

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

MAURO OBLADEN DE LARA FILHO

PROJETO INTEGRADO DE UMA MINIRREDE INTELIGENTE ALIADA À GESTÃO
DE ENERGIA: UMA INICIATIVA DE REDUÇÃO DOS CUSTOS DA UFPR COM
ENERGIA ELÉTRICA

CURITIBA

2018

MAURO OBLADEN DE LARA FILHO

PROJETO INTEGRADO DE UMA MINIRREDE INTELIGENTE ALIADA À GESTÃO
DE ENERGIA: UMA INICIATIVA DE REDUÇÃO DOS CUSTOS DA UFPR COM
ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Área
de Concentração em Eletrotécnica, Departamento
de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia,
Universidade Federal do Paraná, como requisito
parcial à obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila

CURITIBA

2018

TERMO DE APROVAÇÃO

MAURO OBLADEN DE LARA FILHO

PROJETO INTEGRADO DE UMA MINIRREDE INTELIGENTE ALIADA À GESTÃO
DE ENERGIA: UMA INICIATIVA DE REDUÇÃO DOS CUSTOS DA UFPR COM
ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho de Conclusão de Curso aprovado como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Prof. Dr. Rogers Demonti
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Prof. MsC. Ellen Mara Medeiros Nogueira
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Curitiba, 04 de dezembro de 2018

Dedico este trabalho à minha mãe, Maria Eli Ribeiro Pinto Obladen de Lara (“In Memoriam”) e ao meu avô paterno Valdir de Lara (“In Memoriam”) por serem exemplos de vida que me guiaram para o lugar onde estou hoje.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, a Deus, por me proporcionar todas as oportunidades e me dar a força e o discernimento necessários para seguir sempre em frente.

Aos meus pais, Mauro Obladen de Lara e Maria Eli Ribeiro Pinto Obladen de Lara, por serem os pilares de minha formação enquanto pessoa, e pelo apoio incondicional em todas as etapas de minha vida,

Aos meus avós paternos, Valdir de Lara e Rosi Lenita Obladen de Lara, pelos cuidados e pela dedicação sem precedentes à minha formação.

Aos avós maternos, Aristóteles e Maria Ribeiro Pinto, que mesmo à distância nunca deixaram de expressar seu amor.

Àqueles amigos que são tão importantes como a família: meus colegas de turma Roberto Kondo, Caroline Bassil Heimovski e Victor Soares Sismotto, que sempre estiveram do meu lado ao longo destes 5 anos. Sem eles, provavelmente este momento nunca chegaria.

Aos muitos amigos que conheci na empresa júnior, mas que levarei para toda a vida. Dentre estes, não posso deixar de citar aqueles que foram fundamentais para abrir minha mente e possibilitar que eu superasse as adversidades: Jean Alves da Costa, por acreditar em mim desde o primeiro dia, João Ricardo Tosin, pelas longas conversas e pela troca mútua de apoio, Lucas André Santos do Nascimento, pela confiança e importância que sempre deu a mim em sua vida e Melissa Becker, por sempre me transmitir sua enorme força.

A todos os professores que contribuíram para minha formação acadêmica e pessoal, em especial a dois que foram cruciais: meu orientador, Clodomiro Unsihuay-Vila, por acreditar em meu potencial, estar sempre disponível para sanar dúvidas e orientar a execução deste trabalho e sempre buscar oportunidades para minha carreira, e ao professor André Bellin Mariano, pela gigantesca dedicação a cada um de seus alunos, fazendo com que cada um deles seja sua melhor versão a cada dia.

“Nunca é tarde demais para ser aquilo que sempre desejou ser”

George Eliot

RESUMO

A energia elétrica é sem dúvidas um dos recursos mais importantes existentes no mundo moderno. Não é mais possível imaginar a vida humana sem eletricidade. Ao mesmo tempo que a demanda de energia elétrica aumenta, os recursos convencionais que são transformados em energia elétrica se esgotam, gerando uma necessidade de busca por fontes alternativas, resultando em aumento significativo nos custos da energia. Neste trabalho é apresentado um projeto integrado de uma minirrede inteligente aliada à gestão de energia visando reduzir os custos de energia em prédios públicos, como por exemplo universidades. Na Universidade Federal do Paraná (UFPR), a energia elétrica representa um custo anual de mais de 13 milhões de reais, sendo a terceira maior despesa operacional da universidade. Além disso, o orçamento do ensino público no Brasil tem sofrido cortes nos últimos anos. Por isso, este trabalho foi desenvolvido no âmbito da UFPR e teve como objetivo analisar três alternativas para diminuir seus custos com energia elétrica: i) a gestão de demanda, por meio da análise das contas de energia, ii) a migração ao mercado livre de energia, nas modalidades consumidor especial e consumidor livre e realizando compra de energia convencional e incentivada, e iii) a instalação de geração própria fotovoltaica, com análise de impactos de sua conexão à rede. Para isso, foi desenvolvida uma ferramenta computacional utilizando Microsoft Excel para otimização de demanda contratada e simuladas as economias anuais com os projetos de mercado livre e geração distribuída. Para estes, foi ainda calculado o payback, o valor presente líquido e a taxa de retorno dos investimentos. Ao final, foi comprovada a viabilidade econômica de todas as alternativas, com a gestão de demanda tendo um potencial de economia de mais de 500 mil reais anuais, o mercado livre podendo economizar mais de 300 mil reais e o sistema de geração própria desenvolvido podendo representar mais de 600 mil reais anuais de economia.

Palavras-chave: consumo de energia elétrica, geração distribuída, mercado livre de energia, gestão de energia, análise de viabilidade econômica

ABSTRACT

Electricity is undoubtedly one of the most important resources in the modern world. It is no longer possible to imagine human life without electricity. At the same time as electric energy's demand increases, the conventional resources that are transformed into electrical energy are depleting, generating a need for searching alternative resources, resulting in a significant increase in energy costs. In this project, a smart minigrid combined with energy management integrated project is presented, having as its main objective to reduce energy costs in public buildings, such as universities. At the Federal University of Paraná (UFPR), electricity represents an annual cost of over 13 million reais, the third largest operating expense of the university. In addition, the public education budget in Brazil has been cut in recent years. Therefore, this project was developed in the UFPR context and had as objective to analyze three alternatives to reduce its costs with electricity: i) demand management, through the analysis of energy bills, ii) migration to the free energy market, in the modalities of special consumer and free consumer and carrying out the purchase of conventional and incentive energy, and iii) the installation of own photovoltaic generation, with analysis of the impacts of its connection to the grid. For this, a computational tool was developed using Microsoft Excel to optimize contracted demand and simulated the annual savings with the free market and distributed generation projects have been simulated. For these, the payback, the net present value and the rate of return of the investments were calculated. At the end, the economic viability of all alternatives was proven, with demand management having savings potential of more than 500 thousand reais per year. Also, the free market could save more than 300 thousand reais and the own generation system developed could represent more than 600 thousand reais per year in savings.

Keywords: electric energy consumption, distributed generation, free energy market, energy management, economic viability analysis.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 - PANORAMA GLOBAL DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	16
FIGURA 1.2 - MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA – 2017	17
FIGURA 2.1 - TIPOS DE LEILÕES DE ENERGIA	24
FIGURA 2.2 - COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA.....	26
FIGURA 2.3 – EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA NO BRASIL	39
FIGURA 2.4 – CONEXÕES DE GD NO BRASIL	40
FIGURA 2.5 – POTÊNCIA INSTALADA EM GD NO BRASIL	41
FIGURA 2.6 – POTENCIAL DA ENERGIA SOLAR NO BRASIL.....	43
FIGURA 2.7 – COMPARAÇÃO DO RECURSO SOLAR DO PARANÁ COM A EUROPA.....	44
FIGURA 2.8 – ESQUEMA DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	45
FIGURA 2.9 – CURVA I-V DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	46
FIGURA 2.10 – ESQUEMA TÍPICO DE UM SISTEMA DE ENERGIA	50
FIGURA 2.11 – EXEMPLO DE FLUXO DE CAIXA	52
FIGURA 3.1 – FLUXOGRAMA DE AÇÃO PARA GESTÃO DE ENERGIA	57
FIGURA 3.2 – EXEMPLO DE GRÁFICO GERADO	60
FIGURA 3.3 – FUNÇÃO DE <i>HEAVISIDE</i>	62
FIGURA 3.4 – INTERFACE GRÁFICA PARA OTIMIZAÇÃO DE DEMANDA CONTRATADA.....	64
FIGURA 3.5 – FLUXOGRAMA DE AÇÃO PARA O MERCADO LIVRE	67
FIGURA 3.6 – INTERFACE DO APLICATIVO COPEL ENERGIA	68
FIGURA 3.7 – EXEMPLO DE SIMULAÇÃO NO APP COPEL ENERGIA	68
FIGURA 3.8 – DIVISÃO DE CUSTOS NA INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FV	74
FIGURA 3.9 – DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR DE CURITIBA	75

LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1 – EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.....	40
TABELA 2.2 – INCLINAÇÃO RECOMENDADA PARA MÓDULOS FOTVOLTAICOS.....	48
TABELA 3.1 - EXEMPLO DE PLANILHA UTILIZADA.....	58
TABELA 3.2 - EXEMPLO DE TABELA COMPARATIVA.....	59
TABELA 3.3 - EXEMPLO DE RELATÓRIO FORNECIDO PELO SOLVER	65
TABELA 3.4 – ECONOMIA NA TARIFA DE ENERGIA NO ACL	69
TABELA 3.5 – INVESTIMENTO INICIAL PARA CADA CASO DO ACL	70
TABELA 3.6 – CUSTO DE PAINÉIS SOLARES	71
TABELA 3.7 – LEVANTAMENTO DE ÁREAS.....	72
TABELA 3.8 – CÁLCULO DE POTÊNCIA INSTALADA EM CADA EDIFÍCIO	72
TABELA 3.9 – INVERSORES CONSIDERADOS	73
TABELA 3.10 – DIMENSIONAMENTO DE INVERSORES.....	73
TABELA 3.11 – DADOS DOS TRANSFORMADORES.....	77
TABELA 3.12 – IMPEDÂNCIA DE CONDUTORES	78
TABELA 3.13 – DISTRIBUIÇÃO DE CARGAS NO CENTRO POLITÉCNICO	78
TABELA 4.1 – TARIFAS DA CONCESSIONÁRIA COPEL-DIS – GRUPO A4 – HOROSSAZONAL VERDE	80
TABELA 4.2 – TARIFAS DA CONCESSIONÁRIA COPEL-DIS – GRUPO A4 – HOROSSAZONAL AZUL	81
TABELA 4.3 - TARIFAS DA CONCESSIONÁRIA COPEL-DIS – GRUPO B3.....	81
TABELA 4.4 – OTIMIZAÇÃO DE DEMANDA PARA O PERÍODO 2016-17.....	82
TABELA 4.5 – POTENCIAL DE ECONOMIA PARA O PERÍODO 2016-17	83
TABELA 4.6 - OTIMIZAÇÃO DE DEMANDA PARA O PERÍODO 2017-18.....	84
TABELA 4.7 – POTENCIAL DE ECONOMIA PARA O PERÍODO 2017-18	85
TABELA 4.8 – CUSTO DE ENERGIA DA UFPR CONSIDERANDO ACR.....	86
TABELA 4.9 - TARIFAS - GRUPO A4 – HOROSSAZONAL VERDE – ENERGIA INCENTIVADA	87
TABELA 4.10 – COMPARAÇÃO ENTRE ACR E ACL – CASO 1	88
TABELA 4.11 – DIFERENÇA ACR X ACL ESPECIAL.....	88
TABELA 4.12 – FLUXO DE CAIXA DO ACL ESPECIAL.....	89

TABELA 4.13 – ECONOMIA DO ACL-LIVRE COM COMPRA DE ENERGIA INCENTIVADA	90
TABELA 4.14 – FLUXO DE CAIXA DO ACL LIVRE COM ENERGIA INCENTIVADA	90
TABELA 4.15 – TARIFAS PARA O ACL – ENERGIA CONVENCIONAL.....	91
TABELA 4.16 – ECONOMIA NO ACL COM ENERGIA CONVENCIONAL	91
TABELA 4.17 – FLUXO DE CAIXA DO ACL LIVRE COM ENERGIA CONVENCIONAL.....	92
TABELA 4.18 - INVESTIMENTOS EM PAINÉIS E INVERSORES	93
TABELA 4.19 – CUSTOS ADICIONAIS DO SISTEMA FV.....	93
TABELA 4.20 – FLUXO DE CAIXA DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	94
TABELA 4.21 – TENSÕES NAS BARRAS DE CARGA – PLENA CARGA SEM FV	95
TABELA 4.22 – TENSÕES NAS BARRAS DE CARGA – PLENA CARGA COM GERAÇÃO PLENA.....	96
TABELA 4.23 – TENSÕES PARA O CASO MEIA CARGA SEM FV	97
TABELA 4.24 – TENSÕES PARA O CASO MEIA CARGA COM FV	97

LISTA DE QUADROS

QUADRO 2.1 - DIFERENÇAS DO SETOR ELÉTRICO NOS PERÍODOS 1995-2003 E 2004-ATUALMENTE.....	23
QUADRO 2.2 - MODALIDADES TARIFÁRIAS	28
QUADRO 2.3 - SISTEMA DE MEDIÇÃO E FATURAMENTO PARA O ACL	37

LISTA DE SIGLAS

ABRACEEL	-	Associação Brasileira de Comercializadoras de Energia Elétrica
ACL	-	Ambiente de Contratação Livre
ACR	-	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	-	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	-	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	-	Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos
CIA	-	<i>Central Intelligence Agency</i>
CNPJ	-	Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas
COFINS	-	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CUSD	-	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
DELT	-	Departamento de Engenharia Elétrica
EPE	-	Empresa de Pesquisa Energética
GD	-	Geração Distribuída
HSP	-	Horas de Sol Pleno
IBGE	-	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IPCA	-	Índice de Preços ao Consumidor
kVA	-	Quilo Volt-Ampère
kW	-	Quilowatt
kWh	-	Quilowatt hora
kWp	-	Quilowatt de Pico
ONS	-	Operador Nacional do Sistema
PCH	-	Pequena Central Hidrelétrica
PIB	-	Produto Interno Bruto
PIE	-	Produtor Independente de Energia
PIS	-	Programa de Integração Social
PRA	-	Pró-Reitoria de Administração
PRODIST	-	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PRORET	-	Procedimentos de Regulação Tarifária
pu	-	Por Unidade

SCDE	-	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SMF	-	Sistema de Medição e Faturamento
TIR	-	Taxa Interna de Retorno
TMA	-	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	-	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	-	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UFPR	-	Universidade Federal do Paraná
VBA	-	<i>Visual Basic for Applications</i>
VPL	-	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
1.1	CONTEXTO.....	16
1.2	OBJETIVOS	19
1.2.1	Objetivo geral	19
1.2.2	Objetivos específicos	19
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	19
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1	HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	21
2.2	COMPOSIÇÃO DE TARIFAS DE ENERGIA.....	23
2.3	MODALIDADES TARIFÁRIAS	27
2.3.1	Tarifa Convencional Monômnia.....	30
2.3.2	Tarifa Branca.....	30
2.3.3	Tarifa Convencional Binômnia	31
2.3.4	Tarifa Horossazonal Verde.....	31
2.3.5	Tarifa Horossazonal Azul	31
2.4	GESTÃO DE ENERGIA	32
2.4.1	Escolha de modalidade tarifária	33
2.4.2	Dimensionamento de demanda contratada e melhoria do fator de carga	33
2.4.3	Avaliação da Tensão de Fornecimento	34
2.4.4	Mercado Livre de Energia	34
2.4.5	Correção de Fator de Potência	34
2.4.6	Diagnóstico Energético	35
2.5	MERCADO LIVRE DE ENERGIA.....	35
2.6	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	39
2.7	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	43
2.8	SISTEMAS DE ENERGIA NO CONTEXTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA....	49
2.9	ENGENHARIA ECONÔMICA.....	52
2.9.1	Valor Presente Líquido.....	54
2.9.2	Taxa Interna de Retorno	54
2.9.3	Payback Descontado	54
3	MATERIAIS E MÉTODOS	56
3.1	GESTÃO DE ENERGIA	57

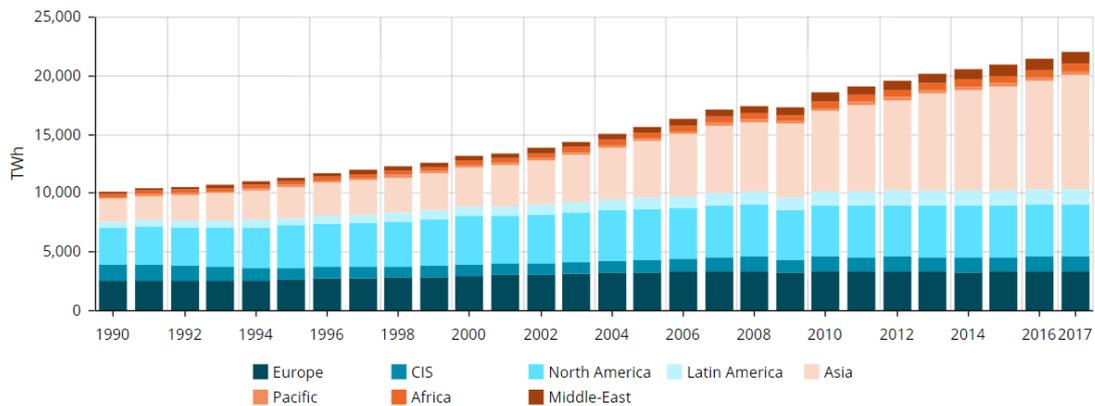
3.1.1	Tarifa Verde	61
3.1.2	Tarifa Azul	63
3.2	MERCADO LIVRE DE ENERGIA.....	65
3.3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	70
3.4	ESTUDO COMPLEMENTAR: IMPACTOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	76
3.4.1	Transformadores	76
3.4.2	Linhas.....	77
3.4.3	Cargas.....	78
4	RESULTADOS E ANÁLISES.....	80
4.1	GESTÃO DE ENERGIA	80
4.2	MERCADO LIVRE DE ENERGIA.....	86
4.2.1	Caso 1 – Migração como Consumidor Especial.....	87
4.2.2	Caso 2 – Migração como Consumidor Livre e Compra de Energia Incentivada	89
4.2.3	Caso 3 – Migração como Consumidor Livre e Compra de Energia Convencional.....	91
4.3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	92
4.4	ESTUDO COMPLEMENTAR: IMPACTOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	95
4.4.1	Carga Plena sem Geração FV	95
4.4.2	Carga Plena com Geração Plena.....	96
4.4.3	Meia Carga sem Geração FV.....	96
4.4.4	Meia Carga com Geração FV.....	97
5	CONCLUSÃO	99
	REFERÊNCIAS.....	101
	ANEXO 1 – DIAGRAMA UNIFILAR DAS INSTALAÇÕES DA UFPR	105

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

Observa-se no contexto global atual uma forte tendência de aumento na demanda por energia elétrica. O consumo mundial de energia elétrica cresceu 2,6 pontos percentuais em 2017 em comparação com o ano de 2016 (ENERDATA, 2018). A Figura 1.1 apresenta o panorama histórico do consumo de energia elétrica entre 1990 e 2017.

FIGURA 1.1 - PANORAMA GLOBAL DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA



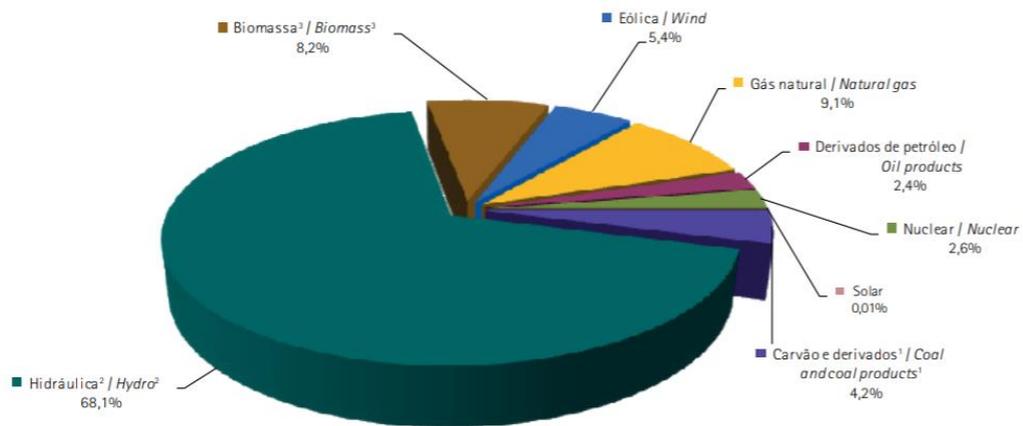
FONTE: ENERDATA (2018).

Obviamente este crescimento se dá pelo crescimento da população mundial, mas também pela tendência de desenvolvimento de países outrora subdesenvolvidos, pois há uma correlação entre o nível de desenvolvimento de um país e seu consumo de energia elétrica per capita: segundo o *The World Factbook* (CIA, 2018), os Estados Unidos possuem um consumo anual per capita de 11.974 kWh contra apenas 2.414 kWh/ano do Brasil. Mesmo comparando-se com a Austrália, país desenvolvido que possui clima semelhante ao Brasil, percebe-se que aquela consome muito mais energia per capita, com 9.624 kWh/ano.

Sendo assim, o Brasil possui em seus próximos anos uma grande tendência de crescimento no consumo de energia. O Plano Decenal de Energia (EPE, 2017b), elaborado anualmente pela EPE, em sua última edição, prevê um crescimento anual

de 3,8% ao ano até o ano de 2024, o que representará um aumento de demanda de aproximadamente 2.900 MWmed. Ao mesmo tempo, pelo balanço energético nacional (EPE, 2017a), conforme pode ser verificado na Figura 1.2, as fontes alternativas de energia, notadamente biomassa, solar e eólica, respondiam por apenas 13,7% da matriz elétrica brasileira em 2017.

FIGURA 1.2 - MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA – 2017



FONTE: EPE (2017a).

Este contexto leva a preocupações futuras seja em relação a uma escassez destes recursos, sendo necessária sua substituição por fontes alternativas de energia, de preferência renováveis, seja pela preocupação ambiental, sendo que o Acordo de Paris, assinado em 2016 por inúmeros países, traz em seu artigo 2 como objetivos principais a limitação do aumento de temperatura global em 1,5°C em relação à era pré-industrial e criar fluxos financeiros que favoreçam baixas emissões de gases de efeito estufa (ONU, 2016).

Além das preocupações globais em relação ao futuro do planeta, não se pode descartar o fato de a energia elétrica também ser um fator estratégico em termos de custos para grande parte dos consumidores comerciais, industriais, etc. A energia elétrica é o principal recurso energético utilizado por 79% das empresas brasileiras e pode representar até 40% dos custos de produção (FIRJAN, 2016). Sendo assim, é fundamental para a competitividade de uma empresa realizar um consumo eficiente e uma contratação adequada de energia. Um fator que evidenciou ainda mais esta importância foi a tendência de enorme crescimento nas tarifas de energia das

distribuidoras, principalmente desde o ano de 2015. Basta observar que em junho de 2018, a concessionária que atende a cidade de Curitiba (COPEL-DIS) recebeu autorização da ANEEL para reajustar suas tarifas em 15,99% em média (ANEEL, 2018), sendo que segundo o IBGE, a inflação acumulada para o ano de 2018 (janeiro a outubro), considerando o IPCA é de 3,81%.

O contexto atual do setor elétrico tem levado empresas e demais consumidores a buscar alternativas de redução de custos com energia elétrica, seja por meio de projetos de eficiência energética, por uma gestão de energia adequada, pela migração ao ambiente livre de contratação de energia (ACL) ou pela instalação de geração própria. Mas não apenas empresas do setor privado podem se beneficiar destas iniciativas. Por exemplo, a Universidade Federal do Paraná possui em sua Lei Orçamentária Anual do ano de 2018 a previsão de gasto de 13,309 milhões de reais com energia elétrica, sendo a terceira maior despesa de operacional do período, apenas atrás dos gastos com limpeza e conservação e subsídio ao funcionamento do Restaurante Universitário. (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ, 2018).

Vale ressaltar também o contexto financeiro da educação pública brasileira: a emenda constitucional 95 congelou os gastos do setor público pelos próximos 20 anos e os cortes na educação foram ainda maiores. Nos últimos 5 anos, 90% das universidades públicas brasileiras tiveram perda real de orçamento, combinado com um aumento médio de 10% no número de alunos (MEC, 2018), o que em tese leva a um número maior de instalações em funcionamento e conseqüentemente um maior consumo de energia.

Ou seja, em resumo, o contexto de preocupação com o futuro da matriz energética mundial, combinado com a importância estratégica da energia elétrica em termos dos custos envolvidos em qualquer empreendimento torna relevante a discussão sobre formas eficientes de abordar o tema, seja em termos de geração (com uso de fontes renováveis) do próprio consumo de energia, seja em termos de consumi-la e contratá-la de forma mais eficiente, gerando economia financeira. E ainda mais relevante no âmbito de prédios públicos, como universidades federais, neste caso a Universidade Federal do Paraná, com situação financeira delicada devido ao atual contexto econômico do Brasil. Por isso, este trabalho busca métodos para a redução dos custos da UFPR com energia elétrica, focando em três principais pilares: i) a otimização da gestão de energia da universidade, focando em sua contratação de demanda junto à concessionária, ii) a migração ao Ambiente de

Contratação Regulado (ACL) e iii) a instalação de geração própria, visando diminuir a quantidade de energia a ser contratada.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho consiste em elaborar uma metodologia integrada de uma minirrede inteligente aliada à gestão de energia visando reduzir os custos de energia em prédios públicos. Esta metodologia foi aplicada para estudar três alternativas de redução de custos da UFPR com energia elétrica: a gestão de energia, verificando principalmente aspectos como a contratação de demanda junto a concessionária e a presença de excedente reativo, a migração ao mercado livre de energia e a instalação de um parque de geração própria solar em um dos campus da Universidade, analisando cada iniciativa sob o ponto de vista da viabilidade econômica.

1.2.2 Objetivos específicos

Entre os objetivos específicos destacam-se:

1. Dimensionar um parque de geração renovável para as necessidades da UFPR.
2. Analisar as contas de energia da UFPR, avaliando a gestão de energia da universidade (como por exemplo verificar se as demandas contratadas são adequadas à realidade atual da universidade).
3. Realizar estudo de migração para o Mercado Livre de Energia.
4. Calcular os indicadores financeiros (VPL, TIR, Payback) dos projetos.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho se divide em cinco capítulos. O primeiro apresenta o contexto em que este trabalho está inserido, além dos objetivos a serem alcançados.

O segundo capítulo, por sua vez, apresenta a revisão bibliográfica sobre os

temas abordados, em relação aos aspectos técnicos e regulatórios de instalação de geração distribuída, da contratação de demanda de energia e de composição das tarifas de energia, além dos procedimentos de atuação no Ambiente de Contratação Livre.

No terceiro capítulo, é abordada toda a metodologia de estudo empregada, de maneira a ser possivelmente replicada em estudos futuros e no quarto capítulo são apresentados os resultados obtidos pela aplicação do método.

Por fim, o quinto capítulo apresenta as conclusões inferidas, discute os resultados e apresenta sugestões de trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Nas décadas de 1950 a 1970, o setor elétrico brasileiro passou por uma grande expansão. As taxas de crescimento se mantiveram entre 8 e 9% ao ano no período (LEITE,2014). Este grande crescimento foi apoiado em um modelo estatal do setor, em que a Eletrobrás teve papel dominante no planejamento do setor e na expansão da oferta, e os grandes empreendimentos de geração e transmissão eram basicamente realizados pela União e as distribuidoras em sua maioria eram de propriedade dos estados. (TOLMASQUIM, 2015).

Este modelo foi muito bem-sucedido devido a alguns fatores: o governo garantia remuneração de 10 a 12% para as concessionárias, além de promover a equalização tarifária, transferindo o excedente de companhias que lucravam para as companhias que tinham prejuízo.

No entanto, no fim da década de 1970 e início da década de 1980 o setor enfrentou uma grave crise, motivada pela escalada da inflação. As tarifas de energia foram um dos mecanismos utilizados pelo Estado para contê-la. Sendo assim, diminuíram-se os financiamentos para investimentos no setor, impedindo a expansão do setor aos níveis vistos nas décadas anteriores.

Sendo assim, ocorreu no início da década de 1990 uma grande reforma no setor elétrico brasileiro, pautada na tendência mundial liberal de revisão do papel do Estado, que em vários países passou a atuar exclusivamente como regulador do setor, e não mais como o empreendedor. Assim, a reforma foi pautada no aumento da participação privada no setor elétrico, com o Estado vendendo ativos para equacionar prejuízos e buscando um aumento da eficiência das empresas e a restauração de investimentos.

Neste contexto é que foram criados dois agentes fundamentais do mercado livre de energia: o Produtor Independente de Energia (PIE) e o consumidor livre, que deveria ter demanda acima de 10 MW e poderia comprar livremente a energia do produtor independente, ou seja, condições ainda bastante restritas para adesão a esta modalidade. Porém, foi o primeiro passo para o estabelecimento do mercado livre de

energia. Foi introduzida competição na geração, graças a desestatização das usinas e regulação estatal, com a criação da ANEEL em 1996, nos setores da transmissão e distribuição, considerados monopólios naturais.

Apesar disso, o modelo de leilões de energia foi estabelecido em torno do maior preço de outorga oferecido ao Estado. Sendo assim, as empresas que adquiriram direitos de exploração de usinas se colocaram em grandes dificuldades financeiras em torno da expansão do sistema, levando a não cumprimento de contratos, atrasos em obras e não cumprimento de obrigações financeiras, culminando na crise de 2001, em que o risco de déficit superava 15%, levando ao racionamento de energia, grande aumento das tarifas e impacto negativo na economia, já que a indústria foi muito prejudicada pelas metas de redução de consumo e racionamentos, levando a um PIB industrial negativo naquele ano.

Ou seja, a reforma transformou o setor, porém, segundo Tolmasquim (2015) trouxe incerteza e falta de confiança para os investidores privados e para os consumidores, levando o governo a pensar em uma nova reforma, que instituiu o modelo atual do setor elétrico.

O novo modelo trouxe como suas três premissas principais a segurança de abastecimento, a universalização dos serviços e a modicidade tarifária. Como principais mudanças implementadas, pode-se citar a retomada do papel do Estado no planejamento integrado do setor elétrico, por meio da criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a atuação do Operador Nacional do Sistema (ONS), o novo modelo de leilões de energia estimulando o menor preço da energia e não a maior outorga e a criação dos ambientes de contratação regulado (ACR) e livre (ACL).

O Quadro 2.1 expõe as principais diferenças entre o setor elétrico em seus diferentes períodos.

QUADRO 2.1 - DIFERENÇAS DO SETOR ELÉTRICO NOS PERÍODOS 1995-2003 E 2004-ATUALMENTE

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas Verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração transmissão, distribuição e comercialização
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase em privatização	Convivência entre estatais e empresas privadas
Monopólios	Competição na Geração e Comercialização	Competição na Geração e Comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas Reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre mercados livre e regulado
Planejamento Determinativo	Planejamento Indicativo	Planejamento pela EPE
Contratação: 100% do mercado	Contratação: 85 a 95% do mercado	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras e déficit rateados entre compradores	Sobras e déficit liquidados no MAE	Sobras/déficit liquidados na CCEE

FONTE: Adaptado de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

2.2 COMPOSIÇÃO DE TARIFAS DE ENERGIA

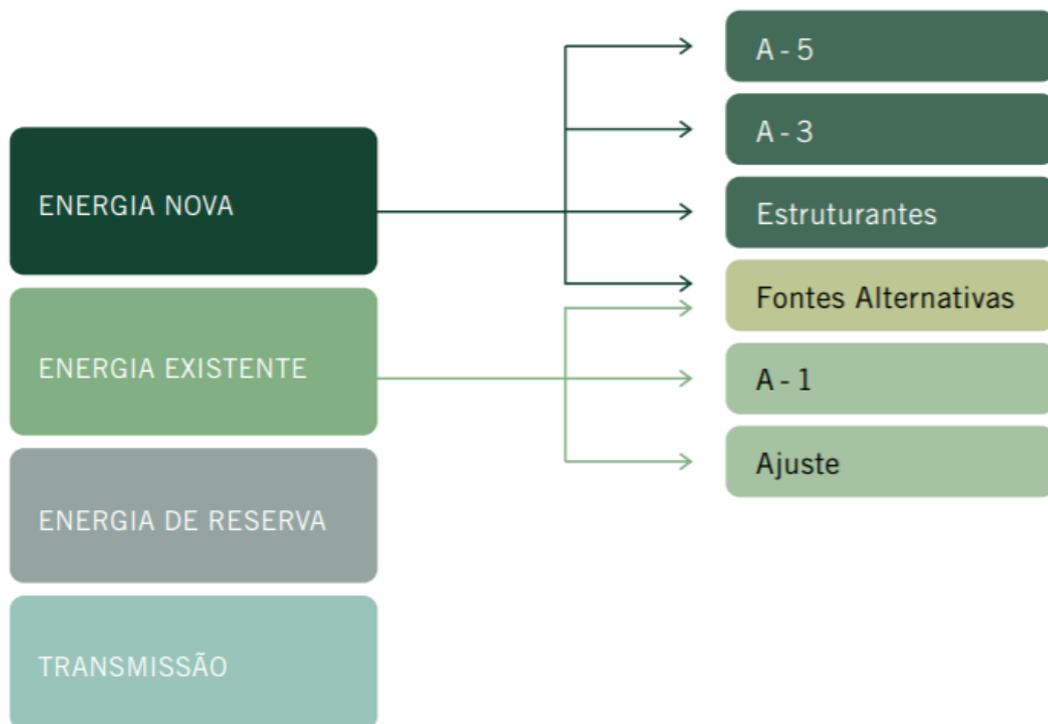
Atualmente, portanto, existe a convivência entre os ambientes livre (ACL) e regulado (ACR) de comercialização de energia elétrica.

O ambiente de contratação regulado pode englobar todos os tipos de consumidores, e se caracteriza pela compra de energia diretamente com a empresa distribuidora ou transmissora (em caso de grandes empreendimentos atendidos pelo

sistema de transmissão) responsável pela concessão de sua região geográfica. Esta empresa, pelo modelo do setor elétrico estabelecido em 2004 não pode atuar simultaneamente no setor de geração, pois uma das práticas danosas do modelo de livre mercado do período 1995-2003 era o *self-dealing*, que permitia que uma mesma empresa atuasse tanto com a geração quanto com a transmissão/distribuição, levando ao estabelecimento de políticas de mercado para favorecimento das empresas e não visando o melhor funcionamento do setor e a modicidade tarifária. Sendo assim, as empresas distribuidoras devem realizar a compra da energia junto a geradoras, o que se dá por meio de leilões organizados pela ANEEL e pela CCEE.

A Figura 2.1 mostra os principais tipos de leilões existentes no setor elétrico brasileiro:

FIGURA 2.1 - TIPOS DE LEILÕES DE ENERGIA



FONTE: Instituto Acende Brasil (2012).

Os principais leilões para a compra de energia pelas distribuidoras são os de energia nova, que visa atender a demanda futura das concessionárias e os de energia existente, visando a comercialização de energia de usinas antigas, já amortizadas. Os leilões estruturantes são aqueles de empreendimentos cuja construção é considerada estratégica pelo Governo Federal e os leilões de fontes alternativas buscam promover

maior inserção de fontes de energia renováveis ao mercado regulado. A terminologia A-X indica o prazo de construção de uma nova usina, ou seja, um leilão A-5 se destina a empreendimentos cuja entrada em operação se dará em 5 anos.

O funcionamento do leilão de energia se dá da seguinte maneira: as concessionárias apresentam previamente a CCEE suas demandas futuras de energia, ou seja, quanto desejam contratar naquele leilão, o que se chama de oferta de referência. Este valor é confidencial e de posse apenas da câmara de comercialização. Assim, a CCEE estabelece um preço inicial para o MWh, e cada agente gerador estipula uma quantidade de energia a qual estaria disposta a vender por aquele valor. Enquanto a soma de todas as ofertas é superior à oferta de referência, ocorrem novas rodadas, a um preço mais baixo, até que haja uma oferta inferior àquilo que se necessita vender. Quando isso ocorre, passa-se para a etapa discriminatória, em que cada gerador pode estipular uma última oferta de valor pelo MWh, vencendo aqueles que oferecerem o menor custo. (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

Também segundo o Instituto Acende Brasil (2012), os leilões de transmissão são licitações realizadas na Bm&fBovespa e possuem regras um pouco diferentes. Os empreendedores apresentam ofertas de Receita Anual Requerida para a execução e operação da obra, sempre abaixo de um patamar chamado de Receita Anual Permitida, por meio de envelopes lacrados. Ao fim do processo, são abertos os envelopes. Caso a diferença entre a menor proposta e outras propostas seja inferior a 5%, abre-se uma etapa semelhante a discriminatória dos leilões de energia, em que os empreendedores fazem novas ofertas para garantir a concessão.

Desta maneira, se evidencia que a distribuidora possui custos da compra de energia e do uso das linhas de transmissão, custos estes que devem ser repassados ao consumidor. Além disso, existem atualmente, segundo o módulo 5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária da ANEEL (PRORET), sete encargos instituídos por leis em relação ao setor elétrico, sendo estes: (ANEEL, 2016c).

- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que visa custear políticas públicas em relação ao setor, como a universalização do serviço e subsídios a cidadãos com baixa renda, dentre outras políticas.

- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

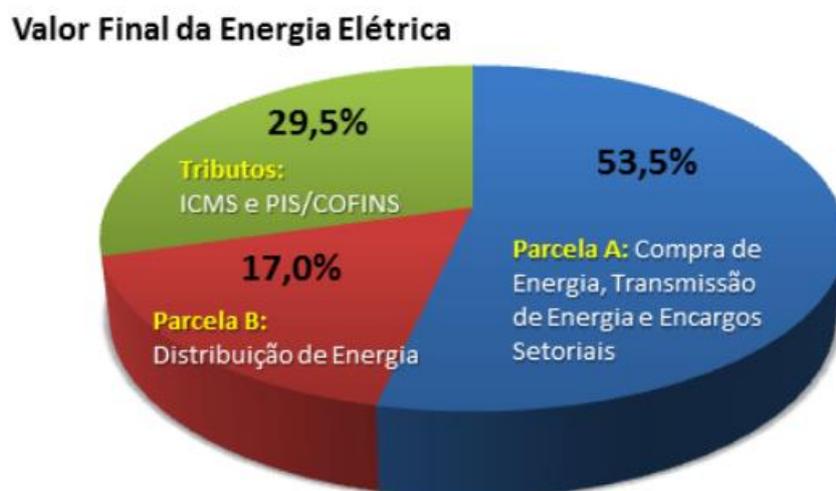
- Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos (CFURH), pago pelas concessionárias aos municípios.
- Encargos de Serviços do Sistema (ESS), para custear serviços ancilares.
- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica, que custeia o funcionamento da ANEEL e de seus mecanismos.
- Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética, para custear investimentos de pesquisa no setor.
- Contribuição ao ONS, que custeia o funcionamento do Operador Nacional do Sistema.

Estas três parcelas (custo da energia, da transmissão e encargos setoriais) compõem o que a ANEEL entende por Parcela A da tarifa de energia, que são custos não controláveis pela distribuidora, portanto, repassados diretamente aos consumidores. Já os custos operacionais da distribuidora compõem a chamada Parcela B. Ou seja, a tarifa repassada aos consumidores é composta pela equação 1:

$$\text{Tarifa} = \text{Parcela A} + \text{Parcela B} + \text{Impostos} \quad (1)$$

Segundo a ANEEL, no ano de 2015, a composição percentual das tarifas se dava de acordo com a Figura 2.2.

FIGURA 2.2 - COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA



FONTE: ANEEL (2015).

Assim, a ANEEL, de posse de todos estes custos da distribuidora regula o valor de tarifa a ser oferecida aos consumidores. Porém, como existe grande diferença entre os custos da Parcela A (não controláveis) e os da parcela B, que dependem diretamente da eficiência operacional da distribuidora, a agência possui dois mecanismos para estabelecer a tarifa, sendo eles o reajuste tarifário anual e o reajuste tarifário periódico, cujos procedimentos são estabelecidos no módulo 3 do PRORET(ANEEL, 2016b).

O reajuste anual tem como principal serventia a adequação das tarifas da distribuidora à sua realidade na Parcela A, repassando ao consumidor os aumentos de preço na compra de energia, etc. Já a evolução dos custos da Parcela B e as premiações pela melhor eficiência operacional ficam a cargo do Reajuste Periódico, realizado a cada 4 anos.

Ou seja, no mercado regulado a tarifa paga pelo consumidor é estritamente definida pela ANEEL, levando em consideração a realidade da distribuidora em questão, em relação a seus custos de operação, de compra de energia e pagamento pelo uso do sistema de transmissão.

Já no ambiente livre, há alguma alteração. A concessionária local é responsável apenas pela entrega da energia ao consumidor, mas não pela compra (o que indiretamente ocorre no mercado regulado). Sendo assim, o consumidor paga à distribuidora apenas o custo da transmissão, distribuição e encargos, sendo que o custo da geração de energia é regido por contratos bilaterais estabelecidos entre o consumidor e um ou vários agentes geradores.

2.3 MODALIDADES TARIFÁRIAS

No âmbito da tarifação de energia, existem duas grandezas principais: o consumo, expresso em kWh, e a demanda de potência, expressa em kW. A demanda é um fator importante pelo fato de que a entrega de uma grande potência implica em utilização de equipamentos específicos, linhas de transmissão e distribuição de maior diâmetro, transformadores mais potentes, etc., o que significa um custo de operação mais elevado para a distribuidora. Sendo assim, estas duas grandezas são possivelmente tarifadas ao consumidor final.

A resolução 414/2010 da ANEEL divide os consumidores em dois grupos: aqueles cuja demanda de potência é inferior a 75 kW, que são atendidos em tensão secundária de distribuição (até 2,3 kV) constituem o chamado grupo B, enquanto aqueles com demanda superior a 75 kW são alimentados em tensão primária e constituem o chamado grupo A, cada um possuindo regras próprias de cobrança.

Além disso, na mesma resolução, estabelece-se o conceito de posto tarifário, de acordo com as curvas de carga de cada concessionária. Estabelece-se que as distribuidoras podem escolher um período de 3 horas diárias, em que ocorre a maior demanda de energia. A este posto se dá o nome de horário de ponta. Por sua vez, o horário intermediário compreende a hora anterior e a hora posterior ao horário de ponta, e o horário fora de ponta corresponde às outras 19 horas do dia. Assim, pode-se estabelecer um faturamento horário de energia, cobrando mais em períodos do dia em que o sistema elétrico está mais carregado, estimulando a economia de energia nestes períodos.

Combinando as possibilidades de faturamento de consumo e demanda, os grupos tarifários e os horários de ponta e fora de ponta, são definidas cinco modalidades tarifárias, conforme mostra o Quadro 2.2.

QUADRO 2.2 - MODALIDADES TARIFÁRIAS

Tarifas	Convencional monômnia	Branca	Convencional binômnia	Horossazonal verde	Horossazonal azul
Aplicabilidade	Grupo B	Grupo B	Grupo A	Grupo A	Grupo A
Faturamento de Consumo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Postos Tarifários Consumo	Não	Ponta, Fora de Ponta e Intermediário	Não	Ponta e Fora de Ponta	Ponta e Fora de Ponta
Faturamento de Demanda	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Postos Tarifários Demanda	-	-	Não	Não	Ponta e Fora de Ponta

FONTE: O autor (2018), adaptado de ANEEL (2010).

Cabe salientar ainda algumas especificidades: os grupos tarifários A e B ainda são divididos em subgrupos. No caso do grupo A, estes subgrupos dizem respeito ao nível de tensão de alimentação:

Subgrupo A1: tensão igual ou superior a 230 kV;

Subgrupo A2: tensão entre 88 e 138 kV;

Subgrupo A3: tensão de 69 kV;

Subgrupo A3a: tensão entre 30 e 44 kV;

Subgrupo A4: tensão entre 2,3 e 25 kV;

Subgrupo AS: tensão inferior a 2,3 kV, mas em sistema subterrâneo.

Já no caso do grupo B, os subgrupos dizem respeito à classe de consumidores, sendo:

Subgrupo B1: residencial;

Subgrupo B2: rural;

Subgrupo B3: demais classes;

Subgrupo B4: iluminação pública;

Para os consumidores dos grupos A1, A2 e A3, é obrigatório o faturamento na modalidade Horossazonal Azul. Os grupos A3a, A4 e AS podem optar pelas modalidades Azul ou Verde. A tarifa convencional binômia, apesar de constar nas definições da resolução 414, foi extinta pela ANEEL. (ELETROBRAS, 2011).

Além disso, para as modalidades em que há cobrança pela demanda, existe a figura da demanda de ultrapassagem. O consumidor deve informar à concessionária sua demanda prevista, chamada de Demanda Contratada. A partir disso, mensalmente, o consumidor possui uma tolerância de 5% sobre este valor. Caso a demanda registrada seja superior a 105% do valor contratado, incide a cobrança de ultrapassagem.

Ainda, há a incidência de três impostos principais sobre o valor da fatura, sendo eles o ICMS, imposto estadual variável de estado para estado (no Paraná, a alíquota em 2018 é de 29%), o PIS e o COFINS, dois impostos federais, cujas alíquotas em 2018 são respectivamente de 0,89% e 4,11%. Para realizar o cálculo da tarifa considerando os tributos, deve-se utilizar a equação 2:

$$Tarifa_{comtributos} = \frac{Tarifa_{ANEEL}}{1-(PIS+COFINS+ICMS)} \quad (2)$$

Por fim, é conveniente, além do texto explicativo, enunciar matematicamente a expressão do custo mensal de uma fatura de energia em cada modalidade. Para isso, as tarifas de demanda e consumo foram consideradas já com a incidência dos impostos.

2.3.1 Tarifa Convencional Monômnia

A tarifa convencional monômnia é a tarifa padrão para consumidores do grupo B, como residências, pequenos comércios, etc. Leva em consideração apenas o consumo medido mensalmente, sem diferenciação de postos tarifários nem cobrança pela demanda. Sendo assim, o custo de uma fatura desta modalidade pode ser expresso pela equação 3.

$$Custo = C * T_c \quad (3)$$

Onde C = Consumo Medido (em kWh) e T_c é a tarifa de consumo vigente (em R\$/kWh).

2.3.2 Tarifa Branca

A tarifa branca é aplicada a consumidores do grupo B que optem por esta modalidade. Sua única diferença é o estabelecimento dos postos tarifários (ponta, fora de ponta e intermediário) de consumo, cobrando-se assim um valor menor que o convencional para a energia fora de ponta, mas superior em horário de ponta. Segue não havendo faturamento da demanda. Ou seja, pode-se expressar o custo pela equação 4:

$$Custo = C_p * T_{Cp} + C_{fp} * T_{Cfp} + C_i * T_{Ci} \quad (4)$$

Onde C_p, C_{fp} e C_i são os respectivos consumos registrados nos postos tarifários ponta, fora de ponta e intermediário e T_{Cp}, T_{Cfp} e T_{Ci} são as tarifas vigentes para cada patamar.

2.3.3 Tarifa Convencional Binômia

Para esta tarifa, incorre a cobrança de consumo e demanda, mas sem distinção de postos tarifários. Pode-se calcular os custos pela equação 5.

$$Custo = C * T_c + D * T_d \quad (5)$$

Onde C e D são os o consumo e a demanda registrada e Tc e Td as tarifas de consumo e demanda vigentes, respectivamente,

2.3.4 Tarifa Horossazonal Verde

Para esta modalidade, existe cobrança de consumo e demanda, mas apenas o consumo adota os postos tarifários. Existe a cobrança de demanda de ultrapassagem (caso exista) e há de se considerar que em caso de uma demanda contratada superior à registrada, a diferença entre os dois valores (demanda excedente) é cobrada sem a incidência do imposto ICMS. Sendo assim, pode-se expressar o custo pela equação 6.

$$Custo = C_p * T_{c_p} + C_{fp} * T_{c_{fp}} + D * T_d + D_{ult} * T_{d_{ult}} + D_{exc} * T_{d_{exc}} \quad (6)$$

Onde as grandezas já mencionadas anteriormente se mantêm e:

Dult = demanda de ultrapassagem medida

Tdult = tarifa de demanda de ultrapassagem

Dexc = demanda contratada não utilizada

Tdexc = tarifa de demanda isenta de ICMS.

2.3.5 Tarifa Horossazonal Azul

A mais completa de todas, engloba cobrança de demanda, consumo e ultrapassagem considerando os postos tarifários para todos os valores. Para melhor entendimento, optou-se por dividir o custo nas equações 7 e 8.

$$Custo_{consumo} = C_p * T_{c_p} + C_{fp} * T_{c_{fp}} \quad (7)$$

$$Custo_{demanda} = D_p * T_{d_p} + D_{fp} * T_{d_{fp}} + D_{ult_p} * T_{d_{ult_p}} + D_{ult_{fp}} * T_{d_{ult_{fp}}} + D_{exc} * T_{d_{exc}} \quad (8)$$

E o custo total pode ser expresso pela equação 9.

$$Custo = Custo_{consumo} + Custo_{demanda} \quad (9)$$

É essencial também abordar a questão das bandeiras tarifárias. Desde janeiro de 2015 (pela resolução normativa 547 da ANEEL e homologada pela resolução homologatória 2392) as condições de geração de energia no país podem desencadear um acréscimo nas tarifas de consumo, de acordo com o custo da energia que está sendo gerada. O ONS prioriza o despacho de energia pela ordem de mérito, ou seja, serão despachadas primeiro usinas cujo custo de geração seja mais baixo. A partir disso, surge o conceito de Custo Marginal de Operação (CMO), definido como o custo para adicionar 1 MWh de energia ao sistema em sua configuração atual. Em situações de custo marginal de operação baixo, a ANEEL estipula a bandeira verde, em que não há nenhum acréscimo na tarifa de consumo. Conforme os custos aumentam, muda-se a bandeira tarifária. A bandeira amarela representa um acréscimo de R\$ 10,00 a cada 100 kWh consumidos (ou R\$ 0,01/kWh). Já a bandeira vermelha se divide em dois patamares: o patamar 1 representa acréscimo de R\$ 0,03/kWh e o patamar 2 um acréscimo de R\$ 0,05/kWh.

Além disso, existe uma última possibilidade de cobrança: as instalações do grupo A devem possuir fator de potência superior a 0,92 indutivo no período das 6 da manhã à meia noite e 0,92 capacitivo no período de meia noite às 6 da manhã. Caso haja descumprimento, existe uma cobrança adicional não relacionada ao consumo ou a demanda.

2.4 GESTÃO DE ENERGIA

Segundo o Ministério do Meio Ambiente (2015), gestão de energia é a adoção de medidas que visam otimizar a utilização de energia por meio de orientações direcionamento, propostas de ações e controles sobre os recursos humanos, materiais e econômicos.

Barros, Borelli e Gedra (2015) vão além e dividem a gestão energética entre ações administrativas e ações técnicas. As ações administrativas são aquelas que permitem a diminuição dos custos financeiros com a energia sem que se altere a

quantidade de energia consumida, ou a demanda registrada. Dentre as ações listadas pelos autores, incluem-se:

2.4.1 Escolha de modalidade tarifária

De acordo com as características de uma instalação, pode ser mais vantajoso enquadrar-se na tarifa verde ou na tarifa azul. Por isso, deve-se considerar um período de no mínimo 12 meses, obter os dados de consumo e demanda registrados pela concessionária e simular o custo em reais das faturas em cada modalidade.

2.4.2 Dimensionamento de demanda contratada e melhoria do fator de carga

A tarifa de demanda de ultrapassagem representa o dobro do valor normal cobrado pelo kW de demanda. Sendo assim, é inteligente para os consumidores evitar o seu pagamento, por meio de uma contratação de demanda condizente com a situação da instalação elétrica. Como a máxima demanda varia a cada mês, deve-se considerar um período de no mínimo 12 meses, pois mudanças climáticas são um dos principais fatores de alteração da demanda máxima registrada, por conta da maior ou menor utilização de equipamentos como ar-condicionado, aquecedores, etc. Em uma análise preliminar, deve-se realizar a contratação de uma demanda que, quando acrescida de 5%, seja igual à maior demanda registrada durante o período de análise.

O fator de carga, por sua vez, é uma razão entre a energia ativa consumida e a máxima energia que poderia ser utilizada em um intervalo de tempo (demanda máxima x tempo). (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2015). Ou seja, um valor adimensional entre 0 e 1. Um fator de carga baixo indica que a demanda máxima é muito superior à demanda média da instalação. Isso leva a necessidade de se contratar uma demanda muito alta para não incidir na cobrança de demanda de ultrapassagem. Neste caso, deve-se analisar o momento do pico de demanda, analisando-se quais cargas estão em operação, e a possibilidade de deslocar sua atuação para outros horários.

2.4.3 Avaliação da Tensão de Fornecimento

Barros, Borelli e Gedra (2015) observam que em geral, analisando as tarifas de energia das concessionárias, quando maior a tensão de fornecimento, menores são as tarifas de consumo. A maioria dos consumidores do grupo A se enquadra no subgrupo A4 (2,3 a 25 kV), que possui tarifas mais caras que os grupos A1, A2 e A3. Como a resolução 414 da ANEEL apenas estipula que clientes com demanda contratada inferior a 2.500 kW devem ser alimentados em tensões abaixo de 69 kV e clientes com demanda contratada maior devem ser alimentados em 69 kV ou em tensão superior, existe uma certa flexibilidade para uma eventual migração. Porém, deve-se considerar os custos de construção de uma nova subestação, a viabilidade de adequação da rede da concessionária para atender este novo nível de tensão, etc. De qualquer forma é uma das possibilidades a ser explorada.

2.4.4 Mercado Livre de Energia

Como já explicado na seção 2.2, no mercado livre de energia o consumidor pode realizar a compra de um grande número de diferentes agentes geradores e comercializadores. Esta competição entre diversos agentes tende a diminuir os preços, ao contrário do ACR com suas tarifas reguladas.

Já dentre as medidas técnicas citadas por Barros, Borelli e Gedra (2015), é possível citar:

2.4.5 Correção de Fator de Potência

Além das questões regulatórias que regem o fator de potência (cobrança para um fator inferior a 0,92, como citado na seção 2.3), a correção do FP causa redução nas perdas Joule de transformadores e circuitos, por conta da redução na corrente de alimentação causada por uma potência aparente menor, o aumento na capacidade de condução de cabos e circuitos, permitindo a ligação de mais cargas sem necessidade de expansão das instalações e aumento dos níveis de tensão, corrigindo distorções. Causas típicas de um baixo fator de potência incluem motores de indução

superdimensionados, transformadores operando em pequenas cargas, lâmpadas fluorescentes, de vapor de sódio/mercúrio, fornos a arco, máquinas de solda, etc.

Para realizar a correção, pode-se redimensionar motores, e utilizar cargas menos indutivas em lâmpadas por exemplo, mas nem sempre será suficiente. Neste caso, deve-se proceder com a instalação de bancos de capacitores, que fornecem a energia reativa necessária para as cargas, aumentando o fator de potência global.

2.4.6 Diagnóstico Energético

Devem ser analisadas as cargas da instalação, notadamente os sistemas de climatização, bombeamento de água, compressão, iluminação, motores elétricos, etc., desenvolvendo soluções como a dimerização da iluminação, instalação de sensores de presença, evitar a instalação de lâmpadas desnecessariamente, troca de lâmpadas por outras mais eficientes, acionar a climatização apenas quando necessário, realizar manutenções periódicas, instalar motores de alto rendimento, utilizar soft-starters e inversores para a partida de motores de grande potência, uso de coletores solares para aquecimento de água, dentre outras inúmeras medidas.

No escopo deste trabalho, serão abordados o dimensionamento de demanda contratada e a compensação de excedente reativo.

2.5 MERCADO LIVRE DE ENERGIA

Com o novo modelo do setor elétrico, foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para viabilizar as transações de energia tanto no ambiente de contratação regulado (ACR) quanto no ambiente de contratação livre (ACL).

O Ambiente de Contratação Regulado abriga os consumidores cativos, que são atendidos exclusivamente pela distribuidora que atenda a sua região de atuação, com as tarifas sendo calculadas pela ANEEL conforme explicado na seção 2.2. As empresas distribuidoras estabelecem contratos bilaterais com as geradoras, assegurando a contratação de toda sua demanda prevista para o futuro. Por fim, a ANEEL é responsável por estabelecer as tarifas finais repassadas aos consumidores cativos, levando em consideração os custos de operação da distribuidora e os valores gastos na compra de energia. Ou seja, o consumidor não possui poder de decisão em

relação à contratação, estando submetido aos resultados dos leilões de energia e das determinações de tarifa da ANEEL.

Por sua vez, o ambiente de contratação livre permite a negociação livre e direta entre consumidores e produtores de energia. Atualmente, os consumidores que podem atuar no ACL são divididos em:

- Consumidores Livres: que possuam demanda contratada superior a 3.000 kW, podendo contratar energia gerada de qualquer fonte.

- Consumidores Especiais: que possuam demanda contratada entre 500 e 3.000 kW, podendo contratar apenas das chamadas fontes especiais de energia, que englobam a eólica, solar, a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e empreendimentos de potência instalada inferior a 50 MW.

Ainda, é possível realizar a comunhão de cargas entre unidades consumidoras de um mesmo CNPJ. Por exemplo, duas unidades consumidoras com demanda contratada de 300 kW cada, caso pertençam a um mesmo CNPJ, podem configurar o enquadramento deste consumidor como especial.

Neste ambiente, os consumidores estabelecem contratos de compra de energia e de utilização dos sistemas de transmissão e distribuição, pagando no fim das contas a tarifa de energia (TE) e as tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD). A diferença é que apenas a TUST e TUSD neste caso são reguladas pela ANEEL, sendo que a tarifa de energia é livremente negociada entre comprador e vendedor.

O consumidor então, se torna responsável por prever sua demanda e consumo de energia. Havendo diferenças entre a energia contratada e efetivamente utilizada, o consumidor deve comprar a energia faltante ou vender a energia excedente no mercado de curto prazo.

Para realizar a migração para o mercado livre, existe uma série de procedimentos a serem adotados. O primeiro passo é a contratação de energia com qualquer agente gerador ou comercializador, celebrando-se o Contrato de Comercialização de Energia. Após a contratação, deve-se cancelar o contrato com a distribuidora local por meio de uma carta denúncia. Na data da rescisão do contrato, o consumidor deve já possuir um contrato de compra de energia assinado assim como um contrato de uso do sistema de distribuição (CUSD). O retorno ao mercado cativo

só é permitido depois de 5 anos, ou sob acordo com a concessionária. Em seguida, deve-se realizar a adesão à CCEE e a adequação do sistema de medição e faturamento (SMF). O sistema de um consumidor do mercado livre deve ser conectado ao Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) da CCEE. O Quadro 2.3 mostra o conteúdo básico deste sistema:

QUADRO 2.3 - SISTEMA DE MEDIÇÃO E FATURAMENTO PARA O ACL

Componente	Fornecimento
3 Transformadores de Corrente classe de exatidão 0,6 ou melhor para consumidores A3a, A4 ou AS e 0,3 para A3 ou A2	Distribuidora
3 Transformadores de Potencial classe de exatidão 0,6 ou melhor para consumidores A3a, A4 ou AS e 0,3 para A3 ou A2	Distribuidora
1 medidor de energia elétrica trifásico a 4 quadrantes - principal - classe 0,2 com 2 portas de comunicação para acesso pela CCEE/distribuidora classe de exatidão 0,5 ou melhor para consumidores A3a, A4 ou AS e 0,2 para A3 ou A2	Distribuidora
1 medidor de energia elétrica trifásico a 4 quadrantes - retaguarda - classe 0,2 com 2 portas de comunicação para acesso pela CCEE/distribuidora classe de exatidão 0,5 ou melhor para consumidores A3a, A4 ou AS e 0,2 para A3 ou A2	Consumidor
Sistema de Telecomunicação entre medidores, CCEE e distribuidora	Consumidor
Tubulação, fiação, painéis, caixas, chaves de aferição, contadores, fontes de alimentação auxiliar, bases, conectores, luminárias, cubículo em alvenaria para abrigo dos equipamentos	Consumidor

FONTE: ELETROBRAS NORTE (2016).

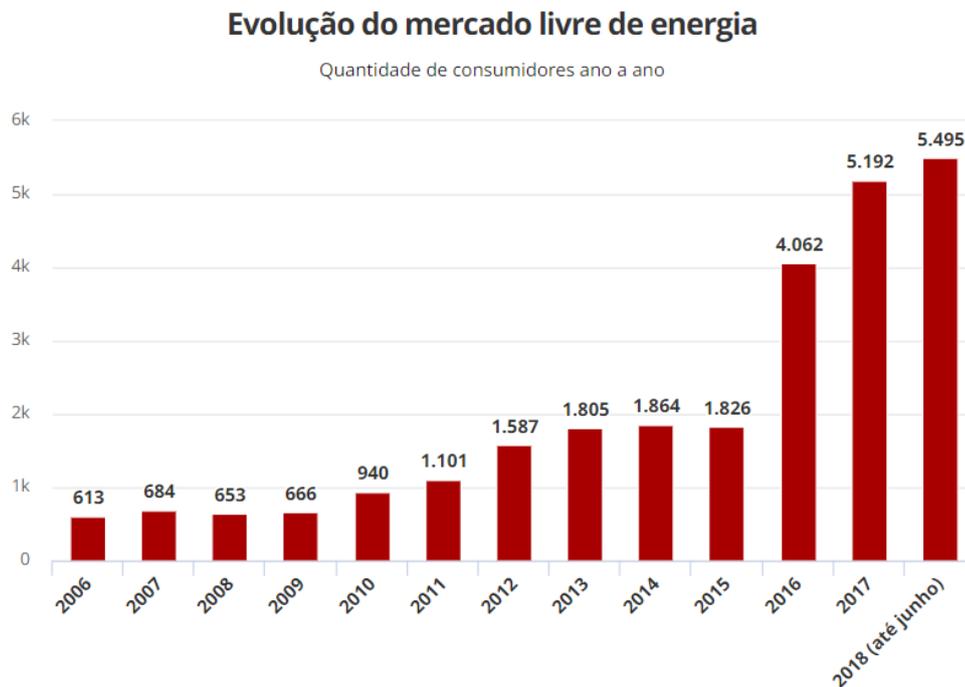
SOUZA (2016) estima que a adequação de cada unidade consumidora ao SCDE represente um custo aproximado de R\$ 20.000,00.

O maior atrativo para a migração ao mercado livre é a competitividade de preços gerada pela grande competição entre agentes. Porém, este não é o único fator a ser considerado. Segundo a ABRACEEL (2018), algumas das vantagens do ambiente de contratação livre incluem:

- Poder de escolha do consumidor, que no mercado regulado fica completamente restrito às negociações feitas por sua concessionária local e pelas determinações de tarifa da ANEEL, enquanto no ACL possui uma grande gama de produtores, de diferentes fontes de energia.
- Competitividade, promovida pela intensa competição entre agentes geradores no ACL, tornando no geral os preços mais competitivos em relação ao ambiente regulado. Segundo a Abraceel, entre 2003 e 2015, os consumidores do ACL economizaram 18% (ou 45 bilhões de reais) em relação ao que teriam gasto no ACR.
- Flexibilidade, pois os termos do contrato podem ser mais facilmente negociados, podendo incluir inclusive diferentes preços para cada época do ano.
- Previsibilidade, pois as tarifas no ambiente regulado são reajustadas periodicamente sem possibilidade de um planejamento prévio por parte do consumidor, ao contrário do mercado livre em que contratos de longo prazo podem ser estabelecidos com preços previamente definidos no momento da assinatura.
- Estratégia de compra de energia, podendo o consumidor estabelecer seu perfil de contratação, investindo em contratos de longo prazo ou de curto prazo, e até ter a possibilidade de deixar uma parte de sua energia a ser contratada no mercado spot.

Dados da CCEE indicam um franco crescimento do ACL, notadamente no período a partir de 2015, devido à grande instabilidade nas tarifas de energia no mercado regulado, motivando os consumidores a realizar a migração, conforme mostra a Figura 2.3:

FIGURA 2.3 – EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA NO BRASIL



FONTE: CCEE.

2.6 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída, segundo Bajay et al. (2018), não possui uma definição única, sendo variável de acordo com a regulação de cada país. Porém, é possível dizer que a geração distribuída se caracteriza por ser um tipo de geração conectada diretamente à rede de distribuição, tendo como principais fontes de energia a solar, eólica, a cogeração qualificada e a energia hidráulica (por meio de PCHs), além de geradores a gasolina e óleo diesel para atendimento de emergência ou no horário de ponta, em que a energia elétrica é significativamente mais cara para consumidores do grupo A.

No Brasil, a geração de pequeno porte sempre teve grande importância em sistemas isolados, dadas as dimensões continentais do país e a dificuldade de levar a infraestrutura de fornecimento de energia elétrica a todos os consumidores, notadamente em propriedades rurais e locais afastados dos grandes centros urbanos.

Porém, o ano de 2012 marcou uma revolução na geração de pequeno e médio porte no Brasil. Isto porque a ANEEL publicou a resolução normativa 482/2012, que autoriza a qualquer consumidor brasileiro gerar sua própria energia e inclusive injetar o excedente de geração na rede de distribuição. Desde então, como mostram a Tabela 2.1 e as Figuras 2.4 e 2.5, houve um aumento exponencial no número de conexões de geração distribuída.

TABELA 2.1 – EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Ano	Número de Conexões	Potência Instalada (kW)
2011	11	44,43
2012	14	411,30
2013	73	1.872,79
2014	411	5.280,49
2015	1.827	17.006,69
2016	8.477	85.470,96
2017	22.100	259.191,97
2018 (até 31/10)	45.071	554.584,01

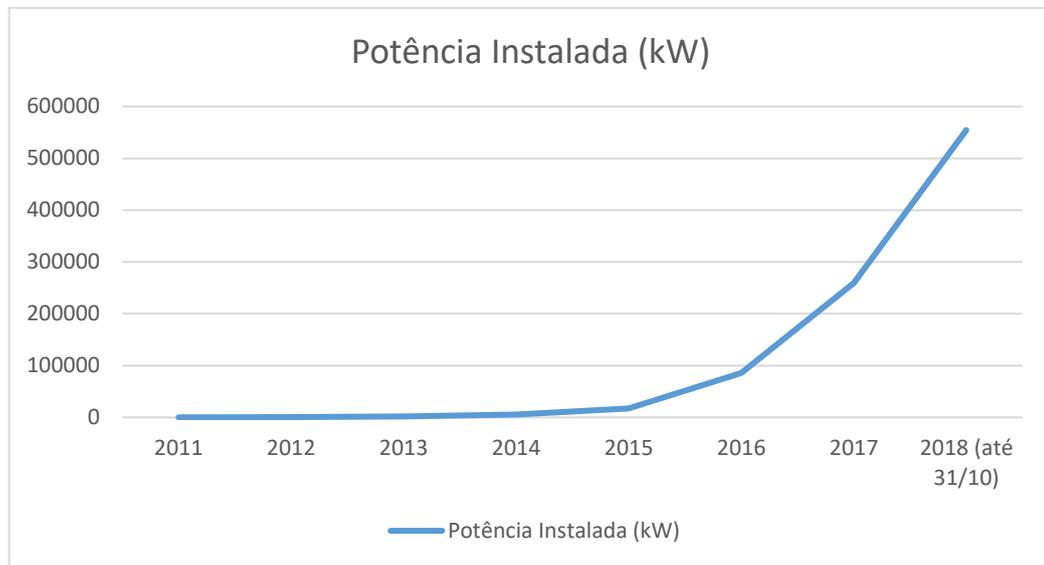
FONTE: O autor (2018), adaptado de ANEEL (2018).

FIGURA 2.4 – CONEXÕES DE GD NO BRASIL



FONTE: O autor (2018), adaptado de ANEEL (2018).

FIGURA 2.5 – POTÊNCIA INSTALADA EM GD NO BRASIL



FONTE: O autor (2018), adaptado de ANEEL (2018).

A resolução 482 da ANEEL estabelece a divisão da geração distribuída em duas categorias: a microgeração, com potência instalada limitada a 75kW, e a minigeração, entre 75 kW e 5 MW. Cabe ressaltar que a geração distribuída só é permitida com a utilização de fontes renováveis de energia (solar, eólica, PCHs, etc.) ou por meio de cogeração qualificada conforme as normas da ANEEL.

A partir da publicação da resolução, cada empresa distribuidora recebeu um prazo de 240 dias para realizar a publicação de sua própria norma técnica para reger o acesso dos geradores distribuídos à rede. Para o escopo deste trabalho, a norma vigente é a NTC 905200, da concessionária COPEL-DIS.

Outro aspecto importante da resolução é o sistema de compensação de energia. Diferentemente de outros países, é possível realizar a venda de energia para a concessionária, o Brasil opera seus sistemas de geração distribuída no esquema denominado *net metering*. Neste sistema, o consumidor injeta a energia produzida na rede da concessionária, que funciona como uma grande bateria. Ao final de cada mês, a energia injetada na rede, por posto tarifário (quando aplicável) se converte em créditos de energia (em kWh), que são utilizados para compensar o consumo de energia da concessionária. (ANEEL, 2016a). Este crédito pode ser utilizado em quatro situações diferentes: compensação direta, na própria unidade consumidora

responsável pela geração, compensação em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (como por exemplo, condomínios), a geração compartilhada, por forma de cooperativa em que os créditos são divididos por vários proprietários e o autoconsumo remoto (entre diferentes unidades consumidoras de um mesmo proprietário).

Assim, a cada mês, o consumidor possui uma quantidade de energia em kWh que foi consumida e uma quantidade de energia em kWh que foi injetada na rede. Caso o consumo seja maior que a geração, o consumidor paga a concessionária apenas o excedente. Caso a geração seja maior, o consumidor acumula créditos de energia que podem ser aproveitados em até 60 meses.

Um fato interessante a ser observado é a incidência de impostos sobre a tarifa. Quando da publicação da resolução, a injeção de energia vinda da geração distribuída não afetava a incidência das alíquotas, que seguiam sendo faturadas sobre o consumo total. Isso provocava uma distorção aos consumidores, pois apesar de a compensação se dar em kWh, em termos financeiros, para cada kWh injetado, o consumidor compensava o equivalente em reais a 1 kWh sem impostos, enquanto continuava sendo faturado pela concessionária com o valor com impostos.

Porém, em 2015, a lei 13.169 estipulou que a cobrança de PIS e COFINS ocorra apenas sobre a diferença entre consumo e geração. Em relação ao ICMS, foi estipulado o convênio ICMS 16/2015, que autoriza os estados a adotar a mesma prática do governo federal também para o ICMS. Após um longo tempo, o estado do Paraná realizou a adesão ao convênio em 2018, aumentando a competitividade da geração distribuída no estado.

A COPEL, por meio da norma técnica NTC 905200, estabelece os procedimentos de acesso à rede de distribuição. Primeiramente, o consumidor deve realizar a Solicitação de Acesso: em caso de microgeração, o engenheiro responsável deve realizar o projeto da instalação, contendo diagramas unifilares, a ART do responsável, e o memorial descritivo. Em caso de minigeração, também são necessários estudos de curto-circuito, coordenação de proteção e ilhamento. Após este processo, a COPEL tem 15 dias para dar o parecer de acesso (30 em caso de minigeração). Caso o projeto seja aprovado, pode-se executar as obras, ficando a liberação da conexão à rede sujeita à aprovação na vistoria das obras pela concessionária. Como principal restrição técnica, pode-se destacar que não é

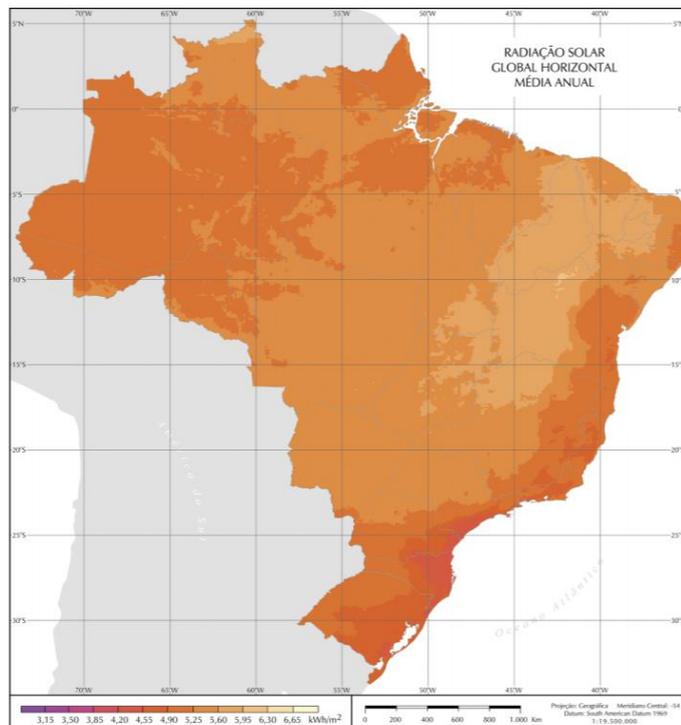
permitido que um gerador distribuído opere ilhado alimentando cargas da concessionária. (COPEL, 2016). Portanto, deve ser previsto esquema de proteção que desconecte o sistema da rede em caso de abertura de alimentadores, faltas monofásicas ou trifásicas, religamentos automáticos, etc.

2.7 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Das 45.071 conexões de geração distribuída existentes no Brasil até outubro de 2018, a esmagadora maioria utiliza o a energia solar fotovoltaica: são 44.831 conexões com este tipo de fonte de energia. (ANEEL, 2018).

Isto se deve a inúmeros fatores: a facilidade de instalação de equipamentos solares (pois podem ser instalados em telhados, incorporados a construções, etc.), a possibilidade de modularização, ou seja, dimensionar sistemas de geração adequados às necessidades de cada consumidor e o grande potencial deste recurso energético no país, conforme mostra a Figura 2.6.

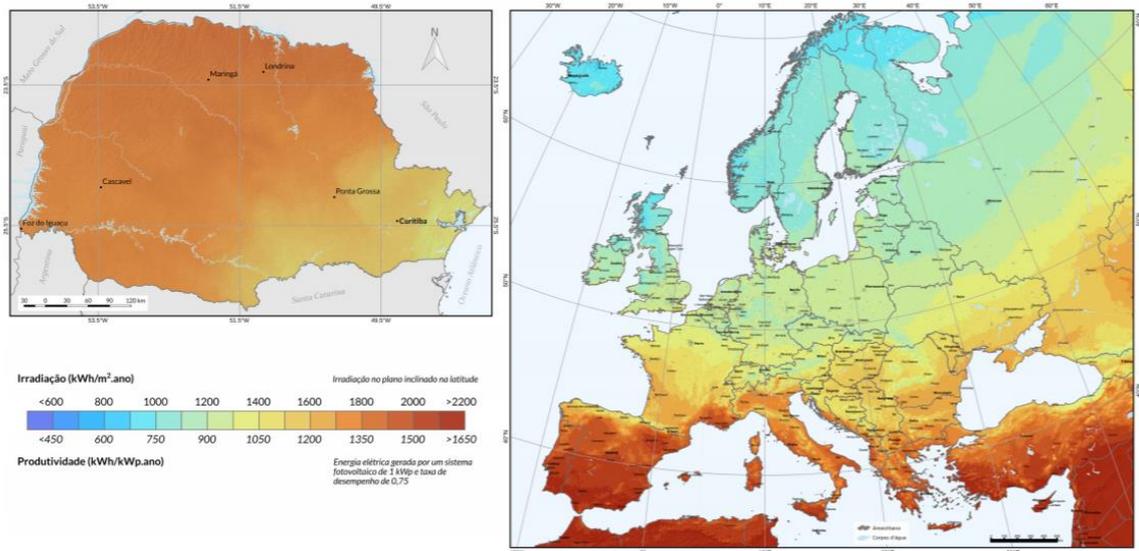
FIGURA 2.6 – POTENCIAL DA ENERGIA SOLAR NO BRASIL



FONTE: PEREIRA et al. (2006)

O estado do Paraná, conforme pode-se observar na Figura 8, possui um potencial intermediário de geração de energia solar, sendo que os locais de maior potencial no Brasil se encontram nas regiões Nordeste e Sudeste (notadamente o estado de Minas Gerais). Porém, segundo Tiepolo et al. (2017), ao se comparar os dados de irradiação do estado do Paraná com os países da Europa, altamente conhecidos pelo grande aproveitamento do recurso solar, percebe-se que o Paraná possui potencial superior a muitos deles, como a Alemanha, França, etc. A Figura 2.7 apresenta a produção anual de energia por um sistema de 1kWp de potência e taxa de performance de 75% instalado nas regiões do Paraná e nos países europeus.

FIGURA 2.7 – COMPARAÇÃO DO RECURSO SOLAR DO PARANÁ COM A EUROPA

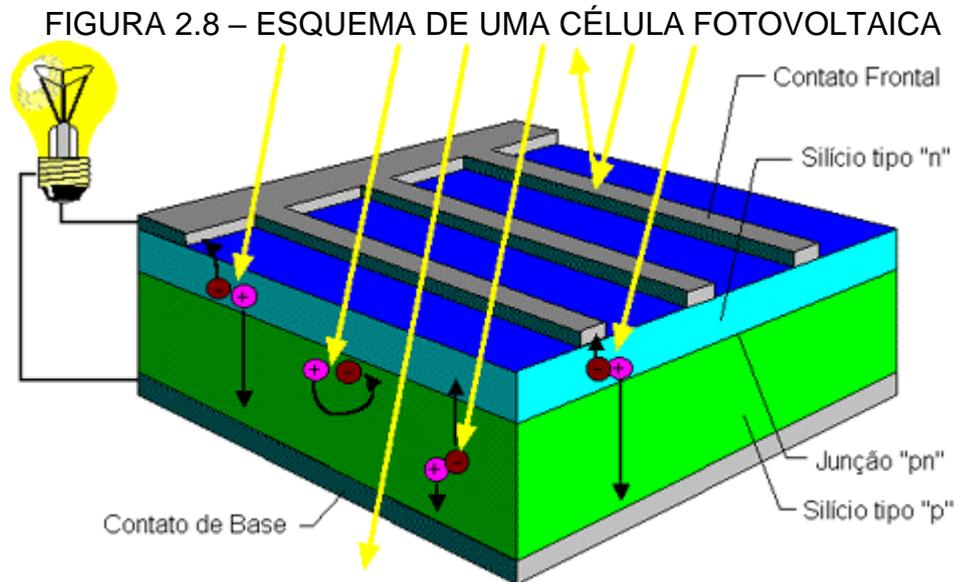


FONTE: TIEPOLO et al. (2017)

Ainda segundo Tiepolo et al (2017), o Paraná apresenta em um contexto geral potencial solar 43% maior que o da Alemanha, 18,25% superior ao da França e 55,11% superior ao do Reino Unido. Apenas os países mais ao sul da Europa, como Portugal, Espanha e Itália possuem mais disponibilidade de recurso solar que o estado do Paraná.

A energia solar fotovoltaica baseia-se no Efeito Fotovoltaico descoberto por Edmond Becquerel em 1839 (PINHO; GALDINO, 2014). Um material semicondutor,

na presença de luz, apresenta uma diferença de potencial elétrico em suas extremidades, conforme mostra a Figura 2.8.



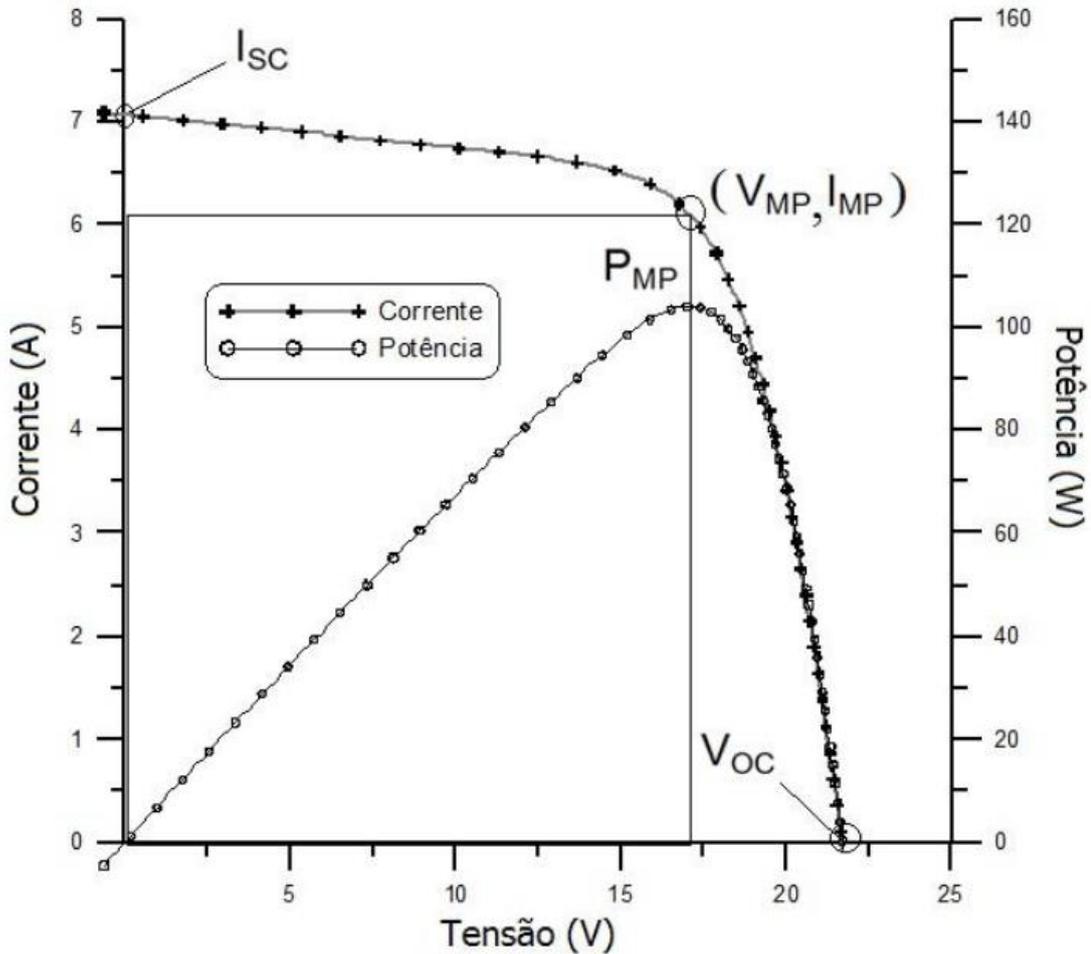
FONTE: PINHO; GALDINO (2014).

Cada célula é capaz de produzir tensões bastante baixas, entre 0,5 e 0,8V. Assim, para a confecção de um módulo, são conectadas várias células em série, encapsulando-as em estruturas rígidas, que a protegem contra choques mecânicos, etc.

Assim, cada módulo é identificado pela sua potência de pico (potência nas condições padrão de teste: irradiância de 1000 W/m² e temperatura de 25°C), mas também por um conjunto de outras características, geralmente dependentes da temperatura e da irradiância local. Algumas das características que descrevem um módulo fotovoltaico são:

- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): é a tensão observada em um módulo desconectado sob irradiância padrão
- Corrente de curto-circuito (I_{sc}): é a corrente observada em um módulo sem carga, com seus terminais conectados um ao outro, sob irradiância padrão.
- Curva I-V: é a principal grandeza de um módulo fotovoltaico, pois permite a identificação do ponto de máxima potência (P_{mp}). A curva I-V característica de um módulo fotovoltaico está apresentada na Figura 2.9 (para um painel de 100 Wp).

FIGURA 2.9 – CURVA I-V DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO



FONTE: PINHO; GALDINO (2014)

A eficiência de um módulo fotovoltaico pode ser obtida pela potência máxima que pode ser gerada (P_{mp}) e a potência disponível no módulo, obtida pelo produto da irradiância solar (G , em W/m^2) pela área do módulo (A_m , em metros quadrados). (PINHO; GALDINO, 2014), como expresso pela equação 10.

$$n = \frac{P_{mp}}{G \cdot A_m} \quad (10)$$

Os principais fatores que influem na potência de saída de um módulo são a irradiância solar (evidentemente, já que uma irradiação solar menor implica em menos energia disponível) e a temperatura do módulo (que diminui a tensão das células

fotovoltaicas). Porém, como o estudo será realizado na cidade de Curitiba, que possui temperaturas ambientes baixas, será desconsiderado este efeito.

Importante ressaltar que os módulos fotovoltaicos produzem tensão elétrica em corrente contínua (CC), enquanto a maioria das cargas presentes nas instalações elétricas são alimentadas em corrente alternada (CA). Por isso, é necessária a presença de um inversor de frequência, dispositivo capaz de converter corrente contínua e alternada. Os inversores modernos são capazes de manter a máxima potência dos painéis conectados a eles em uma faixa de tensão, uma tecnologia chamada de MPPT (*maximum power point tracker*). Assim, é necessário realizar o arranjo de conexões dos módulos (em série e paralelo), de forma a atingir valores de tensão dentro da faixa MPPT do inversor.

Opcionalmente, podem ser instaladas baterias de 12 ou 24V, para armazenar energia em períodos de alta geração e baixo consumo, utilizando de controladores de carga CC para operar o sistema.

Para a realização de um projeto de sistema fotovoltaico, dois dados preliminares são indispensáveis: a demanda a ser atendida e a disponibilidade de recurso solar no local da instalação.

A avaliação de recurso solar utiliza o conceito de horas de sol pleno (HSP). Este conceito ignora as variações temporais de irradiância solar, considerando apenas a energia total em um dia. Assim, uma hora de sol pleno equivale a irradiância de 1000 W/m² no período de uma hora. Ou seja, em um dia em que a totalidade de energia incidente em um metro quadrado é de 6 kWh/m², esta energia é equivalente a seis horas de irradiação de 1 kW/m². A equação 11 descreve o cálculo de maneira matemática:

$$HSP = \frac{E \left(\frac{kWh}{m^2} \right)}{1 \frac{kW}{m^2}} \quad (11)$$

Para a obtenção de dados de irradiação solar, existem bancos de dados como o RADIASOL, desenvolvido pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) e o SunData, banco de dados do CEPEL.

Outro fator importante para o projeto é o posicionamento dos painéis. Superfícies com sombreamento podem afetar seriamente o desempenho do sistema. Além disso, no hemisfério sul, os painéis devem ser orientados para o Norte, e a

inclinação ideal, segundo Gazzoli, Villalba e Guerra (2012), pode ser calculada de acordo com a Tabela 2.2.

TABELA 2.2 – INCLINAÇÃO RECOMENDADA PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Latitude (α , em graus)	Ângulo Recomendado(graus)
0 a 10	10
11 a 20	α
21 a 30	$\alpha + 5$
31 a 40	$\alpha + 10$
41 ou superior	$\alpha + 15$

FONTE: adaptado de GAZZOLI; VILLALBA; GUERRA (2012).

Para um sistema fotovoltaico conectado à rede como geração distribuída, é necessário um dimensionamento bastante criterioso do parque gerador. Isso porque o sistema de compensação de energia apenas permite que a energia gerada seja descontada do consumo mensal da unidade consumidora. Sendo assim, não é vantajoso realizar um investimento em um sistema que consistentemente gere mais energia que o necessário para a instalação, pois esta energia excedente não gerará nenhuma economia ou ganho financeiro ao consumidor. Além disso, para consumidores do grupo B, há de se considerar que, mesmo que todo o consumo seja gerado pela geração distribuída, a concessionária realizará a cobrança da taxa de disponibilidade, valor corrente equivalente a 30 kWh para conexões monofásicas, 50 kWh para conexões bifásicas e 100 kWh para conexões trifásicas. Ou seja, é vantajoso dimensionar o parque gerador para que a unidade gere todo o consumo mensal, descontando a taxa de disponibilidade, que já seria cobrada de qualquer maneira.

Sendo assim, deve-se realizar a análise de consumo do local de instalação em um período de no mínimo 12 meses, estabelecendo o valor de energia a ser gerada por dia (em Wh), já descontado o custo de disponibilidade. Sendo assim, combinando este dado com a irradiação solar do local considerando o desvio azimutal (em relação ao Norte geográfico) e a inclinação dos módulos, a potência fotovoltaica a ser instalada pode ser calculada pela equação 12.

$$P_{fv} = \frac{E}{HSP * TD} \quad (12)$$

Onde TD é a taxa de desempenho do sistema, valor adimensional que pode ser considerado entre 0,7 e 0,8 no Brasil. (PINHO; GALDINO, 2014).

Obviamente, em casos de edifícios de altíssimo consumo e pouca área disponível, em que não seja possível instalar módulos em quantidade suficiente para gerar toda a energia consumida, deve-se instalar a maior quantidade de painéis possível.

Os inversores devem ter potência compatível com o sistema a eles conectado. Para isso, define-se o fator de dimensionamento de inversores (FDI), que relaciona a potência do inversor com a potência fotovoltaica conectada a ele, conforme a equação 13.

$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_{fv}} \quad (13)$$

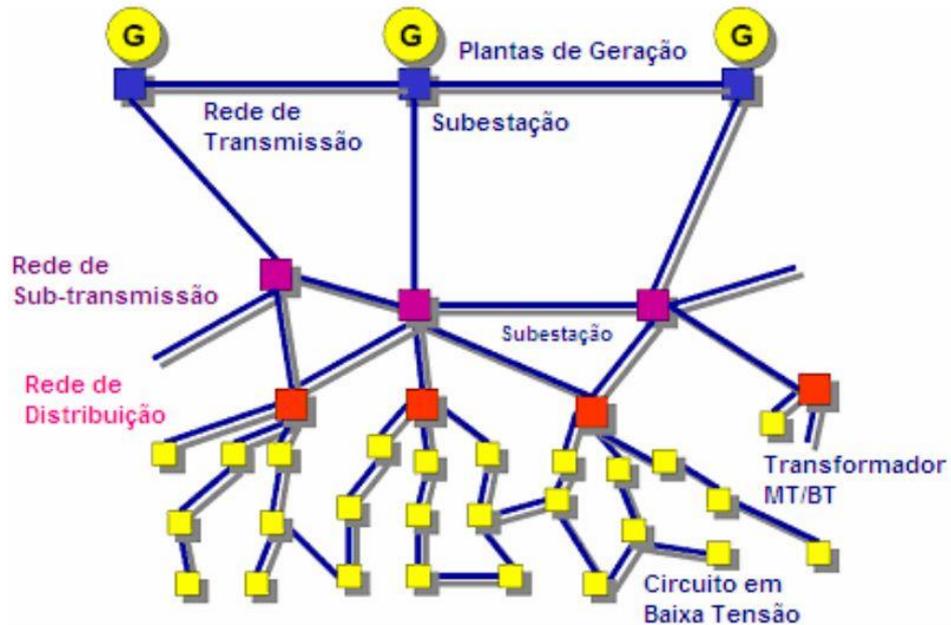
Pinho e Galdino (2014) afirmam que o valor de FDI deve se situar na faixa de 0,75 a 1,05.

2.8 SISTEMAS DE ENERGIA NO CONTEXTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Um sistema de energia clássico pode ser pensado de forma análoga a qualquer indústria: é composto inicialmente pela fase de produção, representada pelos centros de geração, em seguida pela fase de transporte (que representa a rede de transmissão), de distribuição aos consumidores e por fim pelo consumo. (GÓMEZ-EXPOSITO; CONEJO; CANIZARES, 2011).

A Figura 2.10 mostra o arranjo típico de um sistema de energia clássico:

FIGURA 2.10 – ESQUEMA TÍPICO DE UM SISTEMA DE ENERGIA



FONTE: ANEEL

Para a realização da transmissão a longas distâncias, economicamente é vantajoso utilizar de altas tensões, da ordem de centenas de quilovolts. Isso porque assim é possível que a potência transmitida seja alta mesmo com uma corrente elétrica relativamente baixa, possibilitando assim uma redução na bitola de cabos e uma diminuição nas perdas por aquecimento. Porém, por limitações físicas e de isolamento elétrico, não é possível que os geradores entreguem este nível de tensão. Por isso, usualmente a energia é gerada em níveis de 6 a 20 kV e em seguida imediatamente a tensão é elevada em subestações elevadoras.

Assim, é realizada a transmissão da energia dos centros geradores até interconexões regionais, onde a tensão é novamente abaixada e distribuída para as subestações locais, que alimentam os consumidores de baixa tensão em níveis como 220 e 127 volts.

Outra característica relevante a ser extraída da Figura 12 é a característica malhada do sistema de transmissão, fato extremamente importante para garantir que a eventual perda de uma linha de transmissão não necessariamente signifique que geradores sejam retirados da rede ou que grandes blocos regionais de carga fiquem

desatendidos. Assim, o sistema de transmissão é projetado para, em certas condições, operar com fluxo de potência bidirecional, ou seja, em ambos os sentidos.

No entanto, o sistema de distribuição em geral não possui tal característica. Este se caracteriza como um sistema radial, com o fornecimento de energia ocorrendo apenas em um extremo das linhas, sendo consumida ao longo do caminho percorrido.

Neste contexto, o crescimento da geração distribuída apresenta uma quebra de paradigma, pois se inserem geradores de energia em instalações que usualmente só possuem a função de consumidores, como em residências, comércios e indústrias. Esta mudança de paradigmas exerce influência nos mais diversos setores, como no planejamento da expansão do setor elétrico, que deve considerar a contribuição destas fontes para a matriz energética nacional, no planejamento da operação, considerando que a geração distribuída utiliza de fontes diferentes de energia em relação à maioria das operações centralizadas de geração, com especificidades a serem consideradas, na proteção dos sistemas, que historicamente é planejada para um sistema radial e atualmente passa por transformações que permitam a operação adequada em condição de fluxo de potência bidirecional, etc. Ou seja, pode-se dizer que os sistemas de energia, notadamente o sistema de distribuição, passa por uma grande transformação para atender esta nova modalidade de geração de energia.

Assim, a instalação de geração distribuída, notadamente em instalações de grande potência, caracterizadas como minigeração, pode acarretar em problemas, pois com a alteração do fluxo de carga nas linhas de distribuição, podem ocorrer sobretensões, sobrecorrente, subtensões, e outros distúrbios relevantes. O módulo 8 do PRODIST da ANEEL estipula que a tensão adequada se encontra entre 93 e 105% da tensão de referência. Portanto, é um fator a ser analisado quando da inserção de geração distribuída. (ANEEL, 2017).

Para realizar estas análises, pode-se realizar uma análise simulada do circuito elétrico do local de instalação. Um dos softwares que possibilitam esta análise é o OpenDSS.

O OpenDSS é um software desenvolvido pela EPRI (*Electric Power Research Institute*) para a análise de sistemas de distribuição. Utilizando da linguagem de programação Delphi, é possível modelar uma série de componentes elétricos, como transformadores, linhas, geradores, etc. Sendo assim, é possível realizar a

modelagem da rede de distribuição antes e depois da instalação de geração distribuída, obtendo-se as tensões nas barras do sistema, sendo possível analisar o cumprimento das faixas de tensão adequada estabelecidas pela agência reguladora.

2.9 ENGENHARIA ECONÔMICA

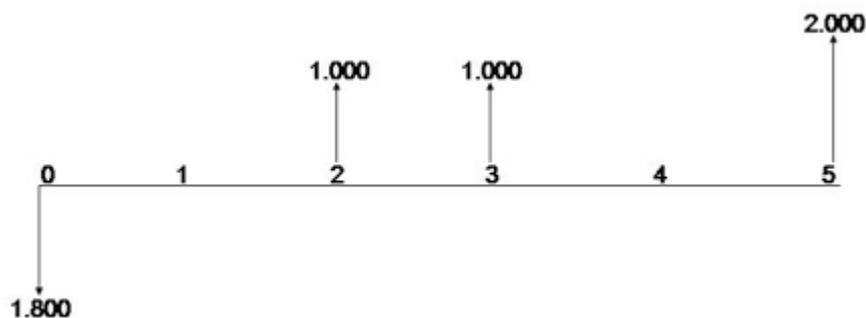
Durante este trabalho, são propostas três soluções para redução de custos da UFPR com energia elétrica. Porém, notadamente a migração ao mercado livre de energia e a instalação de geração distribuída envolvem custos, ou seja, um investimento inicial. Sendo assim, é necessário realizar a avaliação: os benefícios financeiros obtidos (economia) são suficientes para justificar o investimento?

Para isso, utilizam-se ferramentas de engenharia econômica. Grant e Ireson (1976) definem a engenharia econômica como os princípios e técnicas necessárias para se tomar decisões relativas à aquisição e à disposição de bens de capital, na indústria e nos órgãos governamentais.

Hess et al. (1983) afirmam que um estudo de engenharia econômica sempre envolve um problema a ser resolvido com diversas soluções possíveis. Portanto, é necessário realizar a avaliação de indicadores financeiros comuns para cada alternativa, concluindo tanto sobre a viabilidade econômica do investimento quanto sobre a tomada de decisão sobre o investimento mais atrativo.

Para realizar estas análises, primeiramente cada investimento deve ser representado em forma de um fluxo de caixa, ou seja, um diagrama onde todas as movimentações financeiras (sejam elas gastos ou ganhos) relacionadas àquele investimento são registradas. A Figura 2.11 apresenta em exemplo de fluxo de caixa.

FIGURA 2.11 – EXEMPLO DE FLUXO DE CAIXA



FONTE: MARTINS; WERNER; FACCIO (2011)

O investimento inicial é representado por uma seta para baixo no período zero, representando a data da implantação. Os ganhos mensais ou anuais oriundos do projeto são representados pelas setas para cima, cada um em seu período. Custos diferentes do investimento inicial serão retratados também como setas para baixo em seus respectivos períodos. Esta representação é interessante pois uma premissa básica da economia é a variação do valor do dinheiro no tempo.

Um dos conceitos mais importantes para a análise de investimentos é a taxa mínima de atratividade, também conhecida como taxa de expectativa. Essa taxa deve ser definida pelo investidor antes de iniciar a análise de investimentos, levando como principais fatores a liquidez do negócio, o custo de oportunidade e o risco do negócio.

O custo de oportunidade assume que existe um trade-off na escolha de qualquer investimento: se é investido um valor X em um determinado investimento, o investidor está deixando de aplicar este valor X em um outro investimento. Assim, a taxa mínima de atratividade pode ser definida pela taxa de retorno do investimento padrão do investidor. Por exemplo, se o investidor está acostumado a investir em títulos de renda fixa com rendimento de 1% ao mês, pode adotar este valor como taxa mínima de atratividade, pois só é inteligente deixar de investir nestes títulos para realizar outro investimento caso o rendimento seja maior.

Da mesma forma, investimentos de alto risco devem remunerar melhor para serem considerados. Em resumo, a TMA é uma taxa definida subjetivamente pelo investidor, mas crucial para a análise do investimento.

Porém, deve-se considerar a influência da inflação. Um ganho de mercado de 12% ao ano não pode ser considerado como um ganho real, já que ocorre desvalorização da moeda em relação ao poder aquisitivo. Segundo Blank e Tarquin (2008), a correção da taxa de juros considerando o valor inflacionário deve ser realizado utilizando a equação 14.

$$i = \frac{i_f - f}{1 + f} \quad (14)$$

Onde i_f é a taxa de juros sem o desconto da inflação e f a taxa inflacionária considerada.

Uma vez obtidos o fluxo de caixa estimado do investimento e a taxa mínima de atratividade, existem três métodos principais para a tomada de decisão:

2.9.1 Valor Presente Líquido

Neste método, todos os valores envolvidos são trazidos ao presente com o uso da taxa mínima de atratividade e em seguida somados. Se o valor resultante for positivo, o investimento é atrativo (HESS et al, 1983), pois indica que o rendimento do projeto é superior à taxa mínima de atratividade, pois, trazidas ao presente e somadas, representam um valor superior ao investimento. Seu cálculo é realizado pela equação 15.

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{Fc_n}{(1+i)^n} \quad (15)$$

Onde Fc é o fluxo de caixa de cada período, i a taxa mínima de atratividade e n o número de períodos considerado.

2.9.2 Taxa Interna de Retorno

A taxa interna de retorno é um método proposto pelo economista britânico John Maynard Keynes, e é definida como a taxa que faz com que o somatório de todos os fluxos de caixa no tempo presente se anule. Ou seja, é a taxa que transforma o valor presente líquido em 0, conforme a equação 16.

$$\sum_{n=1}^{n=N} \frac{Fc_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (16)$$

Os investimentos cuja TIR seja maior que a taxa de atratividade são considerados atrativos. Em uma comparação entre dois investimentos, prevalece aquele cuja TIR é maior.

2.9.3 Payback Descontado

O payback é um cálculo diretamente relacionado à liquidez do investimento, pois é a medida do tempo decorrido para que o investimento tenha ganhos equivalentes ao investimento inicial.

Em um investimento de VPL positivo, o fluxo de caixa começa negativo (com o investimento) e aumenta conforme passa o tempo. O período em que o valor presente do investimento se anula é o *payback*, conforme a equação 17.

$$\sum_{n=1}^{n=PAYBACK} \frac{Fc_n}{(1+i)^n} = 0 \quad (17)$$

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este trabalho foi dividido em quatro partes. Primeiramente, realizou-se estudo da gestão de energia da Universidade Federal do Paraná, analisando-se todas suas unidades consumidoras no período do segundo semestre de 2016 ao primeiro semestre de 2018. Este estudo teve como foco o desenvolvimento de uma metodologia de planejamento para calcular a demanda contratada ótima (aquela que resulte em menor custo). Para isso, foram utilizados os dados das faturas de energia da Universidade e a ferramenta Microsoft Excel, junto de alguns suplementos como o *Solver* e a programação em linguagem *Visual Basic for Applications* (VBA).

Em seguida, foi realizado um estudo de viabilidade econômica de migração da UFPR ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) de energia. Para isso, foram estimados valores de tarifas para o mercado livre com auxílio da comercializadora COPEL Energia, considerando três cenários de migração: como consumidor especial, como consumidor livre realizando compra de energia incentivada e como consumidor livre comprando energia de fontes convencionais. Foram utilizadas as ferramentas de engenharia econômica descritas na fundamentação teórica deste trabalho.

Também foi analisada a possibilidade de instalação de um parque gerador fotovoltaico no campus Centro Politécnico, baseado nos estudos realizados por Lang (2017), que realizou o dimensionamento de uma planta geradora semelhante àquela em desenvolvimento atualmente na UFPR como parte de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento da COPEL, com aproximadamente 1 MWp instalado. Os cálculos financeiros realizados para este projeto foram atualizados com a realidade atual de preços de equipamentos e tarifas de energia, utilizando também das ferramentas de engenharia econômica da seção 2.9.

Por fim, como estudo complementar, a seção 2.8 evidencia a grande mudança de paradigma representada pela instalação de geração distribuída de grande porte no conceito padrão de rede de distribuição, tornando importante verificar possíveis impactos no sistema advindos deste novo tipo de geração. Assim, a rede de distribuição interna da UFPR foi modelada e foi realizada simulação de fluxo de carga no software OpenDSS, comparando a situação padrão (sem geração fotovoltaica) e com a inserção de GD, considerando o patamar de carga plena e de meia carga do sistema.

3.1 GESTÃO DE ENERGIA

Conforme evidenciado na seção 2.4 deste trabalho, para se realizar um estudo de contratação ótima de demanda, deve-se analisar os dados de consumo e demanda das unidades consumidoras por um período mínimo de 12 meses. Sendo assim, foi solicitado à Divisão de Orçamento e Controle de Pró-Reitoria de Administração (PRA) da UFPR.

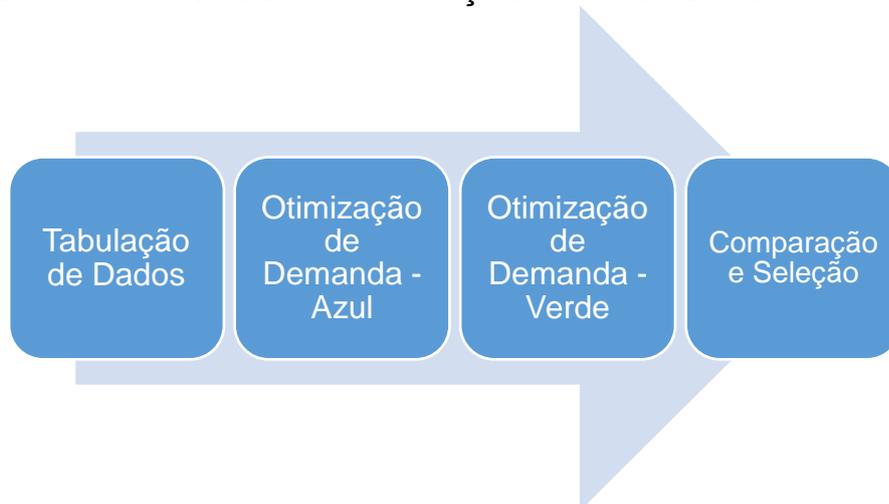
A universidade possui um total de 64 unidades consumidoras próprias, distribuídas entre as cidades de Curitiba, Matinhos, Pontal do Paraná, Jandaia do Sul e Palotina. Destas, 23 pertencem ao grupo A4 (2,3 a 25 kV), possuindo tensão de alimentação de 13,8 kV e as outras 41 pertencem ao grupo B3 (demais consumidores), com alimentação em 220/127 V.

Decidiu-se então restringir o estudo apenas às 23 unidades consumidoras pertencentes ao grupo A4. Esta escolha se deveu ao fato de: a) estas unidades consumidoras serem responsáveis por 97% do consumo de energia da universidade e b) apenas estas unidades possuem faturamento de demanda e, portanto, são as únicas elegíveis a um estudo de contratação ótima de demanda.

Além disso, decidiu-se incorporar ao estudo a análise de modalidade tarifária, já que todas as unidades analisadas possuem a flexibilidade de opção entre as modalidades verde e azul.

Para isso, seguiu-se a ordem explicitada na Figura 3.1.

FIGURA 3.1 – FLUXOGRAMA DE AÇÃO PARA GESTÃO DE ENERGIA



FONTE: O autor (2018).

Para realizar a tabulação de dados, foi desenvolvida uma planilha em Excel para receber os dados das faturas, conforme mostra a Tabela 3.1. Nesta tabela, mostram-se os dados de consumo e demanda referentes à unidade Centro Politécnico, no período de agosto de 2017 a julho de 2018.

TABELA 3.1 - EXEMPLO DE PLANILHA UTILIZADA

MÊS		CONSUMO (kwh)		DEMANDA (kw)		
		horo-saz	total	Contr.	medida	
1	agosto-17	P	62.347	663.536	2.100	1.319
		F	601.189		2.100	1.705
2	setembro-17	P	71.800	734.092	2.100	1.380
		F	662.292		2.100	2.123
3	outubro-17	P	62.469	698.311	2.100	1.342
		F	635.842		2.100	2.094
4	novembro-17	P	58.127	720.486	2.100	1.322
		F	662.359		2.100	2.195
5	dezembro-17	P	59.327	723.784	2.100	1.100
		F	664.457		2.100	2.036
6	janeiro-18	P	40.531	553.696	2.100	870
		F	513.165		2.100	1.636
7	fevereiro-18	P	52.953	658.929	2.100	1.140
		F	605.976		2.100	1.852
8	março-18	P	68.075	721.906	2.100	1.452
		F	653.831		2.100	2.439
9	abril-18	P	68.598	738.643	2.100	1.460
		F	670.045		2.100	2.117
10	maio-18	P	63.824	691.819	2.100	1.339
		F	627.995		2.100	2.100
11	junho-18	P	63.840	672.504	2.100	1.244
		F	608.664		2.100	1.932
12	julho-18	P	54.649	600.047	2.100	1.342
		F	545.398		2.100	1.682
TOTALS		P	726.540	8.177.753	25.200	15.310
		F	7.451.213		25.200	23.910
MÉDIA		P	60.545	681.479	2.100	1.276
		F	620.934		2.100	1.992
MÁXIMO		P	71.800	738.643	2.100	1.460
		F	670.045		2.100	2.439
MÍNIMO		P	40.531	553.696	2.100	870
		F	513.165		2.100	1.636

FONTE: O autor (2018)

Uma vez possuindo estes dados para cada unidade consumidora, como o exemplo apresentado na Tabela 3.1 e considerando as tarifas da concessionária(COPEL-DIS neste caso, a serem apresentadas no capítulo 4), pode-

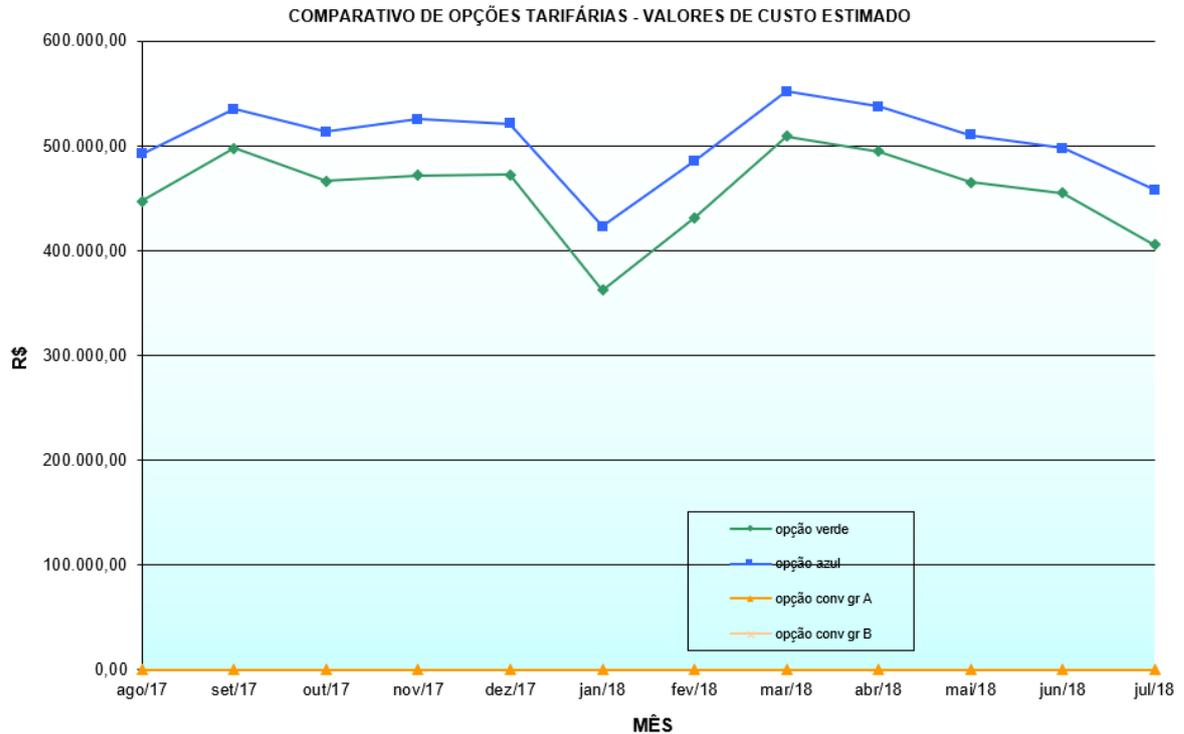
se utilizar a equação 6 para calcular o custo anual na modalidade horossazonal verde e as equações 7 e 8 para calcular o custo anual na modalidade horossazonal azul, gerando tabelas e gráficos comparativos como os apresentados na Tabela 3.2 e Figura 3.2. Neste caso apresentado, observa-se que a tarifa Verde se mostrou mais econômica no período de um ano, com um gasto de R\$ 5.479.983,83 contra R\$ 6.050.134,59 da tarifa Azul.

TABELA 3.2 - EXEMPLO DE TABELA COMPARATIVA

MÊS/ANO		OPÇÃO VERDE				OPÇÃO AZUL				
		kWh	kW	ULTRAP	Total	kWh	kW	ULTRAP	Total	
1	ago-17	P	R\$ 125.457,82	R\$ 44.096,95	R\$ -	R\$ 447.224,91	R\$ 47.426,69	R\$ 92.083,89	R\$ -	R\$ 492.128,88
		F	R\$ 277.670,14				R\$ 308.521,36	R\$ 44.096,95	R\$ -	
2	set-17	P	R\$ 144.479,63	R\$ 47.456,93	R\$ -	R\$ 497.828,24	R\$ 54.617,48	R\$ 93.007,87	R\$ -	R\$ 534.960,80
		F	R\$ 305.891,68				R\$ 339.878,52	R\$ 47.456,93	R\$ -	
3	out-17	P	R\$ 125.703,32	R\$ 46.813,01	R\$ -	R\$ 466.191,59	R\$ 47.519,49	R\$ 92.435,88	R\$ -	R\$ 513.073,15
		F	R\$ 293.675,26				R\$ 326.304,77	R\$ 46.813,01	R\$ -	
4	nov-17	P	R\$ 116.966,12	R\$ 49.066,73	R\$ -	R\$ 471.955,48	R\$ 44.216,58	R\$ 92.127,88	R\$ -	R\$ 525.324,09
		F	R\$ 305.922,63				R\$ 339.912,90	R\$ 49.066,73	R\$ -	
5	dez-17	P	R\$ 119.380,82	R\$ 46.374,23	R\$ -	R\$ 472.646,68	R\$ 45.129,40	R\$ 88.739,93	R\$ -	R\$ 521.233,13
		F	R\$ 306.891,63				R\$ 340.989,56	R\$ 46.374,23	R\$ -	
6	jan-18	P	R\$ 81.558,55	R\$ 43.621,69	R\$ -	R\$ 362.194,89	R\$ 30.831,49	R\$ 85.219,98	R\$ -	R\$ 423.021,90
		F	R\$ 237.014,65				R\$ 263.348,73	R\$ 43.621,69	R\$ -	
7	fev-18	P	R\$ 106.554,74	R\$ 45.106,87	R\$ -	R\$ 431.542,72	R\$ 40.280,77	R\$ 89.355,92	R\$ -	R\$ 485.721,55
		F	R\$ 279.881,11				R\$ 310.977,97	R\$ 45.106,87	R\$ -	
8	mar-18	P	R\$ 136.984,00	R\$ 54.540,06	R\$ 15.577,51	R\$ 509.085,37	R\$ 51.783,91	R\$ 94.107,86	R\$ -	R\$ 551.545,79
		F	R\$ 301.983,81				R\$ 335.536,46	R\$ 54.540,06	R\$ 15.577,51	
9	abr-18	P	R\$ 138.036,40	R\$ 47.328,15	R\$ -	R\$ 494.837,10	R\$ 52.181,75	R\$ 94.239,85	R\$ -	R\$ 537.607,00
		F	R\$ 309.472,55				R\$ 343.857,24	R\$ 47.328,15	R\$ -	
10	mai-18	P	R\$ 128.429,92	R\$ 46.941,79	R\$ -	R\$ 465.422,70	R\$ 48.550,22	R\$ 92.391,88	R\$ -	R\$ 510.161,70
		F	R\$ 290.050,98				R\$ 322.277,80	R\$ 46.941,79	R\$ -	
11	jun-18	P	R\$ 128.462,11	R\$ 45.661,34	R\$ -	R\$ 455.246,06	R\$ 48.562,39	R\$ 90.939,90	R\$ -	R\$ 497.521,06
		F	R\$ 281.122,61				R\$ 312.357,42	R\$ 45.661,34	R\$ -	
12	jul-18	P	R\$ 109.967,51	R\$ 43.938,53	R\$ -	R\$ 405.808,09	R\$ 41.570,90	R\$ 92.435,88	R\$ -	R\$ 457.835,55
		F	R\$ 251.902,05				R\$ 279.890,24	R\$ 43.938,53	R\$ -	
TOTALS		P	R\$ 1.461.980,95	R\$560.946,29	R\$15.577,51	R\$ 5.479.983,83	R\$ 552.671,08	R\$ 1.097.086,74	R\$ -	R\$ 6.050.134,59
		F	R\$ 3.441.479,08				R\$ 3.823.852,97	R\$ 560.946,29	R\$ 15.577,51	

FONTE: O autor (2018).

FIGURA 3.2 – EXEMPLO DE GRÁFICO GERADO



FONTE: O autor (2018).

Tendo posse destes gráficos e tabelas, é possível alterar os valores de demanda contratada e verificar pelas tabelas e gráfico o impacto da mudança no custo total.

Apesar de Barros, Borelli e Gedra (2015) afirmarem que em geral, a demanda ótima a ser contratada é aquela que, quando acrescida dos 5% de tolerância (em que não se paga demanda de ultrapassagem), se iguala à demanda máxima registrada, é necessário ter cautela com esta afirmação, pois ela considera uma instalação elétrica em que o consumo e demanda são aproximadamente uniformes durante o ano. Em edifícios com grandes sazonalidades de carga, esta afirmação pode se verificar falsa: se existe um mês no ano em que fatores extraordinários causem um grande aumento na demanda registrada, pode não ser vantajoso elevar a demanda contratada para esse patamar, pois apesar de eliminar o pagamento da demanda de ultrapassagem naquele mês, acarreta em cobrança de demanda não utilizada em todos os outros meses. Ou seja, é necessário realizar uma análise mais profunda.

Porém, realizar esta análise de forma manual, pelo método de tentativa e erro seria uma tarefa hercúlea e extremamente demorada, pois são inúmeros valores

possíveis. Assim, é interessante realizar a definição de um problema de otimização para ser resolvido computacionalmente, de maneira muito mais eficiente e rápida.

Como as tarifas horossazonal verde e azul possuem formas diferentes de faturamento pela demanda, com a tarifa azul considerando a diferenciação entre os postos tarifários de ponta e fora de ponta, ao contrário da tarifa verde, é necessário definir uma função de otimização para cada uma delas.

3.1.1 Tarifa Verde

Ao se desconsiderar a parcela referente ao consumo, pois o estudo se concentra na demanda, a equação 6 pode ser reduzida na equação 18.

$$Custo_{demanda} = D * T_d + D_{ult} * T_{d_{ult}} + D_{exc} * T_{d_{exc}} \quad (18)$$

Porém, a real variável deste problema é a demanda contratada, pois a demanda registrada é uma constante vinda das faturas de energia e os valores da demanda de ultrapassagem (D_{ult}) e da demanda excedente (D_{exc} , aquela que não foi utilizada) podem ser calculados pelas equações 19 e 20.

$$D_{ult} = D - D_{cont}, se D > 1,05 * D_{cont} \quad (19)$$

$$D_{exc} = D_{cont} - D, se D < D_{cont} \quad (20)$$

Ou seja, é possível definir uma variável única que represente a diferença entre demanda registrada e contratada. Esta variável foi chamada $\Delta D = D - D_{cont}$. Assim, as equações 19 e 20 podem ser reescritas nas equações 21 e 22.

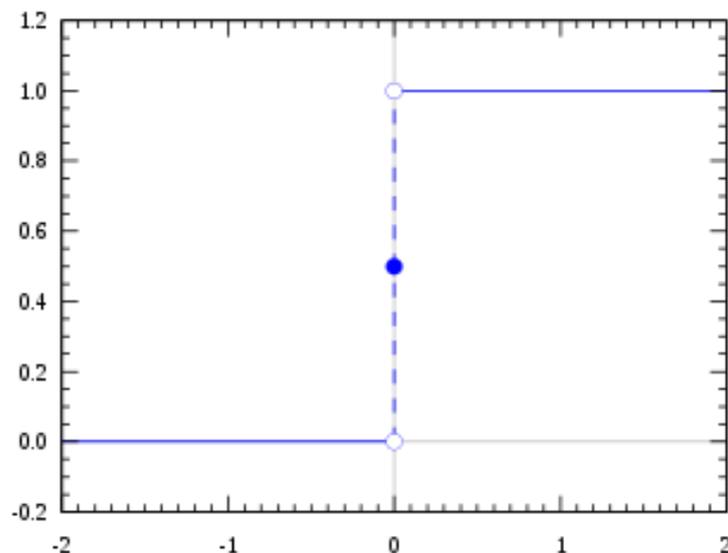
$$D_{ult} = \Delta D, se \frac{\Delta D}{D_{cont}} > 0,05 \quad (21)$$

$$D_{exc} = -\Delta D, se \Delta D < 0 \quad (22)$$

Para que seja possível escrever o custo de demanda como uma única equação cuja única variável é a demanda contratada, ainda é preciso encontrar uma função matemática que represente as condições para que as equações 21 e 22 sejam válidas.

Para isso, pode-se utilizar a função degrau unitário $u(x)$, também chamada função de *Heaviside*, que possui apenas dois valores possíveis: 1 e 0. Assim, é possível realizar manipulações matemáticas para que quando as condições impostas pelas equações 21 e 22 não sejam atendidas, a função se torne nula e quando forem atendidas, tenham valor unitário. A Figura 3.3 mostra o gráfico da função de Heaviside.

FIGURA 3.3 – FUNÇÃO DE *HEAVISIDE*



FONTE: Wikipedia (2018)

Para a condição da equação 22, o procedimento é bastante simples: ao fazermos $u(\Delta D)$, teremos uma função que terá valor nulo quando $\Delta D < 0$, ou seja, quando $D < D_{cont}$, e de valor 1 quando $D > D_{cont}$, o que é exatamente o oposto da condição estipulada. Portanto, pode se utilizar $u(-\Delta D)$. Assim, a equação 21 pode ser reescrita pela equação 23.

$$D_{exc} = -\Delta D * u(-\Delta D) \quad (23)$$

Já para a equação 21, aplica-se o mesmo conceito, porém a variável a ser colocada como argumento da função $u(x)$ é $\Delta D/D_{cont}$. Ainda, é necessário realizar um deslocamento e na função, pois seu ponto de inflexão deve se dar quando este valor ultrapassa 0,05, e não 0. Isto é feito subtraindo o valor 0,05 do argumento da função, resultando na equação 24.

$$D_{ult} = \Delta D * u\left(\frac{\Delta D}{D_{cont}} - 0,05\right) \quad (24)$$

E a equação global dos custos com a demanda resulta na equação 25.

$$Custo_{demanda} = D * T_d + \Delta D * u\left(\frac{\Delta D}{D_{cont}} - 0,05\right) * T_{d_{ult}} - \Delta D * u(-\Delta D) * T_{d_{exc}} \quad (25)$$

Considerando que as tarifas $T_d, T_{d_{ult}}$ e $T_{d_{exc}}$ são constantes definidas pela ANEEL, e a demanda registrada vem de um histórico, ou seja, não pode ser alterada, temos que a única variável desta equação é a demanda contratada. Assim, pode-se realizar uma varredura dos valores de custo para diferentes demandas contratadas, com a única restrição de a demanda contratada ser um valor inteiro e positivo.

3.1.2 Tarifa Azul

Para a tarifa Azul, apenas é necessário aplicar a mesma metodologia duas vezes, uma considerando o posto tarifário de ponta e outra considerando o posto tarifário fora de ponta. Assim, são válidas as equações 26 e 27.

$$C_{demanda_p} = D_p * T_{d_p} + \Delta D_p * u\left(\frac{\Delta D_p}{D_{cont_p}} - 0,05\right) * T_{d_{ult_p}} - \Delta D_p * u(-\Delta D_p) * T_{d_{exc_p}} \quad (26)$$

$$C_{demanda_{fp}} = D_{fp} * T_{d_{fp}} + \Delta D_{fp} * u\left(\frac{\Delta D_{fp}}{D_{cont_{fp}}} - 0,05\right) * T_{d_{ult_{fp}}} - \Delta D_{fp} * u(-\Delta D_{fp}) * T_{d_{exc_{fp}}} \quad (27)$$

Neste caso, tem-se um problema com duas variáveis: a demanda contratada na ponta e fora de ponta.

Uma vez definido o problema de otimização, foi programada uma função utilizando a linguagem *Visual Basic for Applications*, para que utilizando do suplemento *Solver*, encontrasse o valor mínimo do custo da fatura, aplicando variações no valor de demanda contratada, considerando as restrições apresentadas no problema de otimização. Assim, foi programada uma interface gráfica básica no próprio Excel para que o usuário da planilha escolha se gostaria de fazer a otimização para a tarifa verde ou para a tarifa azul, conforme mostra a Figura 3.4.

FIGURA 3.4 – INTERFACE GRÁFICA PARA OTIMIZAÇÃO DE DEMANDA CONTRATADA



Selecione a Tarifa
Desejada:

	▼
Horossazonal Azul	
Horossazonal Verde	

OTIMIZAR

FONTE: O autor (2018).

Um exemplo de solução do problema de otimização pelo Solver, aplicado ao campus Agrárias da UFPR, considerando a modalidade Azul, pode ser visto na Tabela 3.3, onde pode-se perceber que a redução da potência contratada de 349 kW para 340 kW fora de ponta e de 349 kW para 222 kW na ponta provocou uma redução anual de custos de R\$ 1.033.268,41 para R\$ 981.257,70.

TABELA 3.3 - EXEMPLO DE RELATÓRIO FORNECIDO PELO SOLVER

Célula do Objetivo (Mín.)

Célula	Nome	Valor Original	Valor Final
\$T\$35	P Total	1.033.268,41	981.257,70

Células Variáveis

Célula	Nome	Valor Original	Valor Final	Número Inteiro
\$X\$6	Ponta:	349	222	Número Inteiro
\$X\$7	Fora de Ponta:	349	340	Número Inteiro

Restrições

NENHUM	
\$X\$6=Número Inteiro	
\$X\$7=Número Inteiro	

FONTE: O autor (2018).

A metodologia proposta neste trabalho foi aplicada para todas as 23 unidades consumidoras do grupo A4 da UFPR, para os períodos de julho de 2016 a junho de 2017 e posteriormente agosto de 2017 a julho de 2018. As sugestões de recontração de demanda foram compiladas e a economia total foi calculada. Os resultados destas simulações são apresentados no capítulo 4.

Além disso, foi adicionado ao valor potencial de economia anual o valor cobrado em excedente reativo e multa, mora e juros por atraso nos pagamentos, já que são outras variáveis de relativo fácil controle. Por fim, obtiveram-se os resultados totais de economia possível pela utilização de ações administrativas de gerenciamento de energia.

3.2 MERCADO LIVRE DE ENERGIA

Para a análise de migração ao mercado livre de energia, assim como na seção anterior, foram consideradas para análise apenas as 23 unidades consumidoras da UFPR enquadradas no grupo A4. Isso porque, como visto na seção 2.5, Souza (2015) calcula que para realizar a migração de uma unidade consumidora para o mercado livre de energia é necessário um investimento aproximado de 20 mil reais na adequação do sistema de medição e faturamento. Sendo assim, julgou-se não fazer sentido, apesar da possibilidade técnica, realizar a migração das unidades do grupo

B, pois acarretaria em um investimento muito grande para apenas 3% do consumo da universidade.

Além disso, como já visto na fundamentação teórica do trabalho, os consumidores habilitados a operar no mercado livre são divididos em duas categorias: os consumidores especiais, que possuem demanda contratada entre 500 kW e 3 MW, podendo comprar energia apenas de fontes incentivadas, e os consumidores livres, com demanda contratada acima de 3 MW, que podem comprar energia de qualquer fonte. Em 2017 e 2018, a demanda contratada total da UFPR foi de 5.104 kW, permitindo então uma série de possibilidades:

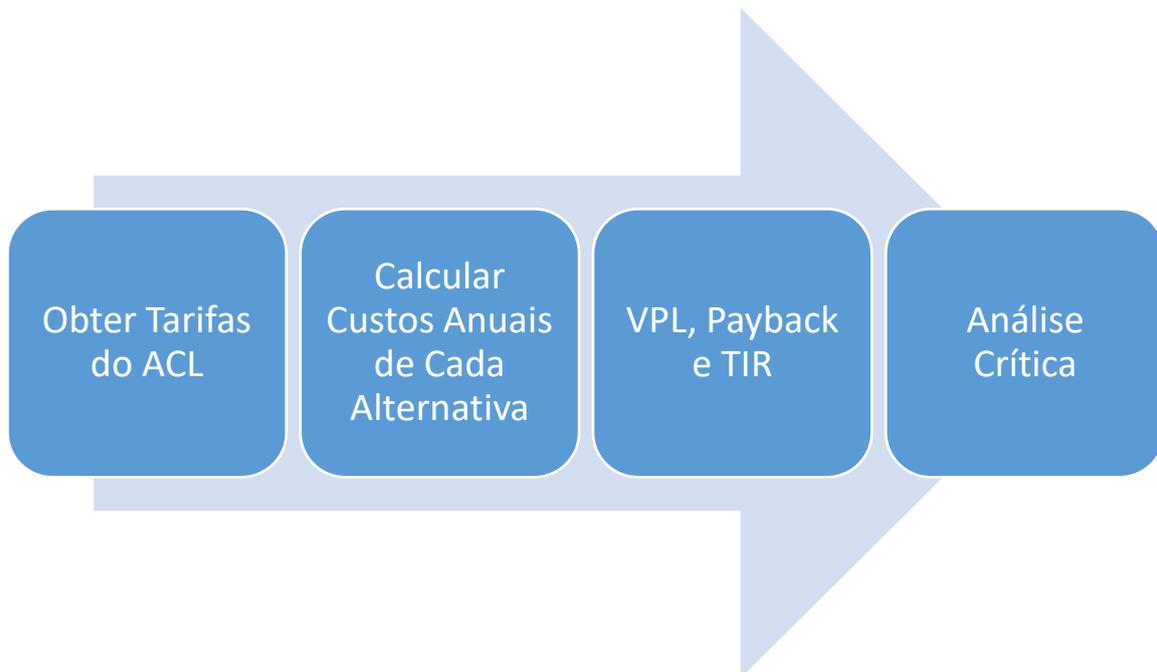
- Migração de apenas parte das unidades consumidoras como consumidor especial (limitado a 3 MW), que representaria um investimento inicial menor que a opção de migrar as 23 unidades do grupo A4.

- Migração de todas as 23 unidades como consumidor livre, mas comprando energia incentivada, pois esta modalidade de energia, apesar de mais cara, possui subsídios em forma de desconto na tarifa de uso do sistema de distribuição ou transmissão da ordem de 50 a 100%, podendo torná-la atrativa.

- Migração de todas as 23 unidades como consumidor livre e comprando energia convencional, que é a energia mais barata disponível no mercado.

Assim, para realizar a comparação destas três alternativas, foi utilizado o fluxograma de ação da Figura 3.5.

FIGURA 3.5 – FLUXOGRAMA DE AÇÃO PARA O MERCADO LIVRE



FONTE: O autor (2018).

Para obter as tarifas de energia no mercado livre, foi utilizado o aplicativo da comercializadora COPEL Energia. Este aplicativo utiliza do banco de dados da empresa para realizar simulações de economia prevista no preço da tarifa de energia (consumo, em R\$/MWh). Os dados solicitados pelo aplicativo para realizar a simulação são:

- Distribuidora atual de Energia
- Grupo e Subgrupo de Tensão
- Modalidade Tarifária
- Consumo Ponta e Fora de Ponta
- Demanda Contratada

A Figura 3.6 mostra a interface do aplicativo, em que foram aplicados valores de consumo e demanda correspondentes à demanda e consumo total das 23 unidades consumidoras, após processo de otimização descrito na seção 3.1, obtendo-se um total de 4.927 kW contratados

FIGURA 3.6 – INTERFACE DO APLICATIVO COPEL ENERGIA

Simulador

Distribuidora de energia
COPEL

Tensão
A4 (2,3 kV a 25 kV)

Modalidade tarifária
Verde

Consumo(kWh)
Ponta
1647898

Fora ponta
15332382

Demanda(kW)
Ponta
4927

Fora ponta
4927

Calcular

Economia de

31,71%

Mais detalhes

FONTE: O autor (2018).

Ao se clicar em “Mais Detalhes”, o aplicativo mostra a distinção entre a compra de energia convencional e incentivada, conforme mostra a Figura 3.7. Desta figura, nota-se que o mercado livre convencional proporciona uma economia na tarifa de energia de 31,71%, maior que os 28,15% proporcionados pela energia incentivada.

FIGURA 3.7 – EXEMPLO DE SIMULAÇÃO NO APP COPEL ENERGIA

Custo fatura cativo (R\$/MWh)
R\$ 728,64

Custo/economia com energia convencional (R\$/MWh)
R\$ 497,61 (31,71%)

Custo/economia com energia incentivada (R\$/MWh)
R\$ 523,51 (28,15%)

FONTE: O autor (2018).

Para efeitos de comparação, foram realizadas outras simulações utilizando o aplicativo. Para a simulação de consumidor livre, foram consideradas a demanda total das 23 unidades consumidoras após processo de otimização descrito na seção 3.1, obtendo-se um total de 4.927 kW. Já para a simulação como consumidor especial, foram migradas apenas três unidades consumidoras: Centro Politécnico (2.091 kW), Sub-Sede Saúde (505 kW) e Ciências Agrárias (340 kW), totalizando 2.936 kW, ou seja, próximo ao limite de 3.000 kW deste tipo de consumidor.

Sendo assim, pôde-se realizar a simulação para os três casos anteriormente citados, obtendo a diferença percentual nas tarifas de energia, conforme mostra a Tabela 3.4. Desta tabela, nota-se que a energia incentivada representa economia de 27,86% na tarifa de energia, enquanto a energia convencional representa economia de 31,95%.

TABELA 3.4 – ECONOMIA NA TARIFA DE ENERGIA NO ACL

Caso	Economia na TE (%)
Consumidor Especial	27,86
Consumidor Livre - Energia Incentivada	27,86
Consumidor Livre - Energia Convencional	31,95

FONTE: COPEL (2017).

Assim, foram usadas as tarifas vigentes da concessionária COPEL (COPEL, 2018), e com elas calculado o valor total da fatura das 23 unidades consumidoras considerando o mercado cativo (ACR). Em seguida, foram aplicados os descontos previstos na Tabela 3.4 nas tarifas de energia. Para os casos que envolvem a compra de energia incentivada, foi aplicado um desconto de 50% no valor da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Como Souza (2015) estimou um custo aproximado de 20 mil reais por unidade consumidora para a adequação do SMF, os investimentos iniciais considerados para cada caso resultaram nos valores da Tabela 3.5.

TABELA 3.5 – INVESTIMENTO INICIAL PARA CADA CASO DO ACL

Caso	Número de UCs	Investimento Inicial
Consumidor Especial	3	R\$ 60.000,00
Consumidor Livre – Energia Incentivada	23	R\$ 460.000,00
Consumidor Livre – Energia Convencional	23	R\$ 460.000,00

FONTE: O autor (2018).

Além disso, há de se considerar que os consumidores do mercado livre devem pagar a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica a chamada contribuição associativa. Em 2017, este valor foi de R\$ 0,11 por MWh comercializado (CCEE, 2018).

Em seguida, foram calculados os valores mensais de economia para cada um dos três casos. Com isso, foi possível, em conjunto com os investimentos iniciais, montar o fluxo de caixa do investimento, considerando como horizonte de análise apenas o primeiro ano da migração. Apenas foram feitas análises para vários anos para o caso da energia fotovoltaica, apresentado na seção 3.3.

A taxa mínima de atratividade foi considerada como sendo de 1% ao mês, ou 12,68% ao ano. Este valor foi sugerido empiricamente, tendo como base o rendimento de bons fundos de investimento de renda fixa disponíveis atualmente no mercado.

Por fim, foram calculados o payback, o valor presente líquido e a taxa interna de retorno de cada um dos investimentos.

3.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em seu trabalho de conclusão de curso, Lang (2017) realizou o dimensionamento de uma planta de geração solar a ser implementada no campus Centro Politécnico, utilizando os telhados dos edifícios de Ciências Biológicas e

Engenharia Elétrica (blocos PK e PL), com potência instalada de 1 MWp. Como citado no início deste capítulo, esta configuração se assemelha àquela em implementação atualmente no campus, por meio de projetos de pesquisa e desenvolvimento da COPEL-DIS. Assim, faz sentido atualizar os indicadores financeiros deste projeto e analisá-lo sob o ponto de vista do impacto à rede de distribuição local.

Primeiramente, foi realizado um novo estudo de escolha de painéis solares, já que no período de um ano entre este trabalho e o trabalho desenvolvido por Lang, a diferença de modelos disponíveis no mercado e custos de aquisição pode se mostrar significativa. Assim, em pesquisa realizada junto aos sites NeoSolar (NEOSOLAR, 2018) e Minha Casa Solar (MINHA CASA SOLAR, 2018), os painéis solares disponíveis foram comparados em relação ao menor custo por Watt de pico (Wp), resultando nos valores da Tabela 3.6.

TABELA 3.6 – CUSTO DE PAINÉIS SOLARES

Painel	Potência (Wp)	Preço	Custo por Watt de Pico (R\$/Wp)
Canadian Solar CS3U-365MS	365	R\$ 849,00	R\$ 2,33
Yingli Solar YL320P - 35b	320	R\$ 719,00	R\$ 2,25
GCL P6/72'	330	R\$ 699,00	R\$ 2,12
Sinosola SA330 - 72P	330	R\$ 684,90	R\$ 2,08
Sinosola SA275 - 60P	275	R\$ 569,00	R\$ 2,07
Canadian Solar CSI CS6P-260P	260	R\$ 570,00	R\$ 2,19

FONTE: O autor (2018).

Assim, foi selecionado o painel Sinosola SA275 – 60P, com potência de pico de 275 Wp e custo de R\$ 2,07 por Watt de pico. A título de comparação, o trabalho realizado por Lang selecionou o painel Canadian Solar CSI CS6P-260P, com potência de 260 Wp e custo de R\$ 2,19 por Watt de pico, custo que se mantém atualmente.

Como a energia gerada pela instalação destes geradores em apenas três edifícios da UFPR não será suficiente para o suprimento de toda a energia consumida, foi adotado o critério de preencher toda a área disponível com geradores. Assim, foram feitas as seguintes considerações: foi considerado que 80% da área útil dos telhados estaria disponível para instalação dos painéis, considerando recuos em relação às extremidades, locais de acesso dificultado, etc. Este valor foi obtido por Lang (2017)

empiricamente, analisando imagens de satélite de três prédios da UFPR e calculando a média da proporção entre área total e área útil, resultando nos valores da Tabela 3.7.

TABELA 3.7 – LEVANTAMENTO DE ÁREAS

Local	Área de Telhado (m²)	Área Útil(m²)
Biológicas	13946	11156,8
DELT - Bloco PK	2278	1822,4
DELT - Bloco PL	607	485,6

FONTE: LANG (2017).

Além disso, também foi considerada uma distância de 2 metros entre fileiras de painéis, já que com a inclinação, poderia ocorrer sombreamento de um painel pela presença de outro.

O painel Canadian Solar CSI CS6P-260P utilizado por Lang tem dimensões de 1,63 metro de altura e 0,98 metro de largura (CANADIAN SOLAR, 2015). Já o painel Sinosola SA275 – 60P utilizado neste projeto possui dimensões de 1,64 metro de altura e 0,99 metro de largura (SINOSOLA, 2018). Ou seja, considerando que as dimensões dos dois módulos são praticamente idênticas, pôde-se considerar a utilização do mesmo número de módulos utilizado por Lang (2017), resultando na Tabela 3.8.

TABELA 3.8 – CÁLCULO DE POTÊNCIA INSTALADA EM CADA EDIFÍCIO

Local	Área Útil (m²)	Número de Painéis	Potência (kWp)
Biológicas	11156,8	3179	874,225
DELT - Bloco PK	1822,4	519	142,725
DELT - Bloco PL	485,6	138	37,95

FONTE: O autor (2018), modificado de Lang (2017)..,

Em seguida, foi realizada a escolha dos inversores de potência a serem utilizados no projeto. Como evidentemente, haverá a necessidade de utilizar vários

inversores, por conta da alta potência instalada, foram considerados inversores de diversas faixas de potência, novamente comparando seu custo de aquisição em relação à potência disponível, resultando na Tabela 3.9.

TABELA 3.9 – INVERSORES CONSIDERADOS

Inversor	Potência (W)	Preço	Custo em R\$/W
Fronius Symo 12.5	12500	R\$ 15.623,00	R\$ 1,25
Fronius Symo 15.0	15000	R\$ 17.711,00	R\$ 1,18
Fronius Symo 20.0	20000	R\$ 21.100,00	R\$ 1,06
Schneider Electric On Grid 55	55000	R\$ 56.070,00	R\$ 1,02

FONTE: O autor (2018).

Assim, para os edifícios de Ciências Biológicas e DELT – Bloco PK foi escolhido o inversor Schneider Electric On Grid 55, por possuir menor custo por Watt, como mostra a Tabela 3.9. Para o bloco PL, a potência instalada é de 37,95 kWp. Sendo assim, foi julgado como melhor opção a utilização de 2 inversores Fronius Symo 20.0, que atendem a necessidade da instalação por um custo total mais baixo que a utilização do inversor Schneider Electric. Assim, o resumo de potência instalada e inversores utilizados pode ser visualizado na Tabela 3.10.

TABELA 3.10 – DIMENSIONAMENTO DE INVERSORES

Local	Potência (kWp)	Inversor	Número de Inversores
Biológicas	874,225	Schneider Electric On Grid 55	16
DELT – Bloco PK	142,725	Schneider Electric On Grid 55	3
DELT – Bloco PL	37,95	Fronius Symo 20.0	2

FONTE: O autor (2018).

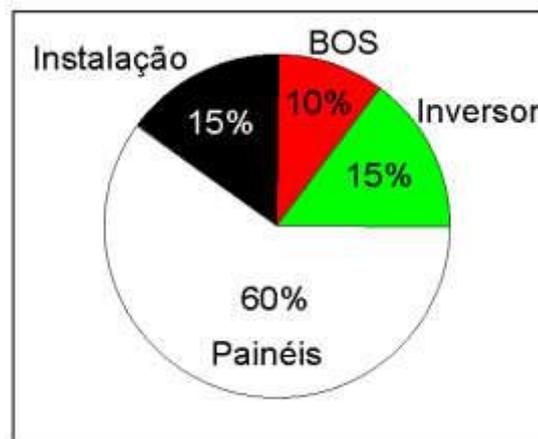
Além dos painéis e inversores, existem outros custos envolvidos, como a instalação, a presença de componentes adicionais (caixas de strings, condutores,

etc.), chamados geralmente de *Balance of System* (BOS), e estruturas metálicas para a sustentação dos painéis, considerando a inclinação necessária para uma geração ótima.

Para o custo das estruturas, foi seguido o mesmo critério utilizado por Lang (2017), obtido em função da comparação entre custos de kits solares contendo painéis e estruturas metálicas de sustentação com kits apenas com painéis solares. Sendo assim, concluiu-se que o custo das estruturas metálicas é igual a 73% do custo de painéis e inversores.

Para os componentes adicionais e instalação, foi utilizada a divisão de custos proposta por Ruther (2004), como mostra a Figura 3.8.

FIGURA 3.8 – DIVISÃO DE CUSTOS NA INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FV



FONTE: RUTHER (2004).

Assim, foram primeiramente estimados os custos dos painéis e inversores, que representam 75% do custo total do sistema, conforme a Figura 3.8, e foram calculados os custos de instalação e BOS pelas equações 28 e 29.

$$C_{inst} = 0,15 * \frac{C_{painéis} + C_{inversores}}{0,75} \quad (28)$$

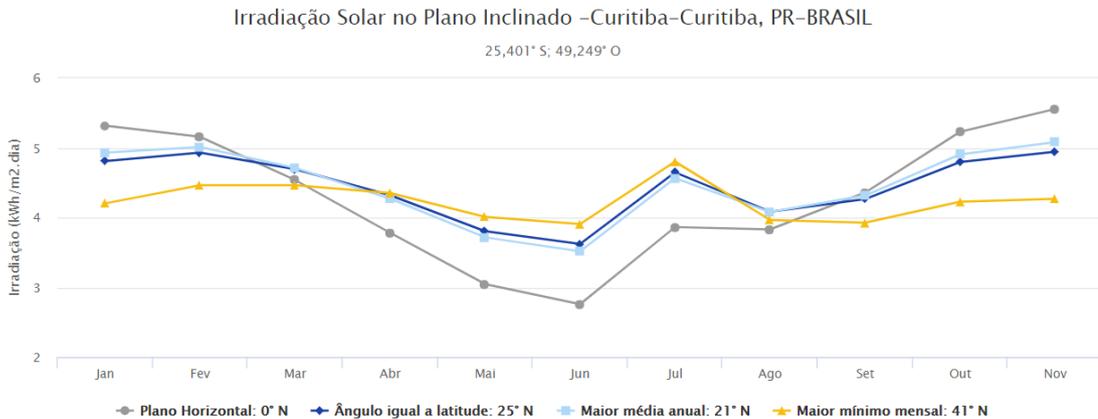
$$C_{BOS} = 0,10 * \frac{C_{painéis} + C_{inversores}}{0,75} \quad (29)$$

Para estimar a geração anual prevista, foi utilizada a ferramenta SunData, do CRESESB-CEPEL. Foi obtida a curva de irradiação solar mensal de Curitiba, considerando a inclinação que resultasse na melhor média mensal (calculada pelo próprio software), conforme mostra a Figura 3.9.

FIGURA 3.9 – DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR DE CURITIBA

Estação: Curitiba
Município: Curitiba , PR - BRASIL
Latitude: 25,401° S
Longitude: 49,249° O
Distância do ponto de ref. (25,42° S; 49,27° O): 3,0 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,32	5,16	4,54	3,78	3,05	2,76	2,89	3,86	3,83	4,36	5,23	5,56	4,19	2,80
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	25° N	4,81	4,93	4,69	4,32	3,80	3,62	3,72	4,65	4,08	4,26	4,80	4,94	4,39	1,32
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	4,93	5,01	4,71	4,27	3,72	3,62	4,57	4,08	4,32	4,91	5,08	4,39	1,56	
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	41° N	4,20	4,46	4,46	4,35	4,01	3,91	3,97	4,80	3,97	3,93	4,23	4,21	,90	



FONTE: CRESESB (2018).

Assim, foi utilizada a média de 4,39 kWh/m²dia, equivalente a 4,39 HSP, (conforme a equação 11), considerando orientação ao norte geográfico e inclinação de 21°, e utilizada a equação 12 para realizar o cálculo de energia gerada, considerando o fator de performance igual a 0,8 e a potência instalada dimensionada nesta seção.

Foram utilizadas as tarifas vigentes (outubro de 2018) da concessionária COPEL-DIS, a serem mostradas no capítulo 4, considerando o grupo tarifário A4, modalidade tarifária horossazonal verde, posto tarifário fora de ponta. Isto porque o sistema de compensação de energia estipula que seja feita a compensação no mesmo posto tarifário da geração. Como a geração fotovoltaica é basicamente inexistente no período da noite (horário de ponta), considerou-se que toda a energia seria

compensada fora de ponta. Assim, foi calculada a economia financeira no primeiro ano de instalação dos painéis, considerando a geração esperada e a tarifa de energia.

Para simular as economias dos outros anos, foram realizadas as seguintes considerações: considerou-se um reajuste anual médio de 7,06%, que é a média de reajustes anuais (descontando reajustes extraordinários) entre 2010 e 2018 para a concessionária COPEL-DIS (COPEL, 2018). Além disso, em consonância com o proposto por Lang (2017), considerou-se uma diminuição na geração dos painéis da ordem de 0,8% ao ano.

Para fins de cálculo, foi considerada uma taxa mínima de atratividade de 12,68% ao ano, assim com feito na seção 3.2.

Por fim, foram calculados os valores de payback descontado, TIR e VPL, conforme descrito na seção 2.9.

3.4 ESTUDO COMPLEMENTAR: IMPACTOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Para realizar a análise de impactos no sistema elétrico do Centro Politécnico causado pela instalação fotovoltaica, foi necessário modelar a rede de distribuição do campus, para em seguida realizar uma simulação de fluxo de carga no software OpenDSS considerando a situação atual da rede, fornecida pela prefeitura do campus a partir de diagramas unifilares, para em seguida considerar a inserção da geração fotovoltaica.

Foi necessária então a modelagem dos transformadores, linhas e cargas do campus. Para isso, adotou-se as seguintes considerações:

3.4.1 Transformadores

Para os transformadores, foi solicitado à Prefeitura do Campus o diagrama unifilar das instalações (ANEXO 1). Nele, foi possível obter os dados necessários ao OpenDSS, sendo eles:

- Potência nominal
- Tensões nos lados de alta e baixa tensão
- Impedância percentual
- Tipo de conexão

As perdas foram estimadas de acordo com o modelo padrão do OpenDSS. Os dados obtidos do diagrama unifilar podem ser observados na Tabela 3.11.

TABELA 3.11 – DADOS DOS TRANSFORMADORES

Local	Potência(kVA)	Impedância Percentual	Tensão	Conexão
Administração	750	4,25%	13,8kV – 220V	Delta-Y aterrada
DELT	300	4,83%	13,8kV – 220V	Delta-Y aterrada
Química	500	4,50%	13,8kV – 220V	Delta-Y aterrada
RU	500	4,79%	13,8kV – 220V	Delta-Y aterrada
CESEC	225	4,83%	13,8kV – 220V	Delta-Y aterrada
Biológicas 1	500	4,79%	13,8kV – 220V	Delta-Y aterrada
Biológicas 2	500	4,79%	13,8kV – 220V	Delta-Y aterrada
CEMBAPAR	500	4,79%	13,8kV – 220V	Delta-Y aterrada
LAMIR	300	4,58%	13,8kV – 220V	Delta-Y aterrada
Usina Piloto 1	300	6,90%	13,8kV – 220V	Delta-Y aterrada
Usina Piloto 2	300	6,90%	13,8kV – 220V	Delta-Y aterrada
PCU - MEC	300	4,83%	13,8kV – 220V	Delta-Y aterrada

FONTE: O autor (2018).

3.4.2 Linhas

Para as linhas, o OpenDSS necessita do comprimento, do tipo de conexão e da impedância dos condutores utilizados, em ohms por quilômetro. O diagrama unifilar fornecido pela Prefeitura do Campus forneceu as distâncias entre conexões e também os diâmetros dos cabos utilizados, sendo necessária a estimativa da impedância dos condutores utilizados.

Sendo assim, foram obtidos dados de impedância de condutores em $m\Omega/m$ (MAMEDE FILHO, 2017) e em seguida convertidos os valores para a unidade padrão do OpenDSS (Ω/km).

Os valores utilizados de impedância dos condutores estão disponíveis na Tabela 3.12.

TABELA 3.12 – IMPEDÂNCIA DE CONDUTORES

Seção (mm ²)	Resistência (mΩ/m)	Reatância (mΩ/m)
1,5	14,8137	0,1378
2,5	8,8882	0,1345
4	5,5518	0,1279
6	3,7035	0,1225
10	2,2221	0,1207
16	1,3899	0,1173
25	0,8891	0,1164
35	0,6353	0,1128
50	0,4450	0,1127

FONTE: MAMEDE FILHO (2017)

3.4.3 Cargas

Para estimar as cargas de cada circuito, foi utilizada a seguinte metodologia: foi realizada a soma das potências dos transformadores com campus. Em seguida, foi realizada uma razão de proporção entre a potência de cada transformador e a potência total de todos eles. Em seguida, esta proporção foi utilizada para distribuir a demanda contratada total do campus (de 2.180 kW em 2018) entre seus circuitos, resultando nos valores da Tabela 3.13.

TABELA 3.13 – DISTRIBUIÇÃO DE CARGAS NO CENTRO POLITÉCNICO

Local	Potência do Transformador (kVA)	Representatividade perante a carga total	Potência Ativa (kW)
Administração	750	15,08%	328,64
DELT	300	6,03%	131,46
Química	500	10,05%	219,10
RU	500	10,05%	219,10
CESEC	225	4,52%	98,59
Biológicas 1	500	10,05%	219,10
Biológicas 2	500	10,05%	219,10
CEMBAPAR	500	10,05%	219,10
LAMIR	300	6,03%	131,46
Usina Piloto 1	300	6,03%	131,46
Usina Piloto 2	300	6,03%	131,46
PCU - MEC	300	6,03%	131,46

FONTE: O autor (2018).

Foi considerado o fator de potência de 0,92 para cada uma das cargas.

Em seguida, foram realizadas simulações no OpenDSS, considerando 4 situações:

- Carga Plena, sem geração fotovoltaica
- Meia Carga, sem geração fotovoltaica
- Carga Plena, geração fotovoltaica plena
- Meia Carga, geração fotovoltaica plena.

Para realizar a análise, optou-se pelo foco na análise das tensões em pu para cada barra de carga, verificando-se o atendimento ou não às condições de tensão adequada estipuladas pelo PRODIST, em seu módulo 8 (qualidade de energia).

4 RESULTADOS E ANÁLISES

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos pela aplicação das metodologias descritas no capítulo 3. A estrutura organizacional do capítulo será a mesma do anterior, para facilitar a compreensão.

4.1 GESTÃO DE ENERGIA

Como descrito na seção 3.1, foram aplicados os algoritmos de otimização de demanda para as duas modalidades tarifárias (Azul e Verde) para as 23 unidades consumidoras do grupo A4. As tarifas vigentes da concessionária COPEL-DIS foram aplicadas, e são apresentadas nas Tabelas 4.1, 4.2 e 4.3.

TABELA 4.1 – TARIFAS DA CONCESSIONÁRIA COPEL-DIS – GRUPO A4 – HOROSSAZONAL VERDE

Grandeza	Sem Impostos	Com Impostos	Sem ICMS
Custo da Demanda (R\$/kW)	R\$ 14,6000	R\$ 22,1212	R\$ 15,3684
Demanda de Ultrapassagem (R\$/kW)	R\$ 29,2000	R\$ 44,2424	
Tarifa de Energia Ponta (R\$/kWh)	R\$ 1,2785	R\$ 1,9372	
Tarifa de Energia Fora de Ponta (R\$/kWh)	R\$ 0,3351	R\$ 0,5077	
ICMS (%)	29,00%		
PIS (%)	0,89%		
COFINS (%)	4,11%		

FONTE: COPEL (2018).

TABELA 4.2 – TARIFAS DA CONCESSIONÁRIA COPEL-DIS – GRUPO A4 – HOROSSAZONAL AZUL

Grandeza	Sem Impostos	Com Impostos	Sem ICMS
Custo da Demanda Ponta (R\$/kW)	R\$ 32,4400	R\$ 49,1500	R\$ 34,1474
Custo da Demanda Fora de Ponta (R\$/kW)	R\$ 14,6000	R\$ 22,1212	R\$ 15,3684
Demanda de Ultrapassagem Ponta (R\$/kW)	R\$ 64,8800	R\$ 98,3000	
Demanda de Ultrapassagem Fora de Ponta (R\$/kW)	R\$ 29,2000	R\$ 44,34	
Tarifa de Energia Ponta (R\$/kWh)	R\$ 0,4967	R\$ 0,7526	
Tarifa de Energia Fora de Ponta (R\$/kWh)	R\$ 0,3351	R\$ 0,5077	
ICMS (%)	29,00%		
PIS (%)	0,89%		
COFINS (%)	4,11%		

FONTE: COPEL (2018).

TABELA 4.3 - TARIFAS DA CONCESSIONÁRIA COPEL-DIS – GRUPO B3

Grandeza	Sem Impostos	Com Impostos
Tarifa de Energia (R\$/kWh)	R\$ 0,5075	R\$ 0,7690
ICMS (%)	29,00%	
PIS (%)	0,89%	
COFINS (%)	4,11%	

FONTE: COPEL (2018).

Utilizando destas tarifas e com a execução do algoritmo para as 23 unidades consumidoras, verificou-se que a tarifa Verde é a mais adequada para 22 delas. Apenas a unidade “CED”, pelo alto consumo na ponta, teve um resultado diferente. Pelo fato de possuir potência instalada inferior a 75 kW, pode-se realizar a solicitação de alteração para a tarifa convencional em baixa tensão (B3), segundo as condições gerais de fornecimento da ANEEL. Sendo assim, foram levantados os custos anuais para cada unidade considerando o cenário de demanda não-otimizada e o cenário de

demanda otimizada, considerando os períodos de julho de 2016 a julho de 2017 e em sequência de agosto de 2017 a julho de 2018. Os resultados do período 2016-2017 podem ser vistos na Tabela 4.4.

TABELA 4.4 – OTIMIZAÇÃO DE DEMANDA PARA O PERÍODO 2016-17

Unidade	Demanda Contratada (kW)	Demanda Otimizada (kW)	Custo Anual Atual (R\$)	Custo Anual com Demanda Otimizada (R\$)	Economia Anual (R\$)
Escola de Química	80	60	90.541,56	87.587,30	2.954,26
Ciências Agrárias	349	358	916.359,55	915.397,00	962,55
Biológicas	130	97	184.631,56	179.765,39	4.866,17
Teatro da Reitoria	120	117	105.492,46	105.389,19	103,27
Centro Politécnico	2100	2184	5.739.292,37	5.714.764,14	24.528,23
Fazenda Canguiri	90	72	153.556,59	150.942,17	2.614,42
Fazenda Canguiri Graciosa	44	80	228.431,52	216.698,60	11.732,92
Escola Técnica (SEPT)	97	79	217.775,43	215.001,00	2.774,43
Pró-Reitoria de RH	45	36	60.181,87	59.299,83	882,04
Piraquara	40	54	117.661,54	116.093,11	1.568,43
Engenharia Florestal	165	139	310.293,96	305.655,40	4.638,56
Ciências da Saúde	130	133	316.547,99	316.193,19	354,80
Anexo Reitoria	190	140	290.671,38	283.858,77	6.812,61
RU Centro Politécnico	146	16	47.614,44	24.326,80	23.287,64
Sub-Sede Saúde	220	500	1.178.972,47	1.072.837,26	106.135,21
CED	65	-	75.138,66	58.571,54	16.567,12
Letras	245	214	518.061,98	514.692,14	3.369,84

Palotina	500	545	915.347,35	912.645,80	2.701,55
Pontal do Paraná	100	41	116.890,01	106.017,42	10.872,59
Matinhos	130	105	275.036,63	272.772,80	2.263,83
Faculdade de Educação Física	41	41	107.551,07	107.551,01	0,00
Departamento de Artes	25	25	39.671,67	39.671,67	0,00
Rebouças	37	37	58.090,58	58.090,58	0,00
TOTAL	5.089	5.073	11.858.499,32	11.628.508,85	229.990,47

FONTE: O autor (2018).

As unidades “Faculdade de Educação Física”, “Departamento de Artes” e “Rebouças” apresentaram demanda contratada já otimizada, por isso não foram citadas na Tabela 4.4, pois não haveria nenhuma economia com relação à contratação de demanda. Como observação, para a unidade “CED” foi considerada a migração para a tarifa Convencional Baixa Tensão, onde não há contratação de demanda.

Portanto, somando-se todas as unidades, a economia anual registrada com a contratação de demanda otimizada foi de R\$ 229.990,47.

Além disso, foram contabilizados no período os gastos com excedentes reativos e multa, mora e juros por atraso de pagamento das faturas. Considerando as três grandezas analisadas, chegou-se aos resultados da Tabela 4.5.

TABELA 4.5 – POTENCIAL DE ECONOMIA PARA O PERÍODO 2016-17

Grandeza	Economia Anual
Custo da Demanda	R\$ 229.990,47
Excedente Reativo	R\$ 110.700,38
Multa, Mora e Juros	R\$ 159.528,12
TOTAL	R\$ 500.128,97

FONTE: O autor (2018).

Sendo assim, concluiu-se que a contratação otimizada de demanda, combinada com outras ações administrativas de gestão de energia representaria para o período uma economia de R\$ 500.128,97.

Já para o período de agosto de 2017 a julho de 2018, foi aplicado o mesmo procedimento, resultando na Tabela 4.6.

TABELA 4.6 - OTIMIZAÇÃO DE DEMANDA PARA O PERÍODO 2017-18

Unidade	Demanda Contratada (kW)	Demanda Otimizada (kW)	Custo Anual Atual (R\$)	Custo Anual com Demanda Otimizada (R\$)	Economia Anual (R\$)
Escola de Química	80	34	78.975,06	70.668,56	8.306,50
Ciências Agrárias	349	340	921.390,10	920.868,86	521,24
Biológicas	130	88	195.714,94	190.890,41	4.824,53
Centro Politécnico	2100	2081	5.480.521,48	5.479.983,33	538,15
Fazenda Canguiri	90	72	147.487,80	142.748,80	4.739,00
Fazenda Canguiri Graciosa	44	74	190.011,43	185.436,43	4.575,00
Escola Técnica (SEPT)	97	73	203.366,93	201.046,79	2.320,14
Pró-Reitoria de RH	45	36	57.110,85	55.810,09	1.300,76
Piraquara	40	32	102.354,03	99.625,71	2.728,32
Engenharia Florestal	165	142	304.865,39	300.845,36	4.020,03
Anexo Reitoria	190	118	226.677,18	216.390,25	10.286,93
RU Centro Politécnico	146	13	42.146,94	17.612,27	24.534,67
Sub-Sede Saúde	220	519	1.198.756,18	1.076.129,12	122.627,06
CED	65	38	66.842,11	63.474,43	3.367,68
Letras	245	225	525.628,06	522.189,55	3.438,51

Rebouças	37	71	164.418,50	158.966,94	5.451,56
Faculdade de Educação Física	42	42	99.368,06	99.368,06	0,00
Departamento de Artes	32	32	59.869,07	59.869,07	0,00
Palotina	486	486	959.187,95	959.187,95	0,00
Matinhos	128	128	367.138,84	367.138,94	0,00
Teatro da Reitoria	112	112	106.275,84	106.275,84	0,00
Ciências da Saúde	135	135	377.784,83	377.784,83	0,00
Pontal do Paraná	100	40	108.403,54	97.322,87	11.080,67
TOTAL	5.078	4.931	10.014.670,52	9.800.009,77	214.660,75

FONTE: O autor (2018).

As unidades “Faculdade de Educação Física”, “Departamento de Artes”, “Palotina”, “Matinhos”, “Teatro da Reitoria” e “Ciências da Saúde” apresentaram demanda contratada ótima no período.

Novamente, realizou-se a compilação dos dados de excedente reativo e multa, juros e mora, resultando na Tabela 4.7.

TABELA 4.7 – POTENCIAL DE ECONOMIA PARA O PERÍODO 2017-18

Grandeza	Economia Anual
Custo da Demanda	R\$ 214.660,75
Excedente Reativo	R\$ 133.277,46
Multa, Mora e Juros	R\$ 215.024,57
TOTAL	R\$ 562.962,78

FONTE: O autor (2018).

Como conclusão, o potencial de economia das ações administrativas de gestão de energia foi de R\$ 562.962,78 no período analisado. Nota-se que este valor é 12,56% maior que no período anterior, por conta do aumento das multas de atraso nos pagamentos de faturas em 2017-2018.

4.2 MERCADO LIVRE DE ENERGIA

Como citado na seção 3.2, foram considerados três cenários de migração, os quais serão tratados individualmente nesta seção.

Porém, para que haja uma base de comparação entre os três casos e o caso padrão (ambiente regulado), antes foi necessário o cálculo dos custos anuais das faturas para o ACR.

Para isso, foram utilizadas as tarifas vigentes da concessionária COPEL-DIS, referentes ao subgrupo A4 e à tarifa horossazonal Verde, já anteriormente mostradas neste trabalho na Tabela 4.1. Foram utilizados os dados de consumo e demanda registrados do período de agosto de 2017 a julho de 2018. Os resultados obtidos estão mostrados na Tabela 4.8.

TABELA 4.8 – CUSTO DE ENERGIA DA UFPR CONSIDERANDO ACR

Mês	Valor da Fatura (R\$)
Agosto/2017	1.006.082,12
Setembro/2017	1.120.891,29
Outubro/2017	1.062.384,02
Novembro/2017	1.073.399,59
Dezembro/2017	1.043.499,86
Janeiro/2018	820.136,77
Fevereiro/2018	919.584,55
Março/2018	1.052.297,40
Abril/2018	1.155.605,47
Mai/2018	1.079.865,58
Junho/2018	1.041.301,29
Julho/2018	953.503,78
TOTAL	12.328.551,72

FONTE: O autor (2018).

Lembrando que o valor total de R\$ 12.328.551,72 se refere apenas às 23 unidades consumidoras do grupo A4, desconsiderando as unidades do grupo B. O valor é próximo do valor real gasto pela UFPR no período: R\$ 12.468.089,39. A

diferença de valores se deve desconsideração de gastos como iluminação pública, excedente reativo, compartilhamento de postes, etc., além do fato de terem sido consideradas, para efeito de análise, as tarifas atuais vigentes da COPEL, que possuem diferenças em relação às tarifas realmente aplicadas à época, por conta de reajustes.

4.2.1 Caso 1 – Migração como Consumidor Especial

Neste caso, a máxima demanda contratada permitida no mercado livre é de 3.000 kW. Por isso, foram selecionadas apenas três unidades consumidoras de alta demanda, que correspondem a uma demanda contratada próxima ao limite. Foram escolhidas as unidades Centro Politécnico, Ciências Agrárias e Sub-Sede da Saúde, totalizando 2.936 kW. Para este caso, segundo a Tabela 3.4, apresentada na seção 3.2, a tarifa de energia sugerida pela comercializadora COPEL Energia é 27,83% mais barata que a tarifa de referência do ACR. Pelo fato da compra de energia incentivada, foi aplicado um desconto de 50% na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD). Sendo assim, as tarifas de referência a serem aplicadas para este caso são aquelas mostradas na Tabela 4.9.

TABELA 4.9 - TARIFAS - GRUPO A4 – HOROSSAZONAL VERDE – ENERGIA INCENTIVADA

Grandeza	Sem Impostos	Com Impostos	Sem ICMS
Custo da Demanda (R\$/kW)	R\$ 7,3000	R\$ 11,0606	R\$ 7,6842
Demanda de Ultrapassagem (R\$/kW)	R\$ 14,6000	R\$ 22,1212	
Tarifa de Energia Ponta (R\$/kWh)	R\$ 0,9223	R\$ 1,3975	
Tarifa de Energia Fora de Ponta (R\$/kWh)	R\$ 0,2417	R\$ 0,3663	
ICMS (%)	29,00%		
PIS (%)	0,89%		
COFINS (%)	4,11%		

FONTE: O autor (2018).

Assim, foi recalculado o custo anual das três unidades migradas ao ACL, permanecendo o custo anual do ACR para as outras 20 unidades. O comparativo de custos anuais das três unidades considerando as duas opções pode ser visualizado na Tabela 4.10. Considerou-se o valor da contribuição à CCEE como R\$ 0,11/MWh.

TABELA 4.10 – COMPARAÇÃO ENTRE ACR E ACL – CASO 1

Unidade	Valor da Fatura no ACR (R\$)	Valor da Fatura no ACL (R\$)
Centro Politécnico	5.761.224,10	4.029.836,35
Ciências Agrárias	971.867,93	680.048,73
Sub-Sede Saúde	1.126.622,09	781.361,69
Contribuição CCEE	-	1.220,48
TOTAL	7.859.714,12	5.492.497,25

FONTE: O autor (2018).

Considerando-se apenas estas três unidades, percebe-se uma redução de 30,11% nos valores das faturas. No entanto, deve-se considerar que as outras 20 unidades neste caso permanecem no mercado regulado, mantendo seus custos anteriores. Assim, é importante realizar a comparação em relação ao valor global da fatura da universidade, não apenas restringindo-se às três unidades consumidoras migradas. Assim, realizou-se uma comparação mês a mês considerando todas as 23 UCs, obtendo-se os resultados da Tabela 4.11.

TABELA 4.11 – DIFERENÇA ACR X ACL ESPECIAL

Mês	Valor da Fatura no ACR(R\$)	Valor da Fatura no ACL (R\$)
Agosto/2017	1.006.082,12	814.841,75
Setembro/2017	1.120.891,29	907.027,60
Outubro/2017	1.062.384,02	860.551,47
Novembro/2017	1.073.399,59	872.413,65
Dezembro/2017	1.043.499,86	842.534,93
Janeiro/2018	820.136,77	663.022,91
Fevereiro/2018	919.584,55	741.152,08
Março/2018	1.052.297,40	838.798,18
Abril/2018	1.155.605,47	943.011,37

Maio/2018	1.079.865,58	874.381,16
Junho/2018	1.041.301,29	840.606,25
Julho/2018	953.503,78	770.743,01
Contribuição CCEE	-	1.220,48
TOTAL	12.328.551,72	9.960.084,37

FONTE: O autor (2018).

Ou seja, a migração ao ACL como consumidor especial proporcionou redução de 30,11% nos custos das unidades migradas, o que representou uma redução global de 19,21% nos custos da universidade inteira.

O investimento a ser realizado para o caso é de R\$ 60.000,00 (Tabela 3.5). Portanto o fluxo de caixa pode ser representado pela Tabela 4.12.

TABELA 4.12 – FLUXO DE CAIXA DO ACL ESPECIAL

Período(mês)	Investimento (R\$)	Economia com ACL (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)
0	60.000,00		-60.000,00	-60.000,00
1		191.240,36	191.240,36	129.721,63
2		213.863,69	213.863,69	340.569,51
3		201.832,55	201.832,55	538.616,15
4		200.985,94	200.985,94	734.900,66
5		200.964,93	200.964,93	930.237,73
6		157.113,86	157.113,86	1.082.230,52
7		178.432,47	178.432,47	1.254.031,81
8		213.499,22	213.499,22	1.458.625,81
9		221.594,10	221.594,10	1.669.974,16
10		205.484,42	205.484,42	1.865.032,10
11		200.695,04	200.695,04	2.054.643,93
12		182.760,77	182.760,77	2.226.496,44

FONTE: O autor (2018).

Este investimento apresentou um Valor Presente Líquido de R\$ 2.226.496,44, uma Taxa Interna de Retorno de 323% e um payback de 1 mês.

4.2.2 Caso 2 – Migração como Consumidor Livre e Compra de Energia Incentivada

Para este caso, as tarifas consideradas são as mesmas do caso 1, disponíveis na Tabela 4.9. Apenas alteram-se dois parâmetros: o fato de serem migradas as 23 unidades consumidoras do grupo A, aumentando o investimento inicial de R\$

60.000,00 para R\$ 460.000,00, o que por consequência aumenta o valor da contribuição devida à CCEE.

A comparação mensal entre ACR e ACL pode ser verificada na Tabela 4.13.

TABELA 4.13 – ECONOMIA DO ACL-LIVRE COM COMPRA DE ENERGIA INCENTIVADA

Mês	Valor da Fatura no ACR(R\$)	Valor da Fatura no ACL (R\$)
Agosto/2017	1.006.082,12	702.581,31
Setembro/2017	1.120.891,29	782.449,25
Outubro/2017	1.062.384,02	742.493,52
Novembro/2017	1.073.399,59	749.739,43
Dezembro/2017	1.043.499,86	728.749,03
Janeiro/2018	820.136,77	569.128,78
Fevereiro/2018	919.584,55	640.559,69
Março/2018	1.052.297,40	726.889,04
Abril/2018	1.155.605,47	805.431,01
Maio/2018	1.079.865,58	754.146,28
Junho/2018	1.041.301,29	727.493,59
Julho/2018	953.503,78	664.850,29
Contribuição CCEE	-	1.867,83
TOTAL	12.328.551,72	8.596.480,03

FONTE: O autor (2018).

Considerando-se o investimento inicial de R\$ 460.000,00 e todas as considerações sobre taxa de atratividade e inflação feitas para o caso 1, o fluxo de caixa deste investimento é representado pela Tabela 4.14.

TABELA 4.14 – FLUXO DE CAIXA DO ACL LIVRE COM ENERGIA INCENTIVADA

Período	Investimento (R\$)	Economia com ACL (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)
0	460.000,00		-460.000,00	-460.000,00
1		303.400,80	303.400,80	-157.285,74
2		338.442,04	338.442,04	176.383,76
3		319.890,50	319.890,50	490.273,86
4		323.660,16	323.660,16	806.363,00
5		314.750,84	314.750,84	1.112.299,50
6		251.007,99	251.007,99	1.355.125,97
7		279.024,86	279.024,86	1.623.781,29

8	325.408,36	325.408,36	1.935.616,61
9	350.173,46	350.173,46	2.269.599,26
10	325.719,31	325.719,31	2.578.791,26
11	313.807,70	313.807,70	2.875.269,21
12	288.653,50	288.653,50	3.146.694,11

FONTE: O autor (2018).

O VPL foi de R\$ 3.146.694,11, TIR de 67% e payback em 2 meses.

4.2.3 Caso 3 – Migração como Consumidor Livre e Compra de Energia Convencional

Para este caso, não é considerado nenhum desconto na TUSD, apenas a tarifa de energia mais barata. O desconto a ser aplicado, conforme a Tabela 3.4, é de 31,95%, resultando nas tarifas da Tabela 4.15.

TABELA 4.15 – TARIFAS PARA O ACL – ENERGIA CONVENCIONAL

Grandeza	Sem Impostos	Com Impostos	Sem ICMS
Custo da Demanda (R\$/kW)	R\$ 14,6000	R\$ 22,1212	R\$ 15,3684
Demanda de Ultrapassagem (R\$/kW)	R\$ 29,2000	R\$ 44,2424	
Tarifa de Energia Ponta (R\$/kWh)	R\$ 0,8700	R\$ 1,3182	
Tarifa de Energia Fora de Ponta (R\$/kWh)	R\$ 0,2280	R\$ 0,3455	
ICMS (%)	29,00%		
PIS (%)	0,89%		
COFINS (%)	4,11%		

FONTE: O autor (2018).

Novamente, foram calculados os custos anuais mês a mês e a contribuição à CCEE. Comparando com o ACR, a diferença de custos pode ser vista na Tabela 4.16. O fluxo de caixa pode ser mostrado na Tabela 4.17.

TABELA 4.16 – ECONOMIA NO ACL COM ENERGIA CONVENCIONAL

Mês	Valor da Fatura no ACR(R\$)	Valor da Fatura no ACL (R\$)
Agosto/2017	1.006.082,12	717.983,38
Setembro/2017	1.120.891,29	800.520,24
Outubro/2017	1.062.384,02	757.457,04
Novembro/2017	1.073.399,59	765.964,34

Dezembro/2017	1.043.499,86	744.781,66
Janeiro/2018	820.136,77	590.598,40
Fevereiro/2018	919.584,55	658.721,00
Março/2018	1.052.297,40	762.611,14
Abril/2018	1.155.605,47	827.116,07
Mai/2018	1.079.865,58	770.736,36
Junho/2018	1.041.301,29	742.808,42
Julho/2018	953.503,78	682.060,98
Contribuição CCEE	-	1.867,83
TOTAL	12.328.551,72	8.823.226,86

FONTE: O autor (2018).

TABELA 4.17 – FLUXO DE CAIXA DO ACL LIVRE COM ENERGIA CONVENCIONAL

Período	Investimento (R\$)	Economia com ACL (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)
0	460.000,00		-460.000,00	-460.000,00
1		288.098,74	288.098,74	-172.443,61
2		320.371,05	320.371,05	143.409,73
3		304.926,97	304.926,97	442.616,98
4		307.435,24	307.435,24	742.860,74
5		298.718,21	298.718,21	1.033.213,59
6		229.538,37	229.538,37	1.255.270,24
7		260.863,54	260.863,54	1.506.439,17
8		289.686,26	289.686,26	1.784.042,40
9		328.489,40	328.489,40	2.097.343,58
10		309.129,22	309.129,22	2.390.787,28
11		298.492,87	298.492,87	2.672.796,15
12		271.442,81	271.442,81	2.928.037,61

FONTE: O autor (2018).

Este caso apresentou um VPL de R\$ 2.928.037,61, uma taxa interna de retorno de 63% e um payback de 2 meses.

4.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

De acordo com o dimensionamento realizado na seção 3.3, serão instalados um total de 3.836 painéis fotovoltaicos considerando os três edifícios em questão neste trabalho. Também serão utilizados 19 inversores Schneider Electric On Grid 55

e 2 inversores Fronius Symo 20.0. Sendo assim, os custos destes equipamentos, para cada edifício em questão neste trabalho, foram calculados e são apresentados na Tabela 4.18.

TABELA 4.18 - INVESTIMENTOS EM PAINÉIS E INVERSORES

Edifício	Custo dos Painéis(R\$)	Custo dos Inversores (R\$)
Biológicas	1.808.851,00	897.120,00
DELT Bloco PK	295.311,00	168.210,00
DELT Bloco PL	78.522,00	42.200,00
TOTAL	2.182.684,00	1.107.530,00

FONTE: O autor (2018).

Utilizando a consideração feita por Lang (2017) de que as estruturas metálicas para sustentação custam 73% do custo dos painéis e as equações 28 e 29, os custos dos demais componentes do sistema pode ser representado pela Tabela 4.19.

TABELA 4.19 – CUSTOS ADICIONAIS DO SISTEMA FV

Edifício	Custo Estruturas (R\$)	Custo BOS (R\$)	Custo Instalação (R\$)
Biológicas	1.320.461,23	360.796,13	541.194,20
DELT Bloco PK	215.577,03	61.802,80	92.704,20
DELT Bloco PL	57.321,06	16.096,27	24.144,40
TOTAL	1.593.359,32	438.695,20	658.042,80

FONTE: O autor (2018).

Assim, o investimento inicial para implantação desta minirrede é de R\$ 5.980.311,32.

Para realizar o cálculo da geração estimada anualmente, utilizou-se a equação 12. A taxa de performance considerada foi de 0,8, o número de horas de sol pleno consideradas (anualmente) foi a média diária obtida pelo software SunData, com inclinação de 21°, igual a 4,39 HSP, multiplicada por 365 dias no ano. A potência fotovoltaica instalada é de 1054,9 kWp. Assim:

$$E = P_{fv} * PR * HSP * 365 = 1054,9 * 0,8 * 4,39 * 365 = 1.352.255,21 \text{ kWh} \quad (30)$$

Considerando-se a tarifa da COPEL-DIS horossazonal verde, para o grupo tarifário A4, posto tarifário fora de ponta (disponível na Tabela 4.1 e igual a R\$ 0,5077/kWh) esta geração significa uma economia no primeiro ano de R\$ 686.539,97.

Como já mencionado na seção 3.3, para realizar o cálculo de economia para os anos seguintes, duas considerações foram feitas: a queda na geração da ordem de 0,8% ao ano e o reajuste anual de 7,06% nas tarifas de energia.

Assim, foi possível projetar o fluxo de caixa do investimento, considerando um horizonte de 25 anos, igual à vida útil dos módulos fotovoltaicos, conforme a Tabela 4.20.

TABELA 4.20 – FLUXO DE CAIXA DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Período	Tarifa (R\$)	Geração Prevista (kWh)	Economia (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	VPL acumulado (R\$)
0	-			-5.980.311,32	
1	0,5077	1.352.255,21	686.539,97	686.539,97	-5.037.357,60
2	0,5435	1.341.437,17	729.099,35	729.099,35	-4.422.456,06
3	0,5819	1.330.705,67	774.297,03	774.297,03	-3.805.483,17
4	0,6229	1.320.060,03	822.296,56	822.296,56	-3.186.431,94
5	0,6669	1.309.499,55	873.271,64	873.271,64	-2.565.295,38
6	0,7139	1.299.023,55	927.406,71	927.406,71	-1.942.066,45
7	0,7643	1.288.631,36	984.897,69	984.897,69	-1.316.738,12
8	0,8182	1.278.322,31	1.045.952,59	1.045.952,59	-689.303,31
9	0,8760	1.268.095,73	1.110.792,35	1.110.792,35	-59.754,92
10	0,9378	1.257.950,97	1.179.651,60	1.179.651,60	571.914,16
11	1,0039	1.247.887,36	1.252.779,52	1.252.779,52	1.205.711,09
12	1,0748	1.237.904,26	1.330.440,71	1.330.440,71	1.841.643,02
13	1,1506	1.228.001,03	1.412.916,21	1.412.916,21	2.479.717,15
14	1,2318	1.218.177,02	1.500.504,46	1.500.504,46	3.119.940,70
15	1,3187	1.208.431,60	1.593.522,39	1.593.522,39	3.762.320,90
16	1,4117	1.198.764,15	1.692.306,62	1.692.306,62	4.406.865,02
17	1,5113	1.189.174,04	1.797.214,59	1.797.214,59	5.053.580,35
18	1,6179	1.179.660,64	1.908.625,92	1.908.625,92	5.702.474,21
19	1,7321	1.170.223,36	2.026.943,76	2.026.943,76	6.353.553,93
20	1,8543	1.160.861,57	2.152.596,25	2.152.596,25	7.006.826,88
21	1,9851	1.151.574,68	2.286.038,09	2.286.038,09	7.662.300,44
22	2,1252	1.142.362,08	2.427.752,13	2.427.752,13	8.319.982,03
23	2,2751	1.133.223,19	2.578.251,18	2.578.251,18	8.979.879,08
24	2,4357	1.124.157,40	2.738.079,83	2.738.079,83	9.641.999,07
25	2,6075	1.115.164,14	2.907.816,45	2.907.816,45	10.306.349,46

FONTE: O autor (2018).

O VPL do investimento foi de R\$ 10.306,349,46, a taxa interna de retorno de 24,09% sem considerar a inflação e 16,56% considerando a inflação, e payback de 10 anos.

4.4 ESTUDO COMPLEMENTAR: IMPACTOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Utilizando os dados do diagrama unifilar apresentado no anexo 1, foram modeladas as linhas, transformadores e cargas do sistema no OpenDSS. Como visto na Tabela 3.13, o Centro Politécnico possui 12 transformadores de média para baixa tensão, representando 12 cargas. Assim, foi realizada a simulação do fluxo de carga para os quatro casos citados na seção 3.4 e os resultados interpretados foram as tensões em pu nas 12 barras de carga.

4.4.1 Carga Plena sem Geração FV

Para este caso, as tensões nas barras de carga podem ser vistas na Tabela 4.21.

TABELA 4.21 – TENSÕES NAS BARRAS DE CARGA – PLENA CARGA SEM FV

Local	Tensão em kV	Tensão em pu
Entrada	13.8	1,00
DELTA	0.2173	0.9879
Administração	0.2176	0.9889
Química	0.2175	0.9887
CESEC	0.2174	0.9882
RU	0.2174	0.9882
Biológicas 1	0.2174	0.988
Biológicas 2	0.2174	0.988
CEMBAPAR	0.2174	0.9882
LAMIR	0.2175	0.9886
Usina Piloto 1	0.2164	0.9837
Usina Piloto 2	0.2164	0.9837
PCU-MEC	0.2174	0.9882

FONTE: O autor (2018).

Foi possível observar que existem quedas na tensão do alimentador até as cargas, devido às perdas em linhas e transformadores, mas que as tensões registradas se encontram dentro da faixa de tensão adequada estipulada no PRODIST Módulo 8.

4.4.2 Carga Plena com Geração Plena

A Tabela 4.22 mostra as tensões registradas para este caso.

TABELA 4.22 – TENSÕES NAS BARRAS DE CARGA – PLENA CARGA COM GERAÇÃO PLENA

Local	Tensão em kV	Tensão em pu
Entrada	13.8	1,00
DELT	0.2184	0.9925
Administração	0.2176	0.989
Química	0.2175	0.9887
CESEC	0.2174	0.9882
RU	0.2174	0.9882
Biológicas 1	0.2182	0.9918
Biológicas 2	0.2182	0.9918
CEMBAPAR	0.2174	0.9882
LAMIR	0.2175	0.9886
Usina Piloto 1	0.2164	0.9837
Usina Piloto 2	0.2164	0.9837
PCU-MEC	0.2174	0.9882

FONTE: O autor (2018).

Realizando-se uma comparação entre os dois casos, percebe-se que o fato de haver geração próxima das cargas resultou em uma melhora nos níveis de tensão de forma geral. Isso se deve ao fato de boa parte da energia gerada nas barras Biológicas 1, Biológicas 2 e DELT ser consumida localmente, não estando assim sujeita ao transporte pelas linhas do circuito do campus, reduzindo assim as perdas. Outro ponto positivo foi a inexistência de sobretensões nas barras.

4.4.3 Meia Carga sem Geração FV

Para este estudo, todos os valores de carga utilizados nos casos A e B foram reduzidos em 50%. A Tabela 4.23 mostra os valores de tensão obtidos para este caso.

TABELA 4.23 – TENSÕES PARA O CASO MEIA CARGA SEM FV

Local	Tensão em kV	Tensão em pu
Entrada	13.8	1,00
DELTA	0.2187	0.9939
Administração	0.2188	0.9944
Química	0.2188	0.9943
CESEC	0.2187	0.994
RU	0.2187	0.994
Biológicas 1	0.2187	0.994
Biológicas 2	0.2187	0.994
CEMBAPAR	0.2187	0.994
LAMIR	0.2187	0.9943
Usina Piloto 1	0.2182	0.9919
Usina Piloto 2	0.2182	0.9919
PCU-MEC	0.2187	0.9941

FONTE: O autor (2018).

Obviamente, com a presença de uma carga menor, diminui-se a corrente circulante nas linhas do circuito, reduzindo-se assim também as perdas. Com isso, o panorama da tensão melhorou em comparação ao caso com carga plena.

4.4.4 Meia Carga com Geração FV

Para este caso, foi considerada a carga reduzida em 50% como no caso C e a geração plena considerada no caso B.

A Tabela 4.24 mostra o panorama da tensão nas barras para este caso.

TABELA 4.24 – TENSÕES PARA O CASO MEIA CARGA COM FV

Local	Tensão em kV	Tensão em pu
Entrada	13.8	1,00
DELTA	0.2196	0.998
Administração	0.2188	0.9945
Química	0.2188	0.9943
CESEC	0.2187	0.994
RU	0.2187	0.994
Biológicas 1	0.2194	0.9973

Biológicas 2	0.2194	0.9973
CEMBAPAR	0.2187	0.994
LAMIR	0.2187	0.9943
Usina Piloto 1	0.2182	0.9919
Usina Piloto 2	0.2182	0.9919
PCU-MEC	0.2187	0.9941

FONTE: O autor (2018).

Com meia carga, as tensões no caso sem FV já apresentavam valores muito próximos de 1 pu. Por isso, quase não houve alteração pela inserção dos geradores fotovoltaicos. Também não houve sobretensões significativas.

5 CONCLUSÃO

Em relação às análises de investimento, destaca-se que todas elas atingiram a viabilidade econômica, com valor presente líquido positivo e taxa interna de retorno maior que a taxa mínima de atratividade. A migração para o mercado livre de energia mostrou um potencial muito interessante, com tempos de retorno quase imediatos (1 e 2 meses).

Já quanto à gestão de energia, fica comprovada a importância de um profissional engenheiro eletricista atento às questões de gerenciamento da demanda contratada, modalidades tarifárias e excedente reativo. São ações simples e no caso da contratação de demanda, sem custo algum, que trazem um gigantesco impacto ao final do ano,

Destaca-se também a grande competitividade da energia incentivada atualmente no Brasil. Na comparação entre migração para ACL – Livre com energia incentivada e convencional, a incentivada mostrou-se mais atrativa, apesar do custo por kWh maior, devido aos incentivos dados na TUSD. Porém, com as tarifas por kWh entre energia convencional e incentivada já tão próximas, não é de surpreender que já hajam discussões em torno de alterar a regulamentação do setor, retirando ou diminuindo incentivos a esta energia já tão competitiva.

Em tempos de crise financeira, destacam-se também os investimentos de baixo investimento inicial: o gerenciamento da demanda, do excedente reativo e das multas por atraso, que não possui custos e poderia significar a economia de mais de 500 mil reais anuais e a migração ao mercado livre na opção especial, com investimento inicial de 60 mil reais e economia no primeiro ano de mais de 2 milhões de reais.

A energia solar também mostra avanços significativos. Em um ano de diferença entre os trabalhos de Lang (2017) e este trabalho, o custo por Watt de pico do painel solar mais competitivo encontrado foi mais de 6% menor. Neste ritmo, a geração de energia própria tende a se tornar cada vez mais relevante e atrativa. Apesar do tempo de payback ainda alto, em comparação entre todas as alternativas analisadas neste trabalho e do grande investimento inicial, se forem comparadas as economias estimadas em um ano, a geração própria se vê em primeiro lugar: 303 mil reais para a migração ao mercado livre com energia incentivada, 562 mil com ações

administrativas (demanda, excedente reativo e multa) e 686 mil reais com a instalação de energia fotovoltaica.

Ainda, na análise preliminar realizada com o OpenDSS, não houve prejuízos à qualidade da energia, em termos do nível de tensão fornecido aos consumidores. Porém, cabe ressaltar a simplicidade do estudo realizado, a título de estudo complementar. Como sugestões de trabalhos futuros, sugere-se o estudo deste sistema considerando curvas de carga reais e não apenas uma análise instantânea como a realizada neste trabalho, além de análise de outros parâmetros, como a distribuição das correntes pelas linhas, pois existe a possibilidade de ser necessária troca de condutores para que haja suportabilidade a correntes maiores. Além disso, sugere-se a condução de estudos de eficiência energética nos prédios da universidade, já que a melhor forma de economizar com energia é consumindo menos.

Em resumo, comprovou-se o grande potencial de estudos relacionados à área de Engenharia Elétrica para redução de custos e aumento da competitividade de instituições. Ressalta-se que as análises realizadas neste trabalho podem ser aplicadas a outros tipos de estabelecimentos, como grandes indústrias e comércios.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL. **Cartilha: Mercado Livre de Energia Elétrica**. Disponível em: <http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Cartilha_MercadoLivre_V9.pdf> . Acesso em: 23 ago. 2018.

ANEEL. **Entendendo a Tarifa**. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>>. Acesso em: 17 nov. 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Org.). **Micro e Mini Geração Distribuída**: Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeração+Distribuída++2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 18 nov. 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasília) (Org.). **PRODIST Módulo 8**. 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 22 nov. 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRORET MÓDULO 3**: Procedimentos de Regulação Tarifária. Brasília: -, 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_3_1_V4.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRORET MÓDULO 5**: Procedimentos de Regulação Tarifária. Brasília: -, 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_3_1_V4.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA 414**: Condições Gerais de Fornecimento. Brasília: -, 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA 482**: Geração Distribuída. Brasília: -, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: 04 ago. 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA 547**: Bandeiras Tarifárias. Brasília: -, 2013. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013547.pdf>>. Acesso em: 17 nov. 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA 2402**: Reajuste Tarifário Anual - COPEL-DIS. Brasília: -, 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA 414**: Condições Gerais de Fornecimento. Brasília: -, 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2018.

BARROS, Benjamim Ferreira de; BORELLI, Reinaldo; GEDRA, Ricardo Luis. **Gerenciamento de Energia: Ações Administrativas e Técnicas de Uso Adequado da Energia Elétrica**. 2. ed. -: Saraiva, 2015

BAJAY, Sérgio et al. **Geração Distribuída e Eficiência Energética**: Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro. Campinas: International Energy Initiative - lei Brasil, 2018. 332 p.

BLANK, Leland; TARQUIN, Anthony. **Engenharia Econômica**. 6. ed. São Paulo: McGraw-hill, 2008.

CANADIAN SOLAR. **Canadian CS6P-260/265P-SD Datasheet**. 2015. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.4/Canadian_Solar-Datasheet-CS6PPSD_SmartDC-v5.4en.pdf>. Acesso em: 21 nov. 2018.

CCEE (Brasília) (Org.). **Contribuição associativa fecha em R\$ 0,11 por megawatt comercializado**. 2018. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/80-financas-20.html>>. Acesso em: 06 nov. 2018.

CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY (CIA) (Estados Unidos) (Org.). **The World Factbook**. Disponível em: <<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/>>. Acesso em: 17 nov. 2018.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **NTC 905200**: Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da COPEL. Curitiba: -, 2016. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcopel/root/ntcarquivos.nsf/E00A539C1F08DF2003257F69>>

004DF8BC/\$FILE/NTC%20905200%20Acesso%20de%20Micro%20e%20Minigeraçã
ão%20Distribuída.pdf>. Acesso em: 18 nov. 2018.

COPEL (Curitiba) (Org.). **Copel Energia lança aplicativo para o Mercado Livre**. 2017. Disponível em:
<<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F3749278F3E99FFBF8325811A0062B8E1>>. Acesso em: 06 nov. 2018.

COPEL. (2018). **Alterações Tarifárias**. Disponível em:
<<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2F04afb43850ca33c503257488005939b7>>. Acessado em 01 de novembro de 2018.

CRESESB. **SunData**. 2018. Disponível em:
<<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 21 nov. 2018.

ELETROBRAS (Rio de Janeiro) (Org.). **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**. 2011. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20EI%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2018.

ELETROBRAS NORTE (Org.). **Manual Técnico de Procedimentos de Migração do Consumidor Livre ou Especial**. 2016. Disponível em:
<<http://www.elektrobrasamazonas.com/cms/wp-content/uploads/2016/11/Manual-Migração-do-Consumidor-Livre-ou-Especial.pdf>>. Acesso em: 17 nov. 2018.

ENERDATA (Org.). **Global Energy Statistical Yearbook 2018**. 2018. Disponível em:
<<https://yearbook.enerdata.net/electricity/electricity-domestic-consumption-data.html>>. Acesso em: 10 out. 2018.

EPE (Org.). **Balanco Energético Nacional 2017: Ano Base 2016. 2017a**. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf>. Acesso em: 20 ago. 2018.

EPE. **Plano Decenal de Energia 2027**. 2017b. Disponível em:
<<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-332/PDE%202027.pdf>>. Acesso em: 08 set. 2018.

FIRJAN (Rio de Janeiro) (Org.). **Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil?** 2016. Disponível em: <www.firjan.com.br/quantocustaenergia/>. Acesso em: 17 nov. 2018.

GAZOLLI, J. R.; VILLALVA, M. G.; GUERRA, J. **Energia solar fotovoltaica - sistemas conectados à rede elétrica: requisitos para a conexão e proteções.** O Setor Elétrico, Ed. 83, 2012.

GÓMEZ-EXPOSITO, Antonio; CONEJO, Antonio J.; CAÑIZARES, Claudio. **Sistemas de Energia Elétrica: Análise e Operação.** Rio de Janeiro: Ltc, 2011.

GRANT, Eugene; IRESON, W. Grant. **Principles of Engineering Economics.** 6. ed. Nova York: Ronald Press, 1976.

HESS, Geraldo et al. **Engenharia Econômica.** 13. ed. São Paulo: Difel, 1983.

IBGE (Org.). **Índice de Preços ao Consumidor (IPCA).** Disponível em: <<https://sidra.ibge.gov.br/Tabela/1419#/n1/all/n7/all/n6/all/v/69/p/last%201/c315/all/d/v69%202/l/p+t+v,c315/resultado>>. Acesso em: 10 nov. 2018.

INSTITUTO ACENDE BRASIL (São Paulo) (Org.). **Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações.** 2012. Disponível em: <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2012_WhitePaperAcendeBrasil_07_Leiloes_Rev2.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2018.

LANG, Luiz Fernando. **Análise de viabilidade do potencial de geração distribuída solar fotovoltaica e da migração para o mercado livre de energia para Universidade Federal do Paraná.** 2017. 91 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2017.

LEITE, Antônio Dias. **A energia do Brasil.** 3. ed.: Lexikon, 2014.

MAMEDE FILHO, João. **Instalações Elétricas Industriais.** 9. ed. São Paulo: Ltc, 2017.

MARTINS, Vera Lúcia Milani; WERNER, Liane; FACCIO, Karla. Previsão de fluxo de caixa para pecuária brasileira: uma aplicação do modelo composto para previsão de

demandas através de combinação de previsões e de ajuste baseado na opinião. **Espacios**, Caracas, v. 32, n. -, p.22-22, 19 mar. 2011.

MEC (Brasília). Secretaria de Planejamento e Orçamento (Org.). **90% das universidades federais tiveram perda real no orçamento em cinco anos**. Disponível em: <<https://g1.globo.com/educacao/noticia/90-das-universidades-federais-tiveram-perda-real-no-orcamento-em-cinco-anos-verba-nacional-encolheu-28.ghtml>>. Acesso em: 16 jul. 2018.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Guia prático: conceitos e ferramentas de gestão e auditoria energéticas**. Brasília: MMA, 2015. 80 p

MONTICELLI, Alcir; GARCIA, Ariovaldo. **Introdução a Sistemas de Energia Elétrica**. Campinas: Editora Unicamp, 2003.

ONU. **Adoption of the Paris Agreement**. 2016. Disponível em: <<https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>>. Acesso em: 17 nov. 2018

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: -, 2006.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**: Edição Revista e Atualizada. Rio de Janeiro: Cepel, 2014.

RÜTHER, R. (2004). **Edifícios Solares Fotovoltaicos**: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligadas à Rede Elétrica Pública no Brasil. Florianópolis: UFSC / LABSOLAR, 2004.118p.

SINOSOLA. **Sinosola SA275-60P Datasheet**. 2018. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/fileuploader/download/download/?d=1&file=custom%2Fupload%2FFile-1534785519.pdf>>. Acesso em: 21 nov. 2018.

SOUZA, Gabriel Paulo de. **Análise da viabilidade técnica e econômica de migração de consumidores cativos para o mercado livre de energia: estudo de caso em indústrias da cerâmica vermelha localizadas no município de**

Sombrio/SC. 2016. 31 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2016.

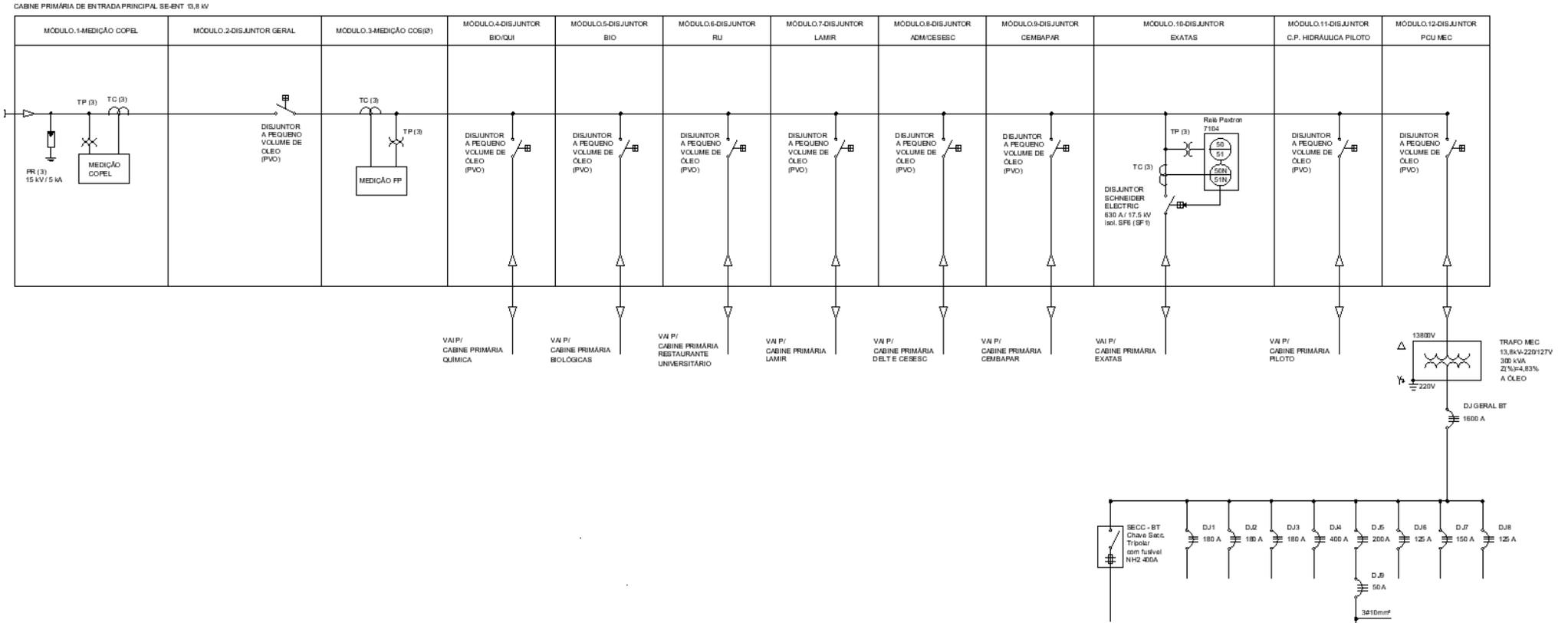
TIEPOLO, Gerson Máximo et al. **Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná.** Curitiba: -, 2017.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiommo. **NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.** 2. ed. [s.l]: Saraiva, 2015.

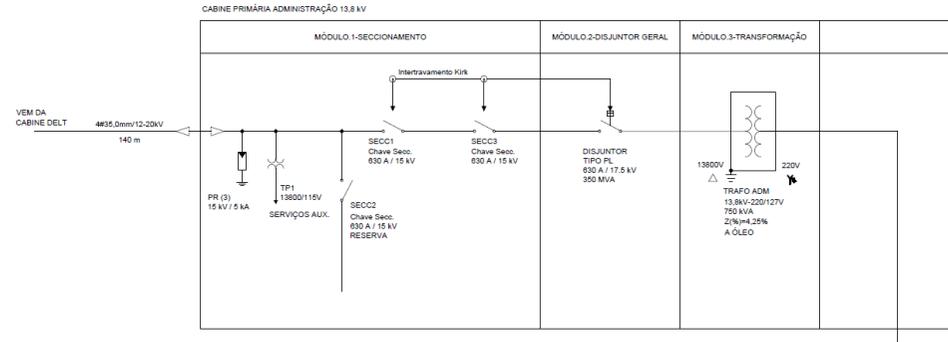
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ. **Lei Orcamentária Anual 2018:** Unidade 2641 - UFPR. Curitiba, PR

ANEXO 1 – DIAGRAMA UNIFILAR DAS INSTALAÇÕES DA UFPR

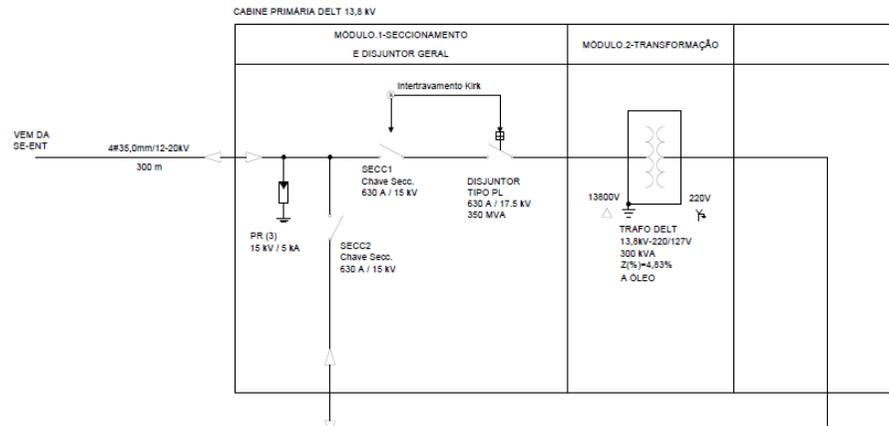
VISÃO GERAL



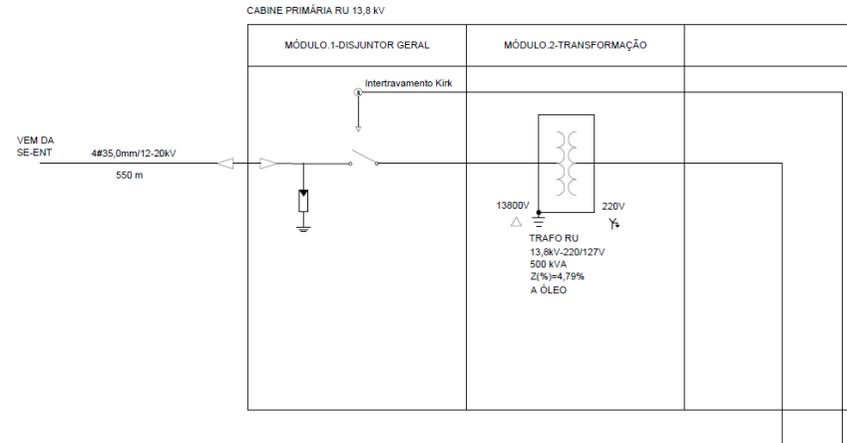
ADMINISTRAÇÃO



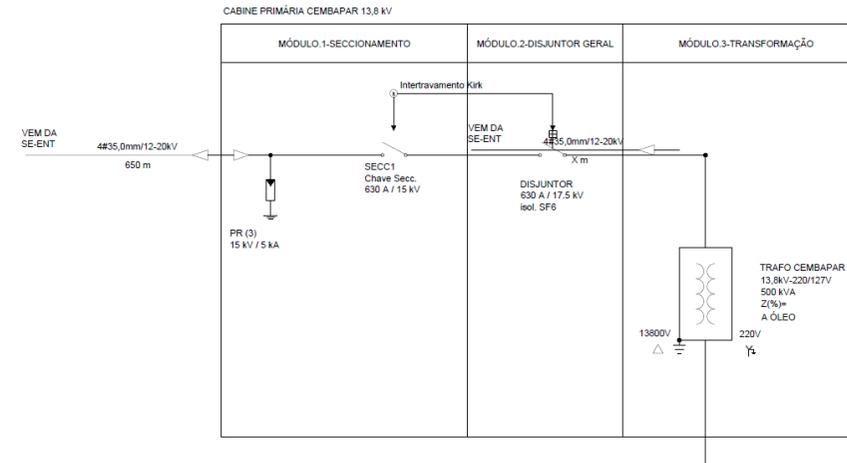
DELT



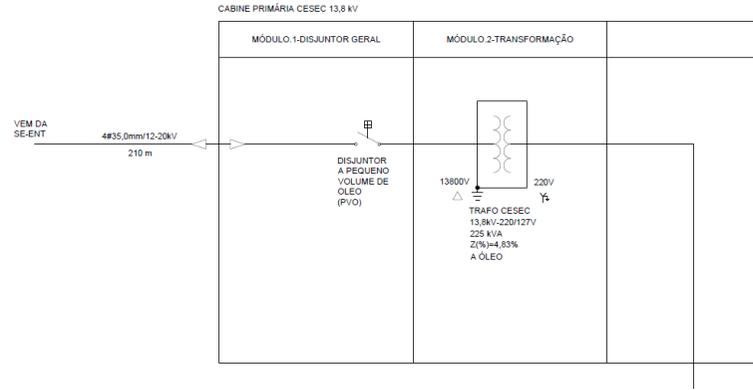
RU



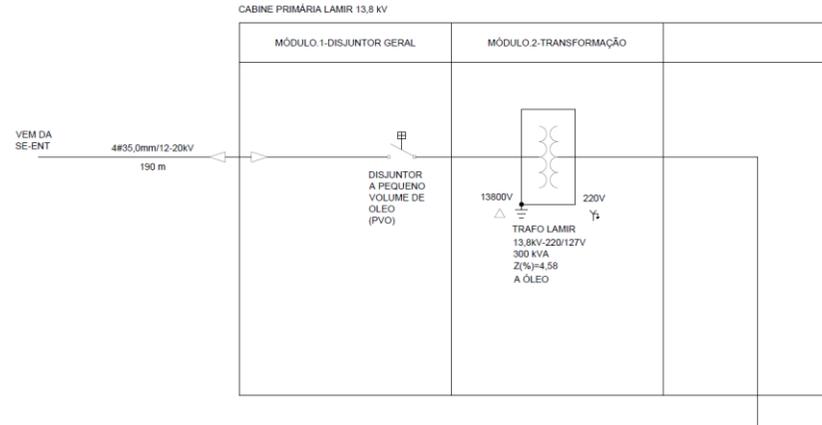
CEMBAPAR



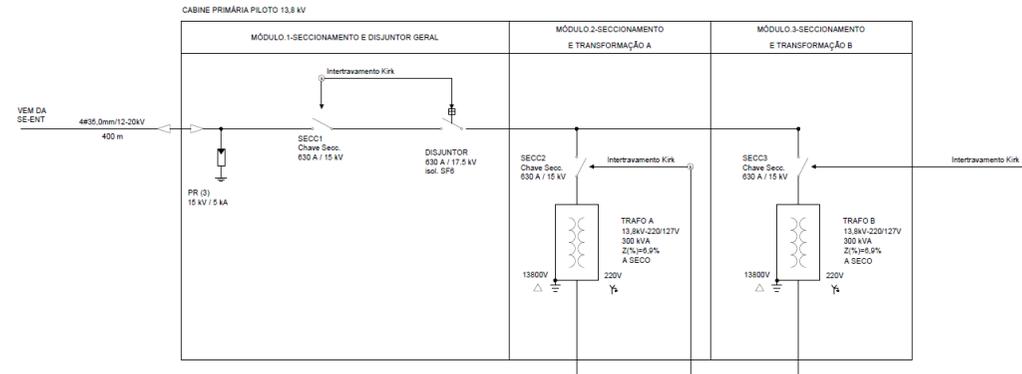
CESEC



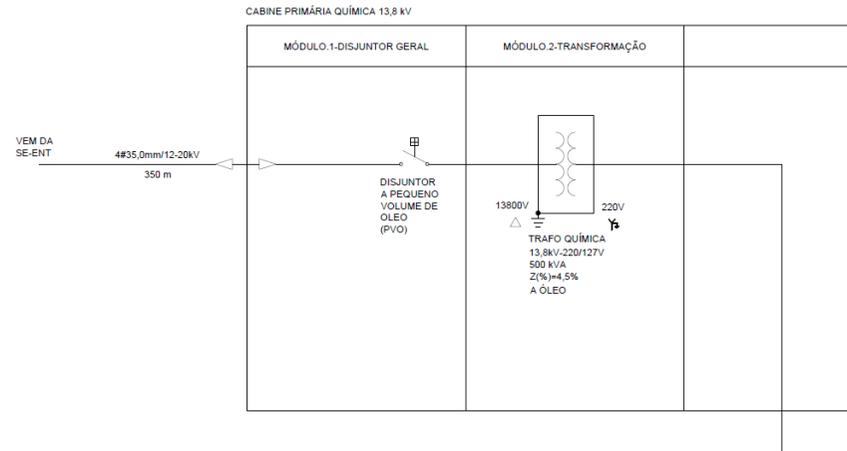
LAMIR



USINA PILOTO



QUÍMICA



Biológicas

