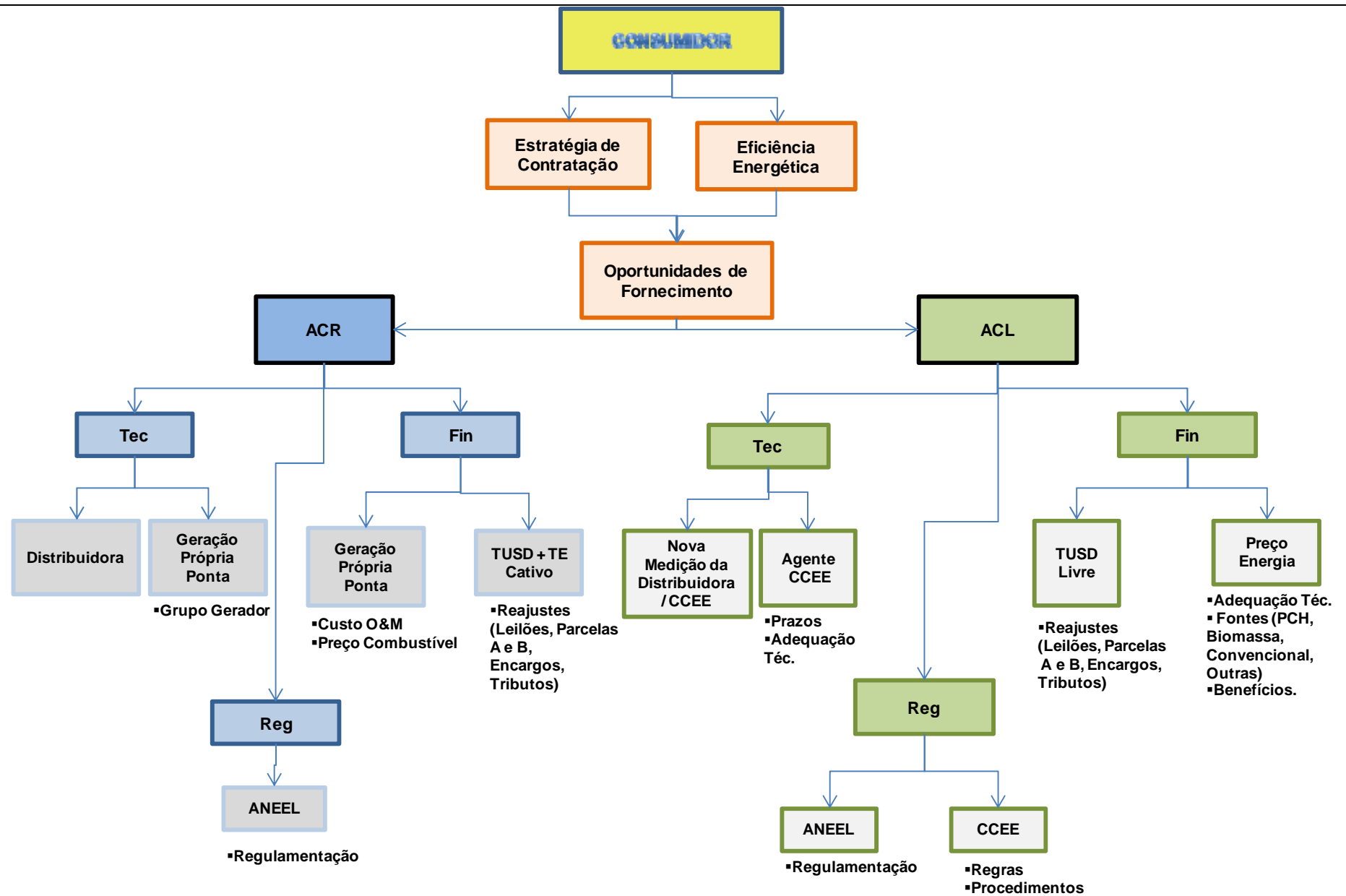


Figura 3.13 – Estrutura do problema de decisão do modelo proposto

---

### 3.3.3 Diagrama de Laço Causal do Modelo Proposto

O objetivo do modelo proposto é, dado o cronograma de migração de uma unidade consumidora potencialmente livre, relacionar os principais indicadores para a contratação, os riscos e as diferenças de preços. A Figura 3.14 apresenta o diagrama de laço causal simplificado do modelo proposto, desenvolvido no programa VENSIM, e representa as relações de causa-efeito das variáveis fundamentais na comercialização de energia. Este diagrama representa a etapa 4 para o modelo proposto, definido por (FORD, 1999).

Este diagrama representa uma análise qualitativa do sistema modelado, sendo construído, com as informações já detalhas anteriormente, e com o conhecimento sobre o mercado de energia, resultado da subjetividade e da experiência sobre o sistema. Conforme dito anteriormente, as setas indicam o sentido da influência e as setas com dois riscos no meio indicam que existem atrasos resultantes da ação do laço (como exemplo o prazo de retorno dos consumidores livres para o mercado da distribuidora).

No diagrama de laço causal é possível identificar os parâmetros e seus impactos na operação do modelo, sendo que os campos em negrito representam o eixo principal do sistema, visto como um todo. Como um exemplo de sua interpretação tem-se, a relação entre os custos de energia entre os ambientes e a estratégia de contratação. Assim, um aumento no custo da distribuidora contribui para o aumento das despesas finais do ACR, que conseqüentemente, aumenta a procura de consumidores pela oportunidade do ACL. Da mesma forma, um aumento de custos da energia no ACL contribui para um aumento do retorno de consumidores ao ACR, que influencia também a procura pela migração por outras unidades.

Os indicadores de atraso representados nos diagramas fragmentados mais adiante são fundamentais, pois cada variável pode impactar outra em tempos diferentes, sendo necessário que a modelagem leve esse fator em consideração. Como exemplo, uma medida regulatória da ANEEL, a respeito da inclusão ou modificação de um ou mais encargos ou tributos. Essa alteração poderia levar de meses a um ano para ser implementada que poderia causar um impacto negativo nas tarifas por parte da distribuidora. Mas, pelo lado do consumidor, as tarifas reduzidas podem viabilizar maiores investimentos na produção, especialmente daqueles consumidores que possuem custo de energia muito representativo em sua cadeia de custos fixos. Com essa medida, no próximo reajuste tarifário (que depende da data da concessão da distribuidora, para a COELBA o reajuste é no mês de abril) esse impacto será repassado pelas contas de energia ao consumidor final, que poderá influenciar o mercado livre em razão da maior competitividade nos preços, forçando que os agentes vendedores nesse ambiente busquem incentivos governamentais de forma a evitar prejuízos financeiros.

O diagrama de laço causal está mais adiante apresentado de forma fragmentada para melhor entendimento dos detalhes de cada interligação do modelo proposto, e são diferenciados pelas divisões de: relações do ACR, relações do ACL e decisão final do consumidor.



---

### 3.3.3.1 Fragmentação do Diagrama de Laço Causal

Os laços de realimentação identificam cada contribuição na análise, assim, nas Figuras 3.15, 3.16 e 3.17 são apresentados um desmembramento da Figura 3.13 para melhor compreensão da modelagem proposta. E, no próximo capítulo será apresentada a formulação e o diagrama de estoque e fluxo do modelo econômico proposto.

Na Figura 3.15 estão representadas as principais variáveis do ambiente ACR (localizadas do lado esquerdo da figura principal do diagrama de laço causal), sendo que a oportunidade do ACR é influenciada pelas políticas econômicas e governamentais diretamente. Ou seja, caso seja criado um novo imposto a ser cobrado pela distribuidora (impacto negativo para o consumidor), a oportunidade do ACR piora, o custo de contratação via tarifa da ANEEL aumenta, que afeta com descontentamento o consumidor.

Também, dependendo dos valores de demanda e consumo contratados do consumidor e se foi ou não realizada uma efficientização energética (quanto maior a taxa de realização de eficiência energética menor será o valor contratado de demanda e consumo, ou maior será o nível de tensão conectada, etc.) da unidade em estudo, interferem diretamente no valor enquadrado nas tarifas da ANEEL. Como exemplo, se uma unidade investiu em eficiência e alterou seu nível de tensão de forma que tivesse uma redução no consumo de energia e obtivesse tarifas menores da distribuidora (se conectou a um nível de tensão maior do que estava anteriormente, que equivale a tarifas menores), assim por consequência, o custo da distribuidora total seria menor que promoveria uma melhor oportunidade no ACR para o consumidor.

Além disso, o custo da distribuidora também leva em consideração possível investimento a ser feito na ampliação ou manutenção da sua rede (podendo ser direta ou indiretamente relacionados ao perfil consumidor). Assim, quanto maiores os investimentos e se forem realizados em um período de tempo longo, de forma que sejam amortizados sem impacto negativo na receita da distribuidora (que ocasionaria um aumento grande na tarifa na próxima revisão tarifária), será benéfico para o consumidor por proporcionar maior segurança e qualidade de fornecimento e não ter impacto nos custos. Complementarmente, quanto maior/melhor for a oportunidade no ACR, menor será o custo de contratação final fazendo com que esse ambiente se torne mais atrativo para o consumidor.

A oportunidade do ACR, dentro do modelo proposto, escolhe entre a opção mais econômica do custo da distribuidora e do custo com geração própria (no horário da ponta). Somente é considerada na modelagem a opção de geração própria aplicada ao ACR. Se a geração própria for maior, ou seja, menos estratégica e mais cara, é considerada somente a opção de integralmente cativo com a distribuidora. A geração própria considera os custos de investimento na compra de um grupo gerador (que forneça cerca de 60% de seu consumo no horário da ponta, a ter retorno desse investimento no primeiro ano, ou seja, com impacto por 12 meses), os custos de operação e manutenção mensais, e os custos do combustível (no caso desse estudo é utilizado o combustível diesel por ter sido o mais utilizado no setor).

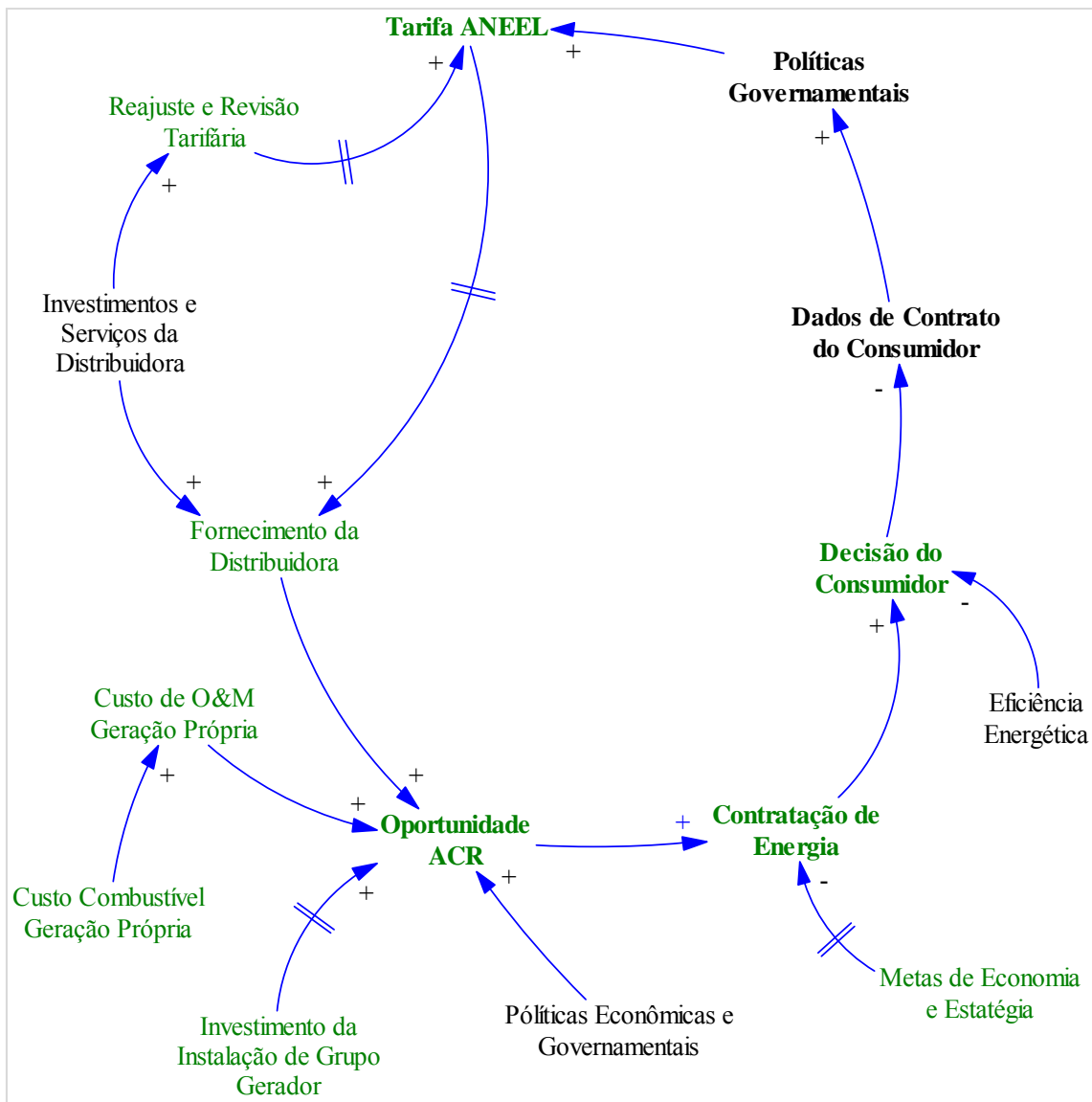
---

São consideradas as componentes da composição tarifária que mais influenciam a formação da tarifa o ACR. Sendo que é inclusa no modelo a previsão de reajuste e de revisão tarifária como impacto direto na tarifa final, a cada período de referência da distribuidora (o reajuste acontece 12 meses depois da data de referência). Ou seja, a cada ano a tarifa regulada será reajustada pelo índice estimado no fornecimento da distribuidora, e o modelo prevê essa expectativa de variação de custos futuros.

A análise da contratação de energia é realizada, respeitadas as metas de economia e estratégias do consumidor, analisadas a cada 12 meses a partir da data de referência do modelo. Uma vez tendo feita a opção, se um novo consumidor de grande porte, a ser conectado à rede de uma distribuidora no ACR, torna-se necessário uma ampliação de carga por parte da distribuidora de forma a suprir esse fornecimento com segurança. Se acontecer com frequência, em curto espaço de tempo, poderá impactar na criação de novas regras e políticas que regulem e tornem essa operação mais controlável e segura tanto para os consumidores quanto para a distribuidora.

No caso também de uma distribuidora não aceitar um consumidor, como exemplo um perfil da rede automobilística, que deseja retornar do ACL, talvez exista necessidade de interferência do governo para que o mesmo possa obter seu abastecimento de energia sem prejuízos. Se esse perfil estiver descontratado, sendo uma unidade de grande porte que possui muitos funcionários, teria que demitir muitos trabalhadores da empresa para redução dos custos de forma a amortizar o prejuízo causado com o aumento de custo de energia. Isso poderia causar um aumento considerável no desemprego da região e por consequência, esse problema necessitaria de intervenção da administração pública para auxiliar essa situação.

Para facilitar no entendimento da continuidade desse trabalho, estão apresentados em cor verde, nessa mesma Figura 3.15, os parâmetros do ACR implementados na simulação da parcela econômica do modelo proposto. Essa parcela está apresentada posteriormente nos Capítulos 4 e 5, por meio de simulação das variações financeiras que impactam a decisão do consumidor.



**Figuras 3.15** Laço de realimentação do ACR

Na Figura 3.16 estão representadas as principais variáveis do ambiente ACL sendo que essa oportunidade é influenciada pelas políticas econômicas e governamentais diretamente, assim como explicado anteriormente no ACR. Mas vale lembrar que essas influências podem impactar os dois ou exclusivamente um dos ambientes, conforme estabelecido pelo setor. E, os incentivos governamentais influenciam o custo da energia no ACL, como exemplo o desconto na TUSD para fontes incentivadas que torna esse custo menor e que consequentemente poderá proporcionar vantagem financeira no mercado livre.

Também, a tendência da escolha realizada pelos consumidores tanto no ACR quanto no ACL podem influenciar as futuras definições e políticas governamentais. Mesmo porque essas políticas e regulamentações devem ser elaboradas de forma a refletirem às necessidades atuais do mercado, para manterem a igualdade, transparência

---

e incentivarem o crescimento do setor, além da segurança do fornecimento de energia a custos que reflitam sua melhor operação e eficiência.

Conforme discutido anteriormente para o ACR, a eficiência energética impacta diretamente os dados de carga do consumidor (demanda e o consumo contratados), e poderá influenciar no custo da compra de energia no ACL. Pois passam a ser menores os valores contratados quanto melhores (maiores) forem as condições técnicas de operação do consumidor, assim como a opção de flexibilidades contratuais, alteração de nível de tensão, etc que influenciam positivamente a opção do consumidor.

Essa figura também mostra que quanto maiores as metas de economia, melhores devem ser as oportunidades no ACL (nesse caso, a melhor oportunidade é a que tem preços menores e condições mais flexíveis de fornecimento, de garantias e pagamentos) de forma que o custo de contratação seja menor/mais atrativo no ambiente livre, quando comparado ao ACR.

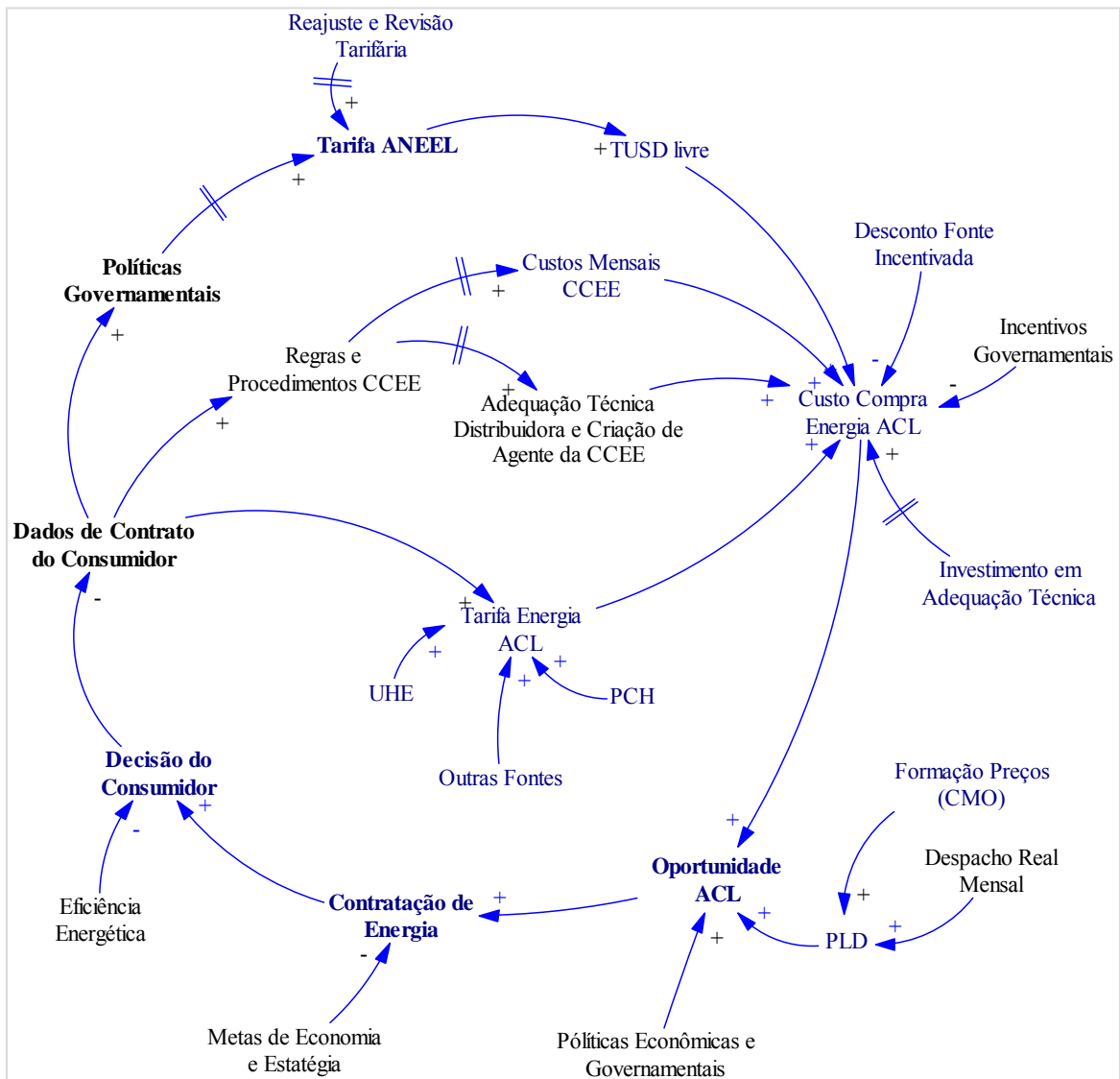
Deve ser levada em consideração na modelagem a opção do mercado de curto prazo, representado pelos valores de PLD mensal utilizados para contabilização e liquidação das diferenças contratuais pela CCEE. Quanto menor for o valor do PLD a tendência é que maior (melhor) será a oportunidade do consumidor em ficar descontratado, para comprar ao menos parte do consumo de energia no curto prazo. Como influências na composição do PLD estão os custos de CMO, que para lembrar refletem os custos para expansão do sistema no longo prazo, e a real operação do sistema, com o despacho dos geradores realizado diariamente pelo ONS para suprimento do SIN e que impactam o valor final.

Assim, torna-se necessário a análise de todos os valores envolvidos na composição do custo de compra de energia, como os preços das diferentes opções de fontes de energia (nesse trabalho foram definidas as fontes de PCH, UHE e outra em razão do mercado atual), para escolha daquele fornecedor que propuser maior economia, além das demais providências de migração já comentadas. A adequação técnica, investimentos como agente da CCEE (abatimento do retorno do investimento nos 12 meses posteriores) e os custos mensais do ambiente livre, consequências das regras e dos procedimentos do mercado vigentes, são também representadas no modelo proposto.

Os perfis consumidores e a procura pelas migrações podem influenciar alterações nas regras e procedimentos, de forma a contemplarem e refletirem o atual mercado e suas necessidades de operação. As regras e os procedimentos podem ser reformulados a cada ano, ou seja, podem impactar o consumidor a cada atualização que venha a ocorrer, tanto com relação aos custos quanto às exigências técnicas de medição.

Os custos relacionados ao uso do sistema de distribuição, da tarifa da ANEEL aplicada no ACL, assim como cada reajuste e revisão tarifária (que ocorrem a cada 12 meses posteriores a data anterior) impactam diretamente os custos finais de compra de energia no ACL. Ou seja, quanto menores os custos de tarifa no ACL, alinhados aos menores custos da compra de energia de fontes disponíveis no mercado, resultam em uma melhor oportunidade (custo total do ACL mais baixo tende a produzir maiores economias) nesse ambiente para o consumidor.

Na Figura 3.16, para facilitar o entendimento desse estudo, estão também destacados (apresentados em cor azul), os parâmetros de opção do ACL implementados na simulação da parcela econômica do modelo proposto.



**Figuras 3.16:** Laço de realimentação do ACL

Por fim, na Figura 3.17 estão representados os parâmetros sobre a decisão final do consumidor e o comparativo dos custos de energia, de forma a mostrar as relações e suas realimentações. As influências governamentais impactam tanto o ACL quanto o ACR, podendo haver impactos diferentemente para cada ambiente ou igualmente, fazendo com que as oportunidades sejam diretamente dependentes desse fator. E, o custo de contratação do modelo sugere que seja o menor valor entre esses ambientes, que levam em consideração as metas de economia estipuladas, sua estratégia no mercado, e que conseqüentemente, poderá influenciar os dados finais de compra de energia do consumidor.

---

Como exemplo de aplicação desta modelagem, um consumidor que possui a estratégia de em uma unidade não ser necessário obter economia, mas busca-se comprar energia de fontes renováveis para fins estratégicos comerciais. Assim, existe um peso sobre essa opção de fonte e após essa definição no modelo, os valores contratados do consumidor influenciam com maior peso a compra no ACL com as opções disponíveis. Nesse caso, se o consumidor já se enquadrar na modelagem como um consumo de perfil por fornecimento de fontes incentivadas (em razão dos seus dados de contrato), será avaliado na modelagem a melhor contratação entre as fontes do mercado, com preferência pelo menor preço (PCH, eólica, etc.) e com maior/melhor flexibilidade contratual.

As demais variáveis definidas no modelo já foram explicadas nas fragmentações anteriores, mas estão novamente colocadas nessa última figura do diagrama para mostrar a relação geral do sistema de comercialização. Portanto, as tarifas da ANEEL afetam diretamente os ambientes, cada qual com sua proporção, e por fim influenciam a opção do consumidor sobre o impacto financeiro.

Para o atendimento da demanda contratada dos consumidores deve ser estabelecida uma meta de economia mínima, como por exemplo, uma meta de 10% de redução de custos, e também levadas em consideração as opções de possível aumento de carga, maior sazonalização mensal ou modulação horária, entre outras características contratuais. Pois quanto maiores forem a quantidade de flexibilidades, melhor será o contrato por parte do consumidor. Ou seja, contratos com flexibilidade de 15% e sazonalização de 20% são mais vantajosos que aqueles com um mesmo custo da energia, mas com 5% de flexibilidade e 10% de sazonalização, e assim por diante. Quanto mais opções o consumidor tiver para alinhar seu comportamento diário, mensal e anual de consumo durante o contrato, mais fácil se torna a gestão por parte do consumidor e conseqüentemente, torna-se uma opção mais atrativa do que outros que não ofereçam as mesmas oportunidades.

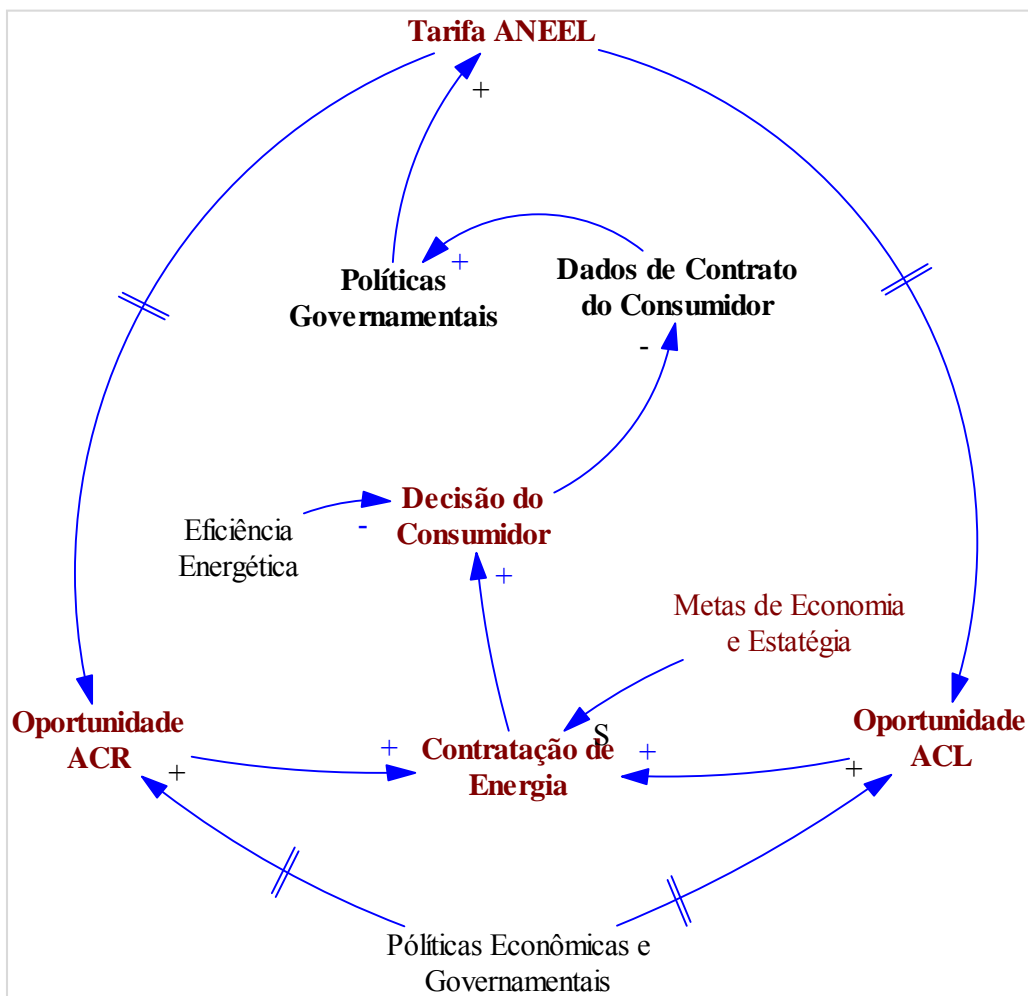
Para entender melhor essa realimentação final, se houver uma maior procura pelo ACL, poderá gerar necessidades adicionais por parte das políticas do governo e da ANEEL para alinhar o mercado e sua expansão. Ou seja, as opções dos consumidores podem variar conforme comportamentos do mercado e dos preços, que podem impactar em novas regulamentações. Assim como as novas definições do governo influenciam o setor de forma que exista uma realimentação periódica entre os agentes no mercado.

Como exemplo tem-se a possível abertura do ACL para consumidores com demanda menor que as do limite atual, que podem influenciar um aumento nas migrações e também a redefinição de regras e procedimentos que suportem essa demanda. Isso também impacta os reajustes tarifários da ANEEL, em razão da redução da carga da distribuidora, que por fim novamente irá impactar o consumidor e assim por diante.

Por outro lado, se os preços do ACR forem reduzidos na faixa dos 20%, como anunciado pelo governo (tendência de redução de encargos das tarifas), além do fator ambiental do mercado, que favorece a procura pelo ambiente cativo em razão dos custos reduzidos (se um consumidor de grande influência temerado pelo desconhecimento das regras e das opções futuras retornar para o ACR ou até mesmo não migrar para o ACL,

ele poderá influenciar outros sem uma causa bem justificada a também estagnarem no cativo, o que pode prejudicar a expansão do setor), essas distribuidoras correm o risco de não conseguirem suprir muitos dos consumidores que optem por retornar. Isso em razão delas não terem previsto essa mudança quando realizaram suas compras de energia nos leilões regulados para atendimento de seus consumidores. Também, os agentes geradores do ACL podem ficar descontratados e inadimplentes com os pagamentos dos financiamentos, que conseqüentemente poderá desencadear prejuízos financeiros e fuga de investidores externos, em razão da grande variabilidade do mercado como também, da dificuldade em obter segurança no longo prazo.

Da mesma forma que nas figuras anteriores, os parâmetros resumidos de decisão do consumidor sobre a compra de energia estão realçados em cor vermelha, pois estão implementados na simulação da parcela econômica do modelo proposto, apresentados nos próximos capítulos com suas formulações e os diagramas de estoque e fluxo.



**Figuras 3.17:** Laço de realimentação da decisão do consumidor

Adicionalmente, existem dados que não estão representados nesses laços, mas estão implícitos em algum parâmetro definido no diagrama de laço causal. Como exemplo, os parâmetros abertos da composição das tarifas da distribuidora (participação

---

de compra de energia nos leilões, parcelas A e B, etc.), as informações atuais do mercado que servem como referência de dados de entrada, os impostos e os índices de reajustes como IPCA e IGP-M. Todos devem ser levados em consideração nas análises e estarão contemplados na formulação matemática da parcela do modelo econômico proposto, em razão de influenciarem algumas variáveis já representadas.

### **3.4 Considerações Finais do Capítulo**

O novo ambiente do setor de energia elétrica brasileiro exige que o planejamento da expansão tradicional seja complementado por enfoques globais e voltado à competição. Desta forma, o Modelo Proposto estruturado pelo problema de decisão do consumidor potencialmente livre é apresentado nesse tópico como uma ferramenta de gestão auxiliar, dessa abertura à competição, com a análise da migração do consumidor entre os ambientes. E, considera com a técnica de DS métodos baseados na gestão e na criação de conhecimento sobre esse planejamento econômico-financeiro e operacional.

A técnica de DS está detalhada nesse capítulo com seus conceitos de construção e principais aplicações. É apresentada uma modelagem conceitual em etapas da dinâmica da operação do mercado energético e da estrutura de estratégia de decisão do consumidor.

A construção do diagrama de laço causal do modelo proposto e sua decomposição por ambiente de contratação busca esclarecer cada etapa do sistema e seus relacionamentos de influência sob a ótica do consumidor. A visão sistêmica desses fatores de impacto do mercado pode ser entendida pela relação das suas variáveis, classificadas nesse trabalho como técnicas, regulatórias e econômicas. Essas variáveis podem impactar de formas diferenciadas nos ambientes de mercado (ACL ou ACR), e consequentemente, na decisão final de compra de energia.

Essa visão fragmentada auxilia no entendimento do modelo dinâmico proposto apresentado nesse capítulo. Assim, é possível para o consumidor não somente atualizar-se sobre as informações do setor como também, compreender seus relacionamentos e possíveis fatores de influências para auxílio na gestão de sua participação e na escolha de seu fornecedor, dentro do sistema atual de mercado.

---

## **CAPÍTULO 4: MODELO ECONÔMICO PROPOSTO**

### **4.1 Introdução**

O modelo proposto representa uma evolução em relação à limitação do cálculo tradicional, com a possibilidade de simulação do processo de decisão dos consumidores potencialmente livres em optar pelo seu fornecimento, mas com uma visão dinâmica ampla da operação no mercado e das variáveis que mais o impactam.

A metodologia tradicional financeira é utilizada para o cálculo dos custos de migração das unidades de consumo e o modelo econômico proposto tem o mesmo equacionamento matemático, mas é elaborado de modo a incluir no processo de decisão dos consumidores, as estratégias e considerações da dinâmica do setor no planejamento de sua contratação além de analisar o mercado como um todo.

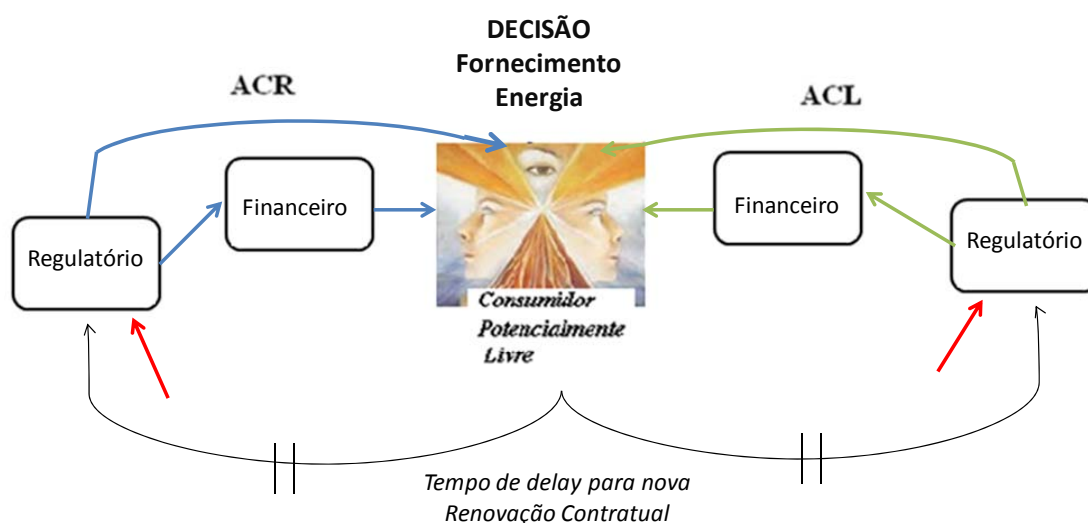
Inicialmente é apresentada a formulação matemática resumida, da parcela de referência definida como variável financeira de parte do modelo proposto, ilustrado pelo laço causal no capítulo anterior. E em seguida, com base nessas formulações e definições dos parâmetros, são aplicados e apresentados os diagramas de estoque e fluxo resultados dessa parcela variável do cálculo econômico do modelo proposto.

### **4.2 Desenvolvimento da Modelagem Econômica**

O modelo proposto conforme já comentado, foi construído com base em consultas a outros trabalhos relacionados ao tema e apresentados nas referências bibliográficas, assim como, com a experiência no setor e entrevistas com especialistas de concessionárias de geração e comercialização do SEB. Foram selecionadas as variáveis com influência significativa sobre a decisão dos consumidores na contratação de energia elétrica no mercado atual.

A definição da parcela de modelagem econômica permite uma projeção dos custos, do reajuste parcial da tarifa da distribuidora, da inclusão de parâmetros e influências sistêmicas financeiras, e por fim da simulação de perfis e do impacto das estratégias sobre esta projeção do mercado.

A Figura 4.1 apresenta uma seleção de parte da Figura 3.6, já definida na seção 3.3, com os parâmetros conceituais do modelo proposto. Dessa forma é possível relacionar a parcela econômica formulada e implementada no VENSIN, com seu diagrama de estoque e fluxo e que será apresentado mais adiante para simulação e análise financeira do consumidor. Nela pode-se observar que o modelo econômico proposto de decisão de fornecimento do consumidor relaciona as variáveis financeiras e parcialmente as variáveis regulatórias, pois essas últimas estão limitadas ao foco de influência econômica.



**Figura 4.1:** Parâmetros da modelagem econômica

Para definição dos dados do modelo econômico proposto e definição dos cenários de pesquisa, sob a ótica do potencial consumidor, são focados nos tópicos listados anteriormente nos Capítulos 2 e 3 a respeito do mercado e dos principais parâmetros que impactam diretamente na opção de compra de energia. O banco de dados do consumidor e das tarifas da distribuidora tem base histórica de 12 meses consecutivos adequados aos perfis de estudo escolhidos.

A elaboração do modelo econômico proposto leva em consideração as subdivisões econômicas macro e micro do mercado, em razão de alguns parâmetros do sistema contemplar uma ou outra categoria. O modelo econômico proposto realiza as projeções dos preços nacionais (CMO's, preços de energia de PCH, eólica, UHE, etc.) e regionais (PLD do nordeste), e os resultados servem de dados de entrada do próximo submodelo. Também, realiza a projeção dos custos individuais por perfil de consumo, da distribuidora COELBA, e englobam estudos para migração de consumidores do tipo I (ACL energia incentivada), tipo II (ACL energia convencional), tipo III (ACL energia eólica) e tipo IV (ACR com autoprodução no horário de ponta).

A razão de se considerar somente esses perfis é que a estrutura econômica de modelagem é a mesma ao da maioria dos demais consumidores, conforme dito anteriormente. Além disso, o processo de tomada de decisão do consumidor livre, sobre o qual a empresa irá firmar seu contrato, inicialmente poderá incluir várias empresas, mas normalmente na decisão final haverá a opção entre o ambiente ACR ou o ACL também verificado por (SCHUCH, 2000).

São adotados como referência os dados do PDE 2020 e consideradas as seguintes premissas: cenários alternativos com alterações de fonte de fornecimento (PCH, UHE, EOL, etc.); cenários de previsão de um reajuste e uma revisão tarifária (data-base abril/2012); e cenários com quatro diferentes perfis de consumidores (consumidor especial, com produção própria no horário de ponta, convencional e com fonte eólica), mas que representem bem sua classe e que possam ser facilmente adequados a outros tipos de contratos.

---

Para os custos da energia aplicados no ACL são adotadas nesse estudo as opções de curto ou longo prazo, sendo que no curto prazo foi definido como balizador de preço o valor entre o PLD (110% do valor do PLD do submercado) ou possíveis preços divulgados conforme fontes de fornecimento disponíveis, em razão principalmente da oferta e das características climáticas (período seco ou úmido). E para o longo prazo foi definido como referência a escolha entre: os preços dos últimos leilões regulados negociados por tipo de fonte de energia; ou o preço definido pelo gerador como retorno do investimento; ou ainda, o preço disponível do mercado em razão do comportamento da oferta ou demanda e resultado das previsões de preço divulgadas pelo setor. Estas escolhas ainda podem variar de acordo com a estratégia do consumidor e melhores opções de contrato.

Conforme divulgado pelo fabricante Gerastar Geradores Com. e Serviços Ltda, no seminário de “Autoprodução de Energia Elétrica na Ponta: Impactos e Perspectivas”, que aconteceu em agosto desse ano, no Rio de Janeiro (na Associação Comercial com organização do Instituto Nacional de Eficiência Energética), houve um grande aumento pela procura de geração a diesel nos últimos anos. Foi informado que a potência média dos geradores a diesel comercializados pela empresa Gerastar para aplicação na geração própria (no horário de ponta) é de 300 kW (360 kVA) para uma geração estimada de 5,78GW. Com estudos de caso de viabilidade técnica e econômica foram mostrados pela empresa Gerastar que o custo estimado de geração é de 0,60R\$/kWh, data-base do estado de São Paulo, em 2012. E foi sugerida sua utilização para consumidores da classe tarifária verde em razão de maior segurança com relação à economia obtida em relação ao custo da distribuidora. Os estudos de caso apresentados por essa empresa estão disponíveis no ANEXO 4.

Neste estudo, no caso de uma geração própria, somente então será considerada para consumidor de classe tarifária verde com parte da produção de energia em horário de ponta e o restante da energia contratada com a distribuidora no ACR. Apesar de poder ser aplicada geração própria no ACL não será calculada no estudo para o ambiente livre em razão da pequena participação desse tipo de consumidor na concessionária escolhida para estudo. O cálculo considera o valor de manutenção do grupo gerador (O&M) com base nos dados divulgados no PMO de maio de 2012 do ONS (custos praticados pelo mercado que são declarados pelas usinas térmicas a serem despachadas mensalmente para o fornecimento de energia do SIN) e do fabricante comentado anteriormente além dos custos de combustíveis diesel utilizados para produção de energia. Essa opção é considerada pelo modelo econômico proposto somente quando os custos do ambiente regulado forem maiores e que por consequência, podem proporcionar economia (análise mínima de dois anos). É definida essa opção considerada também a compra e instalação do grupo gerador com custos aproximados ao valor divulgado pela (GERASTAR, 2012).

Para as simulações é definido que os custos de instalação do gerador são amortizados nos dois primeiros anos de estudo (primeiros 24 meses), em razão do limite mínimo de modelagem utilizar esse tempo para o curto prazo. E o modelo não considera atualização com índices de reajuste para o retorno desse investimento, pois os valores de simulação são aproximados. Ou seja, o custo de instalação e compra do gerador é

---

apenas subtraído da economia calculada mensalmente de forma a amortizar esse investimento bruto (2 anos). Vale lembrar que os dados técnicos de operação, rendimento e dados de placa do gerador, etc. não serão utilizados pelo modelo, visto o foco desse estudo ser metodológico e a simulação limitar-se ao foco econômico. Portanto somente são definidos os valores financeiros de base, mais práticos e gerais, para fins de simulação e de comparativo da metodologia com o cálculo feito tradicionalmente pelas comercializadoras.

A alternativa de suprimento então escolhida e considerada na modelagem através de geração própria reduz em até 60% o montante de energia contratado no horário de ponta no ACR (classe tarifária verde), que poderia evitar exposição mesmo que parcial ao PLD de curto prazo. Mas essa opção está implementada no cálculo em razão do modelo sugerir contratações de menores riscos e mais conservadoras. Vale lembrar que esse tipo de fornecimento deve ser estudado caso a caso, pois depende muito do comportamento de carga do consumidor e de suas características de contrato de fornecimento com a distribuidora.

Os dados de custos de compra de energia pelo consumidor tanto no ACR quanto no ACL são adicionados aos demais valores e variáveis do mercado para a construção do simulador dinâmico de cálculo econômico das tarifas e preços, dos ambientes de contratação, para possibilitar a análise de sua operação como um todo.

Para implementar a modelagem econômica proposta é utilizado o modelo computacional VENSIM, e definido como referência o perfil do consumidor potencialmente livre com diferentes perfis de consumo. Estão estimados nesse estudo que ao consumo devem ser adicionados 2,5% de perdas de transmissão de energia mensal, definidos com base no histórico dos últimos anos divulgado para agentes da CCEE. A distribuidora COELBA foi escolhida nesse trabalho em função do melhor acesso a dados e coleta de informações, e dentro de uma das áreas de concessão mais afetadas atualmente em razão das entradas competitivas de geração de energia alternativa por fonte eólica.

#### **4.2.1 Formulação Matemática do Modelo Econômico Proposto**

Os custos com aquisição de energia são determinados para cada consumidor, em base anual e são separados por cada ambiente de contratação, conforme listado a seguir. Algumas informações são repetidas nesse capítulo em razão da necessidade de usá-las para elaboração do equacionamento matemático do modelo.

- **ACR:** O ambiente regulado é representado pela distribuidora COELBA. As tarifas são determinadas para o horário de ponta e fora de ponta, conforme grupo de tensão (A4, A3 e A2), classe tarifária (azul ou verde), diferenciada pelos períodos do ano (úmido e seco) e com base nos dados vigentes.
  - a) Para geração própria será considerado na análise o mesmo equacionamento de cálculo da tarifa e aplicado para a classe tarifária verde. Mas sua diferenciação será que o valor contratado de consumo é

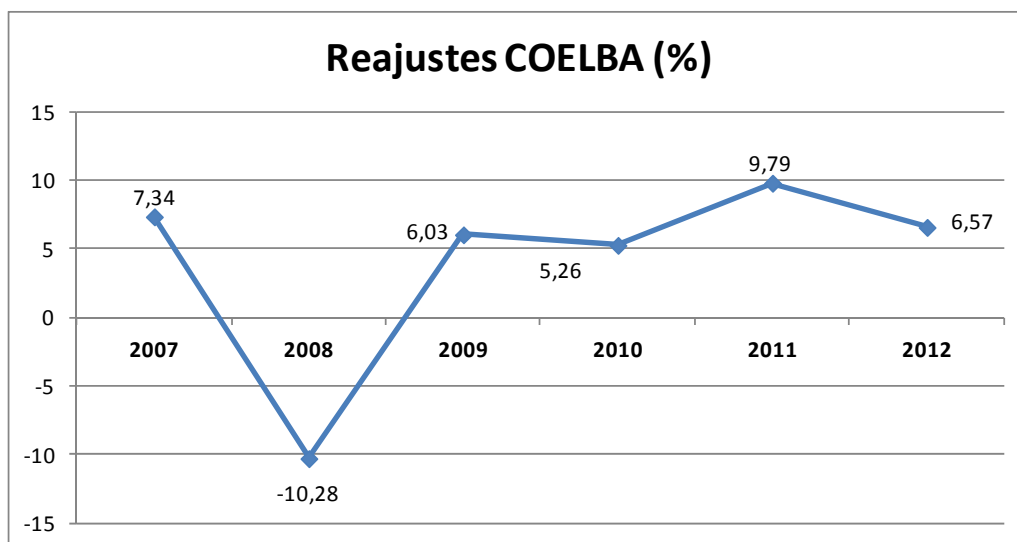
---

reduzido para 30% com a COELBA e o restante haverá um gerador térmico que utiliza combustível (diesel) nesse horário, onde a tarifa é mais cara. O cálculo é dado pelo produto do custo do combustível (R\$/MWh) pelo consumo de energia (MWh), adicionados ao custo da implantação desse equipamento (R\$) e também somados aos custos de operação e manutenção (O&M) necessários para essa autoprodução (R\$/MWh). É adotado o gerador base de 300 kW (360 kVA) com um custo de implantação no valor de 800 mil reais (a serem amortizados nos primeiros 24 meses) e para um custo de geração a diesel de 600 R\$/MWh (Base de dados da fonte: GERASTAR, 2012).

- b) É considerada para a análise a indicação de tarifa verde para consumidores com baixo fator de carga, e azul para maiores fatores de carga, e devem ser analisado caso a caso conforme Figuras 2.31 e 2.32 (Capítulo 2.5.3). A Equação (3), definida na seção 2.5.3.3 do trabalho, mostra o preço médio anual, calculado pela relação das tarifas do período seco (7 meses) somados aos do período úmido (5 meses) proporcionais aos 12 meses do ano.
- c) O valor calculado cobrado do consumidor, mostrado na Figura 2.34, é a tarifa da distribuidora, adicionados os valores de ICMS estadual, PIS e COFINS diretamente na conta de energia. Mas esse estudo não irá considerar esses valores (ICMS, PIS e COFINS), pois eles incidem igualmente nos dois ambientes ACL e ACR assim, para a análise comparativa da modelagem eles não serão incluídos.

- TARIFAS ANEEL: As composições das parcelas da distribuidora consideradas são: parcela A (custos não gerenciáveis), dados referentes à compra de energia, aos serviços e aos encargos setoriais; e a parcela B (custos gerenciáveis) referentes aos custos operacionais e de manutenção e remuneração de investimentos.

A receita da distribuidora é calculada pelo reajuste tarifário e pela revisão tarifária, sendo o reajuste a somatória da Parcela A (atualizada) e da Parcela B (reajustada pelo IGP-M), também informado nas Figuras 2.38 e 2.39 do estudo (seção 2.5.3.1). Esse cálculo impacta o modelo em razão de influenciar as tarifas finais dos consumidores no longo prazo. A Figura 4.2 apresentada o histórico dos últimos reajustes.



**Figura 4.2:** Histórico de reajustes COELBA

Fonte: dados da (ANEEL d, 2012)

Neste trabalho optaram-se da mesma premissa de (SILVA, 2007) em utilizar somente reajustes tarifários anuais para realizar uma projeção das tarifas. O Fator X foi considerado constante e igual ao valor determinado na última revisão tarifária da distribuidora. O componente do “Fator X” é recalculado em cada reajuste tarifário anual, sendo considerado para o atual reajuste o valor de -0,55%, ou seja, um Fator X de -0,55%.

O repasse dos investimentos às tarifas é realizado acrescentando-se ao reajuste o valor investido durante o período de um ano ao Valor da Parcela B, uma vez que esta é a parcela sobre a qual incidem os custos gerenciáveis pela distribuidora. Segue no APÊNDICE B a participação da compra de energia, um dos itens da Parcela A (VPA), na composição do índice de reajuste tarifário (IRT), dados do último reajuste tarifário da COELBA (divulgados na Nota Técnica nº 91/2012-SRE/ANEEL) que mostra que o custo da compra da energia representa até 46% da receita dessa distribuidora.

Portanto, as tarifas são atualizadas através da Equação (6) de (HAGE et al, 2011).

$$\text{Tarifa Reajustada} = \text{IRT} * \text{Tarifa Anterior} \quad (6)$$

No mesmo documento de reajuste também podem ser observados os valores das componentes e do memorial de cálculo. Assim seguem também no APÊNDICE B os valores, na data de reajuste em processamento (DRP) e na data de referência anterior (DRA), referentes ao valor da parcela A (VPA) e do valor da parcela B (VPB), gerenciáveis. A variação percentual entre estes períodos é apresentada, como também a contribuição de cada uma das componentes para a formação do índice de reajuste tarifário. Servem para a distribuição da receita para cobrir os custos dos itens da Parcela A, gerenciáveis e componentes financeiros. Estes dados são utilizados como base na definição dos parâmetros do

reajuste. Para fins de cálculo, a Figura 4.3 ilustra o efeito médio desse reajuste a ser percebido pelo consumidor cativo da COELBA nos diferentes grupos tarifários de consumo.

<b>Efeito médio a ser percebido pelo consumidor cativo</b>	
<b>Grupo de Consumo</b>	<b>Variação Tarifária</b>
A1 - 230kV	5,07%
A2 - 138kV	8,34%
A3 - 69kV	8,23%
A3a	8,69%
A4 - 13,8kV	7,42%
<b>AT - Alta Tensão (&gt; 2,3kV)</b>	<b>7,62%</b>
<b>BT - Baixa Tensão (&lt; 2,3kV)</b>	<b>6,26%</b>
<b>Efeito médio geral</b>	<b>6,72%</b>

**Figura 4.3:** Efeito do reajuste tarifário COELBA

Fonte: (ANEEL d, 2012)

Em razão dos dados apresentados, o modelo proposto considera nos estudos para contratação, em longo prazo, somente variações de maior impacto, como as alterações da composição do IRT referentes às parcelas A, B, dos custos de compra de energia e encargos (não é considerada a revisão tarifária). Para esses dados são considerados como próximo reajuste uma variação aproximada ao realizado no último reajuste, e não é considerada então a revisão tarifária. Também, a possível redução de encargos em torno de 5%, conforme divulgado por responsáveis da ANEEL, já comentado anteriormente é utilizada na modelagem econômica.

- ACL: O ambiente livre considera três opções de fontes de energia, definidos com base nos dados atuais divulgados pelo setor sobre a tendência do crescimento de participação no mercado. São elas: PCH, UHE e EOL.

As TUSDs (tarifas de uso do sistema de distribuição) são da distribuidora COELBA, aplicadas para consumidores livres, consideradas também se forem de fontes incentivadas. As tarifas são determinadas para o horário de ponta e fora de ponta, conforme grupo de tensão (A4, A3 e A2) e classe tarifária (azul ou verde), e diferenciada pelos períodos do ano (úmido e seco).

- a) Os custos da TUSD livre são calculados pela Equação (2), definida na seção 2.5.3.2, com a somatória dos produtos das tarifas do consumidor livre pelas demanda (ponta e fora de ponta) e consumos (ponta e fora de ponta) a elas associados, conforme período seco ou úmido. São utilizadas as mesmas equações referentes a projeção dos reajustes apresentados anteriormente para o ACR. E não são considerados na modelagem os valores de ICMS, PIS e COFINS conforme já informado no ACR.
- b) Para fontes incentivadas (EOL e PCH) é considerada a Equação (1), definida na seção 2.4.3, que apresenta o cálculo de desconto para o consumidor, e são utilizadas as tarifas referentes ao desconto da fonte

---

incentivada contratada discriminada na resolução da ANEEL. O resultado é o produto dos descontos pelos contratos com as respectivas fontes, proporcionais ao consumo mensal contratado e total. E esse estudo somente considera o desconto de 50% em razão de sua maior disponibilidade no mercado.

- c) A economia calculada pela migração do ACR para o ACL é apresentada na Equação (5), definida na seção 3.3, com a divisão da somatória do custo da energia com a TUSD livre, subtraídos pela tarifa cativa total. Esse valor pode considerar dados mensais ou anuais, e a eles já estão adicionados os custos de agente da CCEE e de adequação de medição em razão da migração. Esse custo de migração reflete o investimento em equipamentos de medição (transformadores de corrente e de potencial, além de equipamentos que realizam o registro do consumo de energia à distância). São utilizados os dados de custo estimados, em reais, divulgados por SILVA (2007) que apesar de serem antigos ainda estão próximos dos valores atuais divulgados em notícias do setor.

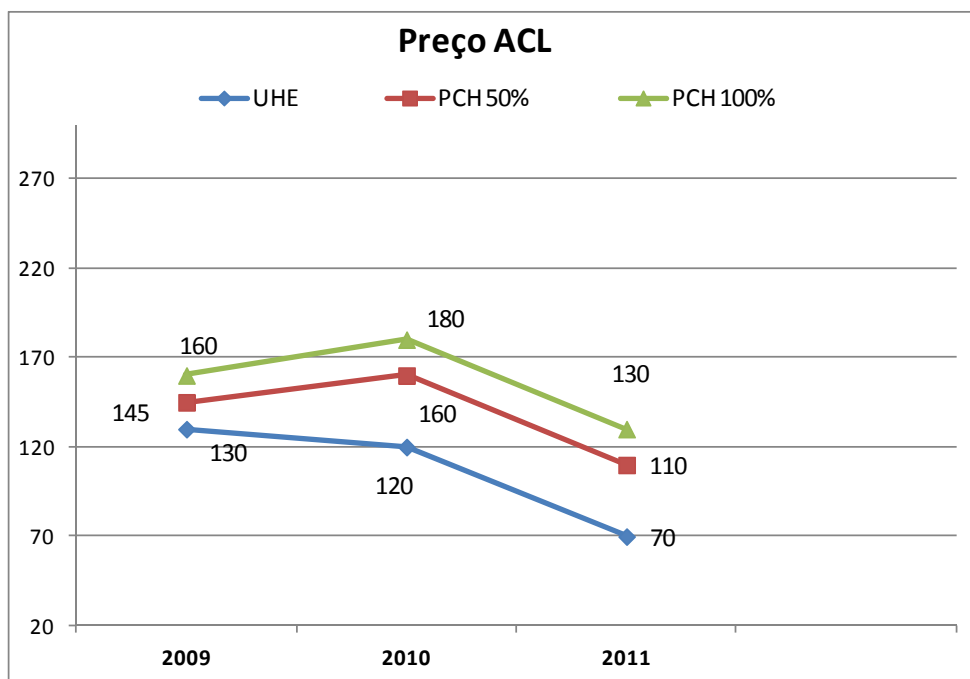
Dados por nível de tensão: A2 – R\$ 645mil; A3 – R\$300 mil; e A4 – R\$ 80 mil.

- d) Também é considerado o custo de agente da CCEE pela composição do ESS e dos custos de representação na CCEE, que nesse estudo está definido no valor de R\$5/MWh, calculado sobre o consumo realizado mensal. Esse valor foi definido com base nos dados divulgados pelo setor sobre a necessidade de muito despacho térmico esse ano (em razão da hidrologia desfavorável), que pode ser comprovado pela alta do PLD. E por consequência esse custo de despacho será cobrado nesse encargo no ACL e no ACR será aplicado ao próximo reajuste tarifário.
- e) O CMO reflete as condições de atendimento à demanda e é utilizado para determinação do PLD, que por sua vez é utilizado na contabilização das diferenças contratuais no Mercado de Curto Prazo (MCP). Portanto, ele é utilizado como base para determinação do preço da energia assim como o PLD. Verificou-se, através de entrevistas com especialistas do mercado de energia, que a precificação no mercado livre tem sido realizada atribuindo-se um percentual sobre o PLD, mas depende também da disponibilidade no mercado. Esse percentual está atualmente entre 10% e 20%, dependendo da fonte de energia. Mas, deve-se lembrar de que uma vez tendo sido liquidado ao valor de PLD, em razão de falta de lastro de compra de energia, também se incorre em penalidades na média móvel anual, conforme procedimentos de comercialização (estabelecidos pela CCEE). Ou seja, no caso de um consumidor com parte de seu montante de energia contabilizado com PLD em um referido mês, em razão de não ter sido estabelecido contrato de compra de lastro equivalente a seu consumo adicional, além desse valor estabelecido para a liquidação (pagão a PLD), ele também irá pagar ao longo de 12 meses à frente essa diferença não contratada. A não ser que seja posteriormente firmado um contrato

---

adicional com outro gerador que tenha sobras (e que também seria contabilizado a PLD, assim receberia esse valor por sua energia gerada de sobra, não contratada, portanto, esse gerador com sobras, oferta esse lastro ao preço de 110%-120% do preço do PLD de seu submercado gerador).

- f) Assim, o valor de referência para a liquidação das diferenças de curto prazo utilizado nesse estudo é de 150% sobre o PLD médio (referência maio/12 da CCEE – representado no modelo pela influência do despacho do ONS na formação do PLD) no nordeste sobre um montante adicional de consumo (consumo adicional considerado em 10% do consumo total), para refletir a suposta penalidade a ser paga adiante (levando-se em consideração que será firmado contrato com um gerador excedente no mercado de curto prazo para evitar a continuidade da penalidade). Os valores de PLD utilizados na modelagem são: R\$ 62/MWh aplicado ao período úmido e de R\$ 127/MWh para o período seco (definidos a partir da média dos preços praticados no último ano de PLD/NE). E complementarmente, para o cálculo de referência no curto prazo das fontes com geração excedente, de forma a equivaler os contratos e perfis consumidores (compensar o lastro de energia não contratado) foram definidas em: UHE em R\$189/MWh, PCH em R\$240/MWh, e Eólica em R\$138/MWh.
- g) A Figura 4.4 apresenta os preços praticados no ACL utilizados nas simulações de longo prazo, conforme fonte de energia (valores aproximados de dados divulgados nos sites do Canal Energia, Energia Direta e BRIX). Para a fonte eólica é utilizada a informação de 2012 no valor de 100% sobre o preço praticado no último leilão regulado, que equivale a R\$105/MWh, visto que esse mercado é ainda pouco representativo no ACL. E para as outras fontes foi utilizado o valor praticado mostrado no gráfico para 2011 (a ser reajustado pelo IGP-M até abril/2012) em razão da falta de informações sobre esse ano, e pelo fato do ano de 2012 estarem um pouco fora da tendência de preços, ocasionada pela hidrologia desfavorável até maio. Mas com as fortes chuvas no início de junho o ONS confirmou a respeito da melhoria nos reservatórios, assim é esperado para os valores de PLD redução no decorrer do ano, também estimadas pela projeção do CMO da Figura 2.21, disponível na seção 2.5.



**Figura 4.4:** Preços no ACL.

Fonte: dados dos sites (Canal Energia, Energia Direta e Brix, 2012)

- Para esse trabalho, os índices acumulados (últimos 12 meses referência junho/12) de IPCA são de 4,989 % (custos da compra de energia nos leilões regulados entre outros) e de IGP-M em 4,26% (parcela B, preço da energia no ACL, entre outros). Eles são utilizados para reajuste das tarifas e dos custos da energia nos dois ambientes, assim como a composição de encargos e tributos, considerações econômicas e financeiras.

O lucro para migração é resultado da diferença de custos dos dois ambientes, mas consideradas conforme período de estudo. A intersecção entre os aspectos financeiros e econômicos é feita através do lucro, uma vez que o lucro operacional é utilizado para determinar o retorno do investimento além de contribuir para a formação da estrutura financeira da empresa. A meta de economia representa esse lucro e é considerada no estudo em 10% em relação ao custo do cativo.

O processo de decisão dos consumidores depende do perfil de cada consumidor, atribuindo-se pesos sobre a decisão entre os custos de aquisição de energia e do mercado e de produtos e serviços dos fornecedores. Estes pesos são dados de entrada ao modelo, sendo definido através de pesquisa da distribuidora junto aos consumidores.

Outro fator de influência é o prazo de retorno dos consumidores para o ACR estipulado pela distribuidora, nesse estudo será padronizado para o consumidor especial em 6 meses e convencional de 2 anos. O processo de decisão é então modelado através da Equação (7), para cada situação, e respeitada a seguinte premissa de que o consumidor opta pelo menor custo de energia e melhores condições contratuais (SILVA, 2007). Vale ressaltar que a composição dos valores da distribuidora e do ACL também levam em consideração todas as informações já informadas nesse capítulo.

---

$$\text{Decisão} = \text{Peso Custo} \times (\sum_0^n \text{Custo Dist} - \sum_0^n \text{Custo ACL})$$

Sendo que,  $(\sum_0^n \text{Custo Dist} \geq 0,9 \times \sum_0^n \text{Custo ACL})$  (7)

Onde:

Decisão = decisão do consumidor entre o ACR e ACL;

Peso Custo = peso que o consumidor atribui para os custos com aquisição de energia em sua cadeia de produção, em %;

Custo Dist = custos de aquisição de energia para o consumidor com uma distribuidora no ACR dado em R\$;

Custo ACL = custos de aquisição de energia para o consumidor no ACL dado em R\$;

n = prazo em meses do horizonte de estudo.

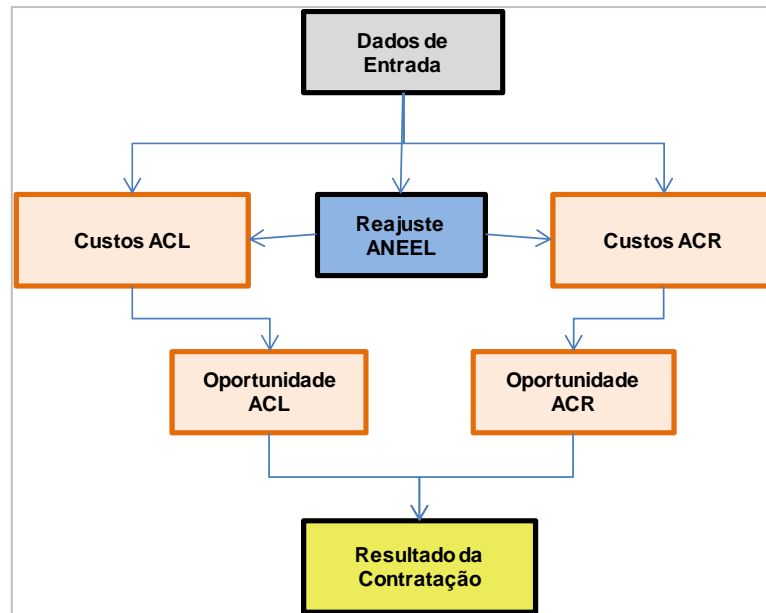
A variável de Decisão na simulação é o custo de contratação, que define se o consumidor migra de um ambiente para outro ou qual a melhor opção. Assim, se a Decisão for negativa ele permanece no ACR, e se for nula ele permanece no ambiente em que estava até o ano em que toma outra decisão, e por fim se for positiva ele migra para o ACL com a melhor opção de fonte disponível (contrato, preço e flexibilidades). Também é estabelecida para a Decisão a condição que a diferença dos custos positiva atenda a estratégia de economia de 10% em relação ao ACR.

### 4.3 Diagramas de Estoque e Fluxo do Modelo Econômico Proposto

Alguns dados de entrada do modelo econômico proposto desenvolvido no VENSIM são considerados como constantes, e está representado pelos diagramas de estoque e fluxo. Cada fluxo é responsável pela determinação de um conjunto de variáveis relacionadas no modelo.

O APÊNDICE C apresenta o fluxo completo do modelo econômico proposto implementado em VENSIM, e o APÊNDICE D apresenta a formulação utilizada no diagrama de estoque e fluxo (caso simulado para o perfil 1), que correspondem à etapa 3 para o modelo proposto, definido por (FORD, 1999).

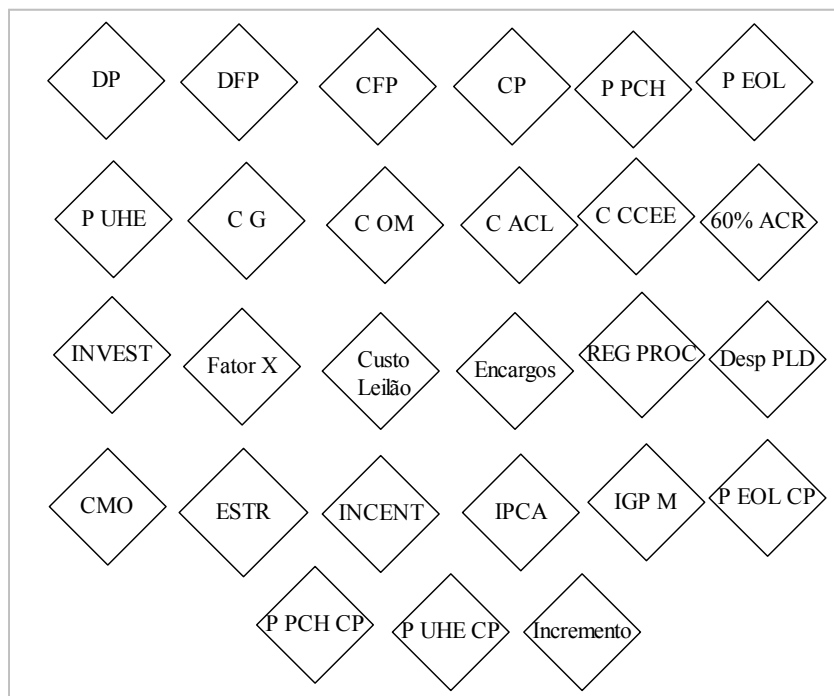
A seguir, ilustrado na Figura 4.5, são apresentados seus diagramas de estoque e fluxo divididos em sete módulos para facilitar o entendimento do sistema: 1) dados de entrada, 2) custos ACR, 3) reajuste ANEEL, 4) oportunidade ACR, 5) custos ACL, 6) oportunidade ACL, e 7) resultado da contratação. O diagrama de estoque e fluxo foi obtido com base nas formulações matemáticas detalhadas anteriormente e da base estabelecida pelo diagrama de laço causal definido anteriormente no modelo proposto.



**Figura 4.5:** Modelo geral composto por seus módulos

#### 4.3.1.1 Módulo de Dados de Entrada

Os Dados de Entrada são responsáveis pelos parâmetros de entrada do modelo de comercialização de energia sob a ótica do consumidor potencialmente livre. Os parâmetros são em sua maioria constantes, e estão listados na Tabela 4.1. Eles são representados conforme Figura 4.6, para os diferentes ambientes livre e cativo associados aos arquivos de entrada, e os demais parâmetros podem ser alterados manualmente no interior do próprio modelo.



**Figura 4.6:** Módulo de dados de entrada

**Tabela 4.1:** Parâmetros do módulo de dados de entrada

Parâmetro	Unidade	Descrição
DP	kW	Demanda contratada na ponta
DFP	kW	Demanda contratada fora de ponta
CP	MWh	Consumo medido na ponta
CFP	MWh	Consumo medido fora de ponta
P_PCH	R\$/MWh	Preço da energia de PCH com 50% desconto aplicado na TUSD Demanda no ACL
P_UHE	R\$/MWh	Preço da energia de usina UHE no ACL
P_EOL	R\$/MWh	Preço da energia de usina EOL no ACL
C_G	R\$	Custo de instalação do grupo gerador (diesel)
C_OM	R\$/MWh	Custo de combustível e O&M - gerador
C_ACL	R\$	Custo da adequação técnica do novo agente consumidor na CCEE
C_CCEE	R\$/MWh	Custo mensal pago como agente consumidor na contabilização da CCEE
IGP_M	%	Índice de reajuste de preço - IGP-M
Fator X	%	Fator X para cálculo do reajuste IRT da COELBA
Custo Leilão	%	Impacto do custo da compra de energia nos leilões do ACR pela COELBA
Encargos	%	Proporção dos encargos componentes no cálculo da tarifa da COELBA
IPCA	%	Índice de reajuste de preços - IPC A
INVEST	%	Peso dos investimentos e dos serviços no cálculo da tarifa no ACR - Coelba
INCENT	%	Peso dos incentivos governamentais
CMO	R\$/MWh	Custo marginal de operação (CMO) aplicado no curto prazo e para o cálculo do PLD mensal
Desp_PLD	%	Peso do despacho das usinas realizado pelo ONS (realizado mensalmente) para o cálculo do PLD
60% ACR	R\$	Custo de 60% da conta final do consumidor para comparativo com a geração própria do restante no horário da ponta - ACR
ESTR	R\$	Estratégia para o cálculo da opção mais econômica para o consumidor
REG_PROC	%	Peso do impacto de novas regras e procedimentos de mercado no ACL que interfiram no consumidor
P_PCH CP	R\$/MWh	Preço da energia de PCH com 50% desconto aplicado no CURTO PRAZO (desconto na TUSD Demanda no ACL)
P_UHE CP	R\$/MWh	Preço da energia de UHE aplicado no CURTO PRAZO
P_EOL CP	R\$/MWh	Preço da energia de EOL com 50% desconto aplicado no CURTO PRAZO (desconto na TUSD Demanda no ACL)
Incremento	Mês	Valor unitário utilizado para incrementar a outra variável associada.

#### 4.3.1.2 Módulo da Composição dos Custos ACR

A Figura 4.7 apresenta o diagrama de estoque e fluxo do módulo de Composição dos Custos Totais do ACR, responsável pela determinação das despesas de tarifa e retorno de investimentos no ambiente regulado. A Tabela 4.2 apresentam as variáveis utilizadas nesse módulo, ainda não definidas. E a seguir estão listadas as formulações do VENSIN referentes a esse módulo:

$$\text{Custo ACR} = (\text{Custo CFP} + \text{Custo CP} + \text{Custo DFP} + \text{Custo DP}) * \text{INVEST}$$

$$\text{Custo CFP} = (\text{CFP} * \text{T CFP})$$

$$\text{Custo CP} = (\text{CP} * \text{T CP})$$

$$\text{Custo DFP} = (\text{DFP} * \text{T DFP})$$

$$\text{Custo DP} = (\text{DP} * \text{T DP})$$

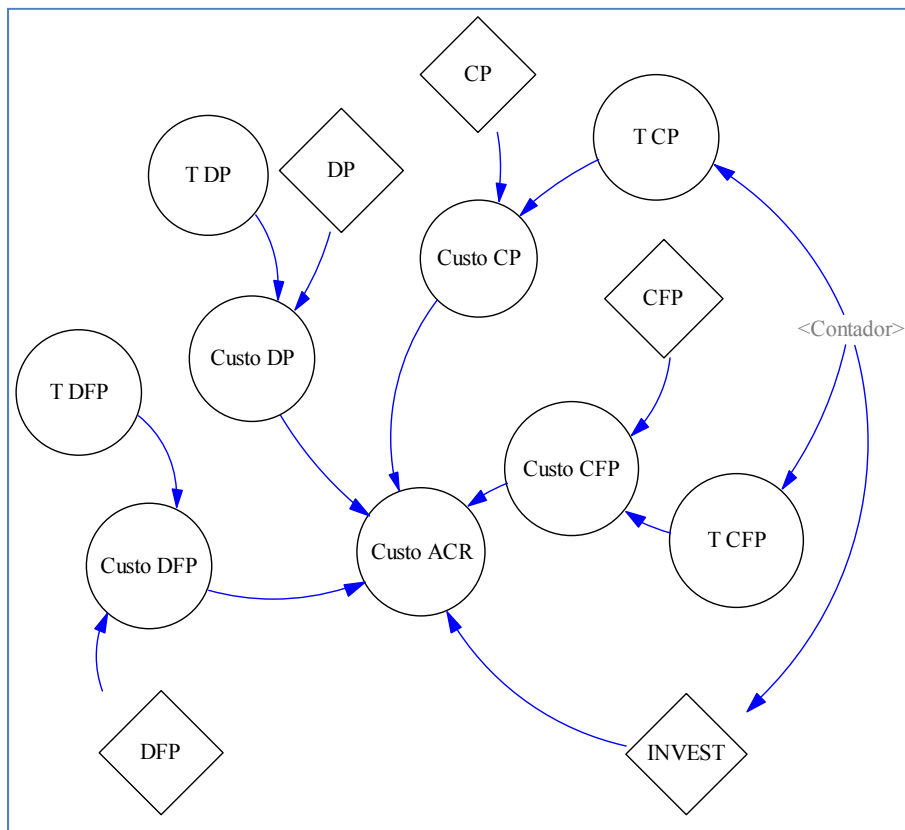
Tarifa ACR = if then else ( Contador <= 12, 1 , if then else ( Contador <= 24 , ( 1 + IRT ) , if then else ( Contador <= 36, ( ( 1+IRT ) \* ( 1 + IRT ) ) , if then else ( Contador <= 48 , ( 1 + IRT ) \* ( 1 + IRT ) \* ( 1+ IRT ) , if then else ( Contador <= 60 , ( ( 1 + IRT ) \* ( 1 + IRT ) \* ( 1 + IRT ) \* ( 1 + IRT ) ) , 1 ) ) ) ) ) ) )

$$\text{T CFP} = \text{Tarifa ACR} * 150.26$$

$$\text{T CP} = \text{Tarifa ACR} * 247.48$$

$$\text{T DFP} = \text{Tarifa ACR} * 9.82$$

$$\text{T DP} = \text{Tarifa ACR} * 35.89$$

$$\text{Contador} = \text{INTEG} (\text{Incremento} , 0 )$$


**Figura 4.7** - Diagrama de estoque e fluxo da composição dos custos do ACR

**Tabela 4.2:** Variável do módulo de custos ACR

Parâmetro	Unidade	Descrição
Custo_ACR	R\$	Valor total das despesas de contratação no ACR.
Custo_DP	R\$	Custo associado a tarifa de demanda no horário de ponta
Custo_DFP	R\$	Custo associado a tarifa de demanda no horário fora de ponta
Custo_CP	R\$	Custo associado a tarifa de consumo no horário de ponta
Custo_CFP	R\$	Custo associado a tarifa de consumo no horário fora de ponta
T_DP	R\$/kW	Tarifa da Coelba - demanda no horário de ponta (ACR)
T_DFP	R\$/kW	Tarifa da Coelba - demanda no horário fora de ponta (ACR)
T_CP	R\$/MWh	Tarifa da Coelba - consumo no horário de ponta (ACR)
T_CFP	R\$/MWh	Tarifa da Coelba - consumo no horário de fora de ponta (ACR)
Contador	Mês	Variável de nível para integrar os valores mensais às outras variáveis vinculadas (função de "delay").

#### 4.3.1.3 Módulo do Reajuste da ANEEL

A Figura 4.8 apresenta o diagrama de estoque e fluxo do módulo de Composição do Reajuste da ANEEL, que se aplicam para os dois ambientes de mercado, responsável pela determinação das tarifas reguladas de energia e da previsão do próximo reajuste anual. A Tabela 4.3 apresenta as demais variáveis utilizadas nesse módulo. E a seguir estão listadas as formulações do VENSIN referentes a esse módulo:

$$\text{IRT} = (\text{Parcela A} + \text{Parcela B}) - (\text{Encargos})$$

$$\text{Tarifa ACL} = \text{if then else} (\text{Contador} \leq 12, 1, \text{if then else} (\text{Contador} \leq 24, (1 + \text{IRT}), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 36, ((1 + \text{IRT}) * (1 + \text{IRT})), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 48, (1 + \text{IRT}) * (1 + \text{IRT}) * (1 + \text{IRT}), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 60, ((1 + \text{IRT}) * (1 + \text{IRT}) * (1 + \text{IRT}) * (1 + \text{IRT})), 1))))))$$

$$\text{Tarifa ACR} = \text{if then else} (\text{Contador} \leq 12, 1, \text{if then else} (\text{Contador} \leq 24, (1 + \text{IRT}), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 36, ((1 + \text{IRT}) * (1 + \text{IRT})), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 48, (1 + \text{IRT}) * (1 + \text{IRT}) * (1 + \text{IRT}), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 60, ((1 + \text{IRT}) * (1 + \text{IRT}) * (1 + \text{IRT}) * (1 + \text{IRT})), 1))))))$$

$$\text{Parcela A} = \text{Custo Leilão} * 10 / 100$$

$$\text{Parcela B} = (4 / 100 * 39 / 100) * (\text{IGP M} + \text{Fatox X})$$

$$\text{TUSD ACLCP} = (\text{CP} * \text{TACL CP})$$

$$\text{TUSD ACLCFP} = (\text{CFP} * \text{TACL CFP})$$

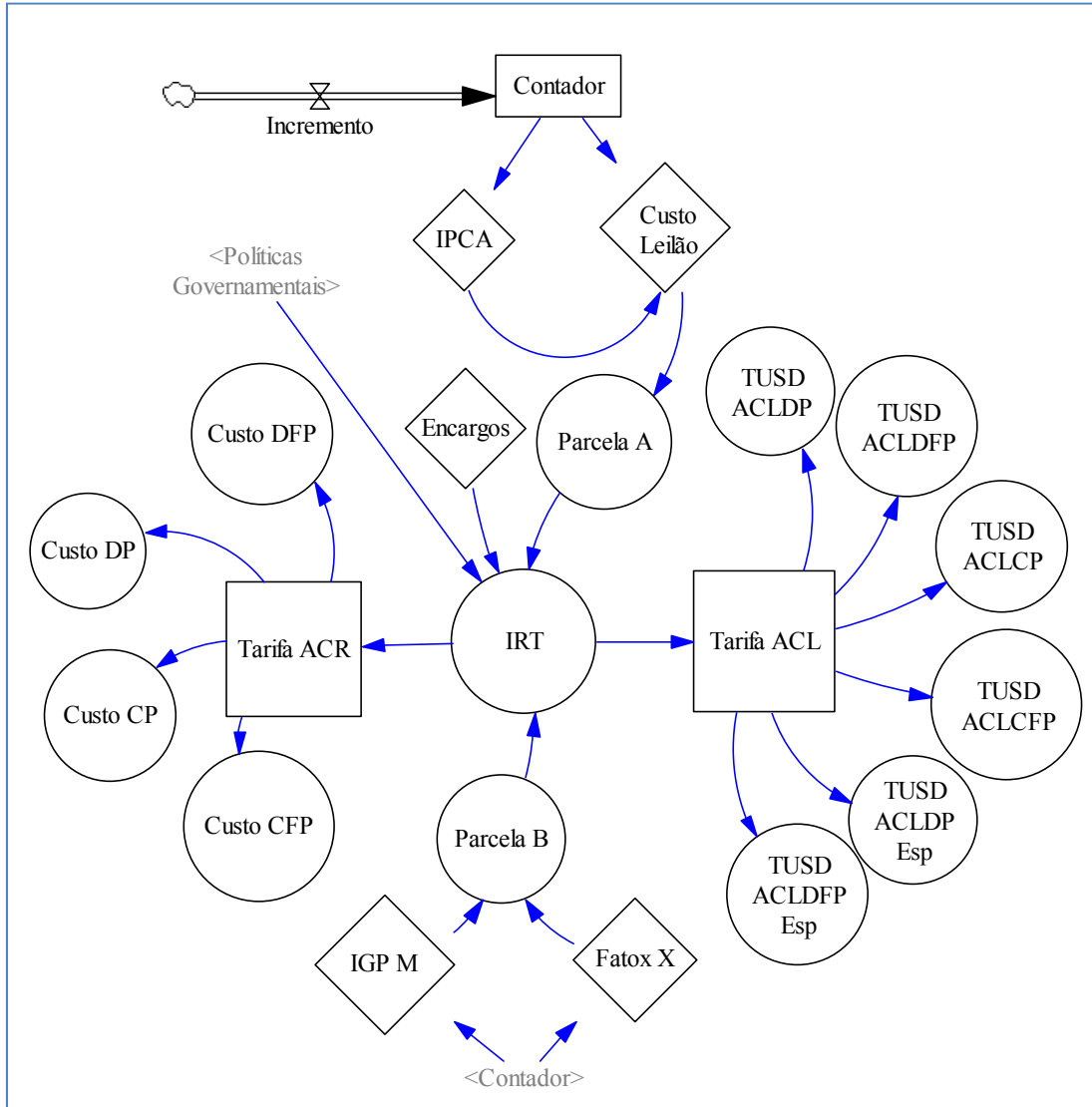
$$\text{TUSD ACLDP} = (\text{DP} * \text{TACL DP})$$

$$\text{TUSD ACLDFP} = ( \text{DFP} * \text{TACL DFP} )$$

$$\text{TUSD ACLDPEsp} = ( \text{DP} * \text{TACL DPesp} )$$

$$\text{TUSD ACLDFPEsp} = ( \text{DFP} * \text{TACL DFPEsp} )$$

$$\text{Contador} = \text{INTEG} ( \text{Incremento} , 0 )$$



**Figura 4.8 - Diagrama de estoque e fluxo do reajuste ANEEL**

**Tabela 4.3:** Variável do módulo de reajuste ANEEL

Parâmetro	Unidade	Descrição
Tarifa ACR	R\$	Valor da tarifa total para o consumidor no ACR
Tarifa ACL	R\$	Valor da tarifa total para o consumidor no ACL
Parcela A	%	Custos não-gerenciáveis do Reajuste Tarifário
Parcela B	%	Custos Gerenciáveis do Reajuste Tarifário
TUSD_ACLDP	R\$/kW	Custo associado a tarifa de demanda no horário da ponta
TUSD_ACLDFP	R\$/kW	Custo associado a tarifa de demanda no horário de fora de ponta
TUSD_ACLCP	R\$/MWh	Custo associado a tarifa de consumo no horário da ponta
TUSD_ACLCFP	R\$/MWh	Custo associado a tarifa de consumo no horário de fora de ponta
IRT	%	Previsão do índice de reajuste tarifário da ANEEL - Coelba
TUSD_ACLDP Esp	R\$/kW	Custo associado a tarifa de demanda no horário da ponta - com energia incentivada (especial - possui desconto aplicado na TUSD demanda)
TUSD_ACLDFP Esp	R\$/kW	Custo associado a tarifa de demanda no horário de fora de ponta - com energia incentivada (especial - possui desconto aplicado na TUSD demanda)
Políticas Governamentais	%	Influência do governo e das agências do mercado (negativas ou positivas)

#### 4.3.1.4 Módulo da Oportunidade do ACR

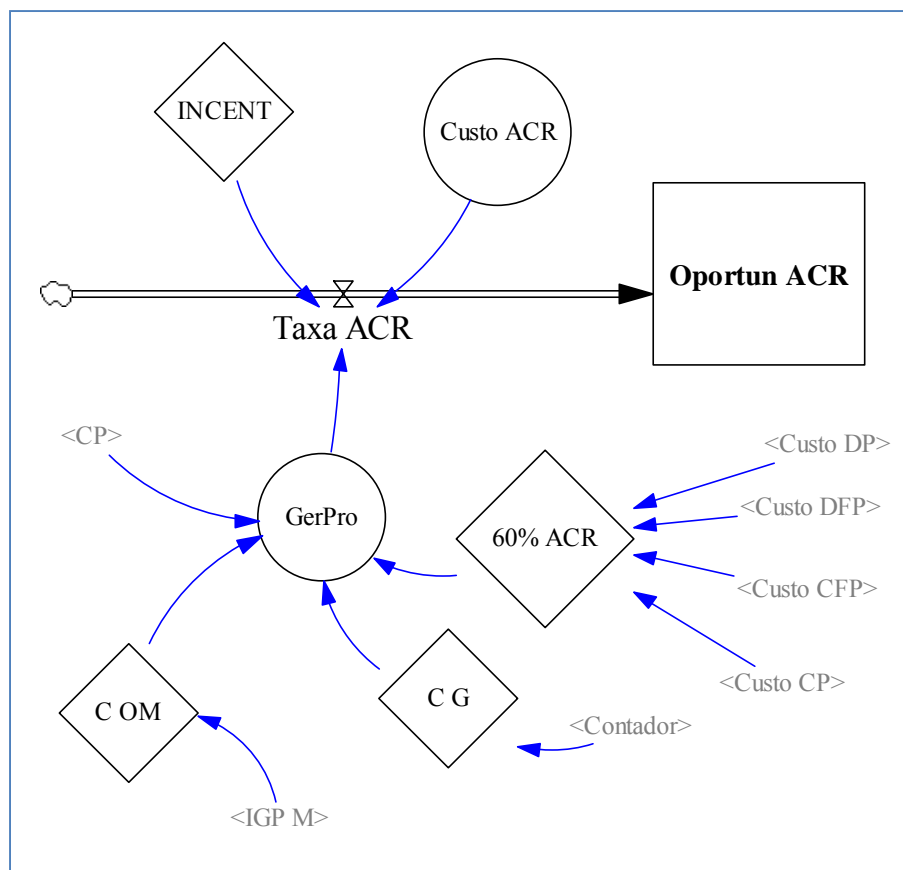
A Figura 4.9 apresenta o diagrama de estoque e fluxo do módulo de Oportunidade final do ambiente regulado, que calcula o valor final dos impactos no ACR. Nele é levada em consideração a escolha entre a possibilidade de geração própria com suas variáveis, e entre a opção de fornecimento com a distribuidora. A Tabela 4.4 apresenta as demais variáveis utilizadas nesse módulo. E a seguir estão listadas as formulações do VENSIN referentes a esse módulo:

$$\text{GerPro} = C G + ( C O M * C P ) + "60\% \text{ ACR}"$$

$$\text{Oportun ACR} = \text{Taxa ACR}$$

$$\text{Taxa ACR} = ( \text{if then else} ( \text{Custo ACR} \leq ( \text{GerPro} ) , \text{Custo ACR} , \text{GerPro} ) ) * \text{INCENT}$$

$$\text{Custo ACR} = ( \text{Custo CFP} + \text{Custo CP} + \text{Custo DFP} + \text{Custo DP} ) * \text{INVEST}$$



**Figura 4.9 - Diagrama de estoque e fluxo da oportunidade ACR**

**Tabela 4.4:** Variável do módulo de oportunidade no ACR

Parâmetro	Unidade	Descrição
Oportun_ACR	R\$	Valor final dos custos de oportunidade de fornecimento de energia no ACR
GerPro	R\$	Custo de geração própria no horário da ponta (30% do consumo) - ACR
Taxa ACR	R\$	Escolha do menor custo entre o custo total no ACR e o custo total de geração própria (30%) complementada pelo ACR

#### 4.3.1.5 Módulo da Composição dos Custos ACL

A Figura 4.10 apresenta o diagrama de estoque e fluxo do módulo de Composição dos Custos do ACL, responsável pela determinação das despesas de migração como preço de energia, conforme fonte de fornecimento, suas tarifas reguladas associadas por fonte e os impactos das regras e dos procedimentos de comercialização para a opção do ambiente livre.

A Tabela 4.5 apresenta as demais variáveis utilizadas nesse módulo. E a seguir estão listadas as formulações do VENSIN referentes a esse módulo:

$\text{Custo EOL} = \text{Consumo} * \text{P EOL}$   
 $\text{Custo PCH} = \text{Consumo} * \text{P PCH}$   
 $\text{Custo UHE} = \text{Consumo} * \text{P UHE}$   
 $\text{TACL CP} = \text{Tarifa ACL} * 15.9$   
 $\text{TACL CFP} = \text{Tarifa ACL} * 15.9$   
 $\text{TACL DP} = \text{Tarifa ACL} * 35.89$   
 $\text{TACL DFP} = \text{Tarifa ACL} * 9.82$   
 $\text{TACL DFPesp} = \text{Tarifa ACL} * 5.13$   
 $\text{TACL DPesp} = \text{Tarifa ACL} * 18.76$   
 $\text{P ACL incent} = \text{if then else} ( \text{Custo EOL} \leq \text{Custo PCH} , \text{Custo EOL} , \text{Custo PCH} )$   
 $\text{P ACL} = ( \text{if then else} ( \text{Custo UHE} + \text{TUSD ACLCFP} + \text{TUSD ACLCP} + \text{TUSD ACLDFP} + \text{TUSD ACLDP} < \text{P ACL incent} + \text{TUSD ACLDPEsp} + \text{TUSD ACLDFPEsp} + \text{TUSD ACLCP} + \text{TUSD ACLCFP} , \text{Custo UHE} + \text{TUSD ACLCFP} + \text{TUSD ACLCP} + \text{TUSD ACLDFP} + \text{TUSD ACLDP} , \text{TUSD ACLDFPEsp} + \text{TUSD ACLDPEsp} + \text{TUSD ACLCP} + \text{TUSD ACLCFP} + \text{P ACL incent} ) ) * \text{REG PROC}$

**Tabela 4.5:** Variável do módulo de custos do ACL

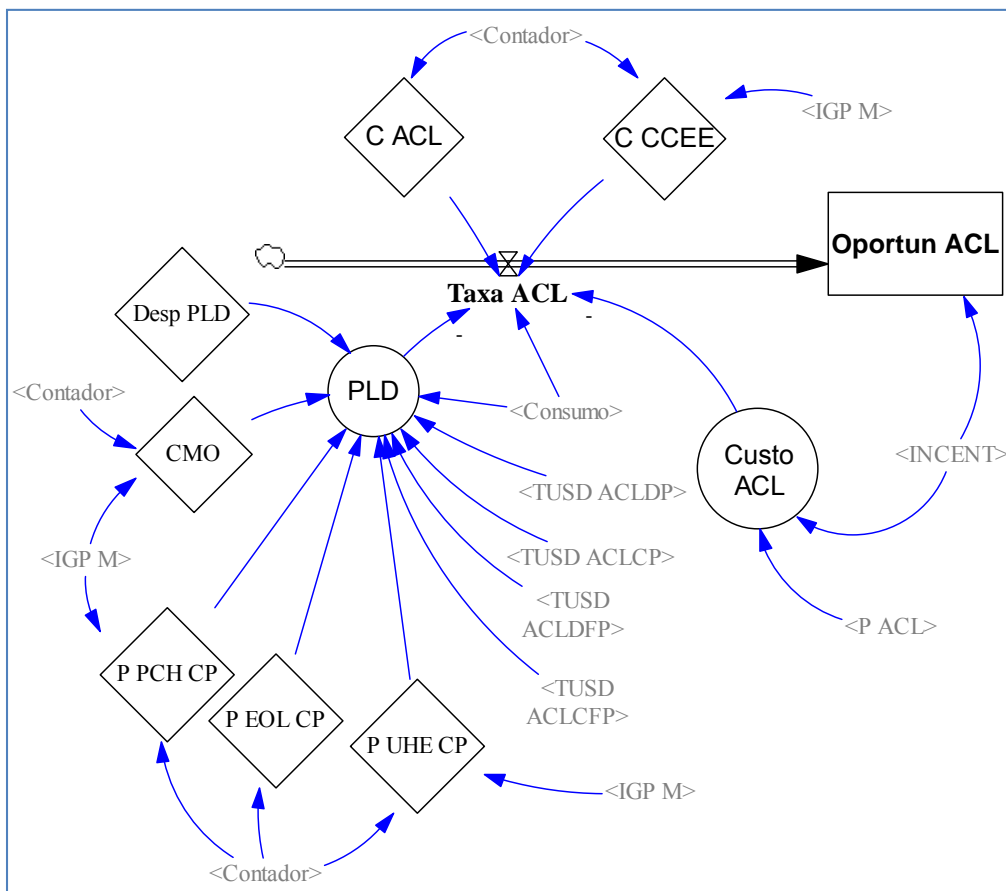
Parâmetro	Unidade	Descrição
P_ACL	R\$	Custos totais da compra de energia no ACL
P_ACL incent	R\$	Custos das tarifas (fontes eólica e de PCH) incentivadas no ACL (desconto de 50% plicado na TUSD demanda)
TACL_DP	R\$/kW	Tarifa no ACL Coelba - demanda contratada no horário da ponta
TACL_DFP	R\$/kW	Tarifa no ACL Coelba - demanda contratada no horário fora de ponta
TACL_CP	R\$/MWh	Tarifa no ACL Coelba - consumo de energia no horário da ponta
TACL_CFP	R\$/MWh	Tarifa no ACL Coelba - consumo de energia no horário fora de ponta
Custo_PCH	R\$	Custo total de compra de energia da fonte PCH
Custo_EOL	R\$	Custo total de compra de energia de fonte eólica
Custo_UHE	R\$	Custo total de compra de energia de fonte de UHE
TACL_DPesp	R\$/kW	Custo associado a tarifa de demanda contratada no horário da ponta para fonte incentivada no ACL
TACL_DFPesp	R\$/kW	Custo associado a tarifa de demanda contratada no horário de fora de ponta para fonte incentivada no ACL
Consumo	MWh	Consumo mensal da energia total (horário de ponta adicionado ao de fora de ponta)



$Custo\ ACL = P\ ACL * INCENT$   
 $PLD = ((Desp\ PLD * CMO) * Consumo) + TUSD\ ACLCFP + TUSD\ ACLCP + TUSD\ ACLDFP + TUSD\ ACLDP$   
 $Taxa\ ACL = \text{if then else} (Custo\ ACL \leq PLD, Custo\ ACL + C\ CCEE * Consumo + C\ ACL, PLD + C\ CCEE * Consumo + C\ ACL)$   
 $Oportun\ ACL = Taxa\ ACL * INCENT$

**Tabela 4.6:** Variável do módulo de oportunidade no ACL

Parâmetro	Unidade	Descrição
Oportun_ACL	R\$	Valor final da oportunidade de compra de energia no ACL
PLD	R\$/MWh	Preço de PLD mensal adotado para o submercado nordeste.
Taxa_ACL	R\$	Cálculo comparativo para escolha da melhor opção para compra de energia no ACL
Custo_ACL	R\$	Valor total das despesas aplicadas na contratação do ACL - escolha da melhor opção econômica



**Figura 4.11** - Diagrama de estoque e fluxo da oportunidade ACL

### 4.3.1.7 Módulo do Resultado da Contratação

A Figura 4.12 apresenta o diagrama de estoque e fluxo do módulo Resultado da Contratação que é o resultado da operação, com a modelagem econômica, da comercialização de energia. Nele é realizado o comparativo de custos operacionais e da economia com base nas diferenças dos ambientes de contratação para auxílio e sugestão na decisão do consumidor. A Tabela 4.7 apresenta as demais variáveis utilizadas nesse módulo. E a seguir estão listadas as formulações do VENSIN referentes a esse módulo:

"Comp. " = if then else ( Oportun ACL <= ( ( 1 – ESTR ) \* Oportun ACR ) , Oportun ACL , Oportun ACR )

Decisão = "Comp."

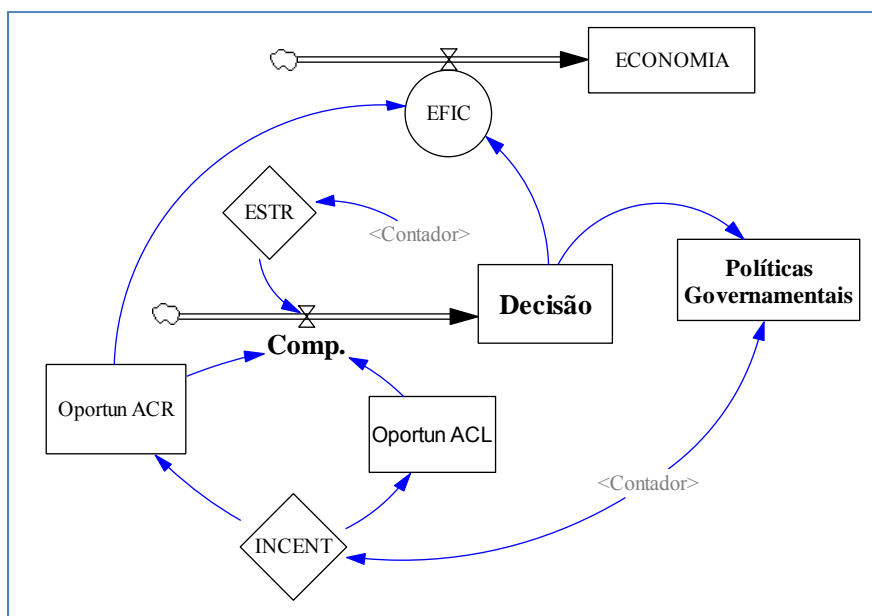
EFIC = Oportun ACR - Decisão

ECONOMIA = INTEG ( EFIC , 1 )

Políticas Governamentais = INTEG ( if then else ( Contador <= 12 , 0 , if then else ( Contador <= 60 , if then else ( Decisão > 1 , 0 , 0 ) , 0 ) ) , 1 )

**Tabela 4.7:** Variável do módulo de resultado da contratação

Parâmetro	Unidade	Descrição
Decisão	R\$	Decisão para escolha da melhor opção econômica de contratação de energia elétrica
Economia	R\$	Dados da meta de economia a ser obtida mensalmente pelo consumidor
Comp	R\$	Comparativo dos custos finais de compra de energia para escolha da melhor opção
EFIC	R\$	Eficiência da decisão econômica - relaciona a diferença do custo escolhido com relação ao valor cativo definido como custo de referência



**Figura 4.12 -** Diagrama de estoque e fluxo do resultado da contratação

---

Cada módulo de diagrama de estoque e fluxo detalha a diferença de relacionamento entre os parâmetros econômicos e as influências entre eles e sobre cada ambiente. Assim como suas realimentações, que com as informações e opções geradas na continuidade da modelagem podem impactar novamente o mercado periodicamente, de forma que esse sistema pode ser definido como dinâmico.

#### **4.4 Considerações Finais do Capítulo**

Neste capítulo foram definidas e apresentadas as principais variáveis para formulação matemática da modelagem econômica, seus principais parâmetros e os diagramas de fluxos. O desenvolvimento dessa parcela do modelo proposto com enfoque econômico relacionou as variáveis regulatórias (de impacto financeiro) e econômicas dos ambientes de mercado, com dados atuais e mais próximos possíveis dos valores reais. Esse detalhamento busca refletir a dificuldade real sentida pelos consumidores diante da grande amplitude de informações e opções que formam esse setor de comercialização de energia.

A operacionalização financeira do modelo econômico proposto, detalhado pelos diagramas de estoque e fluxo relacionam os principais impactos e seus relacionamentos para a decisão final, que é a de opção pela contratação de energia a ser feita pelo potencial consumidor com objetivo de obter economia. No próximo capítulo são relacionados os perfis de estudo para fins de simulação e análise de resultados.

---

## **CAPÍTULO 5: SIMULAÇÕES E RESULTADOS DO MODELO ECONÔMICO PROPOSTO**

### **5.1 Introdução**

Neste capítulo estão novamente apresentadas as referências definidas de aplicação da modelagem econômica proposta para definição dos cenários de simulação. A análise dos principais resultados obtidos com uso do modelo computacional busca obter a projeção de custos e auxiliar na compreensão do mercado pelos consumidores potencialmente livres. São analisados os riscos econômicos de contratação com uma visão dinâmica do sistema de comercialização do mercado atual.

Busca-se, através da simulação e análise de casos teóricos selecionados, avaliar a metodologia, quantificar os riscos econômicos de migração e identificar os fatores para mitigação dos riscos. Os resultados do modelo econômico proposto, de análise integrada desse processo de migração, identificam os fatores e os parâmetros relevantes da migração, tanto para o ACL como para ACR. Inicialmente é apresentada uma comparação entre a abordagem tradicional de migração de consumidores e do modelo econômico proposto. Em seguida são apresentadas as análises qualitativas e quantitativas seguidas de simulações para apresentação das considerações finais de aplicação dessa modelagem.

Após a apresentação da avaliação dos riscos, são comparados os resultados para a validação final do modelo econômico proposto. Nela são comparados os resultados gerados na modelagem econômica proposta com os cálculos tradicionalmente utilizados pelas comercializadoras (planilhas em EXCELL). Os dados de entrada foram definidos como dito anteriormente, com informações públicas do comportamento atual do mercado enunciadas e formuladas no capítulo anterior.

Os resultados confirmam que essa ferramenta, proposta nesse trabalho, auxilia na compreensão do sistema de comercialização e para a gestão da compra de energia pelo consumidor.

### **5.2 Cálculo Tradicional *versus* Modelo Econômico Proposto**

A análise tradicional do mercado estuda em sua grande maioria o valor pontual da diferença dos custos da distribuidora e para uma opção de fonte de fornecimento no ACL. Esta seção representa a etapa 5 para o modelo proposto, definido por (FORD, 1999).

Geralmente quando realizada a análise econômica tradicional, já existe uma fonte de objeto para a venda no ACL, assim é apresentada a economia para um caso de fornecimento com sua diferença de custo. Como exemplo, a análise fornecida por uma comercializadora que negocia por um gerador de PCH (50% de desconto), a economia mensal e anual a ser gerada para um consumidor que migrasse com contratação com

---

essa fonte. Mas não é levado em consideração inicialmente outras fontes, alterações no mercado, custos mensais como agente da CCEE, investimentos em adequação da medição e tendência de reajustes futuros. Nas análises de cálculo tradicional são apresentados estudos que consideram o histórico de consumo do consumidor e resumidamente, suas possíveis vantagens nessa diferença básica de preços (ACR e ACL), calculados com as formulações já definidas nos capítulos anteriores, aplicadas em planilhas vinculadas no Excel.

Portanto, inicialmente são realizados os estudos com o cálculo tradicional, definido nesse estudo como “Análise Tradicional” para facilitar sua diferenciação. E, posteriormente estão apresentados os resultados calculados com a modelagem econômica computacional. Esse comparativo utiliza os mesmos dados de entrada com o objetivo de manterem os mesmos perfis de casos, para melhor visualização das diferenças com a utilização da dinâmica do modelo econômico proposto.

A modelagem econômica busca além de considerar as diferenças de custos do modelo tradicional, relacioná-las dinamicamente dentro das outras variáveis do mercado como também, antecipar nesses cálculos certas medidas regulatórias, como exemplo uma possível variação no próximo reajuste tarifário em razão do grande despacho térmico na operação do sistema. Com esse modelo é possível entender suas variáveis globais, suas influências, seus riscos econômicos e por fim simular possíveis cenários para auxiliar no entendimento do setor, por parte do consumidor e na gestão da compra de sua energia em curto ou em longo prazo.

### **5.2.1 Análise Qualitativa da Modelagem**

Para a análise qualitativa são resumidos a seguir, com base nos dados já apresentados nesse trabalho e no diagrama de estoque e fluxo, os seguintes cenários de estudo e dados do consumidor conforme sua melhor representação das classes. As informações foram em sua maioria escolhidas por julgamento, ou seja, a amostragem é não probabilística, categorizadas conforme sua relevância no mercado.

Os estudos iniciais foram elaborados para obterem uma meta de economia de 10% em relação ao cativo, suas alternativas e os relacionamentos entre as variáveis com suas correlações entre parâmetros já foram mostrados nos laços de fluxo apresentados no Capítulo 4. Nesse modelo econômico proposto foi também considerado um indicador não tangível com a variável de estratégia comercial, prazos de migração e/ou de retorno para o ACR, apresentadas com os horizontes de 2 anos e de 5 anos.

Para a coleta de dados foram definidos sob a ótica do consumidor os comportamentos de oferta e demanda de energia divulgada pelo setor; a formação dos preços e das tarifas do ACR e do ACL; o software VENSIN com a técnica de DS; 04 perfis de consumidores potencialmente livres na distribuidora COELBA; as fontes de energia de EOL, PCH, UHE para o ACL; e no ACR é analisada a opção de cativo ou com autogeração de 60% de seu consumo no horário da ponta com o combustível diesel. Assim, segue resumo dos dados utilizados para os quatro perfis simulados:

- 
- 1) Migração do ACR→ ACL com fonte de PCH (50% de desconto na TUSD demanda): simulação de um consumidor com demanda contratada de 1MW, A3, azul, Fator de carga (FC) de 80%.
  - 2) Migração do ACR→ ACL com fonte de UHE: simulação de uma unidade consumidora de demanda de 2,5MW, A2, azul, FC 70%.
  - 3) Migração do ACR→ ACL com outra fonte: Nesse estudo a outra fonte será a EOL em razão de sua baixa nos preços do mercado atual, e é simulado um consumidor com demanda contratada de 500kW, em tensão A4, azul, FC 65%.
  - 4) Migração do ACR→ ACR com autoprodução (parcela de 60% do consumo do horário de ponta, com o combustível diesel): simulação de uma unidade com demanda de 1MW, A4, verde, FC 35%.

A Tabela 5.1 mostra um comparativo das principais características aplicadas na análise tradicional e na modelagem proposta nesse trabalho. Pode ser observado que a visão dinâmica, apresentada com o diagrama de laço causal do modelo proposto no Capítulo 3, aplicada à comercialização de energia com o foco nos interesses do consumidor mostra (tabelada de análise qualitativa) que a modelagem proposta proporciona um entendimento amplo do mercado, visto pelo consumidor.

**Tabela 5.1:** Comparativo da análise: tradicional e proposta DS

Parâmetros de Estudo para Migração	Análise	
	Tradicional *	Modelagem DS
Tarifas ACR	X	X
Preço energia ACL (diferentes fontes)	X	X
Benefícios entre as opções de fontes de energia do ACL e dos contratos	X	X
TUSD ACL	X	X
Custo de adequação de medição	X	X
Custo agente CCEE + ESS	-	X
Comparativo mensal do ACR e ACL (não considera previsões e composições das parcelas)	X	X
Rejustes (IGP-M e IPCA)	X	X
Reajuste tarifário ANEEL	X	X
Tempo de duração do contrato versus economia	X	X
Acompanhar estudos de previsão de preços (CMO / PLD)	-	X
Acompanhar previsões de alteração tarifária	-	X
Análise das composições tarifárias e seus pesos na tarifa final da distribuidora.	-	X
Custos de geração própria (ponta)	-	X
Metas de economia	X	X
Investimentos em produtos e serviços da distribuidora	-	X
Eficiência energética	-	X
Análise de atualidades do mercado que possam interferir na contratação a longo prazo (acima de 1 ano)	-	X
Período de tempo para migração	X	X
Modificações na regulamentação da ANEEL	X	X
Impactos futuros das alterações de nova regulamentação do mercado ACL	-	X
Impactos futuros das alterações de nova regulamentação do mercado ACR	-	X
Aviso de retorno para o ACR	X	X
Estudo das incertezas na operação sistêmica da comercialização de energia	-	X
Possíveis riscos a longo prazo em razão das incertezas do comportamento do mercado de energia.	-	X

\* Alguns dos parâmetros não considerados na tabela para o modelo tradicional, dependendo de solicitação direta do consumidor, certas análises podem ser contratadas mediante consultoria específica (consultores, comercializadoras, etc.) para esclarecimentos e análises mais abrangentes.

---

### 5.2.2 Análise Quantitativa do Modelo Econômico Proposto

Para a análise quantitativa, conforme a Tabela 5.2, foram considerados valores praticados atualmente pelo mercado, conforme relevâncias e referências já comentadas nos Capítulos 4 e 5, utilizadas também para a definição dos diagramas de estoque e fluxo do modelo econômico proposto. Existem imprecisões nos dados definidos nesse trabalho mesmo porque muitas das informações não estão disponíveis publicamente.

Mas como o objetivo principal desse trabalho é aplicar a técnica de DS no mercado de comercialização de energia sob a ótica do consumidor, os dados foram definidos com aproximações de valores reais, em busca de que as simulações do modelo econômico proposto reflitam um comportamento aceitável para a análise das principais diferenças e influências entre esses ambientes de mercado.

Segue um complemento com os principais tópicos para as simulações:

- Unidades consumidoras: As unidades escolhidas estão dentro das demandas contratadas de 500kW a 3MW, em razão do conhecimento sobre o mercado da distribuidora COELBA, sendo que sua carteira potencial livre está enquadrada em mais do que 50% nesse perfil.
- Tarifas e Preços: Serão considerados os perfis de nível de tensão mais representativos dessa distribuidora que estão em: A2, A3 e A4, e classe tarifária azul ou verde. Serão consideradas as variações das tarifas e dos preços das diferentes fontes de forma já sazonalizada, da mesma forma que a considerada no cálculo tradicional. Ou seja, as tarifas reguladas (período seco e úmido) e os consumos são constantes e não dados mensais. E também, será avaliada a composição das tarifas no ACR e da composição dos preços no ACL.
- Migração ACR→ACL: A migração é definida diante da diferença dos custos dos ambientes no ACL, e com relação ao ACR é analisada também possibilidade de geração própria no horário de ponta.
- Estudos de Caso: Para as análises serão considerados os parâmetros quantitativos de variáveis e constantes apresentadas nesse capítulo. Assim, são inseridos para a visão dinâmica, os “*delays*” de tempo de amortização e aplicação das variáveis com o parâmetro “contador”, cada qual conforme horizonte de aplicação já detalhado nos capítulos anteriores. O Contador é utilizado para modificar dados conforme período de tempo desejado. Como, por exemplo, a variação das tarifas do período seco, aplicado de maio a setembro, e do período úmido, de outubro até abril.

**Tabela 5.2:** Dados definidos no modelo econômico proposto

<b>MODELO ECONÔMICO</b>	
<b>Parâmetros Analisados</b>	<b>Valores Adotados</b>
Estimativa de Reajuste Anual Tarifa ANEEL	3,20%
Efeito do IRT médio -tensão A2	124%
Efeito do IRT médio -tensão A3	122%
Efeito do IRT médio -tensão A4	110%
Parcela A	11% de variação / 60% receita (40% refere-se a custo energia e encargos)
Parcela B	Variação de 3,8% / 39% receita
Encargos	Redução mínima de 5% da receita
Custo da compra de Energia (Parcela A)	Representa 46% da Parcela A - Aumento de 15%
Fator X	-0,55%
Custo de geração própria	600 R\$/MWh
Compra gerador diesel	800 Mil R\$
Consumo (ponta) de geração própria	60% consumo
Preço Energia ACL	
PCH 50% (LP= de 2 a 5 anos)	115 R\$/MWh
EOL 50% (LP= de 2 a 5 anos)	105 R\$/MWh
UHE (LP= de 2 a 5 anos)	73 R\$/MWh
CP - PLD NE (média per. - de outubro a abril)	62 R\$/MWh
CP - PLD NE (média per. seco - de maio a setembro)	127 R\$/MWh
Consumo adicional considerado no curto prazo	10% do consumo total mensal
PCH 50% (CP mensal)	R\$240/MWh
EOL 50% (CP mensal)	R\$138/MWh
UHE (CP mensal)	R\$189/MWh
CMO (horizonte de estudo)	Utilizados os valores de PLD de curto prazo
Peso da influência do despacho real	150% do CMO
Investimento para novo Agente CCEE	
Custo mensal Agente CCEE	5R\$/MWh
Adequação_Tensão A4	80.000R\$
Adequação_Tensão A3	300.000R\$
Adequação_Tensão A2	645.000R\$
Perdas elétricas - energia na rede	2,50%
Meta de economia	10%
Data-base estudo	abr/12
IPCA (anual)	5,50%
IGP-M (anual)	4,50%
Horizonte de simulação de Curto Prazo	2 anos
Horizonte de simulação de Longo Prazo	5 anos
Horizonte de amortização de investimentos (grupo gerador, adequação de medição para o ACL, etc.)	24 meses
Tarifas ANEEL (dados sazonalizados)	Dados do Reajuste: RES.Nº 1.282_17/04/12
Influência da Políticas Governamentais	Peso positivo ou negativo estudado caso a caso.
Incentivos Governamentais_ACL	Peso na TUSD Demanda (incentivadas)

### 5.3 Análises Comparativas: Cálculo Tradicional

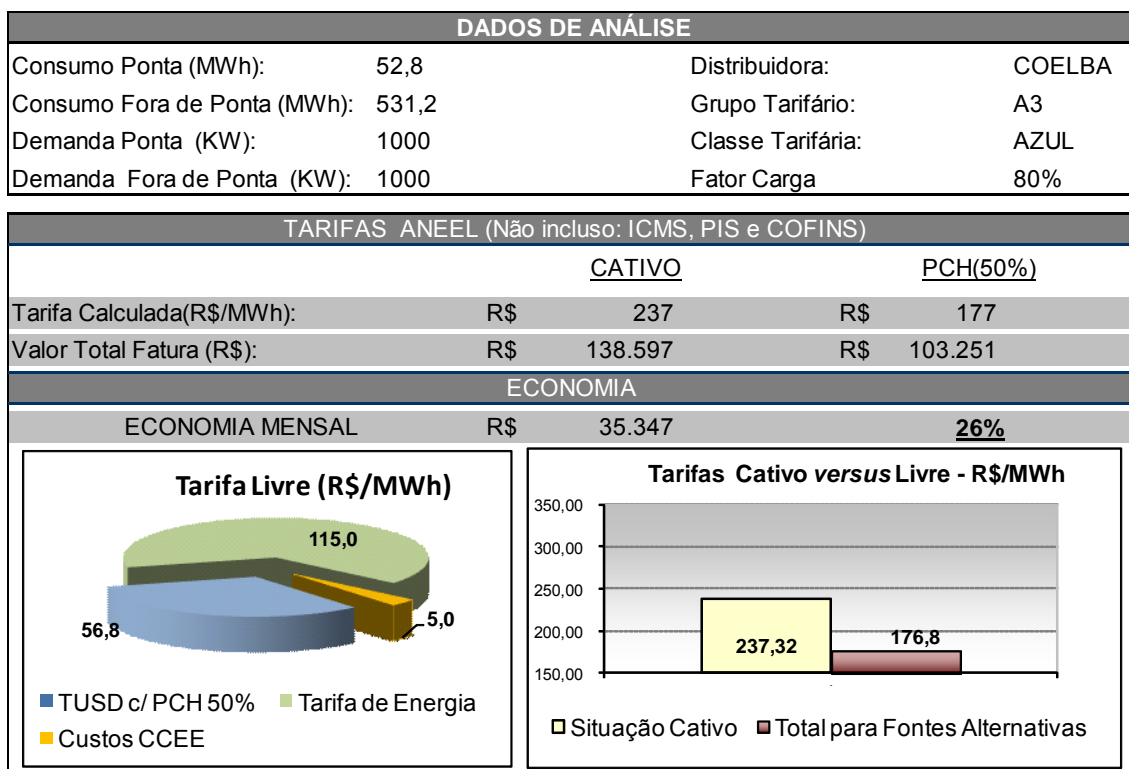
Os exemplos iniciais a seguir apresentam os resultados dos cálculos, realizados em planilhas formuladas conforme regulamentação do setor (memorial de cálculo já explicado anteriormente, com exemplo disponível no APÊNDICE A), da economia e das diferenças de custos de migração do ACR para o ACL, para as amostras consideradas nas seções 5.2.1 e 5.2.2.

Os resultados são comparados com os valores obtidos com a implementação computacional do modelo econômico proposto para os horizontes de estudo, mais a frente, na seção 5.5. Esta seção faz parte da etapa 6 para o modelo proposto, definido por (FORD, 1999).

#### 1) Caso ACR – ACL com PCH

Na Figura 5.1 são comparados os cálculos para migração do ACR para o ACL com fonte incentivada de PCH com 50% de desconto aplicado a parcela da TUSD de demanda contratada, e considerada a estimativa da economia mensal. Na abordagem econômica tradicional não é analisada a economia descontados os custos de investimentos de migração (os custos de adequação não são amortizados nas economias), mas os custos mensais como agente da CCEE (5R\$/MWh) estão inclusos.

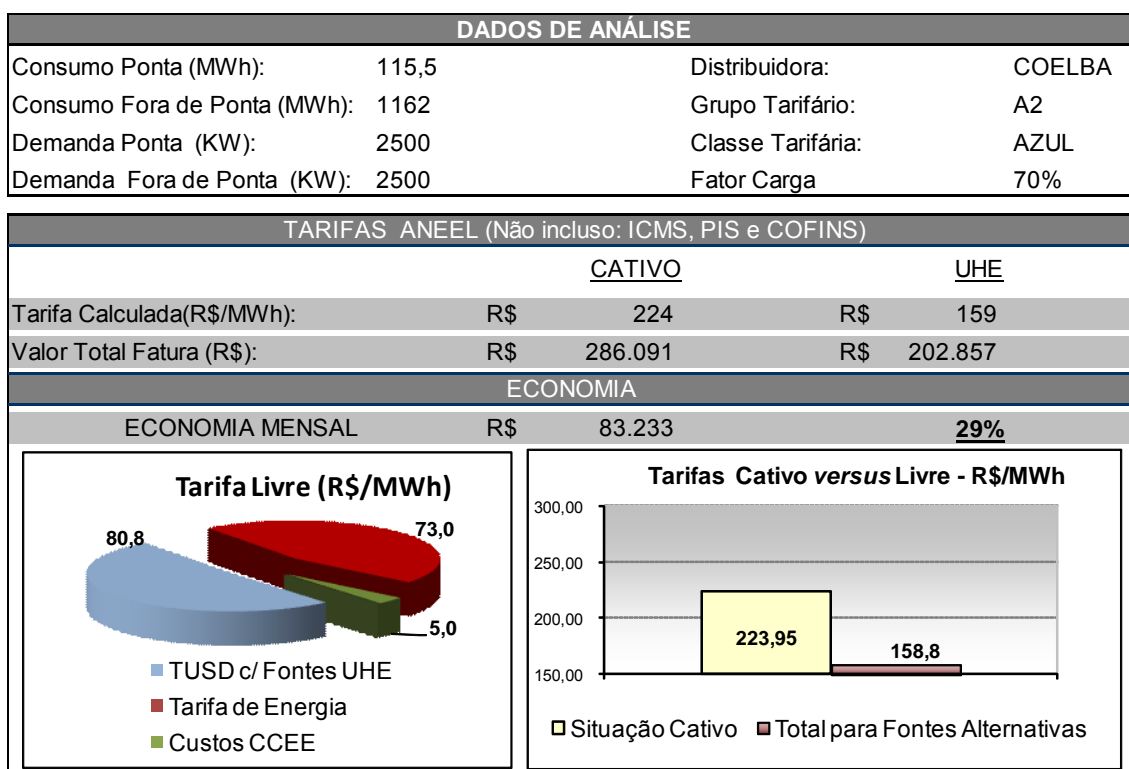
Para esse estudo pode-se concluir que esse perfil consumidor teria na estimativa, uma vantagem financeira de migração com economia mensal de 26% equivalente a em torno de 35 mil reais.



**Figura 5.1:** Comparativo dos cálculos de economia ACR X PCH

## 2) Caso ACR – ACL com UHE

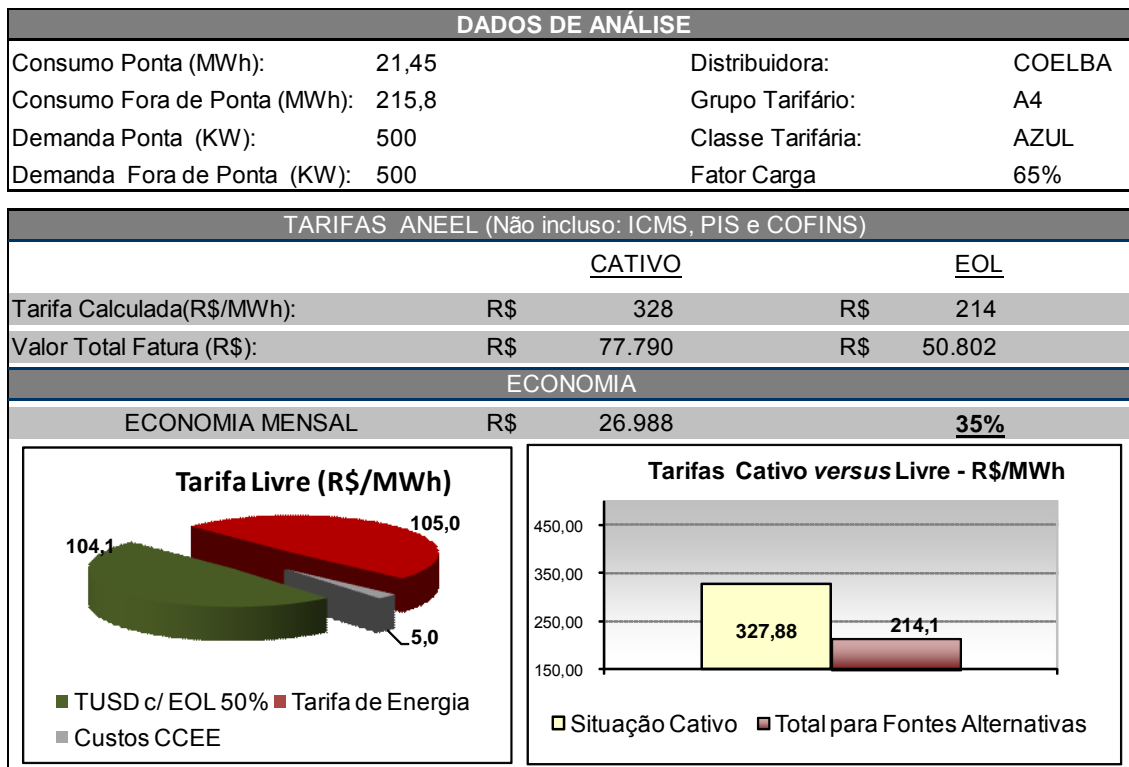
Na Figura 5.2 são comparados os cálculos para migração do ACR para o ACL com fonte de UHE e considerada a economia mensal no horizonte de tempo do estudo. Para esse estudo pode-se concluir que esse perfil consumidor teria uma vantagem financeira de migração com a economia mensal aproximada de 29% equivalente a 83 mil reais.



**Figura 5.2:** Comparativo dos cálculos de economia ACR X UHE

## 3) Caso ACR – ACL com EOL

Na Figura 5.3 são comparados os cálculos para migração do ACR para o ACL com fonte eólica (50% de desconto na TUSD demanda) e considerada a economia mensal. Para esse estudo pode-se concluir que esse perfil consumidor teria uma vantagem financeira de migração com a economia mensal aproximada de 35% equivalente a 26 mil reais.

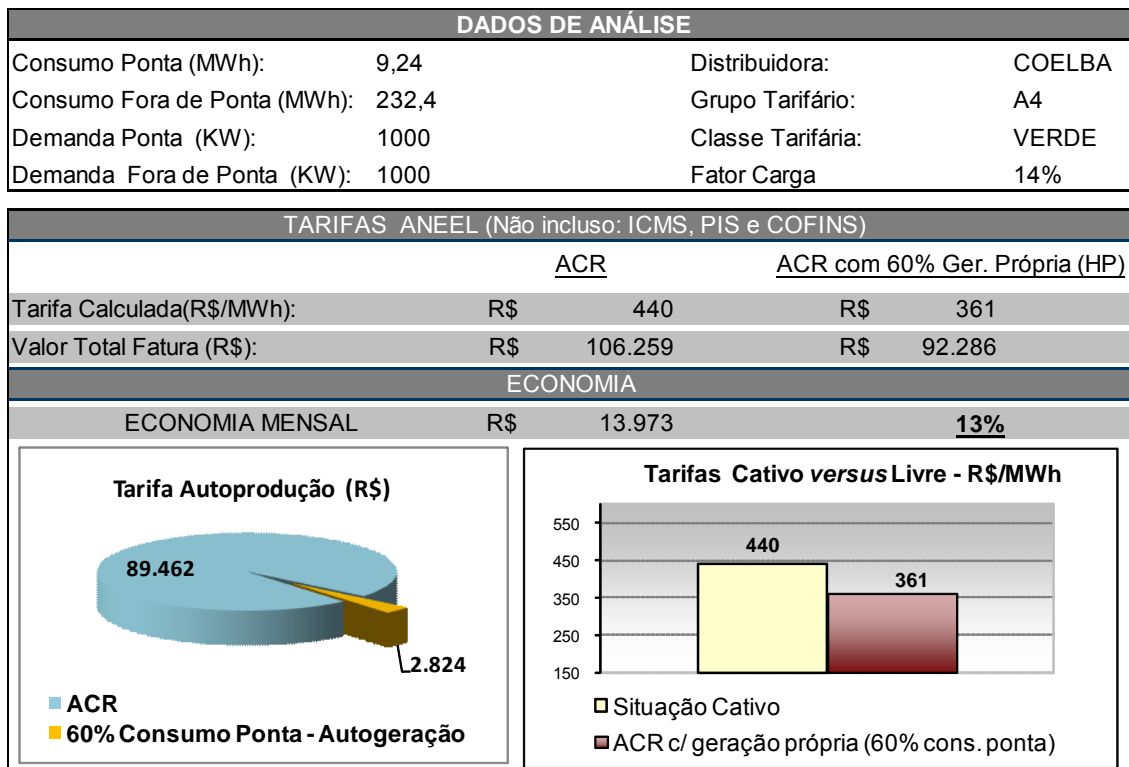


**Figura 5.3:** Comparativo dos cálculos de economia ACR X EOL

#### 4) Caso ACR – ACR com geração diesel na ponta

Na Figura 5.4 são comparados os cálculos para migração do ACR para o ACR com geração própria no horário de ponta (60% do consumo mensal). Os gastos mensais em geração própria no horário de ponta são considerados no cálculo da economia (os custos de compra de grupo gerador não são amortizados nas economias, somente os gastos mensais com o custo de combustível e o de O&M são considerados – 600R\$/MWh).

Para esse estudo pode-se concluir que esse perfil consumidor teria uma vantagem financeira de migração com a economia mensal aproximada de 13% equivalente a 13 mil reais.



**Figura 5.4:** Comparativo dos cálculos de economia ACR X ACR com autoprodução

## 5.4 Análises Comparativas: Modelo Econômico Proposto

As mesmas variáveis e formulações são consideradas na modelagem e nas simulações. O modelo econômico proposto conforme dito anteriormente se diferencia do tradicional, não somente em relacionar dinamicamente seu cálculo de economia e decisão, mas também, contemplam em uma mesma simulação as relações das outras opções de fontes no ACL, os índices e impactos nos custos, as influências regulatórias relacionadas, os possíveis incentivos e modificações do sistema do mercado como um todo, atrasos no horizonte de tempo e as estratégias do consumidor. Esta seção complementa a etapa 6 para o modelo proposto, definido por (FORD, 1999).

Portanto, nas simulações são utilizados os mesmos dados do cálculo tradicional, adicionados às informações detalhadas na análise quantitativa na seção 5.2.2, com a implementação dos diagramas de estoque e fluxo. Os casos estudados são os mesmos apresentados na seção 5.3, mas além das análises econômicas realizadas, também são consideradas pelo modelo econômico proposto possibilidade de variação de fonte de fornecimento no ACL e demais parâmetros relacionados à avaliação sistêmica desses ambientes para suprimento de cada consumidor.

Para as opções de contratação no ACL “não” são consideradas nesse trabalho as de fontes térmicas, nem a opção de contratação conhecida no mercado como “mix de carteira”, realizado principalmente pelas empresas comercializadoras. Como exemplo de mix de carteira é o caso de uma comercializadora que compra energia de diferentes fontes para formar seu lastro de energia, e revende mensalmente para os consumidores

que estão descontratados (ou seja, que não possuem contrato de fornecimento para compensar seu consumo, ou que excederam seus limites de flexibilidades contratadas e tem necessidade de comprar um valor de energia consumida de excedente). Assim, elas vendem energia conforme necessidade do cliente e a disponibilidade de sobras mensais, que pode beneficiar ou não o consumidor, visto que o mesmo consequentemente tem seu fornecimento garantido, mas o custo pode ser ou não mais vantajoso, dependendo das variáveis do mercado.

Conforme considerado por um especialista em mercado de energia da COPEL, os geradores que participam do ACL preferem vender para consumidores que estejam localizados em submercados dos quais eles façam parte, em razão do “risco de submercado”, ou seja, a diferença de PLD pode gerar ganho ou perda na liquidação pelo gerador de um contrato em outro submercado (PORRUA, 2005). Assim, considera-se nesse estudo que o consumidor livre pode adquirir energia apenas no submercado em que estiver localizado, ou seja, o risco entre submercados se houver será assumido pela empresa de geração.

O modelo econômico proposto utiliza em sua formulação as bases e os impactos das relações e os parâmetros mais significativos na contratação de energia da área de concessão da distribuidora COELBA. São consideradas para cada consumidor as possibilidades de contratação no ACL analisadas, para as diferentes fontes disponíveis no mercado, com a opção de geração própria (ponta) no ACR para aquele de classe tarifária verde. São, portanto apresentadas nesse trabalho simulações para os mesmos perfis utilizados no cálculo tradicional, resumidos na Tabela 5.3.

**Tabela 5.3:** Dados dos perfis consumidores

Cenário do Perfil Consumidor - COELBA	Demanda Contratada (kW)	Fator de Carga (%)	Classe tarifária	Grupo de tensão
	(Ponta e Fora de Ponta)	(Ponta e Fora de Ponta)		
Perfil 1	1000	80%	Azul	A3
Perfil 2	2500	70%	Azul	A2
Perfil 3	500	65%	Azul	A4
Perfil 4	1000	35%	Verde	A4

Parte dos dados de entrada do modelo proposto é armazenada no arquivo tipo texto (como dados da tarifa atual da COELBA, preços bases, índices, etc.) e a outra parte pode ser alterada de forma a manipular alguns dados e facilitar as simulações e por fim, auxiliar na compreensão dos resultados e na gestão da contratação de energia elétrica por parte do consumidor.

Para estudo das outras concessionárias de distribuição, além da mudança nas tarifas da ANEEL, deve também ser reformulado o sistema como um todo, de forma a contemplar as diferenças de composição das tarifas, adequar os pesos de cada parâmetro e considerar os possíveis diferentes relacionamentos e impactos.

### 5.4.1 Simulações e Resultados do Modelo Econômico Proposto

A seguir são apresentados os resultados classificados por perfil consumidor definido com suas análises. Para entendimento dos resultados, deve ser observado que eles dependem dos valores definidos nos parâmetros do modelo, e que os benefícios econômicos influenciam e são influenciados pelo consumo de energia elétrica do consumidor. Sendo que um valor positivo de economia indica uma redução de despesa (talvez uma redução do consumo ou uma efficientização energética) que viabiliza a migração para o mercado livre com a fonte de energia escolhida na simulação da modelagem. Em caso contrário, a migração é considerada inviável para o caso do valor obtido for negativo ou zero (para os resultados de decisão estão relacionados com uma meta mínima de 10% de economia).

Nos resultados das simulações são apresentados os custos de oportunidade dos ambientes cativo e livre, e da economia gerada em razão de migração do ACR para o ACL (conforme fonte sugerida pelo modelo proposto) ou do ACR para ACR com geração própria no horizonte de estudo. Os custos entre os ambientes de mercado a partir do segundo ano de migração levam em consideração os reajustes das tarifas e dos preços praticados, com as previsões de IGP-M, IPCA e Reajuste Tarifário da COELBA.

Para possível comparação dos resultados as simulações referem-se aos mesmos casos e valores bases já utilizados no cálculo tradicional. Foram mantidos os pesos de variáveis, possíveis mudanças regulatórias e influências de mercado com valores unitários, para que não gerassem grande impacto nos resultados, utilizado como fins de validação da modelagem. A Tabela 5.4 mostra um resumo dos resultados das simulações no modelo econômico proposto, que são detalhadas a seguir por perfil simulado.

**Tabela 5.4:** Resultados das simulações – modelo econômico proposto

Resultados do Modelo Econômico					
Simulação	Economia (Primeiro Mês)		Oportunidade Final ACL (R\$/mês)	Oportunidade Final ACR (R\$/mês)	Economia Média do Contrato (R\$/anual)
	R\$	%			
<b>Perfil 1</b>			EOL		
CP (2 anos)	23.589	17,4%	111.754	135.343	324.184
LP (5 anos)	31.089	23,0%	104.254	135.343	428.876
<b>Perfil 2</b>			UHE		
CP (2 anos)	46.241	16,6%	232.731	278.972	643.185
LP (5 anos)	62.366	22,4%	216.606	278.972	874.186
<b>Perfil 3</b>			EOL		
CP (2 anos)	21.584	28,2%	54.884	76.468	271.084
LP (5 anos)	23.584	30,8%	52.884	76.468	314.068
<b>Perfil 4</b>			EOL		
CP (2 anos)	34.176	30,4%	78.175	112.351	430.933
LP (5 anos)	34.418	31,1%	76.175	110.593	432.996

#### 5.4.2.1 Simulação do perfil 1

A Figura 5.5 ilustra o resultado da simulação para estudo da migração do consumidor de perfil 1 nos horizontes de contratação (CP - 2 e LP - 5 anos). Na análise são consideradas as opções de contratação no ACL pelas fontes PCH, UHE e EOL, e no ACR com ou sem geração própria na ponta.

O modelo sugere contratação para o CP e para o LP no ACL com energia de fonte eólica, que provisiona uma economia mensal em relação ao ambiente cativo de aproximadamente 23 mil reais (CP) e 31 mil reais (LP), que equivale a 17% e 23% abaixo do valor praticado no ACR. No CP, em razão da amortização dos custos de adequação de medição ter sido compensada em dois anos com a migração para o ACL, o valor da economia é então reduzido.

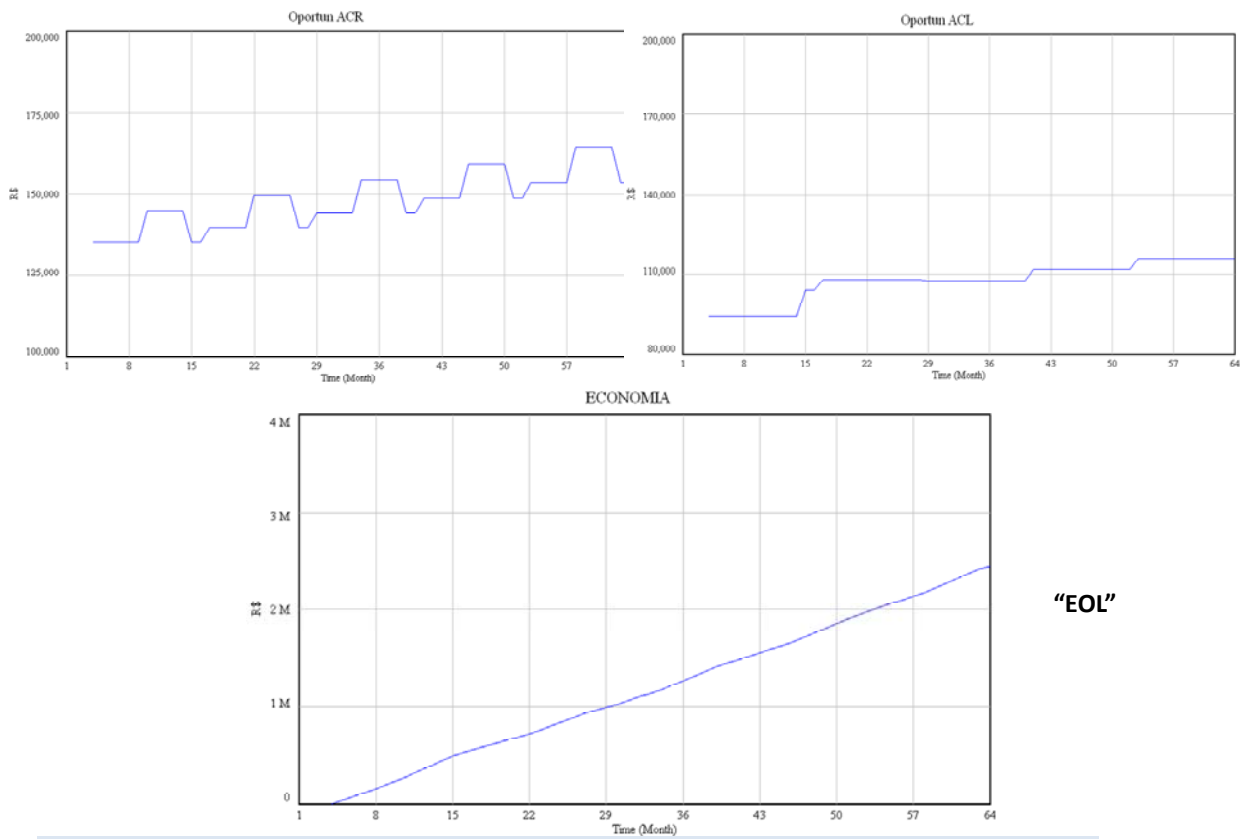
Nos dois períodos simulados, a fonte eólica se mostrou a melhor oportunidade econômica no ACL, seguida pela UHE e por fim a PCH, conforme Tabela 5.5. Mas, essa fonte em razão da dificuldade de geração durante o ano todo, tem sido pouco ofertada no ambiente livre, ou o que acontece é uma venda em “carteira” pela comercializadora, com contratos “mix” de compensação com fonte térmica nos períodos de falta dessa fonte, mas nesse caso, os preços também são renegociados e diferenciados por tipo de fonte, e como dito anteriormente esse tópico não foi aplicado nesse trabalho.

Tabela 5.5: Comparativo perfil 1

Custos Perfil 1 (R\$)	CP (R\$)	LP (R\$)	CP (%)	LP (%)
ACR	135.343	135.343		
ACR ger ponta	180.613	160.613	-33,4%	-18,7%
ACL				
EOL	111.754	104.254	17%	23%
UHE	114.419	106.919	15%	21%
PCH	117.740	110.240	13%	19%
PLD	193.015	185.515	-43%	-37%

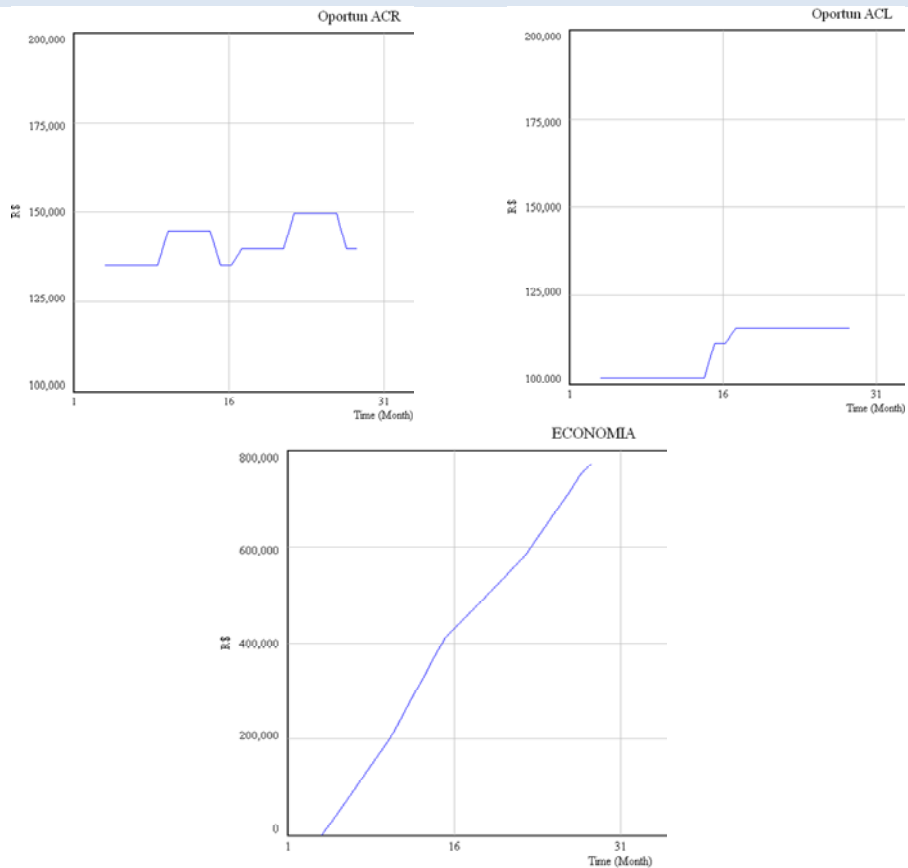
No período de longo no ACR, em razão da amortização dos investimentos da possível geração própria no horário da ponta ser compensada em um período maior (5 anos) a oportunidade de autoprodução gerada pelo modelo econômico proposto mostra que a diferença é reduzida quando comparada ao valor aplicado no curto prazo (2 anos). Mas em ambas as opções de tempo ainda o custo do ACL se mostra mais atrativo para esse perfil consumidor, e vale lembrar que o modelo econômico proposto sempre busca a melhor opção econômica em qualquer situação dentro dos dois ambientes.

### Resultado do VENSIM – Simulação Perfil 01 – LP



“EOL”

### Resultado do VENSIM – Simulação Perfil 01 – CP



“EOL”

Figura 5.5: Resultado da simulação perfil 1

### 5.4.2.2 Simulação do perfil 2

A Figura 5.6 apresenta o resultado da simulação para estudo da migração do consumidor de perfil 2 nos horizontes de contratação.

O modelo sugere contratação para o CP e para o LP no ACL com energia de fonte hidrelétrica convencional, que provisiona uma economia mensal em relação ao ambiente cativo de aproximadamente 46 mil reais (CP) e 62 mil reais (LP), que equivale a 16% e 22% abaixo do valor praticado no ACR. No CP, em razão da amortização dos custos de adequação de medição também ter sido compensada em dois anos com a migração para o ACL, o valor da economia é reduzido.

A opção PLD apesar de ser considerada na modelagem, é uma opção vinculada em sua maior parte para consumos acima ou abaixo da flexibilidade contratada (10% do consumo). Pois, como pode ser observado na Tabela 5.6, além do custo no mercado de curto prazo de PLD atual estar acima dos valores dos outros ambientes, ainda essa categoria pode incorrer em penalidades da CCEE. Conforme já dito anteriormente, as contratações no PLD são contabilizadas e impactam os próximos 12 meses (média móvel) por falta de lastro de energia do agente consumidor, conforme previsto nas regras e procedimentos de comercialização.

Nos dois períodos simulados, a fonte UHE se mostrou a melhor oportunidade econômica no ACL seguida pela eólica e por fim a de PCH. Esse perfil como está em tensão A2 não é beneficiado com relação aos descontos da TUSD para as fontes incentivadas, em razão das suas tarifas no ACR já serem menores que os de fonte A4, por exemplo, como já explicado anteriormente.

Novamente também para esse perfil os resultados de ACR se mostraram favoráveis à distribuidora, não sendo interessante a opção de autoprodução. Em conclusão, a economia calculada leva em consideração a diferença do ambiente ACR, visto que para esse perfil a geração própria não se mostrou economicamente viável em nenhum período.

**Tabela 5.6:** Comparativo Perfil 2

Custos Perfil 2 (R\$)	CP (R\$)	LP (R\$)	CP (%)	LP (%)
ACR	278.972	278.972		
ACR ger ponta	338.416	318.416	-21,3%	-14,1%
ACL				
EOL	235.058	218.933	16%	22%
UHE	232.731	216.606	17%	22%
PCH	248.153	232.028	11%	17%
PLD	411.338	395.213	-47%	-42%

O modelo proposto visa otimizar as contratações e entender seus impactos para proporcionar maior segurança em sua gestão, além de evitar riscos como ficar descontratado e “correr o risco” de comprar energia barata, ou “cara”, como está comprovado no histórico dos preços de PLD para o início do ano de 2012, em razão da

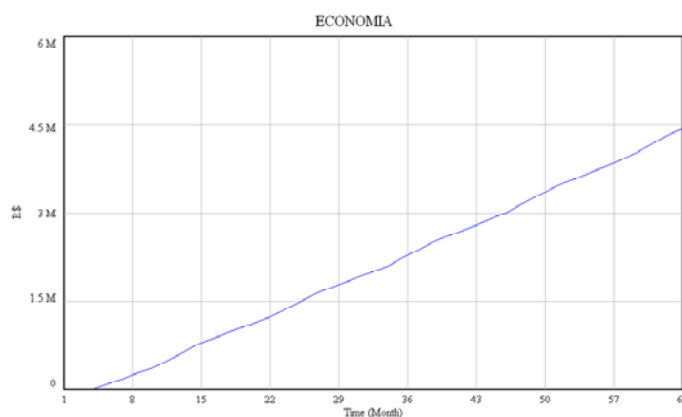
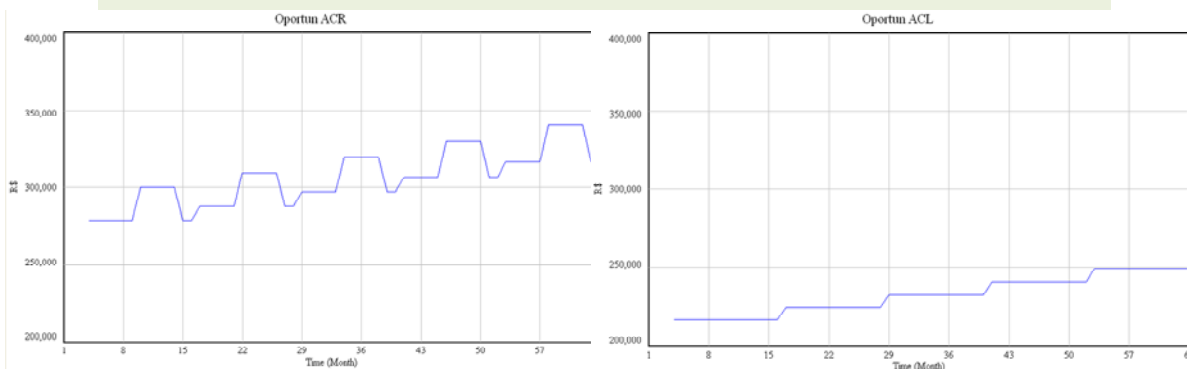
---

hidrologia desfavorável. Assim, ele pode por gestão própria exercer a opção de utilizar essa flexibilidade ou não, conforme o PLD mensal estiver bem abaixo ao valor do seu contrato base. Pois, muito do que se pratica no curto prazo com as liquidações mensais é de geradores com sobras de energia em busca de não serem ressarcidos ao PLD (alguns geradores ficam com pequenos montantes de energia descontratados em busca de valores altos de PLD), vendem esses montantes a preços de 110%/120% do valor do PLD do mês e do submercado vendedor. Isso por consequência faz com que para os consumidores que estiverem descontratados ou que possuem flexibilidades contratuais, possam comprar energia, condicionados pela busca dos melhores preços.

Essas alternativas contratuais podem ser geridas de forma a utilizar essa abertura para comprar uma parcela de seu fornecimento ao preço de PLD, mas comente com o objetivo de esclarecimento adicional aos consumidores (não simulado na modelagem), para isso existe a necessidade de acompanhar a formação do CMO e do PLD mensal. Para que ao final de cada mês, conforme comportamento dos preços, ele exerça ou não a opção de comprar do fornecedor base todo seu fornecimento ou somente comprar o mínimo que o contrato prevê, e assim, o restante via PLD.

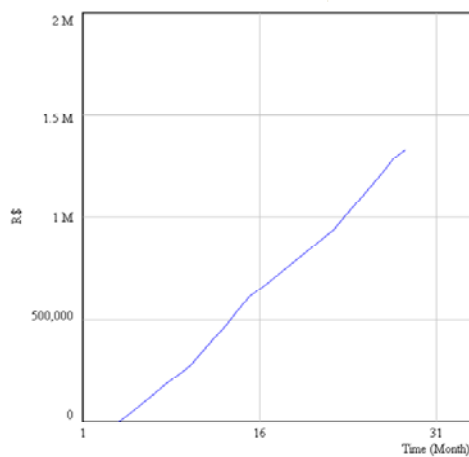
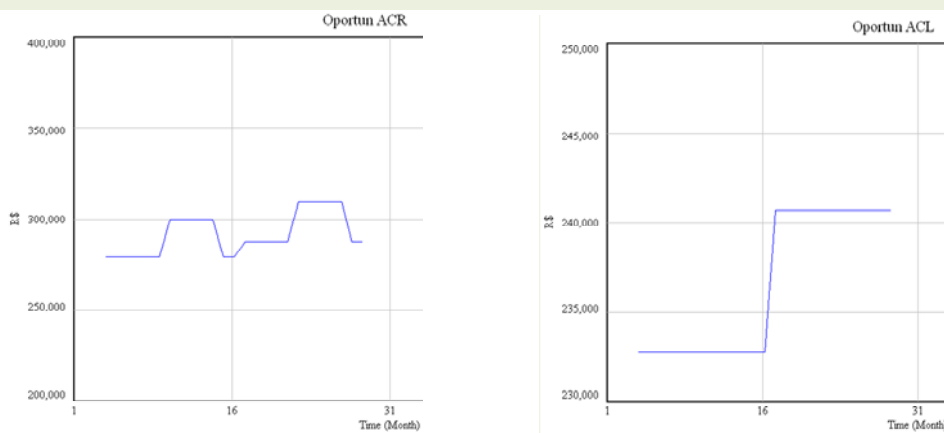
Vale resaltar que o risco de descontração não é prática confiável no mercado atualmente, e os contratos atuais cada vez mais mostram que os geradores reduziram suas flexibilidades em razão da variação no retorno de seus investimentos, e de que conseqüentemente, podem impactar negativamente na busca por financiamentos bancários.

### Resultado do VENSIM – Simulação Perfil 02 – LP



“UHE”

### Resultado do VENSIM – Simulação Perfil 02 – CP



“UHE”

Figura 5.6: Resultado da simulação Perfil 2

### 5.4.2.3 Simulação do perfil 3

Na Figura 5.7 é mostrado o resultado da simulação para estudo da migração do consumidor de perfil 3 no horizonte de contratação. Na análise são consideradas as mesmas opções de contratação anteriores.

O modelo sugere contratação para o CP e para o LP no ACL com energia de fonte eólica, que provisiona uma economia mensal em relação ao ambiente cativo de aproximadamente 21 mil reais (CP) e 23 mil reais (LP), que equivale a 28% e 30% abaixo do valor praticado no ACR. No CP, a mesma forma que os perfis anteriores, em razão da amortização dos custos de adequação de medição ter sido compensada em dois anos com a migração para o ACL, o valor da economia é reduzido.

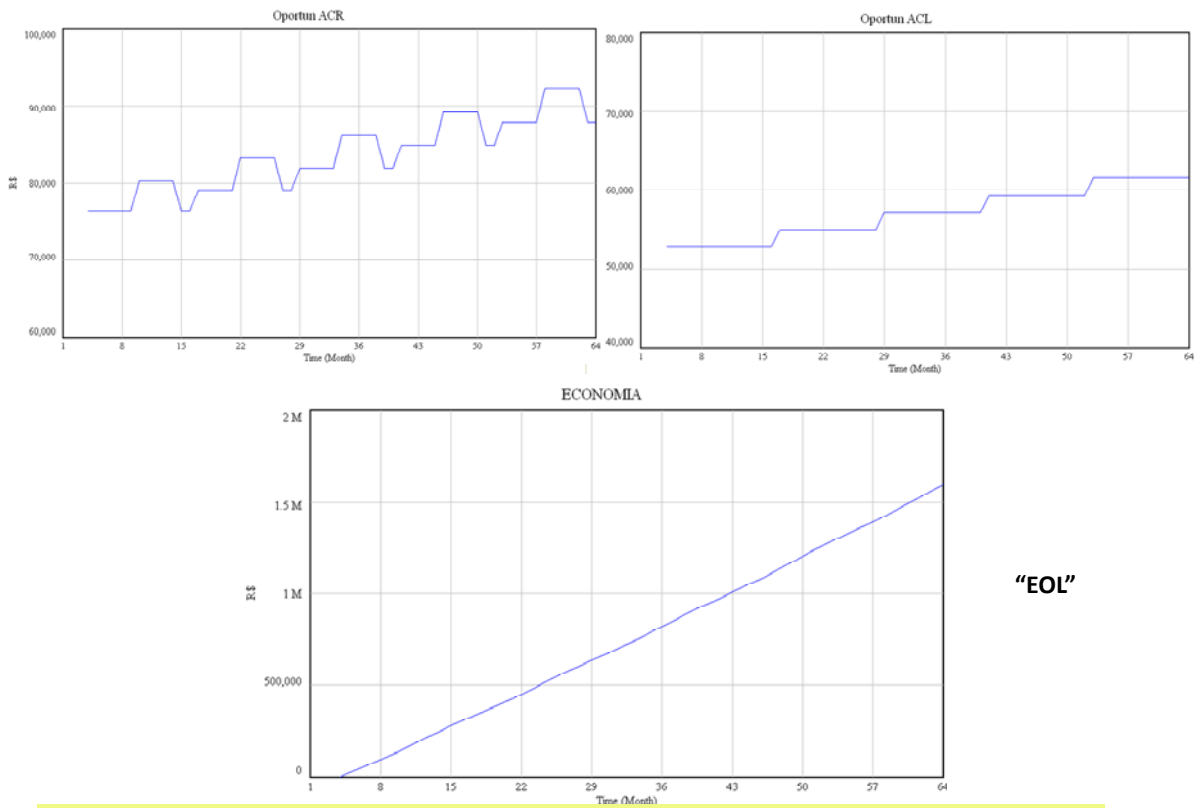
Nos dois períodos simulados, observado na Tabela 5.7, a fonte eólica se mostrou a melhor oportunidade econômica no ACL, seguida pela fonte de PCH e por fim a de UHE.

Tabela 5.7: Comparativo perfil 3

Custos Perfil 3 (R\$)	CP (R\$)	LP (R\$)	CP (%)	LP (%)
ACR	76.468	76.468		
ACR ger ponta	114.651	94.650	<b>-49,9%</b>	<b>-23,8%</b>
ACL				
EOL	54.884	52.884	<b>28%</b>	<b>31%</b>
UHE	66.223	64.223	<b>13%</b>	<b>16%</b>
PCH	57.316	55.316	<b>25%</b>	<b>28%</b>
PLD	98.152	96.152	<b>-50%</b>	<b>-26%</b>

No período de longo prazo no ACR, em razão também da amortização dos investimentos, de possível geração própria ter sido compensada em um período maior que de CP, a oportunidade no ACR gerada é reduzida, mas, não é menor do que ao custo totalmente no ambiente regulado. Da mesma forma que no caso dos demais perfis simulados anteriormente, caso esse consumidor migrar para o ACL, a economia apresentada gerada pelo modelo é referente à diferença entre o cativo e entre a fonte no ambiente livre, pois o modelo proposto sempre busca a melhor opção econômica em qualquer situação dentro dos dois ambientes.

Resultado do VENSIM – Simulação Perfil 03 – LP



Resultado do VENSIM – Simulação Perfil 03 – CP

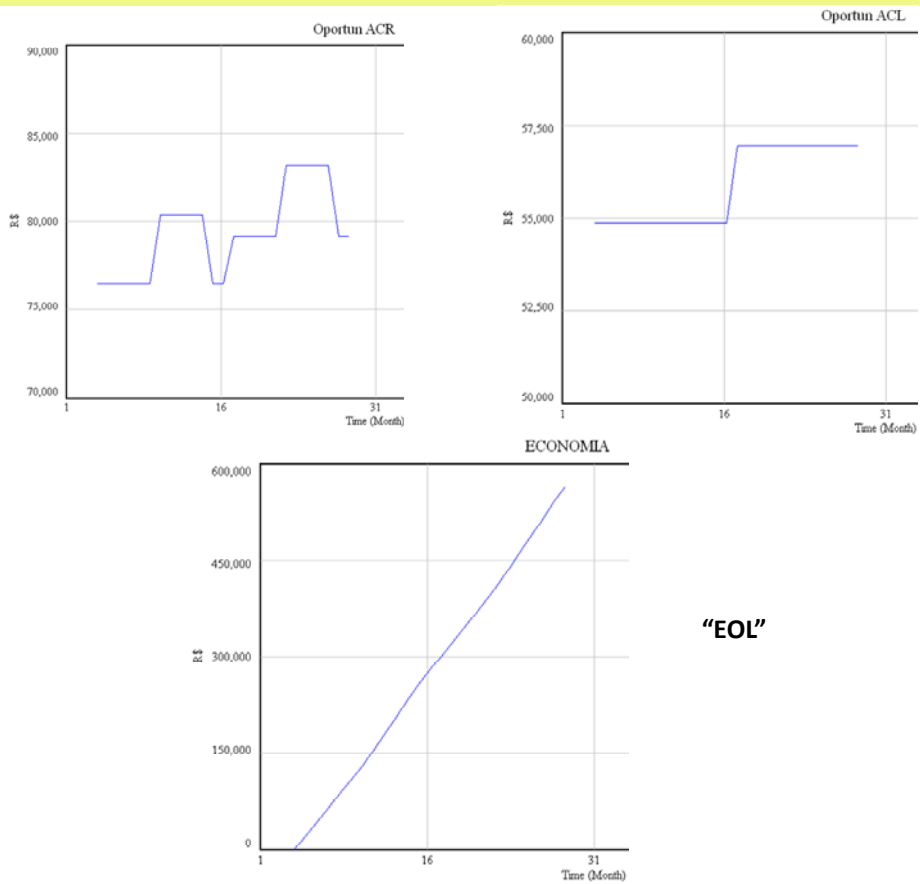


Figura 5.7: Resultado da simulação Perfil 3

#### 5.4.2.4 Simulação do perfil 4

A Figura 5.8 apresenta o resultado da simulação para estudo da migração do consumidor de perfil 4 com as mesmas opções dos casos anteriores para contratação entre os ambientes.

O modelo sugere contratação para o CP e para o LP no ACL com energia de fonte eólica que provisiona uma economia mensal em relação ao ambiente cativo de aproximadamente 34 mil reais no período de CP, que equivale a 30% - 31% abaixo do valor praticado no ACR. No LP em razão do maior tempo de amortização dos custos de investimento no grupo gerador, a opção no ACR com geração própria na ponta torna-se mais atrativa que o totalmente regulado.

Nos dois períodos simulados, a fonte eólica se mostrou a melhor oportunidade econômica no ACL, acompanhada pela PCH e posteriormente pela UHE conforme mostrado na Tabela 5.8.

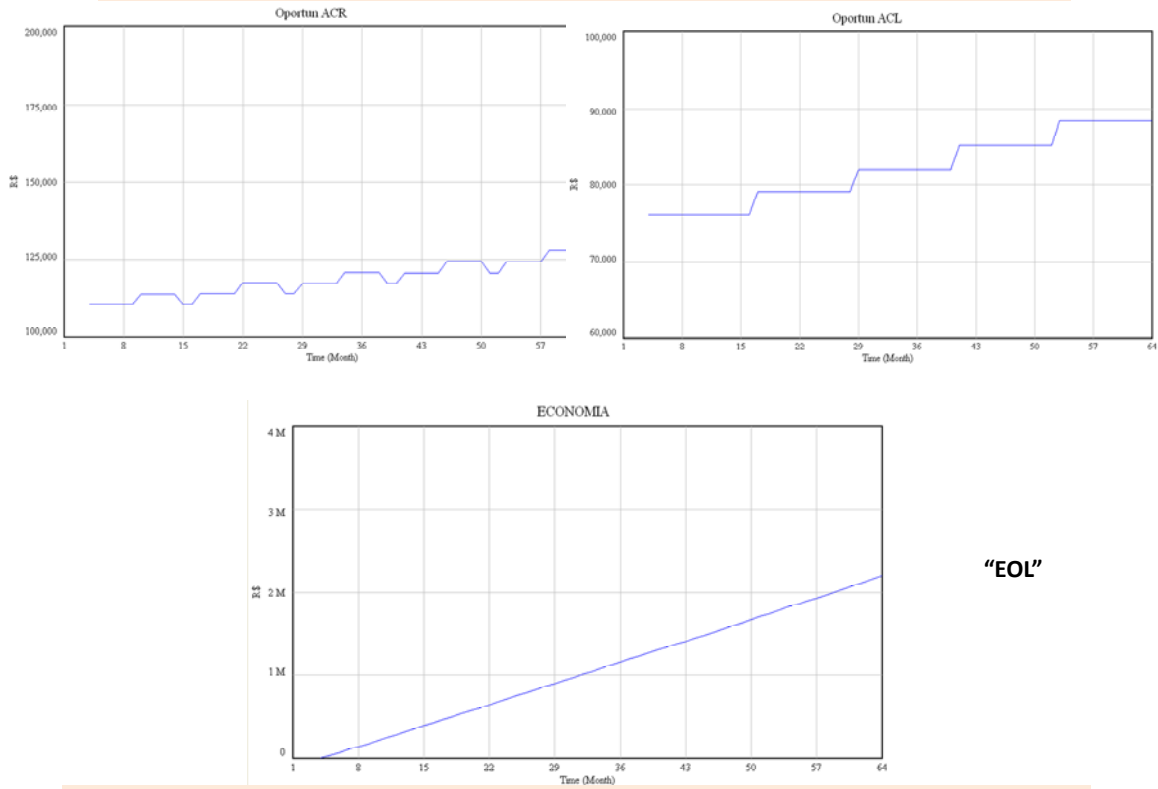
**Tabela 5.8:** Comparativo perfil 4

<b>Custos Perfil 4 (R\$)</b>	<b>CP (R\$)</b>	<b>LP (R\$)</b>	<b>CP (%)</b>	<b>LP (%)</b>
ACR	<u>112.351</u>	112.351		
ACR ger ponta	130.593	<u>110.593</u>	<b>-16,2%</b>	<b>1,6%</b>
ACL				
EOL	<u>78.175</u>	<u>76.175</u>	<b>30%</b>	<b>32%</b>
UHE	103.054	101.054	<b>8%</b>	<b>10%</b>
PCH	80.793	78.793	<b>28%</b>	<b>30%</b>
PLD	142.420	140.420	<b>-27%</b>	<b>-25%</b>

No período do ACR de LP a opção por geração própria se mostrou mais atrativa que o cativo original, assim, a economia gerada pelo modelo de migração entre o ACR e o ACL contempla a diferença entre o ACR com geração própria e o ACL com fonte eólica e assim por diante. Esse perfil apesar de ser o mais atrativo para a opção de autoprodução, por ser de classe tarifária verde, não demonstrou economia com relação ao ACR no CP em razão dos custos do investimento de compra do grupo gerador.

Um consumidor com um mesmo comportamento de produção, com um consumo maior que nesse caso simulado (com classe tarifária verde) provavelmente teria como resultado de decisão, tanto no CP quanto no LP, para a opção de geração própria. Visto que sua economia seria maior em razão do seu maior porte poder gerar um maior impacto e que amortizaria mais rápido os investimentos.

Resultado do VENSIM – Simulação Perfil 04 – LP



Resultado do VENSIM – Simulação Perfil 04 – CP

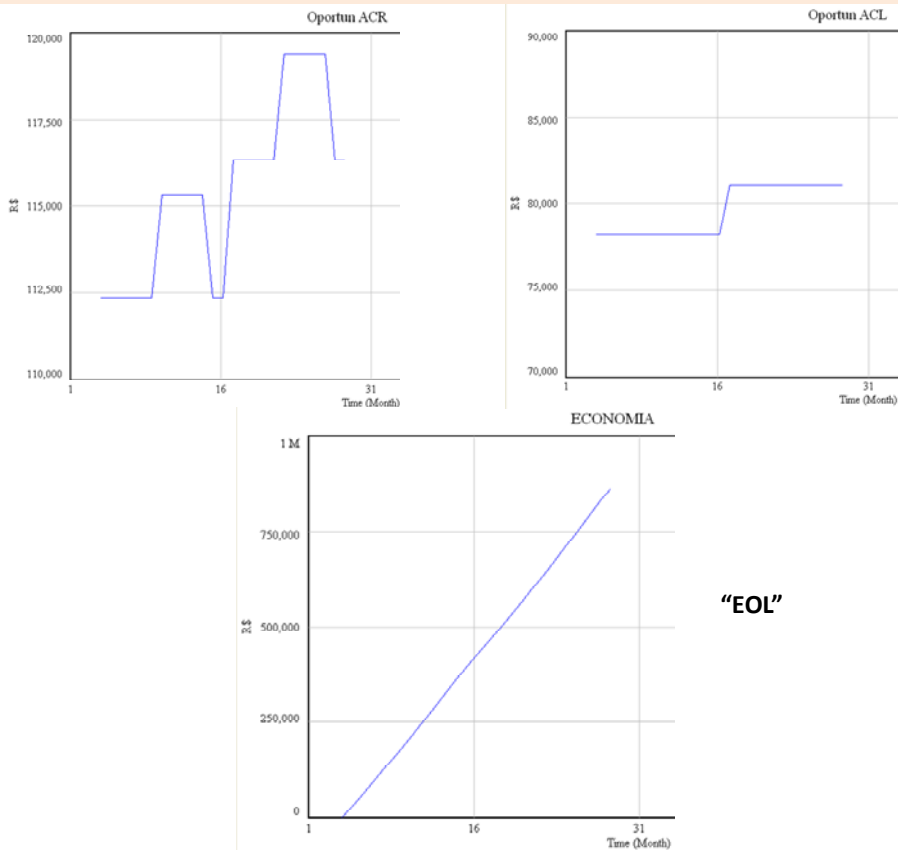


Figura 5.8: Resultado da simulação perfil 4

---

## 5.5 Análises Comparativas Complementares

A seguir na Tabela 5.9 são apresentados os resultados resumidos das simulações, consideradas com as relações do sistema econômico modelado com DS do mercado de comercialização de energia. Pode ser observado que todos os perfis consumidores tiveram como resultado do modelo proposto, sugestão de contratação no ACL, o primeiro por fonte incentivada “eólica”, o segundo por fonte hidráulica convencional, e o terceiro e o quarto também por fonte eólica. Essas opções foram sugeridas em razão dos preços e demais variáveis vinculadas nesse ambiente estarem abaixo dos valores do mercado cativo (definidos nos parâmetros). Esta seção atende a etapa 7 para o modelo proposto, definido por (FORD, 1999).

Também, devem-se levar em consideração que esses consumidores não foram avaliados com relação a: disponibilidade dessa energia para contratação durante o ano todo; possíveis influências regulatórias (como exemplo a ampliação das fontes fotovoltaicas pode ampliar as opções de fontes com geração própria); mudanças climáticas que possam alterar os preços e as disponibilidades futuras no mercado atual.

Para validação do modelo econômico proposto são comparados os resultados das simulações realizadas pelo cálculo tradicional para migração de consumidores entre os ambientes ACL e ACR, aos valores calculados na modelagem conforme a regulamentação do setor elétrico e as regras e os procedimentos do mercado.

As variações iniciais, mostradas na linha de “Validação com os mesmos dados”, entre o cálculo tradicional e o resultado do modelo estão bem aproximadas, em razão da manipulação dos dados de entrada da modelagem ter sido feita para refletir somente os cálculos tradicionais, e utilizadas com as tarifas aplicadas pelo modelo (conforme período úmido visto que os valores referem-se ao primeiro mês). As diferenças devem-se aos arredondamentos e principalmente em razão do modelo proposto simular os preços com laços de tempo.

Na linha de “cenário geral” pode-se observar a principal diferença prática entre o custo do cálculo tradicional (com utilização de tarifa média sazonalizada) e do resultado do modelo econômico proposto que utiliza todos os parâmetros definidos neste estudo. Esse resultado mostra a diferença real quando analisados com todas as variáveis, aplicadas à visão dinâmica de sistemas e com uma ampla modelagem do mercado para auxiliar o consumidor. Ou seja, na análise tradicional foram simulados os casos conforme já divulgado na seção 5.3, e para o modelo econômico proposto, conforme a seção 5.4.1 apresentada.

No último cenário está a diferença entre simplesmente simular um cálculo tradicional ou simular o perfil consumidor de forma que se entenda qual o custo mínimo que faz com que ele possa se tornar livre. Mas com a utilização da melhor opção de contratação econômica de fonte de energia mais barata, ou seja, estão aqui relacionadas as variáveis e as opções de fontes, resultados ótimos sugeridos pelo modelo proposto, no horizonte de tempo de curto prazo, definido conforme necessidade do comprador.

**Tabela 5.9:** Resultados das simulações

<b>Comparativo das Simulações (resultados para os casos calculados no primeiro mês do curto prazo)</b>						
Cenários - Economia	Modelo		Referência:		Diferença Economia	
	%	R\$	%	R\$	%	R\$
<b>Perfil 1 ACR – ACL com PCH (dados mensais)</b>						
<b>Validação c/ mesmos dados (PCH)</b>	22,5%	29.901	22,0%	29.906	-0,46%	5,0
Cenário geral	17,4%	23.589	25,5%	35.347	8,07%	11.758
Com EOL	17,4%	23.589	29,7%	41.186	12,29%	17.597
<b>Perfil 2 ACR – ACL com UHE (dados mensais)</b>						
<b>Validação c/ mesmos dados (UHE)</b>	26,0%	71.332	26,0%	71.333	-0,02%	0,6
Cenário geral	16,6%	46.241	29,0%	83.233	12,42%	36.992
Com UHE	16,6%	46.241	29,0%	83.233	12,42%	36.992
<b>Perfil 3 ACR – ACL com EOL (dados mensais)</b>						
<b>Validação c/ mesmos dados (EOL)</b>	32,8%	24.775	32,7%	24.778	-0,08%	3,0
Cenário geral	28,2%	21.584	35,0%	26.988	6,77%	5.404
Com EOL	28,2%	21.584	35,0%	26.988	6,77%	5.404
<b>Perfil 4 ACR – ACR com geração (60%) diesel na ponta (dados mensais)</b>						
<b>Validação c/ mesmos dados (Ger. Propria)</b>	13,3%	14.723	13,4%	13.892	0,04%	-831,0
Cenário geral	30,4%	34.176	13,0%	13.973	-17,42%	-20.203
Com EOL	30,4%	34.176	28,0%	29.825	-2,42%	-4.351

Segue para facilitar o entendimento do “Cenário Geral do Modelo”, os dados de entrada enumerados que são utilizados na modelagem econômica e que “não” são aplicadas na análise tradicional:

1. É utilizado um consumo de energia adicionado às perdas elétricas de transmissão no valor de 2,5%.
2. As tarifas reguladas e os valores de CMO, base de dados de entrada, são aplicados conforme períodos do ano: seco (5 meses) ou úmido(7 meses).
3. O valor utilizado para impacto do preço de PLD no curto prazo (mensal) é de 50% sobre o valor mensal médio do histórico dos últimos 12 meses (data base abril/12).

- 
4. O valor de CMO utilizado, visto que os preços utilizados na liquidação mensal estão muito acima (mais do que 100%) dos valores estimados para o CMO (EPE, 2011), são utilizados dados com influência do PLD de forma a ter um cenário pessimista, quando comparado ao divulgado pelo PDE 2020 da EPE. Esses valores são definidos como constantes e apenas reajustados anualmente pelo IGP-M.
  5. O reajuste tarifário previsto para cada ano (durante todos os anos) é o mesmo e contempla uma redução de encargos inferior ao que tem sido anunciado pelo governo publicamente (em torno de 15% sobre a tarifa), de forma a utilizar dados mais conservativos ao longo do tempo e que são ainda atuais.
  6. Para o curto prazo mensal representado pelo “PLD”, visto que a modelagem não sugere que o consumidor fique totalmente descontratado, assim, é analisado apenas para 10% do consumo excedente. E os preços praticados (com base nos dados atuais) são reajustados pelo IGP-M, que é o mesmo índice do ACL e de parte do reajuste do ACR.
  7. Com relação ao horizonte de simulação nominado como curto prazo (2 anos), o modelo econômico proposto calcula as oportunidades do ACR, amortizados os custos de opção da compra do grupo gerador (quando aplicado) durante os 24 meses (divisão simples sem utilizar reajustes com taxa de retorno); e para o ACL, no caso dos investimentos em adequação técnica como novo agente da CCEE, é amortizado também nesse mesmo período.
  8. Para o horizonte da modelagem definida de longo prazo (5 anos), os mesmos parâmetros de investimento anteriores são amortizados durante 60 meses.
  9. A diferença entre os resultados do cálculo tradicional (Excell) e da modelagem econômica (Vensim) entre a oportunidade do ACL e do ACR, detalhada na Tabela 5.9 de resultados dos perfis estudados para validação, ocorre principalmente em razão dos laços de tempo envolvidos pelos diagramas de fluxo e em razão do modelo econômico proposto ser mais amplo e contemplar as principais variáveis do mercado como um todo, como exemplo a inclusão dos custos da CCEE e de adequação dos medidores.
  10. A realimentação dinâmica é apresentada apenas na forma interpretativa, visto que o modelo implementado no VENSIN contempla apenas a parcela econômica do Modelo Proposto neste trabalho. A ideia é elaborar o modelo mental com a técnica de DS, de uma forma ampla e que possa ser utilizado como referência nas diversas implementações, adequações e direcionamentos, conforme o foco e interesse do consumidor.

## **5.6 Análise dos Riscos Econômicos da Migração**

Os riscos de migração relacionados ao modelo econômico proposto de comercialização de energia estão diretamente associadas e condicionadas às hipóteses de disponibilidades de fontes no ACL, interferências regulatórias e de mercado, cenários de preços (leilões, hidrologia futura, etc.) e durações dos contratos. São

---

analisados nesse trabalho separadamente da modelagem, como análise interpretativa dos resultados econômicos, definidos como riscos totais (análises de tendência) e os riscos marginais (que consideram a distinção na forma de transição de migração e entre as fontes do ACL). Esta seção finaliza a etapa 8 para o modelo proposto, definido por (FORD, 1999).

No cálculo dos riscos totais, as alternativas de migração do ACR para o ACL, e do ACR para o ACR com geração própria são tratadas de forma separada, e não são considerados que alguns consumidores ainda podem migrar para um ou outro mercado, além de alterar seu nível de tensão e classe tarifária. São analisados nesse item somente os riscos para as simulações de longo prazo (5 anos) visto que no curto prazo a tendência de variação é muito menor pois contempla somente uma previsão de reajuste.

Mas vale lembrar que essa definição de simular os perfis no longo prazo se aplica para análise do “modelo econômico proposto” somente. Como exemplo, a aplicação prevista no próximo ano com uma revisão tarifária extraordinária (para todas as distribuidoras), que é resultado de uma nova ação governamental no setor, com o objetivo de influenciar investimentos no mercado como um todo e melhorar a economia no país. Nesse modelo econômico proposto esse impacto é simulado simplificado com a tendência de um reajuste menor e está detalhado mais a frente.

Os impactos no modelo proposto, conforme diagrama de laço causal apresentado nesse estudo, mostram que as influências dessas medidas do governo tendem a provocar muitas outras variações no setor. Como nesse exemplo, se as tarifas reguladas ficarem muito abaixo dos preços finais praticados no ACL, visto que uma vez reduzidas essas tarifas, somadas ao custo da energia, serão menos atrativas (de PCH, EOL, UHE etc.). Pois a princípio não terão reduções na mesma proporção e os geradores continuam com as obrigações de honrar os pagamentos dos financiamentos e até dos custos de novas construções. Isso ainda sem considerar as reduções nos encargos, que se realizados bruscamente também podem impactar negativamente os incentivos dados às fontes alternativas de energia.

O ambiente livre ao longo do tempo poderá ter seu mercado reduzido, mesmo que essa medida busque inicialmente investimentos externos, uma vez que o mercado mantenha uma tendência com muitas incertezas, essa ação na prática poderá influenciar um aumento somente do setor industrial de produção. Nesse caso poderá haver uma fuga de investidores privados dos setores vinculados à ampliação do SIN e da expansão da geração, que poderá acarretar em riscos maiores de abastecimento futuro de energia.

Na análise dos resultados anteriormente simulados é possível observar que caso não houver disponibilidade de fonte de energia eólica, metade dos resultados está como menor custo a de fonte de PCH e a outra metade de UHE. Essa característica pode ser também comprovada pelos custos relacionados aos perfis consumidores, ou seja, quanto maior o nível de tensão (A2, A3) mais vantajosa tende a ser para a fonte de UHE, pois sua tarifa de uso do sistema de distribuição já é mais baixa. Portanto para obter vantagem financeira entre o ACR é necessário uma energia mais barata, que aqui no caso é a de UHE.

E, por consequência, para as unidades em tensão A4 é indicado o fornecimento de energia de PCH, em razão do desconto atrelado à TUSD tornar essa fonte mais

competitiva, assim, o custo da energia pode proporcionar economia quando comparada com relação ao ACR. Também, com relação de opção de autoprodução pode-se confirmar que o perfil com classe tarifária verde é o que tem possibilidade de vantagem financeira comparada ao ACR, pois para os demais perfis as tarifas não são tão altas no horário da ponta e não compensam com geração própria.

Conforme divulgado pelo Plano Anual da Operação Energética (PEN - relatório executivo) do ano de 2011, os riscos de déficit de abastecimento estavam baixos e existia sobra de energia assegurada no SIN para esse ano. A análise dos 2.000 cenários hidrológicos simulados apontaram CMOs crescentes ao longo do horizonte de 2011 a 2015, que pode ser visto na Tabela 5.10.

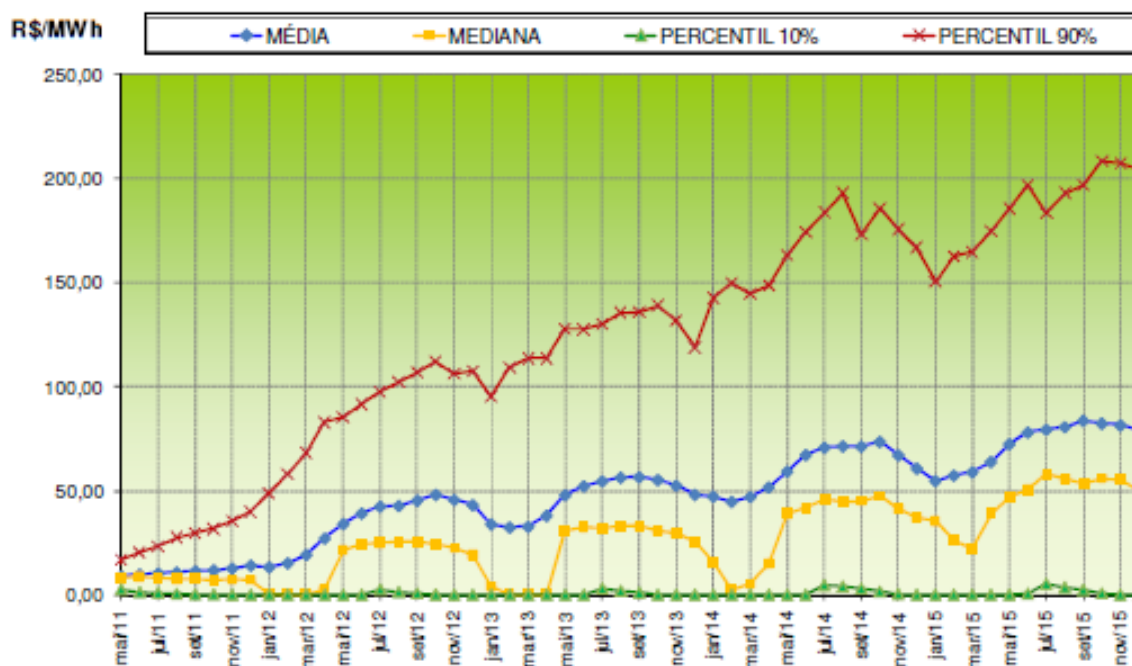
Nesse estudo foi destacado que as diferenças dos CMO's entre os subsistemas são crescentes ao longo do horizonte e indicavam a necessidade de reforços na interligação entre esses sistemas. Em função da variabilidade hidrológica, ficou significativa a incerteza em relação aos valores médios apresentados, que pode ser verificado na Figura 5.9, considerados para cada subsistema os valores mensais em termos de valor esperado por medianas (representam o valor central da amostra de 2.000 resultados para 10% e 90%). O valor de 10%, em um determinado mês, indica que para somente 10% das séries simuladas os resultados foram iguais ou inferiores àquele valor, e o de 90% indica que em 10% das séries ocorreram CMOs superiores àquele valor.

Pela comparação dos resultados do PEN 2011, com os valores médios realizados no primeiro semestre desse ano de PLD (100R\$/MWh no NE), observa-se que os preços no ACL trazem incertezas devidas às informações incompletas do mercado e às situações hidrológicas. Assim, para a análise dos riscos na modelagem, nível de impacto considerado para a migração das unidades simuladas, a faixa de incerteza nos riscos de volatilidade dos preços de PLD é adotada pelo modelo econômico proposto a partir de 2013.

**Tabela 5.10:** Custos marginais de operação em R\$/MWh

Subsistema	mai-dez/2011	2012	2013	2014	2015
SUDESTE/CENTRO-OESTE	11,35	36,06	63,57	84,55	107,79
SUL	12,74	35,40	64,08	85,54	109,11
NORDESTE	11,41	34,82	46,92	61,19	72,85
NORTE	11,14	34,83	52,03	67,29	83,17
ACRE/RONDÔNIA	9,82	25,11	63,20	84,55	107,79
MANAUS/MACAPÁ	-	-	52,04	67,30	83,18

Fonte: modificado de (ONS a, 2011)



**Figura 5.9:** Evolução mensal dos custos marginais de operação – nordeste  
 Fonte: modificado de (ONS a, 2011)

Vale lembrar que a volatilidade dos preços de PLD sugere que os consumidores não fiquem descontratados, pois a tendência dos preços do mercado para as fontes no ACL é também de aumento (em razão da falta de investimentos em novas construções com esse foco). Conforme informado anteriormente, é considerado nessa modelagem um impacto de IGP-M adicionado 6% para a análise dos níveis de riscos de volatilidade dos custos no ACL, aplicado do segundo ano simulado em diante.

E é considerado para a análise de risco que o custo de curto prazo (PLD) é influenciado pelo custo do CMO, reajustado com o IGPM, adotado conforme média estimada dos próximos anos (PDE 2020) com os valores base de: R\$46/MWh (2013), R\$61/MWh (2014) e R\$72/MWh (2015-2017). E também é utilizada na estimativa a média histórica do PLD dos últimos 3 anos (data-base abril/12) com os valores de: R\$53/MWh (período úmido) e R\$84/MWh (período seco) aplicados para as demais fontes no curto prazo (PCH, EOL e UHE) como pagamento da possível penalidade.

A Tabela 5.11 consolida os resultados dos casos de riscos simulados, condicionados pelas opções de migração. Com as análises de riscos, foi verificado que todos os resultados dos perfis simulados sugerem ainda contratação no ACL e que para os perfis que resultaram em contratação por fonte eólica, caso não houver disponibilidade dessa fonte no mercado, os perfis 1 e 2 sugerem economia na migração para contratos com UHE e os demais perfis com a fonte PCH.

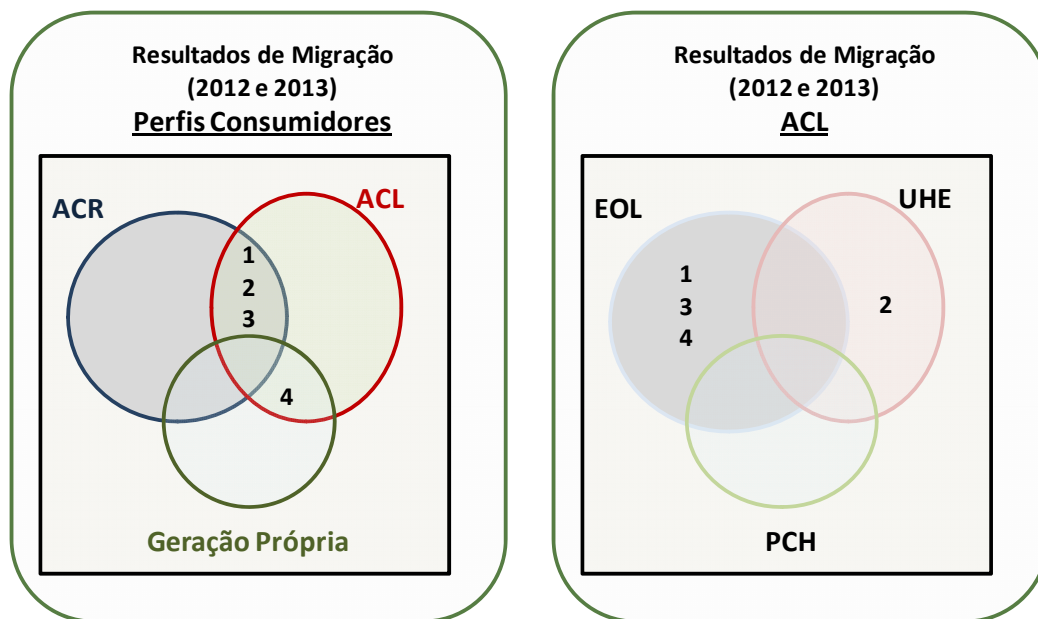
Com os resultados calculados é possível estimar a variabilidade dos riscos totais de migração, ou seja, o impacto no resultado da economia gerado pelo modelo econômico proposto com relação aos dois cenários de tendência de preços e de reajuste das tarifas de energia elétrica, enumerados a seguir:

- 
1. Perfil de Referência com Tendência do Mercado (C\_Ref Tend): é considerada uma tendência de preços do ACL (PLD, UHE, PCH e EOL) com aumento por IGP-M, a ser estimado e fixado em 6% para 2014 em diante; e com relação às tarifas, estima-se o mesmo reajuste dos custos de compra de energia (IPCA 5,5%), mas, que será maior a redução da parcela de encargos (em torno de -8%). E, para a meta de economia é considerada que a migração é viável para valores superiores a 3% de economia (e não mais 10% simulado inicialmente).
  2. Perfil com Realimentação das Políticas Governamentais (C\_Realim P Gov): é mantido o cenário de referência, mas é alterada a realimentação da influência da decisão nas políticas governamentais, inicialmente com valores unitários, mas alterados de forma a mostrar a influência da tendência de referência. É utilizado um fator de impacto se a “decisão” for menor que um valor unitário, ou seja, com um valor negativo, que torna o ACL mais caro e não proporciona economia, assim as políticas governamentais devem influenciar o ambiente livre de forma a torná-lo novamente competitivo. Os valores utilizados no estudo são: se a economia for menor que 1%, o fator utilizado é de 10% de desconto, aplicado somente sobre o “REG\_PROC” (ACL); caso for maior ou igual a 15% o fator é de desconto de 10% aplicado somente sobre o IRT (ACR).

No cenário de referência com tendência é estipulado que existe uma revisão tarifária, sendo que a última revisão da distribuidora COELBA foi no ano de 2008 no valor de -12,12% (Resolução Homologatória nº 638, de 17 de abril de 2008 - ANEEL). A revisão considerada no modelo econômico proposto é aplicada no ano de “2013” no valor definido em “- 5%”. Apesar da estimativa de redução dos encargos já previstos na revisão extraordinária a ser aplicada em 2013 para todas as concessionárias é estimado também que seja observado mais investimento pela distribuidora COELBA, em razão de possível retorno de consumidores ao ACR, que torna essa revisão menos impactante que a última realizada em 2008.

Para a análise dos riscos marginais são consideradas as situações em que as migrações são aceitáveis sob o ponto de vista de benefícios econômicos, ou seja, mostram qual oportunidade é melhor para cada perfil simulado, levando em consideração as análises de riscos realizadas anteriormente. Pela análise dos resultados dos riscos simulados, foi verificado que apesar do modelo não alterar a escolha do ambiente de contratação, ou seja, são mantidos os resultados de migração conforme fontes já informadas, as economias ficam muito reduzidas no cenário de com tendências de preços e de realimentação.

Assim, a Figura 5.10 discrimina os subconjuntos das unidades que poderiam migrar entre os ambientes, para os cenários de preços e tarifas originais simulados no modelo econômico proposto, e também aplicada no mesmo tipo de análise, mas com os resultados das simulações de riscos marginais. Os valores numerados de 1 a 4 referem-se aos perfis consumidores definidos anteriormente na seção 5.2.1.



**Figura 5.10:** Riscos marginais iniciais de migração - modelo econômico proposto

No cenário de risco simulado com tendência de mercado (C\_Ref Tend) observa-se que a economia é reduzida no horizonte de estudo, de forma que comprova-se que com a redução dos encargos e variação dos índices de reajuste de preços as economias ficam reduzidas quando comparadas às simulações originais.

Mas, quando comparado o cenário original com o que foi manipulado para realimentar o modelo com uma ação governamental (que objetiva um mercado mais isonômico), definido como C\_Realim P\_Gov, é observado que a economia tende a aumentar e manter um mesmo comportamento no horizonte de estudo inicial.

Ou seja, com a análise dos riscos pode-se observar que o modelo econômico proposto pode ser aplicado para acompanhar o relacionamento dos parâmetros do setor na variação dos preços que impactam o consumidor. E, também, com esses exemplos pode-se concluir que se os tratamentos foram proporcionais em ambos os ambientes simulados, assim a tendência é de que o mercado livre tenha uma expansão gradual. Caso contrário, se forem mantidas as previsões de reduções bruscas principalmente nas tarifas reguladas, o ambiente livre tende a cada vez mais estreitar as diferenças dos custos, aqui representadas pelos resultados de economia, e talvez tenha uma estagnação ou até retração do crescimento desse mercado.

Tabela 5.11: Riscos de migração

Variações médias entre os cenários de longo prazo com riscos econômicos de migração comparados aos resultados inicialmente simulados com o modelo econômico							
2013-2014							
Análise Modelo Econômico Inicial				Cenário 1		Cenário 2	
Grupo Tensão	Oportunidade ACR	Oportunidade ACL	Economia Média Mensal	C_Ref Tend	variação do risco	C_Realim P_Gov	variação do risco
A3	ACR	eol	24,7%	19,3%	-5,4%	26,7%	2,1%
A2	ACR	uhe	24,2%	20,4%	-3,8%	27,7%	3,5%
A4 azul	ACR	eol	31,9%	28,3%	-3,6%	35,1%	3,2%
A4 verde	AUTO P,	eol	31,4%	29,9%	-1,5%	36,7%	5,3%
2014-2015							
A3	ACR	eol	24,2%	15,0%	-9,3%	22,9%	-1,4%
A2	ACR	uhe	23,9%	14,8%	-9,2%	23,9%	0,0%
A4 azul	ACR	eol	31,7%	24,2%	-7,4%	31,5%	-0,2%
A4 verde	AUTO P,	eol	30,8%	27,0%	-3,7%	34,1%	3,3%
2015-2016							
A3	ACR	eol	23,8%	10,5%	-13,3%	18,8%	-5,0%
A2	ACR	uhe	23,6%	6,6%	-17,1%	19,6%	-4,0%
A4 azul	ACR	eol	31,4%	19,7%	-11,7%	27,3%	-4,1%
A4 verde	AUTO P,	eol	30,1%	23,7%	-6,5%	31,0%	0,9%
2016-2017							
A3	ACR	eol	24,2%	8,3%	-15,9%	16,8%	-7,4%
A2	ACR	uhe	24,4%	6,7%	-17,7%	17,3%	-7,1%
A4 azul	ACR	eol	31,9%	16,8%	-15,0%	24,8%	-7,1%
A4 verde	AUTO P,	eol	30,0%	21,4%	-8,6%	29,0%	-1,1%

---

## 5.7 Considerações Finais do Capítulo

Esse capítulo mostrou através da DS que é possível tratar simultaneamente aspectos técnicos, econômicos e regulatórios, envolvidos na comercialização de energia elétrica sob a ótica do potencial consumidor. Também, que os modelos tradicionais de cálculos de preços e economia podem ser considerados e incluídos na modelagem de forma a complementar as análises sistêmicas do modelo proposto e tornar mais realista sua operação.

As análises completas dos modelos implementadas levaram em consideração todas as variáveis definidas, com os tempos de atraso para análise final dos impactos sistêmicos na operação do sistema. Nestas análises foram constatadas as relações entre os ambientes de mercado e suas opções e variações para o consumidor.

Os estudos de caso, comparados ao modelo tradicional, apresentaram as principais diferenças e vantagens da aplicação da visão sistêmica de forma mais abrangente e realista, para auxiliar na gestão de compra de energia.

Nesse capítulo foi possível comparar as variações entre se analisar as economias entre os ambientes de mercado somente com cálculos tradicionais, ou com a modelagem econômica. Essa proposta leva em consideração o setor como um todo com suas principais influências, tendências futuras e variáveis que possam interferir nas economias do consumidor.

Também é mostrado que é possível simular outras fontes de energia disponíveis no mercado de uma só vez e utilizar previsões de preços e de reajustes de forma que reflitam de forma mais segura a tendência do mercado. Esse benefício na contratação com o foco no perfil consumidor pode ser comprovado com os resultados apresentados nas simulações e na avaliação dos riscos.

---

## CAPÍTULO 6: CONCLUSÕES

### 6.1 Conclusões Gerais

A análise qualitativa realizada comprova a relevância de um modelo de análise da operação do processo de migração e comercialização de energia, por meio da integração dos módulos elaborados para cada alternativa de migração, consideradas para uma concessionária distribuidora. Essa dinâmica do sistema possibilita uma visão atualizada, ampla e sistêmica do setor por parte do consumidor potencialmente livre e auxilia na sua contratação futura.

Nas análises quantitativas do processo de migração com o apoio dos cálculos, dos resultados do modelo econômico proposto e dos riscos financeiros, pode-se confirmar as diferenças de preços entre o mercado regulado e livre, além da possibilidade por parte do consumidor, da redução da conta de energia para os perfis simulados, com uma visão ampla dos fatores de impacto do setor.

O modelo proposto de migração proposto compara o custo econômico de atendimento cativo, o custo de geração própria no horário de ponta e as variações nos ambientes de livre contratação para as fontes eólica, pequena central hidrelétrica e hidrelétrica convencional. Os resultados deste estudo são simplificados pelos riscos econômicos de migração, que impactam a análise integrada do processo de migração e as possíveis economias geradas em diferentes horizontes de estudo. Assim, é possível estimar os ganhos potenciais de uma eventual migração e as alternativas no mercado atual, consideradas as relações mercadológicas e as influências de cada parâmetro modelado do sistema.

Para todos os perfis analisados pode-se concluir que caso houver uma variação de IGP-M e de IPCA semelhantes aos seus históricos, e principalmente diante da composição das tarifas da distribuidora COELBA, o reajuste tarifário deve acompanhar esse crescimento proporcionalmente. Sendo assim, com o modelo proposto foi possível comprovar esse relacionamento e essa dependência, que em razão das definições dos parâmetros e dos impactos sistêmicos, é possível afirmar que esses consumidores, para esses cenários, apresentam uma tendência de pouca variação em sua proporção de economia gerada entre os ambientes. Ou seja, para os perfis simplificados simulados seria interessante firmar contratos no ACL, em razão dessa interdependência dos reajustes. Mas é importante salientar que conforme mostrado pelo diagrama de laço causal proposto, no momento que essa distribuidora tiver outra revisão tarifária ou que sejam aplicadas novas medidas governamentais para o cálculo das tarifas, essas relações podem ser alteradas em razão de, entre outros fatores, maiores compras em leilões de energia a preços diferentes do atualmente praticado; investimentos em instalações e serviços; reduções de encargos; influências da regulamentação do setor; além de possíveis variações de hidrologia que venham a impactar seu fornecimento.

Na ausência de informações específicas para definição dos parâmetros de entrada do modelo econômico proposto, adotam-se os valores atuais divulgados no

---

planejamento da operação do mercado energético divulgado pelo ONS e pela EPE, que são realistas e também acompanham a visão dos resultados da modelagem. Também, são adotadas as informações divulgadas pela ANEEL e por agências vinculadas aos órgãos do setor elétrico além de possíveis mudanças do mercado em razão da disponibilidade das fontes de fornecimento que fazem com que o modelo proposto esteja em conformidade com o comportamento atual e real do mercado.

Portanto, o resultado do modelo proposto serve, tanto para dimensionar o investimento por parte do consumidor, em razão do nível de impacto dos custos de energia em seu custo total de produção, quanto para alocar seus recursos e definir suas estratégias de fornecimento para o curto e para o longo prazo, além de esclarecer e auxiliar no entendimento da dinâmica desse atual mercado de comercialização de energia elétrica brasileiro.

## **6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros**

Como sugestão, poderiam ser implementadas no modelo outras formulações ainda não consideradas como:

1. Inclusão no modelo com uma análise adicional para cálculo e modelagem da estrutura tarifária ótima (classe e grupo tarifário) para o perfil consumidor e inseridos os perfis de consumo de energia mensal (com avaliação sobre os níveis de tensão, etc.).
2. Formulação completa tanto dos aspectos não financeiros do modelo quanto os parâmetros completos do reajuste tarifário IRT, e da taxa interna de retorno dos investimentos ao longo do tempo, visto que somente foram considerados no estudo, os parâmetros econômicos e no caso do IRT os de maiores pesos em sua composição.
3. Inclusão da previsão de preços (CMOs e PLDs) realizada pelos softwares do setor (NEWAVE, DECOMP...) visto que o modelo considera preços constantes na entrada de dados com suas tendências, representadas por peso do impacto da modelagem.
4. Inclusão da nova técnica de cálculo e da composição das tarifas previstas pela ANEEL.
5. Adequação do modelo para outras distribuidoras do mercado do SIN, para serem comparadas e analisadas suas diferentes composições sistêmicas.
6. Elaboração de uma interface gráfica que facilitaria muito o manuseio de informações por parte do usuário (a versão do VENSIM gratuita estudantil não possui essa opção). Assim, essa é mais uma sugestão de aprimoramento desse trabalho.

---

## REFERÊNCIAS

- (ABRACE, 2012), Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia, Disponível em <http://www.abrace.org.br/port/institucional/index.asp>. Acesso: jan/2012.
- (AGUIAR, 2008), Aguiar O. S., O mercado brasileiro de energia elétrica: critérios de decisão na migração de consumidores para o ambiente de contratação livre. Dissertação (Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Economia), Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008.
- (ALVES, 1997), Alves A., Construção de cenários de demanda no setor residencial: uma abordagem baseada em dinâmica de sistemas. Dissertação (Pós-Graduação em Mestrado na UFSC/EEL), Florianópolis, SC, 1997.
- (ANEEL a, 2011), Agência Nacional de Energia Elétrica, Perguntas e respostas sobre tarifas das distribuidoras de energia elétrica. Brasília: 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, Acesso: 2011.
- (ANEEL b, 2011), Agência Nacional de Energia Elétrica, Por Dentro da Conta de Energia: informação de utilidade pública, Brasília, 2008, Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso: 2012.
- (ANEEL c, 2011), Agência Nacional de Energia Elétrica, Nova Metodologia de Estrutura Tarifária, Fechamento da AP 120/10 44º Reunião Pública Ordinária de Diretoria, Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, Acesso: 2011.
- (ANEEL d, 2011), Agência Nacional de Energia Elétrica, Atlas de energia elétrica do Brasil, 3. ed., Brasília, Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, Acesso: 2008.
- (ANEEL e, 2012), Agência Nacional de Energia Elétrica, Pesquisa legislativa e Pesquisa Audiências Públicas, Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, Acesso: 2012.
- (ARFUX, 2004), Arfux G. A. B., Gerenciamento de riscos na comercialização de energia elétrica com uso de instrumentos derivativos: uma abordagem via teoria de portfólios de Markowitz, Dissertação (Universidade Federal de Santa Catarina – Pós-Graduação em Mestrado em Engenharia Elétrica), Florianópolis, 2004.
- (BARJA, 2006), Barja G. J. A., A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico. 2006. Dissertação (Pós-Graduação em Mestrado - Universidade de Brasília), Brasília/DF, 2006.
- (BARROSO, 2006), Barroso L. A. N., Estratégias de ofertas ótimas sob incerteza e cálculos de equilíbrio de Nash de agentes geradores em mercados de curto prazo de energia elétrica: uma abordagem por programação linear inteira, Tese (Universidade Federal do Rio de Janeiro - Pós-Graduação em Ciências em Eng. Sist. Computação), Rio de Janeiro, 2006.

---

(BOURGES, 2009), Bourges F., Planejamento da Operação de Pequenas Centrais Hidroelétricas: Enfoque Sistêmico, Dissertação (Pós-Graduação em Mestrado na Universidade Federal do Paraná), Curitiba/PR, 2009.

(BROERING, 2010), Broering J. S., Desempenho econômico e financeiro das distribuidoras de energia elétrica do Brasil de 2003 a 2009, Monografia (Universidade Federal de Santa Catarina - Pós-Graduação em Ciências Contábeis), Florianópolis, 2010.

(BRIX, 2011), Brix Energia, Disponível em: [www.brix.com.br](http://www.brix.com.br), Acesso: 2011.

(CANAL, 2011), Canal Energia, Disponível em: [www.canalenergia.com.br](http://www.canalenergia.com.br), Acesso: 2011.

(CANAL, 2012), Canal Energia, Disponível em:  
[www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Reportagem\\_Especial.asp?id=88525](http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Reportagem_Especial.asp?id=88525).

Acesso: março/2012,

[www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Reportagem\\_Especial.asp?id=90136](http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Reportagem_Especial.asp?id=90136).

Acesso: julho/2012. Disponível em:

[www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Reportagem\\_Especial.asp?id=89672](http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Reportagem_Especial.asp?id=89672),

Acesso: Junho/2012.

(CANTEIRO, 2008), Canteiro M. F. C., Estudo de Caso: Análise econômica da utilização do gás natural em sistemas de cogeração aplicados a instalações prediais comerciais e residenciais Via Dinâmica de Sistemas, Dissertação (Universidade Federal do Mato Grosso do Sul- Pós-Graduação em Engenharia Elétrica), Campo Grande, 2008.

(CARVALHO, 2010), Carvalho R. N. F., Contribuições para a determinação de uma estratégia de expansão da geração de um sistema hidrotérmico, Dissertação (Universidade Federal do Rio de Janeiro - Pós-Graduação em Engenharia Elétrica), RJ, 2010.

(CASTRO, 2004), Castro R., Análise de decisões sob incertezas para investimentos e comercialização de energia elétrica no Brasil. Tese (Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - Universidade Estadual de Campinas), São Paulo, 2004.

(CASTRO et all (Castro N. J., Brandão, R., Dantas, G. A., Ely, R. N.), Estudos e relatórios sobre o setor elétrico, 2011.

(CCEE a, 2011), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.ccee.org.br>, Acesso: 2011.

(CCEE b, 2012), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=57ca9f733d60b010VgnVCM1000005e01010aRCRD>>. Acesso: janeiro/2012.

(CCEE c, 2012), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. INFO PLD Rio de Janeiro, Disponível: [http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/produtos/precos/info\\_pld?\\_afLoop=344163085707000&\\_afWindowMode=0&\\_afWindowId=e3m9wn5bx\\_39#%40%3F\\_afWindowId%3De3m9wn5bx\\_39%26\\_af](http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/produtos/precos/info_pld?_afLoop=344163085707000&_afWindowMode=0&_afWindowId=e3m9wn5bx_39#%40%3F_afWindowId%3De3m9wn5bx_39%26_af)

---

rLoop%3D344163085707000%26\_afrWindowMode%3D0%26\_adf.ctrl-state%3D3m9wn5bx\_63, Acesso: 2012.

(CCEE d, 2012), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Nota Técnica GMAG/CANR/001/2012, Índice de Liquidez no Mercado Livre de Energia Elétrica Brasileiro, Disponível: [http://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/respublic\\_infoliquidez/documents/conteudocee/ccee\\_044479.pdf](http://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/respublic_infoliquidez/documents/conteudocee/ccee_044479.pdf), Acesso: 2012.

(CCEE e, 2011), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Visão Geral das Operações na CCEE - Versão 2011, Rio de Janeiro, 2011.

(CELESC, 2012), CELESC, Disponível em: [http://portal.celesc.com.br/portal/grandesclientes/index.php?option=com\\_content&task=view&id=128&Itemid=220](http://portal.celesc.com.br/portal/grandesclientes/index.php?option=com_content&task=view&id=128&Itemid=220). Acesso: 2012.

(CLÍMACO, 2010), Clímaco F.G., Gestão de consumidores livres de energia elétrica. Dissertação (Pós-Graduação em Mestrado em Energia – Universidade de São Paulo), São Paulo, 2010.

(COYLE, 1977), Coyle R. G., Management System Dynamics, New York, John Willey and Sons Inc., 1977.

(CUNHA, 2003), Cunha P. C. F., Comercialização de Energia Aprimoramento e Eficientização da Indústria Elétrica, Dissertação (Universidade Salvador - Pós-Graduação em Engenharia Elétrica), Salvador, 2003.

(CUNHA, 2009), Cunha E. B., Projeção de mercado de energia elétrica da classe industrial considerando consumidores especiais. Dissertação (Pós-Graduação em Mestrado em Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Rio Grande do Sul), Porto Alegre, 2009.

(DIAS, 2007), Dias I. V., Estratégias de gestão de compra de energia elétrica para distribuidoras no Brasil. Dissertação (Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal do Paraná), Curitiba/PR, 2007.

(ENERGIA, 2012), ENERGIA DIRETA, Disponível em: <<http://www.energiadireta.com.br/>>. Acesso: jan. 2012. Disponível em: [http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Mercado\\_Livre.asp?id=89202](http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Mercado_Livre.asp?id=89202). Acesso: maio de 2012.

(EPE a, 2011), Empresa de Pesquisa Energética, Estudos da Demanda – Nota técnica DEA 16/11 – Projeção de demanda de energia elétrica (2012-2021), RJ, 2011.

(EPE b, 2011), Empresa de Pesquisa Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2011.

(EPE c, 2011), Empresa de Pesquisa Energética, Anuário estatístico de energia elétrica 2011, Ministério de Minas e Energia/EPE. Brasília, 2011.

---

(EPE d, 2011), Empresa de Pesquisa Energética, Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso: setembro 2012.

(FILHO, 2011), Filho J. C. R., Gestão de riscos no mercado de energia elétrica utilizando modelo híbrido inteligente, Tese (Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal do Pará), Belém/Pará, 2011.

(FLORENTIN, 2000), Florentin Carlos M. C., Operação de sistemas hidroelétricos em ambiente competitivo: uma abordagem da gestão empresarial via simulação estocástica e dinâmica de sistemas. Tese (UFSC – Pós-Graduação em Engenharia Elétrica), Florianópolis/SC, 2000.

(FLOREZI, 2009), Florezi G., Consumidores livres de energia elétrica uma visão prática. Dissertação (Pós-Graduação em Engenharia – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo), São Paulo, 2009.

(FORD, 1999), Ford Andrew, Modeling the Environment: An Introduction to System Dynamics Modeling of Environmental Systems, Washington D. C.: Island Press, 1999.

(FORRESTER, 1961), Forrester J.W., Industrial Dynamics. USA: Productivity Press (Originally published by MIT Press, Cambridge, Mass), 1961.

(GALHANO, 2009), Galhano P. P. P., Competências críticas e gestão do conhecimento em empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica após o advento do marco regulatório, Tese (F Pós-Graduação na Faculdade de economia, administração e contabilidade - Universidade de São Paulo), São Paulo, 2009.

(GARCIA, 2006), Garcia J. M., Theory and Practical Exercises of System Dynamics. ISBN 84-609-9804-5, B-1185-06. Irwin: McGraw-Hill, ISBN 0072311355, 2006.

(GAZETA, 2012), Jornal Gazeta do Povo, Disponível em: <http://www.gazetadopovo.com.br/economia/conteudo.phtml?tl=1&id=1294829&tit=Dilma-anuncia-diminuicao-de-162-no-preco-da-energia-para-residencias-e-28-para-industrias>. Acesso: setembro de 2012.

(GECEL, 2012), Grupo de Estudos do Setor Elétrico, Texto de Discussão do Setor Elétrico – TDSE n.º 44, Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2020: Análise do método, metas e riscos, Rio de Janeiro, 2012.

(GERASTAR, 2012), Gerastar geradores. Disponível em: <http://www.gerastar.com.br/>, Acesso:2012.

(GUIMARAES, 2006), Guimarães A. R., Estratégia de contratação das distribuidoras em leilões de energia sob incerteza na demanda, Tese (Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PUC do Rio de Janeiro), Rio de Janeiro, 2006.

(HC, 2011), HC Investimentos, IPCA e IGP-M: Inflação Histórica no Brasil, Escrito por: Henrique Carvalho. Disponível em: <<http://hcinvestimentos.com/2011/02/21/ipca-igpm-inflacao-historica/>> Acesso: 2011.

(HAGE et all, 2011), (HAGE F. EL, DELGADO M. A. P., FERRAZ L. P. C.) A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica – Teoria e Aplicação, Ed. Sinergia, RJ, 2011.

---

(KELMAN, 2009), Kelman R., Planejamento coordenado dos setores de energia elétrica e gás natural, Tese (Doutorado Programa de Pós-graduação em Engenharia de sistemas e computação - Universidade Federal do Rio de Janeiro), Rio de Janeiro, 2009.

(KLINGELFUS, 2011), Klingelfus A. T., Rumos para a precificação das transações de energia elétrica entre os agentes do setor elétrico Brasileiro, Dissertação (Pós Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Departamento de Hidráulica e Saneamento - Universidade Federal do Paraná), Curitiba, 2011.

(LAMAS, 2010), Lamas E. C., Metodologia para avaliação de alternativas de fornecimento de energia elétrica para consumidores do grupo A. Dissertação (Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal do Rio Grande do Sul), Porto Alegre/RS, 2010.

(MAGALHÃES, 2009), Magalhães G. S. C., Comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação livre: uma análise regulatória e institucional a partir dos contratos de compra e venda de energia elétrica, Dissertação (Pós-Graduação em Engenharia - Universidade de São Paulo), SP, 2009.

(MOROZOWSKI, 2006), Morozowski M., Planejamento e Dinâmica de Sistemas Energéticos – Relatório final ONS, Rio de Janeiro, 2006.

(MME a, 2011), Ministério de Minas e Energia, Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>. Acesso: 2011.

(MME b, 2011), Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia 2020, Brasília, 2011.

(MME c, 2011), Ministério de Minas e Energia, Dep. De Monitoramento do Sistema Elétrico, Relatório de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro, 2011.

(OLIVEIRA, 2006), Oliveira M. F., Contribuições ao gerenciamento de risco no problema de comercialização de energia elétrica. Dissertação (Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Santa Catarina), Florianópolis, 2006.

(ONS a, 2012), Operador Nacional do Sistema Elétrico, Previsão e Geração de Afluências - PMO de Janeiro de 2012, Equipe da GPD3, Rio de Janeiro, 2012.

(ONS b, 2012), Operador Nacional do Sistema Elétrico, Acompanhamento da Operação Eletroenergética realizada em Dezembro de 2011, RJ, dez/2011.

(ONS c, 2012), Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano Anual da Operação Energética - PEN 2011, Vol. I, Rel. Executivo, RJ, Ago/2011.

(ONS d, 2012), Operador Nacional do Sistema Elétrico, Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO 2012, disponível em: [http://www.ons.org.br/resultados\\_operacao/ipdo.aspx](http://www.ons.org.br/resultados_operacao/ipdo.aspx) , RJ, Acesso: 2012.

---

(ORTEGA, 2001), Ortega J. M., Gestão de centrais termoelétricas a gás natural em ambiente competitivo: uma abordagem via dinâmica de sistemas, Tese (Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – UFSC), Florianópolis/SC, 2001.

(ORTEGOSA, 2006), Ortegosa C. Z., Metodologia para estudos da viabilidade econômico-financeira no uso do gás natural em instalações prediais residenciais: uma abordagem via dinâmica de sistemas. Dissertação (Pós-Graduação em Eng. Elétrica - Universidade Federal do Mato Grosso do Sul), Campo Grande, 2006.

(PIDD, 1998), Pidd M., Modelagem Empresarial Ferramentas para tomada de decisão, BPKMAN, Artes Médicas, traduzido por Gustavo Severo de Born=BA et all, Porto Alegre, 1998.

(PIERONI, 2005), Pieroni F. P., Impacto das mudanças no marco regulatório do setor elétrico brasileiro nas estratégias de investimento em autoprodução. Dissertação (Pós-Graduação em Energia - Universidade de São Paulo), São Paulo, 2005.

(PORRUA, 2005), Porrua F., Metodologia para Precificação e Análise do Risco de Contratação entre Submercados no Setor Elétrico Brasileiro. 2005. Dissertação (Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal do Rio Grande do Sul), Porto Alegre, 2005.

(PROTIL et all, 2008), Prottil R. M., Modelando a estratégia de uma cooperativa agroindustrial com o emprego da dinâmica de sistemas e do balanced scorecard. XXVIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção, Rio de Janeiro, 2008.

(RICHMOND, 2000), Richmond B., The Thinking in systems thinking. Pegasus Communications, 2000.

(SAZAKI, 2009), Sazaki F. A., Avaliação de desempenho da gestão da cadeia de suprimentos usando a dinâmica de sistemas. Dissertação (Pós-Graduação em Eng. Prod. Sistemas - Pontifícia Universidade Católica do Paraná), Curitiba/PR, 2009.

(SCHUCH, 2000), SCHUCH G. B., Um modelo para estudos da demanda de energia elétrica em ambiente competitivo. Tese (Doutorado no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Santa Catarina), Florianópolis, 2000.

(SENGE, 2010), Senge P., A Quinta Disciplina, Ed. Best Seller, Rio de Janeiro, Revisão de 2010.

(SICA, 2009), Sica E. T., Planejamento integrado de recursos hídricos para geração de energia elétrica: um sistema de apoio a decisão via multicritério e dinâmica de sistemas. Tese (Universidade Federal de Santa Catarina), Florianópolis, 2009.

(SILVA, 2001), Silva E. L. Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica. Ed. Sagra Luzzatto, São Paulo, 2001.

(SILVA, 2007), Silva M. F. A., Modelo para planejamento de demanda de energia elétrica considerando o comportamento dos consumidores no ambiente de contratação.

---

Dissertação (Programa de Pós-Graduação em engenharia elétrica - Universidade Federal do Rio Grande do Sul), Porto Alegre, 2007.

(SILVA, 2009), Silva P. P., Influência dos aspectos regulatórios de tomada de decisão em sistemas de cogeração de energia elétrica: um estudo de caso do setor sucroalcooleiro de Mato Grosso do Sul, , Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Mato Grosso do Sul), Campo Grande/MS, 2009.

(SILVEIRA, 1997), Silveira F. S. V., Um modelo para planejamento econômico-financeiro de empresas de energia elétrica adequado ao ambiente competitivo, Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Eng. Elétrica – UFSC), Florianópolis/SC, 1997.

(SILVEIRA, 2001), Silveira F. S. V., Modelo integrado para avaliação de projetos de investimento no setor elétrico. Tese Programa de Pós-Graduação em Eng. Elétrica – UFSC), Florianópolis/SC, 2001.

(SIMBA, 2005), Simba J. C. C., Despacho e formação de preços de energia elétrica através de leilões em sistemas predominantemente hidráulicos, Tese (Programa de Pós-Graduação de Ciências em Eng. Sist. E Computação - Universidade Federal do Rio de Janeiro), Rio de Janeiro, 2005.

(SMITH et all, 2000), (SMITH R., DYNER I., ARANGO S., BEDOYA L., P. OCHOA P., FRANCO C.J., VARGAS B.E.), Artigo: Tecnologia para Elaprendizaje Encomercializacion de Energia Electrica, Uiversidad Nacional de Colombia - Meddellin – Interconexion Electrica S. A. E. S. P., Colômbia, 2000.

(SOUSA, 2007), Sousa C., Ambiente de contratação regulado X ambiente de contratação livre: uma decisão estratégica para os consumidores cativos. Trabalho de Conclusão de Curso (MBA em Comercialização de Energia - Universidade do Estado de Pernambuco), Recife, 2007.

(STERMAN, 2000), Sterman J. D., Business Dynamics: systems thinking and modeling for a complex world. Irwin: McGraw-Hill, 2000.

(TOLMASQUIM, 2011), Tolmasquim M.T. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, EPE, Rio de Janeiro: Ed. Synergia, Brasília, 2011.

(TONIM, 2009), Tonim G., A gestão de energia elétrica na indústria – seu suprimento e uso eficiente, Dissertação (Universidade de São Paulo - Programa de Pós-Graduação engenharia, sist. Potência), São Paulo, 2009.

(UNB, 2012), Universidade de Brasília, Pós graduação em modelagem de sistemas complexos –Campos Gama, disponível em <http://sistemascomplexos.blogspot.com.br/>, Acesso: 2012.

(VALOR, 2011), Jornal Valor Econômico, <http://www.valor.com.br/impreso/brasil/consumidor-medio-sustenta-evolucao-do-mercado-livre>, Acesso: novembro/2011.

---

(VENSIM-PLE, 2011), Vensim PLE - Manual de Dinâmica de Sistemas, Dinâmica de Sistemas, Disponível em: <<http://www.vensim.com>>, Acesso: 2011.

(VENSIN, 2011), VENSIM, Disponível em: <<http://www.vensim.com>>. Acesso: 2011.

(WESEE, 2012), WeSee Visão Dinâmica de Sistemas, Disponível em:<[www.wesee.eng.br/](http://www.wesee.eng.br/)>. Acesso: 2012.

---

## APÊNDICE A

### Demonstrativo de Cálculo da Compra de Energia Mensal

Para exemplo de um comparativo de custos de migração de um consumidor potencialmente livre, aqui estará apresentado um memorial de cálculo mensal teórico como demonstrativo de uma possível viabilidade econômica para uma unidade.

Utilizando a RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1.142, DE 19 DE ABRIL DE 2011 da ANEEL, referentes à concessionária COELBA, que estabelece os resultados da revisão tarifária, e, usando os valores listados a seguir de carga com demanda e consumo de uma unidade para estudo como exemplo, tem-se:

Empresa de Estudo	Unidade 01
Unidade	Bahia
Distribuidora	COELBA
Grupo Tarifário	A4
Classe Tarifária	Azul
Demanda na Ponta	3000 kW
Demanda Fora de Ponta	4000 kW
Consumo na Ponta	150 MWh
Consumo Fora de Ponta	2000 MWh

E, com as respectivas tarifas, retiradas dos quadros disponíveis na Resolução da ANEEL, sem levar em consideração os impostos (PIS/COFINS, ICMS) vinculados visto que se aplicam igualmente nos dois ambientes de mercado, foram calculados os preços com os valores fornecidos da unidade consumidora.

---

➤ *Cálculo para o CONSUMIDOR CATIVO*

- Para o cálculo da Demanda (R\$/kW), utilizou-se o quadro abaixo da Resolução:

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230kV ou mais) - Continental	4,06	0,00	4,06	0,00	0,00	0,00
A1 (230kV ou mais) - EKA	5,40	0,00	5,40	0,00	0,00	0,00
A1 (230kV ou mais) - Embasa	4,72	0,00	4,72	0,00	0,00	0,00
A1 (230kV ou mais) - Ford	4,06	0,00	4,06	0,00	0,00	0,00
A2 (88 a 138kV)	26,71	4,74	26,71	4,74	0,00	0,00
A3 (69kV)	35,64	7,97	35,64	7,97	0,00	0,00
A3a (30 a 44kV)	51,02	14,72	51,02	14,72	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25kV)	59,44	17,48	59,44	17,48	0,00	0,00

Quadro B (TUSD+TUST e TE):

1	2
59,44	17,48

Tem-se:

$$\text{Tarifa Demanda Ponta (TD p)} = \text{Demanda Ponta} * \text{Quadro B1}$$

$$= 3.000 * 59,44 = \text{R\$ } 178.320$$

$$\text{Tarifa Demanda Fora Ponta (TD fp)} = \text{Demanda Fora Ponta} * \text{Quadro B2}$$

$$= 4.000 * 17,48 = \text{R\$ } 69.920$$

Portanto, Tarifa DEMANDA Cativo = TD p + TD fp = R\$ 248.240

- Para o cálculo do Consumo (R\$/MWh), utilizamos o quadro abaixo da Resolução:

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
SUBGRUPO	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	232,98	210,53	144,56	131,53	22,34	22,34	22,34	22,34	210,64	188,19	122,22	109,19
A2 (88 a 138kV)	232,98	210,53	144,56	131,53	22,34	22,34	22,34	22,34	210,64	188,19	122,22	109,19
A3 (69kV)	232,98	210,53	144,56	131,53	22,34	22,34	22,34	22,34	210,64	188,19	122,22	109,19
A3a (30 a 44kV)	232,98	210,53	144,56	131,53	22,34	22,34	22,34	22,34	210,64	188,19	122,22	109,19
A4 (2,3 a 25kV)	232,98	210,53	144,56	131,53	22,34	22,34	22,34	22,34	210,64	188,19	122,22	109,19

Quadro C (TUSD+TUST e TE):

5	6	7	8
232,98	210,53	144,56	131,53

Tem-se:

$$\text{Tarifa Ponta Seca} = \text{Consumo Ponta} * \text{Quadro C5}$$

$$T_{ps} = 150 * 232,98 = \text{R\$ } 34.947$$

$$\text{Tarifa Ponta Úmida} = \text{Consumo Ponta} * \text{Quadro C6}$$

$$T_{pu} = 150 * 210,53 = \text{R\$ } 31.579,5$$

$$\text{Tarifa Ponta Sazonalizada} = [(7 * \text{Quadro C5} + 5 * \text{Quadro C6}) / 12] * \text{Consumo P.}$$

$$T_{psz} = [(7 * 232,98 + 5 * 210,53) / 12] * 150 = \text{R\$ } 33.543,9$$

---

Tarifa Fora Ponta Seca = Consumo Fora Ponta \* Quadro C7

$$T_{ps} = 2.000 * 144,56 = R\$ 289.120$$

Tarifa Fora Ponta Úmida = Consumo Fora Ponta \* Quadro C8

$$T_{pu} = 2.000 * 131,53 = R\$ 263.060$$

Tarifa Fora Ponta Sazonalizada

$$= [(7 * \text{Quadro C7} + 5 * \text{Quadro C8}) / 12] * \text{Consumo ForaP.}$$

$$T_{fpsz} = [(7 * 144,56 + 5 * 131,53) / 12] * 2.000 = R\$ 278.261,7$$

Portanto,

$$\text{Tarifa CONSUMO Total Cativo} = T_{psz} + T_{fpsz} = \underline{R\$ 311.805,6}$$

Assim, concluímos com os cálculos acima, para o Consumidor Cativo, que:

$$\text{DEMANDA} = R\$ 248.240$$

$$\text{CONSUMO} = R\$ R\$ 311.805,6$$

$$\text{Tarifa Total Cativo} = (\text{DEMANDA} + \text{CONSUMO}) / (\text{ConsumoForaP.} + \text{ConsumoP.})$$

**Portanto, o VALOR Final para o Consumidor CATIVO = R\$ 260,49/ MWh.**

---

➤ *Cálculo para o CONSUMIDOR LIVRE*

- DEMANDA (R\$/kW):

ANEXO II-A		
TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	26,71	4,74
A3 (69 kV)	35,64	7,97
A3a (30 a 44 kV)	51,02	14,72
A4 (2,3 a 25 kV)	59,44	17,48

Quadro L (TUSD+TUST – tarifa fio):

13	14
59,44	17,48

Tem-se:

$$\text{Tarifa USO Ponta} = \text{Demanda Ponta} * \text{Quadro L13}$$

$$T_{Up} = 3.000 * 59,44 = R\$ 178.320$$

$$\text{Tarifa USO Fora Ponta} = \text{Demanda Fora Ponta} * \text{Quadro L14}$$

$$T_{Up} = 4.000 * 17,48 = R\$ 69.920$$

$$\text{Tarifa USO Demanda Livre} = \underline{R\$ 248.240}$$

- CONSUMO (Energia - (R\$/MWh)):

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	22,34	22,34
A3 (69 kV)	22,34	22,34
A3a (30 a 44 kV)	22,34	22,34
A4 (2,3 a 25 kV)	22,34	22,34

Quadro M (TUSD):

15	16
22,34	22,34

Tem-se:

Tarifa USO Ponta = Consumo Ponta \* Quadro M15

TU p = 150 \* 22,34 = R\$ 3.351

Tarifa USO Fora Ponta = Consumo Fora Ponta \* Quadro M16

TU fp = 2.000 \* 22,34 = R\$ 44.680

Tarifa USO Consumo Livre = R\$ 48.031

Assim, concluímos com os cálculos acima, para o Consumidor LIVRE, que:

USO DEMANDA Livre = R\$ 248.240

USO CONSUMO Livre = R\$ 48.031

Portanto: TOTAL energia convencional = R\$ 296.271

E, dividindo o Total pelo Consumo da unidade temos: R\$ 296.271/ 2150 MWh

Assim, a Tarifa de uso do sistema (TFSEE) a ser paga para a concessionária pelo Consumidor Livre (Convencional) é de: **TFSEE Livre = R\$ 137,80/ MWh**

A esse valor ainda deve ser adicionado o montante relativo ao preço da energia comprada do fornecedor, aqui atribuído em **R\$ 90,00/MWh** para energia convencional.

**Consumo Final para o Consumidor LIVRE (Convencional) = R\$ 227,80/ MWh.**

- 
- DEMANDA livre com DESCONTO (R\$/kW):

Se a Tarifa de Uso, como neste caso, for para Uso de PCH (50%), visto que a Demanda Contratada fora de ponta é de 4 MW e seu Grupo Tarifário é azul, assim, a Tarifa de Uso será com 50% de desconto nas parcelas da tarifa de Demanda.

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES - Aplicação de desconto previsto nas Resoluções nº 77, de 18 de agosto de 2004, e nº 247, de 21 de dezembro de 2006	QUADRO U			
	TUSD			
	DEMANDA (R\$/kW)			
	PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto
A2 (88 a 138 kV)	25,62	1,09	4,55	0,19
A3 (69 kV)	34,20	1,44	7,65	0,32
A3a (30 a 44 kV)	48,96	2,06	14,14	0,58
A4 (2,3 a 25 kV)	57,05	2,39	16,79	0,69

Quadro U (TUSD+TUST – tarifa fio):

17	18	19	20
57,05	2,39	16,79	0,69

Tem-se:

Tarifa USO Ponta = Demanda Ponta \* Quadro U17\*0,5 + Quadro U18

TU p = 3.000 \*( 57,05\*0,5+2,39) = R\$ 92.745

Tarifa USO Fora Ponta = Demanda Fora Ponta \* Quadro U19\*0,5 + Quadro U20

TU fp = 4.000 \* (16,79\*0,5+0,69) = R\$ 36.340

Tarifa Demanda Livre PCH50% = R\$ 129.085

O USO CONSUMO Livre é o mesmo valor calculado anteriormente para energia livre convencional, assim:

USO CONSUMO Livre PCH 50% = R\$ 48.031

USO DEMANDA Livre PCH 50% = R\$ 129.085

Portanto TOTAL para o Consumidor Livre com Energia de PCH 50% = R\$ 177.116

E, dividindo o Total pelo Consumo da unidade temos: R\$ 177.116/ 2150 MWh

Assim, a Tarifa de uso do sistema (TFSEE) a ser paga para a concessionária pelo Consumidor Livre (PCH 50%) é de: **TFSEE Livre PCH 50%= R\$ 82,38 / MWh**

A esse valor ainda deve ser adicionado o montante relativo ao preço da energia comprada do fornecedor, proporcional ao consumo, aqui atribuído em **R\$ 130,00/MWh** para energia de PCH com 50% de desconto sobre a demanda.

**O Consumo Final para o Consumidor LIVRE com PCH 50% = R\$ 212,38/ MWh.**

#### *Comparativo dos cálculos do ACR e ACL*

➤ ACR:

- O Valor Final para o Consumidor CATIVO foi de R\$ 260,49/ MWh.

➤ ACL:

- O Valor Final para o Consumidor LIVRE Convencional foi de R\$ 227,80/ MWh.

- O Valor Final para o Consumidor LIVRE PCH 50% foi de R\$ 212,38/ MWh.

Portanto, no caso desse exemplo o consumidor da COELBA (A4/ azul), com perfil de carga estabelecido acima, que migrasse para o mercado livre com energia convencional teria uma economia de 12 %, e com energia de PCH com 50% teria uma economia de 18%.

## APÊNDICE B

Seguem dados da composição das tarifas, utilizados no estudo como parâmetros, retirados do cálculo do reajuste tarifário da COELBA, conforme Nota Técnica nº 91/2012-SRE/ANEEL de 11 de abril de 2012.

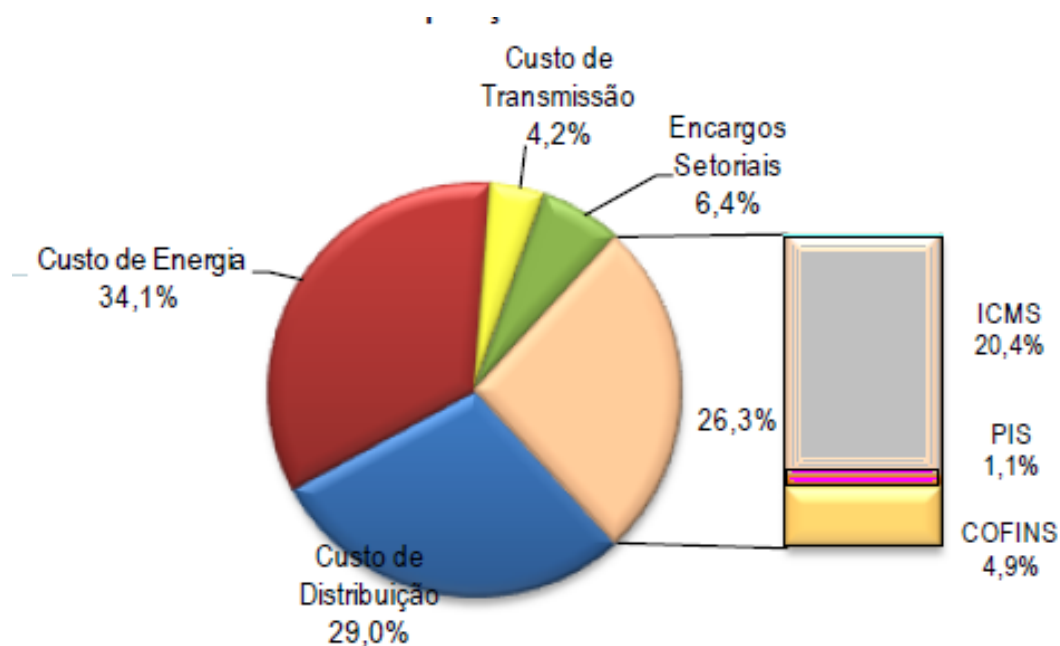
Nota Técnica nº 91/2012-SRE/ANEEL

Em 11 de abril de 2012.

Processo: 48500.004773/2011-11

Assunto: Homologação das tarifas de fornecimento de energia elétrica e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, fixação da receita anual das instalações de conexão e estabelecimento do valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, e homologação da tarifa de energia elétrica da Afluente Geração de Energia Elétrica S/A - AFLUENTE.

Composição da Receita com Tributos.



Memorial de Cálculo do Reajuste da COELBA.

IVI	
IGP-M	3,23%
IPCA	5,24%
FATOR X	-0,55%
(IGP-M - FATOR X)	3,79%
IRT sem Neut.	11,35%

ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO	
IRT Anexo II	7,80%
Fin R\$	151.531.814,16
% Fin	3,08%
IRT Anexo I	10,88%

Efeito Médio Consumidor

ENCARGOS SETORIAIS	
Reserva Global de Reversão – RGR	
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	
Compensação financeira - CFURH	
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	
PRÓINFA	
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	
ONS	

TRANSPORTE DE ENERGIA	
Transporte de Itaipu	
Rede Básica Contratos Iniciais	
Rede básica	
Rede básica fronteira	
REDE BÁSICA ONS (A2)	
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)	
MUST ITAIPU	
Conexão	
Uso do sistema de distribuição	

ENERGIA COMPRADA TOTAL	
ENERGIA COMPRADA	
ITAIPU	

RA TOTAL	
VPA	
VPB	
Bolha Econômica	
RA0 GTF	

	DRA	DRP	2011/2012	% IRT
R\$	473.062.120,89	R\$ 427.881.852,05	-0,0%	-1,0%
R\$	64.359.726,35	R\$ 64.534.266,43	0,3%	0,0%
R\$	200.045.931,25	R\$ 104.885.937,50	-47,6%	-2,1%
R\$	9.391.661,47	R\$ 9.122.162,32	-2,9%	0,0%
R\$	35.079.693,25	R\$ 37.946.921,12	8,2%	0,1%
R\$	-	R\$ -	0,0%	0,0%
R\$	43.795.160,30	R\$ 74.507.741,15	70,1%	0,7%
R\$	64.630.212,39	R\$ 78.550.696,72	21,5%	0,3%
R\$	55.608.391,11	R\$ 58.146.726,09	4,6%	0,1%
R\$	151.344,77	R\$ 167.401,32	10,6%	0,0%
<b>R\$</b>	<b>262.877.216,22</b>	<b>R\$ 283.207.669,57</b>	<b>7,7%</b>	<b>0,4%</b>
R\$	-	R\$ -	0,0%	0,0%
R\$	-	R\$ -	0,0%	0,0%
R\$	174.028.419,40	R\$ 190.721.917,23	9,6%	0,4%
R\$	51.172.972,43	R\$ 50.011.992,39	-2,3%	0,0%
R\$	314.975,05	R\$ 367.551,69	16,7%	0,0%
R\$	-	R\$ 116.560,13	0,0%	0,0%
R\$	-	R\$ -	0,0%	0,0%
R\$	23.592.214,38	R\$ 26.755.033,11	13,4%	0,1%
R\$	13.768.634,96	R\$ 15.234.615,03	10,6%	0,0%
<b>R\$</b>	<b>1.963.181.654,55</b>	<b>R\$ 2.273.276.077,22</b>	<b>15,8%</b>	<b>6,8%</b>
R\$	1.963.181.654,55	R\$ 2.273.276.077,22	15,8%	6,8%
R\$	-	R\$ -	0,0%	0,0%
<b>R\$</b>	<b>4.561.432.051,01</b>	<b>R\$ 4.917.182.929,48</b>		
R\$	2.699.120.991,66	R\$ 2.984.345.599,44	10,6%	6,25%
R\$	1.862.311.059,35	R\$ 1.932.837.330,04	3,8%	1,55%
R\$	-			
R\$	4.561.432.051,01			

Resumo da Compra de Energia COELBA.

COMPRA DE ENERGIA	Despesa (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
<b>5. ENERGIA CONTRATADA</b>	<b>2.191.325.546,30</b>	<b>127,80</b>	<b>17.568.639</b>
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
1º Existente 2005-08	358.831.198,00	82,60	4.320.105
1º Existente 2006-08	276.018.030,73	96,70	2.854.327
1º Existente 2007-08	51.978.049,87	108,38	479.599
2º Existente 2008-08	45.172.612,36	116,28	388.480
4º Existente 2009-08	9.272.132,82	130,16	71.238
5º Existente 2007-08	-	-	-
MCSD 1º Existente 2005-08	9.705.261,28	82,43	117.743
MCSD 1º Existente 2006-08	18.437.288,31	96,57	190.916
MCSD 1º Existente 2007-08	680.068,12	106,30	6.398
MCSD 2º Existente 2008-08	1.268.529,31	114,81	11.049
MCSD 4º Existente 2009-08	944.812,16	129,14	7.316
MCSD 5º Existente 2007-08	80.302,57	137,04	588
1º Nova A-3 2008-15 T	36.586.919,68	180,87	227.432
1º Nova A-3 2008-30 H	4.183.335,16	145,34	28.784
1º Nova A-4 2009-15 T	56.422.945,35	193,60	291.441
1º Nova A-4 2009-30 H	3.546.811,33	155,30	22.839
1º Nova A-5 2010-15 T	92.763.866,12	187,16	495.639
1º Nova A-5 2010-30 H	79.910.453,52	156,33	511.164
2º Alternativa A-3 2013-20 OF	9.209.503,25	148,60	61.976
2º Alternativa A-3 2013-30 H	728.139,91	162,72	4.475
2º Nova A-3 2009-15 T	32.151.437,89	187,28	171.676
2º Nova A-3 2009-30 H	56.707.424,95	169,66	334.248
3º Nova A-5 2011-15 T	74.717.570,52	204,35	365.635
3º Nova A-5 2011-30 H	62.412.713,00	160,50	388.872
4º Nova A-3 2010-15 T	27.468.929,53	214,00	128.359
5º Nova A-5 2012-15 T	153.008.938,09	164,91	927.833
5º Nova A-5 2012-30 H	68.425.291,35	164,72	415.404
7º Nova A-5 2013-15 T	34.766.642,10	229,10	151.753
7º Nova A-5 2013-30 H	728.467,40	119,18	6.113
Madeira Jirau	2.076.345,06	87,50	23.730
Madeira Santo Antônio	5.623.923,03	98,94	56.839
Madeira Santo Antônio	83.787,13	98,94	847
CONTRATOS BILATERAIS			
TERMOPE	79.915.290,00	140,35	569.400
ITAPEBI	302.766.492,60	175,89	1.721.340
ITAPEBI-IRAPÉ	23.588.787,84	151,28	155.928
AFLUENTE	23.299.124,54	156,45	148.920
PETRO/TERMOAÇU	179.256.989,60	124,27	1.442.480
GCS/NC ENERGIA	10.587.131,84	229,43	46.145
ITAIPU	-	-	-
PROINFA	-	-	421.611
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
<b>6. Sobre (+) / Exposição (-)</b>	<b>(81.950.530,93)</b>	<b>120,33</b>	<b>(681.021)</b>
<b>7. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA EM DRP</b>	<b>2.273.276.077,22</b>	<b>124,57</b>	<b>18.249.660</b>
<b>8. CUSTO TOTAL COMPRA DE ENERGIA EM DRA (3.1 * 3)</b>	<b>1.963.181.654,55</b>	<b>107,44</b>	<b>18.272.789</b>



---

## APÊNDICE D

Formulação da modelagem econômica com DS programada e implementada no VENSIM.

(01) "60% ACR"=Custo CP\*0.4+Custo CFP+Custo DFP+Custo DP

Calcula a parcela regulada adicional para o regulado com a opção de autoprodução no horário da ponta

(02) C ACL=if then else (Contador <= 64, 300000/60 ,0)

Calcula a amortização simplificada dos custos de adequação de medição no ACL para o horizonte de longo prazo

(03) C CCEE=if then else (Contador <= 12, 5 ,if then else (Contador<=60,(5\*(1+IGP M)),0))

Calcula os custos mensais da CCEE

(04) C G= if then else (Contador <= 64, 800000/60 ,0)

Calcula a amortização simplificada dos custos de compra do grupo gerador para autoprodução no horizonte de longo prazo

(05) C OM=600\*(1+IGP M)

Calcula o reajuste do custo mensal de autoprodução

(06) CFP=531.2\*(1+2.5/100)

Calcula o consumo no horário fora de ponta adicionado às perdas elétricas

(07) CMO=if then else (Contador <= 12, 127 , if then else (Contador<=24, 46\*(1+IGP M), if then else (Contador<=36, 61\*(1+IGP M)\*(1+IGP M), if then else (Contador <=60, 72\*(1+IGP M)\*(1+IGP M)\*(1+IGP M),0 ))))

Calcula o reajuste para a previsão dos custos marginais de operação que formam o curto prazo

(08) "Comp."= if then else(Oportun ACL<=((1-ESTR)\*Oportun ACR), Oportun ACL,Oportun ACR)

Calcula o menor custo entre as oportunidades econômicas finais para os ambientes de mercado

(09) Consumo= CFP+CP

Define o consumo total (somatória da ponta com a fora ponta)

(10) Contador= INTEG (Incremento,0)

Contador de tempo para integração na dinâmica do sistema no horizonte de estudo

---

(11)  $CP=52.8*(1+2.5/100)$

Calcula o consumo no horário da ponta adicionado às perdas elétricas

(12)  $\text{Custo ACL}=P_{ACL}*\text{INCENT}$

Calcula o custo total do ACL para comparativo final influenciado pelas variáveis regulatórias

(13)  $\text{Custo ACR}=(\text{Custo CFP}+\text{Custo CP}+\text{Custo DFP}+\text{Custo DP})*\text{INVEST}$

Calcula o custo final no ACR

(14)  $\text{Custo CFP}=(CFP*T_{CFP})$

Calcula o custo do ACR para o consumo no horário fora de ponta

(15)  $\text{Custo CP}=(CP*T_{CP})$

Calcula o custo do ACR para o consumo no horário da ponta

(16)  $\text{Custo DFP}=(DFP*T_{DFP})$

Calcula o custo do ACR para a demanda no horário fora de ponta

(17)  $\text{Custo DP}=(DP*T_{DP})$

Calcula o custo do ACR para a demanda no horário da ponta

(18)  $\text{Custo EOL}=\text{Consumo}*P_{EOL}$

Calcula o custo de energia com compra de fonte eólica

(19)  $\text{Custo Leilão}=(1+15/100)*(IPCA)$

Calcula a parcela de compra de energia na composição da tarifa da distribuidora

(20)  $\text{Custo PCH}=\text{Consumo}*P_{PCH}$

Calcula o custo de energia com compra de fonte de pequena central hidrelétrica

(21)  $\text{Custo UHE}=\text{Consumo}*P_{UHE}$

Calcula o custo de energia com compra de fonte hidrelétrica convencional

(22)  $\text{Decisão}=\text{"Comp."}$

Define a decisão final para contratação no mercado

(23)  $\text{Desp PLD}=150/100$

Calcula o impacto do despacho do ONS para a formação do custo de curto prazo

(24)  $DFP=1000$

Define a demanda no horário de fora de ponta

(25)  $DP=1000$

---

Define a demanda no horário da ponta

(26)  $ECONOMIA = INTEG (EFIC, 1)$

Calcula a economia acumulada no período de estudo

(27)  $EFIC = Oportun ACR - Decisão$

Calcula a economia mensal entre a opção do ACR e a calculada pela decisão

(28)  $Encargos = \text{if then else} (Contador \leq 12, 0, \text{if then else} (Contador \leq 60, (13/100), 0))$

Calcula a parcela de encargos para composição da tarifa da distribuidora

(29)  $ESTR = \text{if then else} (Contador \leq 60, 0.03, 0)$

Calcula a estratégica do consumidor para mínimo de 3% de economia (análise do risco final)

(30)  $Fatox X = \text{if then else} (Contador \leq 12, 0, \text{if then else} (Contador \leq 60, -0.55/100, 0))$

Calcula a parcela do fator x na composição da tarifa da distribuidora

(31)  $FINAL TIME = 64$

The final time for the simulation.

Define o período final de simulação

(32)  $GerPro = C G + (C OM * CP * 0.6) + "60\% ACR"$

Calcula o custo final com autoprodução

(33)  $IGP M = \text{if then else} (Contador \leq 12, 0, \text{if then else} (Contador \leq 24, 0.045, \text{if then else} (Contador \leq 60, 0.06, 0)))$

Calcula a previsão do reajuste do IGPM no período de estudo

(34)  $INCENT = 1$

Define a variável regulatória de incentivo governamental com valor unitário

(35)  $Incremento = 1$

Define a unidade incremental para a simulação em valor unitário

(36)  $INITIAL TIME = 4$

The initial time for the simulation.

Define o início da simulação (data de referência abril)

(37)  $INVEST = \text{if then else} (Contador \leq 11, 1, \text{if then else} (Contador \leq 60, 1, 1))$

Define a variável de investimnetos com valor unitário

(38)  $IPCA = \text{if then else} (Contador \leq 12, 0, \text{if then else} (Contador \leq 60, 0.055, 0))$

Calcula a previsão do reajuste do IPCA no período de estudo

---

(39)  $IRT = \text{if then else} (\text{Políticas Governamentais} \geq \text{Contador-12}, (((\text{Parcela A} + \text{Parcela B}) - \text{Encargos}) * 0.9), (\text{Parcela A} + \text{Parcela B}) - \text{Encargos})$

Calcula o índice de reajuste tarifário

(40)  $\text{Oportun ACL} = \text{Taxa ACL} * \text{INCENT}$

Calcula o custo de oportunidade final no ACL

(41)  $\text{Oportun ACR} = \text{Taxa ACR}$

Calcula o custo de oportunidade final no ACR

(42)  $P_{ACL} = (\text{if then else}(\text{Custo UHE} + \text{TUSD}_{ACLDFP} + \text{TUSD}_{ACLDPEsp} + \text{TUSD}_{ACLDFPEsp} + \text{TUSD}_{ACLCP} + \text{TUSD}_{ACLCFP}, \text{Custo UHE} + \text{TUSD}_{ACLDPEsp} + \text{TUSD}_{ACLDFPEsp} + \text{TUSD}_{ACLCP} + \text{TUSD}_{ACLCFP}, \text{Custo UHE} + \text{TUSD}_{ACLDPEsp} + \text{TUSD}_{ACLDFPEsp} + \text{TUSD}_{ACLCP} + \text{TUSD}_{ACLCFP} + P_{ACL} \text{incent})) * \text{REG PROC}$

Calcula o custo do ACL com a escolha da fonte de energia de menor custo adicionado às parcelas das tarifas da distribuidoras a elas atrelados

(43)  $P_{ACL \text{incent}} = \text{if then else}(\text{Custo EOL} \leq \text{Custo PCH}, \text{Custo EOL}, \text{Custo PCH})$

Calcula o menor custo de opção da fonte de energia no ACL

(44)  $P_{EOL} = \text{if then else} (\text{Contador} \leq 12, 105, \text{if then else} (\text{Contador} \leq 24, (105 * (1 + \text{IGP M})), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 36, (105 * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M})), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 48, (105 * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M})), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 60, (105 * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M})), 0))))$

Calcula o custo reajustado da energia de fonte eólica no período de estudo

(45)  $P_{EOL \text{CP}} = \text{if then else} (\text{Contador} \leq 12, 138, \text{if then else} (\text{Contador} \leq 24, 53 * (1 + \text{IGP M}), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 36, 53 * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 48, 53 * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 60, 53 * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}), 0))))$

Calcula o custo reajustado da energia de fonte eólica no período de curto prazo

(46)  $P_{PCH} = \text{if then else} (\text{Contador} \leq 12, 115, \text{if then else} (\text{Contador} \leq 24, (115 * (1 + \text{IGP M})), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 36, (115 * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M})), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 48, (115 * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M})), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 60, (115 * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M})), 0))))$

Calcula o custo reajustado da energia de fonte de pequena central hidrelétrica no período de estudo

(47)  $P_{PCH \text{CP}} = \text{if then else} (\text{Contador} \leq 12, 240, \text{if then else} (\text{Contador} \leq 24, 84 * (1 + \text{IGP M}), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 36, 84 * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 48, 84 * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}), \text{if then else} (\text{Contador} \leq 60, 84 * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}) * (1 + \text{IGP M}), 0))))$

---

Calcula o custo reajustado da energia de fonte de pequena central hidrelétrica no curto prazo

(48)  $P_{UHE} = \text{if then else (Contador} \leq 12, 73, \text{ if then else (Contador} \leq 24, (73 * (1 + IGP_M)), \text{ if then else (Contador} \leq 36, (73 * (1 + IGP_M) * (1 + IGP_M)), \text{ if then else (Contador} \leq 48, (73 * (1 + IGP_M) * (1 + IGP_M) * (1 + IGP_M)), \text{ if then else (Contador} \leq 60, (73 * (1 + IGP_M) * (1 + IGP_M) * (1 + IGP_M) * (1 + IGP_M)), 0)))))$

Calcula o custo reajustado da energia de fonte de hidrelétrica convencional no período de estudo

(49) Parcela A = Custo Leilão \* (0.11 + 0.46)

Calcula a parcela A componente da tarifa da distribuidora

(50) Parcela B =  $(1 + 4/100) * (IGP_M + \text{Fatox } X)$

Calcula a parcela B componente da tarifa da distribuidora

(51)  $PLD = (((\text{Desp } PLD * CMO) * \text{Consumo}) + TUSD_{ACLCFP} + TUSD_{ACLCP} + TUSD_{ACLDFP} + TUSD_{ACLDP}) + (\text{MIN}(P_{PCH} - CP * 0.1 * \text{Consumo}, P_{EOL} - CP * \text{Consumo} * 0.1))$

Calcula o preço final de curto prazo mensalmente

(52) Políticas Governamentais = INTEG (if then else (Contador  $\leq 12, 0$ , if then else (Contador  $\leq 60$ , if then else (EFIC/Oportun ACR > 0.15 :OR: EFIC/Oportun ACR < 0.01, EFIC/Oportun ACR, 0), 0), 0)

Define o impacto das políticas governamentais no modelo

(53) REG PROC = if then else (Políticas Governamentais < Contador - 12, 0.9, 1)

Define o impacto das regras e procedimentos no ACL

(54) SAVEPER = TIME STEP

The frequency with which output is stored.

Define os passos no tempo de simulação

(55)  $T_{CFP} = \text{if then else (Contador} < 1, 141.52 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 5, 156.51 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 16, 141.52 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 21, 156.51 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 28, 141.52 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 33, 156.51 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 40, 141.52 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 45, 156.51 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 52, 141.52 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 57, 156.51 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 64, 141.52 * \text{Tarifa ACR, 0)))))$

Calcula o custo final relacionado a tarifa de consumo no horário de fora de ponta

(56)  $T_{CP} = \text{if then else (Contador} < 1, 232.41 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 5, 258.24 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 16, 232.41 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 21, 258.24 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 28, 232.41 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 33, 258.24 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 40, 232.41 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 45, 258.24 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 52, 232.41 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 57, 258.24 * \text{Tarifa ACR, if then else (Contador} \leq 64, 232.41 * \text{Tarifa ACR, 0)))))$

---

if then else (Contador <=21, 258.24\*Tarifa ACR,if then else (Contador <= 28, 232.41\*Tarifa ACR, if then else (Contador <= 33, 258.24\*Tarifa ACR , if then else (Contador<=40, 232.41\*Tarifa ACR, if then else (Contador <=45, 258.24\*Tarifa ACR,if then else (Contador <= 52, 232.41\*Tarifa ACR,if then else (Contador<=57, 258.24\*Tarifa ACR , if then else (Contador<=64, 232.41\*Tarifa ACR, 0 )))))))))))  
Calcula o custo final relacionado a tarifa de consumo no horário de fora de ponta

(57)  $T_{DFP} = \text{Tarifa ACR} * 9.82$

Calcula o custo final relacionado a tarifa de demanda no horário de fora de ponta

(58)  $T_{DP} = \text{Tarifa ACR} * 35.89$

Calcula o custo final relacionado a tarifa de demanda no horário da ponta

(59)  $T_{ACL\ CFP} = \text{Tarifa ACL} * 15.9$

Calcula o custo final relacionado a tarifa de consumo no horário de fora de ponta no ACL

(60)  $T_{ACL\ CP} = \text{Tarifa ACL} * 15.9$

Calcula o custo final relacionado a tarifa de consumo no horário da ponta no ACL

(61)  $T_{ACL\ DFP} = \text{Tarifa ACL} * 9.82$

Calcula o custo final relacionado a tarifa de demanda no horário de fora de ponta no ACL

(62)  $T_{ACL\ DFPesp} = \text{Tarifa ACL} * 5.13$

Calcula o custo final relacionado a tarifa de demanda no horário de fora de ponta para energia incentivada no ACL

(63)  $T_{ACL\ DP} = \text{Tarifa ACL} * 35.89$

Calcula o custo final relacionado a tarifa de demanda no horário da ponta no ACL

(64)  $T_{ACL\ DPesp} = \text{Tarifa ACL} * 18.76$

Calcula o custo final relacionado a tarifa de demanda no horário da ponta para energia incentivada no ACL

(65)  $\text{Tarifa ACL} = \text{if then else (Contador} \leq 12, 1, \text{ if then else (Contador} \leq 24, (1+IRT), \text{ if then else (Contador} \leq 36, ((1+IRT)*(1+IRT)), \text{ if then else (Contador} \leq 48, (1+IRT)*(1+IRT)*(1+IRT), \text{ if then else (Contador} \leq 60, ((1+IRT)*(1+IRT)*(1+IRT)*(1+IRT)), 1 ))))$

Calcula a previsão do reajuste da tarifa da distribuidora no ACL

(66)  $\text{Tarifa ACR} = \text{if then else (Contador} \leq 11, 1, \text{ if then else (Contador} \leq 23, (1+IRT), \text{ if then else (Contador} \leq 35, ((1+IRT)*(1+IRT)), \text{ if then else (Contador} \leq 47, ((1+IRT)*(1+IRT)*(1+IRT)), 1 ))$

---

(Contador<=47,(1+IRT)\*(1+IRT)\*(1+IRT),if then else (Contador <= 60, ((1+IRT)\*(1+IRT)\*(1+IRT)\*(1+IRT)), 1 ))))

Calcula a previsão do reajuste da tarifa da distribuidora no ACR

(67) Taxa ACL=if then else(Custo ACL<=PLD, Custo ACL +C CCEE\*Consumo+C ACL, PLD+C CCEE\* Consumo+C ACL )

Calcula a escolha mais econômica entre a opção de curto prazo (PLD) ou com as outras opções de fonte de energia no ACL

(68) Taxa ACR=(if then else(Custo ACR<=(GerPro), Custo ACR , GerPro ))\*INCENT

Calcula a escolha mais econômica entre a opção de autoprodução ou a com a distribuidora no ACR

(69) TIME STEP = 1

The time step for the simulation.

Define o passo da simulação em valor unitário

(70) TUSD ACLCFP=(CFP\*TACL CFP)

Calcula o custo relacionado a tarifa de consumo no horário de fora de ponta no ACL

(71) TUSD ACLCP= (CP\*TACL CP)

Calcula o custo relacionado a tarifa de consumo no horário da ponta no ACL

(72) TUSD ACLDFP=(DFP\*TACL DFP)

Calcula o custo relacionado a tarifa de demanda no horário de fora de ponta no ACL

(73) TUSD ACLDFPEsp=(DFP\*TACL DFPEsp)

Calcula o custo relacionado a tarifa de demanda no horário de fora de ponta com fonte incentivada no ACL

(74) TUSD ACLDP= (DP\*TACL DP)

Calcula o custo relacionado a tarifa de demanda no horário da ponta no ACL

(75) TUSD ACLDPEsp=(DP\*TACL DPEsp)

Calcula o custo relacionado a tarifa de demanda no horário da ponta com fonte incentivada no ACL

FIM.

---

## ANEXO 1

### Definições relacionadas ao setor elétrico

Abaixo estão relacionadas algumas definições aplicadas ao mercado de energia elétrico brasileiro:

- Agentes de Distribuição: a conexão e o atendimento ao consumidor são realizados pelas distribuidoras de energia elétrica.
- Autoprodutor: pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.
- Carga Instalada: somatória das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).
- Cogeração: processo de produção combinado das utilidades de calor e energia mecânica, esta geralmente convertida em energia elétrica, gerado a partir de uma fonte de energia primária.
- Consumidor Cativo: consumidor que adquire energia de concessionária ou permissionária, com monopólio de atendimento na região em que ele está instalado, cujo contrato é regulado pela ANEEL.
- Consumidor Especial: unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras em alta tensão, integrante(s) do mesmo submercado no SIN (Sistema Interligado Nacional), reunidas por comunhão de interesse de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.
- Consumidor Livre: é aquele que, atendido em qualquer tensão, pode optar pela compra de energia elétrica junto a qualquer fornecedor, conforme legislação e regulamentos específicos.
- Consumidor Potencialmente livre: é aquele que continua a ser atendido de forma regulada, mas que preenche os requisitos para tornar-se um consumidor livre.
- Contabilização: processamento mensal dos dados de contratos, medição, preço e demais informações necessárias para cálculo final de cada agente de comercialização da CCEE, para apuração das exposições no mercado de curto prazo, recebimento/pagamento de encargos, exposições financeiras, MRE e consolidação dos resultados financeiros a serem liquidados.
- Contrato de fornecimento: instrumento contratual em que a concessionária e o consumidor em alta tensão ajustam as características técnicas e comerciais do fornecimento de energia elétrica.
- Contrato de uso e de conexão: instrumento contratual em que o consumidor livre ajusta com a concessionária as características técnicas e de utilização do sistema elétrico local, conforme regulamentação específica.
- Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD): contrato celebrado entre a permissionária e um usuário ou entre aquela e sua supridora, que estabelece as

---

condições gerais do serviço prestado, os montantes de uso contratados por ponto de conexão, bem como as condições técnicas e comerciais para o uso do sistema de distribuição.

- **Distribuição de Energia Elétrica:** caracteriza o segmento do setor elétrico dedicado à entrega de energia elétrica para um usuário final. Atualmente, o Brasil possui 63 concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.
- **Mercado de Curto Prazo:** segmento da CCEE onde são comercializadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratada e registrados pelos agentes e os montantes de geração ou consumo efetivamente verificados dos agentes da CCEE.
- **Demanda Contratada:** demanda de potência ativa a ser disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento, que deverá ser paga seja ou não utilizada durante o período de faturamento, e expressa em quilowatts (kW).
- **Energia elétrica consumida:** total da energia elétrica utilizada pelos equipamentos elétricos, expressa em megawatts-hora (MWh).
- **Excedente Financeiro:** resultado do intercâmbio de energia entre os submercados com diferentes preços. As exposições financeiras de contratos ou de MRE também são resultantes da diferença de preços entre os submercados.
- **Garantia Física:** a garantia do sistema corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado de não atendimento em 5%. E a garantia física de uma usina corresponde à fração a ela alocada do sistema, ou seja, a quantidade de energia que a usina pode comprometer em contratos.
- **Lastro para venda:** montante de energia disponível, limitado à garantia física, para venda em leilão, associado a um empreendimento de geração que esteja habilitado.
- **Leilão:** sistema público pelo qual as distribuidoras devem contratar a energia elétrica de longo prazo para abastecer os seus respectivos mercados.
- **Liquidação Financeira:** processo onde ocorrem todos os pagamentos e recebimentos, dos débitos e créditos referentes à compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo, apurados no processo de contabilização.
- **Mecanismo de Realocação de Energia (MRE):** tem a finalidade de operacionalizar o compartilhamento dos riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado e à otimização do sistema hidrotérmico pelo ONS. Ou seja, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua garantia física para aqueles que geraram abaixo.
- **Medidor:** instrumento registrador de energia elétrica, potência ativa ou reativa.
- **Modulação:** divisão de volume de energia em montantes horários.
- **Patamares de Carga:** é a classificação das horas do mês definido pelo ONS podendo ser: leve (baixo consumo), médio (consumo médio) e pesado (picos de consumo).

- 
- Preços de energia elétrica: valor a ser pago pelo MWh (megawatt-hora), constante dos contratos de compra de energia celebrados entre consumidores livres e produtores, livremente negociado entre as partes.
  - Procedimentos de Comercialização (PdCs): são um conjunto de normas aprovadas pela ANEEL que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização, definidos conforme a estrutura da CCEE.
  - PRODIST: os procedimentos de Distribuição são documentos elaborados pela ANEEL que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição.
  - Produtor independente de energia elétrica (PIE): pessoa jurídica ou consórcio de empresas titulares de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica, destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida.
  - PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica que tem o objetivo de aumentar a participação de empreendimentos com fonte eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH), no SIN.
  - Regras de Comercialização: são um conjunto de equações matemáticas e fundamentos conceituais complementares que associadas aos seus respectivos procedimentos de comercialização, estabelecem as bases para a operação comercial da CCEE.
  - Sazonalização: divisão de volumes de energia contratados ou assegurados, em montantes mensais.
  - SCL: Sistema de Contabilização e Liquidação também denominado Sinercom, é o sistema que efetua todos os cálculos previstos nas regras de comercialização, permitindo à CCEE contabilizar mensalmente as diferenças entre os montantes de energia produzidos ou consumidos e os montantes contratados.
  - Serviços do Sistema: constituem-se dos requisitos de qualidade, da continuidade na entrega de energia elétrica e da sua manutenção.
  - SIN: O Sistema Interligado Nacional é formado por empresas das regiões sul (S), sudeste / centro-oeste (SE/CO), nordeste (NE) e parte da região norte (N).
  - Sistema de transmissão: é representado por quatro subsistemas (N, S, SE, NE) e interligados por um sistema de transmissão que possui restrições de intercâmbios.
  - VN: valor normativo, definido pela ANEEL com base nos contratos bilaterais de compra de energia elétrica firmados pelos concessionários de distribuição, expresso em R\$/MWh e atualizados monetariamente. O objetivo é definir limites para repasse dos custos da energia comprada para as tarifas de fornecimento dos consumidores cativos.
  - Valor de Referência (VR): valor utilizado para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica, calculado conforme definido em legislação.

---

## ANEXO 2

### Tarifas do ACR

Principais definições divulgadas pela ANEEL a respeito das tarifas de energia ordenadas de forma alfabética. Algumas das características da estrutura tarifária foram definidas pela Resolução nº 456/2000 da ANEEL.

- Componentes da Tarifa de Energia (TE): Parcelas relativas ao custo da energia disponível para a venda, custos de comercialização, encargos setoriais e tributos que compõem as tarifas de energia, referentes aos incisos do art. 4º da Resolução ANEEL nº 666 de 29.11.2002.
- Estrutura tarifária: Conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas de acordo com a modalidade de fornecimento.
- Estrutura tarifária convencional: É caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.
- Estrutura tarifária horo-sazonal: É caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano.
- Fator de potência (FP): é o quociente da potência ativa (kW) pela potência aparente (kVA).
- Fator de carga: é a relação entre a energia ativa consumida num determinado período de tempo e a energia ativa total que poderia ser consumida, caso a demanda máxima medida do período fosse utilizada durante todo o tempo.
- Horário de Ponta: Período definido pela concessionária e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, com exceção dos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, dia de finados e demais feriados definidos por lei federal, considerando as características do seu sistema elétrico. Na COELBA, conforme a área e conveniência da unidade consumidora, poderá ser das 17:00 às 20:00 h, das 17:30 às 20:30 h ou das 18:00 às 21:00 h.
- Horário Fora de Ponta: Período composto pelo conjunto de horas diárias consecutivas e complementares às definidas no horário de ponta
- Parcela A: Parcela que incorpora os custos não gerenciáveis da concessionária de distribuição, tais como compra de energia, transporte de energia e encargos setoriais resultantes de políticas de governo.
- Parcela B: Parcela que incorpora os custos gerenciáveis relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica, tais como custos operacionais, remuneração dos investimentos e quota de reintegração.
- Período Seco: Período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos de maio a novembro.

- 
- Período Úmido: Período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos de dezembro a abril do ano seguinte
  - Tarifa azul: Modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia.
  - Tarifa binômia: Conjunto de tarifas de fornecimento constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável.
  - Tarifa de energia (TE): Tarifa de energia elétrica calculada pela Aneel, aplicável no faturamento mensal referente a:
    - contrato de compra de energia celebrado entre consumidor do Grupo “A” e concessionária ou permissionária do serviço público de distribuição;
    - parcela correspondente a energia elétrica da tarifa de fornecimento dos consumidores do Grupo “b”; e
    - suprimento a concessionária ou permissionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano.
  - Tarifa de energia comprada: Composta pela tarifa de energia elétrica (TE) e tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), aplicável ao faturamento mensal referente ao suprimento à permissionária de distribuição pela atual supridora, vinculado ao Contrato de Compra de Energia (CCE).
  - Tarifa de fornecimento: Tarifa aplicável no faturamento mensal de energia elétrica dos consumidores cativos de concessionária ou permissionária de distribuição, homologada pela Aneel, correspondente aos valores relativos à tarifa de uso dos sistemas de distribuição e à tarifa de energia elétrica.
  - Tarifa verde: Modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.
  - Tarifas de conexão: Tarifas referentes aos contratos de conexão celebrados entre consumidores do Grupo “A” e concessionário de serviço público de geração.
  - Classificação das unidades consumidoras: Para efeito de aplicação das tarifas de energia elétrica, os consumidores são identificados por classes e subclasses de consumo: residencial, industrial, comercial e serviços, rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio. Cada classe tem uma estrutura tarifária distinta de acordo com as suas peculiaridades de consumo e de demanda de potência, conforme relacionado abaixo:
    - Alta tensão:
      - A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV
      - A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV
      - A3 – tensão de fornecimento de 69 kV
      - A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV
      - A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV

---

AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV atendida a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturada na Grupo A excepcionalmente

- Baixa tensão:
  - B1 – residencial e residencial de baixa renda
  - B2 – rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação
  - B3 – demais classes
  - B4 – Iluminação pública

OBS: A unidade consumidora residencial pode ser classificada em monofásica, bifásica e trifásica. A monofásica está ligada à rede de energia elétrica por uma fase (onde transita energia elétrica) e um neutro (para fechar o circuito), ou seja, dois condutores. A ligação bifásica é feita por duas fases e um neutro (três condutores), enquanto a trifásica é ligada por três fases e um neutro (quatro condutores). O número de fases aumenta de acordo com a carga (demanda e consumo) da unidade consumidora para garantir maior qualidade e segurança no fornecimento de energia.

## ANEXO 3

Segue abaixo partes da resolução da COELBA, referente ao reajuste tarifário de 2012, com as principais informações utilizadas na modelagem desse trabalho.

### RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1.282, DE 17 DE ABRIL DE 2012.

“ Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSDs, estabelece a receita anual das instalações de conexão e fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, e homologa a tarifa de energia elétrica da Afluente Geração de Energia Elétrica S/A - AFLUENTE.”

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) - Continental	3,70	0,74	3,70	0,74	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - EKA	5,13	1,02	5,13	1,02	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - Embasa	4,64	0,93	4,64	0,93	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) - Ford	3,70	0,74	3,70	0,74	0,00	0,00
A2 (88 a 138 kV)	26,67	6,49	26,67	6,49	0,00	0,00
A3 (69 kV)	35,89	9,82	35,89	9,82	0,00	0,00
A3a (30 a 44 kV)	51,77	16,79	51,77	16,79	0,00	0,00
A4 (2,3 a 2 5 kV)	60,47	19,64	60,47	19,64	0,00	0,00

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
SUBGRUPO	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
A1 (230 kV ou mais)	258,24	232,41	156,51	141,52	15,90	15,90	15,90	15,90	242,34	216,51	140,61	125,62
A2 (88 a 138 kV)	258,24	232,41	156,51	141,52	15,90	15,90	15,90	15,90	242,34	216,51	140,61	125,62
A3 (69 kV)	258,24	232,41	156,51	141,52	15,90	15,90	15,90	15,90	242,34	216,51	140,61	125,62
A3a (30 a 44 kV)	258,24	232,41	156,51	141,52	15,90	15,90	15,90	15,90	242,34	216,51	140,61	125,62
A4 (2,3 a 25 kV)	258,24	232,41	156,51	141,52	15,90	15,90	15,90	15,90	242,34	216,51	140,61	125,62

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO E					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO						
A3a (30 a 44 kV)	16,79		16,79		0,00	
A4 (2,3 a 25 kV)	19,64		19,64		0,00	

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO F											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
SUBGRUPO	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
A3a (30 a 44kV)	1.460,27	1.434,44	156,51	141,52	1.217,93	1.217,93	15,90	15,90	242,34	216,51	140,61	125,62
A4 (2,3 a 25kV)	1.662,32	1.636,49	156,51	141,52	1.419,98	1.419,98	15,90	15,90	242,34	216,51	140,61	125,62

ANEXO II-A		
TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	26,67	6,49
A3 (69 kV)	35,89	9,82
A3a (30 a 44 kV)	51,77	16,79
A4 (2,3 a 25 kV)	60,47	19,64

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	15,90	15,90
A3 (69 kV)	15,90	15,90
A3a (30 a 44 kV)	15,90	15,90
A4 (2,3 a 25 kV)	15,90	15,90

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES - Aplicação de desconto previsto nas Resoluções nº 77, de 18 de agosto de 2004, e nº 247, de 21 de dezembro de 2006	QUADRO U			
	TUSD			
	DEMANDA (R\$/kW)			
	SUBGRUPO	PONTA		F. PONTA
Parcela sujeita ao desconto		Parcela não sujeita ao desconto	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto
A2 (88 a 138 kV)	25,46	1,21	6,20	0,29
A3 (69 kV)	34,27	1,62	9,38	0,44
A3a (30 a 44 kV)	49,43	2,34	16,03	0,76
A4 (2,3 a 25 kV)	57,74	2,73	18,75	0,89

## ANEXO 4

Estudos de caso apresentados pela empresa Gerastar Geradores Com. e Serviços Ltda, no Seminário de Seminário Autoprodução de Energia Elétrica na Ponta, realizado em agosto desse ano no Rio de Janeiro (Fonte: <http://geracao-ponta.inee.org.br/programacao.html>).

										17/03/2004	
Estudo de Viabilidade Técnico-econômica											
<b>GRUPO(S) GERADOR(ES)</b>		1 x S350P1									
<b>CONSIDERANDO:</b>											
Preço do Óleo Combustível		R\$/l								1,65	
Preço do Óleo Lubrificante		R\$/l								6,00	
Potência dos GMG		kVA/kW (prime)								380 / 350	
Consumo de óleo diesel (motor)		l/h								112,93	
Consumo de óleo Lubrificante (motor)		l/h								0,565	
Consumo diesel motor		g/kW/h								204	
Densidade óleo diesel		g/l								840	
Custo do(s) elemento(s) Filtrante(s)		R\$/h								19,30	
Potencia Mecanica do motor		kWm (prime)								465	
<b>APÓS AS CONSIDERAÇÕES, SABEMOS:</b>											
Custo Total com manutenção preventiva		R\$		13,49		Valor mensal		R\$		890,01	
Custo HORA com Diesel		R\$		186,33							
CustoHORA de lubrificante		R\$		3,39							
Custo Operacional Hora		R\$		222,51							
<b>FINALIZANDO:</b>											
Custo do kWh gerado		R\$		0,48							

ANALISE DAS CONTAS DE ENERGIA:		
Demanda Registrada	180	kW
Consumo Registrado	65300	kWh
Demanda Média	160	kW
Consumo Médio "P"	7836,00	kWh
Consumo Médio "FP"	57464,00	kWh
CÁLCULO DE CUSTO (TARIFA VERDE)		
a) Custo de Energia Elétrica		CUSTOS
Tarifas (Consumo) FP (R\$/kWh)	0,201	R\$ 11.550,26
Tarifas (Consumo) P (R\$/kWh)	1,4928	R\$ 11.697,58
Tarifas (Demanda) (R\$/kW)	17,55	R\$ 2.808,00
	Total	R\$ 26.055,84
b) Custos da Energia com o(s) Gerador(es)		
Tarifas (Consumo) "FP" (R\$/kWh)		R\$ 11.550,26
Tarifas (Consumo) GMG "P" (R\$/kWh)		R\$ 3.749,57
Tarifas (Demanda) (R\$/kW)		R\$ 2.808,00
	Total	R\$ 18.107,83
	DIFERENÇA	R\$ 7.948,01
	ECONOMIA	30,50%
RESUMO DOS CALCULOS.		
1) CUSTOS:		
A) TARIFA VERDE	R\$ 26.055,84	
B) TARIFA VERDE + GERADOR(s)	R\$ 18.107,83	
2) DIFERENÇAS:		
A para B	Custos	%
	R\$ 7.948,01	-30,50%
<b>NOTAS :</b>		
1 - Não estamos considerando ICMS.		
2 - Aconselhamos a utilização do Grupo Motor Gerador na tarifa verde por ser a mais segura.		



## CLIENTE 3 – 2012 & Aplicação SP (Eletropaulo)

### HORARIO DE PONTA

<b>Situação Atual SEM GERADOR:</b>			
Demanda Contratada (kW):	490	R\$ 17,51	R\$ 8.579,90
Consumo FP (kWh)	113.000	R\$ 0,24	R\$ 27.120,00
Consumo P (kWh) (9%)	21.370	R\$ 1,87	R\$ 39.961,90
<b>Total:</b>			<b>R\$ 75.661,80</b>
<b>Situação Futura COM GERADOR:</b>			
Demanda Contratada (kW):	490	R\$ 17,51	R\$ 8.579,90
Consumo FP (kWh)	113.000	R\$ 0,24	R\$ 27.120,00
Consumo P (kWh) (9%)	21370	R\$ 0,60	R\$ 12.822,00
<b>Total:</b>			<b>R\$ 48.521,90</b>
<b>ECONOMIA MENSAL - MÉDIA:</b>			<b>R\$ 27.139,90</b>

### HORARIO DE PONTA (SP)

<b>Situação Atual SEM GERADOR:</b>			
Demanda Contratada (kW):	490	R\$ 17,51	R\$ 8.579,90
Consumo FP (kWh)	113.000	R\$ 0,1799	R\$ 20.330,96
Consumo P (kWh) (9%)	21.370	R\$ 0,66	R\$ 14.018,72
<b>Total:</b>			<b>R\$ 42.929,58</b>
<b>Situação Futura COM GERADOR:</b>			
Demanda Contratada (kW):	490	R\$ 17,51	R\$ 8.579,90
Consumo FP (kWh)	113.000	R\$ 0,1799	R\$ 20.330,96
Consumo P (kWh) (9%)	21370	R\$ 0,60	R\$ 12.822,00
<b>Total:</b>			<b>R\$ 41.732,86</b>
<b>ECONOMIA MENSAL - MÉDIA:</b>			<b>R\$ 1.196,72</b>

## CLIENTE 3 – 2012 (SP)

### HORARIO DE PONTA (SP)

<b>Situação Atual SEM GERADOR:</b>			
Demanda Contratada (kW):	490	R\$ 17,51	R\$ 8.579,90
Consumo FP (kWh)	113.000	R\$ 0,1799	R\$ 20.330,96
Consumo P (kWh) (9%)	21.370	R\$ 0,66	R\$ 14.018,72
<b>Total:</b>			<b>R\$ 42.929,58</b>
<b>Situação Futura COM GERADOR:</b>			
Demanda Contratada (kW):	490	R\$ 17,51	R\$ 8.579,90
Consumo FP (kWh)	113.000	R\$ 0,1799	R\$ 20.330,96
Consumo P (kWh) (9%)	21370	R\$ 0,60	R\$ 12.822,00
<b>Total:</b>			<b>R\$ 41.732,86</b>
<b>ECONOMIA MENSAL - MÉDIA:</b>			<b>R\$ 1.196,72</b>