

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

THIAGO PRADO DE CAMPOS

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICO ECONÔMICA DE INSTALAÇÃO DE UM
GRUPO GERADOR DIESEL NA UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO
PARANÁ - CÂMPUS PATO BRANCO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO

2016

THIAGO PRADO DE CAMPOS

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICO ECONÔMICA DE INSTALAÇÃO DE UM
GRUPO GERADOR DIESEL NA UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO
PARANÁ - CÂMPUS PATO BRANCO**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica da Coordenação de Engenharia Elétrica – COELT – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Câmpus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Prof. MSc. Géremi Gilson Dranka

Coorientadora: Prof. MSc. Beatriz Antonina Fontana de Vargas

PATO BRANCO

2016

TERMO DE APROVAÇÃO

O trabalho de Conclusão de Curso intitulado **Análise da Viabilidade Técnico Econômica de Instalação de um Grupo Gerador Diesel na Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Câmpus Pato Branco**, do aluno **Thiago Prado de Campos** foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora N° **93** de 2016.

Fizeram parte da banca os professores:

Géremi Gilson Dranka (Orientador)

Beatriz Antonina Fontana de Vargas (Coorientadora)

César Augusto Portolann

Hervê Stangler Irion

RESUMO

CAMPOS, Thiago Prado de. Análise de Viabilidade Técnico Econômica de Instalação de um Grupo Gerador Diesel na UTFPR - Câmpus Pato Branco. 2016. 83 f. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco 2016.

Este trabalho apresenta o estudo de viabilidade técnica e econômica para instalação de um grupo gerador diesel na Universidade Tecnológica Federal do Paraná – Câmpus Pato Branco, visando a redução dos custos com a fatura de energia elétrica, a possibilidade de utilização do grupo gerador para situações de falta no fornecimento de energia da concessionária, e ainda a utilização do sistema em situações de ultrapassagem da demanda contratada. O estudo de caso compreende na escolha do local para instalação do grupo gerador, no levantamento do perfil de consumo através da análise das tarifas de energia elétrica, na escolha da tensão de serviço e modo operacional do sistema, dimensionamento da potência do grupo gerador e ainda na análise de viabilidade econômica do projeto. O dimensionamento foi realizado para dois cenários: cenário atual, onde foi considerado o registro histórico de maior ultrapassagem na demanda de potência instantânea e fator de crescimento do câmpus, e cenário futuro, considerando a carga prevista no projeto elétrico da universidade. O trabalho também propõe uma metodologia simplificada para realização do dimensionamento de outros sistemas de geração própria de modo a auxiliar trabalhos futuros.

Palavras-chave: Conservação de Energia. Grupo Gerador Diesel. Redução de Custos com a Fatura de Energia Elétrica. Viabilidade Técnica e Econômica.

ABSTRACT

CAMPOS, Thiago Prado de. Análise de Viabilidade Técnico Econômica de Instalação de um Grupo Gerador Diesel na UTFPR - Câmpus Pato Branco. 2016. 83 f. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco 2016.

This study presents the study of technical and economic viability for the installation of a diesel generator set at the Federal Technological University of Paraná - Campus Pato Branco, in order to reduce the cost of electricity bill, possibility of using the generator in situations of lack in the supply of utility power, and even the use of the system in the situations of overtaking of the contracted demand. The case study consists in choosing the location for installation of the generator set in survey consumption profile by analyzing the electricity bills, the choice of operating voltage and operating mode of the system, dimensioning of power generator set and still the economic project feasibility analysis. The design was carried out for two scenarios: current scenario, which was considered the historical record for most overtaking in the instantaneous power demand and growth factor campus, and future scenario considering the intended load on the electrical university project. The study also proposes a simplified methodology for carrying out the design of other self-generation systems in order to help future work.

Keywords: Energy conservation. Group Diesel Generator. Cost reduction with the electricity bill. Technical and Economic Viability.

LISTAS DE SIGLAS E ABREVIATURAS

| | |
|------|-----------------------------------|
| A | Ampere |
| AT | Alta Tensão |
| BEN | Balanço Energético Nacional |
| BT | Baixa Tensão |
| FC | Fator de Carga |
| FP | Fator de Potência |
| GD | Gerador Diesel |
| GGD | Grupo Gerador Diesel |
| h | Horas |
| IBC | Índice Benefício Custo |
| kV | Quilovolts |
| kVA | Quilovolt Ampere |
| kWh | Quilowatt Hora |
| l | Litros |
| Máx | Máximo |
| Mín | Mínimo |
| MO | Mão de Obra |
| MT | Média Tensão |
| MWh | Megawatt Hora |
| OD | Óleo Diesel |
| TMA | Taxa Mínima de Atratividade |
| Vol | Volume |
| VP | Valor Presente |
| VPL | Valor Presente Líquido |
| VPLA | Valor Presente Líquido Anualizado |

LISTAS DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 – Matriz energética Brasileira em 2014 | 13 |
| Figura 2 – Matriz energética Brasileira em 2013. | 14 |
| Figura 3 – Transferência em modo rampa. | 30 |
| Figura 4 – Operação <i>Peak Shaving</i> | 32 |
| Figura 5 – Fluxograma da metodologia. | 49 |
| Figura 6 – Histórico de demanda da Universidade. | 54 |
| Figura 7 – Demanda nos períodos de ponta e fora de ponta. | 55 |
| Figura 8 – Histórico do fator de carga da Universidade entre Janeiro de 2014 e Fevereiro de 2016. | 56 |
| Figura 9 – Histórico de consumo da Universidade. | 57 |
| Figura 10 – Consumo em kWh para os últimos doze meses. | 57 |
| Figura 11 – Percentual de consumo e faturamento nos últimos doze meses. | 58 |
| Figura 12 – Histórico do valor da tarifa de energia do câmpus. | 59 |
| Figura 13 – Composição da fatura de energia elétrica de fevereiro de 2016. | 60 |
| Figura 14 – Composição da tarifa para o período entre março de 2015 e fevereiro de 2016. | 61 |
| Figura 15 – Diagrama unifilar das instalações elétricas da Universidade. | 62 |
| Figura 16 – Local para instalação do sistema de geração. | 65 |
| Figura 17 – Dado para Análise de Cenários (SAVEPI). | 74 |

LISTAS DE QUADROS

| | |
|---|----|
| Quadro 1 – Classificação dos subgrupos atendidos em alta tensão. | 22 |
| Quadro 2 – Classificação dos subgrupos atendidos em baixa tensão. | 22 |
| Quadro 3 – Recomendações a respeito do local da instalação..... | 39 |
| Quadro 4 – Indicadores de retorno..... | 48 |
| Quadro 5 – Dimensionamento para situação futura. | 68 |
| Quadro 6 – Componentes do sistema de geração. | 70 |
| Quadro 7 – Indicadores de retorno do projeto..... | 74 |
| Quadro 8 – Indicadores de risco e limites de elasticidade do projeto..... | 75 |

LISTAS DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1 – Acréscimos do Sistema de Bandeiras Tarifárias. | 25 |
| Tabela 2 – Taxas e alíquotas aplicadas sobre a tarifa de energia. | 26 |
| Tabela 3 – Reajustes na tarifa da COPEL..... | 26 |
| Tabela 4 – Esquema de ligação para conexão com a rede elétrica. | 41 |
| Tabela 5 – Tarifação da modalidade verde, subgrupo A4. | 53 |
| Tabela 6 – Consumo da Universidade nos períodos de ponta e fora de ponta. | 58 |
| Tabela 7 – Relação dos transformadores da Universidade..... | 63 |
| Tabela 8 – Parâmetros do dimensionamento para situação atual..... | 69 |
| Tabela 9 – Tempo de retorno por cenário. | 72 |

SUMÁRIO

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | INTRODUÇÃO..... | 13 |
| 1.1 | Considerações iniciais..... | 13 |
| 1.2 | Motivações..... | 15 |
| 1.3 | Objetivos específicos..... | 18 |
| 1.4 | Objetivo Geral..... | 19 |
| 1.5 | Estrutura do trabalho..... | 19 |
| 2 | TARIFAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA..... | 21 |
| 2.1 | Tipos de consumidores..... | 21 |
| 2.2 | Estrutura tarifária..... | 22 |
| 2.2.1 | Resoluções Normativas..... | 26 |
| 3 | GRUPOS GERADORES A DIESEL..... | 27 |
| 3.1 | Características gerais de operação..... | 27 |
| 3.1.1 | Classificação do Sistema de Geração Própria..... | 28 |
| 3.1.2 | Geração Própria com Opção de Paralelismo Momentâneo..... | 29 |
| 3.1.3 | Transferência com Rampa de Carga..... | 29 |
| 3.1.4 | Operação <i>Peak Shaving</i> | 30 |
| 3.2 | Componentes principais..... | 32 |
| 3.2.1 | Máquina Primária e Gerador Síncrono..... | 32 |
| 3.2.2 | Tanque de Combustível..... | 33 |
| 3.3 | Sistema de supervisão..... | 34 |
| 3.3.1 | Ruídos..... | 34 |
| 3.3.2 | Emissão de Gases Tóxicos..... | 35 |
| 3.3.3 | Arrefecimento..... | 35 |
| 3.3.4 | Sistema de Monitoramento e Controle..... | 35 |
| 3.4 | Características do óleo diesel..... | 36 |
| 3.4.1 | Biodiesel..... | 36 |

| | |
|---|----|
| 3.5 Fator de potência..... | 36 |
| 3.6 Custo operacional do sistema de geração | 37 |
| 4 METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DO GRUPO GERADOR | 38 |
| 4.1 Local da instalação..... | 38 |
| 4.2 Parâmetros elétricos..... | 39 |
| 4.3 Diagrama unifilar da instalação | 40 |
| 4.4 Transformadores | 41 |
| 4.5 Análise tarifária..... | 42 |
| 4.6 Regime de operação | 43 |
| 4.7 Dimensionamento dos geradores..... | 44 |
| 4.8 Orçamento do sistema de geração..... | 46 |
| 4.9 Estudo de viabilidade técnico-econômica da instalação..... | 46 |
| 4.10 Fluxograma e resumo para o dimensionamento | 48 |
| 5 ESTUDO DE CASO DA UTFPR CÂMPUS PATO BRANCO | 52 |
| 5.1 Levantamento do perfil de consumo e demanda da UTFPR | 52 |
| 5.1.1 Histórico de Demanda | 53 |
| 5.1.2 Histórico de Consumo | 56 |
| 5.1.3 Histórico de Faturamento | 59 |
| 5.2 Diagrama unifilar das instalações da Universidade | 61 |
| 5.3 Regime de operação | 63 |
| 5.4 Dimensionamento do sistema de geração própria | 64 |
| 5.4.1 Escolha do Local | 64 |
| 5.4.2 Avaliação de Aspectos Técnicos..... | 66 |
| 5.4.3 Dimensionamento dos Geradores Considerando Situação Futura..... | 67 |
| 5.4.4 Dimensionamento dos Geradores Considerando Situação Atual..... | 68 |
| 5.5 Orçamento para aquisição e instalação do sistema | 69 |
| 5.6 Análise da viabilidade econômica | 70 |

| | |
|---|----|
| 5.6.1 Custo operacional do Sistema de Geração | 71 |
| 5.6.2 Estimativa de Gastos Futuros com Energia no Período de Ponta..... | 71 |
| 5.6.3 Viabilidade Econômica | 72 |
| 5.6.4 Viabilidade Econômica Utilizando o SAVEPI..... | 73 |
| 6 CONCLUSÕES | 76 |
| REFERÊNCIAS..... | 78 |

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A energia elétrica é considerada uma fonte secundária de energia, proveniente de fontes primárias de energia como o sol, vento, água ou combustíveis fósseis, por exemplo. Nesse contexto, as fontes de energia podem ser classificadas em dois grupos principais, fontes de energia renováveis e não renováveis, sendo que as renováveis são aquelas em que os recursos, apesar de inconstantes, não se esgotam, como por exemplo, as fontes hídricas, solar e eólica. Já as fontes de energia não renováveis são aquelas que os recursos são finitos, como derivados de petróleo, nuclear, carvão e derivados, ou seja, recursos passíveis de se esgotar por serem utilizadas com velocidade relativamente maior se comparado aos milhares de anos necessários para sua formação (MAGALLHÃES, 2009).

A matriz de energia elétrica do Brasil tem origem predominantemente renovável, representando 74,5% da oferta interna de eletricidade no ano de 2014. A principal fonte de geração de energia elétrica do país é a fonte hidráulica, correspondendo a aproximadamente 65,2% da oferta interna de energia elétrica, seguido da geração por gás natural, com um percentual de 13%, e na sequência pela geração por meio de biomassa, com cerca de 7,3% da oferta de energia interna de energia elétrica em 2014 (BEN, 2015).

A oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil no ano de 2014 pode ser observada na Figura 1.

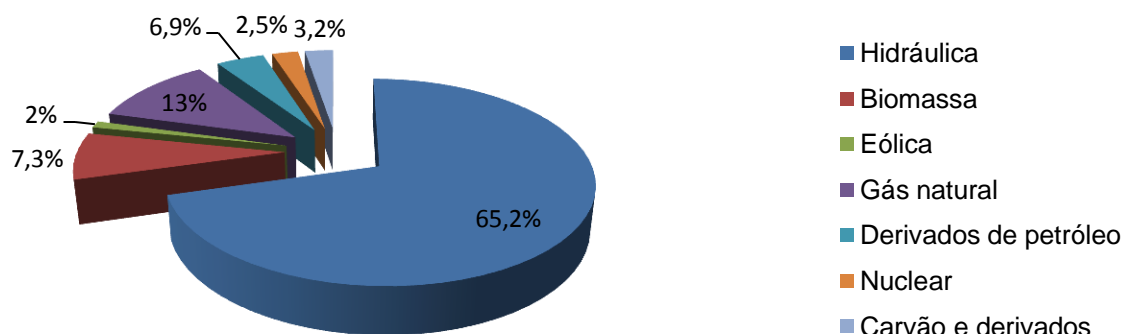


Figura 1 – Matriz energética Brasileira em 2014

Fonte: Adaptado de BEN (2015)

No ano de 2014, o Brasil enfrentou problemas devido à escassez de chuvas em algumas regiões do País. Para preservar os níveis dos reservatórios de água das usinas hidrelétricas localizados nas regiões afetadas, a ANEEL autorizou o despacho da geração termoelétrica fora da ordem de mérito de custo. A estratégia foi adotada visando a otimização na utilização dos recursos disponíveis (ANEEL, 2015).

As fontes primárias são diretamente dependentes de fatores climáticos, e devido à inconstância desses fatores, muitas vezes há a necessidade do acionamento das usinas termoelétricas como forma de auxiliar no fornecimento de energia elétrica do país. Nessas situações, o custo do kWh gerado se torna mais caro devido ao fato dessas usinas, em geral, possuírem baixo rendimento no seu processo de conversão de energia, além de que seu custo de operação está suscetível às variações do preço do combustível utilizado (PINHEL, 2000).

Dessa forma, devido às condições hidrológicas desfavoráveis observadas nos últimos anos, houve a necessidade de aumento da geração de energia elétrica por meio de termoelétricas, de acordo com dados do último Balanço Energético Nacional (BEN, 2015). As ofertas por fonte de gás natural, derivados de petróleo e carvão sofreram um aumento de 1,7%, 2,5%, e 0,6% respectivamente, enquanto a oferta por fonte hídrica sofreu uma queda de 5,4% (BEN, 2014). Os dados estão relacionados com problemas ocorridos no setor energético devido a estiagem em regiões onde se encontram reservatórios importantes, e por consequência houve a necessidade de geração por outras fontes não renováveis (BEN, 2015). Na Figura 2 são apresentados os dados referentes a oferta interna de energia elétrica por fonte nos anos de 2013 e 2014 do Brasil.

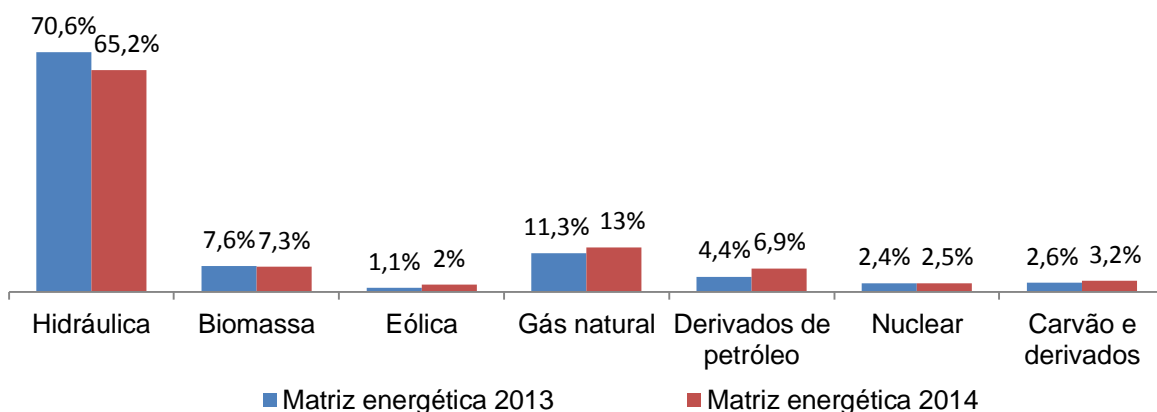


Figura 2 – Matriz energética Brasileira de 2013 e 2014.

Fonte: Adaptado de BEN (2014)

1.2 MOTIVAÇÕES

Os custos relacionados à energia elétrica consumida e com a demanda contratada aumentaram significativamente nos últimos anos. O último reajuste realizado pela Companhia de Fornecimento de Energia Elétrica do Paraná (COPEL) impactou em um aumento nas faturas de energia elétrica dos consumidores de um modo geral. No caso do câmpus da UTFPR de Pato Branco, o aumento na tarifa de energia elétrica também foi significativo. Outro fator que contribuiu para o aumento foi o processo de expansão do câmpus.

Além do aumento recente no custo final da energia elétrica verificado nos últimos anos, as ocorrências de apagões deixaram em alerta o consumidor industrial que possui equipamentos ou processos dependentes de fornecimento contínuo de energia, onde a interrupção no fornecimento geralmente implica em prejuízo ou atraso na produção. Nesse sentido, o governo adotou medidas para tentar amenizar o problema, como, por exemplo, o início da construção de novas usinas, incentivos a geração distribuída por meio da resolução normativa nº 482 de 2012 e até mesmo por meio de acordos internacionais com países da América do Sul através da importação de energia proveniente desses países. Entretanto, a eliminação total do risco de racionamento e/ou *blackout* é uma medida impraticável do ponto de vista técnico e também consiste em uma alternativa fortemente antieconômica (LIMA, 2013; GONÇALVES, 2014).

A maioria das empresas de grande porte utiliza sistemas de geração auxiliar para operação em períodos de horário de ponta. Na atualidade os geradores a óleo diesel são aplicados tanto para buscar alternativas na redução dos valores com a fatura, quanto para proporcionar confiabilidade durante a operação do sistema em situações de interrupção do fornecimento de energia por parte do sistema elétrico.

O uso de geradores diesel pode ser uma solução a médio e curto prazo para fornecimento auxiliar de energia elétrica, tendo em vista que os custos para instalação de um sistema de geração eólica ou sistema de geração solar ainda são economicamente inviáveis em algumas situações, sobretudo, devido aos valores elevados de aquisição e instalação desses sistemas. Outra desvantagem dos sistemas de geração eólica e solar está relacionada

à estocasticidade dessas fontes, dependentes de condições climáticas favoráveis. Assim, a utilização em larga escala de fontes alternativas de energia implica em desafios para as distribuidoras, principalmente devido a intermitência no processo de geração, gerenciamento da demanda de ponta e também em casos de pico de consumo causados por situações atípicas como uma final de copa do mundo de futebol ou abertura das olimpíadas, por exemplo (EM, 2013).

Estudos recentes mostram a viabilidade sob o ponto de vista técnico-econômico da implantação de um GGD principalmente para operar em horários de ponta. O sistema tem a vantagem adicional de proporcionar maior segurança e garantir a operacionalidade das empresas em caso de falta de fornecimento de energia por parte da concessionária, evitando assim que ocorra uma pausa na produção ou no caso de instituições de ensino, que ocorra a interrupção das atividades acadêmicas.

Sendo assim, um sistema de geração própria garante a operabilidade nessas situações, além da redução dos prejuízos por inatividade. Em casos de instituições de ensino e, sobretudo hospitais, as vantagens da utilização de uma fonte de geração própria são ainda mais acentuadas, visto que nessas situações a possibilidade de interrupção do fornecimento de energia elétrica é um fator relevante (DRANKA, 2012; MARCANTE, 2012; GONÇALVES, 2014).

Os sistemas descentralizados de geração proporcionam diversos benefícios para o sistema elétrico de potência e para os consumidores, como na redução das perdas elétricas de transmissão, e na redução do carregamento da rede elétrica, o que implicaria em uma contribuição na melhoria de níveis de tensão da rede em períodos com elevado consumo. Outra questão não menos importante está relacionada à contribuição na diversificação da matriz energética. Outras vantagens na utilização de geração próxima a carga estão relacionadas com a diminuição no tempo necessário para implantação desses sistemas, além do impacto ambiental reduzido (ANEEL, 2010).

Nesse contexto, o gerador diesel (GD) tem-se consolidado ao longo dos tempos como uma das opções mais viáveis principalmente por apresentar elevada robustez, ser de fácil manutenção, por possuir custo operacional relativamente baixo, além de proporcionar uma maior diversidade da matriz energética. Ainda, o óleo diesel usado para abastecer o gerador pode ser facilmente adquirido além de ser um produto abundante em território nacional (GONÇALVES, 2014). Outro

aspecto positivo quanto ao uso de gerador diesel, é a possibilidade de seu remanejamento em casos de mudanças de *layout* ou em casos de ampliação das instalações, além de poder operar de maneira isolada, sendo assim as instalações podem se encontrar fisicamente distantes da rede.

Dessa forma, o gerador diesel tem sido amplamente utilizado no meio rural, permitindo assim o desenvolvimento econômico de pequenos produtores, já que muitas vezes se encontram distantes da rede elétrica. Nessas situações, o custo com a instalação para interligar ao sistema é relativamente alto e ainda o proprietário deve arcar com as despesas dos materiais necessários para tal instalação, como postes, cabos, isoladores, entre outros itens que compõe o sistema de distribuição. (HAUSCHILD, 2006; DIB, 2010).

Por outro lado, algumas desvantagens no uso do gerador diesel também podem ser elencadas como, por exemplo, o elevado custo de manutenção, emissão de gases poluentes resultantes da queima de combustível e seu alto nível de ruído sonoro quando em operação. Com relação aos elevados níveis de ruídos durante a operação, destaca-se que na atualidade há a possibilidade do uso de filtros que reduzem significativamente o ruído audível. De acordo com Gonçalves (2014), o abastecimento com biodiesel é uma das medidas a serem adotadas que auxiliam na diminuição de emissão de poluentes (CHAIM, 2011; MOTA, 2011; GONÇALVES, 2014).

Gonçalves (2014) realizou um estudo analisando a viabilidade de instalação de um sistema de geração própria utilizando geradores a diesel para operar em horários de ponta em uma universidade da cidade de Curitiba. No que se refere a viabilidade econômica, o autor concluiu que o custo da energia elétrica gerada pelo grupo gerador a diesel é inferior ao custo cobrado pela concessionária local nos horários de ponta, onde a utilização do sistema de geração própria representou uma diminuição de aproximadamente 50% no custo do kWh no horário de ponta, representando aproximadamente 20% em relação ao valor total da fatura. No meio industrial, diversos trabalhos já foram propostos considerando a instalação de um grupo gerador diesel, como por exemplo, no trabalho de Marcante (2012).

Ao longo dos anos, a UTFPR - câmpus Pato Branco passou por inúmeras modificações em sua estrutura física, de modo a atender à crescente demanda de cursos oferecidos pela instituição. Essa característica de expansão se tornou ainda mais evidente após a implantação do projeto de Reestruturação e Expansão das

Universidades Federais – Reuni, realizado pelo governo federal no ano de 2008. Como consequência da expansão da estrutura física, houve a necessidade da reestruturação do sistema elétrico do câmpus, resultando na inserção de novos transformadores de distribuição e inclusive na construção de uma nova entrada de energia.

Baseado nesse contexto, a tendência atual e futura da instituição está na busca por soluções que integrem confiabilidade e segurança ao sistema elétrico da instituição, e se possível, promover a redução da fatura de energia elétrica. Nesse sentido, este trabalho propõe a análise da viabilidade da implantação de um grupo gerador diesel (GGD) nas dependências da UTFPR, câmpus Pato Branco, objetivando contribuir com a redução da fatura de energia elétrica e consequentemente promover a diminuição nos gastos de recursos públicos, além de possibilitar um aumento da confiabilidade de suprimento de energia. O estudo proposto tem por objetivo buscar alternativas para redução dos custos com a fatura de energia, por meio da utilização do sistema de geração própria no período de horário de ponta.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Determinar o local da instalação do sistema de geração diesel e também o local do tanque de abastecimento.
2. Elaborar uma metodologia para futuros trabalhos que necessitem realizar o dimensionamento.
3. Realizar o dimensionamento do grupo gerador diesel, necessário para atender a demanda do câmpus.
4. Efetuar a análise tarifária da universidade considerando a modalidade tarifária em que se enquadra, e realizar a comparação entre o valor do kWh médio cobrado pela concessionária e o custo médio do sistema de geração própria.
5. Realizar um estudo da viabilidade técnica e econômica da implantação de um grupo gerador diesel no câmpus UTFPR-PB para operar em horários de ponta, e/ou em horários de pico de

demanda e/ou em casos de falta no fornecimento de energia elétrica.

1.4 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral consiste na análise de viabilidade para instalação de um sistema de geração própria por meio de um grupo gerador diesel para a UTFPR, câmpus Pato Branco.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Neste primeiro capítulo foram apresentados dados relacionados à matriz energética brasileira dos últimos dois anos, no qual foi observado o aumento de geração de energia elétrica a partir de fontes termoelétricas. O acionamento de termoelétricas resulta conseqüentemente em um aumento da tarifa de energia, por possuírem custos operacionais mais elevados do que em relação as hidrelétricas, esse fator também é apresentado neste capítulo como uma das motivações para o desenvolvimento desse trabalho. Os objetivos do trabalho também foram apresentados neste capítulo.

No capítulo 2 serão abordados conceitos a respeito da tarifação de energia elétrica, da classificação dos consumidores e enquadramento tarifário. No terceiro capítulo serão abordados conceitos a respeito dos geradores a diesel, tanto em relação as suas características operacionais, como também conceitos em relação aos modos operacionais tipicamente usados. Também serão apresentadas considerações em relação ao sistema de supervisão do GGD, e algumas características sobre o óleo diesel.

A metodologia para o dimensionamento e instalação do sistema de geração própria será apresentada no quarto capítulo. A metodologia tem como objetivo indicar os procedimentos a serem considerados para instalação do sistema, como por exemplo, a respeito da escolha do local para instalação do GGD, modo de

operação mais adequado, análise tarifária e dimensionamento do conjunto de geradores para atender a carga da unidade.

O estudo de caso do câmpus Pato Branco será mostrado no capítulo 5, onde será descrita a aplicação da metodologia do Capítulo 4 para o dimensionamento do sistema de geração própria considerando o caso da UTFPR.

2 TARIFAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA

Como parte do trabalho compreende o estudo das tarifas de energia elétrica, neste capítulo serão descritos os principais conceitos a respeito da estrutura tarifária atual, destacando-se: a classificação dos consumidores, grupos e modalidades tarifárias, sistema de bandeiras tarifárias, período de horário de ponta, e alíquotas aplicadas sobre a tarifa.

2.1 TIPOS DE CONSUMIDORES

A resolução da ANEEL nº 414/2010 que estabelece os sistemas de tarifação e também a classificação do consumidor, define a classificação dos consumidores de acordo com as atividades exercidas e de acordo com a finalidade da utilização da energia elétrica em suas atividades (ANEEL, 2010).

Segundo a ANEEL, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos: grupo A e grupo B. No grupo A enquadram-se as unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou superior a 2,3 kV (alta tensão) ou atendidas a partir de sistema subterrâneo. A tarifa aplicável ao grupo A é denominada de tarifa binômia, na qual o faturamento é realizado considerando uma parcela correspondente ao consumo (kWh) e outra a demanda (kW). Para os consumidores do grupo A, a tarifa de consumo é aplicada diretamente sobre a quantidade de energia ativa¹, expressa em kWh, medida durante um período médio de 30 dias. A tarifa de demanda é aplicada levando-se em conta a potência que é colocada à disposição do consumidor e as condições contratuais para o fornecimento da energia (COPEL, 2005).

¹ Energia ativa é a energia que produz trabalho (KOSOW, 2005).

O grupo A é subdividido em seis subgrupos: conforme apresentado pelo Quadro 1.

| Subgrupo | Classificação |
|----------|---|
| A1 | Unidade consumidora atendida com tensão ≥ 230 kV. |
| A2 | Unidade consumidora atendida com tensão entre 88 kV e 138 kV. |
| A3 | Unidade consumidora atendida com tensão igual a 69 kV. |
| A3a | Unidade consumidora atendida com tensão entre 30 kV e 44 kV. |
| A4 | Unidade consumidora atendida com tensão entre 2,3 kV e 25 kV. |
| AS | Unidade consumidora atendida com sistema subterrâneo. |

Quadro 1 – Classificação dos subgrupos atendidos em alta tensão.

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2010).

O grupo B, por sua vez, é a denominação utilizada para caracterizar as unidades consumidoras atendidas em tensão inferior à 2,3 kV (baixa tensão). A tarifa correspondente ao grupo B é a tarifa monômnia, aplicada apenas ao consumo. O grupo B é subdividido em quatro subgrupos conforme apresenta o Quadro 2.

| Subgrupo | Classificação |
|----------|--|
| B1 | Residencial e residencial baixa renda. |
| B2 | Rural. |
| B3 | Demais classes. |
| B4 | Iluminação pública. |

Quadro 2 – Classificação dos subgrupos atendidos em baixa tensão.

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2010).

2.2 ESTRUTURA TARIFÁRIA

Segundo a resolução da ANEEL nº479/2012, a modalidade tarifária a qual estará sujeita a unidade consumidora pode apresentar opções de contratação dependendo da tensão de atendimento. As unidades consumidoras compreendidas no grupo A4, com tensão de fornecimento igual ou superior à 69 kV, não possuem opção de escolha e são enquadrados na modalidade horária azul. Para alguns grupos, existe a possibilidade dos consumidores optarem por ser enquadrados como consumidores livres. Os consumidores atendidos com tensão inferior à 69 kV e com demanda contratada igual ou superior à 300 kW, podem optar entre contratar a modalidade azul ou verde. As unidades consumidoras com tensão abaixo de 69 kV e

com demanda contratada inferior a 300 kW, podem optar entre horária azul, horária verde ou convencional binômia.

A modalidade verde possui apenas um único valor de faturamento de demanda para os horários de ponta e fora de ponta, e a demanda a ser utilizada deve ser contratada previamente. Em caso de ultrapassagem do valor contratado em mais de 5%², o valor em kW que ultrapassar o contratado é tarifado com valores mais elevados em relação ao pago normalmente. A tarifa azul possui tarifação diferenciada para consumo e demanda em horário de ponta. A tarifa horária verde possui tarifação diferenciada apenas para o consumo, dependendo do posto horário. A convencional binômia possui um único custo para períodos de ponta e fora de ponta, tanto para consumo de energia quanto para demanda de potência contratada. No entanto essa forma de tarifação será extinta a partir de junho de 2016 (ANEEL 2015).

O período de ponta está compreendido entre às 18 h e 21 h de segunda a sexta, exceto alguns feriados definidos pela resolução normativa 414. Durante esse período (horário de ponta), o custo do kWh possui tarifação diferenciada para consumidores do grupo A, onde o custo do kWh é superior se comparado com o custo para consumo em kWh no período fora de ponta. O horário de ponta representa aproximadamente 66 horas em um mês típico, enquanto o período fora de ponta compreende os demais horários e representa aproximadamente 654 horas em um mês (ANEEL, 2010).

As unidades consumidoras que compreendem o grupo B, atendidas com tensão inferior à 2,3 kV, podem optar entre a contratação da modalidade tarifária convencional monômia que possui única tarifa para os períodos de ponta e fora de ponta, ou pela modalidade horária branca, que possui tarifação diferenciada para horário de ponta e para o período intermediário³. Os consumidores pertencentes ao subgrupo B1 baixa renda e B4, não possuem opção de escolha entre as modalidades em virtude de já possuírem tarifação diferenciada, (ANEEL, 2012; COPEL, 2015).

² O faturamento de ultrapassagem ocorre quando a demanda medida é superior a 5% sobre o valor de demanda contratada. o maior valor entre o valor contratado e medido é faturado (COPEL, 2016).

³ O período intermediário é compreendido pela hora anterior e pela hora posterior em relação ao período de horário de ponta (COPEL, 2016).

No ano de 2015 o Brasil passou por uma reestruturação no sistema tarifário, conforme apresenta a resolução 1.859 da ANEEL homologada no dia 27/02/2015. A nova estrutura é conhecida como Sistema de Bandeiras Tarifárias, que será aplicada a todos os consumidores e teve por objetivo substituir o sistema antigo que era baseado na sazonalidade dos períodos secos e úmidos. Anteriormente, os reajustes relacionados aos custos com geração eram repassados ao consumidor no ano seguinte. Já com o novo sistema, o custo é repassado ao consumidor mensalmente, sendo caracterizado pela cor da bandeira vigente naquele período. O sistema possui três bandeiras tarifárias: verde, amarela e vermelha e indicação de acréscimos relativos à conta de energia do consumidor.

O custo da geração depende da fonte primária de energia e do custo de operação das fontes geradoras. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) efetua constantes estudos da situação dos reservatórios. Esse estudo antecede a necessidade do acionamento de fontes auxiliares. A previsão do custo com energia determinará a cor vigente, no qual implicará possíveis acréscimos no valor da fatura para o consumidor final (DIEESE, 2014).

A bandeira verde indica condições favoráveis para a geração no qual o custo médio da energia elétrica é de até R\$ 211,28/MWh. Nestes casos, a tarifa não sofrerá acréscimo. A amarela representa condições menos favoráveis para geração, ou seja, nos casos em que o custo da geração for entre R\$ 211,28 e R\$ 422,66 por MWh. Em períodos onde a bandeira amarela estiver em vigor, a tarifa sofrerá um acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora consumidos. Já a vermelha representa condições desfavoráveis e onerosas para a geração de energia, relacionada com a necessidade de acionamento de usinas termelétricas com custo operacional relativamente elevado se comparado às hidrelétricas. A bandeira vermelha é subdividida entre patamar 1 e 2: para casos onde o custo da energia for entre R\$ 422,66 e R\$ 610,00 por MWh a bandeira será vermelha com patamar 1, a fatura sofrerá um acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos, e nos casos onde o custo da geração for superior a R\$ 610,00 por MWh a bandeira vermelha será de patamar 2, e sofrerá um acréscimo de R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos. Os acréscimos segundo a resolução nº 2.016 da ANEEL estão representados na Tabela 1 (ANEEL 2016).

Tabela 1 – Acréscimos do Sistema de Bandeiras Tarifárias.

| Bandeira | Custo de geração (MWh) | Adicional (R\$/100 kWh) |
|-------------|------------------------------|-------------------------|
| Verde | Até R\$ 211,28 | Não há |
| Amarela | De R\$ 211,28 até R\$ 422,66 | R\$ 1,50 |
| Vermelha P1 | De R\$ 422,66 até R\$ 610,00 | R\$ 3,00 |
| Vermelha P2 | Acima de R\$ 610,00 | R\$ 4,50 |

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2016).

Existem ainda os reajustes ordinários das tarifas, que acontecem anualmente e englobam todas as empresas do ramo de distribuição. O reajuste permite as concessionárias cobrirem seus custos não gerenciáveis como, por exemplo, corrigir a inflação anual, realizar correções monetárias relacionadas aos contratos de compra de energia elétrica, e ainda realizar reajustes em relação aos custos com manutenção, custos operacionais, cota de depreciação e investimentos realizados pelas distribuidoras.

O reajuste ou revisão extraordinária pode acontecer independente dos ajustes ordinários. Pode ser reivindicado pelas concessionárias quando houver alterações em seus custos operacionais que possam ser comprovadas, e também em casos onde surjam novos tributos e encargos ou na modificação dos já existentes (ANEEL 2007).

Além das Tarifas de Energia (TE), e acréscimos relacionados à bandeira em vigência, existe ainda um valor adicional relacionado aos impostos cobrados por cada kWh consumido, referente às alíquotas de ICMS, Cofins, Pasep e ainda uma Tarifa referente ao Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que representa a taxa cobrada pela concessionária para utilização da rede elétrica. O ICMS é o Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação, o PIS/PASEP é o imposto cobrado para aplicação em Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público, o COFINS representa a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social e COSIP representa a Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública.

O excedente reativo é o valor cobrado pela concessionária quando a carga apresenta um fator de potência menor que 0,92. A taxa pelo uso do sistema de distribuição e as alíquotas que são aplicadas atualmente sobre a tarifa de energia estão representadas na Tabela 2 para a COPEL.

Tabela 2 – Taxas e alíquotas aplicadas sobre a tarifa de energia.

| PIS/PASEP | COFINS | COSIP | ICMS | TUSD |
|-----------|--------|-------|------|--------|
| 1,32% | 6,08% | 5,51% | 29% | 15,32% |

Fonte: Adaptado de COPEL (2016)

O histórico dos reajustes ocorridos a partir do ano de 2010 e a previsão de aumento para junho de 2016 estão representados na Tabela 3.

Tabela 3 – Reajustes na tarifa da COPEL.

| Resolução | Vigência | Variação Percentual |
|--------------|----------|---------------------|
| 1015/2010 | 24/06/10 | 2,46% |
| 1158/2011 | 24/06/11 | 2,99% |
| 1296/2012 | 24/06/12 | -0,65% |
| 1431/2013 | 24/01/13 | -19,28% |
| 1565/2013 | 24/06/13 | 9,55% |
| 1763/2014 | 24/06/14 | 24,86% |
| 1858/2015 | 02/03/15 | 36,79% |
| 1897/2015 | 24/06/15 | 15,32% |
| Previsão | 24/06/16 | -6% |
| Média | | 9,43% |

Fonte: Adaptado de COPEL (2016).

2.2.1 Resoluções Normativas

Segundo a resolução nº 469/2011 da ANEEL, os procedimentos de distribuição visam estabelecer procedimentos para garantir a qualidade de energia elétrica no que compreende a qualidade do produto e a qualidade de serviço.

Os índices de qualidade de energia são baseados em dados relacionados ao tempo de continuidade no fornecimento de energia além de valores de referência de tensão para operação em regime permanente e também às perturbações na forma de onda fundamental de tensão (ANEEL, 2011).

3 GRUPOS GERADORES A DIESEL

Segundo Mamede (2011), o grupo gerador diesel é composto por um motor primário, que utiliza como combustível o óleo diesel, acoplado a um gerador. É composto também por um quadro de comando. Recomenda-se utilizar o sistema de geração a diesel por se tratar de uma forma economicamente viável para obtenção de energia elétrica. Neste capítulo serão apresentados alguns conceitos gerais a respeito do GGD e os principais componentes, características a respeito do óleo diesel e do biodiesel, e custo operacional do sistema (MOTA, 2011).

3.1 CARACTERÍSTICAS GERAIS DE OPERAÇÃO

A principal característica do motor a diesel é a sua alta taxa de compressão, necessária para a queima adequada do combustível introduzido no pistão. A energia térmica resultante do processo de combustão é transferida mecanicamente para um eixo girante acoplado ao rotor da máquina. É possível obter uma corrente elétrica trifásica nos terminais de saída da máquina a partir de um campo magnético girante. Devido à disposição espacial das bobinas na armadura da máquina deslocadas em 120° , e devido a disposição dos enrolamentos, é possível à obtenção de energia elétrica trifásica similar a forma senoidal, permitindo a conexão com cargas externas (CUMMINS, 2003; FITZGERALD *et al.*, 2006; MAMEDE, 2011).

O GGD possui controladores integrados que permitem ao sistema operar com frequência e tensão constantes, mesmo que ocorra variação de carga, proporcionando maior confiabilidade ao sistema de geração própria. Os controladores atuam regulando a rotação do eixo acoplado ao alternador por meio de injeção de combustível, e por meio do ajuste da corrente contínua aplicada nos enrolamentos de campo da máquina, possibilitando dessa maneira controlar a intensidade da excitação do campo magnético e adequar os valores de tensão com os valores de referência desejados (KOSOW, 2005; PRADO, 2006; CUMMINS, 2015; STEMAC, 2015).

3.1.1 Classificação do Sistema de Geração Própria

O sistema de geração própria é classificado de acordo com seu modo de operação, podendo ser classificado basicamente de três maneiras: modo contínuo, modo *standby* e modo *prime*. No modo de operação contínuo, o sistema de geração local possui regime de trabalho constante e os proprietários em geral são as concessionárias de energia ou autoprodutores que se encontram distantes da rede de transmissão. A operação do sistema de forma isolada, não permite a operação de sincronismo com a concessionária local. No modo de operação *standby*, o sistema de geração é utilizado principalmente para a finalidade de geração de emergência, sendo recomendado em casos onde, por exemplo, a falta de energia elétrica pode comprometer pessoas, processos ou equipamentos (CUMMINS, 2015; COPEL, 2015; STEMAC, 2015).

O modo de operação *prime*, por sua vez, possui regime de operação em horários específicos visando, por exemplo, a redução dos custos com a tarifa de energia. É recomendado para esse modo de operação que o sistema seja composto por dois geradores, onde é possível que o primeiro opere com regime de operação para suprimento da carga demandada e o segundo em situações de falta no fornecimento de energia. Ainda é possível configurar o sistema para operar com ambos os geradores atendendo a carga. Existe a possibilidade em optar pelo revezamento no atendimento a carga em casos onde a demanda possa ser atendida por apenas um dos geradores, situação que permite a realização das manutenções preventivas no gerador que estiver inoperante (MOTA, 2011; CUMMINS, 2015; STEMAC, 2015).

Para operar no modo *prime* é necessário que o sistema seja capaz de realizar a transferência de carga em modo rampa em condição de sincronismo momentâneo. A operação do sistema de geração com sincronismo permanente com a rede da concessionária caracteriza o acesso de geração distribuída ao sistema de distribuição, segundo a norma técnica da COPEL, NTC n° 905100 de dezembro de 2011 (PRADO, 2006; COPEL, 2011; GONÇALVES, 2014; STEMAC, 2015).

3.1.2 Geração Própria com Opção de Paralelismo Momentâneo

De acordo com a normativa da COPEL nº903105 de 2011, a unidade consumidora poderá possuir sistema de geração própria, para operação em regime emergencial ou em regime de geração paralela, com ou sem paralelismo, desde que apresentado e aprovado o projeto elétrico pela concessionária local (COPEL, 2011).

As Normas Técnicas da COPEL (NTCs) nº 900100 de 2013 e nº 903105 de 2011 tratam das obrigações do consumidor proprietário do sistema de geração própria. De acordo com as NTCs referidas, o sistema de geração de maneira alguma deve proporcionar problema de natureza técnica ou relacionado a segurança junto ao sistema de distribuição da COPEL e outras unidades consumidoras. Também é de responsabilidade do consumidor prover a segurança de funcionários da concessionária, entre outras pessoas que possam estar expostas ao sistema de geração própria.

A NTC 903105 de 2011 destaca ainda que é de responsabilidade do consumidor a responsabilidade de garantir a segurança do sistema de geração própria e também dos equipamentos envolvidos no processo, como disjuntores, chaves magnéticas além de outros dispositivos de manobra que estejam relacionados ao paralelismo. O sistema obrigatoriamente deve possuir dispositivo que interrompa o paralelismo de forma rápida e eficaz, por meio de intertravamento eletromecânico. A normativa enfatiza que os transformadores de potência da unidade consumidora devem possuir o lado de alta tensão ligado na mesma tensão de atendimento. Além disso, o consumidor é responsável em garantir a operacionalidade do sistema de geração própria em paralelismo momentâneo⁴ com a rede de distribuição (COPEL, 2011; COPEL, 2013).

3.1.3 Transferência com Rampa de Carga

Para acionamento do sistema de geração para atender a demanda no horário de ponta, o sistema de controle integrado do sistema de geração própria sincroniza os geradores com a rede elétrica e no instante em que ocorre o

⁴ O paralelismo momentâneo é aquele com duração inferior ou igual a 15 segundos.

fechamento do disjuntor de transferência, inicia-se o processo de transferência em rampa. A transferência total da carga não deve durar mais do que 15 segundos, tempo máximo de sincronismo momentâneo com a rede determinado pela norma técnica da COPEL n°903105 de 2011. O modo rampa está representado na Figura 3.

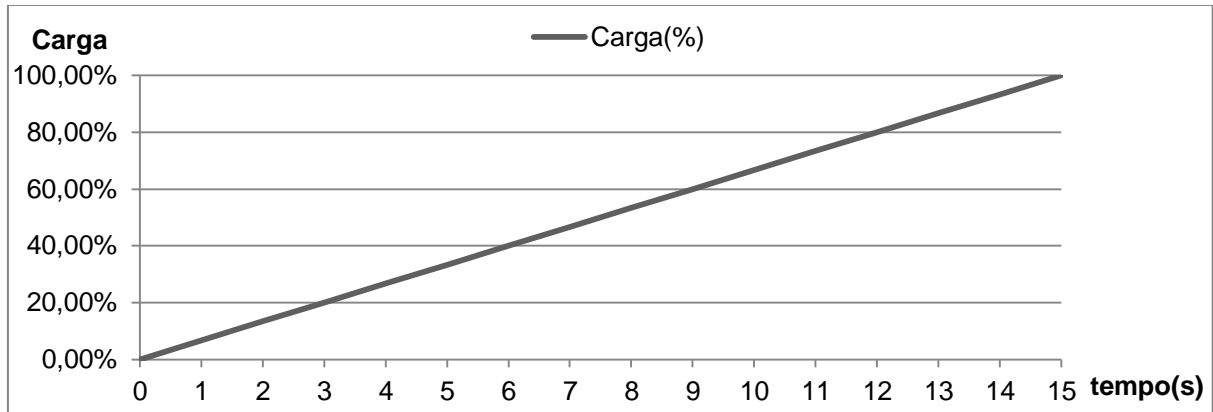


Figura 3 – Transferência em modo rampa.

Fonte: Autoria própria.

A transferência com rampa de carga ocorre de modo que o GGD assume a carga demandada de maneira linear, o que pode implicar em um menor impacto mecânico no eixo dos geradores em relação à transferência de carga em degrau, que possui maior variação de carga em um tempo relativamente menor. Optar pelo sistema de transferência em rampa além de contribuir no aumento do tempo de vida útil das partes mecânicas do grupo gerador, pode também apresentar um melhor regime transitório enquanto assume a carga (COPEL, 2011; MAMEDE, 2011; GONÇALVES, 2014).

Para paralelismo permanente com a rede da concessionária, é necessário consultar a NTC n° 905100 para acesso de geração distribuída ao sistema da COPEL com comercialização de energia ou a NTC n° 905200 para acesso de geração com compensação de energia.

3.1.4 Operação *Peak Shaving*

A operação *Peak Shaving* geralmente é utilizada para complementar a geração na ocorrência de picos na demanda de energia, e ocorre por meio da

atuação do sistema de geração a diesel. Essa operação também pode ser utilizada por consumidores para evitar que a ocorrência de picos na demanda de potência implique em faturamento adicional proveniente da demanda de ultrapassagem. A concessionária realiza medições da potência ativa a cada 15 minutos, os valores são integralizados e o maior valor medido durante o mês é faturado, onde a ultrapassagem é caracterizada pelo excedente de 5% do valor da demanda de energia elétrica contratada (COPEL, 2013).

Os sistemas de geração modernos possuem controladores integrados, possibilitando que o sistema de geração passe a operar se a demanda de potência tender a ultrapassar o valor de referência desejado. Um sinal é enviado aos controladores do GGD, via rede ou módulo local. Se a demanda instantânea medida estiver acima da referência, o sistema considera risco de ultrapassagem e os geradores então entram em processo de sincronismo. Após a operação de sincronismo, os disjuntores são fechados permitindo a conexão com a rede, e o grupo gerador assume a carga demandada em modo rampa. No instante em que a demanda da unidade consumidora estiver igual ou abaixo do valor de referência desejado, um sinal é enviado ao sistema de geração que de maneira análoga ao assumir a carga, sincroniza o sistema com a rede e efetua a transferência da carga para a concessionária, também em modo rampa. Ao término da transferência, os disjuntores que permitem a conexão entre o sistema e a rede são abertos, desconectando o sistema de geração própria, da rede da concessionária. O controle da demanda também pode ocorrer por meio de alívio de carga mediante desligamento de cargas em ordem de prioridade. A operação *Peak Shaving* está representada na Figura 4 (PRADO, 2006; ANEEL, 2010; MACHADO, 2010; MAMEDE, 2011; MARCANTE, 2012; CRUZ, 2014; CUMMINS, 2015; STEMAC, 2015).

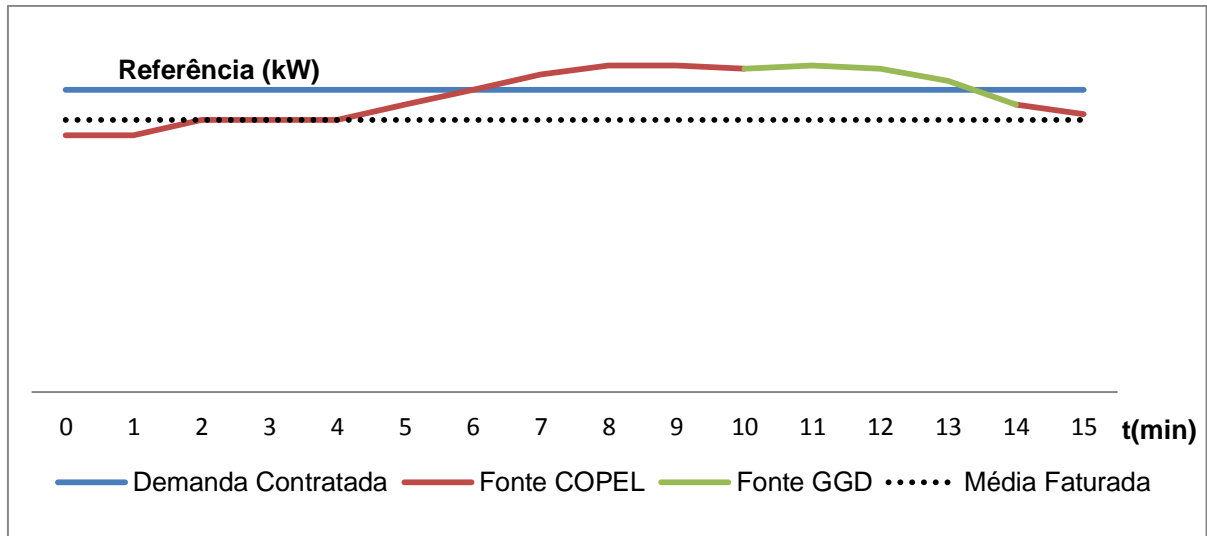


Figura 4 – Operação *Peak Shaving*.

Fonte: Adaptado de Cruz (2014).

O fabricante CUMMINS, recomenda aquecer o motor pelo tempo mínimo de 2 minutos, antes de conectar a carga ao sistema de geração (CUMMINS, 2015).

3.2 COMPONENTES PRINCIPAIS

O GGD pode ser composto por um ou mais geradores, é tipicamente composto por tanque para armazenamento de combustível, atenuadores de ruídos e vibrações, além de quadros de comando e sistema de controle. Serão apresentados nessa seção algumas características e informações referentes às principais partes que constituem o sistema de geração.

3.2.1 Máquina Primária e Gerador Síncrono

A máquina primária consiste no motor a óleo diesel, e sua operação ocorre de forma análoga aos usados em automóveis, entretanto toda a potência mecânica é aplicada a um único eixo acoplado a uma máquina síncrona operando como alternador.

A máquina síncrona pode operar de duas maneiras, como motor ou como gerador. É basicamente constituída por um rotor contendo um circuito de excitação

de campo, alimentado por corrente contínua, e por um estator ou armadura, onde se encontram os enrolamentos e conjuntos de bobinas que são conectadas a terminais permitindo a conexão externa com a rede. Os enrolamentos são distribuídos de forma a fornecer corrente alternada trifásica nos terminais de saída (KOSOW, 2005; FITZGERALD *et al.*, 2006).

O processo de conversão de energia mecânica em energia elétrica ocorre a partir do momento em que o motor passa a operar fornecendo potência mecânica no eixo da máquina primária que, por sua vez, é conectada ao eixo da máquina síncrona. A potência mecânica no eixo da máquina primária é entregue de forma girante, ou seja, em função do torque mecânico e velocidade angular, conforme apresenta a Equação 1 em que P_{mec} representa a potência mecânica em kW entregue ao eixo da máquina, τ_{mec} representa o torque mecânico em N.m e ω_{mec} representa a velocidade do eixo em rotações por minuto (RPM).

$$P_{mec} = \tau_{mec} \times \omega_{mec} \quad (1)$$

A potência elétrica gerada é equivalente a potência mecânica entregue ao eixo do rotor descontado as perdas durante o processo de conversão, conforme representa Equação 2, onde P_{el} representa a potência elétrica gerada, P_{mec} representa a potência mecânica entregue ao eixo do alternador e P_{perdas} representa as perdas no processo de conversão, que consistem em perdas por histerese, perdas por efeito Joule, perdas por corrente de *Foucault*, entre outros fatores construtivos da máquina (KOSOW, 2005; FITZGERALD *et al.*, 2006).

$$P_{el} = P_{mec} - P_{perdas} \quad (2)$$

3.2.2 Tanque de Combustível

O tanque para armazenamento do combustível que irá abastecer o GGD geralmente é instalado de forma abrigada. Porém, para casos específicos pode ser recomendado que o tanque seja enterrado. O dimensionamento do volume do tanque deve ser realizado considerando o abastecimento para um mês de operação,

e algumas características do sistema de geração, como por exemplo, o rendimento do gerador, taxa de consumo de combustível, número de horas diárias previstas para operação. Quanto aos aspectos construtivos, geralmente são feitos a partir de chapas de aço-carbono, com indicador externo de nível, controle de contenção e controlador de pressão interna. Para realizar a instalação do sistema de armazenamento de combustíveis o projeto deve ser aprovado previamente pelo corpo de bombeiros (MAMEDE, 2011; GONÇALVES, 2014).

3.3 SISTEMA DE SUPERVISÃO

Enquanto estiver operando, o sistema de geração pode apresentar ruídos e vibrações. Também pode ocorrer aumento na temperatura da máquina primária devido ao fato de se tratar de um motor à combustão composto por partes mecânicas não estáticas. O sistema de supervisão, portanto, deve ser composto por ventiladores e arrefecedores para refrigeração da máquina primária, sistema de exaustão para os gases resultantes da queima do diesel e atenuadores de ruídos e vibrações (CUMMINS, 2003; MARCANTE, 2012; GONÇALVES, 2014).

3.3.1 Ruídos

Para que não ocorra prejuízo nas atividades realizadas das imediações do sistema de geração, o sistema deve conter atenuadores para que o nível de ruído se mantenha dentro dos estabelecidos por norma enquanto o gerador estiver operando. A NBR nº10151 de 2000, determina que o nível aceitável de ruídos para ambientes escolares ou universitários é de 50 dB no período diurno e de 45 dB durante o período noturno. Segundo o manual do fabricante Cummins, para que se possa dimensionar adequadamente o isolamento acústico é necessário um ensaio prévio do grupo gerador operando a plena carga em seu local de instalação, ao mesmo tempo em que uma leitura dos ruídos nas imediações do sistema de geração seja realizada com auxílio de um decibelímetro (NBR, 2000; CUMMINS, 2003).

3.3.2 Emissão de Gases Tóxicos

Os gases resultantes do processo de combustão da máquina primária são chamados óxidos de carbono, os quais possuem alto nível de toxicidade, cujo contato prolongado em ambiente fechado pode ser fatal. É recomendável observar a respeito da ventilação do local da instalação do grupo gerador. O sistema de exaustão possui um catalisador para reduzir a emissão de gases e reter parte da fuligem resultante do processo de exaustão, o sistema contém um supressor de ruídos, o que torna a operação dos geradores mais silenciosa (MAMEDE, 2011).

3.3.3 Arrefecimento

O sistema de geração própria possui sistema de refrigeração composto por ventoinha e radiador abastecido com líquido de arrefecimento e água para evitar a ocorrência de superaquecimento, fator que pode contribuir para o tempo de vida útil do gerador (CUMMINS, 2003; MAMEDE, 2011).

3.3.4 Sistema de Monitoramento e Controle

O GGD é composto por sistema de monitoramento e sistema de controle digital que permite acionar automaticamente o sistema de geração para operar em horários específicos e no controle da demanda. A concessionária realiza leituras a cada 15 minutos para aquisição dos valores de potência ativa e leituras horárias para aquisição dos valores de potência reativa. As leituras são integralizadas, e o valor resultante representa a demanda medida para o período. É possível determinar uma referência para o controle da demanda, representada por uma reta com inclinação proporcional a referência. Em situações onde a leitura da carga demandada superar os valores de referência o sistema poderá operar, assumindo a carga durante o sincronismo momentâneo (CRUZ, 2014; CUMMINS, 2015; STEMAC, 2015).

3.4 CARACTERÍSTICAS DO ÓLEO DIESEL

O óleo diesel é um combustível inflamável derivado do petróleo bruto, que pode ser obtido por meio de refino. De modo geral, pode ser classificado de duas maneiras: óleo diesel A, sem adição de biodiesel, ou óleo diesel B, com adição de biodiesel. Pode ser comercializado para uso rodoviário, marítimo ou para geração de energia elétrica. O diesel é o combustível mais usado para abastecimento da máquina primária do sistema de geração própria devido a alguns fatores, como por exemplo, a facilidade para aquisição, estocagem, e transporte (MAMEDE, 2011; FERNANDES, 2012).

A principal desvantagem na utilização do diesel está relacionada ao fato de se tratar de um combustível fóssil derivado do petróleo, onde sua combustão resulta em gases tóxicos e poluentes que contribuem negativamente para o meio ambiente (CUMMINS, 2003; MARCANTE, 2012).

3.4.1 Biodiesel

O biodiesel é um combustível de origem vegetal ou animal, renovável e biodegradável, com grande projeção no mercado na última década por se tratar de um combustível menos poluente em relação ao diesel convencional. Pode ser obtido a partir do óleo de girassol, óleo de soja, gordura animal ou ainda a partir do reuso do óleo vegetal. O biodiesel apresenta menores índices de emissão de partículas de hidrocarbonetos e óxidos de carbono o que inviabiliza ecologicamente sua utilização. De acordo com a lei nº 13.263 de março de 2016, é obrigatório a adição de 8% de biodiesel no diesel (B8) comercializado com o consumidor final. O aumento pode chegar a 10% nos próximos 2 anos (STORTI, 2009; FERNANDES, 2012).

3.5 FATOR DE POTÊNCIA

O fator de potência é definido como a relação entre a potência ativa e a potência aparente do gerador, onde um fator de potência baixo, próximo de zero,

indica que boa parte da potência da máquina é utilizada para excitação do campo ou é perdida durante o processo de geração, ou seja, é a energia que não é convertida em trabalho. Os fabricantes geralmente disponibilizam informações sobre os dados do gerador que variam de acordo com o modelo e potência, entretanto um fator de potência razoável que pode ser utilizado para estimativa da potência nominal do gerador é o fator de 0,8 (SCHIMITD, 1970; KOSOW, 2005; FITZGERALD *et al.*, 2008; MAMEDE, 2011).

3.6 CUSTO OPERACIONAL DO SISTEMA DE GERAÇÃO

O custo operacional do sistema de geração está relacionado a fatores como a taxa de consumo horária de diesel com o sistema operando a plena carga. O fator de carga do gerador, o número de horas mensais que irá operar o sistema de geração, valor atual do óleo diesel, e ainda os custos com manutenção, mão de obra, óleo lubrificante e reposição de peças também são fatores que implicam no custo operacional. É possível estimar o consumo mensal do óleo diesel em litros utilizando os dados do manual do gerador. A equação 3 representa o volume em litros de óleo diesel necessário para abastecer o gerador mensalmente. O consumo do gerador é dado em litros por hora, FC é o fator de carga do gerador e o regime é dado por horas mensais de operação (CUMMINS, 2003; MOTA, 2011; MAMEDE, 2011; MARCANTE, 2012, GONÇALVES, 2014).

$$V_{\text{diesel}} = \text{Consumo}_{\text{ger}} \times FC \times \text{regime}_{\text{hrs}} \quad (3)$$

De acordo com os dados fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), o preço médio cobrado atualmente pelo litro do diesel é de R\$ 2,52 para distribuição e de R\$ 2,83 para revenda. Os reajustes dos preços dos combustíveis acontecem semestralmente, geralmente nos meses de Março e Setembro. O aumento médio anual para os últimos três anos foi de 9,85% (ANP, 2016).

4 METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DO GRUPO GERADOR

Visando auxiliar o projetista durante os processos compreendidos na análise de viabilidade do investimento e durante a realização do dimensionamento da potência do GGD, será apresentada neste capítulo a metodologia para a realização do estudo de viabilidade de instalação de um sistema de geração própria.

4.1 LOCAL DA INSTALAÇÃO

Para a escolha do local de instalação do grupo gerador, é necessário atender as recomendações do fabricante apresentadas no manual do equipamento. De modo geral, as recomendações visam assegurar: a integridade física do sistema, a segurança de qualquer pessoa que esteja nas proximidades do GGD, e a facilidade de acesso, que permita a realização da instalação e manutenção do sistema. O local da instalação deve permitir o acesso para combate a incêndio (IWAND, 2007; MARCANTE, 2012; GONÇALVES, 2014).

A partir do manual do fabricante Cummins, algumas recomendações relacionadas à escolha do local são apresentadas, sobretudo: deve ser escolhido de forma que facilite o acesso, que permita tanto a realização das manutenções gerais quanto serviços de maior dimensão como remoção ou substituição. Em caso de sinistro, o sistema não pode comprometer as instalações pertencentes à concessionária. O manual recomenda ainda que o local permita a instalação do tanque de combustível e sistema de controle de vazamento de combustível (CUMMINS, 2015; STEMAC, 2015).

De acordo com a NTC nº 903109 de 2015 a localização do sistema de geração deve ser o mais próximo possível do ponto de medição e segundo a COPEL, é de responsabilidade do consumidor com geração própria garantir a integridade física de funcionários e das instalações pertencentes a concessionária em caso de ocorrência de sinistros, e também garantir a segurança de terceiros que possam estar nas proximidades do sistema (COPEL, 2011, 2013, 2015).

O resumo com as recomendações da concessionária local e do fabricante estão representados no Quadro 3.

| COPEL | FABRICANTE |
|---|--|
| Segurança das instalações da concessionária | Segurança das instalações da concessionária |
| Segurança de funcionários da concessionária | Segurança de pessoas próximas |
| Segurança de terceiros | Facilidade de acesso |
| Proximidade com o ponto de medição | Comporte instalação do tanque de combustível |

Quadro 3 – Recomendações a respeito do local da instalação.

Fonte: Adaptado de (CUMMINS, 2003; COPEL, 2013).

4.2 PARÂMETROS ELÉTRICOS

A NTC n° 903105 de 2011, que trata dos sistemas de geração própria com paralelismo momentâneo com a concessionária local, determina que para conectar o sistema de geração na rede elétrica é necessário que o GGD seja trifásico e opere na frequência de 60 Hz. A tensão de serviço do sistema de geração pode ser tanto em baixa tensão (até 1 kV) como em média tensão (de 1 kV até 36,2 kV), e pode implicar diretamente nos custos de implementação. Segundo Souza (2005), é possível optar pelo sistema de geração em média tensão, dispensando o uso de transformador elevador para conexão com a rede. Devido aos aspectos construtivos dos enrolamentos do estator da máquina, tipicamente constituídos por cabos de alta tensão, ao invés de enrolamentos de cobre, como nos geradores em BT convencionais, o custo de aquisição e manutenção do sistema em MT pode ser relativamente maior se comparado ao sistema com geração em BT (ABNT, 2004; ABNT, 2005; SOUZA, 2005; COPEL, 2011; MARCANTE, 2012).

Foi realizado em Gonçalves (2014), o estudo de viabilidade para instalação de um sistema de geração própria para operar em horários de ponta e em situações de emergência em uma Universidade em Curitiba. Para essa situação é recomendado optar por um sistema de geração que atenda todos os transformadores de distribuição a partir de um único grupo gerador, uma vez que, o atendimento dos transformadores a partir de geradores individuais pode implicar em um aumento no custo de implementação do sistema, em consequência da necessidade de aquisição de um maior número de equipamentos.

Consequentemente é necessária a realização mais frequente de manutenções e substituição de componentes (GONÇALVES, 2014).

Os fabricantes recomendam que para a escolha da tensão de serviço do sistema é necessário levar em consideração o nível de tensão em que é atendida a unidade pela concessionária de energia, a potência nominal e a tensão no lado de AT dos transformadores de distribuição instalados (CUMMINS, 2015; STEMAC, 2015).

4.3 DIAGRAMA UNIFILAR DA INSTALAÇÃO

O diagrama unifilar da instalação contém informações a respeito da situação atual das instalações, e pode ser utilizado como ferramenta para auxiliar durante o processo de escolha do local que acomodará o sistema de geração própria. Por intermédio do diagrama unifilar, é possível verificar a distância da localização do ponto de medição em relação ao sistema de geração e condição do sistema atual de aterramento. O projeto elétrico fornece informações relacionadas aos dados dos transformadores de distribuição, como por exemplo, o número de transformadores instalados, carga total instalada, localização e a potência de cada transformador (IWAND, 2007; MOTA, 2011; MARCANTE, 2012; GONÇALVES, 2014).

A partir dos dados fornecidos no diagrama unifilar é possível obter o fator de utilização dos transformadores. O fator de utilização é a relação entre a demanda ativa máxima no secundário (BT) e a potência máxima do transformador (OLIVEIRA, 2009).

O fabricante CUMMINS sugere que o diagrama unifilar seja disponibilizado para o projetista por se tratar de um recurso importante para realização do projeto de geração própria. Antes de efetuar a escolha do modo de operação e dimensionamento da potência dos geradores, recomenda-se analisar as características dos transformadores de distribuição e das cargas que serão atendidas, e ainda observar a localização das cabines de medição e nível de tensão em que é realizada a medição (MARCANTE, 2012; CUMMINS, 2015; STEMAC, 2015).

4.4 TRANSFORMADORES

Os transformadores de potência permitem que seja realizada a transferência de energia de um circuito primário para um circuito secundário ou terciário por meio de acoplamento magnético. Devido ao fenômeno de indução eletromagnética é possível induzir uma tensão no secundário, proporcional a relação de espiras entre os enrolamentos primário e secundário, mantendo a mesma frequência do circuito primário (KOSOW, 2005; FITZGERALD *et al.*, 2006).

Para realizar o estudo de dimensionamento do sistema de geração é necessário observar algumas características dos transformadores de potência, como por exemplo, o número de transformadores instalados na unidade a ser atendida pelo sistema de geração, a tensão nominal primária em MT, tensão nominal secundária em BT, a potência nominal em kVA, que representa a potência elétrica que o transformador pode fornecer a carga para uma determinada condição de frequência e tensão. E ainda o rendimento do transformador, fator que depende diretamente das perdas durante o processo de transformação (SCHIMITD, 1970; MAMEDE, 2011; MOTA, 2011).

De acordo com Marcante (2012), para realizar o estudo do dimensionamento é recomendado levantar o número de transformadores ligados no ramal de entrada da unidade e observar como é composto o sistema de distribuição. Segundo a norma técnica da COPEL nº903105 de dezembro de 2011, os transformadores de potência utilizados para elevar a tensão de serviço dos geradores devem possuir esquema de ligação, conforme a Tabela 4. Para utilizar outras configurações de conexão do enrolamento primário do transformador é necessário consultar a concessionária previamente.

Tabela 4 – Esquema de ligação para conexão com a rede elétrica.

| Tensão de atendimento | Enrolamento primário – Rede COPEL | Enrolamento secundário – Lado gerador |
|------------------------------|--|--|
| 13,8 kV | Triângulo | Estrela – Neutro aterrado |
| 34,5 kV | Estrela – Neutro aterrado | Estrela – Neutro aterrado |
| 34,5 kV | Estrela – Neutro Isolado | Estrela – Neutro aterrado |

FONTE: Adaptado de COPEL (2011)

4.5 ANÁLISE TARIFÁRIA

Uma das etapas para o dimensionamento do GGD está relacionada com o estudo da viabilidade econômica de implantação do sistema. Para isso, é necessária a realização de uma análise sobre o histórico dos valores de consumos por posto horário, demanda máxima e das faturas de energia elétrica. A análise permite ainda verificar a ocorrência de faturamento por ultrapassagens na demanda de potência elétrica contratada, entre outras informações. É possível ainda determinar o custo médio do kWh pago a concessionária local e compara-lo posteriormente com o custo do kWh do sistema de geração própria indicando qual das opções é financeiramente mais viável.

Em Gonçalves (2014), a análise das tarifas foi utilizada como ferramenta para realizar o cálculo do custo médio do kWh pago a concessionária e para obter o registro da maior demanda medida. Para Marcante (2012), a realização do estudo da análise tarifária tem como objetivo o levantamento do consumo em horários de ponta e histórico de ultrapassagem na demanda contratada. Os fabricantes recomendam realizar o estudo da tarifa para observar a demanda de potência contratada atualmente e histórico de ultrapassagem sobre o valor contratado. O fator de crescimento também pode ser utilizado para realizar a estimativa de consumo futuro. Para que se tenha um perfil de consumo razoavelmente confiável é recomendado utilizar pelo menos as doze últimas faturas para realização da análise (IWAND, 2007; MARCANTE, 2012; GONÇALVES, 2014).

É possível analisar se a demanda contratada não está subutilizada por intermédio do cálculo do fator de carga para os períodos de ponta e fora de ponta. O fator de carga está relacionado com o consumo horário médio e demanda faturada para um determinado intervalo de tempo. O fator de carga pode variar em uma escala de 0 até 1, onde um fator unitário indica que o consumo horário médio é igual a demanda faturada, e um fator próximo a zero indicaria que o consumo horário médio é consideravelmente menor em relação a demanda faturada (SCHIMITD, 1970; MAMEDE, 2011; MARCANTE, 2012; GONÇALVES, 2014).

Para o cálculo do fator de carga mensal no horário de ponta pode ser utilizada a Equação 5, onde F_{pt} representa o fator de carga no horário de ponta, C_{pt} representa o consumo mensal em kWh referente ao horário de ponta, e D_m

representa a demanda faturada referente ao mês que se deseja calcular o fator de carga. O número de horas que compreende o período de horário de ponta durante um mês típico de 30 dias é equivalente a 66 horas.

$$F_{pt} = \frac{C_{pt}}{D_m \times 66} \quad (4)$$

O fator de carga mensal nos horários fora de ponta pode ser calculado considerando que um mês típico de 30 dias possui 654 horas no horário fora de ponta, como representado na Equação 6, onde F_{ft} representa o fator de carga no horário fora de ponta, C_{fp} representa o consumo mensal em kWh relacionado ao horário fora de ponta e D_m representa a demanda faturada fora da ponta no mês.

$$F_{ft} = \frac{C_{fp}}{D_m \times 654} \quad (5)$$

4.6 REGIME DE OPERAÇÃO

Para realizar a escolha do modo de operação do sistema de geração, é necessário primeiramente observar alguns fatores a respeito das necessidades da unidade a ser atendida. Deve ser observado de acordo com a necessidade qual o regime de operação mais adequado para cada aplicação. Para situações onde é desejado reduzir os custos com a tarifa de energia operando o sistema no período de ponta como em Marcante (2012) e Gonçalves (2014), o regime de operação recomendado para essa situação é o modo *prime*.

Por outro lado, para situações em que se faz necessário a instalação de um sistema de emergência para atender cargas que necessitam de fornecimento de energia de forma contínua, o regime de operação mais apropriado para essa situação é o modo *standby*. Para os casos onde a unidade que deseja instalar o sistema de geração própria se encontre isolada do sistema elétrico de potência, o modo de operação normalmente necessita ser contínuo (CUMMINS, 2003; IWAND,

2007; ANEEL, 2011; MOTA, 2011, MARCANTE, 2012; GONÇALVES, 2014; STEMAC, 2015).

4.7 DIMENSIONAMENTO DOS GERADORES

Os geradores que irão compor o sistema devem operar no mínimo com 50% da sua carga nominal, devido ao rendimento da máquina. Além, disso, o perfil das cargas que serão alimentadas pelo grupo gerador deve ser analisado, uma vez que o acionamento de cargas pesadas não pode resultar em uma queda de tensão maior do que 20% no sistema de geração. Recomenda-se trabalhar com os menores valores possíveis para o fator queda de tensão. É recomendado ainda que o sistema de geração seja dimensionado com um valor de sobre potência de 10% para compensar a queda de tensão no acionamento de cargas pesadas (MAMEDE, 2011).

De acordo com Marcante (2012), o dimensionamento de um sistema de geração para uma indústria em Pato Branco foi realizado considerando o histórico do registro de maior demanda de potência medida. Foi elaborado um levantamento das cargas instaladas e cargas futuras, e o fator de utilização das cargas na indústria. As perdas no sistema de geração também foram consideradas, contudo o autor ressalta que um método mais confiável para a realização do dimensionamento consiste em realizar medições da curva de carga da unidade consumidora (MARCANTE, 2012).

Em Gonçalves (2014), o cálculo do dimensionamento foi realizado a partir do histórico de maior demanda registrada para uma Universidade em Curitiba, acrescido de um fator de sobrecarga de 10%. Essa análise não é aconselhável em situações onde ainda exista a previsão da expansão das instalações ou entrada de novas cargas. Em Mota (2011), o autor recomenda que o dimensionamento do gerador seja realizado considerando a totalidade das cargas previstas em projeto (MOTA, 2011; GONÇALVES, 2014).

Para o dimensionamento de um sistema de emergência em uma fábrica de refrigerantes, o trabalho de Iwand (2007) sugere utilizar um fator de simultaneidade determinado a partir do percentual da carga total instalada que pode

ser acionada simultaneamente. É recomendado ainda que seja observado o perfil da carga que será atendido pelo sistema de geração. Para que o sistema de geração própria se torne mais confiável, é necessário dimensionar a potência dos geradores utilizando um fator de sobre potência para compensar as perdas do sistema (IWAND, 2007; MARCANTE, 2012).

Existe ainda a opção de entrar em contato com alguns dos fabricantes para realização do dimensionamento do sistema de geração. Alguns se dispõem de forma gratuita a auxiliar durante o período de dimensionamento e orçamento. O estudo tipicamente é realizado a partir do histórico de faturas de energia e dados do projeto elétrico. O fabricante CUMMINS sugere que o dimensionamento seja realizado a partir do levantamento das cargas da unidade a ser atendida. Para os casos onde não é possível a obtenção de um levantamento considerável é possível utilizar uma estimativa das cargas. O fabricante em questão recomenda a utilização de programas computacionais que consideram diversos fatores no dimensionamento do sistema de geração, como por exemplo, a instalação de futuras cargas, potência dos transformadores de distribuição, perfil das cargas a serem atendidas, demanda contratada, fator de crescimento, sazonalidade no consumo de energia, entre outros fatores. Ainda de acordo com o fabricante o uso de programas pode implicar em um dimensionamento mais preciso para o sistema (CUMMINS, 2015).

Em casos onde a unidade ainda esteja sujeita a um aumento previsto na carga instalada, o fabricante STEMAC recomenda que seja realizado o dimensionamento a partir da análise da tarifa de energia elétrica, histórico de consumo e demanda de energia, considerando ainda informações do projeto elétrico, como por exemplo, a potência dos transformadores de distribuição, o nível de tensão que é realizado a medição, a previsão de demanda futura, fator de crescimento, e potência considerada para o cálculo da proteção (STEMAC, 2015).

A estimativa para a demanda de potência do câmpus para os seis primeiros meses do ano de 2012 foi realizada a partir do programa *STATGRAPHICS Centurim*. O programa realiza a estimativa futura a partir dos dados do histórico das faturas como a demanda medida, ou o consumo mensal, nos casos em que se deseja a estimação futura da última grandeza, por exemplo. Existe ainda a opção em realizar a estimativa considerando fatores como a sazonalidade do consumo ou inflação atual, todavia para uma estimativa em longo prazo, para situações onde o perfil de consumo está sujeito a variações, é recomendado utilizar outras

ferramentas em paralelo para realizar a estimativa da demanda futura. Para obter um resultado satisfatório é necessário utilizar os dados do maior período possível, e excluir os dados atípicos como baixo consumo devido à paralisação dos servidores ou consumo elevado devido a fatores de crescimento do câmpus. Em longo prazo alguns parâmetros podem estar sujeitos a sofrer alteração devido ao surgimento de novas resoluções ou de novas políticas para o setor energético, por exemplo (BOGO, 2012).

4.8 ORÇAMENTO DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Para realização do orçamento é necessário entrar em contato com o fabricante, visando encontrar a proposta com melhor custo benefício recomenda-se procurar realizar o maior número de orçamentos possíveis. É aconselhado ainda observar se o fabricante possui algum revendedor credenciado ou unidade de assistência técnica na cidade onde se encontra a unidade a ser atendida pelo sistema de geração, fator que pode contribuir para os custos operacionais e de implementação, devido principalmente a necessidade de locomoção de grandes distâncias para a equipe técnica realizar a instalação e manutenção preventiva do sistema. Muitas vezes, para comportar o GGD, é necessária a construção de uma cabine de alvenaria, preparado para eventual contenção de vazamento, sendo recomendável incluir os possíveis gastos relativos à cabine no orçamento (MARCANTE, 2012; GONÇALVES, 2014; CUMMINS, 2015; STEMAC, 2015).

4.9 ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO

O estudo de viabilidade técnico-econômica consiste em analisar a viabilidade técnica de execução do projeto, e outros indicativos econômicos, como o tempo de retorno do valor investido e os riscos inerentes ao projeto, indicando se a opção pode ser financeiramente atrativa e se o tempo de retorno atende as expectativas do investidor. Para realização do estudo utilizam-se, em geral, um conjunto de fatores, dos quais destacam-se: A Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

para investimentos de baixo risco, sendo que a taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) é tipicamente utilizada como referência, fator de depreciação do equipamento, valor para revenda futura, custos operacionais com o sistema atual, custo operacional do sistema proposto. Também pode ser considerada no estudo a previsão para um possível aumento com a tarifa de energia elétrica ou aumento com preço dos combustíveis.

Uma das maneiras para realizar o estudo de viabilidade segundo Iwand (2007) é utilizar a ferramenta do Valor Presente Líquido (VPL). O VPL é umas das principais ferramentas utilizadas para análise de viabilidade de um projeto, porém outros indicadores podem ser utilizados como, por exemplo: Valor Presente (VP), Valor Presente Líquido Anualizado (VPLA), tempo de retorno do investimento (*Payback*), Índice Benefício Custo (IBC) que representa o ganho por unidade capital depois de expurgado o efeito da TMA, considerando o horizonte de planejamento ou ainda o Retorno Adicional Sobre Investimento (ROIA), que representa a melhor estimativa de rentabilidade depois de expurgado o efeito da TMA sobre o projeto analisado. Para o estudo será considerado o valor do investimento inicial do sistema, a economia mensal com a utilização do sistema proposto e a taxa mínima de atratividade para investimentos. Segundo Mota (2011) o VPL representa uma expectativa de lucro sobre o investimento, onde um balanço positivo de fluxo de caixa após determinado período considerando o desconto da taxa de juros utilizada, representa que o investimento pode ser viável, no entanto se o balanço de caixa após um período determinado for negativo, pode indicar que o investimento seja inviável devido a não obtenção do retorno financeiro desejado. Ainda existem outras ferramentas que podem ser utilizadas para análise de viabilidade, como por exemplo, o cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR) que representa o retorno percentual do investimento. Uma TIR maior que a TMA, indica que o projeto possui uma rentabilidade maior em relação à aplicação em investimentos de baixo risco (VANNI, 2008; MOTA, 2011; CRUZ, 2014; LIMA *et al.*, 2015).

Segundo Gnoatto (2014), a Sistemática de Análise de Viabilidade Econômica do Projeto de Investimento (SAVEPI)⁵ proposta por Lima *et al.* (2015), é uma ferramenta que pode ser utilizada para realizar a análise de viabilidade financeira de um investimento. A SAVEPI considera além dos indicadores de risco e

⁵ O SAVEPI está disponível em <http://pb.utfpr.edu.br/savepi/modulo.php>.

indicadores de retorno, outros fatores que podem impactar diretamente no desempenho econômico do estudo realizado, como por exemplo, os limites de elasticidade do resultado do projeto em relação a seus fatores críticos. Alguns dos indicadores de retorno estão representados no Quadro 4, onde *VP* representa o Valor Presente, *VPL* representa o Valor Presente Líquido, *VPLA* representa o Valor Presente Líquido Anualizado, *IBC1* representa o Índice Benefício Custo e a variável *ROIA* representa o percentual de retorno por período além da TMA (LIMA *et al*, 2015).

| Indicadores de retorno | Fórmula matemáticas |
|------------------------|--|
| <i>VP</i> | $VP = \sum_{j=1}^N \frac{FC_j}{(1+TMA)^j}$ |
| <i>VPL</i> | $VPL = - FC_0 + \sum_{j=1}^N \frac{FC_j}{(1+TMA)^j}$ |
| <i>VPLA</i> | $VPLA = \frac{VPL \cdot TMA \cdot (1+TMA)^N}{[(1+TMA)^N - 1]}$ |
| <i>IBC1 ou IL</i> | $IBC = \frac{ FC_0 + VPL}{ FC_0 }$ |
| <i>ROIA (%)</i> | $ROIA = \sqrt[N]{IBC} - 1$ |

Quadro 4 – Indicadores de retorno.

Fonte: Adaptado de (LIMA *et al*, 2015).

4.10 FLUXOGRAMA E RESUMO PARA O DIMENSIONAMENTO

O fluxograma apresentado na Figura 5 representa os processos e decisões durante o estudo de dimensionamento e viabilidade técnico-econômica de implantação de um sistema de geração própria.

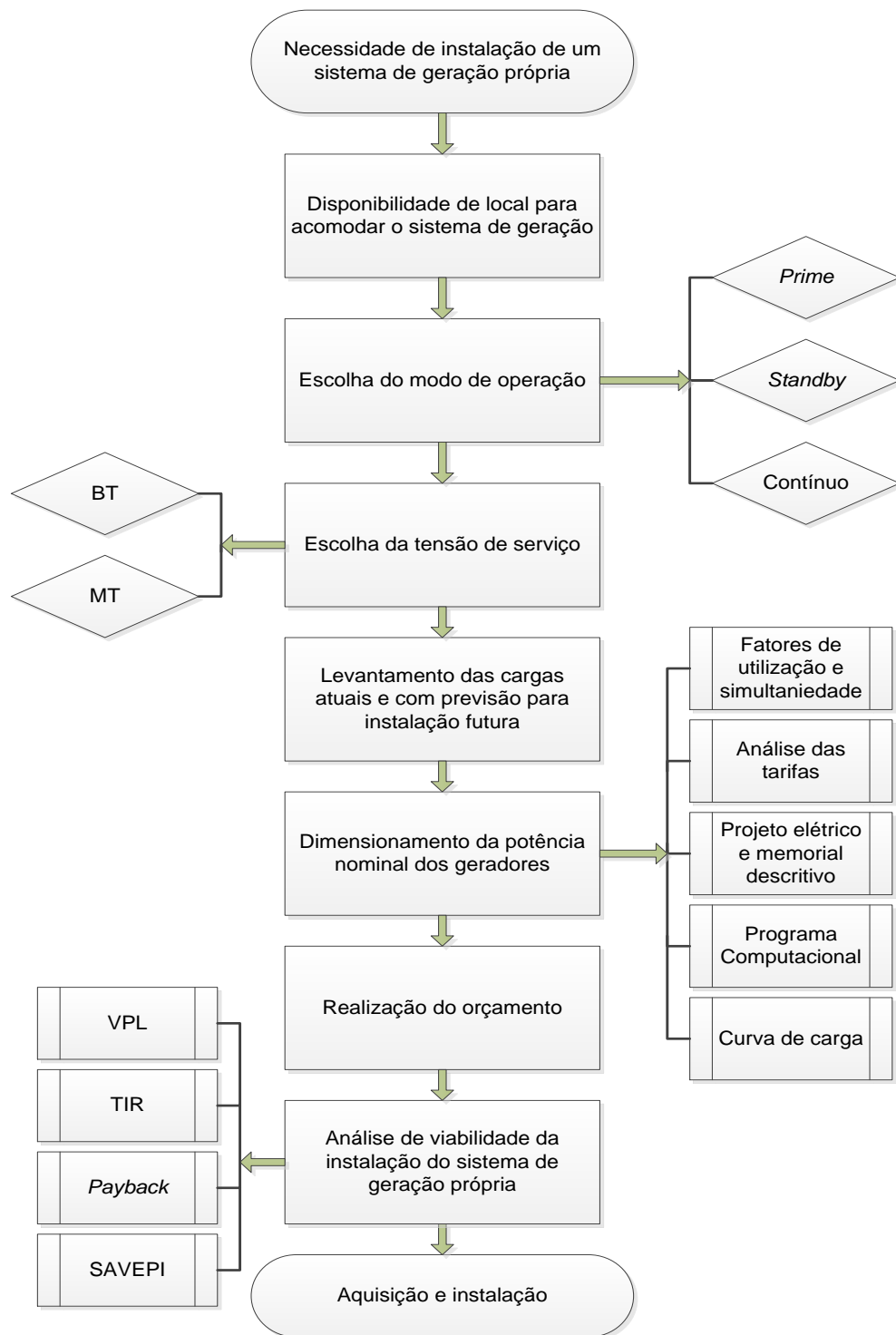


Figura 5 – Fluxograma da metodologia.

Fonte: Autoria própria.

Inicialmente, deve ser realizado um estudo para análise da possibilidade de instalação de um sistema de geração auxiliar para o consumidor. A motivação pode ser a busca por alternativas para reduzir o custo da tarifa de energia,

atendimento de cargas essenciais em regime de emergência ou necessidade de auto geração de energia elétrica. Depois de examinar a necessidade de implantação, é necessário observar a disponibilidade de possíveis locais que possam acomodar o sistema. Antes de realizar a escolha do local, recomenda-se verificar as normas técnicas da concessionária local a respeito das adequações e procedimentos necessários para conexão com a rede elétrica, recomenda-se ainda verificar as indicações no manual do fabricante.

A escolha do modo operacional está relacionada diretamente com a motivação para implantação do sistema, em geral os modos mais utilizados são os modos, *prime*, *standby* e contínuo. O regime de operação do sistema para o modo *prime* geralmente é definido para períodos durante o dia, como horário de ponta por exemplo. O regime de operação para o modo *standby* pode ser definido como energia de reserva, onde os geradores se encontram a disposição para ser acionado imediatamente em casos de falta, ou como regime de emergência, onde o acionamento do sistema é iniciado após a interrupção no fornecimento de energia. Para o modo contínuo, o regime de operação pode ser até de 24 horas por dia, respeitando as pausas para manutenção.

O grupo gerador pode ser escolhido para operar com geração em baixa ou em média tensão. A geração em BT permite atender diretamente a carga com mesmo nível de tensão. Ainda, é possível atender cargas em MT utilizando um transformador elevador para conexão com a rede. O sistema de geração com tensão de serviço em média tensão permite a conexão direta com a rede elétrica de MT, dispensando o uso de transformador elevador, porém podem apresentar um custo superior de instalação e manutenção devido às suas características construtivas.

Antes de realizar o dimensionamento da potência nominal dos geradores é recomendado realizar um levantamento do perfil das cargas instaladas e das cargas com previsão para instalação futura. O dimensionamento pode ser realizado utilizando ferramentas como o projeto das instalações elétricas, o histórico das tarifas de energia, programas computacionais estatísticos, medições da curva de carga. Ainda podem ser utilizados dados relacionados ao perfil de consumo da unidade, como o fator de simultaneidade, que representa o percentual total das cargas instaladas que podem ser acionada simultaneamente, e fator de utilização dos transformadores de distribuição, que representa a relação entre a máxima potência que pode ser fornecida pelo transformador e a carga máxima demandada

no secundário (BT). A utilização dos fatores de utilização e simultaneidade é recomendada em situações onde a unidade possui um perfil de carga bem definido e não esteja sujeita a alterações significativas.

Após definido a potência nominal do grupo gerador, recomenda-se entrar em contato com os fabricantes para realizar o orçamento para aquisição e instalação do sistema. O último processo a ser executado é o estudo de viabilidade econômica de instalação do sistema. Utilizando os valores necessários para realizar o investimento, os custos operacionais com o novo sistema, a previsão de aumento nos valores de energia elétrica e dos combustíveis e ainda a estimativa de economia com a instalação do sistema de geração, é possível obter um indicativo do tempo necessário para retorno do investimento, entre outros indicadores relacionados a viabilidade econômica do projeto.

5 ESTUDO DE CASO DA UTFPR CÂMPUS PATO BRANCO

Neste capítulo será apresentado o estudo de viabilidade técnico-econômica da instalação de um sistema de geração própria (Grupo Gerador Diesel) para a UTFPR câmpus Pato Branco. Para o estudo de caso presente, serão utilizados como principais recursos o histórico das faturas de energia elétrica, o projeto elétrico e o memorial descritivo das instalações elétricas do câmpus. O estudo compreende na realização da análise do perfil de consumo de energia elétrica da Universidade a partir do histórico das faturas, na escolha do modo de operação do sistema geração, na escolha da tensão de serviço do sistema de geração, a realização do dimensionamento da potência nominal dos geradores que irão compor o sistema e ainda no estudo da viabilidade econômica do investimento.

O estudo tem como finalidade propor alternativas para a redução do custo da tarifa de energia elétrica por meio da utilização de geradores a diesel para operar em períodos de horário de ponta e/ou como complemento do sistema nos casos em que a demanda de potência ultrapasse o valor da demanda contratada. Nesse sentido, embora não existam períodos bem definidos com maior tendência de ultrapassagem de demanda, o sistema pode ser configurado para operar quando a demanda ultrapassar um valor de referência determinado. Essa operação é conhecida como *Peak Shaving* e representa uma das vantagens em se utilizar um sistema de geração própria. O estudo visa ainda alternativas que permitam que as atividades acadêmicas e eventos que possam estar sendo realizados no câmpus ocorram sem prejuízo, em caso de interrupção no fornecimento de energia elétrica pela concessionária local.

5.1 LEVANTAMENTO DO PERFIL DE CONSUMO E DEMANDA DA UTFPR

Atualmente, a UTFPR câmpus Pato Branco utiliza a fatura binômica na modalidade horária verde, e pertence ao subgrupo A4, é atendida em 13,8 kV pela concessionária local (COPEL), possui quatro transformadores de distribuição e sua medição é realizada em MT (Média Tensão) (COPEL, 2012; LIMA, 2013).

Em 2008, iniciou-se na Universidade o plano de Reestruturação e Expansão das Universidades Federais (REUNI). Foram construídos novos blocos com salas de aula e laboratórios, novos cursos foram criados e o número de vagas ofertadas para os cursos existentes aumentaram significativamente. Atualmente o câmpus possui uma área construída de 30.883,20 m², e existe ainda a previsão para construção de mais 5.282,91 m², entretanto, não há ainda uma data definida para início das obras de ampliação.

De acordo com a resolução da ANEEL n° 1.897 de junho de 2015, a tarifa em vigor, considerando impostos, para o consumidor optante pela modalidade horária verde, atendido entre 2,3 kV e 25 kV está representada na Tabela 5. No faturamento estão inclusos os custos com as Tarifas de Energia (TE), a taxa pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) e alíquotas (COPEL, 2012; LIMA, 2013; ANEEL, 2015; COPEL, 2015).

Percebe-se que o valor cobrado pelo consumo no período de ponta é 3,04 vezes superior ao valor cobrado pelo consumo no período fora de ponta. Considerando o consumo em kWh e os valores gastos com a fatura de energia elétrica no período compreendido entre março de 2015 e fevereiro de 2016, o valor pago por kWh consumido foi de R\$ 0,73.

Tabela 5 – Tarifação da modalidade verde, subgrupo A4.

| Período | Demanda (R\$/kW) | Demanda Ultrapassagem (R\$/kW) | Consumo Ponta (R\$/kWh) | Excedente reativo |
|----------------------|-------------------------|---------------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| PONTA | 10,93 | 21,87 | 1,6581 | 0,4486 |
| FORA DE PONTA | 10,93 | 21,87 | 0,5460 | 0,4486 |

FONTE: Adaptado de COPEL (2015)

5.1.1 Histórico de Demanda

Atualmente a demanda contratada pela UTFPR é de 450 kW, e de acordo com a resolução 414 da ANEEL admite-se um excedente da demanda medida em até 5% do valor contratado sem que seja faturado valores referentes a ultrapassagem na demanda de potência. A Figura 6 refere-se ao histórico da demanda contratada e demanda medida desde janeiro de 2010. A partir da análise do histórico da demanda, foi possível verificar o registro da maior demanda medida

até o mês de março de 2016, correspondente a 485,28 kW que ocorreu em novembro de 2014.

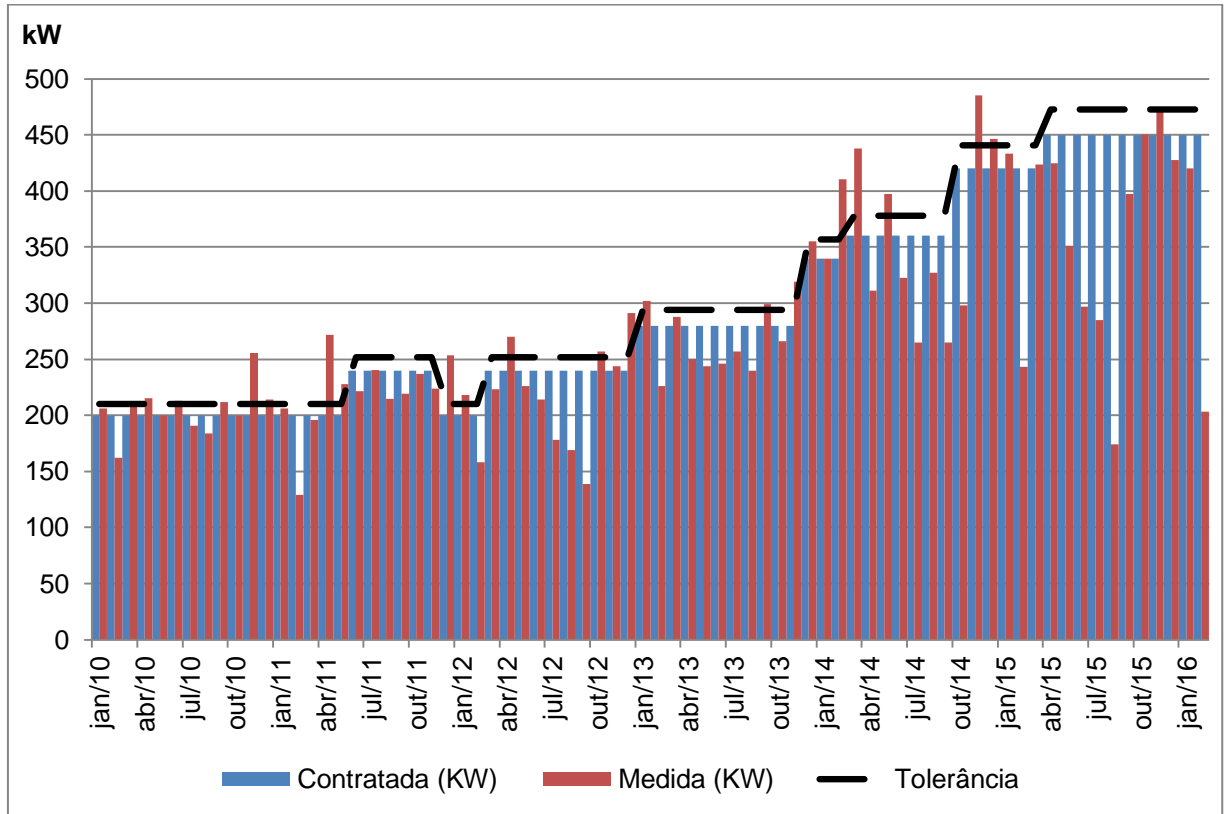


Figura 6 – Histórico de demanda da Universidade.

Fonte: UTFPR câmpus Pato Branco / Ano 2016.

A demanda para os períodos de ponta e fora de ponta dos últimos doze meses estão representadas na Figura 7, em que é possível observar que o maior registro ocorrido no período de ponta foi de 385,92 kW em novembro de 2015, e o maior registro no período fora de ponta foi de 473,76 kW também em novembro de 2015, o último inclusive implicou em faturamento por ultrapassagem da demanda contratada.

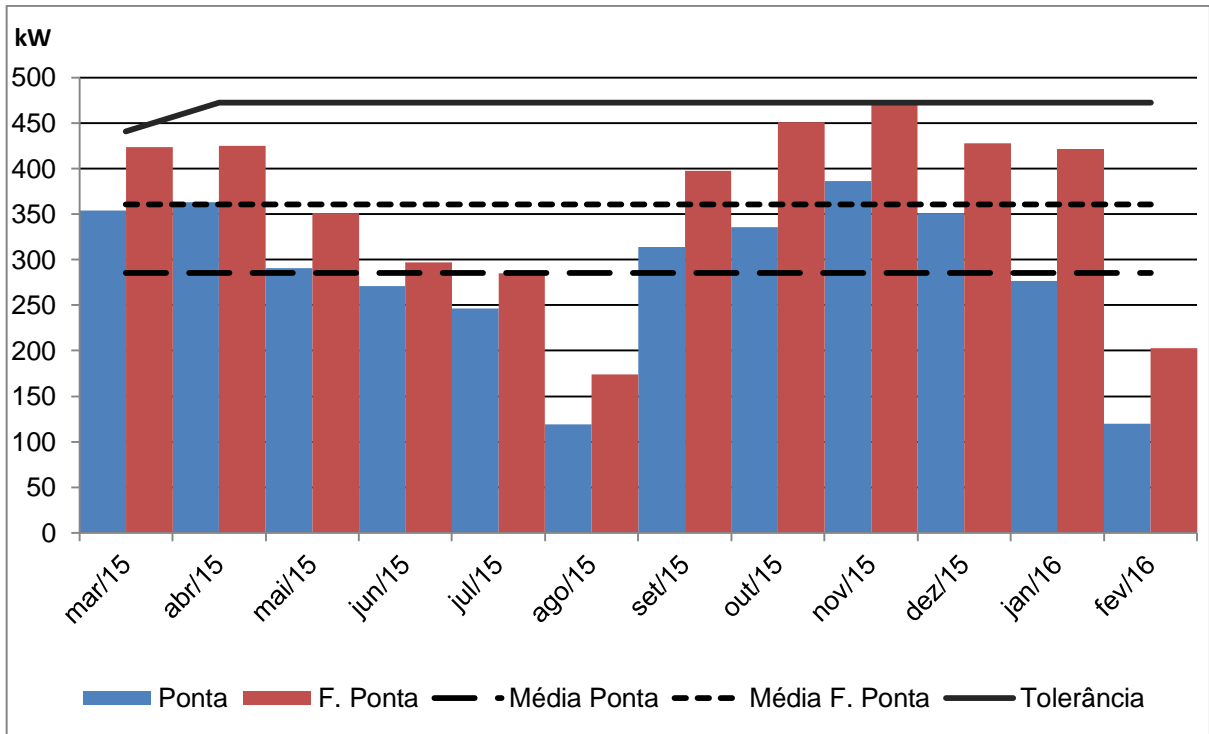


Figura 7 – Demanda nos períodos de ponta e fora de ponta.

Fonte: UTFPR câmpus Pato Branco / Ano 2016.

Analisando as faturas de energia elétrica de março de 2015 até fevereiro de 2016, foi possível observar que o fator de carga médio para o posto horário fora de ponta foi de aproximadamente 0,50, enquanto o fator de carga médio para os períodos de horário de ponta foi de aproximadamente 0,34. Uma das principais causas para o baixo fator de carga é a ocorrência de picos de demanda instantânea, fator que também pode implicar em cobrança por ultrapassagem. A Figura 8 representa o histórico do fator de carga nos horários de ponta e fora de ponta para o período de Janeiro de 2014 e fevereiro de 2016.

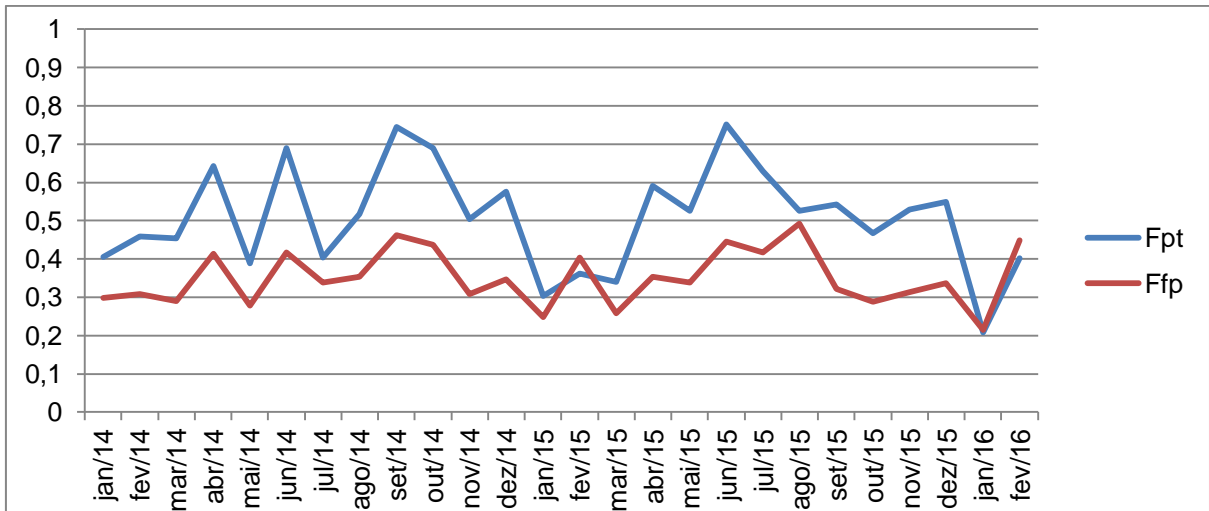


Figura 8 – Histórico do fator de carga da Universidade entre Janeiro de 2014 e Fevereiro de 2016.

Fonte: UTFPR câmpus Pato Branco / Ano 2015.

5.1.2 Histórico de Consumo

O histórico de consumo nos períodos de ponta e fora de ponta a partir de janeiro de 2010 está representado na Figura 9. É possível observar o aumento no consumo de energia elétrica durante os últimos anos, onde os fatores que mais tiveram contribuição foram a expansão da estrutura física do câmpus e o aumento no número de alunos. Apesar de algumas obras ainda estarem sendo realizadas, as que incluem instalação de novas cargas durante essa primeira etapa de expansão estão relacionadas com a instalação de novos aparelhos de ar condicionado. A principal ampliação futura está relacionada à construção de um novo bloco, denominado Bloco J2, não havendo previsão para o início da obra.

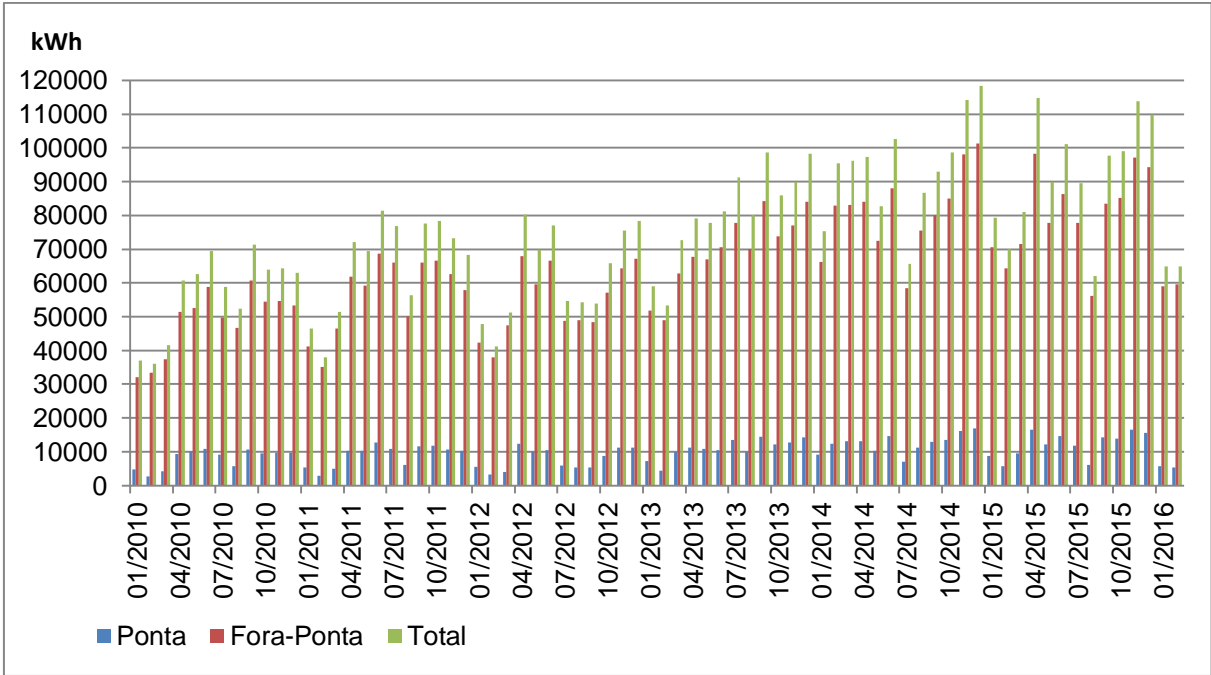


Figura 9 – Histórico de consumo da Universidade.

Fonte: UTFPR câmpus Pato Branco / Ano 2016.

O consumo total (em kWh) no posto horário de ponta e fora de ponta para o período de março de 2015 até fevereiro de 2016 está representado na Figura 10.

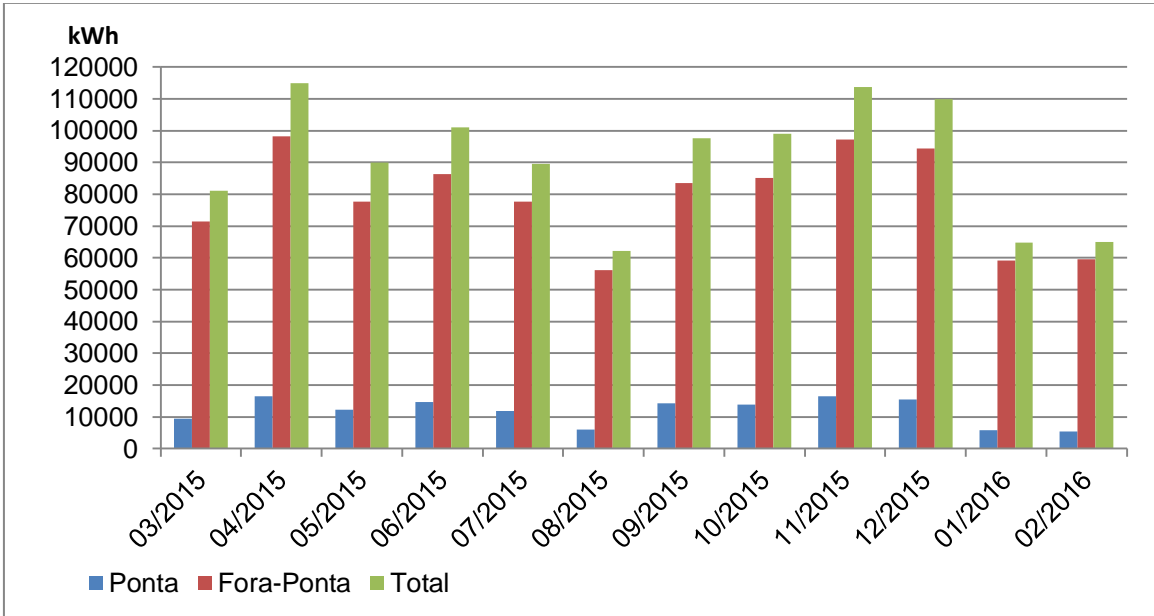


Figura 10 – Consumo em kWh para os últimos doze meses.

Fonte: UTFPR câmpus Pato Branco / Ano 2016.

A Tabela 6 representa o histórico de consumo total (em kWh) no posto horário de ponta e fora de ponta, os custos (em R\$) referentes a cada posto horário e a relação entre o custo do posto fora de ponta em relação ao custo de ponta mensais para os últimos doze meses (Março/2015 a Fevereiro/2016). Para o caso da UTFPR, concluiu-se que o consumo no período fora de ponta representa a parcela mais significativa na fatura de energia elétrica.

Tabela 6 – Consumo da Universidade nos períodos de ponta e fora de ponta.

| Mês/Ano | kWh Ponta | kWh F. Ponta | R\$ Ponta | R\$ F. Ponta | R\$ F. Ponta/ R\$ Ponta |
|---------|-----------|--------------|-----------|--------------|----------------------------|
| Mar/15 | 9516,00 | 71486,00 | 7.646,33 | 15.218,54 | 1,990306 |
| Abr/15 | 16585,00 | 98253,00 | 15.137,95 | 29.169,34 | 1,926902 |
| Mai/15 | 12193,00 | 77765,00 | 11.129,15 | 23.086,87 | 2,07445 |
| Jun/15 | 14709,00 | 86390,00 | 13.425,63 | 25.647,45 | 1,910335 |
| Jul/15 | 11851,00 | 77712,00 | 11.449,98 | 24.552,32 | 2,144311 |
| Ago/15 | 6044,00 | 56079,00 | 6.323,71 | 19.320,88 | 3,055308 |
| Set/15 | 14252,00 | 83426,00 | 14.911,57 | 28.742,75 | 1,927547 |
| Out/15 | 13883,00 | 85106,00 | 14.525,50 | 29.321,56 | 2,018627 |
| Nov/15 | 16565,00 | 97221,00 | 17.331,61 | 33.495,54 | 1,932627 |
| Dez/15 | 15499,00 | 94309,00 | 16.216,28 | 32.492,27 | 2,003682 |
| Jan/16 | 5762,00 | 59064,00 | 6.028,66 | 20.349,31 | 3,375428 |
| Fev/16 | 5379,00 | 59522,00 | 5.627,93 | 20.507,11 | 3,64381 |

Fonte: UTFPR câmpus Pato Branco / Ano 2016.

A Figura 11 representa a relação entre o percentual de consumo e faturamento nos horários de ponta e fora de ponta considerando os últimos doze meses (Março/2015 a Fevereiro/2016).

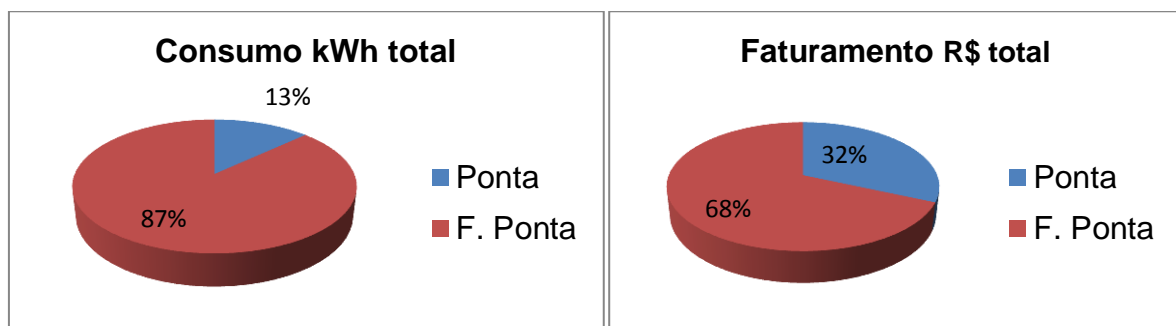


Figura 11 – Percentual de consumo e faturamento nos últimos doze meses.

Fonte: UTFPR câmpus Pato Branco / Ano 2016.

5.1.3 Histórico de Faturamento

Devido aos fatores de crescimento do câmpus, e principalmente devido aos reajustes na tarifa de energia elétrica e acréscimos referentes ao sistema de bandeiras tarifárias, a fatura de energia da Universidade sofreu um aumento considerável como mostra a Figura 12, que representa o histórico das faturas da instituição no período de junho de 2014 a fevereiro de 2016.

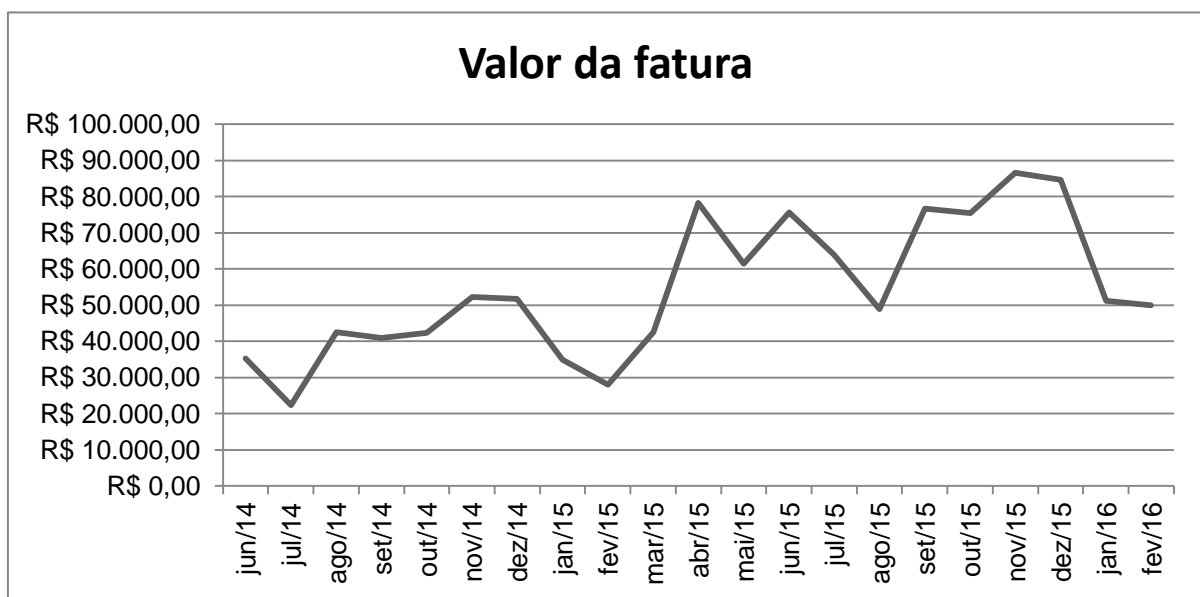


Figura 12 – Histórico do valor da fatura de energia do câmpus.

Fonte: UTFPR câmpus Pato Branco / Ano 2016.

A Figura 13 representa a composição da tarifa de energia elétrica de fevereiro de 2016 e a proporção dos valores cobrados descontando impostos. O percentual relativo à cobrança pelo consumo de energia no período de ponta representa 16,8% do valor total da fatura. A parcela mais significativa está relacionada ao consumo no período fora de ponta, representando 61,21% do total faturado.

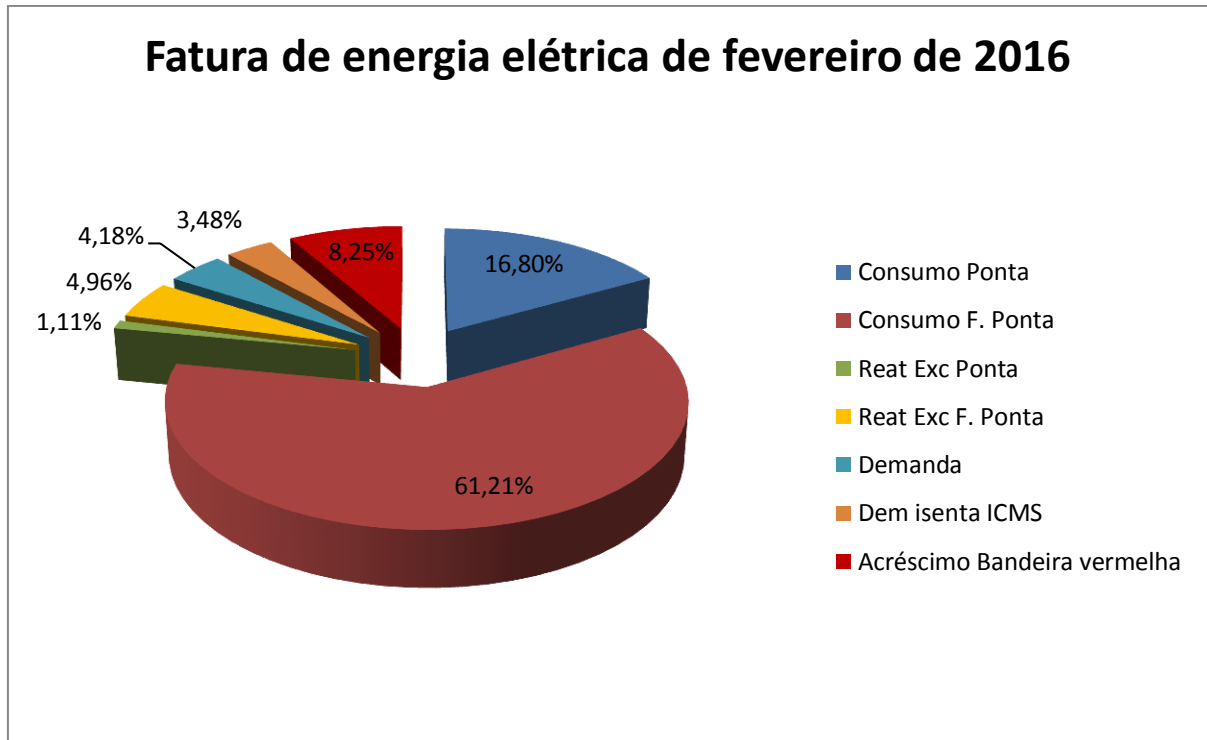


Figura 13 – Composição da fatura de energia elétrica de fevereiro de 2016.

Fonte: UTFPR câmpus Pato Branco / Ano 2016.

A análise da composição da fatura para o período compreendido entre março de 2015 a fevereiro de 2016, considerando os impostos, está representado na Figura 14. O valor cobrado pelo consumo no período fora de ponta, as alíquotas e o valor cobrado pelo consumo no período de ponta, foram, respectivamente, os mais significativos no faturamento. Para essa análise foram desconsiderados os acréscimos do sistema de bandeiras tarifárias. No mesmo período, o custo médio anual do kWh foi de R\$ 0,73, considerando o consumo nos períodos de ponta e fora de ponta.

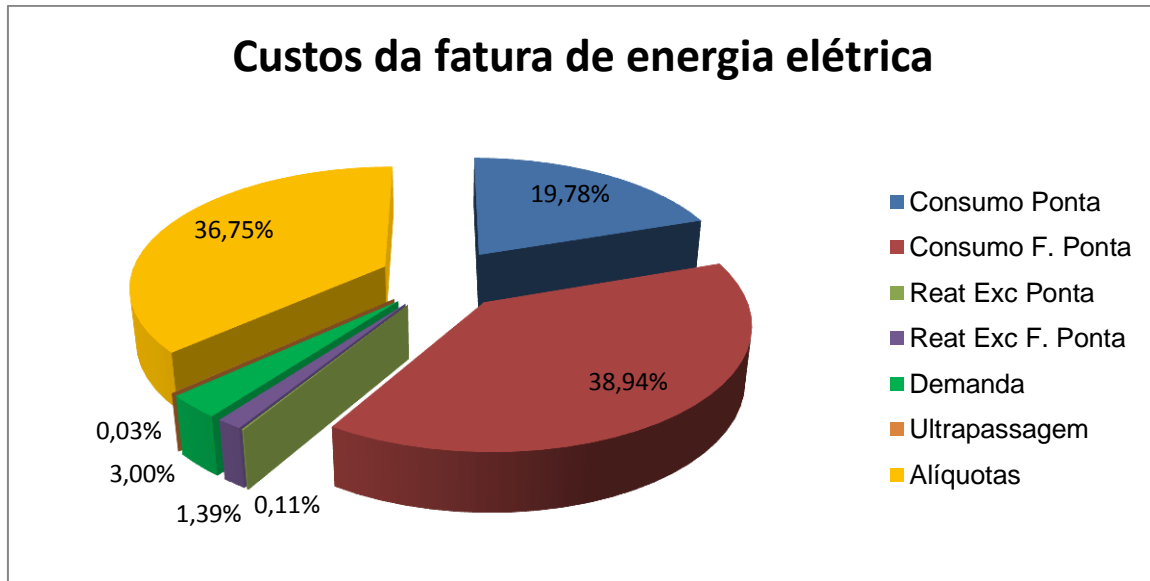


Figura 14 – Composição da tarifa para o período entre março de 2015 a fevereiro de 2016.

Fonte: UTFPR câmpus Pato Branco / Ano 2016.

5.2 DIAGRAMA UNIFILAR DAS INSTALAÇÕES DA UNIVERSIDADE

A Figura 15 representa o diagrama unifilar dos transformadores de distribuição da Universidade, em que é possível notar que atualmente o câmpus conta com quatro transformadores instalados. Considerando as premissas que foram adotadas para o estudo de caso do câmpus Pato Branco, as normas técnicas da concessionária local e também as recomendações no manual do fabricante, a opção que melhor se enquadra no propósito do trabalho é a instalação do sistema de geração para operar em BT com transformador para conexão com a rede de MT em 13,8 kV.

Essa opção possibilita o atendimento da carga de todos os transformadores de distribuição pelo sistema de geração caso ocorra interrupção no fornecimento de energia. Pode representar ainda a necessidade de um menor investimento para aquisição, instalação e manutenção do sistema, pois necessita de um número menor de componentes se comparada com a opção de atender os transformadores individualmente. Outra vantagem está relacionada a possibilidade em atender uma maior demanda durante o período de horário de ponta, ou no período fora de ponta, ou ainda em casos de ultrapassagem sobre a demanda contratada.

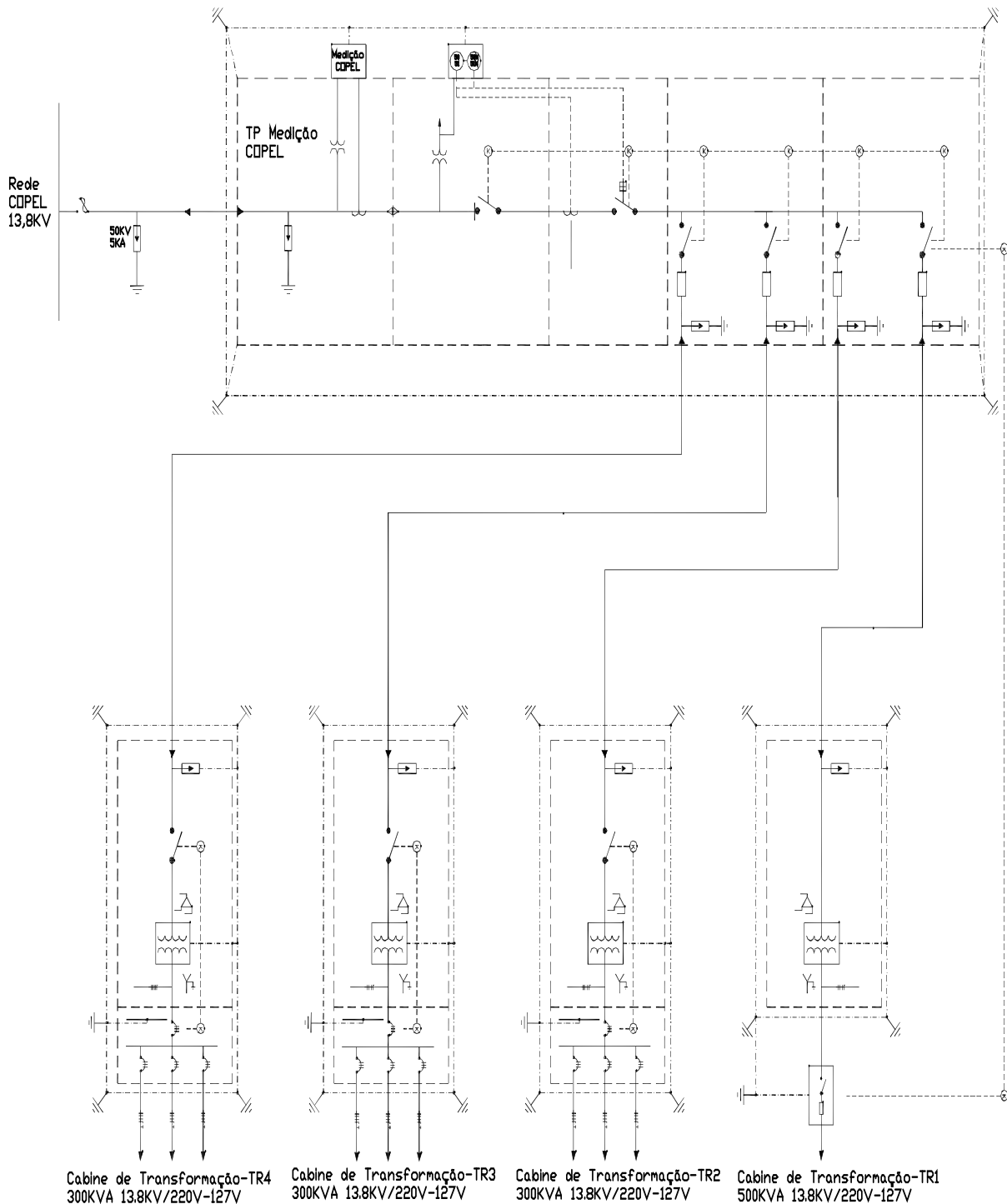


Figura 15 – Diagrama unifilar das instalações elétricas da Universidade.

Fonte: Adaptado da documentação técnica UTFPR (2010).

A Tabela 7 representa a relação dos transformadores de distribuição existentes na Universidade, o total de cargas previstas no projeto elétrico, o fator de utilização, calculado a partir da relação da demanda máxima no secundário e

potência nominal de cada transformador e ainda o fator de utilização das cargas, que representa a relação entre demanda máxima e a carga instalada em cada transformador. Os valores de demanda dos transformadores de distribuição foram obtidos através do projeto elétrico da universidade.

Tabela 7– Relação dos transformadores da Universidade.

| Transformador | Potência Nominal | Carga instalada | Demanda máxima | Fator de utilização dos transformadores | Fator de Utilização das cargas |
|----------------------|-------------------------|------------------------|-----------------------|--|---------------------------------------|
| TR1 | 500 kVA | 900 kW | 300 kW | 0,6000 | 0,3333 |
| TR2 | 300 kVA | 314,5 kW | 175 kW | 0,5833 | 0,5565 |
| TR3 | 300 kVA | 378,4 kW | 100 kW | 0,3333 | 0,2643 |
| TR4 | 300 kVA | 491,5 kW | 200 kW | 0,6666 | 0,4070 |
| Total | 1400 kVA | 2.084,4 kW | | 0,5536 | 0,3903 |

Fonte: UTFPR câmpus Pato Branco / Ano 2010.

5.3 REGIME DE OPERAÇÃO

Para o caso da UTFPR câmpus Pato Branco, a instalação de um sistema de geração própria tem como objetivo, buscar alternativas para reduzir os custos com a fatura de energia elétrica, além de garantir o fornecimento em caso de ocorrência de falta de energia. O modo de operação que melhor atende as necessidades da Universidade e ao objetivo do trabalho, é o modo *prime*, que permite a operacionalidade em horários pontuais como o período de horário de ponta, e ainda em situações de tendência de ultrapassagem sobre a demanda contratada. Essa opção visa uma possível redução nos valores relacionados a fatura de energia elétrica e ainda possibilita o atendimento das cargas em situações de emergência, em casos onde ocorra interrupção no fornecimento de energia pela concessionária (PRADO, 2006; GONÇALVES, 2014; STEMAC, 2015).

Para esse modo de operação, é recomendada a instalação de dois geradores a diesel operando em paralelo, visando facilitar as manutenções, além de possibilitar a operação programada, ou seja, também possibilita alternar a utilização entre os geradores quando a energia demandada não exigir o acionamento de ambos. Segundo o fabricante CUMMINS é recomendável a utilização de dois geradores para atender um conjunto de cargas maior que 300 kW, cada um com capacidade igual a metade da potência total necessária. Segundo o fabricante, a

configuração com dois geradores pode representar uma melhor resposta transitória durante o sincronismo momentâneo e também implicar em um menor desgaste físico do sistema em consequência da diminuição do torque no eixo, que é dividida entre cada um dos geradores enquanto assumem a carga (CUMMINS, 2015; STEMAC, 2015; MARCANTE, 2012).

5.4 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE GERAÇÃO PRÓPRIA

Para realizar o dimensionamento do sistema de geração para a Universidade, será levado em consideração o fato de que o câmpus ainda se encontra em situação de expansão, e não existe uma previsão para entrar em regime permanente. Portanto, será apresentado neste trabalho o dimensionamento do sistema de geração para duas situações:

1. Para a situação atual do câmpus, por meio da análise da situação da tarifa de energia e estimativa do aumento de consumo e demanda;
2. Para a situação futura do câmpus, considerando o total das cargas previstas no projeto elétrico da Universidade.

5.4.1 Escolha do Local

Para a escolha do local da instalação do GGD, foi verificado a respeito da disponibilidade de espaço físico para acomodar o sistema segundo as normas da concessionária e o manual do fabricante do grupo gerador. Além disso, considera-se também o potencial risco para as instalações da concessionária local ou para terceiros que possam estar próximos em ocorrência de adversidades, a proximidade com a cabine de medição e com relação a acessibilidade.

Para o estudo de caso da UTFPR, entre os locais possíveis para a instalação do sistema, o que melhor satisfaz as condições de segurança, e proximidade com a medição, encontra-se a aproximadamente 20 metros do restaurante universitário (RU), que apesar de ser a edificação mais próxima ao sistema de geração possui horário de funcionamento limitado durante ao dia: Das

11h até 14h para o almoço e 17h30 até 21h30 para o jantar. O local é aberto e se encontra relativamente distante das salas de aula e também do prédio administrativo da Universidade, e o fluxo de pessoas no local é baixo. Dessa forma, o local escolhido é de fácil acesso, para possibilitar a sua instalação, manutenção e combate a incêndio caso seja necessário. Ademais, o local foi escolhido de maneira que a operação do sistema não interfira nas atividades acadêmicas e administrativas no câmpus.

Outros locais disponíveis que poderiam acomodar o sistema, como por exemplo, locais próximos à pista de atletismo ou próximo à estufa também foram analisados. Entretanto, considerou-se que os locais próximos à pista poderiam expor terceiros ao sistema de geração, pois a área em questão é aberta ao público. No caso do local próximo à estufa, destaca-se que se encontra relativamente distante do ponto de medição em relação ao local escolhido.

O local para instalação do sistema de geração está representado na Figura 16.

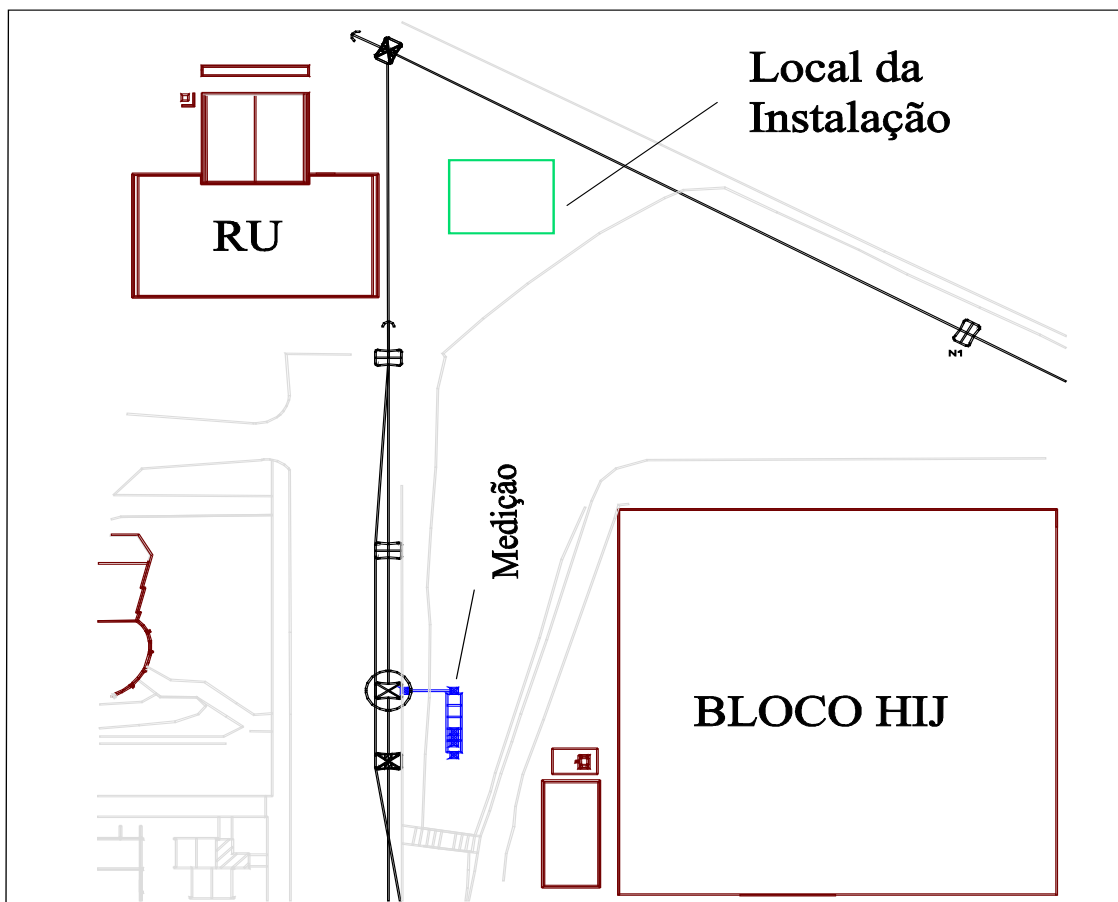


Figura 16 – Local para instalação do sistema de geração.

Fonte: Adaptado da documentação técnica UTFPR (2010).

5.4.2 Avaliação de Aspectos Técnicos

Utilizar o sistema de geração para atender a carga relacionada a apenas um dos transformadores de distribuição não garante, em casos de falta, por exemplo, o atendimento das cargas ligadas aos demais transformadores de distribuição, assim como não viabilizaria o atendimento total da energia demandada durante o horário de ponta. Para atender apenas as cargas relacionadas a iluminação ou realizar o desligamento das cargas relacionadas aos equipamentos de ar condicionado por exemplo, seria necessário alterar a topologia das instalações atuais, pois a carga total tanto da iluminação quanto dos equipamentos de ar condicionado estão divididos entre os quatro transformadores de distribuição.

Segundo os fabricantes, para que se obtenha um perfil confiável da carga conectada ao transformador, é recomendado utilizar o medidor de grandezas elétricas para realizar medições da curva de carga, porém esse método é recomendado para situações onde a unidade a ser atendida já possua todas as cargas previstas em projeto com instalação concluída. Ainda, realizar um dimensionamento a partir da curva de carga sem considerar as cargas futuras pode expor o sistema de geração a sobrecarga, ou ainda a uma situação na qual o sistema não seja capaz de atender a carga, na ocorrência de uma maior demanda em virtude de um evento na Universidade, por exemplo. Recomenda-se ainda utilizar um fator de sobrecarga aplicado sobre a potência nominal dos geradores, com o objetivo de impedir que o sistema de geração opere demasiadamente em situação de sobrecarga, o que pode implicar em longo prazo na diminuição do tempo de vida útil dos geradores.

A partir da análise do projeto elétrico existente foi observado que, para realização do ajuste do sistema de proteção existente das instalações elétricas do câmpus foi utilizado como base a potência nominal de 847,82 kVA, o que implica em uma limitação para o sistema de geração, que deve fornecer uma potência inferior ao utilizado para ajuste da proteção. Devido a não existência de uma data para construção do bloco J2 e ausência na definição das cargas que serão instaladas, serão considerados dois cenários:

1. Cenário atual, considerando que a construção do bloco ocorra a longo prazo, para essa situação as cargas relacionadas ao bloco J2 não serão consideradas para o dimensionamento da potência nominal dos geradores;
2. Cenário futuro, considerando que o bloco J2 seja construído a médio prazo, onde o atendimento para as cargas relacionadas ao bloco já estão inclusas no dimensionamento da potência nominal dos geradores.

Para a situação atual, ficaria em aberto uma possibilidade em atender futuramente o bloco J2 com um sistema de geração individual ou ainda acrescentar um gerador com potência compatível com o sistema existente para aumentar a potência aparente total do sistema.

5.4.3 Dimensionamento dos Geradores Considerando Situação Futura

Para realizar o dimensionamento considerando a situação futura do câmpus, onde todas as cargas previstas em projeto já tenham sido instaladas, será considerado que a construção do bloco J2 ocorra a um médio prazo de 10 anos. Serão utilizados como ferramentas o memorial descritivo e o diagrama unifilar das instalações elétricas da Universidade. Os parâmetros utilizados para o dimensionamento da potência nominal dos geradores do sistema de geração própria estão representados no Quadro 5.

Utilizando os dados da Tabela 7, verifica-se que a soma da potência nominal dos quatro transformadores é igual a 1400 kVA, e considerando o fator de utilização calculado a partir da demanda máxima prevista para cada transformador, foi realizado o cálculo da média dos fatores, que resultou em um fator de utilização médio de 0,5536.

Considerando a potência nominal total dos transformadores de 1400 kVA, com fator de utilização 0,5536, obtém-se a demanda de potência máxima de 775,04 kW para o total das cargas previstas em projeto. Considerando ainda que o grupo gerador opere com um fator de potência de 0,8, uma alternativa para que o sistema possa atender ao total das cargas instaladas previstas no projeto elétrico do

câmpus, é optar por um grupo de gerador, com potência nominal de 968,8 kVA. Os parâmetros do dimensionamento para situação futura estão amostrados no Quadro 5.

| Pot. Nominal dos trans. (kVA) | Fator de Utilização médio dos Transformadores. | Demanda (kW) | Fator de Potência do Gerador | Potência Nominal do(s) gerador(es) |
|-------------------------------|--|--------------|------------------------------|------------------------------------|
| 1400 | 0,5536 | 775,04 | 0,8 | 968,8 kVA |

Quadro 5 – Dimensionamento para situação futura.

Fonte: UTFPR câmpus Pato Branco / Ano 2010.

5.4.4 Dimensionamento dos Geradores Considerando Situação Atual

Para realizar o dimensionamento considerando a situação atual do câmpus, serão utilizados como ferramentas, o histórico das faturas de energia elétrica da Universidade, o memorial descritivo do projeto elétrico e o diagrama unifilar dos transformadores. Será desconsiderada a possibilidade de construção do novo bloco (J2) em um curto prazo, portanto não será considerada a possibilidade de aumento na demanda devido a instalação das cargas no futuro bloco, que apesar de estar previsto no projeto civil da Universidade, ainda não possui uma data definida para começo das obras. Segundo o departamento de projetos e obras (DEPRO), estima-se que o tempo de execução das obras no futuro bloco seja de 2 a 3 anos, e não existe até o momento uma definição a respeito do perfil da carga que será instalada. Será considerado para essa situação que a construção do bloco J2 seja finalizada em 20 anos, que também é o tempo de vida útil mínimo estimado para os geradores se realizadas as manutenções e substituições de peças corretamente segundo Mota (2011). Se caso a construção do bloco venha a ocorrer em um período inferior a 20 anos, existe a possibilidade de realizar a instalação de um terceiro gerador para complementar o sistema existente, ou ainda a instalação de um sistema de geração para atender o bloco J2 individualmente (MOTA, 2011).

Desde que a demanda contratada passou a ser de 450 kW, até o mês de março de 2016, houve apenas uma ocorrência de ultrapassagem, correspondente a 473,76 kW em novembro de 2015. A ocorrência do maior registro de demanda medida foi de 487,42 kW e ocorreu um ano antes, em novembro de 2014. Portanto,

para determinar a potência nominal dos geradores que irão compor o sistema, será considerado o fator de crescimento de 30% previsto no projeto elétrico do câmpus, aplicado sobre o valor da maior demanda medida de 487,42 kW, considerando o mesmo período de vida útil dos geradores de 20 anos, o que resulta em uma potência a ser atendida de 633,58 kW. O fator de crescimento para 20 anos é proporcional a uma taxa de crescimento anual de 1,32%. Considerando ainda que o grupo gerador opera com um fator de potência 0,8, a potência nominal necessária para atender a demanda máxima de 633,60 kW nos próximos 20 anos no câmpus é de 791,98 kVA. Os parâmetros utilizados para o dimensionamento da situação atual estão representados na Tabela 8.

Tabela 8 – Parâmetros do dimensionamento para situação atual.

| Maior dem. faturada | Crescimento anual da dem. | Período considerado | Demanda Máxima estimada | FP Gerador | Pot. Nominal dos geradores |
|----------------------------|----------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------------|-----------------------------------|
| 487,42 kW | 1,32% | 5 anos | 520,46 kW | 0,8 | 650,58 kVA |
| 487,42 kW | 1,32% | 10 anos | 555,75 kW | 0,8 | 694,68 kVA |
| 487,42 kW | 1,32% | 15 anos | 593,42 kW | 0,8 | 741,78 kVA |
| 487,42 kW | 1,32% | 20 anos | 633,58 kW | 0,8 | 791,98 kVA |

Fonte: UTFPR câmpus Pato Branco / Ano 2016.

5.5 ORÇAMENTO PARA AQUISIÇÃO E INSTALAÇÃO DO SISTEMA

O orçamento para aquisição, instalação e manutenção do sistema de geração foi realizado considerando o atendimento de uma demanda máxima estimada de 633,58 kW nos próximos 20 anos. Com o objetivo de suavizar o período transitório enquanto o sistema assume a carga, a praticidade para realização da manutenção e um maior tempo de vida útil para o sistema de geração, serão considerados para atendimento da carga dois geradores com potência nominal de 434 kVA e fator de potência 0,8. Cada gerador pode atender a uma carga de 347 kW no modo *prime*, o que resulta em 694 kW no valor de potência ativa total para esse modo de operação. Os dispositivos necessários para a operação do grupo gerador estão representados no Quadro 6. Apresenta-se também o custo estimado total dos itens apresentados no Quadro 6.

Para o estudo presente não será considerado o orçamento para construção da cabine de alvenaria para abrigar o GGD.

| Qtd. | Produto |
|--------------|--|
| 2 | Geradores a diesel 434/347, fator de potência 0,8, 440/254 Vca, 60 Hz, modelo DC13 072A 02-15. |
| 1 | Sistema de transferência em rampa- STR |
| 1 | Dispositivo de controle de demanda entre Grupos Moto-geradores |
| 1 | Chave de transferência em Média Tensão |
| 2 | Transformador elevador a óleo com potência de 440/13,8 kV – 60Hz |
| 1 | Tanque de combustível de 6000 litros metálico – Aéreo, cilíndrico e horizontal |
| 2 | Conjunto de atenuadores de ruído para GMG (kit padrão 75 dB(A)@ 1,5m) |
| 1 | Painel acústico de 2000 x 2200 mm, com porta acústica de 1000 x 2100 mm (LxA), complementar ao sistema de tratamento acústico |
| 2 | Entrada para abastecimento automático de combustível (por gravidade ou eletrobomba), para equipamentos com tanque <i>skid</i> na base |
| 1 | Unidade de Proteção Remota (UPR) atendendo as normas da concessionária COPEL |
| 1 | Estudo de coordenação e seletividade |
| 1 | Fornecimento de Transformadores de Potencial (TP) de Média Tensão (MT) classe 15kV, para aquisição de sinal de tensão à ser monitorado pela UPR |
| 1 | Fornecimento de Transformadores de Corrente (TC) de Média Tensão (MT) classe 15kV, para aquisição de sinal de corrente a ser monitorado pela UPR |
| TOTAL | R\$ 800.000,00 |

Quadro 6 – Componentes do sistema de geração.

Fonte: Autoria própria.

O custo para manutenção do sistema, considerando a realização das manutenções preventivas foi estimado em R\$ 2.500,00 mensais.

5.6 ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise de viabilidade econômica para instalação do sistema de geração própria será elaborada levando em conta: os custos para aquisição, instalação e manutenção do sistema, a relação entre o custo do kWh pago a concessionária para uso da energia no período de horário de ponta e o custo operacional do sistema, o acréscimo nas tarifas devido às modalidades do sistema de bandeiras, a previsão de reajuste anual nas tarifas de energia elétrica, a previsão de reajustes semestrais para o óleo diesel e a estimativa de crescimento anual para o consumo de energia no câmpus.

A análise de viabilidade será determinada considerando a operação do sistema de geração própria no horário de ponta. O valor pago pelo consumo no período representa uma parcela significativa na fatura de energia elétrica conforme apresentado na Figura 14.

Existe a possibilidade de operação do sistema durante a tendência de ultrapassagem sobre a demanda contratada, porém não será considerada uma estimativa de economia para essa situação. Será considerado apenas que se trate de um benefício na utilização do sistema de geração própria, que pode contribuir para a não ocorrência de futuras ultrapassagens e com isso promover benefícios econômicos nesse aspecto.

5.6.1 Custo operacional do Sistema de Geração

Para realizar a estimativa do custo operacional do sistema de geração serão considerados os custos com manutenção e revisão, a taxa de consumo de diesel, e o aumento que ocorre semestralmente sobre o valor do combustível, que atualmente (Mês 03/2016) é cotado em R\$ 2,52 para distribuição na cidade de Pato Branco. O modelo de gerador escolhido para compor o sistema possui uma taxa de consumo de diesel operando a plena de carga de 84,8 litros por hora. Conforme apresentado na subseção 5.5, o sistema proposto será composto por dois geradores de 434 kVA, de modo que o consumo total estimado a partir de dados do catálogo do fabricante, para operar com 100% da capacidade é de aproximadamente 169,6 litros por hora (STEMAC, 2015; ANP, 2016).

5.6.2 Estimativa de Gastos Futuros com Energia no Período de Ponta

Em conjunto com as obras de expansão do câmpus no ano de 2012 ocorreu a paralisação geral dos servidores da Universidade. A reposição das aulas ocorreu em períodos de férias, resultando na alteração do perfil de consumo do câmpus. Portanto, serão consideradas as faturas compreendidas entre março de 2015 e fevereiro de 2016, por se tratar de um período com atividade acadêmica regular e com menor volume de obras executadas. Para estimativa do custo futuro da energia considera-se: o reajuste anual médio no custo da energia com base nos reajustes ocorridos a partir de 2010 e a previsão para junho 2016, as possíveis modalidades tarifárias do sistema de bandeiras e ainda a estimativa de crescimento anual de 1,32% no consumo de energia elétrica na Universidade.

5.6.3 Viabilidade Econômica

Para o estudo da viabilidade econômica serão considerados cenários envolvendo os aumentos da tarifa de energia e custos com aquisição e manutenção do sistema. Em virtude da realização do orçamento de maneira não formal, será considerado um possível aumento no custo de instalação do sistema e diferentes custos para manutenção mensal do equipamento. Será considerado ainda os reajustes anuais em relação à tarifa de energia elétrica e custos de mão de obra, e os reajustes semestrais referentes ao óleo diesel. A taxa de crescimento anual do câmpus e a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), serão consideradas constantes. A TMA foi determinada a partir da taxa SELIC, tendo em vista que a taxa é utilizada como referência para investimentos no mercado financeiro. Em 2015 a taxa de inflação foi de 9,65%, e segundo Ministério do Planejamento está prevista para os próximos anos uma taxa de inflação de 5,6%, que também serão consideradas para a análise. A Tabela 9 apresenta dez cenários de análise realizados considerando diferentes valores para as variáveis supracitadas. O tempo de retorno do investimento estimado considerando a vigência da bandeira verde e vermelha patamar 2 estão representados em anos na Tabela 9.

Tabela 9 – Tempo de retorno do investimento por cenário.

| C | Aquisição (R\$) | Manut. (R\$) | Reaj. Tar.% | Reaj. OD.% | %MO | %Cres | TMA | R. VD (anos) | R. VII (anos) |
|-----------|----------------------------|-------------------------|------------------------|-----------------------|------------|--------------|------------|-------------------------|--------------------------|
| 1 | 800.000,00 | 2.000,00 | 0% | 0% | 0% | 1,32% | 14,25% | 20+ | 20+ |
| 2 | 800.000,00 | 2.000,00 | 5,0% | 9,65% | 5,6% | 1,32% | 14,25% | 20+ | 20+ |
| 3 | 800.000,00 | 2.500,00 | 9,5% | 5% | 9,65% | 1,32% | 14,25% | 13 | 12 |
| 4 | 800.000,00 | 3.000,00 | 15% | 5,6% | 5,6% | 1,32% | 14,25% | 9 | 8 |
| 5 | 800.000,00 | 3.000,00 | 25% | 9,65% | 9,65% | 1,32% | 14,25% | 7 | 7 |
| 6 | 1.200.000,00 | 2.000,00 | 0% | 0% | 0% | 1,32% | 14,25% | 20+ | 20+ |
| 7 | 1.200.000,00 | 2.000,00 | 5,0% | 9,65% | 5,6% | 1,32% | 14,25% | 20+ | 20+ |
| 8 | 1.200.000,00 | 2.500,00 | 9,5% | 5% | 9,65% | 1,32% | 14,25% | 20+ | 20+ |
| 9 | 1.200.000,00 | 3.000,00 | 15% | 5,6% | 5,6% | 1,32% | 14,25% | 12 | 11 |
| 10 | 1.200.000,00 | 3.000,00 | 25% | 9,65% | 9,65% | 1,32% | 14,25% | 9 | 8 |

Fonte: Autoria própria.

Considerando todos os cenários adotados, o tempo estimado para retorno do investimento se encontra entre 7 anos e mais de 20 anos. Nos cenários onde foi considerado um reajuste relativamente maior para a tarifa de energia, o tempo de retorno estimado foi menor, conforme esperado.

Para os cenários 3 e 8 em particular, as taxas consideradas para reajuste do custo com energia e óleo diesel foram baseadas nos valores médios dos últimos anos. O reajuste do valor da mão de obra foi determinado a partir da Taxa de Inflação registrada no ano de 2015. Portanto, o cenário 3 será considerado o mais realista para a análise de viabilidade.

5.6.4 Viabilidade Econômica Utilizando o SAVEPI

O Sistema de Análise da Viabilidade Econômica de Projetos de Investimentos (SAVEPI) permite realizar a análise do investimento por meio de duas abordagens: Abordagem determinística e abordagem estocástica. A abordagem determinística é aplicada quando os parâmetros utilizados na análise são dados como conhecidos e determinados. Já a abordagem estocástica considera as estimativas estatísticas das variáveis utilizadas e sua aplicação é recomendada para situações onde os parâmetros referentes ao investimento possui certo grau de incerteza, como por exemplo, reajustes futuros ou em caso de investimento inicial com possibilidade de variação (LIMA *et al*, 2015).

Para a análise de viabilidade do presente projeto, será considerada a abordagem determinística e o método utilizado será o Fluxo de Caixa ou Custos e Receitas. A escolha do método foi devido ao fato das variáveis utilizadas terem sido estimadas, baseadas no histórico passado. O método é capaz de considerar o efeito do risco de projeção e limites de elasticidade das variáveis. Os dados inseridos para análise estão amostrados na Figura 17 – Dado para Análise de Cenários (SAVEPI).

Os dados utilizados para análise são a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 14,25% anual, o tempo de vida útil mínimo previsto para o sistema de geração (20 anos), e a estimativa de custo para aquisição do sistema. Para a análise foi desconsiderado o valor residual de revenda e o fluxo de caixa foi considerado variável.

| | |
|---|--------------------------|
| Taxa Mínima de Atratividade (TMA, %): | 14.25 |
| Horizonte de Planejamento (N): | 20 |
| Projeto A | |
| Investimento Inicial (FC ₀): | 800000 |
| Valor Residual ou de Revenda (VR): | 0 |
| Fluxo de Caixa (FC _j): | |
| Fluxo de Caixa constante? | <input type="checkbox"/> |
| <input type="button" value="Calcular"/> <input type="button" value="Limpar"/> | |

Figura 17 – Dado para Análise de Cenários (SAVEPI).

Fonte: Adaptado de (LIMA *et al*, 2015).

Os indicadores de retorno do projeto resultantes da análise considerando o cenário 3 estão mostrados na Quadro 7.

| Indicadores de retorno | Detalhamento | Resultado Esperado (se viável) | Valor obtido Mais provável |
|------------------------|---|---|----------------------------|
| <i>VP</i> | Valor Presente (descapitalizado para data focal zero) | $VP \geq \text{Investimento . inicial}$ | R\$ 1.097.852,08 |
| <i>VPL</i> | Valor Presente líquido (descapitalizado para data focal zero) | $VPL \geq 0$ | R\$ 297.852,08 |
| <i>VPLA</i> | Valor presente líquido distribuído por período | $VPLA \geq 0$ | R\$ 45.621,10 |
| <i>IBC1 ou IL</i> | Índice Benefício Custo (rentabilidade em relação ao investimento) | $IBC1 \geq 1$ | 1,3723 |
| <i>ROIA (%)</i> | Percentual de retorno por período além da TMA | $ROIA \geq 0$ | 1,60 |

Quadro 7 – Indicadores de retorno do projeto.

Fonte: Adaptado de (LIMA *et al*, 2015).

Os indicadores de risco e limites de elasticidade do projeto estão amostrados no Quadro 8.

| Indicadores de risco | Detalhamento | Resultado Esperado (se viável) | Valor obtido Mais provável |
|--------------------------------|---|---------------------------------------|-----------------------------------|
| <i>Payback</i> | Período necessário para retorno do investimento | $Payback \leq N$ | 13 |
| TIR % | Taxa Interna de Retorno do projeto | $TIR \geq TMA$ | 18,47 |
| Índice <i>Payback/N</i> | Risco de o projeto não se pagar | $Payback/N \leq 100\%$ | 65,00 |
| Limites de elasticidade | Detalhamento | Resultado Esperado (se viável) | Valor obtido Mais provável |
| $\Delta\%TMA$ | Aumento máximo da TMA antes de inviabilizar economicamente o projeto | Quanto > a tolerância melhor | 29,58 |
| $\Delta\%FC_0$ | Aumento máximo do investimento inicial antes de inviabilizar economicamente o projeto | Quanto > a tolerância melhor | 37,23 |
| $\Delta\%FC_j$ | Diminuição máxima do fluxo de caixa antes de inviabilizar economicamente o projeto | Quanto > a tolerância melhor | 27,13 |

Quadro 8 – Indicadores de risco e limites de elasticidade do projeto.

Fonte: Adaptado de (LIMA *et al*, 2015).

Segundo os indicadores do projeto, o investimento tende a possuir características de atratividade para o cenário considerado mais provável, em que o tempo de retorno estimado é de 13 anos. O risco percentual do projeto não se pagar (índice *payback/N*) é de 65%. Os limites de elasticidade indicam a variação que cada variável pode ter antes de inviabilizar o projeto, ou seja: a TMA poderia aumentar 29,58%, o investimento inicial poderia ser 37,23% superior, e o fluxo de caixa poderia ser 27,13% menor que ainda o projeto teria viabilidade.

Os resultados obtidos na análise de viabilidade econômica proposta no presente trabalho foram análogos aos resultados obtidos por meio do SAVEPI, porém o último apresenta um número maior de indicadores de retorno e de risco, o que permite uma análise mais complexa da viabilidade econômica do projeto.

6 CONCLUSÕES

A maior problemática durante o estudo de viabilidade técnico econômica para instalação de um sistema de geração no câmpus foi obter um orçamento formal com os custos para aquisição e manutenção do sistema. As empresas que foram contatadas afirmaram que para realização do orçamento do equipamento é necessária supervisão da equipe técnica da empresa para assegurar a compatibilidade do pedido com a situação. Entretanto, as empresas pedem o envio da documentação técnica e informações sobre o histórico das tarifas, pois o acompanhamento inclui supervisão e suporte na realização do dimensionamento. Todavia essa alternativa foi considerada impraticável, e a realização do orçamento ocorreu apenas de maneira informal.

Durante a etapa da análise viabilidade do projeto foram considerados um conjunto de possíveis cenários, devido às incertezas em relação ao surgimento de novas políticas econômicas, envolvendo o setor energético ou até mesmo com o valor de aquisição do sistema. Tendo em vista que os antigos reajustes na tarifa não ocorreram de forma linear e que os futuros reajustes serão determinantes para a viabilidade econômica do projeto, diferentes taxas foram consideradas visando englobar o resultado real na análise final. Atualmente o custo do kWh cobrado pela concessionária para o consumo no período de ponta é de R\$ 1,65 e o custo inicial do kWh estimado para o sistema de geração foi de R\$ 1,06.

Por meio do estudo de viabilidade econômica proposta pelo presente trabalho, levando em conta as premissas adotadas e os cenários considerados mais prováveis, o tempo de retorno do investimento é estimado entre 12 e 13 anos se o investimento for de até R\$ 800.000,00. Caso o investimento necessário seja de R\$ 1.200.000,00, o projeto pode não se pagar para o horizonte de planejamento de 20 anos. A análise por meio do SAVEPI indicou valores iguais para o tempo de retorno do investimento e Valor Presente Líquido em relação ao estudo de viabilidade proposto no presente trabalho que utilizou uma planilha de dados. Com o auxílio do SAVEPI foi possível realizar uma análise econômica mais criteriosa, considerando indicadores de elasticidade e de risco. Desse modo, apesar das análises indicarem que o projeto pode ser economicamente atrativo para o cenário considerado mais provável (Cenário 3), com previsão de retorno do investimento em 13 anos, outros

indicadores devem ser levados em consideração, como por exemplo, o risco de o projeto não se pagar de 65% ou a possível variação da TMA, por exemplo.

Como recomendação para futuros trabalhos, propõe-se realizar o estudo de dimensionamento de um sistema híbrido diesel-solar fotovoltaico para atender a carga total ou parcial da Universidade. Nessa situação, tendo em vista que a maior parte do consumo de energia está relacionada ao período fora de ponta, e o custo operacional do gerador é superior ao valor cobrado pela concessionária pelo consumo de energia para esse período, o sistema de geração solar fotovoltaico poderia ser uma alternativa para atender as cargas em conjunto com o GGD.

REFERÊNCIAS

ABNT. 2000. Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). **NBR 10151: Acústica - Avaliação do ruído em áreas habitadas, visando o conforto da comunidade - Procedimento**. Rio de Janeiro, 2000.

ABNT. 2004 . Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). **NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro, 2004.

ABNT. 2005. Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). **NBR 14039: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV**. Rio de Janeiro, 2005.

ANEEL. 2007. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Perguntas e Respostas sobre Tarifas de Distribuidoras de Energia Elétrica**. Brasília 2007. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/biblioteca/perguntas_e_respostas.pdf . Acesso em: 09 out. 2015.

ANEEL. 2010. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Nota Técnica n. 0043/2010-SRD/ANEEL, de 08 de setembro de 2010**.

ANEEL. 2010. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução ANEEL n. 414/2010, 2010**.

ANEEL. 2011. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução ANEEL n. 469/2011, 2011**.

ANEEL. 2011. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução ANEEL n. 479/2012, 2012**.

ANEEL. 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Nota Técnica n. 038/2015-SRG-SRM/ANEEL, de 19 de maio de 2015**.

ANEEL. 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução ANEEL n. 1.858, de 27 de fevereiro de 2015**.

ANEEL. 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução ANEEL n. 1.859, de 27 de fevereiro de 2015**.

ANEEL. 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução ANEEL n. 1.897, de 16 de junho de 2015**.

ANEEL. 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução ANEEL n. 657/2015, 2015.**

ANEEL. 2016. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução ANEEL n. 2.016, de 26 de fevereiro de 2016.**

ANP. 2016. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Combustíveis. **Sistema de levantamento de preços.** Disponível em: <http://www.anp.gov.br/preco/prc/Resumo_Por_Municipio_Posto.asp>. Acesso em: 27 de março de 2016.

BEN. 2014. **Balanco Energético Nacional (BEN).** <https://ben.epe.gov.br>. [Online] 2014. [Citado em: 02 de 04 de 2015.]

BEN. 2015. **Balanco Energético Nacional (BEN).** <https://ben.epe.gov.br>. [Online] 2015. [Citado em: 20 de 07 de 2015.]

BOGO, Carlos Eduardo; HAUBERT, Willian Siliprandi. **Aumento de carga vs. tarifação da energia elétrica: um estudo de caso na UTFPR - câmpus Pato Branco – 2010 a 2011.** 2012. 36 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2012.

BRASIL. Lei nº 10833, de 29 de dezembro de 2003. **Altera a Legislação Tributária Federal e dá outras providências.** Lei. Brasília, DF, 2003.

CHAIM, Omar Cheidde. **Análise de custo de fontes alternativas de energia.** 2011. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2011.

COPEL. 2005. Companhia Paranaense de Energia (COPEL). **Manual de Eficiência Energética na Indústria.** Curitiba, 2005.

COPEL. 2011. Companhia Paranaense de Energia (COPEL). **Norma Técnica-COPEL NTC 903105.** 2011. Curitiba, 2011.

COPEL. 2011. Companhia Paranaense de Energia (COPEL). **Norma Técnica-COPEL NTC 903107.** 2011. Curitiba, 2011.

COPEL. 2012. Companhia Paranaense de Energia (COPEL). **Norma Técnica-COPEL NTC 903100.** 2012. Curitiba, 2012.

COPEL. 2012. Companhia Paranaense de Energia (COPEL). **Norma Técnica- COPEL NTC 901100**. 2012. Curitiba, 2012.

COPEL. 2013. Companhia Paranaense de Energia (COPEL). **Norma Técnica- COPEL NTC 900100**. 2013. Curitiba, 2013.

COPEL. 2013. Companhia Paranaense de Energia (COPEL). **Norma Técnica- COPEL NTC 905100**. 2013. Curitiba, 2013.

COPEL. 2014. Companhia Paranaense de Energia (COPEL). **Norma Técnica- COPEL NTC 905200**. 2014. Curitiba, 2014.

COPEL. 2015. Companhia Paranaense de Energia (COPEL). **Norma Técnica- COPEL NTC 903109**. 2015. Curitiba, 2015.

CRUZ, Roberto Ribeiro de Azevedo. **Gerenciamento de energia elétrica para otimizar a qualidade e a eficiência energética de grandes consumidores**. 2014. 85 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2014.

CUMMINS. 2003. Cummins Power Generator. **Manual de Aplicações para Grupos Geradores Arrefecidos a Água (T-030d-07 08/03)**. São Paulo, 2003.

CUMMINS. 2015. Cummins Power Generator. **Catálogo Institucional**. Disponível em: <http://www.cumminspower.com.br/bib_catalogo.asp>. Acesso em 17 de julho de 2015.

DIB, Fernando Henrique. **Produção de biodiesel a partir de óleo residual reciclado e realização de testes comparativos com outros tipos de biodiesel e proporções de mistura em um moto-gerador**. 2010. 141 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual Paulista. Ilha Solteira, 2010.

DIEESE. 2014. Departamento Intersindical de Estatísticas e Estudos Socioeconômicos (DIEESE). **Nota Técnica n.134, maio de 2014**.

DRANKA, G. Géremi. **Análise de Oscilações de Tensão Devido à Partida de Motores Elétricos de Grande Porte em Redes Elétricas Industriais com Multialimentadores**. 2012. 61 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2012.

ELETRICIDADE MODERNA: EM. **Os avanços e as tendências da tecnologia eletroeletrônica**. Sao Paulo: Aranda, pag 106. n. 472, jul. 2013.

FERNANDES, Adeilton. **Análise e desempenho de um motor diesel com a utilização de biocombustível obtido a partir do reuso de óleo vegetal.** 2012. 67 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Produção, Universidade Metodista de Piracicaba, Santa Bárbara D'oeste, 2012.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JUNIOR, Charles; UMANS, Stephen D.. **Máquinas elétricas: com introdução à eletrônica de potência.** 6. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006. 648 p.

G., Marcos Nascimento V.; F.W., Guilherme Soares; S.R, Leonardo Vieira. **Operação de um grupo gerador diesel utilizando óleo vegetal bruto como combustível Operação de um grupo gerador diesel utilizando óleo vegetal bruto como combustível.** 2003. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC0000000022000000200048&script=sci_arttext>. Acesso em: 22 mar. 2016.

GNOATTO, Laerte Carlos. **Viabilidade econômica da verticalização da fabricação de papel decorativo em uma empresa fabricante de componentes de móveis.** 2014. 21 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2014.

GONÇALVES, Francisco; GARBELINI, Luigi; IZYCKI, Luis. **Estudo de caso para implantação de Grupo Moto-Gerador na Universidade Tecnológica Federal do Paraná.** Projeto de Pesquisa – Engenharia Elétrica, UTFPR – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2014.

HAUSCHILD, L. **Avaliação de Estratégias de Operação de Sistemas Híbridos Fotovoltaico-Eólico-Diesel.** 2006. 117 p. Dissertação de Mestrado. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, 2006.

IWAND, Frederico Agrizzi. **Estudo técnico-econômico de implantação de um grupo gerador de emergência em fábrica de refrigerantes.** 2007. 53 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Centro Tecnológico, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2007.

KOSOW, Irvning L.. **Máquinas Elétricas e Transformadores.** 14. ed. São Paulo: Globo, 2005. 697 p.

LIMA, Ana Paula da Conceição e PRESLAK, Dilian. **Análise do Sistema Elétrico da UTFPR câmpus Pato Branco.** Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco 2013.

LIMA, J.D. de. **Introdução à Análise Econômica de Projetos: Princípios e Práticas–Notas de aula–textos para discussão**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR–câmpus Pato Branco), 2014.

LIMA, J.D. de; TRENTIN, M.G.; OLIVEIRA, G.A.; BATISTUS, D.R.; SETTI, D. **Systematic analysis of economic viability: a proposal for investment projects**. In: Joint Conference CIO-ICIEOM-IIIIE 2014-XX International Conference on Industrial Engineering and Operations Management, 2014, Málaga-ES. The global reach of industrial engineering. Enhancing synergies in a collaborative environment. Málaga - ES: Andalucía Tech. Universidad de Sevilla. Universidad de Málaga, 2014. p.87.

LIMA, José Donizetti de; TRENTIN ; OLIVEIRA, G. A. ; BATISTUS, D. R. ; SETTI, Dalmarino . Systematic analysis of economic viability with stochastic approach: a proposal for investment project. In: Joint Conference ICIEOM-CIO-IIIIE 2015 - XXI International Conference on Industrial Engineering and Operations Management, 2015, Aveiro - Portugal. ENGINEERING SYSTEMS AND NETWORKS: The way ahead for industrial engineering and operations management. Aveiro - Portugal: UA Editora, University Aveiro, 2015. p. 24-24.

MACHADO, Alexandre Regueiro de Almeida. **Gerenciamento de energia em planta industrial visando a redução dos custos de operação**. 2010. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

MAGALHÃES, Murilo Vill. **Estudo da Utilização da Energia Eólica Com Fonte Geradora de Energia no Brasil**. 2009. 50 f. Monografia (Especialização) - Curso de Ciências Econômicas, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

MAMEDE, João Mamede Filho. **Instalações Elétricas Industriais**. 8. ed. Rio de Janeiro. LTC, 2011. Cap. 16. p. 592-658.

MARCANTE, Luan Ruaro; LUKASIEVICZ, Tiago. **Análise da viabilidade da instalação de um grupo gerador em uma indústria para suprir a demanda em horários de ponta e/ou emergência**. 2012. 83 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Coordenação de Engenharia Elétrica – COELT, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco 2012.

MOTA, Henrique de Senna. **Análise técnica econômica de unidades geradoras de energia distribuída**. 2011. Dissertação (Mestrado em Tecnologia Nuclear - Materiais) - Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

OLIVEIRA, Marcelo Escobar de. **Avaliação de metodologias de cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica.** 2009. 137 f. Tese (Doutorado) - Unesp, Ilha Solteira, 2009.

PINHEL, ANTÔNIO CARLOS DA COSTA **Simulação de Uma Usina Térmica a Gás no Novo Contexto do Setor Elétrico - Análise Risco X Retorno** – [Rio de Janeiro] 2000 VIII, 133 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético, 2000)

PRADO, Altamiro Mann. **Sistema elétrico automatizado objetivando otimização na alimentação de centros de consumo.** 2006. 81 p. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas. São Paulo 2006.

SANTETTE, Emanuel. **Sistema de acionamento e supervisão de um grupo motor gerador diesel.** 2013. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Coordenação de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2013.

SCHMITD, Walfredo. **Equipamento elétrico industrial.** São Paulo, editora Mestre Jou, 1970. 194 p.

SOUZA, ANDRÉ SALLES. **Análise do desempenho do gerador de alta tensão-Powerformer–em comparação a uma máquina convencional.** 2005. 134p. Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro 2005.

STEMAC. 2016. STEMAC Grupo Geradores. 2016. Disponível em: <http://www.stemac.com.br/pt/produtos/Pages/default.aspx>. Acesso em: 23 fev. 2016.

STORTI, Stélio Jácomo. **Avaliação da combustão de biodiesel B100 em grupos geradores.** 2009. 91 f. Dissertação (Mestrado) - Prodetec, Curitiba, 2009.

VANNI, Silvia Regina. **Estudo de Viabilidade Econômica de Fontes Alternativas de Energia de uma Comunidade Típica da Região Nordeste do Brasil.** 2008. 166 f. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, São Paulo, 2008.