

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS

BRUNO ANTONIO VOICECHOVSKI DOS SANTOS

**ESTUDO COMPARATIVO PARA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA DE
CAPTAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM
EDIFICAÇÕES BANCÁRIAS LOCALIZADAS EM CIDADES COM
DIFERENTES NÍVEIS DE IRRADIAÇÃO SOLAR NO ESTADO DO
PARANÁ**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA

2016

BRUNO ANTONIO VOICECHOVSKI DOS SANTOS

**ESTUDO COMPARATIVO PARA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA DE
CAPTAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM
EDIFICAÇÕES BANCÁRIAS LOCALIZADAS EM CIDADES COM
DIFERENTES NÍVEIS DE IRRADIAÇÃO SOLAR NO ESTADO DO
PARANÁ**

Monografia apresentada ao Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR com requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Gerson Maximo Tiepolo.

CURITIBA

2016

TERMO DE APROVAÇÃO

BRUNO ANTONIO VOICECHOVSKI DOS SANTOS

ESTUDO COMPARATIVO PARA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA DE CAPTAÇÃO DE ENERGIASOLAR FOTOVOLTAICA EM EDIFICAÇÕES BANCÁRIAS LOCALIZADAS EM CIDADES COM DIFERENTES NÍVEIS DE IRRADIAÇÃO SOLAR NO ESTADO DO PARANÁ

Esta Monografia de Especialização foi apresentada no dia 07 de novembro de 2016, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energia Renováveis – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O aluno foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior

Coordenador de Curso de Especialização em Energias Renováveis

Prof. Dr. Paulo Cícero Fritzen

Chefe do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Gerson Máximo Tiepolo
Orientador - UTFPR

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior
UTFPR

Prof. Dr. Jorge Assade Leludak
UTFPR

O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso

À Deus, pela saúde e oportunidade de, dia após dia, trilhar essa jornada maravilhosa que é a vida.

Aos meus pais, pelo carinho e por investirem na minha educação, permitindo-me chegar até aqui.

A minha vó, pelo cuidado e carinho dedicados em todos esses anos.

AGRADECIMENTOS

À Deus, por todas as oportunidades que Ele me concedeu, pelas vitórias, pelos obstáculos que me fizeram crescer e me tornar mais forte, e pela família que tenho.

Aos meus pais Wilson e Leonice, a minha avó Dona Anita, ao meu irmão Roger e a minha namorada, por me apoiarem nessa jornada, em que boa parte do tempo foi dedicada ao desenvolvimento desse trabalho e as noites de aula na UTFPR. Também, pelo carinho e apoio em todos os momentos da minha vida.

Ao Banco do Brasil S.A., empresa que patrocinou e me possibilitou cursar a pós-graduação, investindo na minha formação, e também que me concedeu a oportunidade profissional de aplicar os conhecimentos adquiridos ao longo dos anos em minha área de formação, contribuindo imensamente para meu crescimento profissional e pessoal.

Agradeço a todos os professores que lecionaram no curso de pós-graduação em Energias Renováveis da UTFPR, principalmente ao meu orientador Professor Gerson Maximo Tiepolo, que dedicou seu tempo, sua atenção e compartilhou seu conhecimento para me auxiliar no desenvolvimento deste trabalho, e também pelos ensinamentos nas disciplinas que lecionou.

À todos os colegas de turma, que compartilharam seu tempo no desenvolvimento de trabalhos em equipe e pelo companheirismo durante o andamento do curso.

Por fim, agradeço a todos os brasileiros e brasileiras que lutam, dia após dia, por um país mais justo e honesto.

Para quem tem pensamento forte o impossível é só questão de opinião (Charlie Brown Jr.).

RESUMO

SANTOS, Bruno Antonio V. dos. Estudo comparativo para implantação de sistema de captação de energia solar fotovoltaica em edificações bancárias localizadas em cidades com diferentes níveis de irradiação solar no estado do Paraná. 2016. 110f. Monografia (Especialização em Energias Renováveis) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

A energia elétrica é indispensável para qualquer setor da economia mundial, uma vez que o crescimento econômico de um país depende da garantia de energia disponível para ampliação dos diversos processos produtivos. O Brasil é altamente dependente da geração de energia por meio de usinas hidroelétricas, cuja expansão está limitada, pois enfrenta resistência da sociedade principalmente pelo impacto ambiental causado devido a necessidade de grandes inundações. Com isso, faz-se necessária a utilização de novas formas de geração de energia elétrica, e nesse contexto destaca-se a geração de energia elétrica a partir da energia solar fotovoltaica, uma vez que o Brasil possui altos níveis de irradiação solar anual que podem suprir parte da crescente demanda energética. Ainda, a geração fotovoltaica pode ser aplicada de forma descentralizada, diminuindo investimentos em transmissão e distribuição de energia. Essa característica abre uma vasta possibilidade de utilização dessa fonte de energia, seja por indústrias, residências e pelo comércio. Este trabalho tem como objetivo elaborar um estudo comparativo da utilização da energia solar em edificações bancárias no estado do Paraná. Para isso, utilizam-se os dados de irradiação do mapa solar fotovoltaico do estado do Paraná, selecionando-se edificações bancárias localizadas neste estado e que estão em zonas de diferentes níveis de irradiação desse mapa. Por meio de uma pesquisa científica documental, foram analisadas as faturas de energia elétrica de cada agência. Com esses dados, sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica foram dimensionados para cada edificação, e também de forma centralizada, de forma a atender a demanda de energia elétrica de cada agência com base em seus históricos de consumo. Por fim, foi verificada a viabilidade econômica, através de indicadores financeiros de investimento, da implantação desse projeto, e foi efetuada a comparação com a geração utilizando-se o conceito de autoconsumo remoto e minigeração distribuída. Finalmente, foi efetuada a comparação dos resultados obtidos, buscando-se identificar qual o melhor projeto de investimento, cujo resultado final mostrou-se bastante promissor para o uso desta tecnologia no estado, tecnicamente e economicamente.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Sistemas conectados à rede elétrica. Geração distribuída. Agências bancárias. Viabilidade econômica.

ABSTRACT

SANTOS, Bruno Antonio V. dos. Comparative study for the implementation of photovoltaic solar energy system located in bank buildings at cities with different levels of solar irradiation in the state of Paraná. 2016. 110 f. Monografia (Especialização em Energias Renováveis) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

Electricity is indispensable for any sector of the global economy since the economic growth of a country depends on the available energy security for expansion of various production processes. The Brazil, specifically, is highly dependent on the generation of energy through hydroelectric plants, whose expansion is limited, and also faces resistance from society, especially the environmental impact due to the need for major flooding. Thus, the use of new forms of power generation it is necessary, and in this context there is the generation of energy from photovoltaic solar energy, since Brazil has high levels of annual solar radiation that can supply part the growing energy demand. Still, photovoltaic generation can be applied in a decentralized manner, eliminating the need for investments in transmission and distribution. This feature opens a wide possibility of using this energy source, either by industry, residences and commerce. This paper aims to draw up a comparative study of the use of solar energy in bank buildings in the state of Paraná. For this, we use data from irradiation of the photovoltaic solar Paraná state map, selecting bank buildings located in this state and are in areas with different levels of irradiation that map. Through a documentary scientific research, we analyze the energy bills of each agency. With this data, grid-connected photovoltaic systems are dimensioned for each building, meeting the energy demand of each agency based on their historical consumption. Finally, the economic viability is verified through financial investment indicators, the implementation of this project, and is made the comparison with the generation using the concept of remote self-consumption and distributed minigeneration. Finally, the comparison of the results was performed, seeking to identify the best investment project, the final result was very promising for the use of this technology in the state, technically and economically.

Palavras-chave: Photovoltaic solar energy. Grid-connected systems. Distributed power generation. Bank agencies. Economic viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Percentual de geração de energia elétrica mundial por fonte de energia – ano base 2015.....	23
Figura 2 – Percentual de geração de energia elétrica por fonte de energia no Brasil - ano base 2015.....	24
Figura 3 – Detalhe da célula solar fotovoltaica, do módulo fotovoltaico e de um painel fotovoltaico.	29
Figura 4 – Representação gráfica de um módulo fotovoltaico.....	30
Figura 5 – Comparação célula x módulo da eficiência das tecnologias fotovoltaicas, obtidas em laboratório	33
Figura 6 – Percentual da produção anual global por tecnologia fotovoltaica.	33
Figura 7 – Imagem de um módulo solar fotovoltaico de silício monocristalino (<i>m-Si</i>).	34
Figura 8 – Imagem de um módulo solar fotovoltaico de silício policristalino (<i>p-Si</i>)....	35
Figura 9 – Modelagem de um sistema fotovoltaico isolado (SFI).....	37
Figura 10 – Modelagem de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFVCR).....	38
Figura 11 – Isenção e incidência de ICMS para uso de créditos de energia elétrica por estado brasileiro - outubro/2016.....	44
Figura 12 – Forma de calcular o custo final da energia elétrica ao consumidor.....	45
Figura 13 – Mapa de Irradiação Global Horizontal – média diária anual (kWh/m ² .dia).	48
Figura 14 – Mapa de Irradiação no Plano Inclinado – média diária anual (kWh/m ² .dia).....	49
Figura 15 – Mapa de Irradiação no Plano Inclinado – média anual (kWh/m ²).....	50
Figura 16 – Mapa de Irradiação no Plano Inclinado – média anual (kWh/m ²).....	59
Figura 17 – Preço médio de instalação de um SFVCR, por faixa de potência de pico a ser instalada.	62
Figura 18 – Gráfico comparativo do valor do investimento inicial, em reais.....	77
Figura 19 – Gráfico comparativo do indicador <i>payback</i> , em anos, entre os estudos.....	78
Figura 20 – Gráfico comparativo do indicador VPL, em reais, entre os estudos.....	79
Figura 21– Gráfico comparativo do indicador TIR, em valores percentuais, entre os estudos.....	80

LISTA DE TABELAS

Tabela1 – Produção estimada de energia elétrica global por fonte de energia.....	23
Tabela 2 – Variação do custo da energia elétrica nas tarifas aplicadas pela COPEL.	26
Tabela 3 – Inflação no Brasil dos últimos 10 anos.	27
Tabela 4 – Estados com isenção de ICMS para uso de créditos de energia.	44
Tabela 5 – Valores de irradiação no plano inclinado e de produtividade no estado do Paraná.....	51
Tabela 6 – Valores obtidos de consumo total das 360 agências no Paraná.....	58
Tabela 7 – Valores das taxas e tarifas praticados pela COPEL.....	61
Tabela 8 – Inflação no Brasil dos últimos 20 anos.	65
Tabela 9 – Projeção do valor da tarifa de energia, por enquadramento tarifário.....	67
Tabela 10 – Fluxo de caixa do estudo SFVCR individualizado.	68
Tabela 11 – Indicadores de viabilidade do investimento para SFVCR individualizado.	69
Tabela 12 – Comparação entre as 5 cidades com melhores níveis de irradiação.	72
Tabela 13 – Parâmetros e critérios definidos para o CMFCR.	73
Tabela 14 – Fluxos de caixa para o CMFCR.....	75
Tabela 15 – Indicadores de viabilidade do investimento para o projeto CMFCR.	76
Tabela 16 – Comparação entre os valores de investimento inicial.....	76
Tabela 17 – Comparação dos indicadores de <i>payback</i> entre os estudos.	77
Tabela 18 – Comparação do indicador VPL de cada projeto.	78
Tabela 19 – Comparação do indicador TIR de cada projeto.	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
BB	Banco do Brasil S.A.;
CNPJ	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica;
CPF	Cadastro de Pessoa Física;
CMFCR	Centro de Minigeração Fotovoltaica Conectado à Rede;
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social;
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária;
COPEL	Companhia Paranaense de Energia;
COSIP	Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública;
EPE	Empresa de Pesquisa Energética;
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços;
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo;
kWh	Quilowatt-hora;
MWh	Megawatt-hora;
<i>m-Si</i>	Silício Monocristalino;
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
PIS	Programa de Integração Social;
<i>p-Si</i>	Silício Policristalino;
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i> ;
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia;
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i> ;
SIN	Sistema Interligado Nacional;
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica;
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado;
TD	Taxa de Desempenho;
TIR	Taxa Interna de Retorno;
TMA	Taxa Mínima de Atratividade;
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná;
VPL	Valor Presente Líquido.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 TEMA.....	14
1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA	15
1.3 PROBLEMAS E PREMISSAS	15
1.4 OBJETIVOS.....	16
1.4.1 Objetivo Geral.....	16
1.4.2 Objetivos Específicos.....	17
1.5 JUSTIFICATIVAS	17
1.6 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	19
1.7 EMBASAMENTO TEÓRICO.....	19
1.8 ESTRUTURA DO TRABALHO	20
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	22
2.1 FONTES DE ENERGIA ATUAIS NO MUNDO E NO BRASIL	22
2.2 CUSTO ATUAL DA ENERGIA ELÉTRICA	25
2.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	28
2.3.1 Terminologia e Definições da Energia Solar Fotovoltaica.....	29
2.3.2 Tipos de Células Fotovoltaicas.....	31
2.3.2.1 Silício Monocristalino (<i>m-Si</i>).....	34
2.3.2.2 Silício Policristalino (<i>p-Si</i>).....	35
2.4 FORMAS DE CONEXÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	35
2.4.1 Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI).....	36
2.4.2 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica (SFVCR)	37
2.5 RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 482.....	38
2.5.1 Conceitos e Premissas	39
2.5.2 Sistema de Compensação de Energia.....	40
2.6 TRIBUTOS APLICADOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	42
2.6.1 PIS/PASEP, ICMS, COFINS e COSIP.....	42
2.6.2 Bandeiras Tarifárias.....	45
2.7 O MAPA SOLAR BRASILEIRO	46
2.8 O MAPA SOLAR DO ESTADO DO PARANÁ.....	50

2.9 INDICADORES PARA O ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM PROJETO DE INVESTIMENTO	52
2.9.1 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	52
2.9.2 <i>Payback</i>	52
2.9.2.1 <i>Payback</i> Simples	53
2.9.2.2 <i>Payback</i> Descontado	53
2.9.3 Valor Presente Líquido (VPL)	54
2.9.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)	55
3 LEVANTAMENTO DE DADOS E DESENVOLVIMENTO	56
3.1 PREMISSAS PARA PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE - SFVCR	56
3.2 OBTENÇÃO DOS VALORES DE CONSUMO MÉDIO DIÁRIO DE CADA EDIFICAÇÃO BANCÁRIA	57
3.3 OBTENÇÃO DOS VALORES DE IRRADIAÇÃO DIÁRIO PLANO INCLINADO	59
3.4 CÁLCULO DA POTÊNCIA DE PICO E ÁREA NECESSÁRIA	60
3.5 CÁLCULO DO CUSTO MÉDIO ANUAL DESPENDIDO COM ENERGIA ELÉTRICA EM CADA EDIFICAÇÃO BANCÁRIA	60
3.6 CÁLCULO DO INVESTIMENTO NECESSÁRIO PARA IMPLANTAÇÃO DO PROJETO DE SFVCR EM CADA EDIFICAÇÃO BANCÁRIA	62
3.7 CÁLCULO DA VIABILIDADE ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DO PROJETO DE SFVCR EM CADA DEPENDÊNCIA BANCÁRIA	63
3.7.1 Definição dos Parâmetros para Cálculo de Viabilidade Econômica de SFVCR	63
3.7.1.1 Vida Útil do Projeto	63
3.7.1.2 Eficiência dos Módulos Fotovoltaicos ao Longo do Tempo	63
3.7.1.3 Custo com Operação e Manutenção do SFVCR	64
3.7.1.4 Custo com Reinvestimento do Inversor	64
3.7.1.5 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	64
3.7.1.6 Inflação Futura Estimada	65
3.7.2 Cálculo dos Indicadores de Viabilidade Econômica	66
3.7.2.1 Custo Projetado dos Valores de Tarifa de Energia	66
3.7.2.2 Fluxo de Caixa Simples e Fluxo de Caixa Descontado	67
3.7.2.3 Cálculo dos Indicadores de Viabilidade do Investimento no Projeto SFVCR	68
4 ANÁLISE E COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS	70

4.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS COM A IMPLANTAÇÃO DO SFVCR EM CADA EDIFICAÇÃO BANCÁRIA	70
4.2 ESTUDO 02: IMPLANTAÇÃO DE CENTROS DE MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICOS	71
4.2.1 Definição do Município de Instalação e Cálculo da Potência de Pico e do Custo de Investimento Estimado para o CMFCR.....	71
4.2.2 Indicadores de Viabilidade Econômica	73
4.2.2.1 Fluxos de Caixa Simples e Fluxo de Caixa Descontado para o Segundo Estudo.....	74
4.2.2.2 Cálculo dos Indicadores de Viabilidade do Investimento no Projeto CMFCR	75
4.3 ANÁLISE E COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS DOS PROJETOS.....	76
4.3.1 Valor do investimento inicial	76
4.3.2 <i>Payback</i> (Período de Retorno do Investimento – PRI)	77
4.3.3 Valor Presente Líquido (VPL)	78
4.3.4 Taxa Interna de Retorno (TIR).....	79
5 CONCLUSÕES FINAIS	81
REFERÊNCIAS.....	84

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta o tema deste trabalho, a justificativa e a metodologia utilizada para o desenvolvimento da pesquisa. Também, os objetivos e a forma que o mesmo está estruturado.

1.1 TEMA

De acordo com o mais recente Balanço Energético Nacional (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2016), o Brasil possui uma matriz elétrica predominantemente renovável, destacando-se a geração hidráulica, que corresponde a 64% dessa matriz. Ainda segundo o relatório, as fontes renováveis respondem por 75,5% de toda a oferta de energia elétrica, incluindo-se nesse percentual a energia importada, predominantemente renovável.

Como a capacidade de geração de energia elétrica a partir de usinas hidroelétricas está relacionada com a quantidade de água presente nos reservatórios, crises hídricas tornam o sistema de geração de energia elétrica brasileiro vulnerável em períodos de seca mais prolongados.

Para Torres (2012), o modelo baseado em usinas hidroelétricas está sendo questionado devido ao surgimento de novas tecnologias, aliado à dificuldade de financiamento de grandes centrais geradoras e ao impacto ambiental causado por elas. Ainda segundo Torres (2012), atuar na geração descentralizada é uma opção viável para a sociedade, principalmente com a exploração de novas fontes de energia renováveis, como o sol, o vento e a biomassa.

De acordo com Rüter (2004), dentro desse contexto de geração descentralizada, e diminuição à dependência de usinas hidroelétricas para geração de energia, a tecnologia de conversão da energia solar em elétrica através de painéis fotovoltaicos se destaca, principalmente para os consumidores residenciais e comerciais, pelos seguintes motivos:

- dispensa a necessidade de transmissão e distribuição de energia, uma vez que a energia pode ser gerada na própria unidade consumidora;
- gera energia a partir de uma fonte renovável de energia – o sol;
- possibilita o seu uso em edificações residenciais e comerciais;

A energia solar fotovoltaica é a energia gerada pela conversão direta da luz do sol em eletricidade, a partir do efeito fotovoltaico, onde a célula fotovoltaica, dispositivo construído com material semicondutor, é a unidade básica deste processo (TIEPOLO, 2015).

Dessa forma, a utilização de sistemas fotovoltaicos para geração de energia para edificações residenciais e comerciais, mais especificamente para agências bancárias, conectados à rede elétrica, embasa o desenvolvimento desse trabalho. Porém, exige-se um investimento inicial considerável na implantação de um sistema fotovoltaico de geração de energia, além de um levantamento técnico, que deve ser mensurado e avaliado para se justificar a implantação desse sistema. Este trabalho procura analisar comparativamente a aplicação desse sistema em edificações bancárias localizada em regiões com diferentes níveis de irradiação no estado do Paraná.

1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Será feita uma análise comparativa da utilização de sistemas fotovoltaicos de energia, conectados à rede elétrica, utilizando painéis fotovoltaicos de silício cristalino, em agências bancárias existentes, situadas em regiões com diferentes níveis de irradiação solar no estado do Paraná.

1.3 PROBLEMAS E PREMISSAS

De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (2015), em 2015 a maioria dos reservatórios de água das principais usinas hidroelétricas do país encontravam-se em níveis críticos devido ao baixo nível de precipitações nos últimos anos.

Segundo o conceito das Bandeiras Tarifárias da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2015a), o baixo nível dos reservatórios exige o acionamento das usinas térmicas, que tem um custo de produção de energia muito mais alto se comparado com a geração hidroelétrica. Tal fato impacta diretamente

nas despesas das empresas, afetando o seu resultado econômico e, em uma escala macro, afetando a economia do país.

Dessa forma, faz-se necessário procurar soluções para reduzir os custos e as despesas com o consumo de energia elétrica das empresas brasileiras, enfatizando não somente a eficiência energética, mas também procurando soluções alternativas da forma de suprir a necessidade energética de cada instituição, buscando atender a necessidade de energia sem prejudicar a atividade fim das empresas.

Segundo Pereira *et al.* (2006), a radiação solar incidente no Brasil é muito superior aos níveis registrados em países como a Alemanha, chegando a níveis de irradiação anual que variam entre 1.500 a 2.500kWh/m², enquanto na Alemanha os níveis de irradiação anual não ultrapassam o valor de 1.250kWh/m². Essa condição privilegiada do país permite o investimento na solução de geração da energia elétrica por meio de painéis fotovoltaicos, uma energia renovável que pode contribuir diretamente na redução do custo da energia elétrica.

Diante dessas informações, questiona-se a viabilidade da aplicação dessa forma de geração de energia em edificações comerciais, especialmente utilizando o sistema conectado à rede, onde é possível compensar a energia gerada e não utilizada instantaneamente.

Assim, acredita-se que, a partir do estudo comparativo da utilização da energia solar fotovoltaica como fonte de geração de energia para atender às edificações bancárias situadas em diferentes cidades do Paraná, possa-se chegar a uma conclusão da viabilidade econômica da disseminação dessa fonte alternativa de geração distribuída em todo o estado.

1.4 OBJETIVOS

Serão apresentados os objetivos geral e específico desse trabalho.

1.4.1 Objetivo Geral

Desenvolver um estudo da utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede a fim de atender as agências bancárias localizadas no estado do Paraná, situadas em regiões com diferentes níveis de irradiação, suprindo a energia elétrica necessária para o funcionamento década uma dessas edificações.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Elaborar a revisão bibliográfica sobre o tema em estudo, principalmente sobre a energia solar, sistemas fotovoltaicos conectados à rede, modelo de compensação de energia adotado no Brasil, os níveis de irradiação e produtividade estimada nas diferentes regiões do estado do Paraná e indicadores para mensuração da viabilidade econômica de projetos de investimento nesta área;
- Efetuar o levantamento dos dados das faturas de energia elétrica de cada dependência bancária incluída neste estudo, consolidando as informações;
- Elaborar o estudo para implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede para atender às agências bancárias do Banco do Brasil S.A. localizadas no estado do Paraná;
- Verificar, com base nos resultados, se os projetos propostos possuem viabilidade financeira para geração de energia por meio de SFVCR;
- Comparar os resultados obtidos, com base nas possibilidades de instalação e geração de energia fotovoltaica, no investimento necessário e retorno esperado.

1.5 JUSTIFICATIVAS

De acordo com Rüter (2004), a cada dia a superfície terrestre recebe mais energia de origem solar do que a necessidade energética de toda a população mundial durante um ano, e, dentre as diversas aplicações dessa energia solar, a

conversão em energia elétrica a partir do efeito solar fotovoltaico é uma das mais elegantes maneiras de geração de potência elétrica.

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFVCR) têm apresentado grande crescimento entre as fontes de geração de energias renováveis no cenário mundial, principalmente em países como Alemanha, Espanha, Japão, Itália e Estados Unidos. No Brasil, sua aplicação ainda é incipiente comparada a estes países, porém, apresenta grande potencial de crescimento nos próximos anos (URBANETZ; CASAGRANDE, 2012).

No Brasil o número de projetos relevantes empregando SFVCR não é significativo, o que dificulta a análise de impacto no sistema elétrico. Durante muitos anos, a maioria dos investimentos na implantação de SFVCR se restringiram às universidades e aos centros de pesquisa, com o objetivo de estudar os benefícios e a viabilidade dessa tecnologia (TIEPOLO, 2015).

Para Montenegro (2013), a energia solar é uma fonte com boas perspectivas para utilização, podendo ser aplicada em áreas remotas e não eletrificadas, e também em grandes centros urbanos, onde a utilização de sistemas de condicionamento de ar é responsável por boa parte da demanda energética, que pode ser suprida pela sincronicidade com a geração fotovoltaica. Ainda segundo Montenegro (2013), a geração fotovoltaica permitirá uma maior diversificação da matriz energética.

Conforme Tiepolo *et al.* (2014), a publicação da Resolução 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL possibilitou a utilização dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFVCR), que podem ser implantados no ambiente urbano por meio da geração distribuída, instalados sobre as coberturas de edificações ou integrados as mesmas.

As agências bancárias tem a maior parte do seu consumo de energia elétrica concentrado durante o dia, isto é, a necessidade energética coincide com o tempo de disponibilidade de sol.

Além disso, a maioria das agências bancárias possui parte de sua carga instalada composta pelo sistema de ar condicionado. Os sistemas de ar condicionado são ativados em dias mais quentes, quando a possibilidade de irradiação é maior, momento esse que há aumento da capacidade de captação dos painéis fotovoltaicos.

Tendo-se um estudo prévio para implantação de geração fotovoltaica nesses ambientes, pode-se definir se há viabilidade econômica para utilização dessa tecnologia.

1.6 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Segundo Gil (2010), o método aplicado neste estudo é uma pesquisa bibliográfica, pois ele é elaborado com base em material já publicado como livros, artigos e dissertações. Lakatos e Marconi (2003) afirmam que a pesquisa bibliográfica é “um apanhado geral sobre os principais trabalhos já realizados, revestidos de importância, por serem capazes de fornecer dados atuais e relevantes relacionados com o tema”.

Considerando os critérios de classificação de uma pesquisa, esse trabalho se encaixa em uma pesquisa científica aplicada, por envolver problemas identificados pelo autor no meio em que vive e possuir objetivos específicos (GIL, 2010).

Essa pesquisa é classificada, também, como documental, pois segundo Lakatos e Marconi (2003), é na pesquisa documental que “a fonte de coleta de dados está restrita a documentos, escritos ou não, constituindo o que se denomina de fontes primárias”, isto é, não tratadas. No caso desse estudo, serão coletados dados de localização geográfica das edificações existentes e serão utilizadas as faturas de energia para análise e dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos.

De acordo com Gray (2012), a abordagem desta pesquisa é qualitativa, uma vez que se utiliza da análise de documentos. No caso específico desse trabalho, serão analisados os valores históricos de consumo de energia das agências com intuito de projetar sistemas fotovoltaicos.

1.7 EMBASAMENTO TEÓRICO

Para enriquecer a pesquisa bibliográfica, serão revisados os principais conceitos de geração distribuída, sobre a energia solar fotovoltaica, sistemas fotovoltaicos conectados à rede, além de outras literaturas clássicas.

Como base do trabalho, os dados de irradiação solar no estado do Paraná serão obtidos e analisados a partir do mapa solar fotovoltaico desse estado.

Em termos de legislação, será analisada a resolução normativa 482/2012, da ANEEL, que normatiza as formas de geração solar distribuída e a forma de compensação dessa energia no Brasil.

1.8 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho apresentará 05 capítulos: Introdução, Revisão Bibliográfica, Levantamento de Dados e Desenvolvimento, Análise e Comparação dos Resultados Obtidos e Conclusões Finais.

O capítulo 1, INTRODUÇÃO, apresenta a contextualização inicial, apresentando o problema e as justificativas, os objetivos a serem atingidos pelo desenvolvimento desse trabalho. Ainda, o embasamento teórico que norteará a pesquisa bibliográfica sobre o assunto, bem como a metodologia aplicada no decorrer desse trabalho.

No capítulo 2, REVISÃO BIBLIOGRÁFICA, será elaborado um breve levantamento sobre a geração de energia fotovoltaica, as características do painel solar de silício cristalino, uma análise da legislação vigente para conexão de um sistema fotovoltaico à rede de distribuição, o levantamento dos tributos incidentes na tarifa de energia, a apresentação do mapa solar do Brasil e do Paraná, e o levantamento dos indicadores utilizados para verificação da viabilidade econômica de um projeto.

No capítulo 3, LEVANTAMENTO DE DADOS E DESENVOLVIMENTO, será efetuado o levantamento dos dados de irradiação e produtividade apresentados pelo Mapa Fotovoltaico do estado do Paraná, o levantamento do histórico de consumo e custo da energia elétrica de cada agência, apresentados os estudos para implantação do sistema fotovoltaico em cada agência, calculados os valores de investimento e cálculo dos indicadores de viabilidade econômica.

O capítulo 4, ANÁLISE E COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS, apresenta a análise dos resultados obtidos e a comparação com o projeto de autoconsumo remoto.

No capítulo 5, CONCLUSÕES FINAIS, serão apresentadas as considerações finais, com as conclusões obtidas com a comparação elaborada e com o desenvolvimento desse trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será elaborado um breve levantamento sobre as fontes de energia utilizadas atualmente, a geração de energia fotovoltaica, as características do painel solar de silício cristalino, uma análise da legislação vigente para conexão de um sistema fotovoltaico à rede de distribuição, o levantamento dos tributos incidentes na tarifa de energia, a apresentação do mapa solar do Brasil e do Paraná e o levantamento dos indicadores utilizados para verificação da viabilidade econômica de um projeto.

2.1 FONTES DE ENERGIA ATUAIS NO MUNDO E NO BRASIL

O desenvolvimento das civilizações trouxe a sociedade até o mundo desenvolvido e tecnológico atual. Para isto foram necessários milhões de MWh gerados e consumidos para os mais diversos usos finais. Grande parte da energia utilizada foi oriunda de base fóssil, ou seja, combustíveis altamente densos energeticamente, mas que levaram milhões de anos para serem produzidos pelas condições do meio ambiente da Terra (SANTOS, 2013).

Segundo dados apresentados em REN21 (2010; 2011; 2012; 2013; 2014; 2015; 2016), nos dias de hoje ainda a geração de energia elétrica global tem como fonte primária, em sua maior parte, os combustíveis fósseis e nuclear. Observando a Tabela 1 tem-se que, nos últimos anos, ocorreu uma diminuição destas fontes primárias na participação da matriz elétrica mundial, manteve-se um valor médio de geração hidroelétrica e percebe-se que houve um crescimento significativo da participação de outras fontes renováveis de energia.

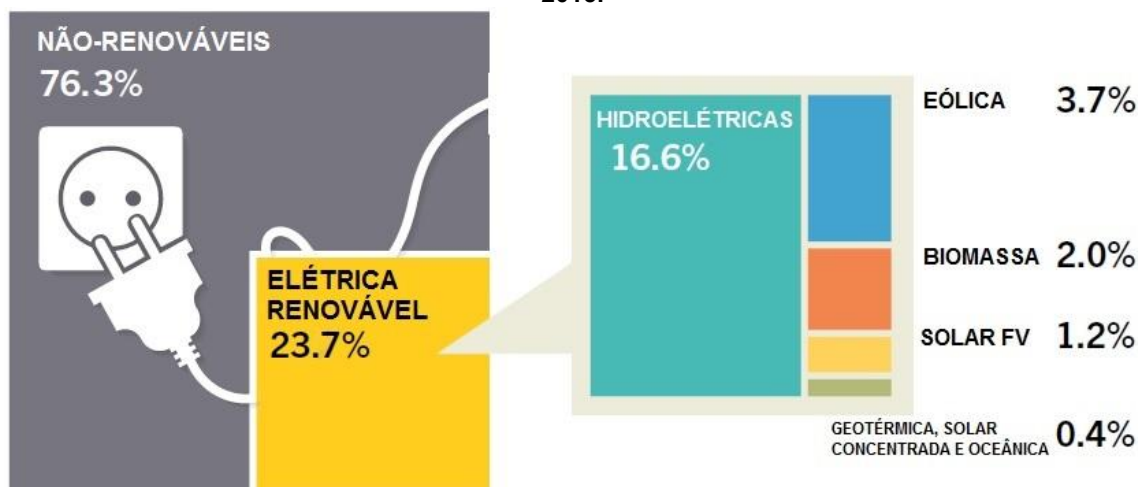
Tabela 1 – Produção estimada de energia elétrica global por fonte de energia.

FONTE DE ENERGIA	REN21						
	2010 (ano base 2008)	2011 (ano base 2010)	2012 (ano base 2011)	2013 (ano base 2012)	2014 (ano base 2013)	2015 (ano base 2014)	2016 (ano base 2015)
Combustíveis Fósseis e Nuclear	82,00%	80,60%	79,70%	78,30%	77,90%	77,20%	76,30%
Hidroelétricas	15,00%	16,10%	15,30%	16,50%	16,40%	16,60%	16,60%
Demais fontes renováveis	3,00%	3,30%	5,00%	5,20%	5,70%	6,20%	7,10%
Total	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Fonte: REN21 (2010; 2011; 2012; 2013; 2014; 2015; 2016).

A Figura 1 apresenta a participação percentual das principais fontes de energia na matriz elétrica global. De toda a energia elétrica gerada no planeta no ano de 2015, 76,3% foi oriunda de fontes não renováveis de energia (combustíveis fósseis e nuclear), e 23,7% foram obtidas de fontes renováveis. Dentro dessas fontes renováveis, 16,6% da energia foi gerada a partir de energia hidráulica(hidroelétricas), 3,7% obtida da geração eólica, 2,0% da energia de biomassa, 1,2% através da conversão solar fotovoltaica e os 0,4% restantes obtidas de outras fontes (geotérmica, solar concentrada e oceânica) (REN21, 2016).

Figura 1 – Percentual de geração de energia elétrica mundial por fonte de energia – ano base 2015.



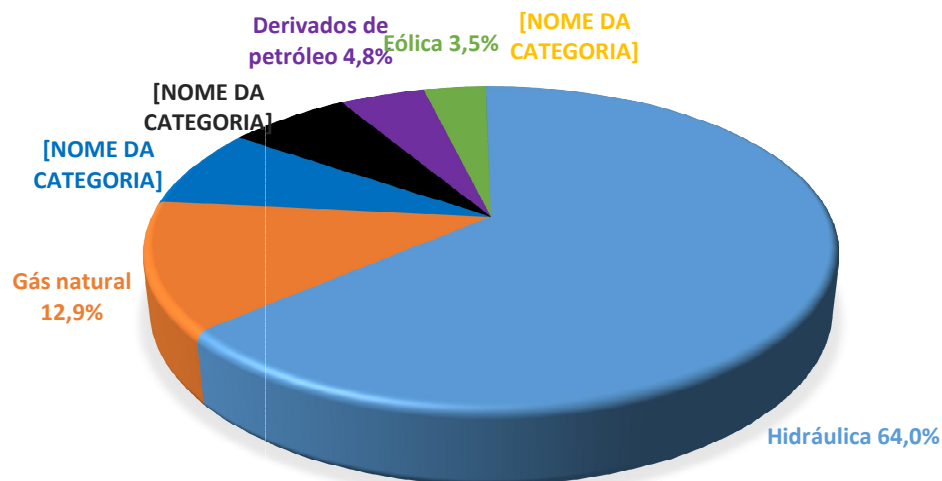
Fonte: Adaptado de REN21 (2016).

Analisando esses dados e comparando-os com os números apresentados na Tabela 1, percebe-se um movimento de crescimento das fontes renováveis, em contrapartida da redução percentual de geração de energia por fontes não renováveis. Enquanto em 2008 a participação de fontes de combustível fóssil e

nuclear era de 82%, no final de 2015 esse percentual caiu para 76,3%. Já as novas fontes renováveis de energia (eólica, biomassa, solar fotovoltaica) apresentaram um crescimento de 3% no final do ano de 2008 para 7,1% em meados de 2015.

No Brasil, segundo o Balanço Energético Nacional (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2016), cerca de 64,0% da matriz elétrica brasileira é oriunda da geração hidroelétrica - uma fonte renovável. Ainda, 8,0% da energia elétrica total é obtida a partir da biomassa, 3,5% de energia eólica e 0,01% de energia solar, isto é, 75,51% das fontes utilizadas para geração de energia elétrica no país são renováveis. As demais 24,49% são oriundas de fontes não renováveis (gás natural, derivados do petróleo, nuclear e carvão e derivados). A Figura 2 ilustra esse percentual.

Figura 2 – Percentual de geração de energia elétrica por fonte de energia no Brasil - ano base 2015.



Fonte: Adaptado de Balanço Energético Nacional (EPE, 2016).

Enquanto a principal fonte de energia mundial são oriundas de matrizes não renováveis, no Brasil tem-se como principal fonte energética para geração de energia elétrica uma fonte renovável – a geração hidráulica. Segundo Urbanetz (2010), a geração hidroelétrica é uma das fontes de geração de mais baixo custo, porém com impactos ambientais consideráveis, devido à necessidade da formação de grandes reservatórios de água para movimentar as turbinas dos geradores.

Especificamente para a geração de energia elétrica por meio da conversão solar fotovoltaica, o Balanço Energético Nacional (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2016) relata que a produção por esta fonte renovável, em

2015, alcançou o valor de 21 MW de capacidade instalada, o que representa muito pouco da matriz nacional, cerca de 0,00015% da capacidade total instalada, que foi de 140.858MW nesse ano.

Até 2024, prevê-se que cerca de 1,2 milhão de unidades consumidoras passem a produzir sua própria energia no país, totalizando 4,5GW de potência instalada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015b).

Segundo Tiepolo (2015), no Brasil, o estado do Paraná é um dos maiores produtores de energia elétrica através das hidroelétricas, devido à grande bacia hidrográfica existente no estado. Apesar deste grande potencial hídrico, a sua expansão na matriz elétrica no estado encontra-se em declínio devido à dificuldade de explorar o potencial ainda não utilizado, e também devido às pressões da sociedade e entidades públicas e ambientais.

O estado do Paraná tem apresentado uma pré-disposição para análise e aplicação de outras fontes de energia para geração de energia elétrica como a biomassa e a eólica. Em relação à fonte fotovoltaica, poucos estudos e aplicações foram realizados até o momento, concentrando-se basicamente na implantação de sistemas isolados em comunidades onde a rede de distribuição está impossibilitada de atender em função de questões ambientais ou econômicas, necessitando o estado de maiores investimentos neste setor, principalmente em SFVCR onde poucas pesquisas foram desenvolvidas até o momento (TIEPOLO, 2015).

2.2 CUSTO ATUAL DA ENERGIA ELÉTRICA

Um dos fatores que pode justificar a política de investimento na diversificação da matriz energética no Brasil e no estado do Paraná é o aumento significativo do custo do kWh, nos últimos anos, para o consumidor final. Conforme apresentado na Tabela 2, comparando-se o valor atual com custo da energia elétrica no Paraná no ano de 2005, o aumento acumulado da fatura de energia foi de aproximadamente 150,95%.

Tabela 2 – Variação do custo da energia elétrica nas tarifas aplicadas pela COPEL.

ANO	Portaria/Resolução	Vigência	Variação (%)	Aumento acumulado total (%)
2015	Resolução 1897/2015	24/06/2015	15,32%	150,95%
	Resolução 1858/2015	02/03/2015	36,69%	117,61%
2014	Resolução 1763/2014	24/06/2014	24,86%	59,20%
2013	Resolução 1565/2013	24/06/2013	9,55%	27,50%
	Resolução 1431/2013	24/01/2013	-19,23%	16,39%
2012	Resolução 1296/2012	24/06/2012	-0,65%	44,10%
2011	Resolução 1158/2011	24/06/2011	2,99%	45,04%
2010	Resolução 1015/2010	24/06/2010	2,46%	40,83%
2009	Resolução 839/2009	23/06/2009	5%	37,45%
2008	Resolução 663/2008	24/06/2008	0,04%	30,90%
2007	Resolução 479/2007	24/06/2007 em diante	-1,27%	30,85%
2006	Resolução 345/2006	24/06/2006 a 23/06/2007	3,30%	32,53%
2005	Resolução 130a/2005	01/08/2005 a 23/06/2006	4,40%	28,30%
	Resolução 146a/2005	24/06/2005 a 31/07/2005	0%	22,89%
	Resolução ANEEL 130/2005	24/06/2005 a 23/06/2006	7,80%	22,89%
	Resolução 146a/2005	01/02/2005 a 23/06/2005	14%	14%

Fonte: COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL (2016a).

Em contrapartida, analisando-se a Tabela 3, verifica-se que o valor da inflação acumulada anual no mesmo período foi de 87,29%, valor este muito inferior ao aumento registrado nas faturas de energia do estado do Paraná. Constata-se que houve aumento real do custo da energia para o consumidor final.

Tabela 3 – Inflação no Brasil dos últimos 10 anos.

ANO	VARIAÇÃO (%)	VARIAÇÃO ACUMULADA (%)
2015	10,67%	87,29%
2014	6,41%	69,23%
2013	5,91%	59,04%
2012	5,84%	50,17%
2011	6,50%	41,88%
2010	5,91%	33,22%
2009	4,31%	25,79%
2008	5,90%	20,59%
2007	4,46%	13,87%
2006	3,14%	9,01%
2005	5,69%	5,69%

Fonte: INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE (2016).

Ainda, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2016b), o cenário hidrológico a partir de 2013 foi bastante desfavorável, o que impactou o custo de compra de energia das concessionárias de distribuição, pois acarretou o aumento do uso da geração de energia térmica, com custos médios maiores do que a geração hídrica.

Segundo Tiepolo (2015), embora a energia gerada por meio de termoelétricas seja considerada uma “energia firme”, que independe de condições climáticas e que fornece estabilidade ao sistema elétrico durante a sua geração, os custos de geração da eletricidade por meio delas são muito superiores a outras fontes, os quais acabam sendo repassados ao consumidor.

Ainda, tem-se a considerar o aumento na demanda de energia elétrica no país. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2015), o consumo nacional de energia elétrica na rede (isto é, exclusive autoprodução) atingirá 692 TWh ao fim de 2024, a uma taxa média de crescimento de 3,9% ao ano.

Com essas situações, fica evidente a necessidade do Brasil diversificar sua matriz elétrica, de modo a garantir o atendimento da demanda com o menor custo possível à sociedade.

Os estímulos à geração distribuída se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a

minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2016b).

2.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Ao longo da história, várias foram as utilizações realizadas com a energia solar, desde a iluminação natural dos ambientes, reflexão e concentração da radiação através de espelhos para iluminação e aquecimento de água, e mais recentemente para geração de energia elétrica (TIEPOLO, 2015).

O conjunto de elementos necessários para realizar a conversão da energia solar diretamente em energia elétrica é denominado genericamente de sistema fotovoltaico (SF). Um sistema fotovoltaico pode gerar energia elétrica com características adequadas para alimentar aparelhos elétricos, tais como eletrodomésticos, lâmpadas, motores e outros.

Segundo Rütther (2004), dentro de várias aplicações da energia solar, a geração direta de energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico se apresenta como uma das mais elegantes formas de geração de potência elétrica. Por meio do efeito fotovoltaico, células solares (células fotovoltaicas) convertem diretamente a energia do sol em energia elétrica de forma estática, silenciosa, não-poluente e renovável (RÜTHER, 2004).

De acordo com Urbanetz (2010), as células fotovoltaicas são associadas eletricamente em arranjos série/paralelo a fim de formar um módulo fotovoltaico, e para gerar a energia elétrica, esses módulos são associados, formando-se um painel fotovoltaico, a fim de obter-se o nível de tensão e corrente desejados. A Figura 3 demonstra essas três definições.

Figura 3 – Detalhe da célula solar fotovoltaica, do módulo fotovoltaico e de um painel fotovoltaico.



Fonte: URBANETZ (2010).

A tecnologia fotovoltaica pode ser dividida em três gerações de módulos: a primeira geração, com os módulos feitos de fatias de silício; a segunda geração, composta por módulos de filmes finos; e a terceira geração, composta por módulos com *multi-layers* (tandem) que aumentam significativamente a sua eficiência. Além disso, existem também módulos fotovoltaicos compostos por células solares sensibilizadas por corante e outras tecnologias ainda em estágio de pesquisa e desenvolvimento em escala de laboratório ou fabricação de lotes piloto (ZOMER, 2014).

2.3.1 Terminologia e Definições da Energia Solar Fotovoltaica

A NBR 10899 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013) padroniza e define a utilização das terminologias da energia solar fotovoltaica, dentre as quais, destacam-se:

- Célula fotovoltaica: dispositivo fotovoltaico elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica;
- Módulo fotovoltaico: unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica, representada pela Figura 4, onde o triângulo indica o polo positivo;

Figura 4 – Representação gráfica de um módulo fotovoltaico.



Fonte: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2013).

- Inversor: conversor estático de potência que converte a corrente contínua do gerador fotovoltaico em corrente alternada;
- Radiação solar: forma de transferência de energia advinda do sol, através da propagação de ondas eletromagnéticas (ou fótons);
- Massa de ar (AM): razão entre o caminho ótico percorrido pelos raios solares na atmosfera e o caminho vertical na direção de zênite ao nível do mar;
- Irradiação solar: irradiância solar integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, medida em watt hora por metro quadrado (Wh/m^2) ou Joule por metro quadrado (J/m^2), sendo simbolizada por “I”, quando integrada no tempo de uma hora, ou por “H”, quando integrada no tempo de um dia;
- Irradiação global: irradiância global integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, simbolizada por “I_{HOR}” ou “H_{HOR}”, respectivamente;

- Irradiação total: irradiância total integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, simbolizada por “ I_{TOT} ” ou “ H_{TOT} ”, respectivamente;
- Condições padrão de ensaio – STC (*Standard Test Conditions*): condições de ensaio especificadas na IEC 60904-3 para células e módulos fotovoltaicos, sendo a temperatura de junção da célula: 25°C; a irradiância total: 1000W/m² (normal à superfície de ensaio); e o espectro solar para AM 1,5;
- Potência de pico ou nominal: potência de saída de um gerador fotovoltaico, sob as condições padrão de ensaio. A unidade de medida utilizada para a potência de pico ou nominal é o Watt pico (W_p);
- Taxa de desempenho (TD) ou *Performance Ratio* (PR): segundo Urbanetz e Casagrande (2012), é a relação entre a produtividade (kWh/kW_p) e a quantidade de horas de sol a 1.000W/m² (condição STC) incidentes no painel fotovoltaico, normalmente vinculado a um ano de operação, expressa em porcentagem.

2.3.2 Tipos de Células Fotovoltaicas

De acordo com Tiepolo (2015), destacam-se, por ordem decrescente de maturidade e utilização, as seguintes tecnologias de produção de células solares fotovoltaicas:

- a) tecnologia de silício cristalino - *c-Si* (células de primeira geração).
Lâminas de silício cristalino:
 - o silício monocristalino - *m-Si*;
 - o silício policristalino - *p-Si*.
- b) tecnologia de filmes finos (células de segunda geração). Filmes finos de silício ou outros materiais, depositados sobre substratos rígidos ou flexíveis:
 - o silício amorfo hidrogenado - *a-Si*;
 - o telureto de cádmio - *CdTe*;

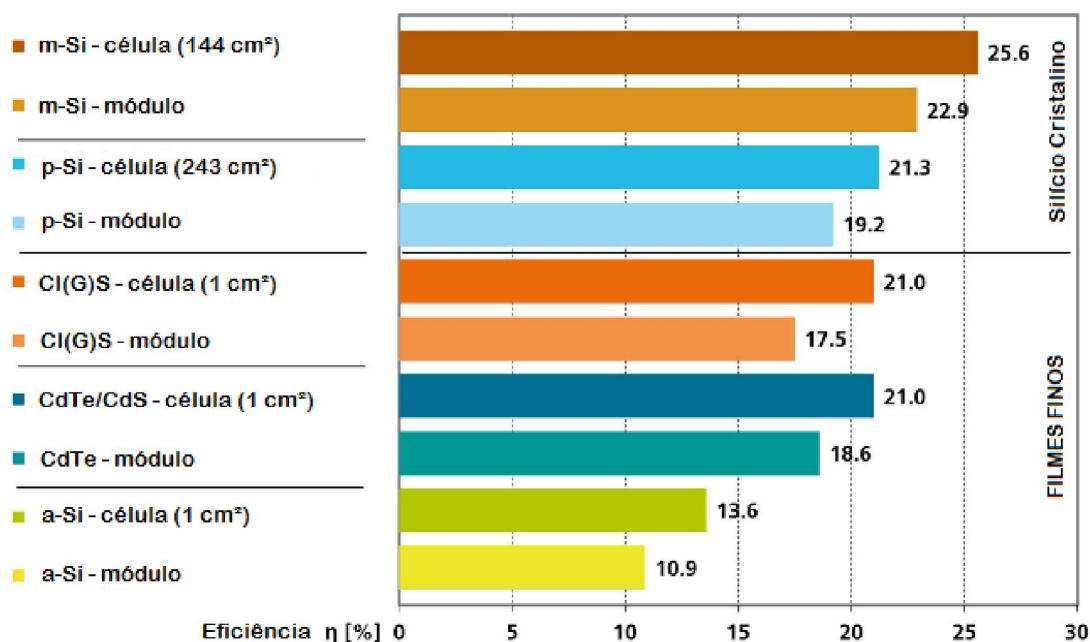
- o disseleneto de cobre e índio - *CIS* ou *CuInSe₂*;
- o disseleneto de cobre, índio e gálio - *CIGS* ou *Cu(InGa)Se₂*;
- o arsenieto de gálio – *GaAs*;
- o microamorfo ou microcristalino -*μcSi/a-Si*.

c) células fotovoltaicas orgânicas, células fotovoltaicas híbridas orgânicas/inorgânicas (células de terceira geração).

O silício é uma das substâncias mais abundantes em nosso planeta - mais de 25% da crosta terrestre (RÜTHER, 2004 apud HAMMOND, 1992), o que reduz o custo nas mais diversas aplicações, dentre elas para confecção das células solares fotovoltaicas.

A Figura 5 apresenta uma comparação das eficiências obtidas em laboratório das principais tecnologias empregadas na indústria fotovoltaica, considerando-se as condições padrão para ensaio(STC). A Figura 6 apresenta os números da produção global anual por tecnologia fotovoltaica. A alta disponibilidade (consequentemente um menor custo) e a maior eficiência são fatores que justificam a maior utilização do silício cristalino (aproximadamente 93,4% da produção em 2015).

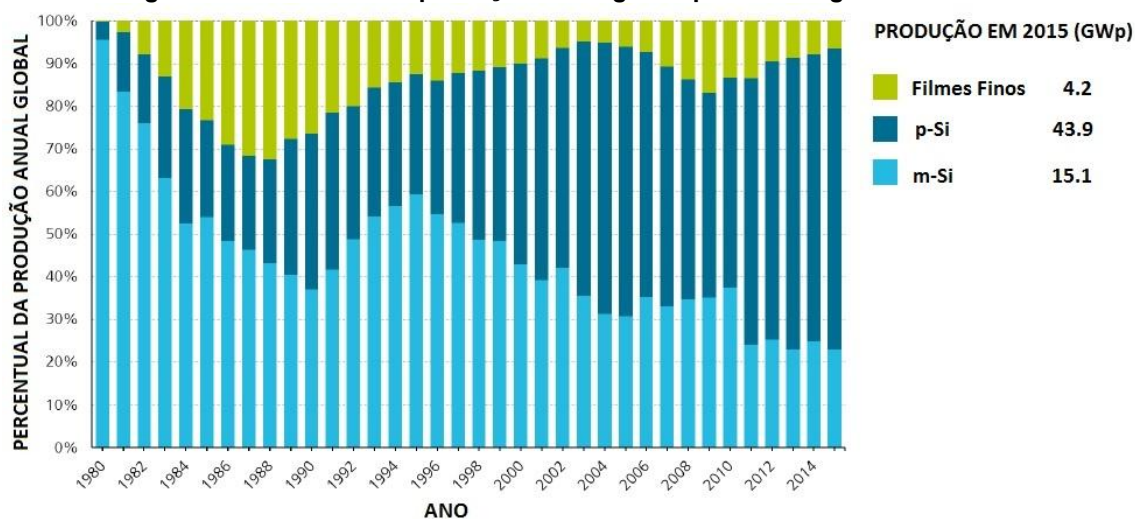
Figura 5 – Comparação célula x módulo da eficiência das tecnologias fotovoltaicas, obtidas em laboratório.



Data: Green et al.: Solar Cell Efficiency Tables, (Version 47), Progress in PV: Research and Applications 2016. Graph: PSE AG 2016

Fonte: Adaptado de FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS - ISE (2016).

Figura 6 – Percentual da produção anual global por tecnologia fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS - ISE (2016).

Comparando-se apenas a produção de células fotovoltaicas de silício cristalino, observa-se que houve um crescimento da produção de células de silício policristalino (*p-Si*) desde o início da década de 80, fechando o ano de 2015 com 43,9 GWp produzidos – cerca de 74% do mercado total produzido nesta tecnologia.

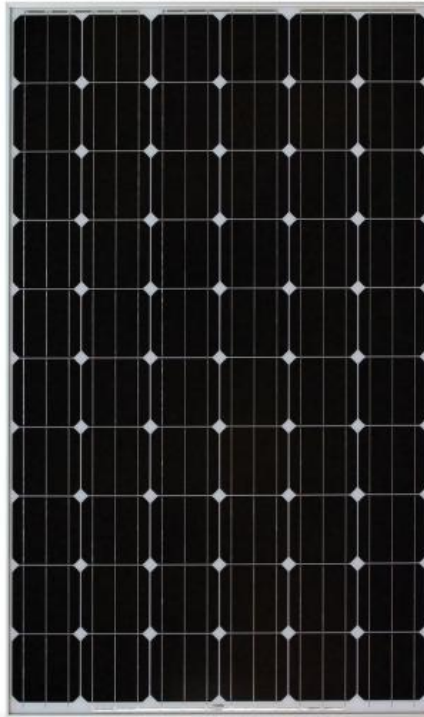
2.3.2.1 Silício Monocristalino (*m-Si*)

Em 1918, o cientista polonês Jan Czochralski desenvolveu uma maneira de crescer silício monocristalino, a partir do silício fundido (TIEPOLO, 2015).

No caso de células fotovoltaicas que utilizam silício monocristalino (*m-Si*), o monocristal é “crescido” a partir de um banho de silício fundido de alta pureza (Si = 99,99% a 99,9999%) em reatores sob atmosfera controlada e com velocidades de crescimento do cristal extremamente lentas (da ordem de cm/hora). Levando-se em conta que as temperaturas envolvidas são da ordem de 1400°C, o consumo de energia neste processo é extremamente intenso e o chamado *energy pay-back time* (tempo necessário para que o módulo gere energia equivalente à utilizada em sua fabricação) é superior a dois anos, dependendo dos níveis de radiação solar do local onde os módulos forem instalados. Etapas complementares ao crescimento do monocristal envolvem usinagem do tarugo; corte de lâminas por fios ou serras diamantadas; lapidação, ataque químico e polimento destas lâminas (processos estes todos em que ocorrem consideráveis perdas de material, da ordem de 50% do tarugo original); processos de difusão/dopagem, deposição da máscara condutora da eletricidade gerada e finalmente a interconexão de células em série para a obtenção do módulo fotovoltaico (RÜTHER, 2004).

Na Figura 7 é apresentado um exemplo de módulo solar fotovoltaico de silício monocristalino.

Figura 7 – Imagem de um módulo solar fotovoltaico de silício monocristalino (*m-Si*).



Fonte: YINGLI SOLAR – modelo Panda 60.

2.3.2.2 Silício Policristalino (p -Si)

O silício policristalino (p -Si) apresenta menor eficiência de conversão, com a vantagem de um mais baixo custo de produção, já que a perfeição cristalina é menor que no caso do m -Si e o processamento mais simples. O material de partida é o mesmo que para o m -Si, que é fundido e posteriormente solidificado direcionalmente, o que resulta em um bloco com grande quantidade de grãos ou cristais, no contorno dos quais se concentram os defeitos que tornam este material menos eficiente do que o m -Si em termos de conversão fotovoltaica. Os processamentos posteriores até se obter um módulo fotovoltaico são semelhantes aos utilizados no caso do m -Si (RÜTHER, 2004).

Na Figura 8 é apresentado um módulo solar fotovoltaico de silício policristalino.

Figura 8 – Imagem de um módulo solar fotovoltaico de silício policristalino (p -Si).



Fonte: CANADIANSOLAR– modelo CS6X-P MAXPOWER.

2.4 FORMAS DE CONEXÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas de geração de energia elétrica a partir de painéis fotovoltaicos pode apresentar duas formas de configuração:

- a) Sistema Fotovoltaico Isolado – SFI;
- b) Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede – SFVCR.

2.4.1 Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI)

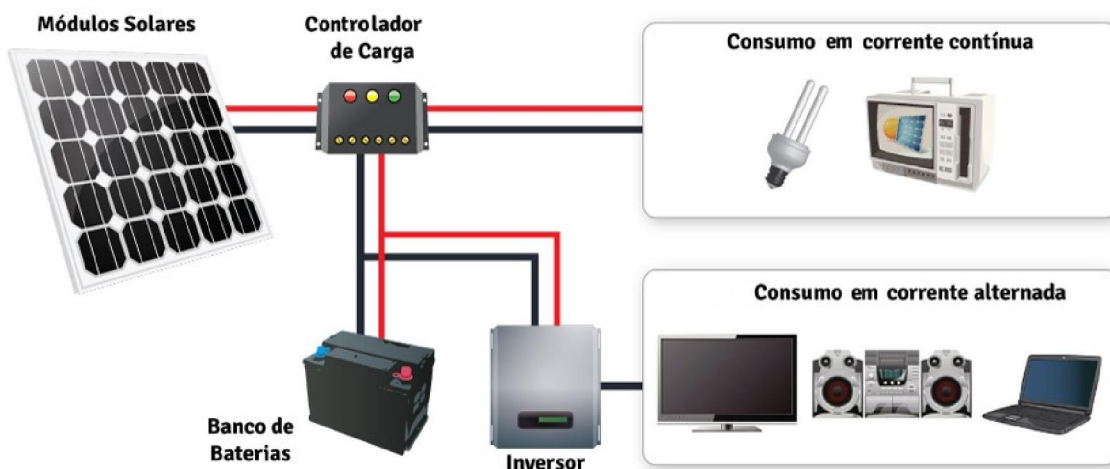
Os sistemas fotovoltaicos isolados (SFI) são sistemas em que a geração de energia é isolada da rede elétrica, isto é, não apresenta nenhuma conexão com a rede de distribuição da concessionária. Estes sistemas são indicados para regiões remotas, onde a rede de energia de uma concessionária não abastece o local da carga.

Segundo Varella (2009), um sistema fotovoltaico isolado é constituído pelos módulos fotovoltaicos, pelo banco de baterias, pelo controlador de carga e pelo inversor de corrente elétrica, cujas funções são:

- Módulos Fotovoltaicos: responsável pela conversão da energia solar em energia elétrica de corrente contínua;
- Banco de baterias: armazenar a energia gerada nos períodos de irradiação, para possibilitar o uso da energia elétrica durante à noite, quando na ausência do sol ou quando o consumo é superior a geração;
- Controlador de carga: gerencia o processo de carga e descarga da bateria, garantindo que sejam carregadas por completo e evitando que sejam descarregadas abaixo de um valor seguro, além de proteger a bateria, garantindo sua vida útil;
- Inversor CC-CA: converte a energia elétrica gerada em corrente contínua (pelo módulo fotovoltaico) para corrente alternada de forma a permitir a utilização com cargas convencionais.

A Figura 9 apresenta uma modelagem e os elementos necessários para a configuração de um sistema fotovoltaico isolado (SFI).

Figura 9 – Modelagem de um sistema fotovoltaico isolado (SFI).



Fonte: Adaptado de REAL SOLAR (2016).

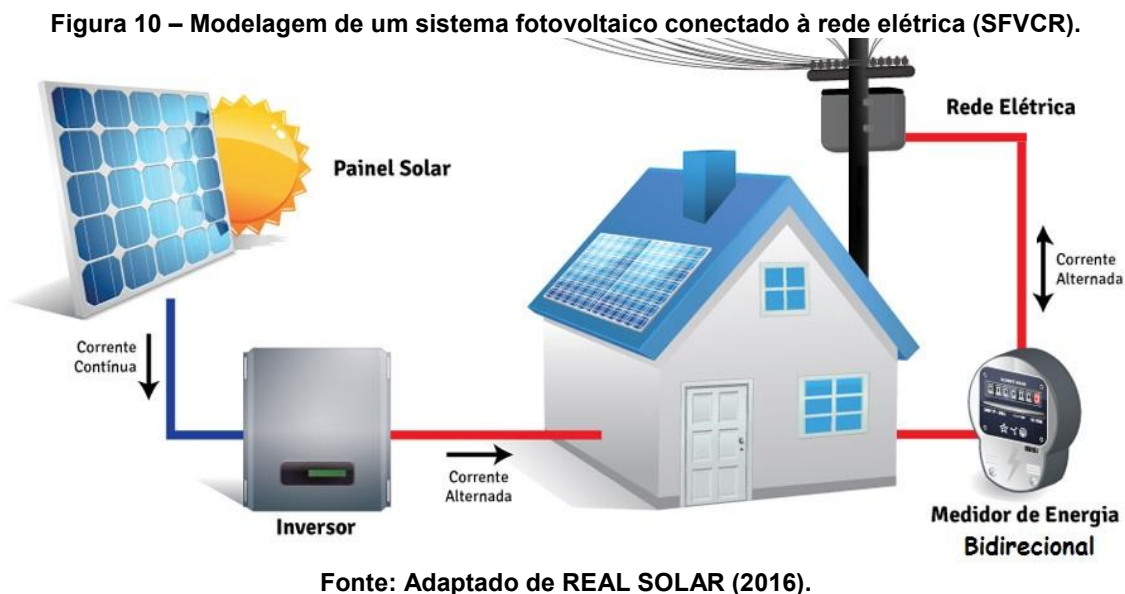
2.4.2 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica (SFVCR)

Ao contrário dos sistemas fotovoltaicos isolados, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFVCR), como o próprio nome diz, são conectados eletricamente à rede de distribuição da concessionária.

Além dessa diferença, esse sistema não necessita de baterias e, conseqüentemente, do controlador de carga, uma vez que as cargas também podem ser supridas por meio da energia elétrica da concessionária. Ainda, pode-se utilizar a rede elétrica da concessionária como uma “bateria virtual”, injetando energia na rede quando a produção energética for maior que o consumo, gerando créditos de energia, que podem ser utilizados quando o consumo for maior que a geração própria, numa forma de compensação energética. No Brasil esse benefício foi regulamentado por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 482.

Segundo Urbanetz e Casagrande (2012), os sistemas fotovoltaicos conectados à rede Elétrica (SFVCR) tem grande aplicação no ambiente urbano, gerando energia elétrica próximo ao consumo e são facilmente integrados às edificações, não necessitando de área adicional, uma vez que são usualmente instalados sobre a cobertura das edificações, possuindo elevada confiabilidade e operando de forma limpa e silenciosa.

A Figura 10 apresenta uma modelagem e os elementos necessários para a configuração de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFVCR).



Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2016a), em outubro de 2016 existiam 4.055 unidades consumidoras registradas como micro e minigeradores distribuídos conectados à rede no Brasil. Destes, 370 estão localizados no estado do Paraná.

2.5 RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 482

Um marco importante para a regulamentação da energia solar fotovoltaica no Brasil foi a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482, em 17 de abril de 2012, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Essa resolução foi alterada em 11 de dezembro de 2012, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 517, e novamente aprimorada em 24 de novembro de 2015, pela Resolução Normativa ANEEL nº 687, essa última com validade a partir de 01 de março de 2016.

Desde a publicação da Resolução em 2012 até outubro de 2015, foram instaladas 1.285 centrais geradoras, sendo 1.233 (96%) com a fonte solar fotovoltaica, 31 eólicas, 13 híbridas (solar/eólica), 06 movidas a biogás, 01 a biomassa e 01 hidráulica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015b). Esses números deixam claro que, em termos de geração distribuída, isto é, onde a geração de energia está localizada próxima da fonte consumidora, predomina a utilização de geração fotovoltaica.

2.5.1 Conceitos e Premissas

Na última publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 687, de 24 de novembro de 2015 (resolução essa que alterou a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012) houveram alterações significativas nas definições dos termos utilizados, entre outras alterações. As alterações foram:

- utilização do termo “fontes renováveis” ao invés de citar quais as fontes renováveis são contempladas na resolução, como estava na redação anterior, permitindo a utilização de qualquer fonte renovável;
- alteração da definição de microgeração distribuída, definindo agora como sendo as centrais geradoras com potência instalada igual ou menor a 75kW (anteriormente esse valor era menor ou igual a 100kW);
- alteração da definição de minigeração distribuída, definindo agora como sendo as centrais geradoras com potência instalada superior a 75kW e igual ou menor a 3MW para fontes hídricas, ou menor ou igual a 5MW para as demais fontes renováveis (entre elas a solar fotovoltaica) e cogeração qualificada (anteriormente esse valor compreendia a faixa de potência maior que 100kW e menor ou igual a 1MW para qualquer fonte);
- alteração do prazo de validade dos créditos gerados pela energia excedente produzida, em determinado mês, pela unidade geradora, passando de 36 para 60 meses;
- possibilidade de utilização dos créditos de energia para descontar o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular (tanto pessoa física como pessoa jurídica) em outra região, desde que atendida pela mesma distribuidora de energia da unidade geradora – denominado “autoconsumo remoto”;
- possibilidade de geração em condomínios, permitindo que a energia gerada seja compartilhada entre os condôminos em percentuais definidos pelos próprios consumidores;
- criação da chamada “geração compartilhada”, permitindo a constituição de consórcios ou cooperativas que produzam energia e utilizem-na para os seus consorciados ou cooperados;

- instituição de formulários padrão para que o consumidor solicite o acesso (conexão à rede) às concessionárias. O prazo das concessionárias para implantar o acesso na microgeração foi reduzido de 82 para 34 dias. Ainda, a partir de 2017, as concessionárias de energia devem disponibilizar o serviço de solicitação do acesso via Internet.

2.5.2 Sistema de Compensação de Energia

O sistema de compensação de energia apresentado na resolução nº482 da ANEEL define que a energia ativa gerada por uma unidade consumidora que não for consumida no momento da geração (energia excedente) possa ser cedida, em forma de empréstimo gratuito, à concessionária de energia local, e posteriormente possa ser utilizada de forma compensatória no consumo de energia advinda da rede da concessionária desta unidade consumidora. Tal sistema de compensação não se aplica a consumidores livres ou especiais.

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 687, art. 7º, mesmo que toda a energia consumida pela unidade consumidora seja proveniente de geração própria (sistema autossustentável), haverá um valor mínimo a ser pago pelo consumidor à concessionária no SFVCR. Esse valor será o custo de disponibilidade (para o consumidor do Grupo B) ou o valor da demanda contratada (para consumidores do Grupo A).

Os parâmetros do chamado custo de disponibilidade citado, foram definidos por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 09 de setembro de 2010, resolução essa que estabelece as condições gerais para o fornecimento de energia elétrica no Brasil. No seu artigo 98, tem-se que “o custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento mensal de consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo B, e o valor em moeda corrente equivalente a:

- I. 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores;
- II. 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou
- III. 100 kWh, se trifásico.

§ 1º O custo de disponibilidade deve ser aplicado sempre que o consumo medido ou estimado for inferior aos referidos neste artigo, não sendo a diferença resultante objeto de futura compensação".

Ainda, segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 09 de setembro de 2010, artigo 134, parágrafo 3º, há um valor mínimo de demanda contratada a ser pago pelos consumidores atendidos pelo enquadramento tarifário tipo A, cujo valor é de 30kW.

Ou seja, qualquer sistema fotovoltaico conectado à rede no Brasil obrigatoriamente tem um valor mínimo a ser pago à concessionária, e tal custo deve ser considerado em qualquer análise de viabilidade econômica de implantação de sistemas de geração distribuída.

Há a possibilidade do chamado "autoconsumo remoto", quando o titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída deve definir o percentual da energia excedente que será destinado a cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, podendo solicitar alteração junto à distribuidora, desde que efetuada por escrito, com antecedência mínima de 60(sessenta) dias de sua aplicação e, para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015c).

A possibilidade de autoconsumo remoto deve ser levada em conta principalmente para empresas com grande capilaridade, isto é, que possuem várias filiais ou sedes em diversas regiões cuja concessionária de energia é a mesma. Isso permite que toda a energia gerada seja contabilizada para um mesmo CNPJ, pois pode-se ter geração excedente em algumas unidades, que pode ser utilizada em outras filiais previamente cadastradas na concessionária. Especificamente no caso da geração por meio de painéis fotovoltaicos, pode-se utilizar a estratégia de um investimento maior em locais com maior capacidade de geração (no caso de SFVCR, locais onde a irradiação e a produtividade são maiores), compensando os locais cuja capacidade é menor, com possibilidade de tornar o sistema mais viável economicamente.

2.6 TRIBUTOS APLICADOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Segundo Behenck (2011), no Brasil os tributos estão embutidos no preço dos bens e serviços, sendo realizada a cobrança de forma compulsória, por meio legal, para assegurar os recursos para que o Poder Público desenvolva suas atividades. No caso específico da energia elétrica no Brasil, a ANEEL determinados valores de tarifas a serem praticados pelas concessionárias, valores esses livres de impostos, e as concessionárias acrescentam a esses valores os tributos, recolhendo-os e repassando aos cofres públicos (BEHENCK, 2011).

2.6.1 PIS/PASEP, ICMS, COFINS e COSIP

Além da tarifa, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram na conta de luz o PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2016b).

- PIS/PASEP (FEDERAL): Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público, de que tratam o art. 239 da Constituição de 1988 e as Leis Complementares 7, de 07 de setembro de 1970, e 8, de 03 de dezembro de 1970. A alíquota vigente desde 06/04/2016 é de 1,21% (COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL, 2016b);
- COFINS (FEDERAL): Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (Lei Complementar 70/1991). A alíquota vigente desde 06/04/2016 é de 5,59% (COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL, 2016b);
- ICMS(Estadual): Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação. Tributo aplicável sobre os valores dos importes de consumo, demanda, demanda de ultrapassagem e excedente reativo, ressalvadas as isenções e diferimentos. A alíquota vigente no Paraná é de 29% (COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL, 2016b);

- COSIP (Municipal): Custeio do Serviço de Iluminação Pública. Para que possam cobrir os gastos com a ampliação, operação, manutenção, eficientização e consumo da energia elétrica da Iluminação Pública, os municípios instituem, através de lei, a COSIP, que é paga pelos consumidores/contribuintes do município, através da nota fiscal conta de energia elétrica (COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL, 2016c).

Em 07 de outubro de 2015, foi publicada no Diário Oficial na União – DOU (BRASIL, 2015), a isenção total da cobrança do PIS/PASEP e do COFINS para a microgeração e minigeração de energia regulamentada pela ANEEL. Isso significa que, na utilização dos créditos de energia, não são mais aplicadas essas alíquotas que anteriormente a essa publicação eram aplicadas. Tal medida elimina a aplicação dos 6,8% atuais desses impostos, o que claramente é um incentivo para a disseminação da geração distribuída no país, pois reduz o tempo de retorno do investimento.

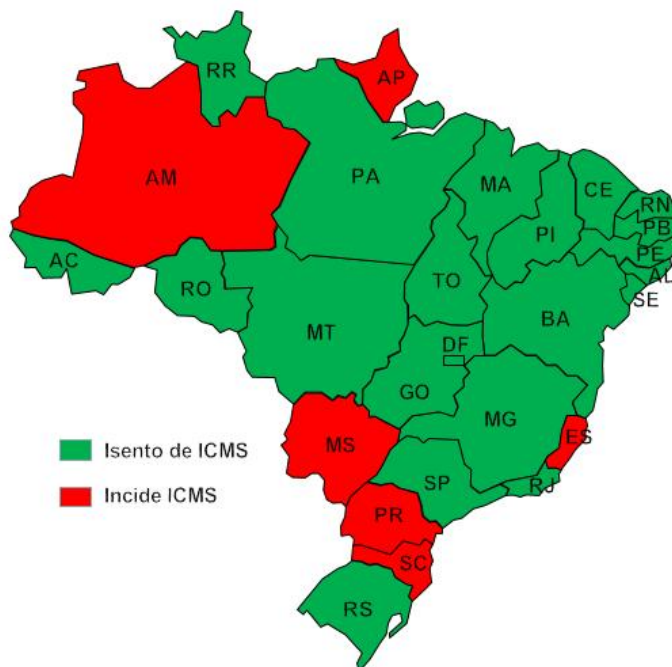
O Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ autorizou, em 22 de abril de 2015, através do Convênio ICMS 16, que os estados concedessem isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Nesse Convênio ICMS 16, aderiram de imediato os estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo. Posteriormente, outros estados aderiram ao Convênio, sendo atualmente 20 estados mais o Distrito Federal, dos 26 existentes, que aderiram ao Convênio, conforme Tabela 4 e Figura 11. O estado do Paraná ainda cobra o ICMS do consumidor no momento em que o mesmo utiliza os créditos de energia que possui. Porém, neste estudo, e considerando a tendência dos estados brasileiros em incentivar a disseminação da geração fotovoltaica, concedendo isenção de cobrança do ICMS, os cálculos apresentados não consideram a incidência desse imposto.

Tabela 4 – Estados com isenção de ICMS para uso de créditos de energia.

Convênio ICMS	Data	Estado(s)/Distrito
81/2016	22/08/2016	PA
75/2016	21/07/2016	PB/PI/RO/RR/SE
16/15	22/04/2015	GO/PE/SP
44/15	23/06/2015	RN
52/15	21/07/2015	CE/TO
130/15	26/11/2015	BA/MA/MT/DF
157/15	30/12/2015	AC/AL/MG/RJ/RS

Fonte: Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ (2015a; 2015b; 2015c; 2015d; 2015e;2016a;2016b).

Figura 11 – Isenção e incidência de ICMS para uso de créditos de energia elétrica por estado brasileiro - outubro/2016.



Fonte: O autor.

No cálculo da tarifa de energia elétrica, o ICMS é cobrado “por dentro”, ou seja, com um peso maior que sua alíquota nominal. Em uma área de concessão com alíquota de ICMS de 29%, como é o caso do estado do Paraná, por exemplo, a cobrança “por dentro” acaba elevando seu impacto para cerca de 40, 85%. Assim, em uma conta de R\$ 100,00 e, se o imposto fosse aplicado diretamente, o valor subiria para R\$ 129,00. Como o imposto está embutido na própria fórmula de cálculo, o valor passa para R\$ 140,85 (descontado desse valor os 29%, se chegará ao valor inicial de R\$ 100,00) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA –

ANEEL, 2016b). A fórmula para cálculo do custo final da energia elétrica ao consumidor é apresentada na Figura 12. A cobrança “por dentro” dos impostos pode ser observada pela fórmula apresentada no denominador da equação dessa figura.

Figura 12 – Forma de calcular o custo final da energia elétrica ao consumidor.

$$\text{Valor a ser cobrado do consumidor} = \frac{\text{Valor da tarifa publicada pela ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})}$$

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (2016b).

Este desequilíbrio quanto aos impostos acaba por afetar o retorno financeiro do empreendimento que acaba sendo mais longo, contrariando ao esperado pelo setor uma vez que o modelo de “compensação de energia”, também adotado em vários países da Europa e Estados Unidos, a troca de energia é feita sem que haja distorções na cobrança, o que favorece o incentivo à sua disseminação (TIEPOLO, 2015).

2.6.2 Bandeiras Tarifárias

A partir de 2015, os custos variáveis da energia do mercado regulado passaram a ser cobertos pelos adicionais das Bandeiras Tarifárias, que têm como objetivo sinalizar aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2016b). Para o estado de Roraima não é aplicada essa sistemática, por ainda não estar interligada ao SIN.

Assim, as contas de energia passaram a cobrar mais um valor dos consumidores: o Sistema de Bandeiras Tarifárias. As bandeiras indicam o custo da energia em função das condições de geração de eletricidade.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2016c), o sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha, sendo que esta última recentemente passou a ser dividida em Patamar 1 e 2, as quais indicam:

- Bandeira Verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

- Bandeira Amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,015 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- Bandeira Vermelha – Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- Bandeira Vermelha – Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,045 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Tal sistema acaba por beneficiar o cálculo do retorno do investimento da instalação de uma solução que utilize a geração distribuída, uma vez que é um custo adicional no valor da energia elétrica fornecida pelas concessionárias. Porém, por estar vinculada a uma variável sazonal (volume dos reservatórios), há uma maior dificuldade em aplicar tal valor no cálculo do retorno de investimento, quando da implantação de um sistema de geração própria, como o fotovoltaico. Assim, este acréscimo na tarifação não será considerado neste estudo, estabelecendo, portanto, que haverá apenas a bandeira verde para efeito de análise.

2.7 O MAPA SOLAR BRASILEIRO

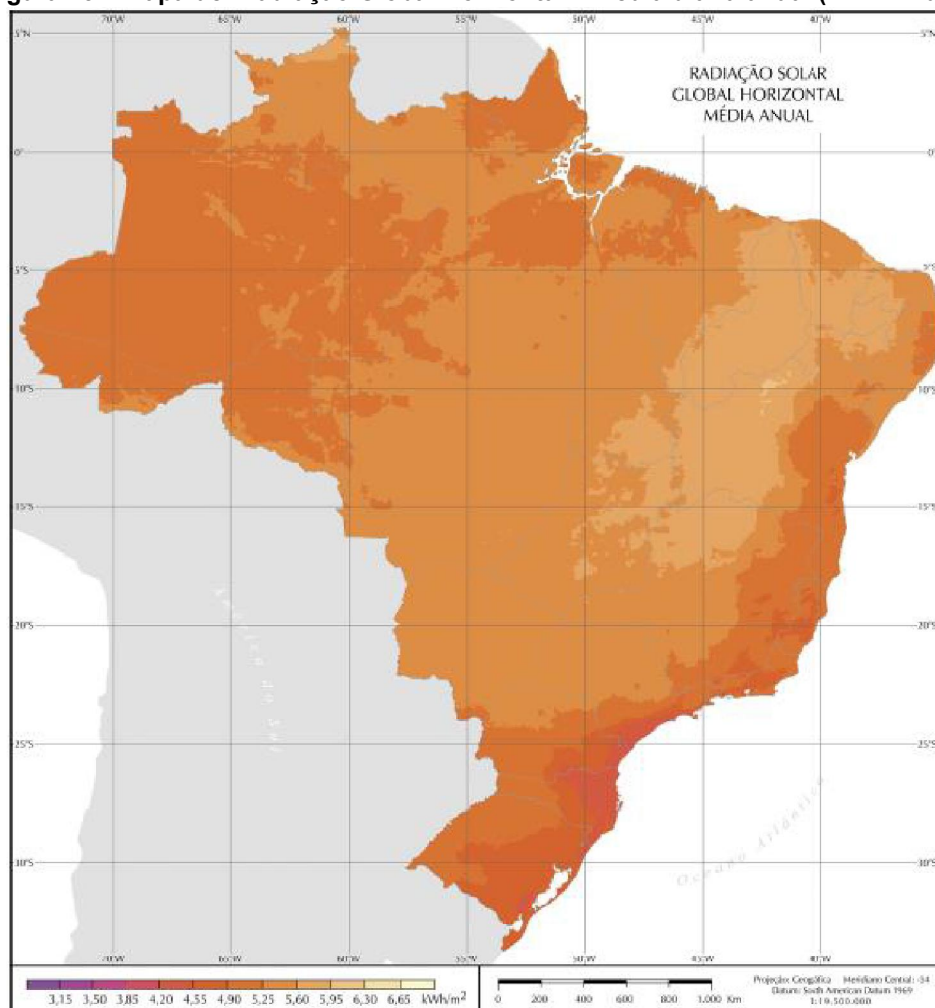
Para se dimensionar uma instalação geradora de energia a partir do efeito fotovoltaico, é necessário conhecer previamente as condições de irradiação solar no local em que se deseja instalar os painéis solares. Uma maneira de se obter esses valores é através de mapas solares.

Os mapas solares são ferramentas gráficas desenvolvidas para apresentar os níveis de irradiação global em determinada localidade. Os dados são obtidos através de estações solarimétricas ou climatológicas, podendo também serem oriundos de informações obtidas a partir de imagens de satélite. Ainda, para se ampliar a gama de dados, utilizam-se modelos computacionais próprios, muitas vezes utilizando interpolação dos valores medidos, em que aumenta-se a resolução das informações no mapa solar, também chamado de atlas solarimétrico.

Em 2006 ocorreu a publicação mais recente na área, que foi o Atlas Brasileiro de Energia Solar desenvolvido dentro do escopo do projeto SWERA - *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (TIEPOLO, 2015). Este projeto teve como objetivo principal promover o levantamento de uma base de dados confiável e de alta qualidade, visando auxiliar no planejamento e desenvolvimento de políticas públicas que possibilitem o incentivo a projetos nacionais de energia solar e eólica (TIEPOLO, 2015).

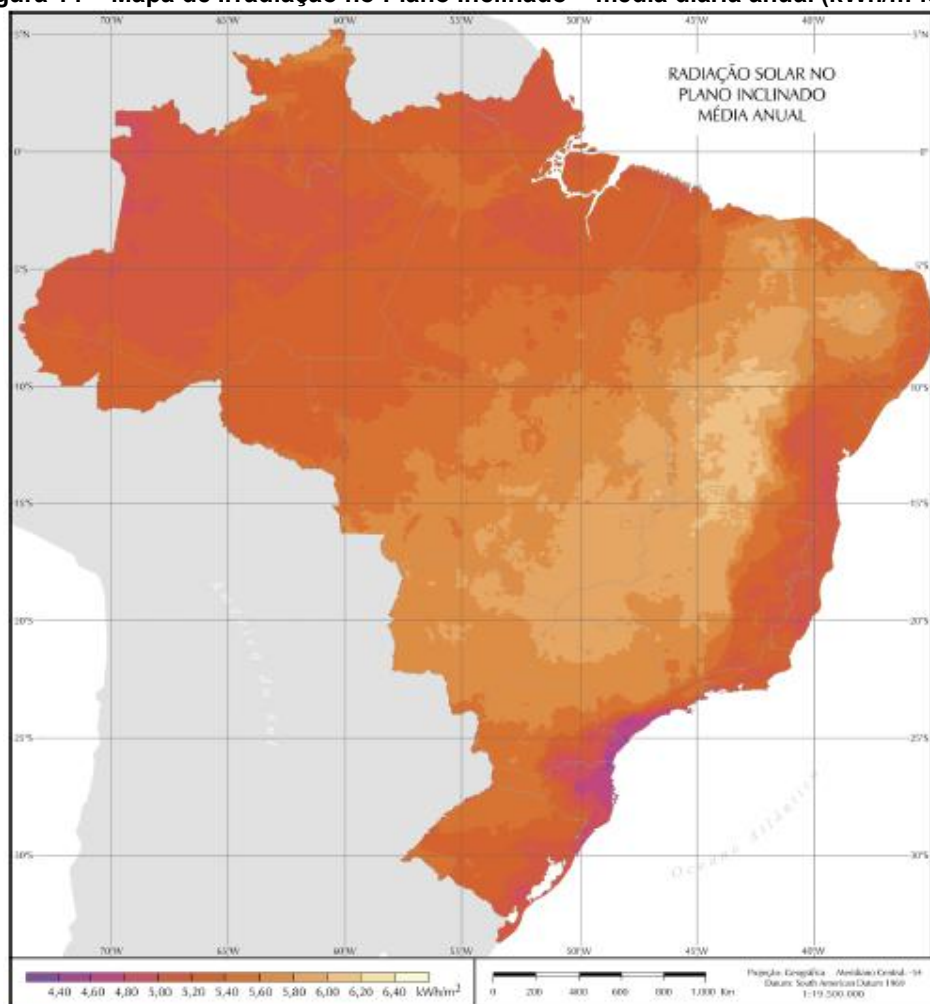
Segundo Tiepolo (2015), uma das grandes contribuições deste Atlas, elaborado dentro do escopo do projeto SWERA, foi a apresentação dos mapas solares com os valores de irradiação média anual Global Horizontal e no Plano Inclinado (inclinação igual à latitude do local e orientados para o norte geográfico), dados esses essenciais para projetos de sistemas fotovoltaicos. A Figura 13 apresenta o mapa de irradiação Global Horizontal, enquanto a Figura 14 mostra o mapa de irradiação no Plano Inclinado, obtidos a partir do Atlas Brasileiro de Energia Solar, de 2006.

Figura 13 – Mapa de Irradiação Global Horizontal – média diária anual (kWh/m².dia).



Fonte: PEREIRA *et al.*(2006).

Figura 14 – Mapa de Irradiação no Plano Inclinado – média diária anual (kWh/m².dia).



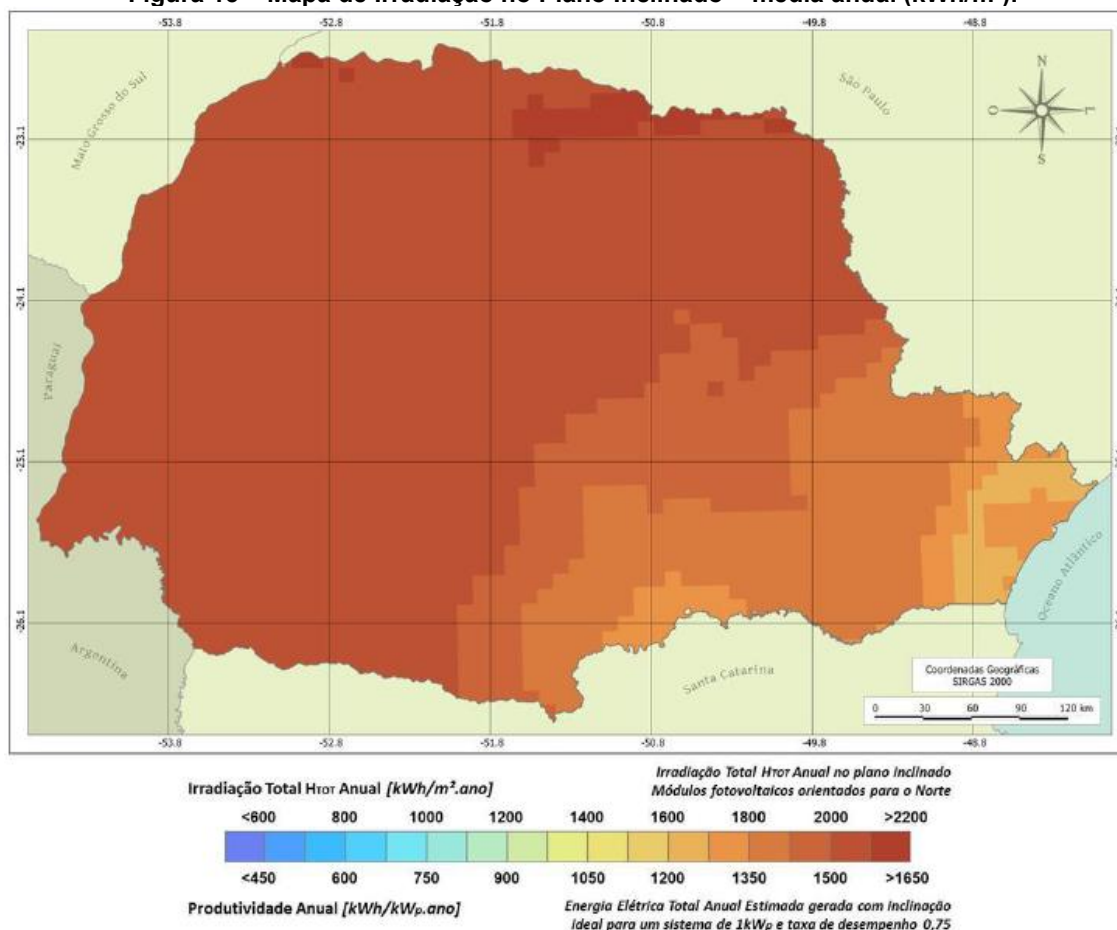
Fonte: PEREIRA et al.(2006).

A base de dados utilizada no desenvolvimento deste trabalho será a do Atlas Brasileiro de 2006, uma vez que apresenta os mapas com os valores de irradiação média anual Global Horizontal e no Plano Inclinado (inclinação igual à latitude do local e orientados para o norte geográfico), dados esses essenciais para projetos de sistemas fotovoltaicos, sendo que os valores utilizados para o estado do Paraná foram obtidos com base nos levantamentos e estudos já efetuados por Tiepolo (2015).

2.8 O MAPA SOLAR DO ESTADO DO PARANÁ

A Figura 15 apresenta o mapa fotovoltaico do estado do Paraná, no plano inclinado na latitude, considerando valores de irradiação total anual no plano inclinado, para módulos orientados para o norte, com TD=0,75%.

Figura 15 – Mapa de Irradiação no Plano Inclinado – média anual (kWh/m²).



Fonte: TIEPOLO *et al.* (2016a).

Ao se analisar os dados do Mapa Fotovoltaico do Estado do Paraná – Total Anual, pode-se verificar que os menores valores de irradiação anual são encontrados na região leste do estado, sendo que as menores médias anuais são encontradas nos municípios de Matinhos, Guaratuba, Guaqueçaba, Pontal do Paraná, Paranaguá, Morretes e Antonina, todos na região entre a Serra do Mar e o litoral Paranaense, com elevado índice de nebulosidade ao longo do ano em comparação as outras regiões, o que dificulta a incidência da radiação solar na superfície (TIEPOLO *et al.*, 2016a).

De acordo com Tiepolo *et al.* (2016a), a cidade com menor média anual de irradiação e de produtividade estimada total é a cidade de Matinhos, localizada na região leste do estado, com 1.687kWh/m².ano e 1.265kWh/kWp.ano, respectivamente. Já a cidade de Prado Ferreira, localizada no norte do estado, se destaca como a que possui a maior média anual de irradiação e de produtividade estimada total, com 2.107kWh/m².ano e 1.580kWh/kWp.ano respectivamente. A Tabela 5 apresenta os valores mínimo, máximo e médio de irradiação no plano inclinado e de produtividade gerada estimada total anual no estado do Paraná.

Tabela 5 – Valores de irradiação no plano inclinado e de produtividade no estado do Paraná.

Irradiação Total (H_{TOT}) Anual, em kWh/m ² .ano			Produtividade Total Anual Estimada, em kWh/kWp.ano, para TD 75%		
Mínima	Máxima	Média	Mínima	Máxima	Média
1.651	2.119	1.986	1.238	1.589	1.490

Fonte: Adaptado de TIEPOLO (2015).

Segundo Tiepolo *et al.* (2016a), o estado do Paraná possui 322 municípios com valores médios de irradiação total anual e de produtividade anual superiores à média do estado, correspondendo a 80,7%.

Em comparação com os demais estados do Brasil, de acordo com Tiepolo *et al.* (2016b), 12 estados possuem médias de irradiação total anual inferiores ao Paraná, e 14 estados possuem médias superiores, apresentando o estado do Paraná valores médios muito próximos da média do Brasil (diferença inferior a 1%).

Já em comparação a Europa, ainda segundo Tiepolo *et al.* (2016b), a média de irradiação total anual e de produtividade anual total encontrada no Paraná só é inferior à média encontrada em Chipre e Malta (duas ilhas localizadas praticamente na mesma latitude, ao sul da Europa), sendo praticamente a mesma média encontrada em Portugal (menos de 1% inferior) e superior aos 30 demais países pesquisados daquele continente. Ainda, é aproximadamente 59% superior à média da Alemanha, país com a maior capacidade instalada de geração fotovoltaica na Europa e segundo em termos globais, atrás apenas da China - posição perdida em 2015, de acordo com *Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems* - ISE (2016).

2.9 INDICADORES PARA O ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM PROJETO DE INVESTIMENTO

Para se determinar, de forma antecipada, se um projeto de investimento é economicamente viável, faz-se necessária a utilização de indicadores que demonstram essa viabilidade, e que possam ser comparados com outros tipos de investimentos para se demonstrar qual é o mais rentável e qual apresenta o menor tempo de retorno de investimento.

2.9.1 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A taxa mínima de atratividade (TMA), como o próprio nome diz, é o valor mínimo de retorno que se espera de um investimento. Esse valor é expresso de forma percentual e é definido com base em outros investimentos disponíveis no mercado, servindo de parâmetro comparativo para a análise da atratividade econômica do investimento. Ela é utilizada para cálculo do *payback*, do Valor Presente Líquido (VPL) e para análise da Taxa Interna de Retorno (TIR).

2.9.2 *Payback*

Segundo Kuhn (2009), *payback* (do inglês, pagar de volta), ou período de retorno do investimento - PRI, é um indicador de investimento que determina o prazo necessário para que o montante do valor investido no projeto seja recuperado através de fluxos líquidos de caixa gerados pelo investimento, sendo o momento a partir do qual o projeto começa a ser lucrativo.

Fluxo de Caixa é o valor projetado, para períodos futuros, de todas as entradas e as saídas de um projeto, indicando qual será o saldo de caixa para determinado período.

Para se chegar ao período de retorno de investimento - PRI de um projeto, somam-se os valores dos fluxos de caixa a cada período até que o valor se iguale ao do investimento inicial. A fórmula de cálculo é:

$$PRI = n^{\circ} \text{ de anos completos de recupera\c{c}\~{a}o} + \frac{\text{saldo do investimento a recuperar}}{\text{fluxo de caixa do pr\u00f3ximo ano}} \quad (1)$$

Existem duas formas de c\u00e1lculo e an\u00e1lise de *payback*: o *payback* simples e o *payback* descontado.

2.9.2.1 *Payback* Simples

Esse indicador desconsidera o valor do dinheiro no tempo, utilizando os valores de fluxo de caixa a cada per\u00edodo apenas com as entradas e sa\u00eddas de capital. Tem como vantagem a simplicidade de uso, dando uma ideia ao investidor do tempo necess\u00e1rio para recuperar o capital.

Segundo Kuhn (2009), a aplica\u00e7\u00e3o apenas do *payback* simples conta com 03 defici\u00eancias:

- N\u00e3o considera os valores ap\u00f3s o per\u00edodo de *payback*;
- N\u00e3o considera o valor do dinheiro no tempo;
- N\u00e3o leva em conta o custo de capital da empresa e sua distribui\u00e7\u00e3o antes e depois do per\u00edodo de *payback*.

2.9.2.2 *Payback* Descontado

Esse indicador traz ao valor presente o fluxo l\u00edquido futuro do caixa, descontando este fluxo atrav\u00e9s de uma taxa de desconto qualificada como a Taxa M\u00ednima de Atratividade (TMA), tamb\u00e9m chamada de taxa de custo do capital (KUHN, 2009).

O *payback* descontado, ou Per\u00edodo de Retorno do Investimento Descontado (PRID), elimina a principal inefici\u00eancia do m\u00e9todo PRI simples, que desconsidera os efeitos do valor do dinheiro no tempo (Lemes et al., 2015). Esse m\u00e9todo traz os valores futuros de fluxo de caixa para o valor presente (VP), atrav\u00e9s da f\u00f3rmula:

$$VP = \frac{VF}{\left(1 + \frac{i}{100}\right)^n} \quad (2)$$

Sendo:

VP = Valor presente;

VF = Valor futuro;

i = Custo de capital;

n = Número de períodos.

Tendo-se os valores presentes (VP) do fluxo de caixa, aplica-se a fórmula do PRI, determinando-se, assim, o *payback* descontado, ou período de retorno de investimento descontado (PRID).

2.9.3 Valor Presente Líquido (VPL)

O indicador Valor Presente Líquido - VPL reflete a riqueza em valores absolutos do investimento, medido pela diferença entre o valor presente de todas as entradas de caixa e o valor presente das saídas de caixa (KUHN, 2009). Algebricamente, tem-se:

$$VPL = \sum_1^n \frac{E_n}{(1 + TMA)^n} - (S_0 + \sum_1^n \frac{S_n}{(1 + TMA)^n}) \quad (3)$$

Onde:

E = Fluxo de entrada de caixa esperados gerados pelo investimento;

S_0 = Investimento inicial;

S = Fluxo de saída de caixa esperados;

TMA = Taxa mínima de atratividade;

n = Número de períodos.

Para o cálculo do VPL, utilizam-se os valores do fluxo de caixa simples, isto é, o Valor Futuro (VF) de cada período.

O critério do VPL é o mais adequado para ser utilizado, pois contempla a expectativa de remuneração do capital pela taxa de custo deste, e mostra em valores presentes, o ganho ou perda real de valor da empresa, caso seja implantado. VPL positivo significa que o projeto rende mais do que ele custa, a valor presente. Gera mais valor ao negócio. O critério decisório

informa que um projeto só deve ser implantado se ele for maior ou igual a zero. Jamais deve ser adotado se obtivermos VPL negativo (KUHN, 2009).

2.9.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno representa a taxa de desconto que iguala, num único momento, os fluxos de entrada com os de saída de caixa (KUHN, 2009). Em outras palavras, é a taxa de retorno de investimento em questão.

Segundo Lemes *et al.* (2015), ao utilizar o método da Taxa Interna de Retorno (TIR), é definida uma taxa de retorno, que aplicada às entradas de caixa do projeto deduzem a sua soma em valor igual ao do investimento, ou seja, tornam o VPL igual a zero.

O cálculo da TIR é definido como:

$$S_0 + \sum_1^n \frac{S_n}{(1 + TIR)^n} = \sum_1^n \frac{E_n}{(1 + TIR)^n} \quad (4)$$

Onde:

E = Fluxo de entrada de caixa esperados gerados pelo investimento;

S_0 = Investimento inicial;

S = Fluxo de saída de caixa esperados;

n = Número de períodos;

TIR = Taxa interna de retorno.

Para o cálculo da TIR, também utilizam-se os valores do fluxo de caixa simples, isto é, o Valor Futuro (VF) de cada período. A TIR é expressa em valores percentuais, e o investimento será economicamente atraente se o valor calculado da TIR for maior que o valor definido para a TMA.

3 LEVANTAMENTO DE DADOS E DESENVOLVIMENTO

Neste capítulo serão apresentadas as premissas para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede, a apresentação do consumo médio de energia elétrica de cada agência e o total, o levantamento dos valores de irradiações e produtividade, e serão apresentados os estudos para implantação do sistema fotovoltaico como gerador da energia para essas agências.

3.1 PREMISSAS PARA PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE - SFVCR

Para se dimensionar a potência de pico de um sistema fotovoltaico conectado à rede, utiliza-se a fórmula:

$$P_{fv} = \frac{ExG}{H_{TOT} \times TD} \quad (5)$$

Sendo:

P_{fv} = Potência de pico instalada (Wp) do sistema fotovoltaico;

E = Energia diária a ser gerada (Wh);

G = Irradiância na condição de STC (1.000W/m²);

H_{TOT} = Irradiação diária (Wh/m²);

TD = Taxa de desempenho do sistema.

A taxa de desempenho adotada neste estudo será $TD=0,75$. Assim, para dimensionar o SFVCR, faz-se necessário determinar, para cada agência, o valor da energia diária média consumida e conseqüentemente a energia elétrica média a ser gerada pelo SFVCR (E), e também o valor da irradiação diária no local da instalação do sistema (H_{TOT}).

Para se estimar a área requerida pelo painel fotovoltaico em determinado projeto, utiliza-se a fórmula:

$$A = \frac{P_{fv}}{E_{ff}} \times 100 \quad (6)$$

Sendo:

A = Área necessária (m^2);

P_{fv} = Potência de pico instalada (kWp) do Sistema Fotovoltaico;

E_{ff} = Eficiência da tecnologia (%).

3.2 OBTENÇÃO DOS VALORES DE CONSUMO MÉDIO DIÁRIO DE CADA EDIFICAÇÃO BANCÁRIA

O consumo médio diário (kWh/m^2) de cada agência é o valor médio da energia elétrica necessária para o funcionamento de cada dependência bancária, isto é, a quantidade de energia que o SFVCR deverá fornecer diariamente para a edificação. Esse valor será utilizado para dimensionar a potência de pico (Wp) do painel fotovoltaico. Para a obtenção desse valor, foram utilizados os valores de consumo mensal adquiridos a partir das faturas de energia elétrica de cada agência bancária, descontado desse valor a taxa de disponibilidade para as edificações com enquadramento tarifário B (Grupo B), uma vez que esse valor deve ser pago à concessionária para que a instalação se mantenha conectada na rede elétrica.

A obtenção dos valores de um período mínimo 12 meses para cálculo da média de consumo é de suma importância, pois considera tantos os meses mais frios quanto os meses mais quentes. A variação de temperatura anual impacta nesse consumo médio de energia, haja vista que as agências bancárias são dotadas de sistemas de condicionamento de ar, os quais demandam grande parte da energia elétrica consumida nessas edificações nos meses mais quentes.

Neste estudo, foram analisadas as faturas de energia das 360 edificações bancárias, distribuídas em 238 municípios localizados no Paraná e atendidas pela Companhia Paranaense de Energia – COPEL, faturas essas emitidas no período de fevereiro de 2015 à abril de 2016, abrangendo um período de 15 meses. O apêndice A apresenta os dados cadastrais de cada dependência e o levantamento dos valores de consumo e custo de energia elétrica. Outras sete dependências foram excluídas desse estudo, por serem atendidas por outras concessionárias de energia no estado, uma vez que a quantidade de energia elétrica consumida por elas é pequena, e que, na análise da implantação do SFCR como autoconsumo remoto, há

a condicionante de que as unidades consumidoras sejam atendidas pela mesma concessionária de energia elétrica.

Das 360 dependências analisadas, 241 delas são enquadradas na tarifação tipo B3 Convencional, e 119 são enquadradas na tarifação A4 - horo-sazonal verde.

O valor encontrado do consumo anual de energia de todas as agências enquadradas na tarifação tipo B3 convencional, e também o consumo no período fora da ponta das enquadradas na tarifação horo-sazonal verde, foi de 34.985.909,04kWh. Nesse valor, inclui-se o consumo de todas as dependências. O consumo anual na ponta, das enquadradas na tarifação horo-sazonal verde totalizou o valor de 1.423.345,08kWh.

Somando-se todos esses valores de consumo, chegou-se ao valor estimado de 36.409.254,48kWh de energia consumida por todas as agências, para um período de um ano. Desse valor, é necessário descontar o custo de disponibilidade para aquelas pertencentes ao Grupo B. Deve ser adotado que a quantidade de energia equivalente ao custo de disponibilidade não será incluída no cálculo da potência de pico do painel fotovoltaico, haja vista que esse consumo deverá ser pago independente da energia gerada pelo SFVCR, conforme previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 09 de setembro de 2010 (30 kWh, se monofásico ou bifásico a dois condutores; 50kWh, se bifásico a três condutores; 100kWh, se trifásico). Assim, o consumo médio diário descontando-se o custo de disponibilidade foi reduzido de 99.751,38kWh para 99.003,44kWh.

A Tabela 6 apresenta os dados de consumo consolidados.

Tabela 6 – Valores obtidos de consumo total das 360 agências no Paraná.

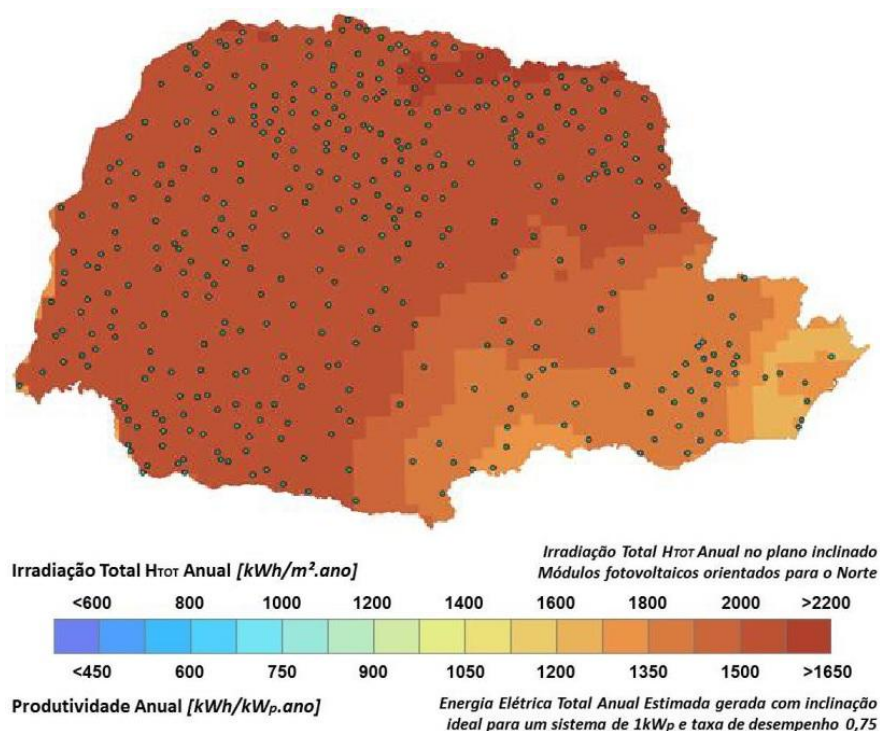
CONSUMO ANUAL FORA DA PONTA (kWh)	CONSUMO ANUAL NA PONTA (kWh)	CONSUMO ANUAL (kWh)	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh)	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh), DESCONTADO O CONSUMO REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE (ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO B3 CONVENCIONAL)
34.985.909,40	1.423.345,08	36.409.254,48	99.751,38	99.003,44

Fonte: O autor.

3.3 OBTENÇÃO DOS VALORES DE IRRADIAÇÃO DIÁRIO PLANO INCLINADO

Considerando a capilaridade do Banco do Brasil S.A. no estado do Paraná, se fazendo presente em praticamente todos os municípios do estado, faz-se necessário obter o valor da irradiação diária ($\text{kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$) em cada cidade onde se tem instalada uma dependência bancária. A Figura 16 apresenta o Mapa Fotovoltaico do estado do Paraná e os valores de irradiação e produtividade total anual no plano inclinado, com a indicação da localização de todos os 399 municípios do estado.

Figura 16 – Mapa de Irradiação no Plano Inclinado – média anual (kWh/m^2).



Fonte: TIEPOLO (2015).

Para obtenção dos valores de irradiação média de cada município do Paraná, utilizou-se os valores apresentados por Tiepolo (2015), onde foram mapeados e analisados através de métodos específicos de cálculo, sendo que os valores da irradiância ($G=1.000\text{W}/\text{m}^2$) e taxa de desempenho ($TD=0,75$) utilizados por Tiepolo (2015) são os mesmos definidos neste trabalho. A definição das premissas para instalação dos painéis fotovoltaicos também será a mesma adotada,

isto é, inclinação igual à latitude do local onde será instalado o SFVCR, direcionados para o norte verdadeiro (norte geográfico) e sem sombreamento.

Neste trabalho, para determinação da potência necessária, os valores apresentados por Tiepolo (2015) foram ajustados para o valor de irradiação diária. O apêndice 02 apresenta esses valores.

3.4 CÁLCULO DA POTÊNCIA DE PICO E ÁREA NECESSÁRIA

Obtidos os valores da energia a ser gerada (E) diariamente (valor da energia consumida menos o valor da energia referente ao custo de disponibilidade) e os valores de irradiação diária total no plano inclinado (H_{TOT}), aplicou-se a fórmula 5 e obteve-se o valor da potência de pico de cada SFVCR para cada edificação.

Para potência de pico total calculada do projeto, foi considerado o somatório de todos os SFVCR individualizados instalados em cada prédio, chegando-se ao valor de 24,617 MWp. O apêndice B apresenta a potência de pico calculada de cada SFVCR por agência, para suprir toda a demanda energética de cada edificação.

Tendo-se a potência de pico de cada sistema, é possível estimar a área necessária para cada projeto, aplicando-se a fórmula 6. Adotou-se o valor de 16% para a eficiência da tecnologia, haja vista ser um valor comum encontrado para os equipamentos disponíveis no mercado. Essa área corresponde a instalação dos painéis lado a lado, sem espaçamentos entre eles. O apêndice B apresenta a área estimada necessária para instalação dos painéis fotovoltaicos em cada SFVCR por agência.

3.5 CÁLCULO DO CUSTO MÉDIO ANUAL DESPENDIDO COM ENERGIA ELÉTRICA EM CADA EDIFICAÇÃO BANCÁRIA

Com base nos valores de consumo médio de energia elétrica de cada dependência, pode-se calcular o custo médio anual com energia elétrica. As edificações bancárias atendidas em baixa tensão (demanda até 75 kW) são enquadradas na opção tarifária Grupo B - B3 convencional, opção tarifária caracterizada pela cobrança apenas da energia consumida, desconsiderando o

horário de consumo e os valores de demanda. Para as demais edificações, cuja demanda supera 75 kW (atendidas em média tensão) devido ao perfil de consumo de energia elétrica das agências, em que o seu funcionamento se concentra no horário comercial, a opção tarifária é a horo-sazonal verde, em que são faturados os valores de consumo no horário de ponta e no horário fora da ponta, além da demanda máxima medida.

A partir dos valores apresentados na Tabela 7, referentes as taxas e tarifas praticadas pela COPEL a partir de 21 de junho de 2016, pode-se estimar o valor anual gasto com energia elétrica.

Tabela 7 – Valores das taxas e tarifas praticados pela COPEL.

ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO	CONSUMO (R\$/kWh)		DEMANDA (R\$/kW)
B3 CONVENCIONAL	R\$ 0,64543		-
A4 HOROSAZONAL VERDE	FORA DA PONTA	PONTA	DEMANDA
	R\$ 0,42771	R\$ 1,58823	R\$ 16,17

Fonte: COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL (2016c).

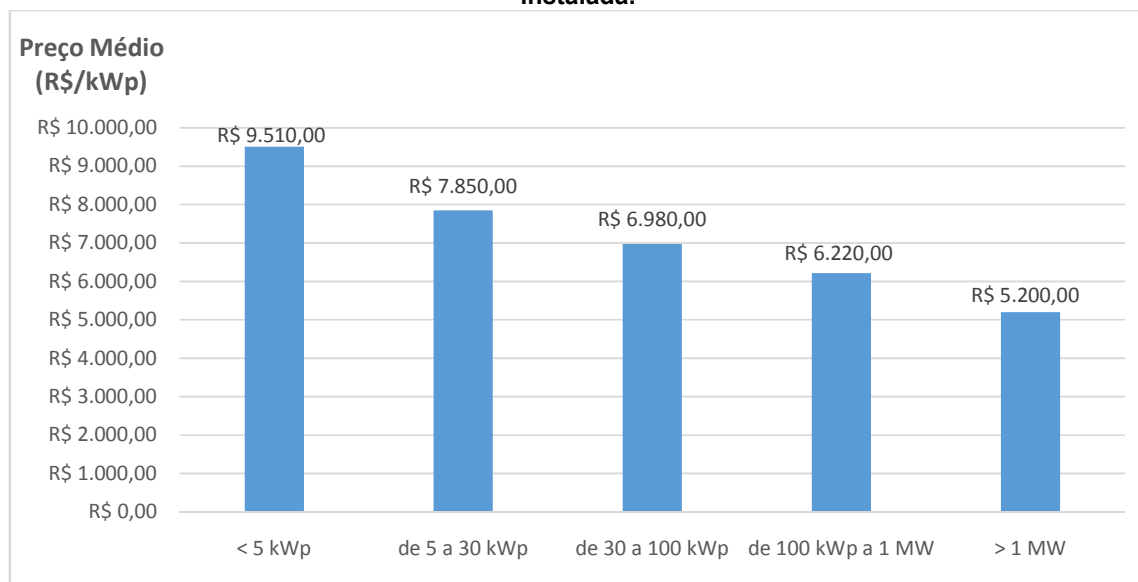
Neste trabalho, para o cálculo do custo médio da energia, considerou-se que as demandas contratadas estão ajustadas com as demandas das agências, de forma que não ocorre cobrança por ultrapassagem de demanda. Ainda, nesta análise inicial foi adotada que a demanda contratada será mantida, considerando que haverá períodos em que será necessária a utilização da energia fornecida pela concessionária, caso o SFVCR não supra a energia necessária, e até mesmo em períodos longos nublados quando haverá pouca irradiação e, conseqüentemente, pouca produtividade do SFVCR (para consumidores do Grupo A, é armazenada na memória do medidor eletrônico a demanda máxima medida a cada 15 minutos, sendo que a demanda faturada será a maior demanda medida ao longo do mês de faturamento). Assim, o custo médio anual com todas as 360 dependências gira em torno de R\$ 22.275.327,32.

O apêndice A apresenta o valor estimado mensal e anual do custo com energia elétrica de cada uma das 360 dependências bancárias utilizadas neste estudo.

3.6 CÁLCULO DO INVESTIMENTO NECESSÁRIO PARA IMPLANTAÇÃO DO PROJETO DE SFVCR EM CADA EDIFICAÇÃO BANCÁRIA

Com o valor estimado da potência necessária do SFVCR a ser instalado em cada dependência, pode-se estimar o valor do investimento necessário, a partir de um custo médio de implantação do SFVCR, baseado no valor dessa potência necessária. Para obtenção desse custo, utilizaram-se os valores com base nos levantamentos efetuados pelo Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina – IDEAL (2015) e pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2012), valores estes apresentados na Figura 17. Nesses valores já estão considerados todos os equipamentos que compõem uma instalação fotovoltaica conectada à rede: módulo fotovoltaico, inversor, cabos, conectores, disjuntores, estruturas metálicas, e também o valor da mão-de-obra.

Figura 17 – Preço médio de instalação de um SFVCR, por faixa de potência de pico a ser instalada.



Fonte: Adaptado de INSTITUTO PARA O DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS NA AMÉRICA LATINA – IDEAL (2015) e EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE (2012).

A partir desses valores, estimou-se o custo necessário de implantação do SFVCR para cada edificação bancária, aplicando o preço médio por kWp na faixa de potência que cada projeto de instalação se enquadrava. O valor total do investimento estimado encontrado foi de R\$ 163.892.163,50. O valor do investimento para cada dependência está apresentado no apêndice B.

3.7 CÁLCULO DA VIABILIDADE ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DO PROJETO DE SFVCR EM CADA DEPENDÊNCIA BANCÁRIA

A partir do cálculo do investimento necessário para implantação de SFVCR em cada uma das 360 dependências, foi possível efetuar a análise de viabilidade econômica do projeto. Neste trabalho, foram utilizados os seguintes indicadores: *Payback* (ou Período de Retorno do Investimento – PRI), Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR), indicadores esses já detalhados no Capítulo 02.

3.7.1 Definição dos Parâmetros para Cálculo de Viabilidade Econômica de SFVCR

A seguir, serão apresentados os parâmetros considerados neste estudo.

3.7.1.1 Vida Útil do Projeto

Baseado na garantia média oferecida pela maioria dos fornecedores de módulos fotovoltaicos, o prazo de vida útil do projeto será de 25 anos.

3.7.1.2 Eficiência dos Módulos Fotovoltaicos ao Longo do Tempo

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2012), a perda de eficiência dos painéis FV é de cerca de 0,65% ao ano, durante os 20 primeiros anos, afetando diretamente a energia fornecida pelo SFVCR, com decréscimo dessa energia produzida. Após o 20º ano de funcionamento, os módulos FV se estabilizam, e o valor da perda de eficiência se reduz a valores mínimos, os quais serão desconsiderados para efeito de cálculo.

3.7.1.3 Custo com Operação e Manutenção do SFVCR

O custo de operação e manutenção do SFVCR será considerado como uma despesa operacional dentro do fluxo de caixa no período de vida útil do sistema, despesa essa necessária para garantir a sua confiabilidade. O parâmetro considerado para essa despesa será o valor de 1% do custo do investimento inicial, baseado nos estudos da Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2012). Esse valor deverá ser corrigido anualmente, com base na inflação estimada do período.

3.7.1.4 Custo com Reinvestimento do Inversor

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2012), a vida útil aproximada do inversor é de 10 anos. Assim, considerando que a vida útil do projeto é de 25 anos, faz-se necessário considerar, no cálculo do fluxo de caixa, o valor do reinvestimento no SFVCR para substituição do inversor, no 10º ano e no 20º ano de funcionamento do sistema.

De acordo com o Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina – IDEAL (2015), o inversor corresponde a 24% do custo de investimento inicial de um SFVCR.

3.7.1.5 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

O valor de taxa mínima de atratividade definido será o mesmo valor da Taxa SELIC, baseada no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC), que, de acordo com o Banco Central do Brasil, é definida como a taxa média ajustada dos financiamentos diários pelo próprio SELIC para títulos federais. Utilizou-se o valor da taxa SELIC atual, de 13,90%, conforme consulta ao sítio do Banco Central do Brasil em 22 de outubro de 2016, como valor da taxa mínima de atratividade. O Banco do Brasil S.A. utiliza esse valor como referência de comparação para o cálculo de viabilidade de novos projetos. O projeto apresentará viabilidade econômica se superar esse valor.

3.7.1.6 Inflação Futura Estimada

Para este trabalho, será estimado o valor da inflação com base nas alterações médias históricas, dos últimos 20 anos, do IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo. É o índice utilizado pelo Banco Central do Brasil para o acompanhamento dos objetivos estabelecidos no sistema de metas de inflação, sendo considerado o índice oficial de inflação do país (PORTAL BRASILEIRO DE DADOS ABERTO - PBDA, 2016). A Tabela 8 apresenta os valores da variação do IPCA, ano a ano, dos últimos 20 anos, bem como o valor médio de 6,66% ao ano, que será utilizado neste trabalho.

Tabela 8 – Inflação no Brasil dos últimos 20 anos.

ANO	VARIAÇÃO ANUAL (%)
2015	10,67%
2014	6,41%
2013	5,91%
2012	5,84%
2011	6,50%
2010	5,91%
2009	4,31%
2008	5,90%
2007	4,46%
2006	3,14%
2005	5,69%
2004	7,60%
2003	9,30%
2002	12,53%
2001	7,67%
2000	5,97%
1999	8,94%
1998	1,65%
1997	5,22%
1996	9,56%
MÉDIA	6,66%

Fonte: INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE (2016).

O valor médio de 6,66% ao ano será aplicado no reajuste anual do custo de operação e manutenção e na estimativa de aumento anual das tarifas de energia elétrica.

3.7.2 Cálculo dos Indicadores de Viabilidade Econômica

Definidos os parâmetros, foram calculados os indicadores de viabilidade econômica para implantação do SFVCR.

3.7.2.1 Custo Projetado dos Valores de Tarifa de Energia

A Tabela 9 apresenta os valores projetados de tarifa para os enquadramentos tarifários B3 Convencional e A4 horo-sazonal verde.

Tabela 9 – Projeção do valor da tarifa de energia, por enquadramento tarifário.

Tempo (anos)	Anos restantes de vida útil do sistema	Custo projetado na tarifação B3 Convencional (R\$)	Custo projetado na tarifação A4 Verde Fora da Ponta (R\$)	Custo projetado na tarifação A4 Verde na Ponta (R\$)
0	-	-	-	-
1	24	0,64543	0,42771	1,58823
2	23	0,68842	0,45620	1,69401
3	22	0,73426	0,48658	1,80683
4	21	0,78317	0,51898	1,92716
5	20	0,83532	0,55355	2,05551
6	19	0,89096	0,59041	2,19241
7	18	0,95030	0,62974	2,33842
8	17	1,01359	0,67168	2,49416
9	16	1,08109	0,71641	2,66027
10	15	1,15309	0,76412	2,83745
11	14	1,22989	0,81501	3,02642
12	13	1,31180	0,86929	3,22798
13	12	1,39916	0,92719	3,44296
14	11	1,49235	0,98894	3,67226
15	10	1,59174	1,05480	3,91684
16	9	1,69775	1,12505	4,17770
17	8	1,81082	1,19998	4,45593
18	7	1,93142	1,27990	4,75270
19	6	2,06005	1,36514	5,06923
20	5	2,19725	1,45606	5,40684
21	4	2,34359	1,55303	5,76693
22	3	2,49967	1,65647	6,15101
23	2	2,66615	1,76679	6,56067
24	1	2,84371	1,88445	6,99761
25	0	3,03310	2,00996	7,46365

Fonte: O autor.

3.7.2.2 Fluxo de Caixa Simples e Fluxo de Caixa Descontado

A Tabela 10 apresenta os valores de fluxo de caixa simples e descontado, que serão necessários para o cálculo dos três indicadores de viabilidade econômica. O período adotado foi a vida útil do projeto, isto é, 25 anos.

Tabela 10 – Fluxo de caixa do estudo SFVCR individualizado.

Tempo (anos)	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa acumulado (R\$)	Fluxo de caixa descontado (R\$)	Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)
0	-163.892.163,50	-163.892.163,50	-163.892.163,50	-163.892.163,50
1	18.080.093,41	-145.812.070,09	15.873.655,32	-148.018.508,18
2	19.144.962,17	-126.667.107,92	14.757.305,38	-133.261.202,80
3	20.270.510,60	-106.396.597,32	13.718.085,84	-119.543.116,96
4	21.460.026,94	-84.936.570,38	12.750.739,31	-106.792.377,65
5	22.716.963,06	-62.219.607,31	11.850.362,94	-94.942.014,71
6	24.044.941,29	-38.174.666,03	11.012.384,75	-83.929.629,96
7	25.447.761,37	-12.726.904,65	10.232.541,51	-73.697.088,45
8	26.929.407,62	14.202.502,97	9.506.858,01	-64.190.230,44
9	28.494.056,17	42.696.559,14	8.831.627,83	-55.358.602,61
10	-9.188.036,94	33.508.522,20	-2.500.261,84	-57.858.864,45
11	31.890.067,95	65.398.590,15	7.618.938,71	-50.239.925,74
12	33.730.809,23	99.129.399,38	7.075.254,59	-43.164.671,15
13	35.673.323,98	134.802.723,36	6.569.543,08	-36.595.128,07
14	37.722.859,36	172.525.582,72	6.099.194,28	-30.495.933,79
15	39.884.899,42	212.410.482,14	5.661.775,44	-24.834.158,35
16	42.165.172,60	254.575.654,74	5.255.019,08	-19.579.139,27
17	44.569.659,11	299.145.313,85	4.876.811,88	-14.702.327,40
18	47.104.598,16	346.249.912,01	4.525.184,28	-10.177.143,12
19	49.776.494,97	396.026.406,98	4.198.300,83	-5.978.842,29
20	13.258.008,26	409.284.415,24	981.756,54	-4.997.085,74
21	56.098.343,40	465.382.758,65	3.647.134,93	-1.349.950,81
22	59.834.493,07	525.217.251,72	3.415.306,51	2.065.355,70
23	63.819.470,31	589.036.722,04	3.198.214,16	5.263.569,86
24	68.069.847,04	657.106.569,07	2.994.921,18	8.258.491,04
25	72.603.298,85	729.709.867,92	2.804.550,42	11.063.041,45

Fonte: O autor.

3.7.2.3 Cálculo dos Indicadores de Viabilidade do Investimento no Projeto SFVCR

A partir da Tabela 10, é possível calcular o *payback* simples, o *payback* descontado, o VPL e a TIR, considerando o investimento total em SFVCR instalado em cada uma das edificações bancárias. A Tabela 11 apresenta todos esses indicadores calculados.

Tabela 11 – Indicadores de viabilidade do investimento para SFVCR individualizado.

Inflação (ao ano)	6,66%		
Perda de rendimento dos módulos FV (ao ano)	0,65%		
Energia anual a ser gerada - atender consumo B3 convencional (kWh)	13.091.290,20		
Energia anual a ser gerada - atender consumo A4 Verde FP (kWh)	21.621.619,20		
Energia anual a ser gerada - atender consumo A4 Verde Ponta (kWh)	1.423.345,08		
Valor do investimento inicial	R\$ 163.892.163,50		
TMA (SELIC - ao ano)	13,90%		
Custo de Operação e Manutenção (1% do valor do investimento inicial)	R\$ 1.638.921,63		
Custo de Reinvestimento do Inversor (24% do valor do investimento inicial)	R\$ 39.334.119,24		
TIR	14,73%		
VPL	R\$ 11.063.041,45		
Payback	ANOS	MESES	DIAS
Simplex	7	5	20
Descontado	21	4	22

Fonte: O autor.

4 ANÁLISE E COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS

Este capítulo apresenta a análise dos resultados obtidos e proposta de comparação com outra alternativa de projeto de SFVCR, com apresentação de figuras e tabelas.

4.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS COM A IMPLANTAÇÃO DO SFVCR EM CADA EDIFICAÇÃO BANCÁRIA

Analisando os valores da Tabela 11, observa-se que o período de retorno do investimento simples será de aproximadamente 7 anos e 6 meses. Já considerando o valor presente, utilizando o fluxo de caixa descontado, o período do retorno de investimento descontado será de aproximadamente 21 anos e 5 meses, período esse próximo da vida útil do projeto considerada no estudo, de 25 anos. Por esses critérios, o investimento é viável, pois apresenta tempo de retorno inferior a vida útil do projeto.

O VPL ficou em R\$ 11.063.041,45, mostrando, também, que o investimento é viável segundo esse indicador.

A TIR apresentou o valor de 14,73%, valor esse superior, porém próximo, a TMA, definida previamente como 13,90%. Tal constatação também reforça a viabilidade do projeto.

Analisando esses dados, que mostram que os indicadores de viabilidade econômica estão muito próximos da comparação com a taxa de retorno de investimento de referência, considerada como o valor da taxa SELIC, e considerando que podem haver variações tanto favoráveis como desfavoráveis nos parâmetros definidos neste estudo, o investimento em um grande projeto de instalação de SFVCR em cada uma das edificações bancárias não apresenta grande segurança de retorno de investimento.

Deve-se considerar, ainda, que nem todas as edificações bancárias dispõem de espaço físico em seus telhados para instalação da quantidade necessária de módulos FV que garantiriam o fornecimento da energia necessária por meio da geração exclusivamente por meiodessa fonte renovável. Também, o presente estudo não levou em conta as possíveis restrições para se atender aos critérios de

direcionamento dos módulos FV na direção norte, e também a possibilidade de queos módulos FV sejam afetados com períodos de sombreamento causados por estruturas próximas as agências, como edifícios mais elevados, árvores, etc.

Dessa forma, com intuito de reduzir o risco do investimento por conta dessas variáveis, efetuou-se, para efeito comparativo, o estudo do projeto de investimento para minigeração centralizada de energia, utilizando-se da premissa do autoconsumo remoto, conforme a seguir.

4.2 ESTUDO 02: IMPLANTAÇÃO DE CENTROS DE MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICOS

A Resolução Normativa ANEEL nº 687, em seu art. 2º, inseriu a possibilidade de geração por meio do chamado “autoconsumo remoto”, caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, com microgeração e minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro de uma mesma área de concessão ou permissão nas quais a energia excedente será compensada. Dessa forma, propõem-se a utilização dessa definição para que sejam criados Centros de Minigeração Fotovoltaica Conectados à Rede (CMFCR) que, segundo essa mesma Resolução Normativa, podem ter o valor de potência instalada de até 5MWp.

Assim, nesse segundo estudo, toda a energia necessária para atender a demanda energética das edificações bancárias seria produzida em um mesmo local, onde este local pode ser definido com base no município cujo nível de irradiação global anual no plano inclinado seja o maior possível, e também permitindo atender o critério de inclinação baseado na latitude do local, maximizando a produtividade e eficiência do SFVCR.

4.2.1 Definição do Município de Instalação e Cálculo da Potência de Pico e do Custo de Investimento Estimado para o CMFCR

A Tabela 12 apresenta uma comparação entre os 5 municípios com os maiores níveis de irradiação e produtividade no estado do Paraná.

Tabela 12 – Comparação entre as 5 cidades com melhores níveis de irradiação.

Consumo médio diário (kWh)	CIDADES COM MAIORES MÉDIAS ANUAIS DE IRRADIAÇÃO E PRODUTIVIDADE	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) ANUAL MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2 \cdot dia$). Fonte: TIEPOLO, 2015.	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) DIÁRIA MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2 \cdot dia$). Fonte: Adaptado de TIEPOLO, 2015.	PRODUTIVIDADE TOTAL ANUAL MÉDIA ($kWh/kWp \cdot ano$), PARA SFVCR COM INCLINAÇÃO IGUAL A LATITUDE, ORIENTAÇÃO NORTE E TD=75%. Fonte: TIEPOLO, 2015.	POTÊNCIA DE PICO DO CMFCR (kWp), PARA $G=1.000W/m^2$, TD=0,75, ORIENTAÇÃO NORTE GEOGRÁFICO E INCLINAÇÃO IGUAL A LATITUDE	DIFERENÇA DA POTÊNCIA DE PICO DO CMFCR, COMPARADO COM O 1º ESTUDO (kWp)	CUSTO ESTIMADO DE IMPLANTAÇÃO DO SFVCR – MINIGERAÇÃO – R\$ 5,2 R\$/ kWp . Fonte: IDEAL, 2015.
99.003,44	PRADO FERREIRA	2.107	5,77	1.580	22.867,43	-1.749,88	R\$118.910.630,14
	SERTANEJA	2.106	5,77	1.580	22.878,29	-1.739,02	R\$118.967.092,93
	MIRASELVA	2.106	5,77	1.580	22.878,29	-1.739,02	R\$118.967.092,93
	PRIMEIRO DE MAIO	2.106	5,77	1.579	22.878,29	-1.739,02	R\$ 118.967.092,93
	JAGUAPITÁ	2.104	5,76	1.578	22.900,03	-1.717,27	R\$ 119.080.179,52

Fonte: Adaptado de TIEPOLO (2015) e INSTITUTO PARA O DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS DA AMÉRICA LATINA – IDEAL (2015).

De acordo com Tiepolo (2015), o município de Prado Ferreira, localizado no norte do estado do Paraná, se destaca como o que possui a maior média anual de irradiação e de produtividade estimada total, com 2.107kWh/m².ano e 1.580kWh/kWp.ano, respectivamente, valores estes apenas 2% inferior as maiores médias obtidas no Brasil (Distrito Federal, Goiás e Piauí), e tendo média superior a todos os demais estados, sendo ainda 5,3% superior à média Brasil. A fim de reduzir o custo de investimento inicial, a cidade citada foi a escolhida para o estudo desse segundo projeto, embora as diferenças de produtividade anual entre as cidades apresentadas sejam muito pequenas.

Utilizando-se a solução proposta nesse segundo estudo, e recalculando os valores com base nas características do município escolhido, houve uma redução no valor da potência de pico total necessária para atender todas as agências bancárias, reduzindo a potência de pico total necessária dos painéis FV de 24,617 MWp para 22,867MWp, se comparado com o primeiro estudo. O ganho nesse novo valor, considerando que será gerada a mesma quantidade de energia do primeiro projeto, será uma economia de 1,750MWp. Tal redução irá impactar no custo de implantação do sistema (investimento inicial), que será menor, e consequentemente no tempo de retorno do capital investido.

Como a minigeração é caracterizada por sistemas FV com potência instalada de 75 kW até 5 MW, e considerando que a potência de pico total do CMFCR será de 22.867,43 kWp, ou 22,867 MWp, sendo necessários quatro CMFCR's, cada um com a potência máxima de até 5 MWp, mais um CMFCR com 2,867MWp. Uma vantagem dessa solução é que será possível expandir o sistema,

caso a demanda energética das edificações bancárias aumente nos próximos anos. Porém, há a desvantagem da necessidade de se contratar uma demanda igual ou maior a potência instalada em cada CMFCR, haja vista que, segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 687, a unidade geradora é considerada uma unidade consumidora, mesmo que não possua consumo de energia, necessitando-se pagar esse valor de demanda contratada. Este critério será adotado neste estudo, aplicando-se uma correção anual no valor da demanda contratada igual ao valor médio da inflação (6,66%) para se estimar os valores futuros desta tarifa.

4.2.2 Indicadores de Viabilidade Econômica

Para o cálculo dos indicadores de viabilidade econômica, foram adotados os mesmos parâmetros e critérios definidos no primeiro projeto. A Tabela 13 apresenta esses valores.

Tabela 13 – Parâmetros e critérios definidos para o CMFCR.

Orientação dos módulos FV	Direcionados para o Norte
Inclinação dos módulos FV	Igual a latitude do local da instalação
Taxa de desempenho	75%
Perda de rendimento dos módulos FV (ao ano)	0,65%
Custo de Operação e Manutenção (ao ano)	1% do valor do investimento inicial
Vida útil do projeto	25 anos
Vida útil do inversor	10 anos
Inflação (ao ano)	6,66%
Energia anual a ser gerada - atender consumo B3 convencional (kWh)	13.091.290,20
Energia anual a ser gerada - atender consumo A4 Verde FP (kWh)	21.621.619,20
Energia anual a ser gerada - atender consumo A4 Verde Ponta (kWh)	1.423.345,08
TMA (SELIC - ao ano)	14,15%

Fonte: O autor.

Os custos futuros estimados das tarifas de energia para esse segundo estudo serão os mesmos do primeiro estudo, baseados nos valores da Figura 17. O único parâmetro que será alterado, em comparação ao primeiro estudo, será o valor de reinvestimento no inversor. No primeiro estudo, o valor considerado foi de 24% do

valor do investimento inicial. Nesse segundo estudo, será adotado o valor definido pela Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2012), cujo valor é equivalente a 16,28% do investimento inicial. Tal ajuste foi realizado considerando que serão necessários menos inversores que no primeiro projeto, com maior potência, fazendo com que o custo de investimento nos inversores, proporcionalmente a potência do sistema, será inferior. Por fim, não será considerado neste estudo o valor para aquisição ou locação da área necessária para implantação dos CMFCR.

4.2.2.1 Fluxos de Caixa Simples e Fluxo de Caixa Descontado para o Segundo Estudo

A Tabela 14 apresenta os valores de fluxo de caixa simples e descontado para o segundo estudo, cujos valores serão necessários para o cálculo dos três indicadores de viabilidade econômica. O período adotado foi a vida útil do sistema igual ao do primeiro estudo, isto é, 25 anos.

Tabela 14 – Fluxos de caixa para o CMFCR.

Tempo	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa acumulado (R\$)	Fluxo de caixa descontado (R\$)	Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)
0	-118.910.630,14	-118.910.630,14	-118.910.630,14	-118.910.630,14
1	18.190.100,12	-100.720.530,02	15.970.237,16	-102.940.392,99
2	19.262.295,33	-81.458.234,69	14.847.748,04	-88.092.644,95
3	20.395.658,15	-61.062.576,55	13.802.779,55	-74.289.865,40
4	21.593.509,31	-39.469.067,24	12.830.049,50	-61.459.815,90
5	22.859.335,36	-16.609.731,88	11.924.631,81	-49.535.184,08
6	24.196.795,58	7.587.063,70	11.081.932,77	-38.453.251,32
7	25.609.729,16	33.196.792,86	10.297.668,74	-28.155.582,58
8	27.102.162,47	60.298.955,33	9.567.845,46	-18.587.737,12
9	28.678.316,48	88.977.271,81	8.888.738,64	-9.698.998,49
10	30.342.614,35	119.319.886,16	8.256.875,89	-1.442.122,60
11	32.099.689,04	151.419.575,20	7.669.019,82	6.226.897,22
12	33.954.391,08	185.373.966,29	7.122.152,32	13.349.049,54
13	35.911.796,38	221.285.762,67	6.613.459,78	19.962.509,33
14	37.977.214,02	259.262.976,70	6.140.319,44	26.102.828,76
15	40.156.194,11	299.419.170,80	5.700.286,49	31.803.115,26
16	42.454.535,51	341.873.706,31	5.291.082,20	37.094.197,45
17	44.878.293,59	386.751.999,90	4.910.582,66	42.004.780,12
18	47.433.787,70	434.185.787,60	4.556.808,44	46.561.588,56
19	50.127.608,53	484.313.396,13	4.227.914,82	50.789.503,37
20	52.966.625,23	537.280.021,36	3.922.182,71	54.711.686,08
21	56.497.782,68	593.777.804,04	3.673.103,77	58.384.789,85
22	60.260.535,00	654.038.339,04	3.439.624,66	61.824.414,51
23	64.273.886,63	718.312.225,68	3.220.986,53	65.045.401,04
24	68.554.527,48	786.866.753,16	3.016.246,03	68.061.647,07
25	73.120.259,01	859.987.012,18	2.824.519,77	70.886.166,85

Fonte: O autor.

4.2.2.2 Cálculo dos Indicadores de Viabilidade do Investimento no Projeto CMFCR

A partir da Tabela 14, é possível calcular o *payback* simples, o *payback* descontado, o VPL e a TIR, considerando o investimento total no CMFCR. A Tabela 15 apresenta todos os indicadores calculados para esse segundo estudo.

Tabela 15 – Indicadores de viabilidade do investimento para o projeto CMFCR.

Inflação (ao ano)	6,66%		
Perda de rendimento dos módulos FV (ao ano)	0,65%		
Energia anual a ser gerada - atender consumo B3 convencional (kWh)	13.091.290,20		
Energia anual a ser gerada - atender consumo A4 Verde FP (kWh)	21.621.619,20		
Energia anual a ser gerada - atender consumo A4 Verde Ponta (kWh)	1.423.345,08		
Valor do investimento inicial	R\$ 118.910.630,14		
TMA (SELIC - ao ano)	13,90%		
Custo de Operação e Manutenção inicial (1% do investimento inicial)	R\$	1.189.106,30	
Custo de Reinvestimento do Inversor (16,28% do investimento inicial)	R\$	19.358.650,59	
TIR	20,56%		
VPL	R\$	70.886.166,85	
<i>Payback</i>	ANOS	MESES	DIAS
Simplex	5	8	7
Descontado	10	2	8

Fonte: O autor.

4.3 ANÁLISE E COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS DOS PROJETOS

A seguir, serão apresentadas as análises e comparações dos dois estudos propostos neste trabalho.

4.3.1 Valor do investimento inicial

A Tabela 16 apresenta os valores do investimento inicial necessário para cada estudo.

Tabela 16 – Comparação entre os valores de investimento inicial.

VALOR DO INVESTIMENTO	SFCR DISTRIBUÍDOS	CMFCR
	R\$ 163.892.163,50	R\$ 118.910.630,14

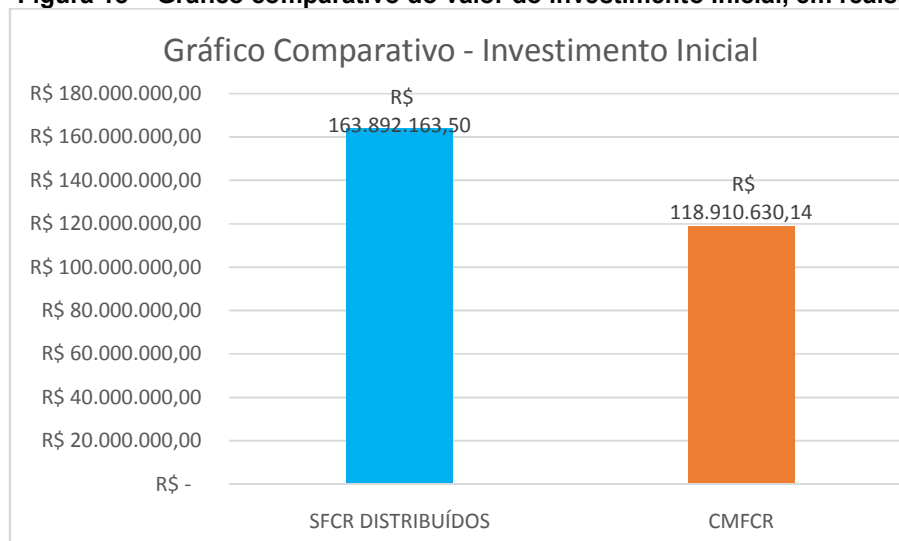
Fonte: O autor.

Comparando-se esses valores, verifica-se uma economia de R\$ 44.981.533,36 no valor do investimento inicial necessário para a implantação dos Centros de Minigeração Fotovoltaica Conectados à Rede – CMFCR. Há uma redução de 27,45% no valor do investimento inicial, isto é, o valor do segundo estudo corresponde a 72,55% do valor necessário para implantação do primeiro

estudo – SFCVR distribuídos, indicando a segunda opção de projeto como a mais economicamente viável.

A Figura 18 apresenta o gráfico comparativo dos valores de investimento inicial dos dois estudos, mostrando o menor valor para o projeto do segundo estudo.

Figura 18 – Gráfico comparativo do valor do investimento inicial, em reais.



Fonte: O autor.

4.3.2 Payback (Período de Retorno do Investimento – PRI)

A Tabela 17 apresenta os valores referente ao período de retorno de investimento simples e descontado dos estudos.

Tabela 17 – Comparação dos indicadores de *payback* entre os estudos.

PAYBACK	SFVCR DISTRIBUÍDOS			CMFCR		
	ANOS	MESES	DIAS	ANOS	MESES	DIAS
SIMPLES	7	5	20	5	8	7
DESCONTADO	21	4	22	10	2	8

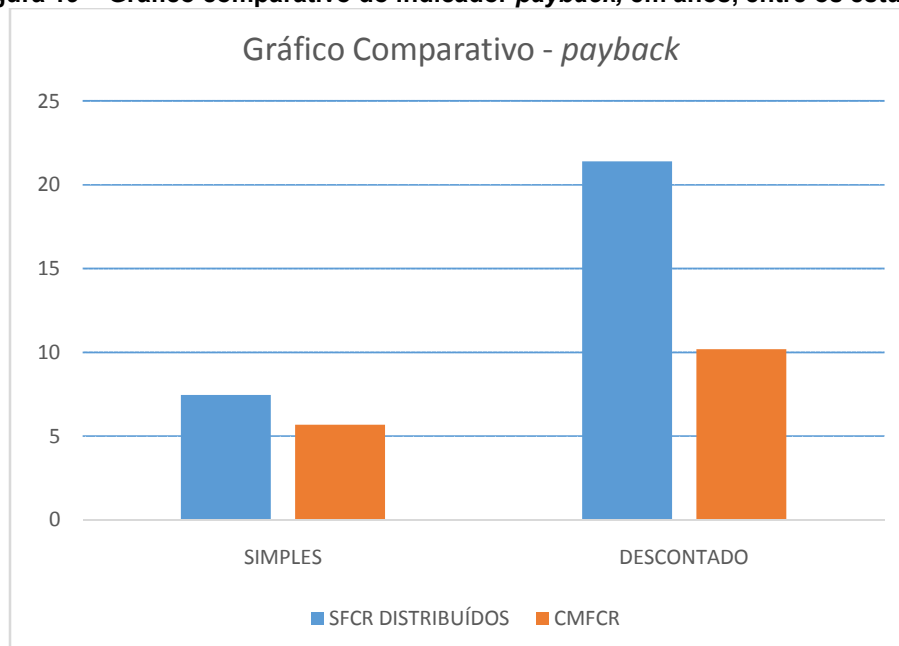
Fonte: O autor.

Analisando esses indicadores, percebe-se que os dois estudos apresentam viabilidade econômica, uma vez que o período do retorno do investimento foi inferior a vida útil do sistema. Entretanto, o segundo estudo apresentou um tempo de retorno de investimento descontado muito inferior ao primeiro estudo – cerca de 45,5% do tempo necessário para o primeiro estudo, mostrando que, por esse

critério, a solução mais indicada seria a implantação dos Centros de Minigeração Fotovoltaica Conectados à Rede – CMFCR. Esse indicador sinaliza a segunda opção de projeto de investimento como a mais recomendada.

A Figura 19 apresenta o gráfico comparativo do indicador *payback* simples e *payback* descontado para os dois estudos, mostrando o menor tempo de retorno de investimento para o projeto do segundo estudo.

Figura 19 – Gráfico comparativo do indicador *payback*, em anos, entre os estudos.



Fonte: O autor.

4.3.3 Valor Presente Líquido (VPL)

A Tabela 18 apresenta os valores de VPL para cada um dos projetos.

Tabela 18 – Comparação do indicador VPL de cada projeto.

VPL	SFVCR DISTRIBUÍDOS	CMFCR
	R\$ 11.063.041,45	R\$ 70.886.166,85

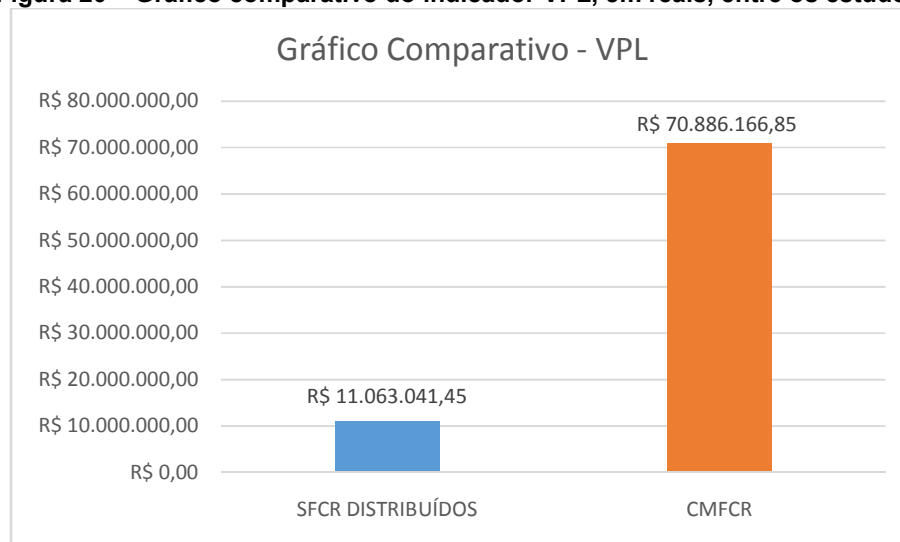
Fonte: O autor.

Analisando esses valores, observa-se que, segundo esse indicador, ambos os projetos são viáveis, pois apresentam valores superiores a zero. No entanto, fica claro que o valor presente líquido do projeto CMFCR é muito maior do que o do

projeto SFVCR distribuído, apresentando um valor cerca de 6,41 vezes superior, indicando a segunda opção de projeto de investimento como a mais recomendada.

A Figura 20 apresenta o gráfico comparativo do indicador VPL para os dois estudos, mostrando o maior valor do VPL para a proposta do segundo estudo.

Figura 20 – Gráfico comparativo do indicador VPL, em reais, entre os estudos.



Fonte: O autor.

4.3.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Tabela 19 apresenta os valores percentuais da TIR calculada para cada um dos projetos.

Tabela 19 – Comparação do indicador TIR de cada projeto.

TIR	SFVCR DISTRIBUÍDOS	CMFCR
	14,73%	20,56%

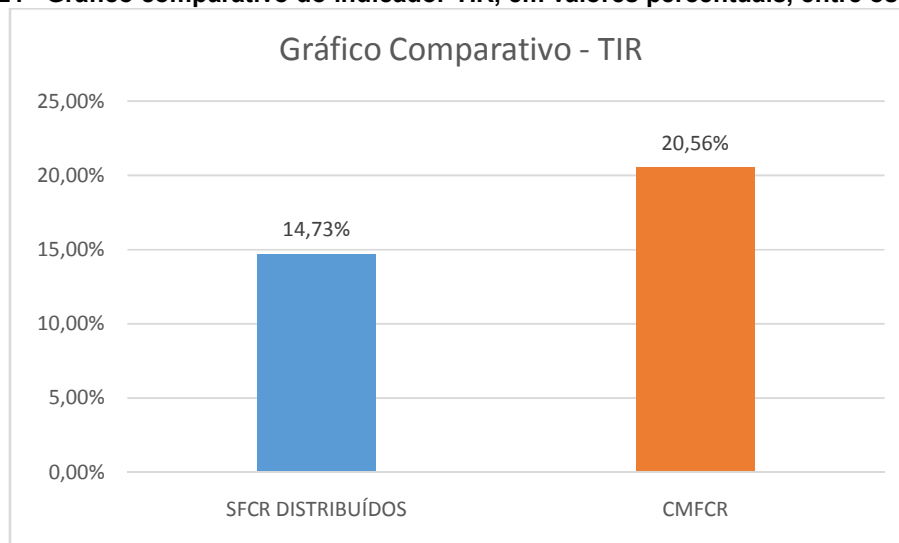
Fonte: O autor.

Assim como os outros indicadores, a TIR também sinaliza que ambos os projetos são viáveis, pois possuem o valor da taxa interna de retorno superior aos 13,90% definido como Taxa Mínima de Atratividade (TMA), baseada na taxa SELIC.

Também esse indicador sugere que o segundo projeto é o investimento mais recomendado, pois apresenta um valor superior ao primeiro projeto.

A Figura 21 apresenta o gráfico comparativo do indicador TIR para os dois estudos, mostrando o maior valor percentual da TIR para a proposta do segundo estudo.

Figura 21– Gráfico comparativo do indicador TIR, em valores percentuais, entre os estudos.



Fonte: O autor.

5 CONCLUSÕES FINAIS

A principal fonte de geração de energia brasileira, que é por meio de usinas hidrelétricas, está com a sua capacidade de exploração limitada no estado do Paraná, fato esse que justifica ampliar o leque de formas de geração de energia. Como o país já possui grande parte de sua matriz elétrica baseada em soluções renováveis, o cenário é favorável para incentivo e investimento na geração de energia pela tecnologia fotovoltaica, que possui diversas vantagens em relação a outras fontes geradoras de energia.

Assim, o SFVCR surge como grande fomentador dessa forma de geração de energia, considerando também que o custo da energia fornecida pelas concessionárias tem aumentado ano após ano, enquanto que os equipamentos utilizados em SFV tendem a reduzir seus custos, principalmente pela disseminação da tecnologia e aumento na procura por essa solução alternativa.

Neste trabalho, elaborou-se o levantamento teórico dos conceitos e premissas da geração fotovoltaica, e também do cenário atual e histórico de custos de energia elétrica no país. Verificou-se a variação do custo da energia nos últimos anos, cujo aumento percentual acumulado foi de 150,95% nos últimos 10 anos. Comparando-se com a inflação acumulada no período, verificou-se que esta foi inferior ao aumento da tarifa, variando cerca de 87,29% no mesmo período.

A regulamentação da energia solar fotovoltaica no Brasil, primeiramente através da Resolução Normativa nº 482/2012, direcionou a atenção de muitos consumidores e investidores para essa forma de geração de energia. As atualizações posteriores dessa Resolução mostram que há sim um interesse em disseminar a geração distribuída no país, mesmo que ainda de forma tímida, haja vista que muitas barreiras precisam ser quebradas para que o acesso a essa forma de geração se torne mais fácil e viável, como a isenção da alíquota de ICMS no estado do Paraná que é de 29% e que ainda não ocorreu.

Também, verificou-se o potencial que o Brasil, e principalmente o estado do Paraná tem para disseminação da tecnologia fotovoltaica conectada à rede, haja vista os níveis de irradiação e produtividade existentes no estado.

Entre os possíveis consumidores de energia que podem migrar para essa nova solução estão as empresas comerciais, dentre elas as instituições bancárias,

que possuem uma curva de carga coincidente com o período de disponibilidade solar.

Com base nessas premissas, e considerando a disseminação dessa nova tecnologia, foi possível elaborar o estudo de viabilidade econômica de projeto, considerando a possibilidade de que a energia necessária para o funcionamento das 360 dependências bancárias do Banco do Brasil S.A. no estado do Paraná, descontando o custo de disponibilidade, fosse suprida por meio da conversão solar fotovoltaica.

Neste trabalho, duas propostas de projeto foram apresentadas. A primeira, considerando o projeto de instalação de SFVCR em cada edificação bancária, onde se chegou ao valor de 24,617MWp de potência de pico necessária a ser instalada para se atender a toda demanda energética do Banco do Brasil S.A. no estado, potência essa distribuída através de SFVCR espalhados por cada edificação bancária no estado. O investimento inicial para implantação dessa solução ficou em torno de R\$ 163.892.163,50. O *payback* simples desse projeto ficou em 7 anos, 5 meses e 20 dias, e o *payback* descontado ficou em 21 anos, 4 meses e 22 dias, valores esses viáveis tendo em vista que a vida útil dos sistemas é de, no mínimo, 25 anos. O VPL ficou positivo (R\$ 11.063.041,45), e a TIR (14,73%) acima da taxa SELIC (13,90%), mostrando que o projeto é viável.

Em uma segunda proposta, estudou-se a alternativa de se utilizar o critério do autoconsumo remoto, instalando SFVCR de maior porte, limitados a faixa de potência instalada para enquadramento do SFV como minigeração (até 5MWp). Nesse segundo estudo, definiu-se que o sistema seria instalado na cidade com maior nível de irradiação solar (Prado Ferreira/PR). Isso fez com que a potência necessária do SFVCR fosse reduzida de 24,617MWp para 22,867MWp, reduzindo-se, também, o valor do investimento inicial, de R\$163.892.163,50 para R\$ 118.910.630,14. Os indicadores de viabilidade econômica confirmaram essa vantagem: *payback* simples de 5 anos, 8 meses e 7 dias, e o *payback* descontado de 10 anos, 2 meses e 8 dias, valores esses viáveis tendo em vista que a vida útil do SFVCR. O VPL ficou positivo (R\$ 70.886.166,85), e a TIR (20,56%) bem acima da taxa SELIC (13,90%), mostrando que o projeto é viável e, ainda, muito mais indicado do que a primeira proposta.

Uma desvantagem do segundo projeto é a necessidade de aquisição ou locação da área necessária para instalações dos painéis fotovoltaicos. Estima-se

que seriam necessários 62.500m² de área para instalação de cada CMFCR. Tal investimento não foi objeto de análise neste estudo, pois pode-se obter vantagens por meio de acordos e parcerias com os municípios onde seriam instalados esses centros, o que não permite estimar um valor de investimento nesse quesito. Porém, numa aplicação real, deveriam ser consideradas e analisadas tais variáveis, caso a empresa não possua essa área disponível.

Considerando que o Banco do Brasil S.A. é uma empresa de economia mista, regida pela lei de licitações 8.666/1993, os projetos necessitariam ser obrigatoriamente licitados, o que geraria a competição entre os fornecedores e reduziria os custos de implantação do sistema, fazendo com que os projetos apresentassem resultados ainda melhores do que os calculados neste trabalho. Para o segundo projeto ainda se teria a vantagem de, além de ser licitados, também, os custos de operação e manutenção, o fato do sistema estar concentrado em uma cidade reduziria essa despesa, haja vista que poderia se licitar uma única equipe residente volante, que atenderia as 05 centrais minigeradoras FV. Isso reduziria consideravelmente o custo de operação e manutenção do sistema, evitando gastos com deslocamentos longos e com mais mão-de-obra para atender todos os locais de instalação do SFVCR do primeiro projeto.

Também, deve-se considerar o ganho que Banco do Brasil S.A. teria com imagem e valor da marca como fomentador de soluções sustentáveis. Ainda, considerando que o banco é listado atualmente no índice *Dow Jones* de sustentabilidade da Bolsa de Nova Iorque, e que sempre busca manter-se nesse índice, o investimento na solução fotovoltaica auxiliaria a manter-se nessa lista.

Por fim, para que haja maior número de projetos de implantação de SFVCR no estado do Paraná, o governo estadual precisa incentivar essa tecnologia, iniciando com a isenção do ICMS sobre a energia compensada, seguindo a tendência nacional da maioria dos outros estados brasileiros que já adotaram essa concepção. O governo federal também pode auxiliar na disseminação dessa tecnologia, incentivando os grandes fabricantes dos equipamentos componentes dos SFV's a instalarem fábricas no país, gerando empregos e eliminando, assim, a necessidade de importação e seus custos atrelados. Assim, essa fonte de energia renovável auxiliaria atendendo à crescente demanda brasileira por energia elétrica, alavancando o crescimento do país de forma sustentável.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Relação de Registros de Micro e Minigeradores Distribuídos Efetivados na ANEEL, regidos pela Resolução Normativa nº 482/2012. **ANEEL**, 2016a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/rcgMicro.asp>>. Acesso em: 13 out. 2016, 21:19.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Por dentro da conta de luz – Informação de utilidade pública**. 7. ed. Brasília: ANEEL, 2016b. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/publicacoes/-/asset_publisher/RZHMABCrjxNd/document/id/14913816?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fpublicacoes%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_RZHMABCrjxNd%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D1>. Acesso em: 27 abr. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. “ANEEL revê valores das bandeiras tarifárias amarela e vermelha”. **ANEEL**, 26jan. 2016c. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=9045&id_area=90>. Acesso em: 17 out. 2016, 21:31.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Bandeiras Tarifárias**. 2015a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=758&idPerfil=2>>. Acesso em: 28 nov. 2015, 15:33.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. “ANEEL amplia possibilidades para micro e minigeração distribuída”. **ANEEL**, 24 nov. 2015b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8955&id_area=90>. Acesso em: 15 mar. 2016, 18:21.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução nº687, de 24 de novembro de 2015**. ANEEL, 2015c. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 15 mar. 2016, 17:55

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução nº482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. ANEEL, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 15 mar. 2016, 17:49.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução nº 414, de 09 de setembro de 2010**. ANEEL, 2010. Disponível em:
<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 15 mar. 2016, 20:03.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899**: Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia. Rio de Janeiro, 2013.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxa SELIC - Dados Diários**. Disponível em:
<<http://www.bcb.gov.br/htms/selic/selicdiarios.asp>>. Acesso em: 21 out. 2016, 20:32.

BEHENCK, Ivann S. **Estudo Comparativo da Viabilidade de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Através de Software Homer**. 2011. 106f. Projeto (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011. Disponível em:
<<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10003924.pdf>>. Acesso em: 23 mai. 2016, 17:22.

BRASIL. **Diário Oficial da União – DOU**. 2015. Brasília, DF, n. 192, p. 02, 07 out. 2015. Seção I. Disponível em:
< <http://www.jusbrasil.com.br/diarios/101681902/dou-secao-1-07-10-2015-pg-2>>. Acesso em: 25 abr. 2016, 20:18.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL. **Alterações Tarifárias**. 2016a. Disponível em:
<<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2F04afb43850ca33c503257488005939b7>>. Acesso em: 18 mar. 2016, 19:33.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL. **Tributos**. 2016b. Publicado em 06 abr. 2016. Disponível em:
<<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F3EE1D015FA3F433203257EE6003E128E?OpenDocument&secao=Alta%2520Tens%25E3o%3A%2520Informa%25E7%25F5es>>. Acesso em: 25abr. 2016, 18:14.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL. **Taxas e Tarifas**. 2016c. Publicado em 21 jun. 2016. Disponível em:
<<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F23BF37E67261209C03257488005939EB>>. Acesso em: 23set. 2016, 22:17.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL. **Custeio do Serviço de Iluminação Pública (COSIP)**. 2016c. Publicado em 14 abr. 2016. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F0B8AD2470E08E946032573F7005061ED?OpenDocument&secao=Poderes%2520Publicos%3AInformacoes%3Alluminacao%2520Publica>>. Acesso em: 25 abr. 2016, 18:28.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA – CONFAZ. **Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015**. Ministério da Fazenda. Brasília, DF, 2015a. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016_15>. Acesso em: 22 abr. 2016, 19:25.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA – CONFAZ. **Convênio ICMS 44, de 03 de junho de 2015**. Ministério da Fazenda. Brasília, DF, 2015b. Disponível em: <<https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/convenios-icms-44-15>>. Acesso em: 22 abr. 2016, 19:32.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA – CONFAZ. **Convênio ICMS 52, de 30 de junho de 2015**. Ministério da Fazenda. Brasília, DF, 2015c. Disponível em: <<https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/convenios-icms-52-15>>. Acesso em: 22 abr. 2016, 19:34.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA – CONFAZ. **Convênio ICMS 130, de 04 de novembro de 2015**. Ministério da Fazenda. Brasília, DF, 2015d. Disponível em: <<https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/convenio-icms-130-15>>. Acesso em: 22 abr. 2016, 19:37.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA – CONFAZ. **Convênio ICMS 157, de 18 de dezembro de 2015**. Ministério da Fazenda. Brasília, DF, 2015e. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv157_15>. Acesso em: 22 abr. 2016, 19:40.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA – CONFAZ. **Convênio ICMS 75, de 18 de julho de 2016**. Ministério da Fazenda. Brasília, DF, 2016a. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2016/cv075_16>. Acesso em: 19 set. 2016, 23:42.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA – CONFAZ. **Convênio ICMS 81, de 22 de agosto de 2016**. Ministério da Fazenda. Brasília, DF, 2016b. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2016/cv081_16>. Acesso em: 13 out. 2016, 21:44.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balço Energético Nacional**. Ministério de Minas e Energia - MME. Brasília, DF, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Ministério de Minas e Energia - MME. Brasília, DF, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Ministério de Minas e Energia - MME. Rio de Janeiro, RJ, 2012.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS – ISE. **Photovoltaics Report**. 2016. Freiburg, Alemanha: 06jun. 2016. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>>. Acesso em: 18 out. 2016, 01:05.

GIL, Antonio Carlos. **Como elaborar Projetos de Pesquisa**. 5. ed. São Paulo: Editora Atlas, 2010.

GRAY, David E. **Pesquisa no mundo real**. 2. ed. Porto Alegre: Editora Penso, 2012.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE. **Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA: Séries Históricas**. 2016. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/defaultseriesHist.shtm>. Acesso em: 18 mar. 2016, 20:19.

INSTITUTO PARA O DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS NA AMÉRICA LATINA – IDEAL. **O Mercado Brasileiro da Geração Distribuída Fotovoltaica**. 2015. Disponível em: <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/2015_ideal_mercadogdfv_150901_final>. Acesso em: 25 set. 2016, 17:33.

KUHN, Ivo Ney. **Administração Financeira de Negócios**. Rio Grande do Sul: Editora Unijuí, 2009.

LAKATOS, Eva Maria; MARCONI, Marina de Andrade. **Fundamentos de Metodologia Científica**. 5. ed. São Paulo: Editora Atlas, 2003.

LEMES, A. B. Jr.; CHEROBIM, A. P. M; RIGO, C. M. **Fundamentos de Finanças Empresariais: Técnicas e Práticas Essenciais**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2015.

MONTENEGRO, Alexandre de A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil.** 2013. 175 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil)–Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013. Disponível em: <<http://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/fotov/dissertacoes-de-mestrado/>>. Acesso em: 18 nov. 2015, 23:18.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Volume útil dos principais reservatórios.** 2015. Disponível em: <http://www.ons.org.br/historico/percentual_volume_util.aspx>. Acesso em: 28 nov. 2015, 16:40.

PORTAL BRASILEIRO DE DADOS ABERTOS-PBDA. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.** Disponível em: <<http://dados.gov.br/dataset/indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo-ipca>>. Acesso em: 12 out. 2016, 21:41.

PEREIRA, Enio Bueno; MARTINS, Fernando Ramos; ABREU, Samuel Luna; RUTHER, Ricardo. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** 1. ed. São José dos Campos: INPE, 2006. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>. Acesso em: 28 mai. 2016, 17:33.

REAL SOLAR: **Energia Renovável do Brasil.** Disponível em: <<http://real-solar.com/como-funciona.php>>. Acesso em: 22 mai. 2016, 18:33.

REN21. **Renewables 2010 - Global Status Report.** 2010, Disponível em: <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/activities/gsr/REN21_GSR_2010_full_revised%20Sept2010.pdf>. Acesso em: 18 mai. 2016, 20:45.

REN21. **Renewables 2011 -Global Status Report.** 2011. Disponível em: <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR2011_FINAL.pdf>. Acesso em: 18 mai. 2016, 20:51.

REN21. **Renewables 2012- Global Status Report.** 2012. Disponível em: <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/activities/gsr/GSR2012_low%20res_FINAL.pdf>. Acesso em: 18 mai. 2016, 20:52.

REN21. **Renewables 2013- Global Status Report.** 2013, Disponível em: <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2013/GSR2013_low_res.pdf>. Acesso em: 18 mai. 2016, 20:54.

REN21. **Renewables 2014- Global Status Report**. 2014. Disponível em: <<https://www.ren21.net/GSR-2014-Report-Full-report-EN>>. Acesso em: 18 mai. 2016, 20:55.

REN21. **Renewables 2015 - Global Status Report**. 2015. Disponível em <<https://www.ren21.net/GSR-2015-Report-Full-report-EN>>. Acesso em: 18 mai. 2016, 20:55.

REN21. **Renewables 2016 - Global Status Report**. 2016. Disponível em <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report1.pdf>. Acesso em: 02jun. 2016, 23:21.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis: Editora UFSC - LABSOLAR, v. único, 2004.

SANTOS, Ísis Portolan dos. **Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura**. 2013. 278 p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013. Disponível em: <http://fotovoltaica.ufsc.br/Teses/Tese_IsisPortolanDosSantos.pdf>. Acesso em: 25 abr. 2016, 13:34.

TEM-PASS, Elvira H.; SOUZA, Muriele B.; IATSKIU, Thais. **Estudo econômico para implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de energia no estado do Paraná**. 2016. 130 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2016.

TIEPOLO, Gerson M.; URBANETZ, Jair; PEREIRA, Enio B.; PEREIRA, Silvia Vitorino; ALVES, Alisson Rodrigues. Potencial de Geração de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no Estado do Paraná - Resultados Parciais. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6. 2016a, Belo Horizonte. **Anais eletrônicos...** Disponível em: <<http://labens.ct.utfpr.edu.br/wp-content/uploads/2016/06/Tiepolo-et-al-CBENS-2016a.pdf>>. Acesso em: 12out. 2016, 16:42.

TIEPOLO, Gerson M.; URBANETZ, Jair; PEREIRA, Enio B.; PEREIRA, Silvia Vitorino; ALVES, Alisson Rodrigues. Comparação do Potencial Fotovoltaico do Estado do Paraná com outros Estados e Europa - Resultados Parciais. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6. 2016b, Belo Horizonte. **Anais eletrônicos...** Disponível em: <<http://labens.ct.utfpr.edu.br/wp-content/uploads/2016/06/Tiepolo-et-al-CBENS-2016b.pdf>>. Acesso em: 12 out. 2016, 16:47.

TIEPOLO, Gerson M.; CANGIOLIERI, Osiris; URBANETZ, Jair; VIANA, Trajano; PEREIRA, Enio B. Comparação entre o Potencial de Geração Fotovoltaica no Estado do Paraná com Alemanha, Itália e Espanha. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 5. 2014, Recife. **Anais eletrônicos...** Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/275828922_comparacao_entre_o_potencial_de_geracao_fotovoltaica_no_estado_do_parana_com_alemanha_italia_e_espanha>. Acesso em: 22 nov. 2015, 17:14.

TIEPOLO, Gerson M.; **Estudo do Potencial de Geração de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no Estado do Paraná.** 2015. 228 p. Tese (Doutorado em Engenharia e Produção e Sistemas) -Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas, Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, 2015. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/275828862_estudo_do_potencial_de_geracao_de_energia_eletrica_atraves_de_sistemas_fotovoltaicos_conectado_a_rede_no_estado_do_parana>. Acesso em: 17 nov. 2015, 23:34.

TORRES, Regina Célia. **Energia Solar Fotovoltaica como Fonte Alternativa de Geração de Energia Elétrica em Edificações Residenciais.** 2012. 164 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) -Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18147/tde-18032013-091511/pt-br.php>>. Acesso em: 16 nov. 2015, 21:48.

URBANETZ, Jair. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade.** 2010. 189 p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010. Disponível em: <<http://www.tede.ufsc.br/teses/PECV0738-T.pdf>>. Acesso em: 03 mar. 2016, 18:13.

URBANETZ, Jair; CASAGRANDE, Eloy F. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica do Escritório Verde da UTFPR. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 8, 2012, Curitiba. **Energia para o Século XXI: Sociedade e Desenvolvimento.** Disponível em: <http://www.construirsustentavel.com.br/public/uploads/files/Artigo-CBPE_Urbanetz_Casagrande.pdf>. Acesso em: 16 nov. 2015, 00:25.

VARELLA, Fabiana Karla de Oliveira Martins. **Estimativa do índice de nacionalização dos sistemas fotovoltaicos no Brasil.**2009. 129 p.Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) –Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=000438118>>. Acesso em: 25 mai. 2016, 21:08.

VIANA, Trajano de Souza. **Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no Brasil.**2010. 165 p.Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010. Disponível em: <<http://www.tede.ufsc.br/teses/PECV0715-T.pdf>>. Acesso em: 17 mai. 2016, 22:41.

VIA SOLAR: **Soluções Energéticas.** Disponível em: <<http://www.viasolare.com/#!/como-funciona/prwsg>>. Acesso em 02 out. 2016, 17:12.

ZOMER, Clarissa Debiazi. **Método de estimativa da influência do sombreamento parcial na geração energética de sistemas solares fotovoltaicos integrados em edificações.** 2014. 258 p.Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014. Disponível em: <<http://fotovoltaica.ufsc.br/Dissertacoes/Tese%20Doutorado%20Clarissa%20FINAL.pdf>>. Acesso em: 20 mai. 2016, 13:22.

APÊNDICE A – Dados cadastrais, dados de consumo e custo de energia das edificações bancárias.

(Continua)

AGÊNCIA	CIDADE	ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO	TIPO DE ENTRADA DE SERVIÇO	ENERGIA (kWh) REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO	DEMANDA CONTRATADA (kVA) - Abril/2016	MÉDIA DE CONSUMO MENSAL (kWh)	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh)	CONSUMO ANUAL (kWh)	CUSTO ANUAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	CUSTO MENSAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh), DESCONTADO O CONSUMO REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE (ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO "B")
ABATIÁ	ABATIÁ	B	TRIFÁSICA	100	-	4.199,47	138,06	50.393,60	RS 32.525,54	RS 2.710,46	134,78
AGUA VERDE	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	62	9.712,27	319,63	116.663,47	RS 71.778,49	RS 5.981,54	319,63
AHÚ	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	1.065,40	35,03	12.784,80	RS 8.251,69	RS 687,64	31,74
AJURE	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	4.065,60	133,66	48.787,20	RS 31.488,72	RS 2.624,06	130,38
ALMIRANTE TAMANDARÉ	ALMIRANTE TAMANDARÉ	B	TRIFÁSICA	100	-	5.736,87	188,61	68.842,40	RS 44.432,95	RS 3.702,75	185,32
ALTO DA XV	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	7.673,80	252,29	92.085,60	RS 59.434,81	RS 4.952,90	249,00
ALTO MARACANÃ	COLOMBO	B	TRIFÁSICA	100	-	6.937,93	228,10	83.255,20	RS 53.735,40	RS 4.477,95	224,81
ALTO PARANÁ	ALTO PARANÁ	B	TRIFÁSICA	100	-	5.438,67	178,81	65.264,00	RS 42.123,34	RS 3.510,28	175,52
ALTO PIQUIRI	ALTO PIQUIRI	B	TRIFÁSICA	100	-	4.819,93	158,46	57.839,20	RS 37.331,15	RS 3.110,93	155,18
ALTÔNIA	ALTÔNIA	B	TRIFÁSICA	100	-	9.013,33	296,33	108.160,00	RS 69.809,71	RS 5.817,48	293,04
ALVORADA DO SUL	ALVORADA DO SUL	B	TRIFÁSICA	100	-	8.394,07	275,97	100.728,80	RS 65.013,39	RS 5.417,78	272,68
AMPÉRE	AMPÉRE	B	TRIFÁSICA	100	-	4.948,07	162,68	59.376,80	RS 38.323,57	RS 3.193,63	159,39
ANDIRA	ANDIRÁ	A	TRIFÁSICA	-	40	7.936,67	261,17	95.328,58	RS 56.038,71	RS 4.669,89	261,17
ANTONINA	ANTONINA	B	TRIFÁSICA	100	-	4.417,53	145,23	53.010,40	RS 34.214,50	RS 2.851,21	141,95
APUCARANA	APUCARANA	A	TRIFÁSICA	-	84	16.161,73	531,89	194.140,37	RS 116.242,02	RS 9.686,83	531,89
ARAPONGAS	ARAPONGAS	A	TRIFÁSICA	-	65	12.848,13	422,82	154.329,99	RS 91.531,16	RS 7.627,60	422,82
ARAPOTI	ARAPOTI	B	TRIFÁSICA	100	-	6.016,00	197,79	72.192,00	RS 46.594,88	RS 3.882,91	194,50
ARARUNA	ARARUNA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.192,00	203,57	74.304,00	RS 47.958,03	RS 3.996,50	200,28
ARAUCÁRIA	ARAUCÁRIA	A	TRIFÁSICA	-	54	11.129,13	366,24	133.676,87	RS 78.434,87	RS 6.536,24	366,24
ASSAI	ASSAÍ	A	TRIFÁSICA	-	45	9.636,53	317,02	115.711,03	RS 64.375,91	RS 5.364,66	317,02
ASSIS CHATEAUBRIAND	ASSIS CHATEAUBRIAND	A	TRIFÁSICA	-	98	19.947,80	656,23	239.522,30	RS 134.059,56	RS 11.171,63	656,23
ASTORGA	ASTORGA	A	TRIFÁSICA	-	60	8.282,33	272,45	99.445,29	RS 59.029,54	RS 4.919,13	272,45
AV. BRASÍLIA	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.761,47	222,29	81.137,60	RS 52.368,64	RS 4.364,05	219,01
AV. INGLATERRA	LONDRINA	B	TRIFÁSICA	100	-	9.284,47	305,24	111.413,60	RS 71.909,68	RS 5.992,47	301,96
AV. IRMÃOS PEREIRA	CAMPO MOURÃO	B	TRIFÁSICA	100	-	10.517,33	345,78	126.208,00	RS 81.458,43	RS 6.788,20	342,49
AV. REP. ARGENTINA	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	8.059,80	264,98	96.717,60	RS 62.424,44	RS 5.202,04	261,69
AV. SAUL ELKIND	LONDRINA	B	TRIFÁSICA	100	-	7.751,13	254,83	93.013,60	RS 60.033,77	RS 5.002,81	251,54
AV. UIRAPURU	ARAPONGAS	B	TRIFÁSICA	100	-	6.861,73	225,59	82.340,80	RS 53.145,22	RS 4.428,77	222,30
AV. WINSTON CHURCHILL	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	80	2.252,80	74,15	27.065,71	RS 29.819,86	RS 2.484,99	74,15
AV. BANDEIRANTES	LONDRINA	A	TRIFÁSICA	-	92	14.371,13	472,84	172.587,23	RS 102.990,11	RS 8.582,51	472,84
AV. CERRO AZUL	MARINGÁ	B	TRIFÁSICA	100	-	9.380,80	308,41	112.569,60	RS 72.655,80	RS 6.054,65	305,12
AV. PRES. KENNEDY	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	49	9.195,27	302,60	110.448,36	RS 65.656,39	RS 5.471,37	302,60
AV. RIO DE JANEIRO	LONDRINA	A	TRIFÁSICA	-	50	9.746,53	320,68	117.048,01	RS 67.356,28	RS 5.613,02	320,68
AV. TIRADENTES	LONDRINA	A	TRIFÁSICA	-	70	16.614,20	546,74	199.560,58	RS 115.048,33	RS 9.587,36	546,74
AVENIDA BRASIL-PR	MARINGÁ	A	TRIFÁSICA	-	75	13.268,27	436,58	159.352,67	RS 94.016,75	RS 7.834,73	436,58
AVENIDA MANDACARU	MARINGÁ	A	TRIFÁSICA	-	65	15.556,00	511,84	186.820,66	RS 105.111,46	RS 8.759,29	511,84
AVENIDA MARINGÁ	LONDRINA	A	TRIFÁSICA	-	80	10.753,20	353,82	129.143,96	RS 79.701,81	RS 6.641,82	353,82
BACACHERI	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	10.760,00	353,75	129.120,00	RS 83.337,92	RS 6.944,83	350,47
BAIRRO ALTO	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	7.206,93	236,94	86.483,20	RS 55.818,85	RS 4.651,57	233,65

AGÊNCIA	CIDADE	ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO	TIPO DE ENTRADA DE SERVIÇO	ENERGIA (kWh) REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO	DEMANDA CONTRATADA (kVA) - Abril/2016	MÉDIA DE CONSUMO MENSAL (kWh)	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh)	CONSUMO ANUAL (kWh)	CUSTO ANUAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	CUSTO MENSAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh), DESCONTADO O CONSUMO REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE (ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO "B")
BAIRRO SÃO PEDRO	SÃO JOSÉ DOS PINHAIS	B	TRIFÁSICA	100	-	4.896,07	160,97	58.752,80	RS 37.920,82	RS 3.160,07	157,68
BAIRRO UBERABA	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.351,40	208,81	76.216,80	RS 49.192,61	RS 4.099,38	205,53
BALSA NOVA	BALSA NOVA	B	TRIFÁSICA	100	-	3.303,20	108,60	39.638,40	RS 25.583,81	RS 2.131,98	105,31
BANDEIRANTES	BANDEIRANTES	A	TRIFÁSICA	-	50	8.721,20	286,91	104.722,67	RS 60.276,34	RS 5.023,03	286,91
BANDEIRANTES-PAB	BANDEIRANTES-PAB	B	BIFÁSICA	50	-	1.801,07	59,21	21.612,80	RS 13.949,55	RS 1.162,46	57,57
BARBOSA FERRAZ	BARBOSA FERRAZ	B	TRIFÁSICA	100	-	5.618,13	184,71	67.417,60	RS 43.513,34	RS 3.626,11	181,42
BATEL	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	11.184,00	367,69	134.208,00	RS 86.621,87	RS 7.218,49	364,41
BELA VISTA PARAISO	BELA VISTA PARAISO	A	TRIFÁSICA	-	35	6.669,40	219,46	80.102,84	RS 46.986,21	RS 3.915,52	219,46
BITURUNA	BITURUNA	A	TRIFÁSICA	-	55	6.575,33	216,33	78.961,06	RS 49.278,26	RS 4.106,52	216,33
BOA ESPERANÇA	BOA ESPERANÇA	B	TRIFÁSICA	100	-	3.833,33	126,03	46.000,00	RS 29.689,78	RS 2.474,15	122,74
BOCAIÚVA DO SUL	BOCAIÚVA DO SUL	B	TRIFÁSICA	100	-	2.821,40	92,76	33.856,80	RS 21.852,19	RS 1.821,02	89,47
BOQUEIRAO-PR	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	55	10.549,53	347,11	126.696,66	RS 73.524,51	RS 6.127,04	347,11
BORRAZÓPOLIS	BORRAZÓPOLIS	B	TRIFÁSICA	100	-	5.536,07	182,01	66.432,80	RS 42.877,72	RS 3.573,14	178,72
CAFELÂNDIA	CAFELÂNDIA	B	TRIFÁSICA	100	-	8.809,00	289,61	105.708,00	RS 68.227,11	RS 5.685,59	286,32
CAJURU	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	5.372,13	176,62	64.465,60	RS 41.608,03	RS 3.467,34	173,33
CALCADAO	LONDRINA	A	TRIFÁSICA	-	360	73.323,73	2.412,74	880.651,36	RS 511.458,81	RS 42.621,57	2.412,74
CAMBARA	CAMBARÁ	A	TRIFÁSICA	-	52	9.333,33	307,11	112.096,02	RS 66.169,48	RS 5.514,12	307,11
CAMBE	CAMBÉ	A	TRIFÁSICA	-	55	10.185,40	335,12	122.319,96	RS 71.051,05	RS 5.920,92	335,12
CAMPINA DA LAGOA	CAMPINA DA LAGOA	B	TRIFÁSICA	100	-	4.518,67	148,56	54.224,00	RS 34.997,80	RS 2.916,48	145,27
CAMPINA GRANDE DO SUL	CAMPINA GRANDE DO SUL	B	TRIFÁSICA	100	-	3.507,53	115,32	42.090,40	RS 27.166,41	RS 2.263,87	112,03
CAMPO MAGRO	CAMPO MAGRO	B	TRIFÁSICA	100	-	4.203,00	138,18	50.436,00	RS 32.552,91	RS 2.712,74	134,89
CAMPO MOURAO	CAMPO MOURÃO	A	TRIFÁSICA	-	160	32.170,40	1.058,55	386.369,04	RS 223.769,63	RS 18.647,47	1.058,55
CAMPO MOURÃO	CAMPO MOURÃO	B	TRIFÁSICA	100	-	320,33	10,53	3.844,00	RS 2.481,03	RS 206,75	7,24
CANCAO	MARINGÁ	A	TRIFÁSICA	-	57	10.210,73	335,97	122.630,09	RS 72.091,38	RS 6.007,62	335,97
CÂNDIDO DE ABREU	CÂNDIDO DE ABREU	B	TRIFÁSICA	100	-	4.259,20	140,03	51.110,40	RS 32.988,19	RS 2.749,02	136,74
CANDÓI	CANDÓI	B	TRIFÁSICA	100	-	5.026,07	165,24	60.312,80	RS 38.927,69	RS 3.243,97	161,95
CANDÓI - PAB	CANDÓI	B	TRIFÁSICA	100	-	720,40	23,68	8.644,80	RS 5.579,61	RS 464,97	20,40
CANTAGALO	CANTAGALO	B	TRIFÁSICA	100	-	3.876,92	127,46	46.523,00	RS 30.027,34	RS 2.502,28	124,17
CAPANEMA-PR	CAPANEMA	A	TRIFÁSICA	-	48	7.808,60	256,89	93.766,37	RS 54.770,08	RS 4.564,17	256,89
CAPITÃO LEÔNIDAS MARQUES	CAPITÃO LEÔNIDAS MARQUES	B	TRIFÁSICA	100	-	3.735,40	122,81	44.824,80	RS 28.931,27	RS 2.410,94	119,52
CARAMBÉ	CARAMBÉ	B	TRIFÁSICA	100	-	8.144,00	267,75	97.728,00	RS 63.076,58	RS 5.256,38	264,46
CARLÓPOLIS	CARLÓPOLIS	B	TRIFÁSICA	100	-	2.827,33	92,95	33.928,00	RS 21.898,15	RS 1.824,85	89,67
CARLOS GOMES	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	7.628,20	250,79	91.538,40	RS 59.081,63	RS 4.923,47	247,50
CASCAVEL	CASCAVEL	A	TRIFÁSICA	-	250	42.912,13	1.411,66	515.256,76	RS 295.250,93	RS 24.604,24	1.411,66
CASTRO	CASTRO	B	TRIFÁSICA	100	-	7.679,07	252,46	92.148,80	RS 59.475,60	RS 4.956,30	249,17
CATANDUVAS	CATANDUVAS	B	TRIFÁSICA	100	-	5.420,00	178,19	65.040,00	RS 41.978,77	RS 3.498,23	174,90
CATEDRAL	MARINGÁ	B	TRIFÁSICA	100	-	8.810,80	289,67	105.729,60	RS 68.241,06	RS 5.686,75	286,38
CEASA	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	7.915,33	260,23	94.984,00	RS 61.305,52	RS 5.108,79	256,94
CENOP OPER CURITIBA	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	410	73.218,87	2.408,91	879.251,84	RS 508.607,58	RS 42.383,97	2.408,91
CENTENÁRIO DO SUL	CENTENÁRIO DO SUL	B	TRIFÁSICA	100	-	5.480,00	180,16	65.760,00	RS 42.443,48	RS 3.536,96	176,88
CENTRAL ATEND. SIP	SÃO JOSÉ DOS PINHAIS	A	TRIFÁSICA	-	520	131.705,40	4.335,87	1.582.593,38	RS 958.120,58	RS 79.843,38	4.335,87
CENTRAL ATEND. SIP	SÃO JOSÉ DOS PINHAIS	A	TRIFÁSICA	-	100	28.200,67	928,17	338.781,61	RS 195.955,85	RS 16.329,65	928,17

AGÊNCIA	CIDADE	ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO	TIPO DE ENTRADA DE SERVIÇO	ENERGIA (kWh) REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO	DEMANDA CONTRATADA (kVA) - Abril/2016	MÉDIA DE CONSUMO MENSAL (kWh)	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh)	CONSUMO ANUAL (kWh)	CUSTO ANUAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	CUSTO MENSAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh), DESCONTADO O CONSUMO REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE (ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO "B")
CENTRO CÍVICO	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	4.581,33	150,62	54.976,00	R\$ 35.483,16	R\$ 2.956,93	147,33
CERRO AZUL	CERRO AZUL	B	TRIFÁSICA	100	-	1.994,67	65,58	23.936,00	R\$ 15.449,01	R\$ 1.287,42	62,29
CÉU AZUL	CÉU AZUL	B	TRIFÁSICA	100	-	5.813,33	191,12	69.760,00	R\$ 45.025,20	R\$ 3.752,10	187,84
CHAMPAGNAT	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.200,00	203,84	74.400,00	R\$ 48.019,99	R\$ 4.001,67	200,55
CHOPINZINHO	CHOPINZINHO	B	TRIFÁSICA	100	-	5.110,67	168,02	61.328,00	R\$ 39.582,93	R\$ 3.298,58	164,73
CIANORTE	CIANORTE	A	TRIFÁSICA	-	120	20.173,20	663,68	242.242,99	R\$ 140.838,18	R\$ 11.736,52	663,68
CIDADE GAÚCHA	CIDADE GAÚCHA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.816,67	224,11	81.800,00	R\$ 52.796,17	R\$ 4.399,68	220,82
CIDADE VERDE-PR	MARINGÁ	A	TRIFÁSICA	-	180	13.670,73	449,92	164.222,59	R\$ 119.889,88	R\$ 9.990,82	449,92
CLEVLÂNDIA	CLEVLÂNDIA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.394,87	210,24	76.738,40	R\$ 49.529,27	R\$ 4.127,44	206,95
COLOMBO	COLOMBO	B	TRIFÁSICA	100	-	3.708,00	121,91	44.496,00	R\$ 28.719,05	R\$ 2.393,25	118,62
COLORADO	COLORADO	A	TRIFÁSICA	-	66	11.709,20	385,21	140.600,57	R\$ 80.581,64	R\$ 6.715,14	385,21
COMENDADOR ARAÚJO	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	7.512,00	246,97	90.144,00	R\$ 58.181,64	R\$ 4.848,47	243,68
CONSELHEIRO LAURINDO	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	70	12.133,40	399,27	145.731,83	R\$ 87.014,64	R\$ 7.251,22	399,27
CONTENDA	CONTENDA	B	TRIFÁSICA	100	-	4.320,20	142,03	51.842,40	R\$ 33.460,64	R\$ 2.788,39	138,75
CORBÉLIA	CORBÉLIA	A	TRIFÁSICA	-	80	9.774,33	321,57	117.371,48	R\$ 72.457,35	R\$ 6.038,11	321,57
CORBÉLIA	CORBÉLIA	B	TRIFÁSICA	100	-	1.048,67	34,48	12.584,00	R\$ 8.122,09	R\$ 676,84	31,19
CORNÉLIO PROCÓPIO	CORNÉLIO PROCÓPIO	A	TRIFÁSICA	-	135	23.372,80	768,86	280.632,69	R\$ 159.702,49	R\$ 13.308,54	768,86
CORPORATE	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	2.139,07	70,33	25.668,80	R\$ 16.567,41	R\$ 1.380,62	67,04
CRUZ MACHADO	CRUZ MACHADO	B	BIFÁSICA	50	-	3.761,40	123,66	45.136,80	R\$ 29.132,64	R\$ 2.427,72	122,02
CRUZEIRO DO OESTE	CRUZEIRO DO OESTE	A	TRIFÁSICA	-	40	7.695,60	253,21	92.420,01	R\$ 53.458,97	R\$ 4.454,91	253,21
CURIÚVA	CURIÚVA	B	TRIFÁSICA	100	-	1.214,20	39,92	14.570,40	R\$ 9.404,17	R\$ 783,68	38,63
DOIS VIZINHOS	DOIS VIZINHOS	A	TRIFÁSICA	-	72	13.063,27	429,76	156.861,27	R\$ 89.708,89	R\$ 7.475,74	429,76
DOUTOR MURICY	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	95	14.100,33	463,92	169.331,82	R\$ 101.687,55	R\$ 8.473,96	463,92
EMPRESARIAL CAMPOS GERAIS	PONTA GROSSA	B	TRIFÁSICA	100	-	3.648,00	119,93	43.776,00	R\$ 28.254,34	R\$ 2.354,53	116,65
EMPRESARIAL CURITIBA NORTE	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	3.430,53	112,78	41.166,40	R\$ 26.570,03	R\$ 2.214,17	109,50
EMPRESARIAL NORTE	LONDRINA	B	TRIFÁSICA	100	-	1.676,93	55,13	20.123,20	R\$ 12.988,12	R\$ 1.082,34	51,84
EMPRESARIAL NORTE	LONDRINA	B	TRIFÁSICA	100	-	558,80	18,37	6.705,60	R\$ 4.328,00	R\$ 360,67	15,08
EMPRESARIAL NORTE	LONDRINA	B	TRIFÁSICA	100	-	2.015,20	66,25	24.182,40	R\$ 15.608,05	R\$ 1.300,67	62,97
EMPRESARIAL NORTE	LONDRINA	B	TRIFÁSICA	100	-	983,33	32,33	11.800,00	R\$ 7.616,07	R\$ 634,67	29,04
EMPRESARIAL OESTE	CASCAVEL	B	TRIFÁSICA	100	-	6.879,00	226,16	82.548,00	R\$ 53.278,96	R\$ 4.439,91	222,87
ENGENHEIRO BELTRÃO	ENGENHEIRO BELTRÃO	B	TRIFÁSICA	100	-	5.564,00	182,93	66.768,00	R\$ 43.094,07	R\$ 3.591,17	179,64
ENTRE RIOS	ENTRE RIOS (GUARAPUAVA)	B	TRIFÁSICA	100	-	5.981,13	196,64	71.773,60	R\$ 46.324,83	R\$ 3.860,40	193,35
ENTRE RIOS DO OESTE	ENTRE RIOS DO OESTE	B	TRIFÁSICA	100	-	3.526,27	115,93	42.315,20	R\$ 27.311,50	R\$ 2.275,96	112,64
ESTILO CASCAVEL	CASCAVEL	A	TRIFÁSICA	-	86	8.142,60	267,82	97.754,53	R\$ 62.169,14	R\$ 5.180,76	267,82
ESTILO CHAMPAGNAT	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	80	10.877,47	358,02	130.678,13	R\$ 83.998,99	R\$ 6.999,92	358,02
ESTILO CURITIBA	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	90	14.215,93	467,77	170.736,83	R\$ 102.827,21	R\$ 8.568,93	467,77
ESTILO LONDRINA	LONDRINA	A	TRIFÁSICA	-	65	7.668,07	252,22	92.058,92	R\$ 55.555,63	R\$ 4.629,64	252,22
ESTILO MADRE LEÔNIA	LONDRINA	B	TRIFÁSICA	100	-	8.281,27	272,26	99.375,20	R\$ 64.139,74	R\$ 5.344,98	268,97
ESTILO MARINGÁ	MARINGÁ	A	TRIFÁSICA	-	45	7.100,67	233,57	85.252,11	R\$ 48.931,98	R\$ 4.077,67	233,57
ESTILO PONTA GROSSA	PONTA GROSSA	B	TRIFÁSICA	100	-	5.681,73	186,80	68.180,80	R\$ 44.005,93	R\$ 3.667,16	183,51
FAXINAL	FAXINAL	A	TRIFÁSICA	-	80	13.757,13	452,84	165.286,88	R\$ 103.289,89	R\$ 8.605,82	452,84
FAZENDA RIO GRANDE	FAZENDA RIO GRANDE	A	TRIFÁSICA	-	55	6.637,80	218,42	79.723,42	R\$ 50.685,90	R\$ 4.223,83	218,42

AGÊNCIA	CIDADE	ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO	TIPO DE ENTRADA DE SERVIÇO	ENERGIA (kWh) REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO	DEMANDA CONTRATADA (kVA) - Abril/2016	MÉDIA DE CONSUMO MENSAL (kWh)	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh)	CONSUMO ANUAL (kWh)	CUSTO ANUAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	CUSTO MENSAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh), DESCONTADO O CONSUMO REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE (ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO "B")
FERNANDES PINHEIRO	FERNANDES PINHEIRO	B	BIFÁSICA	50	-	917,47	30,16	11.009,60	R\$ 7.105,93	R\$ 592,16	28,52
FLORESTÓPOLIS	FLORESTÓPOLIS	B	TRIFÁSICA	100	-	3.383,47	111,24	40.601,60	R\$ 26.205,49	R\$ 2.183,79	107,95
FORMOSA DO OESTE	FORMOSA DO OESTE	B	TRIFÁSICA	100	-	3.696,53	121,53	44.358,40	R\$ 28.630,24	R\$ 2.385,85	118,24
FOZ DO IGUAÇU	FOZ DO IGUAÇU	A	TRIFÁSICA	-	165	36.233,80	1.192,34	435.203,10	R\$ 251.832,71	R\$ 20.986,06	1.192,34
FRANCISCO BELTRÃO	FRANCISCO BELTRÃO	A	TRIFÁSICA	-	85	14.955,07	492,11	179.621,21	R\$ 106.908,89	R\$ 8.909,07	492,11
FRANCISCO BELTRÃO	FRANCISCO BELTRÃO	B	TRIFÁSICA	100	-	2.604,80	85,64	31.257,60	R\$ 20.174,59	R\$ 1.681,22	82,35
GEOR	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	240	21.959,53	722,69	263.780,10	R\$ 181.900,55	R\$ 15.158,38	722,69
GEOR AJUIZADOS III	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	2.018,40	66,36	24.220,80	R\$ 15.632,83	R\$ 1.302,74	63,07
GENERAL CARNEIRO	GENERAL CARNEIRO	B	TRIFÁSICA	100	-	3.533,80	116,18	42.405,60	R\$ 27.369,85	R\$ 2.280,82	112,89
GENOP CURITIBA	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.398,13	210,35	76.777,60	R\$ 49.554,57	R\$ 4.129,55	207,06
GENOP CURITIBA	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	100,00	3,29	1.200,00	R\$ 774,52	R\$ 64,54	0,00
GENOP CURITIBA	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	610	97.390,00	3.205,63	1.170.056,70	R\$ 735.440,57	R\$ 61.286,71	3.205,63
GOIOERÉ	GOIOERÉ	A	TRIFÁSICA	-	70	13.822,20	454,70	165.964,01	R\$ 92.836,68	R\$ 7.736,39	454,70
GRANDES RIOS	GRANDES RIOS	B	TRIFÁSICA	100	-	4.101,73	134,85	49.220,80	R\$ 31.768,58	R\$ 2.647,38	131,56
GUAIARA	GUAIARA	A	TRIFÁSICA	-	48	9.177,53	301,95	110.210,76	R\$ 63.259,72	R\$ 5.271,64	301,95
GUARANIACU	GUARANIACU	B	TRIFÁSICA	100	-	5.402,67	177,62	64.832,00	R\$ 41.844,52	R\$ 3.487,04	174,33
GUARAPUAVA	GUARAPUAVA	B	BIFÁSICA	50	-	678,27	22,30	8.139,20	R\$ 5.253,28	R\$ 437,77	20,66
GUARATUBA	GUARATUBA	B	TRIFÁSICA	100	-	11.917,33	391,80	143.008,00	R\$ 92.301,65	R\$ 7.691,80	388,52
GUARATUBA	GUARATUBA	B	BIFÁSICA	50	-	509,73	16,76	6.116,80	R\$ 3.947,97	R\$ 329,00	15,11
HAUER	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	76	11.186,13	368,01	134.322,76	R\$ 79.751,30	R\$ 6.645,94	368,01
HIGIENÓPOLIS	LONDRINA	B	TRIFÁSICA	100	-	10.328,07	339,55	123.936,80	R\$ 79.992,53	R\$ 6.666,04	339,55
HUGO LANGE	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	100	11.219,47	369,23	134.768,21	R\$ 88.449,69	R\$ 7.370,81	369,23
IBAÍTI	IBAÍTI	A	TRIFÁSICA	-	84	12.533,27	412,34	150.504,01	R\$ 89.550,81	R\$ 7.462,57	412,34
IBIPORÁ	IBIPORÁ	B	TRIFÁSICA	100	-	8.885,33	292,12	106.624,00	R\$ 68.818,33	R\$ 5.734,86	288,83
ICARAÍMA	ICARAÍMA	B	TRIFÁSICA	100	-	4.461,47	146,68	53.537,60	R\$ 34.554,77	R\$ 2.879,56	143,39
IGUARAÇU	IGUARAÇU	B	TRIFÁSICA	100	-	2.761,40	90,79	33.136,80	R\$ 21.387,48	R\$ 1.782,29	87,50
IMBAÚ	IMBAÚ	B	BIFÁSICA	50	-	977,53	32,14	11.730,40	R\$ 7.571,15	R\$ 630,93	30,49
IMBITUVA	IMBITUVA	B	TRIFÁSICA	100	-	3.639,33	119,65	43.672,00	R\$ 28.187,22	R\$ 2.348,93	116,36
INÁCIO MARTINS	INÁCIO MARTINS	B	TRIFÁSICA	100	-	2.815,87	92,58	33.790,40	R\$ 21.809,34	R\$ 1.817,44	89,29
INDUSTRIAL	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.864,00	225,67	82.368,00	R\$ 53.162,78	R\$ 4.430,23	222,38
IPIRANGA	IPIRANGA	B	TRIFÁSICA	100	-	5.087,07	167,25	61.044,80	R\$ 39.400,15	R\$ 3.283,35	163,96
IPORÁ	IPORÁ	A	TRIFÁSICA	-	30	7.024,20	231,15	84.370,96	R\$ 48.732,00	R\$ 4.061,00	231,15
IRATI	IRATI	A	TRIFÁSICA	-	60	12.145,73	399,66	145.876,06	R\$ 84.815,88	R\$ 7.067,99	399,66
IRETAMA	IRETAMA	B	TRIFÁSICA	100	-	3.245,40	106,70	38.944,80	R\$ 25.136,14	R\$ 2.094,68	103,41
ITAIPULÂNDIA	ITAIPULÂNDIA	B	TRIFÁSICA	100	-	4.765,00	156,66	57.180,00	R\$ 36.905,69	R\$ 3.075,47	153,37
ITAMBÉ	ITAMBÉ	B	TRIFÁSICA	100	-	4.497,13	147,85	53.965,60	R\$ 34.831,02	R\$ 2.902,58	144,56
ITAPEJARA D'OESTE	ITAPEJARA D'OESTE	B	TRIFÁSICA	100	-	5.065,93	166,55	60.791,20	R\$ 39.236,46	R\$ 3.269,71	163,26
IVAI	IVAI	B	TRIFÁSICA	100	-	3.056,87	100,50	36.682,40	R\$ 23.675,92	R\$ 1.972,99	97,21
IVAIPORÁ	IVAIPORÁ	B	TRIFÁSICA	100	-	7.536,00	247,76	90.432,00	R\$ 58.367,53	R\$ 4.863,96	244,47
JAGUAPITÁ	JAGUAPITÁ	B	TRIFÁSICA	100	-	6.912,33	227,25	82.948,00	R\$ 53.537,13	R\$ 4.461,43	223,97
JAGUARIAÍVA	JAGUARIAÍVA	B	TRIFÁSICA	100	-	4.615,40	151,74	55.384,80	R\$ 35.747,01	R\$ 2.978,92	148,45
JANDIA DO SUL	JANDIA DO SUL	A	TRIFÁSICA	-	37	6.905,67	227,23	82.937,31	R\$ 48.524,49	R\$ 4.043,71	227,23

AGÊNCIA	CIDADE	ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO	TIPO DE ENTRADA DE SERVIÇO	ENERGIA (kWh) REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO	DEMANDA CONTRATADA (kVA) - Abril/2016	MÉDIA DE CONSUMO MENSAL (kWh)	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh)	CONSUMO ANUAL (kWh)	CUSTO ANUAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	CUSTO MENSAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh), DESCONTADO O CONSUMO REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE (ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO "B")
JANDAIA DO SUL	JANDAIA DO SUL	B	TRIFÁSICA	100	-	2.105,33	69,22	25.264,00	RS 16.306,14	RS 1.358,85	65,93
JANIÓPOLIS	JANIÓPOLIS	B	TRIFÁSICA	100	-	5.336,00	175,43	64.032,00	RS 41.328,17	RS 3.444,01	172,14
JAPURÁ	JAPURÁ	B	TRIFÁSICA	100	-	5.343,73	175,68	64.124,80	RS 41.388,07	RS 3.449,01	172,40
JARDIM ALEGRE	JARDIM ALEGRE	B	TRIFÁSICA	100	-	5.196,00	170,83	62.352,00	RS 40.243,85	RS 3.353,65	167,54
JARDIM SABARA	PONTA GROSSA	A	TRIFÁSICA	-	45	6.968,93	229,28	83.688,17	RS 49.691,04	RS 4.140,92	229,28
JATAIZINHO	JATAIZINHO	B	TRIFÁSICA	100	-	4.956,00	162,94	59.472,00	RS 38.385,01	RS 3.198,75	159,65
JESUÍTAS	JESUÍTAS	B	TRIFÁSICA	100	-	3.272,20	107,58	39.266,40	RS 25.343,71	RS 2.111,98	104,29
JOAQUIM TÁVORA	JOAQUIM TÁVORA	B	TRIFÁSICA	100	-	4.022,67	132,25	48.272,00	RS 31.156,20	RS 2.596,35	128,96
JOAQUIM TÁVORA - PAB	JOAQUIM TÁVORA - PAB	B	BIFÁSICA	50	-	1.477,80	48,59	17.733,60	RS 11.445,80	RS 953,82	46,94
JURANDA	JURANDA	B	TRIFÁSICA	100	-	5.272,60	173,35	63.271,20	RS 40.837,13	RS 3.403,09	170,06
JUVEVÉ	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	7.745,67	254,65	92.948,00	RS 59.991,43	RS 4.999,29	251,36
LAPA	LAPA	B	TRIFÁSICA	100	-	5.360,00	176,22	64.320,00	RS 41.514,06	RS 3.459,50	172,93
LARANJAL	LARANJAL	B	TRIFÁSICA	100	-	1.064,67	35,00	12.776,00	RS 8.246,01	RS 687,17	31,72
LARANJEIRAS DO SUL	LARANJEIRAS DO SUL	A	TRIFÁSICA	-	90	11.687,67	384,44	140.321,23	RS 83.345,70	RS 6.945,48	384,44
LOANDA	LOANDA	A	TRIFÁSICA	-	55	7.285,07	239,67	87.480,56	RS 53.150,88	RS 4.429,24	239,67
LOBATO	LOBATO	B	TRIFÁSICA	100	-	3.574,13	117,51	42.889,60	RS 27.682,23	RS 2.306,85	114,22
LUPIONÓPOLIS	LUPIONÓPOLIS	B	TRIFÁSICA	100	-	7.923,60	260,50	95.083,20	RS 61.369,55	RS 5.114,13	257,21
MAL CÂNDIDO RONDON	MARECHAL CÂNDIDO RONDON	A	TRIFÁSICA	-	77	15.540,13	511,11	186.556,03	RS 101.038,80	RS 8.419,90	511,11
MALLET	MALLET	B	TRIFÁSICA	100	-	4.097,60	134,72	49.171,20	RS 31.736,57	RS 2.644,71	131,43
MALLET	MALLET	B	BIFÁSICA	50	-	1.233,00	40,54	14.796,00	RS 9.549,78	RS 795,82	38,89
MAMBORÉ	MAMBORÉ	B	TRIFÁSICA	100	-	5.141,33	169,03	61.696,00	RS 39.820,45	RS 3.318,37	165,74
MANDAGUAÇU	MANDAGUAÇU	B	TRIFÁSICA	100	-	7.412,00	243,68	88.944,00	RS 57.407,13	RS 4.783,93	240,39
MANDAGUARI	MANDAGUARI	A	TRIFÁSICA	-	65	10.995,87	361,79	132.054,41	RS 77.905,20	RS 6.492,10	361,79
MANDIRITUBA	MANDIRITUBA	A	TRIFÁSICA	-	47	5.971,60	196,44	71.700,37	RS 43.274,40	RS 3.606,20	196,44
MANGUEIRINHA	MANGUEIRINHA	A	TRIFÁSICA	-	40	7.864,27	258,78	94.456,14	RS 55.357,76	RS 4.613,15	258,78
MANOEL RIBAS	MANOEL RIBAS	B	TRIFÁSICA	100	-	5.212,20	171,36	62.546,40	RS 40.369,32	RS 3.364,11	168,07
MARECHAL CÂNDIDO RONDON	MARECHAL CÂNDIDO RONDON	B	BIFÁSICA	50	-	1.110,00	36,49	13.320,00	RS 8.597,13	RS 716,43	34,85
MARECHAL DEODORO	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	10.204,00	335,47	122.448,00	RS 79.031,61	RS 6.585,97	332,19
MARIALVA	MARIALVA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.600,00	216,99	79.200,00	RS 51.118,06	RS 4.259,84	213,70
MARILÂNDIA DO SUL	MARILÂNDIA DO SUL	B	TRIFÁSICA	100	-	6.332,00	208,18	75.984,00	RS 49.042,35	RS 4.086,86	204,89
MARILUZ	MARILUZ	B	TRIFÁSICA	100	-	4.096,20	134,67	49.154,40	RS 31.725,72	RS 2.643,81	131,38
MARINGÁ	MARINGÁ	A	TRIFÁSICA	-	382	61.770,53	2.032,32	741.798,49	RS 438.169,76	RS 36.514,15	2.032,32
MARINGÁ	MARINGÁ	B	TRIFÁSICA	100	-	639,20	21,01	7.670,40	RS 4.950,71	RS 412,56	17,73
MARINGÁ VELHO	MARINGÁ	A	TRIFÁSICA	-	80	22.612,67	744,25	271.651,67	RS 157.098,48	RS 13.091,54	744,25
MARIÓPOLIS	MARIÓPOLIS	B	TRIFÁSICA	100	-	1.527,67	50,22	18.332,00	RS 11.832,02	RS 986,00	48,94
MARIPÁ	MARIPÁ	B	TRIFÁSICA	100	-	3.428,40	112,71	41.140,80	RS 26.553,51	RS 2.212,79	109,43
MARMELEIRO	MARMELEIRO	B	TRIFÁSICA	100	-	4.507,00	148,18	54.084,00	RS 34.907,44	RS 2.908,95	144,89
MARMELEIRO	MARMELEIRO	B	BIFÁSICA	50	-	1.287,00	42,31	15.444,00	RS 9.968,02	RS 830,67	40,67
MATELÂNDIA	MATELÂNDIA	B	TRIFÁSICA	100	-	7.133,33	234,52	85.600,00	RS 55.248,81	RS 4.604,07	231,23
MATINHOS	MATINHOS	B	TRIFÁSICA	100	-	7.857,27	258,32	94.287,20	RS 60.855,79	RS 5.071,32	255,03
MEDIANEIRA	MEDIANEIRA	A	TRIFÁSICA	-	90	14.597,60	480,19	175.269,41	RS 100.748,32	RS 8.395,69	480,19
MERCEDES	MERCEDES	B	TRIFÁSICA	100	-	3.737,00	122,86	44.844,00	RS 28.943,66	RS 2.411,97	119,57

AGÊNCIA	CIDADE	ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO	TIPO DE ENTRADA DE SERVIÇO	ENERGIA (kWh) REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO	DEMANDA CONTRATADA (kVA) - Abril/2016	MÉDIA DE CONSUMO MENSAL (kWh)	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh)	CONSUMO ANUAL (kWh)	CUSTO ANUAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	CUSTO MENSAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh), DESCONTADO O CONSUMO REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE (ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO "B")
MERCÊS	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	5.874,80	193,14	70.497,60	R\$ 45.501,27	R\$ 3.791,77	189,86
MIGRANTE	CASCADEL	A	TRIFÁSICA	-	100	17.052,47	561,35	204.892,61	R\$ 129.320,38	R\$ 10.776,70	561,35
MISSAL	MISSAL	B	TRIFÁSICA	100	-	4.137,53	136,03	49.650,40	R\$ 32.045,86	R\$ 2.670,49	132,74
MOREIRA SALES	MOREIRA SALES	B	TRIFÁSICA	100	-	7.035,20	231,29	84.422,40	R\$ 54.488,75	R\$ 4.540,73	228,01
MORRETES	MORRETES	B	TRIFÁSICA	100	-	5.110,33	168,01	61.324,00	R\$ 39.580,35	R\$ 3.298,36	164,72
NOVA AURORA	NOVA AURORA	B	TRIFÁSICA	100	-	3.077,33	101,17	36.928,00	R\$ 23.834,44	R\$ 1.986,20	97,88
NOVA CANTU	NOVA CANTU	B	TRIFÁSICA	100	-	4.952,00	162,81	59.424,00	R\$ 38.354,03	R\$ 3.196,17	159,52
NOVA ESPERANCA	NOVA ESPERANCA	A	TRIFÁSICA	-	52	11.985,47	394,36	143.941,27	R\$ 81.454,24	R\$ 6.787,85	394,36
NOVA ESPERANCA - PAB	NOVA ESPERANCA	B	BIFÁSICA	50	-	745,47	24,51	8.945,60	R\$ 5.773,76	R\$ 481,15	22,86
NOVA ESPERANCA - PAB	NOVA ESPERANCA	B	BIFÁSICA	50	-	1.258,00	41,36	15.096,00	R\$ 9.743,41	R\$ 811,95	39,72
NOVA LARANJEIRAS	NOVA LARANJEIRAS	B	TRIFÁSICA	100	-	4.883,33	160,55	58.600,00	R\$ 37.822,20	R\$ 3.151,85	157,26
NOVA LONDRINA	NOVA LONDRINA	A	TRIFÁSICA	-	56	10.008,47	329,27	120.182,82	R\$ 69.150,62	R\$ 5.762,55	329,27
NOVA LONDRINA	NOVA LONDRINA	B	BIFÁSICA	50	-	868,73	28,56	10.424,80	R\$ 6.728,48	R\$ 560,71	28,92
NOVA PRATA DO IGUAÇU	NOVA PRATA DO IGUAÇU	B	TRIFÁSICA	100	-	3.844,00	126,38	46.128,00	R\$ 29.772,40	R\$ 2.481,03	123,09
NOVA RUSSIA	PONTA GROSSA	A	TRIFÁSICA	-	61	9.954,20	327,52	119.545,66	R\$ 71.037,17	R\$ 5.919,76	327,52
NOVA SANTA ROSA	NOVA SANTA ROSA	B	TRIFÁSICA	100	-	3.594,33	118,17	43.132,00	R\$ 27.838,69	R\$ 2.319,89	114,88
NOVO MUNDO	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	64	9.574,40	314,96	114.960,57	R\$ 67.329,40	R\$ 5.610,78	314,96
ORTIGUEIRA	ORTIGUEIRA	B	TRIFÁSICA	100	-	3.603,60	118,47	43.243,20	R\$ 27.910,46	R\$ 2.325,87	115,19
PAICANDU	PAICANDU	A	TRIFÁSICA	-	45	8.545,73	281,15	102.618,04	R\$ 58.488,81	R\$ 4.874,07	281,15
PALMAS	PALMAS	A	TRIFÁSICA	-	65	10.172,60	334,66	122.152,17	R\$ 71.717,63	R\$ 5.976,47	334,66
PALMEIRA	PALMEIRA	A	TRIFÁSICA	-	52	7.914,13	260,36	95.032,19	R\$ 56.038,70	R\$ 4.669,89	260,36
PALMITAL	PALMITAL	B	TRIFÁSICA	100	-	5.439,33	178,83	65.272,00	R\$ 42.128,51	R\$ 3.510,71	175,54
PALOTINA	PALOTINA	A	TRIFÁSICA	-	68	15.037,53	494,78	180.594,94	R\$ 102.682,49	R\$ 8.556,87	494,78
PARAÍSO DO NORTE	PARAÍSO DO NORTE	B	TRIFÁSICA	100	-	6.476,47	212,92	77.717,60	R\$ 50.161,27	R\$ 4.180,11	209,64
PARANACITY	PARANACITY	A	TRIFÁSICA	-	50	12.255,13	403,27	147.195,23	R\$ 83.980,02	R\$ 6.998,33	403,27
PARANACITY	PARANACITY	B	TRIFÁSICA	100	-	1.111,93	36,56	13.343,20	R\$ 8.612,10	R\$ 717,68	33,27
PARANAGUA	PARANAGUÁ	A	TRIFÁSICA	-	138	22.819,93	750,71	274.008,99	R\$ 158.358,07	R\$ 13.196,51	750,71
PARANAVAI	PARANAVÁ	A	TRIFÁSICA	-	130	27.733,60	912,47	333.051,58	R\$ 188.716,75	R\$ 15.726,40	912,47
PARANAVAI	PARANAVÁ	B	BIFÁSICA	50	-	755,07	24,82	9.060,80	R\$ 5.848,11	R\$ 487,34	23,18
PARQUE DA FONTE	SÃO JOSÉ DOS PINHAIS	A	TRIFÁSICA	-	50	8.842,20	290,93	106.190,29	R\$ 62.227,54	R\$ 5.185,63	290,93
PARQUE ECOLOGICO	TOLEDO	A	TRIFÁSICA	-	62	12.038,00	396,08	144.570,12	R\$ 83.532,77	R\$ 6.961,06	396,08
PARQUE SAO PAULO	CASCADEL	A	TRIFÁSICA	-	57	9.429,40	310,26	113.244,01	R\$ 67.223,10	R\$ 5.601,92	310,26
PATO BRANCO	PATO BRANCO	A	TRIFÁSICA	-	99	20.722,60	681,87	248.881,12	R\$ 143.443,09	R\$ 11.953,59	681,87
PATO BRANCO	PATO BRANCO	B	TRIFÁSICA	100	-	1.885,33	61,98	22.624,00	R\$ 14.602,21	R\$ 1.216,85	58,70
PEABIRU	PEABIRU	B	TRIFÁSICA	100	-	7.664,00	251,97	91.968,00	R\$ 59.358,91	R\$ 4.946,58	248,68
PÉROLA	PÉROLA	B	TRIFÁSICA	100	-	5.301,33	174,29	63.616,00	R\$ 41.059,67	R\$ 3.421,64	171,00
PIÊN	PIÊN	B	TRIFÁSICA	100	-	1.665,33	54,75	19.984,00	R\$ 12.898,27	R\$ 1.074,86	51,46
PINHAIS	PINHAIS	B	TRIFÁSICA	100	-	11.674,67	383,82	140.096,00	R\$ 90.422,16	R\$ 7.535,18	380,54
PINHAO	PINHÃO	A	TRIFÁSICA	-	80	8.437,93	277,67	101.351,28	R\$ 67.011,67	R\$ 5.584,31	277,67
PINHÃO	PINHÃO	B	BIFÁSICA	50	-	592,20	19,47	7.106,40	R\$ 4.586,68	R\$ 382,22	17,83
PIRAÍ DO SUL	PIRAÍ DO SUL	A	TRIFÁSICA	-	39	5.453,33	179,43	65.491,37	R\$ 39.930,55	R\$ 3.327,55	179,43
PIRAQUARA	PIRAQUARA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.074,07	199,70	72.898,80	R\$ 47.044,62	R\$ 3.920,38	196,41

AGÊNCIA	CIDADE	ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO	TIPO DE ENTRADA DE SERVIÇO	ENERGIA (kWh) REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO	DEMANDA CONTRATADA (kVA) - Abril/2016	MÉDIA DE CONSUMO MENSAL (kWh)	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh)	CONSUMO ANUAL (kWh)	CUSTO ANUAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	CUSTO MENSAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh), DESCONTADO O CONSUMO REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE (ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO "B")
PITANGA	PITANGA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.845,80	225,07	82.149,60	RS 53.021,82	RS 4.418,48	221,78
PITANGA	PITANGA	B	BIFÁSICA	50	-	787,00	25,87	9.444,00	RS 6.095,44	RS 507,95	24,23
PLANALTO	PLANALTO	B	TRIFÁSICA	100	-	4.022,40	132,24	48.268,80	RS 31.154,13	RS 2.596,18	128,96
PONTA GROSSA	PONTA GROSSA	A	TRIFÁSICA	-	150	33.608,13	1.105,96	403.676,62	RS 233.872,52	RS 19.489,38	1.105,96
PONTAL DO PARANÁ	PONTAL DO PARANÁ	B	TRIFÁSICA	100	-	7.123,87	234,21	85.486,40	RS 55.175,49	RS 4.597,96	230,92
PONTAL DO PARANÁ - PAE	PONTAL DO PARANÁ	B	BIFÁSICA	50	-	126,20	4,15	1.514,40	RS 977,44	RS 81,45	2,51
PONTE DA AMIZADE	FOZ DO IGUAÇU	A	TRIFÁSICA	-	150	15.288,87	502,99	183.590,58	RS 118.149,61	RS 9.845,80	502,99
PORECATU	PORECATU	A	TRIFÁSICA	-	62	12.892,00	424,13	154.808,38	RS 87.086,24	RS 7.257,19	424,13
PORTAO-CURITIBA	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	160	28.176,80	927,13	338.402,70	RS 199.598,84	RS 16.633,24	927,13
PORTO RICO	PORTO RICO	B	TRIFÁSICA	100	-	1.250,00	41,10	15.000,00	RS 9.681,45	RS 806,79	37,81
PRIMEIRO DE MAIO	PRIMEIRO DE MAIO	B	TRIFÁSICA	100	-	6.317,33	207,69	75.808,00	RS 48.928,76	RS 4.077,40	204,41
PRUDENTOPOLIS	PRUDENTÓPOLIS	A	TRIFÁSICA	-	45	8.588,27	282,61	103.152,92	RS 60.791,29	RS 5.065,94	282,61
QUATRO BARRAS	QUATRO BARRAS	A	TRIFÁSICA	-	50	9.793,07	322,22	117.611,07	RS 67.991,51	RS 5.665,96	322,22
QUATRO PONTES	QUATRO PONTES	B	TRIFÁSICA	100	-	3.202,87	105,30	38.434,40	RS 24.806,71	RS 2.067,23	102,01
QUEEDAS DO IGUAÇU	QUEEDAS DO IGUAÇU	B	TRIFÁSICA	100	-	4.264,00	140,19	51.168,00	RS 33.025,36	RS 2.752,11	136,90
QUERÊNCIA DO NORTE	QUERÊNCIA DO NORTE	B	TRIFÁSICA	100	-	6.640,00	218,30	79.680,00	RS 51.427,86	RS 4.285,66	215,01
QUITANDINHA	QUITANDINHA	B	TRIFÁSICA	100	-	3.245,33	106,70	38.944,00	RS 25.135,63	RS 2.094,64	103,41
REALEZA	REALEZA	A	TRIFÁSICA	-	65	8.212,07	270,17	98.610,39	RS 60.345,81	RS 5.028,82	270,17
REBOUÇAS	REBOUÇAS	B	TRIFÁSICA	100	-	4.730,27	155,52	56.763,20	RS 36.636,67	RS 3.053,06	152,23
RESERVA	RESERVA	B	TRIFÁSICA	100	-	7.222,33	237,45	86.668,00	RS 55.938,13	RS 4.661,51	234,16
RESERVA DO IGUAÇU	RESERVA DO IGUAÇU	B	BIFÁSICA	50	-	914,73	30,07	10.976,80	RS 7.084,76	RS 590,40	28,43
RIBEIRAO DO PINHAL	RIBEIRÃO DO PINHAL	A	TRIFÁSICA	-	38	7.931,27	260,94	95.244,16	RS 53.952,17	RS 4.496,01	260,94
RIBEIRÃO DO PINHAL	RIBEIRÃO DO PINHAL	B	TRIFÁSICA	100	-	1.784,80	58,68	21.417,60	RS 13.823,56	RS 1.151,96	55,39
RIO AZUL	RIO AZUL	B	TRIFÁSICA	100	-	3.639,00	119,64	43.668,00	RS 28.184,64	RS 2.348,72	116,36
RIO BONITO DO IGUAÇU	RIO BONITO DO IGUAÇU	B	TRIFÁSICA	100	-	5.799,13	190,66	69.589,60	RS 44.915,22	RS 3.742,93	187,37
RIO BRANCO DO IVAÍ	RIO BRANCO DO IVAÍ	B	TRIFÁSICA	100	-	2.232,87	73,41	26.794,40	RS 17.293,91	RS 1.441,16	70,12
RIO BRANCO DO SUL	RIO BRANCO DO SUL	B	TRIFÁSICA	100	-	4.378,33	143,95	52.540,00	RS 33.910,89	RS 2.825,91	140,66
RIO NEGRO	RIO NEGRO	B	BIFÁSICA	50	-	1.100,40	36,18	13.204,80	RS 8.522,77	RS 710,23	34,53
ROCKEFELLER	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	150	26.221,20	862,62	314.855,91	RS 180.844,63	RS 15.070,39	862,62
ROLANDIA	ROLÂNDIA	A	TRIFÁSICA	-	101	17.397,53	572,41	208.930,43	RS 122.517,37	RS 10.209,78	572,41
RONCADOR	RONCADOR	B	TRIFÁSICA	100	-	4.919,33	161,73	59.032,00	RS 38.101,02	RS 3.175,09	158,44
RONDON	RONDON	A	TRIFÁSICA	-	30	7.732,60	254,45	92.875,99	RS 52.728,33	RS 4.394,03	254,45
RUA ARAGUAIA	LONDRINA	A	TRIFÁSICA	-	52	8.196,33	269,66	98.426,46	RS 58.156,91	RS 4.846,41	269,66
RUA FARIA SOBRINHO	PARANAGUÁ	A	TRIFÁSICA	-	60	9.432,33	310,28	113.253,16	RS 65.601,75	RS 5.466,81	310,28
RUA GETULIO VARGAS	PARANAVÁ	A	TRIFÁSICA	-	50	8.648,87	284,61	103.882,44	RS 62.270,25	RS 5.189,19	284,61
RUA GUARANI	PATO BRANCO	B	TRIFÁSICA	100	-	5.914,40	194,45	70.972,80	RS 45.807,97	RS 3.817,33	191,16
RUA MARIANO TORRES	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	3.336,00	109,68	40.032,00	RS 25.837,85	RS 2.153,15	106,39
RUA MATEUS LEME	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	43	8.079,27	265,86	97.040,00	RS 57.371,65	RS 4.780,97	265,86
RUA MATO GROSSO	LONDRINA	A	TRIFÁSICA	-	50	7.589,00	249,60	91.103,32	RS 51.660,23	RS 4.305,02	249,60
RUA PERNAMBUCO	LONDRINA	B	TRIFÁSICA	100	-	7.078,33	232,71	84.940,00	RS 54.822,82	RS 4.568,57	229,42
SALTO DO LONTRA	SALTO DO LONTRA	B	TRIFÁSICA	100	-	5.595,80	183,97	67.149,60	RS 43.340,37	RS 3.611,70	180,68
SANTA CECÍLIA DO PAVÃO	SANTA CECÍLIA DO PAVÃO	B	TRIFÁSICA	100	-	5.489,33	180,47	65.872,00	RS 42.515,76	RS 3.542,98	177,18

AGÊNCIA	CIDADE	ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO	TIPO DE ENTRADA DE SERVIÇO	ENERGIA (kWh) REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO	DEMANDA CONTRATADA (kVA) - Abril/2016	MÉDIA DE CONSUMO MENSAL (kWh)	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh)	CONSUMO ANUAL (kWh)	CUSTO ANUAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	CUSTO MENSAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh), DESCONTADO O CONSUMO REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE (ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO "B")
SANTA CECÍLIA DO PAVÃO	SANTA CECÍLIA DO PAVÃO	B	TRIFÁSICA	100	-	2.254,60	74,12	27.055,20	RS 17.462,24	RS 1.455,19	70,84
SANTA CRUZ DE MONTE CASTELO	SANTA CRUZ DE MONTE CASTELO	B	TRIFÁSICA	100	-	5.301,33	174,29	63.616,00	RS 41.059,67	RS 3.421,64	171,00
SANTA FÉ	SANTA FÉ	B	TRIFÁSICA	100	-	6.488,80	213,33	77.865,60	RS 50.256,79	RS 4.188,07	210,04
SANTA FELICIDADE	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	76	11.110,93	365,58	133.436,33	RS 80.725,78	RS 6.727,15	365,58
SANTA HELENA	SANTA HELENA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.132,00	201,60	73.584,00	RS 47.493,32	RS 3.957,78	198,31
SANTA ISABEL DO IVAÍ	SANTA ISABEL DO IVAÍ	A	TRIFÁSICA	-	50	6.907,93	227,22	82.934,87	RS 48.534,55	RS 4.044,55	227,22
SANTA ISABEL DO OESTE	SANTA ISABEL DO OESTE	B	TRIFÁSICA	100	-	4.503,33	148,05	54.040,00	RS 34.879,04	RS 2.906,59	144,77
SANTA MARIA DO OESTE	SANTA MARIA DO OESTE	B	TRIFÁSICA	100	-	4.755,93	156,36	57.071,20	RS 36.835,46	RS 3.069,62	153,07
SANTA MARIANA	SANTA MARIANA	B	TRIFÁSICA	100	-	5.017,33	164,95	60.208,00	RS 38.860,05	RS 3.238,34	161,67
SANTA TEREZA DO OESTE	SANTA TEREZA DO OESTE	B	TRIFÁSICA	100	-	3.153,67	103,69	37.846,40	RS 24.427,20	RS 2.035,60	100,40
SANTO ANTÔNIO DA PLATINA - PAE	SANTO ANTÔNIO DA PLATINA - PAE	B	BIFÁSICA	50	-	573,53	18,86	6.882,40	RS 4.442,11	RS 370,18	17,21
SANTO INÁCIO	SANTO INÁCIO	B	TRIFÁSICA	100	-	3.321,13	109,19	39.853,60	RS 25.722,71	RS 2.143,56	105,90
SÃO CRISTÓVÃO	CASCADEL	B	TRIFÁSICA	100	-	8.143,00	267,72	97.716,00	RS 63.068,84	RS 5.255,74	264,43
SÃO JERÔNIMO DA SERRA	SÃO JERÔNIMO DA SERRA	B	TRIFÁSICA	100	-	2.274,07	74,76	27.288,80	RS 17.613,01	RS 1.467,75	71,48
SÃO JOÃO	SÃO JOÃO	B	TRIFÁSICA	100	-	5.561,87	182,86	66.742,40	RS 43.077,55	RS 3.589,80	179,57
SÃO JOÃO DO IVAÍ	SÃO JOÃO DO IVAÍ	B	TRIFÁSICA	100	-	6.670,73	219,31	80.048,80	RS 51.665,90	RS 4.305,49	216,02
SÃO JOÃO DO IVAÍ	SÃO JOÃO DO IVAÍ	B	BIFÁSICA	50	-	696,13	22,89	8.353,60	RS 5.391,66	RS 449,31	21,24
SÃO JOÃO DO TRIUNFO	SÃO JOÃO DO TRIUNFO	B	TRIFÁSICA	100	-	3.600,00	118,36	43.200,00	RS 27.882,58	RS 2.323,55	115,07
SÃO JORGE DO IVAÍ	SÃO JORGE DO IVAÍ	B	TRIFÁSICA	100	-	5.941,33	195,33	71.296,00	RS 46.016,58	RS 3.834,71	192,04
SÃO JORGE DO PATROCÍNIO	SÃO JORGE DO PATROCÍNIO	B	TRIFÁSICA	100	-	2.238,20	73,58	26.858,40	RS 17.335,22	RS 1.444,60	70,30
SÃO JORGE D'OESTE	SÃO JORGE D'OESTE	B	BIFÁSICA	50	-	1.121,00	36,85	13.452,00	RS 8.682,32	RS 723,53	35,21
SÃO JOSÉ DOS PINHAIS	SÃO JOSÉ DOS PINHAIS	A	TRIFÁSICA	-	124	20.146,87	662,89	241.954,72	RS 143.840,56	RS 11.986,71	662,89
SÃO MATEUS DO SUL	SÃO MATEUS DO SUL	A	TRIFÁSICA	-	60	8.723,40	287,09	104.787,69	RS 65.516,55	RS 5.459,71	287,09
SÃO MATEUS DO SUL	SÃO MATEUS DO SUL	B	BIFÁSICA	50	-	1.429,40	46,99	17.152,80	RS 11.070,93	RS 922,58	45,35
SÃO MIGUEL DO IGUAÇU	SÃO MIGUEL DO IGUAÇU	A	TRIFÁSICA	-	73	11.813,07	388,57	141.829,61	RS 80.995,27	RS 6.749,61	388,57
SÃO PEDRO DO IGUAÇU	SÃO PEDRO DO IGUAÇU	B	TRIFÁSICA	100	-	4.654,40	153,02	55.852,80	RS 36.049,07	RS 3.004,09	149,73
SÃO PEDRO DO IVAÍ	SÃO PEDRO DO IVAÍ	B	TRIFÁSICA	100	-	6.876,00	226,06	82.512,00	RS 53.255,72	RS 4.437,98	222,77
SARANDI	SARANDI	A	TRIFÁSICA	-	100	13.726,07	451,57	164.822,19	RS 99.167,30	RS 8.263,94	451,57
SEMINARIO	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	48	7.207,07	237,13	86.551,12	RS 51.951,38	RS 4.329,28	237,13
SENGÉS	SENGÉS	B	TRIFÁSICA	100	-	5.920,00	194,63	71.040,00	RS 45.851,35	RS 3.820,95	191,34
SERTANEJA	SERTANEJA	B	TRIFÁSICA	100	-	4.508,87	148,24	54.106,40	RS 34.921,89	RS 2.910,16	144,95
SERTANÓPOLIS	SERTANÓPOLIS	A	TRIFÁSICA	-	44	7.019,00	230,97	84.302,38	RS 50.895,86	RS 4.241,32	230,97
SETOR PÚBLICO	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	7.570,20	248,88	90.842,40	RS 58.632,41	RS 4.886,03	245,60
SIQUEIRA CAMPOS	SIQUEIRA CAMPOS	B	TRIFÁSICA	100	-	5.556,33	182,67	66.676,00	RS 43.034,69	RS 3.586,22	179,39
STA. TEREZINHA ITAIPU	SANTA TEREZINHA DO ITAIPU	A	TRIFÁSICA	-	50	9.230,67	303,78	110.880,91	RS 66.692,47	RS 5.557,71	303,78
STO. ANTONIO PLATINA	SANTO ANTÔNIO DA PLATINA	A	TRIFÁSICA	-	88	13.678,60	450,06	164.273,64	RS 98.387,99	RS 8.199,00	450,06
STO. ANTONIO SUDOESTE	SANTO ANTÔNIO DO SUDOESTE	A	TRIFÁSICA	-	33	6.264,40	206,14	75.240,57	RS 44.325,52	RS 3.693,79	206,14
SUPER CENTRO SUL	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.633,60	218,09	79.603,20	RS 51.378,29	RS 4.281,52	214,80
SUPER VAREJO E GOVERNO	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	4.431,13	145,68	53.173,60	RS 34.319,84	RS 2.859,99	142,39
TAMARANA	TAMARANA	B	TRIFÁSICA	100	-	2.664,80	87,61	31.977,60	RS 20.639,30	RS 1.719,94	84,32
TAPEJARA	TAPEJARA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.570,67	216,02	78.848,00	RS 50.890,86	RS 4.240,91	212,73
TEIXEIRA SOARES	TEIXEIRA SOARES	B	TRIFÁSICA	100	-	6.137,60	201,78	73.651,20	RS 47.536,69	RS 3.961,39	198,50

AGÊNCIA	CIDADE	ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO	TIPO DE ENTRADA DE SERVIÇO	ENERGIA (kWh) REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO	DEMANDA CONTRATADA (kVA) - Abril/2016	MÉDIA DE CONSUMO MENSAL (kWh)	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh)	CONSUMO ANUAL (kWh)	CUSTO ANUAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	CUSTO MENSAL ESTIMADO (R\$), COM BASE NAS TARIFAS PRATICADAS EM OUT/2016.	MÉDIA DE CONSUMO DIÁRIO (kWh), DESCONTADO O CONSUMO REFERENTE AO CUSTO DE DISPONIBILIDADE (ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO "B")
TELEMACO BORBA	TELEMACO BORBA	A	TRIFÁSICA	-	74	12.128,13	399,06	145.657,04	R\$ 86.777,02	R\$ 7.231,42	399,06
TERRA BOA	TERRA BOA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.665,33	219,13	79.984,00	R\$ 51.624,07	R\$ 4.302,01	215,85
TERRA RICA	TERRA RICA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.438,00	211,66	77.256,00	R\$ 49.863,34	R\$ 4.155,28	208,37
TERRA ROXA	TERRA ROXA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.416,00	210,94	76.992,00	R\$ 49.692,95	R\$ 4.141,08	207,65
TIBAGI	TIBAGI	B	TRIFÁSICA	100	-	4.133,33	135,89	49.600,00	R\$ 32.013,33	R\$ 2.667,78	132,60
TIUCAS DO SUL	TIUCAS DO SUL	B	TRIFÁSICA	100	-	2.721,67	89,48	32.660,00	R\$ 21.079,74	R\$ 1.756,65	86,19
TOLEDO	TOLEDO	A	TRIFÁSICA	-	129	30.257,60	995,47	363.346,64	R\$ 202.078,89	R\$ 16.839,91	995,47
TOLEDO-PAE	TOLEDO-PAE	B	BIFÁSICA	50	-	332,93	10,95	3.995,20	R\$ 2.578,62	R\$ 214,89	9,30
TOMAZINA	TOMAZINA	B	TRIFÁSICA	100	-	2.059,00	67,69	24.708,00	R\$ 15.947,28	R\$ 1.328,94	64,41
TRÊS BARRAS DO PARANÁ	TRÊS BARRAS DO PARANÁ	B	TRIFÁSICA	100	-	3.608,07	118,62	43.296,80	R\$ 27.945,05	R\$ 2.328,75	115,33
TUNEIRAS DO OESTE	TUNEIRAS DO OESTE	B	TRIFÁSICA	100	-	3.362,00	110,53	40.344,00	R\$ 26.039,23	R\$ 2.169,94	107,24
TUPÃSSI	TUPÃSSI	B	TRIFÁSICA	100	-	5.271,47	173,31	63.257,60	R\$ 40.828,35	R\$ 3.402,36	170,02
TURVO	TURVO	B	BIFÁSICA	50	-	915,73	30,11	10.988,80	R\$ 7.092,50	R\$ 591,04	28,46
UBIRATA	UBIRATÃ	A	TRIFÁSICA	-	60	9.933,07	326,79	119.277,54	R\$ 69.499,10	R\$ 5.791,59	326,79
UMUARAMA	UMUARAMA	A	TRIFÁSICA	-	141	28.707,93	944,54	344.756,90	R\$ 196.986,30	R\$ 16.415,53	944,54
UMUARAMA	UMUARAMA	B	TRIFÁSICA	100	-	1.186,80	39,02	14.241,60	R\$ 9.191,96	R\$ 766,00	35,73
UMUARAMA	UMUARAMA	B	BIFÁSICA	50	-	713,00	23,44	8.556,00	R\$ 5.522,30	R\$ 460,19	21,80
UNIVERSIDADE	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	7.107,73	233,68	85.292,80	R\$ 55.050,53	R\$ 4.587,54	230,39
URAI	URAI	A	TRIFÁSICA	-	45	8.727,20	287,14	104.806,52	R\$ 60.346,39	R\$ 5.028,87	287,14
VERA CRUZ DO OESTE	VERA CRUZ DO OESTE	B	TRIFÁSICA	100	-	3.854,73	126,73	46.256,80	R\$ 29.855,53	R\$ 2.487,96	123,44
VERÊ	VERÊ	B	TRIFÁSICA	100	-	3.357,27	110,38	40.287,20	R\$ 26.002,57	R\$ 2.166,88	107,09
VILA MILITAR	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	6.032,00	198,31	72.384,00	R\$ 46.718,81	R\$ 3.893,23	195,02
VISCONDE	CURITIBA	A	TRIFÁSICA	-	105	14.506,00	477,24	174.194,38	R\$ 105.246,47	R\$ 8.770,54	477,24
VISCONDE-PAE	CURITIBA	B	BIFÁSICA	50	-	176,73	5,81	2.120,80	R\$ 1.368,83	R\$ 114,07	4,17
WALMART CABRAL	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	2.538,93	83,47	30.467,20	R\$ 19.664,44	R\$ 1.638,70	80,18
WENCESLAU BRAZ	WENCESLAU BRAZ	B	TRIFÁSICA	100	-	10.194,73	335,17	122.336,80	R\$ 78.959,84	R\$ 6.579,99	331,88
XAXIM	CURITIBA	B	TRIFÁSICA	100	-	7.396,20	243,16	88.754,40	R\$ 57.284,75	R\$ 4.773,73	239,88

Fonte: Faturas de energia e dados cadastrais disponibilizados pelo Banco do Brasil S.A.

APÊNDICE B – Valores de irradiação total, produtividade total, potência de pico do SFVCR, área estimada ocupada pelos módulos FV e custo estimado de implantação.

(Continua)

AGÊNCIA	CIDADE	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) ANUAL MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: TIEPOLO, 2015.	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) DIÁRIA MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: Adaptado de TIEPOLO, 2015.	PRODUTIVIDADE TOTAL ANUAL MÉDIA ($kWh/kWp.ano$), PARA SFVCR COM INCLINAÇÃO IGUAL A LATITUDE, ORIENTAÇÃO NORTE E TD=75%. Fonte: TIEPOLO (2015).	POTÊNCIA DE PICO DO SFVCR (kWp), PARA $G=1.000W/m^2$, $TD=0,75$, ORIENTAÇÃO NORTE GEOGRÁFICO E INCLINAÇÃO IGUAL À LATITUDE	ÁREA ESTIMADA NECESSÁRIA PARA INSTALAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (m^2), CONSIDERANDO =16%.	CUSTO ESTIMADO DE IMPLANTAÇÃO DO SFVCR EM CADA EDIFICAÇÃO. Fonte: IDEAL (2015).
ABATIÁ	ABATIÁ	2.084	5,71	1.563	31,474	196,71	R\$219.687,35
AGUA VERDE	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	85,047	531,54	R\$593.629,30
AHÚ	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	8,445	52,78	R\$66.295,37
AJURE	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	34,691	216,82	R\$242.142,27
ALMIRANTE TAMANDARÉ	ALMIRANTE TAMANDARÉ	1.840	5,04	1.380	49,016	306,35	R\$342.133,30
ALTO DA XV	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	66,255	414,10	R\$462.461,45
ALTO MARACANÃ	COLOMBO	1.828	5,01	1.371	59,851	374,07	R\$417.757,33
ALTO PARANÁ	ALTO PARANÁ	2.084	5,71	1.563	40,988	256,17	R\$286.095,15
ALTO PIQUIRI	ALTO PIQUIRI	2.053	5,62	1.540	36,785	229,90	R\$256.757,02
ALTÔNIA	ALTÔNIA	2.044	5,60	1.533	69,772	436,07	R\$487.006,39
ALVORADA DO SUL	ALVORADA DO SUL	2.094	5,74	1.570	63,374	396,09	R\$442.350,22
AMPÉRE	AMPÉRE	2.030	5,56	1.522	38,211	238,82	R\$266.715,31
ANDIRA	ANDIRÁ	2.097	5,75	1.573	60,613	378,83	R\$423.076,44
ANTONINA	ANTONINA	1.726	4,73	1.294	40,023	250,15	R\$279.363,92
APUCARANA	APUCARANA	2.066	5,66	1.549	125,292	783,08	R\$779.317,90
ARAPONGAS	ARAPONGAS	2.076	5,69	1.557	99,120	619,50	R\$691.858,27
ARAPOTI	ARAPOTI	2.029	5,56	1.522	46,652	291,57	R\$325.627,84
ARARUNA	ARARUNA	2.062	5,65	1.546	47,271	295,44	R\$329.948,87
ARAUCARIA	ARAUCÁRIA	1.838	5,04	1.379	96,973	606,08	R\$676.869,44
ASSAI	ASSAÍ	2.071	5,67	1.554	74,496	465,60	R\$519.982,63
ASSIS CHATEAUBRIAND	ASSIS CHATEAUBRIAND	2.046	5,61	1.534	156,091	975,57	R\$970.888,70
ASTORGA	ASTORGA	2.082	5,70	1.562	63,686	398,04	R\$444.526,49
AV. BRASÍLIA	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	58,274	364,21	R\$406.753,74
AV. INGLATERRA	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	71,128	444,55	R\$496.476,88
AV. IRMÃOS PEREIRA	CAMPO MOURÃO	2.055	5,63	1.541	81,108	506,93	R\$566.135,18
AV. REP. ARGENTINA	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	69,632	435,20	R\$486.030,87
AV. SAUL ELKIND	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	59,254	370,34	R\$413.590,79
AV. UIRAPURU	ARAPONGAS	2.076	5,69	1.557	52,114	325,71	R\$363.752,59
AV. WINSTON CHURCHILL	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	19,731	123,32	R\$154.886,70
AV. BANDEIRANTES	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	111,383	696,14	R\$692.799,35
AV. CERRO AZUL	MARINGÁ	2.064	5,65	1.548	71,944	449,65	R\$502.170,42
AV. PRES. KENNEDY	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	80,516	503,23	R\$562.004,39
AV. RIO DE JANEIRO	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	75,539	472,12	R\$527.263,71
AV. TIRADENTES	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	128,790	804,94	R\$801.075,70
AVENIDA BRASIL-	MARINGÁ	2.064	5,65	1.548	102,941	643,38	R\$640.293,01

AGÊNCIA	CIDADE	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) ANUAL MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: TIEPOLO, 2015.	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) DIÁRIA MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: Adaptado de TIEPOLO, 2015.	PRODUTIVIDADE TOTAL ANUAL MÉDIA ($kWh/kWp.ano$), PARA SFVCR COM INCLINAÇÃO IGUAL A LATITUDE, ORIENTAÇÃO NORTE E TD=75%. Fonte: TIEPOLO (2015).	POTÊNCIA DE PICO DO SFVCR (kWp), PARA $G=1.000W/m^2$, $TD=0,75$, ORIENTAÇÃO NORTE GEOGRÁFICO E INCLINAÇÃO IGUAL À LATITUDE	ÁREA ESTIMADA NECESSÁRIA PARA INSTALAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (m^2), CONSIDERANDO =16%.	CUSTO ESTIMADO DE IMPLANTAÇÃO DO SFVCR EM CADA EDIFICAÇÃO. Fonte: IDEAL (2015).
PR							
AVENIDA MANDACARU	MARINGÁ	2.064	5,65	1.548	120,685	754,28	R\$750.661,81
AVENIDA MARINGA	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	83,346	520,91	R\$581.752,06
BACACHERI	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	93,253	582,83	R\$650.906,94
BAIRRO ALTO	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	62,171	388,57	R\$433.954,25
BAIRRO SÃO PEDRO	SÃO JOSÉ DOS PINHAIS	1.771	4,85	1.328	43,330	270,81	R\$302.441,97
BAIRRO UBERABA	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	54,687	341,79	R\$381.714,79
BALSA NOVA	BALSA NOVA	1.868	5,12	1.401	27,436	171,48	R\$215.375,76
BANDEIRANTES	BANDEIRANTES	2.091	5,73	1.568	66,777	417,35	R\$466.101,84
BANDEIRANTES-PAB	BANDEIRANTES-PAB	2.091	5,73	1.568	13,399	83,74	R\$105.181,24
BARBOSA FERAZ	BARBOSA FERAZ	2.055	5,63	1.541	42,964	268,52	R\$299.885,71
BATEL	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	96,962	606,01	R\$676.796,68
BELA VISTA PARAISO	BELA VISTA PARAÍSO	2.103	5,76	1.578	50,786	317,41	R\$354.489,05
BITURUNA	BITURUNA	1.896	5,19	1.422	55,528	347,05	R\$387.586,62
BOA ESPERANÇA	BOA ESPERANÇA	2.052	5,62	1.539	29,110	181,94	R\$228.512,02
BOCAIÚVA DO SUL	BOCAIÚVA DO SUL	1.801	4,93	1.351	24,177	151,10	R\$189.787,81
BOQUEIRAO-PR	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	92,361	577,26	R\$644.682,09
BORRAZÓPOLIS	BORRAZÓPOLIS	2.063	5,65	1.547	42,160	263,50	R\$294.280,14
CAFELÂNDIA	CAFELÂNDIA	2.040	5,59	1.530	68,306	426,91	R\$476.775,06
CAJURU	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	46,120	288,25	R\$321.920,09
CALCADA	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	568,346	3.552,16	R\$3.535.109,02
CAMBARA	CAMBARÁ	2.097	5,75	1.573	71,274	445,46	R\$497.491,80
CAMBE	CAMBÉ	2.097	5,75	1.573	77,775	486,09	R\$542.866,50
CAMPINA DA LAGOA	CAMPINA DA LAGOA	2.036	5,58	1.527	34,724	217,03	R\$242.375,59
CAMPINA GRANDE DO SUL	CAMPINA GRANDE DO SUL	1.753	4,80	1.315	31,101	194,38	R\$217.086,89
CAMPO MAGRO	CAMPO MAGRO	1.835	5,03	1.376	35,775	223,60	R\$249.712,83
CAMPO MOURAO	CAMPO MOURÃO	2.055	5,63	1.541	250,686	1.566,78	R\$1.559.263,88
CAMPO MOURÃO	CAMPO MOURÃO	2.055	5,63	1.541	1,715	10,72	R\$16.314,32
CANCAO	MARINGÁ	2.064	5,65	1.548	79,218	495,12	R\$552.944,46
CÂNDIDO DE ABREU	CÂNDIDO DE ABREU	2.019	5,53	1.514	32,960	206,00	R\$230.064,12
CANDÓI	CANDÓI	2.026	5,55	1.519	38,903	243,14	R\$271.541,52
CANDÓI - PAB	CANDÓI	2.026	5,55	1.519	4,900	30,62	R\$46.594,31
CANTAGALO	CANTAGALO	2.030	5,56	1.523	29,769	186,06	R\$233.685,09
CAPANEMA-PR	CAPANEMA	2.020	5,53	1.515	61,892	386,82	R\$432.006,10
CAPITÃO LEÔNIDAS MARQUES	CAPITÃO LEÔNIDAS MARQUES	2.021	5,54	1.515	28,781	179,88	R\$225.930,85

AGÊNCIA	CIDADE	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) ANUAL MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: TIEPOLO, 2015.	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) DIÁRIA MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: Adaptado de TIEPOLO, 2015.	PRODUTIVIDADE TOTAL ANUAL MÉDIA ($kWh/kWp.ano$), PARA SFVCR COM INCLINAÇÃO IGUAL A LATITUDE, ORIENTAÇÃO NORTE E TD=75%. Fonte: TIEPOLO (2015).	POTÊNCIA DE PICO DO SFVCR (kWp), PARA $G=1.000W/m^2$, $TD=0,75$, ORIENTAÇÃO NORTE GEOGRÁFICO E INCLINAÇÃO IGUAL À LATITUDE	ÁREA ESTIMADA NECESSÁRIA PARA INSTALAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (m^2), CONSIDERANDO =16%.	CUSTO ESTIMADO DE IMPLANTAÇÃO DO SFVCR EM CADA EDIFICAÇÃO. Fonte: IDEAL (2015).
CARAMBÉI	CARAMBÉI	1.951	5,35	1.463	65,968	412,30	R\$460.458,19
CARLÓPOLIS	CARLÓPOLIS	2.082	5,70	1.562	20,959	131,00	R\$164.530,77
CARLOS GOMES	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	65,856	411,60	R\$459.677,08
CASCADEL	CASCADEL	2.031	5,56	1.523	338,261	2.114,13	R\$2.103.986,23
CASTRO	CASTRO	1.901	5,21	1.426	63,790	398,69	R\$445.255,22
CATANDUVAS	CATANDUVAS	2.028	5,56	1.521	41,972	262,33	R\$292.967,26
CATEDRAL	MARINGÁ	2.064	5,65	1.548	67,526	422,03	R\$471.328,56
CEASA	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	68,368	427,30	R\$477.209,64
CENOP OPER CURITIBA	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	640,971	4.006,07	R\$3.986.839,05
CENTENÁRIO DO SUL	CENTENÁRIO DO SUL	2.094	5,74	1.571	41,108	256,92	R\$286.933,33
CENTRAL ATEND. SJP	SÃO JOSÉ DOS PINHAIS	1.771	4,85	1.328	1.191,488	7.446,80	R\$6.195.735,41
CENTRAL ATEND. SJP	SÃO JOSÉ DOS PINHAIS	1.771	4,85	1.328	255,059	1.594,12	R\$1.586.464,61
CENTRO CÍVICO	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	39,202	245,02	R\$273.633,30
CERRO AZUL	CERRO AZUL	1.836	5,03	1.377	16,511	103,20	R\$129.613,36
CÉU AZUL	CÉU AZUL	2.019	5,53	1.514	45,277	282,98	R\$316.030,25
CHAMPAGNAT	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	53,362	333,52	R\$372.470,20
CHOPINZINHO	CHOPINZINHO	2.035	5,58	1.527	39,396	246,22	R\$274.983,42
CIANORTE	CIANORTE	2.060	5,64	1.545	156,792	979,95	R\$975.243,62
CIDADE GAÚCHA	CIDADE GAÚCHA	2.074	5,68	1.556	51,816	323,85	R\$361.676,63
CIDADE VERDE-PR	MARINGÁ	2.064	5,65	1.548	106,087	663,04	R\$659.860,79
CLEVELÂNDIA	CLEVELÂNDIA	2.026	5,55	1.519	49,713	310,70	R\$346.994,43
COLOMBO	COLOMBO	1.828	5,01	1.371	31,580	197,37	R\$220.427,48
COLORADO	COLORADO	2.090	5,73	1.567	89,697	560,61	R\$626.087,37
COMENDADOR ARAÚJO	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	64,840	405,25	R\$452.581,83
CONSELHEIRO LAURINDO	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	106,238	663,99	R\$660.799,71
CONTENDA	CONTENDA	1.840	5,04	1.380	36,697	229,36	R\$256.147,79
CORBÉLIA	CORBÉLIA	2.038	5,58	1.528	76,789	479,93	R\$535.984,90
CORBÉLIA	CORBÉLIA	2.038	5,58	1.528	7,448	46,55	R\$58.465,42
CORNÉLIO PROCOPIO	CORNÉLIO PROCOPIO	2.086	5,72	1.564	179,375	1.121,10	R\$1.115.714,49
CORPORATE	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	17,838	111,49	R\$140.025,57
CRUZ MACHADO	CRUZ MACHADO	1.864	5,11	1.398	31,858	199,11	R\$222.365,42
CRUZEIRO DO OESTE	CRUZEIRO DO OESTE	2.070	5,67	1.552	59,530	372,06	R\$415.517,99
CURIÚVA	CURIÚVA	2.017	5,53	1.513	8,838	55,24	R\$69.382,01
DOIS VIZINHOS	DOIS VIZINHOS	2.031	5,56	1.523	102,978	643,61	R\$640.523,28
DOCTOR MURICY	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	123,442	771,51	R\$767.810,41
EMPRESARIAL CAMPOS GERAIS	PONTA GROSSA	1.906	5,22	1.429	29,784	186,15	R\$233.803,15
EMPRESARIAL	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	29,135	182,10	R\$228.712,40

AGÊNCIA	CIDADE	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) ANUAL MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: TIEPOLO, 2015.	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) DIÁRIA MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: Adaptado de TIEPOLO, 2015.	PRODUTIVIDADE TOTAL ANUAL MÉDIA ($kWh/kWp.ano$), PARA SFVCR COM INCLINAÇÃO IGUAL A LATITUDE, ORIENTAÇÃO NORTE E TD=75%. Fonte: TIEPOLO (2015).	POTÊNCIA DE PICO DO SFVCR (kWp), PARA $G=1.000W/m^2$, $TD=0,75$, ORIENTAÇÃO NORTE GEOGRÁFICO E INCLINAÇÃO IGUAL À LATITUDE	ÁREA ESTIMADA NECESSÁRIA PARA INSTALAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (m^2), CONSIDERANDO =16%.	CUSTO ESTIMADO DE IMPLANTAÇÃO DO SFVCR EM CADA EDIFICAÇÃO. Fonte: IDEAL (2015).
CURITIBA NORTE							
EMPRESARIAL NORTE	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	12,212	76,33	R\$95.867,78
EMPRESARIAL NORTE	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	3,553	22,21	R\$33.790,42
EMPRESARIAL NORTE	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	14,832	92,70	R\$116.432,29
EMPRESARIAL NORTE	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	6,841	42,76	R\$53.701,19
EMPRESARIAL OESTE	CASCADEL	2.031	5,56	1.523	53,404	333,78	R\$372.761,56
ENGENHEIRO BELTRÃO	ENGENHEIRO BELTRÃO	2.053	5,62	1.540	42,584	266,15	R\$297.233,08
ENTRE RIOS	ENTRE RIOS (GUARAPUAVA)	1.963	5,38	1.473	47,936	299,60	R\$334.592,45
ENTRE RIOS DO OESTE	ENTRE RIOS DO OESTE	1.981	5,43	1.486	27,673	172,96	R\$217.233,26
ESTILO CASCADEL	CASCADEL	2.031	5,56	1.523	64,175	401,09	R\$447.941,34
ESTILO CHAMPAGNAT	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	95,264	595,40	R\$664.941,40
ESTILO CURITIBA	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	124,466	777,92	R\$774.181,23
ESTILO LONDRINA	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	59,412	371,33	R\$414.695,89
ESTILO MADRE LEÔNIA	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	63,359	396,00	R\$442.247,75
ESTILO MARINGÁ	MARINGÁ	2.064	5,65	1.548	55,072	344,20	R\$384.405,51
ESTILO PONTA GROSSA	PONTA GROSSA	1.906	5,22	1.429	46,856	292,85	R\$327.055,60
FAXINAL	FAXINAL	2.054	5,63	1.541	107,294	670,59	R\$667.370,58
FAZENDA RIO GRANDE	FAZENDA RIO GRANDE	1.828	5,01	1.371	58,150	363,44	R\$405.885,84
FERNANDES PINHEIRO	FERNANDES PINHEIRO	1.870	5,12	1.402	7,422	46,39	R\$58.264,07
FLORESTÓPOLIS	FLORESTÓPOLIS	2.099	5,75	1.574	25,029	156,43	R\$196.476,14
FORMOSA DO OESTE	FORMOSA DO OESTE	2.047	5,61	1.535	28,112	175,70	R\$220.676,40
FOZ DO IGUAÇU	FOZ DO IGUAÇU	1.956	5,36	1.467	296,662	1.854,14	R\$1.845.237,41
FRANCISCO BELTRÃO	FRANCISCO BELTRÃO	2.031	5,56	1.523	117,920	737,00	R\$733.460,65
FRANCISCO BELTRÃO	FRANCISCO BELTRÃO	2.031	5,56	1.523	19,733	123,33	R\$154.900,48
GECOR	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	192,295	1.201,84	R\$1.196.072,33
GECOR AJUIZADOS III	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	16,782	104,89	R\$131.739,22
GENERAL CARNEIRO	GENERAL CARNEIRO	1.860	5,10	1.395	29,538	184,61	R\$231.873,81
GENOP CURITIBA	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	55,096	344,35	R\$384.568,36
GENOP CURITIBA	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	0,000	0,00	R\$0,00
GENOP CURITIBA	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	852,966	5.331,04	R\$5.305.451,19
GOIOERE	GOIOERÊ	2.053	5,62	1.539	107,786	673,66	R\$670.431,01
GRANDES RIOS	GRANDES RIOS	2.058	5,64	1.544	31,112	194,45	R\$217.159,17
GUAIRA	GUÁIRA	2.016	5,52	1.512	72,891	455,57	R\$508.777,17
GUARANIAÇU	GUARANIAÇU	2.030	5,56	1.523	41,794	261,22	R\$291.725,03

AGÊNCIA	CIDADE	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) ANUAL MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: TIEPOLO, 2015.	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) DIÁRIA MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: Adaptado de TIEPOLO, 2015.	PRODUTIVIDADE TOTAL ANUAL MÉDIA ($kWh/kWp.ano$), PARA SFVCR COM INCLINAÇÃO IGUAL A LATITUDE, ORIENTAÇÃO NORTE E TD=75%. Fonte: TIEPOLO (2015).	POTÊNCIA DE PICO DO SFVCR (kWp), PARA $G=1.000W/m^2$, $TD=0,75$, ORIENTAÇÃO NORTE GEOGRÁFICO E INCLINAÇÃO IGUAL À LATITUDE	ÁREA ESTIMADA NECESSÁRIA PARA INSTALAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (m^2), CONSIDERANDO =16%.	CUSTO ESTIMADO DE IMPLANTAÇÃO DO SFVCR EM CADA EDIFICAÇÃO. Fonte: IDEAL (2015).
GUARAPUAVA	GUARAPUAVA	1.963	5,38	1.473	5,121	32,01	R\$40.198,82
GUARATUBA	GUARATUBA	1.694	4,64	1.271	111,616	697,60	R\$694.250,89
GUARATUBA	GUARATUBA	1.694	4,64	1.271	4,342	27,14	R\$41.294,58
HAUER	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	97,921	612,00	R\$683.486,67
HIGIENÓPOLIS	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	79,211	495,07	R\$552.889,88
HUGO LANGE	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	98,245	614,03	R\$685.753,32
IBAITI	IBAITI	2.041	5,59	1.530	98,320	614,50	R\$686.276,66
IBIPORÃ	IBIPORÃ	2.083	5,71	1.562	67,482	421,76	R\$471.025,46
ICARAÍMA	ICARAÍMA	2.064	5,65	1.548	33,810	211,31	R\$235.992,54
IGUARAÇU	IGUARAÇU	2.075	5,68	1.556	20,522	128,26	R\$161.094,86
IMBAÚ	IMBAÚ	2.011	5,51	1.508	7,380	46,12	R\$57.930,48
IMBITUVA	IMBITUVA	1.916	5,25	1.437	29,556	184,73	R\$232.014,75
INÁCIO MARTINS	INÁCIO MARTINS	1.884	5,16	1.413	23,065	144,15	R\$181.057,78
INDUSTRIAL	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	59,171	369,82	R\$413.014,50
IPIRANGA	IPIRANGA	1.956	5,36	1.467	40,794	254,96	R\$284.742,13
IPORA	IPORÃ	2.048	5,61	1.536	54,929	343,31	R\$383.404,47
IRATI	IRATI	1.877	5,14	1.408	103,624	647,65	R\$644.538,49
IRETAMA	IRETAMA	2.049	5,61	1.537	24,561	153,51	R\$192.807,34
ITAIPULÂNDIA	ITAIPULÂNDIA	2.040	5,59	1.530	36,588	228,68	R\$255.385,88
ITAMBÉ	ITAMBÉ	2.055	5,63	1.542	34,236	213,97	R\$238.964,40
ITAPEJARA D'OESTE	ITAPEJARA D'OESTE	2.040	5,59	1.530	38,948	243,43	R\$271.860,51
IVAÍ	IVAÍ	1.958	5,36	1.469	24,162	151,01	R\$189.674,39
IVAIPORÃ	IVAIPORÃ	2.057	5,64	1.542	57,840	361,50	R\$403.720,21
JAGUAPITÃ	JAGUAPITÃ	2.104	5,76	1.578	51,805	323,78	R\$361.597,62
JAGUARIAÍVA	JAGUARIAÍVA	1.976	5,41	1.482	36,562	228,51	R\$255.202,36
JANDAIA DO SUL	JANDAIA DO SUL	2.058	5,64	1.544	53,733	335,83	R\$375.058,26
JANDAIA DO SUL	JANDAIA DO SUL	2.058	5,64	1.544	15,591	97,44	R\$122.385,75
JANIÓPOLIS	JANIÓPOLIS	2.060	5,64	1.545	40,668	254,17	R\$283.862,37
JAPURÁ	JAPURÁ	2.056	5,63	1.542	40,807	255,05	R\$284.834,70
JARDIM ALEGRE	JARDIM ALEGRE	2.057	5,64	1.543	39,638	247,74	R\$276.675,39
JARDIM SABARA	PONTA GROSSA	1.906	5,22	1.429	58,544	365,90	R\$408.634,77
JATAIZINHO	JATAIZINHO	2.079	5,70	1.559	37,372	233,57	R\$260.855,26
JESUÍTAS	JESUÍTAS	2.044	5,60	1.533	24,831	155,20	R\$194.925,79
JOAQUIM TÁVORA	JOAQUIM TÁVORA	2.087	5,72	1.565	30,073	187,96	R\$209.910,60
JOAQUIM TÁVORA - PAB	JOAQUIM TÁVORA - PAB	2.087	5,72	1.565	10,946	68,41	R\$85.927,97
JURANDA	JURANDA	2.039	5,59	1.529	40,589	253,68	R\$283.313,37
JUVEVÊ	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	66,884	418,02	R\$466.849,67
LAPA	LAPA	1.841	5,04	1.380	45,714	285,71	R\$319.085,71

AGÊNCIA	CIDADE	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) ANUAL MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: TIEPOLO, 2015.	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) DIÁRIA MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: Adaptado de TIEPOLO, 2015.	PRODUTIVIDADE TOTAL ANUAL MÉDIA ($kWh/kWp.ano$), PARA SFVCR COM INCLINAÇÃO IGUAL A LATITUDE, ORIENTAÇÃO NORTE E TD=75%. Fonte: TIEPOLO (2015).	POTÊNCIA DE PICO DO SFVCR (kWp), PARA $G=1.000W/m^2$, $TD=0,75$, ORIENTAÇÃO NORTE GEOGRÁFICO E INCLINAÇÃO IGUAL À LATITUDE	ÁREA ESTIMADA NECESSÁRIA PARA INSTALAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (m^2), CONSIDERANDO =16%.	CUSTO ESTIMADO DE IMPLANTAÇÃO DO SFVCR EM CADA EDIFICAÇÃO. Fonte: IDEAL (2015).
LARANJAL	LARANJAL	2.039	5,59	1.529	7,570	47,31	R\$59.422,33
LARANJEIRAS DO SUL	LARANJEIRAS DO SUL	2.034	5,57	1.525	91,984	574,90	R\$642.046,68
LOANDA	LOANDA	2.084	5,71	1.563	55,970	349,81	R\$390.668,12
LOBATO	LOBATO	2.086	5,72	1.564	26,647	166,55	R\$209.180,80
LUPIONÓPOLIS	LUPIONÓPOLIS	2.087	5,72	1.565	59,980	374,87	R\$418.658,19
MAL.CANDIDO RONDON	MARECHAL CÂNDIDO RONDON	1.989	5,45	1.492	125,059	781,62	R\$777.863,94
MALLET	MALLET	1.807	4,95	1.356	35,397	221,23	R\$247.068,05
MALLET	MALLET	1.807	4,95	1.356	10,475	65,47	R\$82.227,34
MAMBORÊ	MAMBORÊ	2.045	5,60	1.534	39,443	246,52	R\$275.313,50
MANDAGUAÇU	MANDAGUAÇU	2.068	5,67	1.551	56,573	353,58	R\$394.876,29
MANDAGUARI	MANDAGUARI	2.064	5,65	1.548	85,306	533,17	R\$595.439,14
MANDIRITUBA	MANDIRITUBA	1.825	5,00	1.369	52,384	327,40	R\$365.639,13
MANGUEIRINHA	MANGUEIRINHA	2.028	5,56	1.521	62,101	388,13	R\$433.467,38
MANOEL RIBAS	MANOEL RIBAS	2.044	5,60	1.533	40,017	250,11	R\$279.320,20
MARECHAL CÂNDIDO RONDON	MARECHAL CÂNDIDO RONDON	1.989	5,45	1.492	8,527	53,29	R\$66.936,15
MARECHAL DEODORO	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	88,389	552,43	R\$616.957,20
MARIALVA	MARIALVA	2.057	5,64	1.543	50,559	315,99	R\$352.902,28
MARILÂNDIA DO SUL	MARILÂNDIA DO SUL	2.062	5,65	1.546	48,357	302,23	R\$337.531,41
MARILUZ	MARILUZ	2.053	5,62	1.540	31,144	194,65	R\$217.387,05
MARINGA	MARINGÁ	2.064	5,65	1.548	479,198	2.994,99	R\$2.980.611,50
MARINGÁ	MARINGÁ	2.064	5,65	1.548	4,180	26,12	R\$39.750,33
MARINGA VELHO	MARINGÁ	2.064	5,65	1.548	175,486	1.096,78	R\$1.091.520,26
MARIÓPOLIS	MARIÓPOLIS	2.029	5,56	1.522	11,258	70,36	R\$88.376,01
MARIPÁ	MARIPÁ	2.042	5,59	1.531	26,080	163,00	R\$204.724,31
MARMELEIRO	MARMELEIRO	2.016	5,52	1.512	34,976	218,60	R\$244.133,81
MARMELEIRO	MARMELEIRO	2.016	5,52	1.512	9,817	61,36	R\$77.067,06
MATELÂNDIA	MATELÂNDIA	2.018	5,53	1.514	55,765	348,53	R\$389.238,19
MATINHOS	MATINHOS	1.687	4,62	1.265	73,572	459,83	R\$513.533,81
MEDIANEIRA	MEDIANEIRA	2.026	5,55	1.520	115,347	720,92	R\$717.456,89
MERCEDES	MERCEDES	2.040	5,59	1.530	28,525	178,28	R\$223.925,10
MERCÊS	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	50,518	315,74	R\$352.613,27
MIGRANTE	CASCAVEL	2.031	5,56	1.523	134,510	840,69	R\$836.653,24
MISSAL	MISSAL	2.038	5,58	1.528	31,698	198,11	R\$221.252,07
MOREIRA SALES	MOREIRA SALES	2.063	5,65	1.547	53,787	336,17	R\$375.435,35
MORRETES	MORRETES	1.720	4,71	1.290	46,608	291,30	R\$325.322,11
NOVA AURORA	NOVA AURORA	2.042	5,59	1.532	23,329	145,80	R\$183.130,79

AGÊNCIA	CIDADE	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) ANUAL MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: TIEPOLO, 2015.	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) DIÁRIA MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: Adaptado de TIEPOLO, 2015.	PRODUTIVIDADE TOTAL ANUAL MÉDIA ($kWh/kWp.ano$), PARA SFVCR COM INCLINAÇÃO IGUAL A LATITUDE, ORIENTAÇÃO NORTE E TD=75%. Fonte: TIEPOLO (2015).	POTÊNCIA DE PICO DO SFVCR (kWp), PARA $G=1.000W/m^2$, $TD=0,75$, ORIENTAÇÃO NORTE GEOGRÁFICO E INCLINAÇÃO IGUAL À LATITUDE	ÁREA ESTIMADA NECESSÁRIA PARA INSTALAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (m^2), CONSIDERANDO =16%.	CUSTO ESTIMADO DE IMPLANTAÇÃO DO SFVCR EM CADA EDIFICAÇÃO. Fonte: IDEAL (2015).
NOVA CANTU	NOVA CANTU	2.039	5,59	1.529	38,074	237,96	R\$265.753,49
NOVA ESPERANCA	NOVA ESPERANÇA	2.077	5,69	1.558	92,403	577,52	R\$644.975,15
NOVA ESPERANÇA - PAB	NOVA ESPERANÇA	2.077	5,69	1.558	5,357	33,48	R\$42.056,15
NOVA ESPERANÇA - PAB	NOVA ESPERANÇA	2.077	5,69	1.558	9,306	58,16	R\$73.049,98
NOVA LARANJEIRAS	NOVA LARANJEIRAS	2.035	5,58	1.526	37,609	235,05	R\$262.507,45
NOVA LONDRINA	NOVA LONDRINA	2.091	5,73	1.568	76,635	478,97	R\$534.912,23
NOVA LONDRINA	NOVA LONDRINA	2.091	5,73	1.568	6,265	39,16	R\$49.178,82
NOVA PRATA DO IGUAÇU	NOVA PRATA DO IGUAÇU	2.026	5,55	1.519	29,568	184,80	R\$232.105,82
NOVA RUSSIA	PONTA GROSSA	1.906	5,22	1.429	83,628	522,67	R\$583.720,65
NOVA SANTA ROSA	NOVA SANTA ROSA	2.040	5,59	1.530	27,407	171,29	R\$215.141,31
NOVO MUNDO	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	83,806	523,79	R\$584.964,28
ORTIGUEIRA	ORTIGUEIRA	2.037	5,58	1.528	27,520	172,00	R\$216.029,53
PAICANDU	PAIÇANDU	2.055	5,63	1.541	66,581	416,13	R\$464.735,73
PALMAS	PALMAS	1.948	5,34	1.461	83,609	522,55	R\$583.588,04
PALMEIRA	PALMEIRA	1.887	5,17	1.415	67,149	419,68	R\$468.697,88
PALMITAL	PALMITAL	2.040	5,59	1.530	41,877	261,73	R\$292.302,33
PALOTINA	PALOTINA	2.045	5,60	1.534	117,747	735,92	R\$732.388,30
PARAÍSO DO NORTE	PARAÍSO DO NORTE	2.064	5,65	1.548	49,430	308,94	R\$345.021,22
PARANACITY	PARANACITY	2.091	5,73	1.568	93,860	586,62	R\$655.139,63
PARANACITY	PARANACITY	2.091	5,73	1.568	7,743	48,39	R\$60.783,75
PARANAGUA	PARANAGUÁ	1.710	4,68	1.283	213,652	1.335,33	R\$1.328.916,89
PARANAVAI	PARANAVAI	2.082	5,70	1.561	213,290	1.333,06	R\$1.326.660,78
PARANAVAI	PARANAVAI	2.082	5,70	1.561	5,418	33,86	R\$42.534,28
PARQUE DA FONTE	SÃO JOSÉ DOS PINHAIS	1.771	4,85	1.328	79,948	499,67	R\$558.033,67
PARQUE ECOLOGICO	TOLEDO	2.036	5,58	1.527	94,676	591,72	R\$660.837,89
PARQUE SAO PAULO	CASCADEL	2.031	5,56	1.523	74,344	464,65	R\$518.918,89
PATO BRANCO	PATO BRANCO	2.035	5,58	1.526	163,067	1.019,17	R\$1.014.277,20
PATO BRANCO	PATO BRANCO	2.035	5,58	1.526	14,037	87,73	R\$110.190,60
PEABIRU	PEABIRU	2.055	5,63	1.541	58,892	368,08	R\$411.069,35
PÉROLA	PÉROLA	2.057	5,64	1.542	40,458	252,86	R\$282.394,22
PIÊN	PIÊN	1.811	4,96	1.358	13,830	86,43	R\$108.562,05
PINHAIS	PINHAIS	1.818	4,98	1.363	101,867	636,67	R\$633.614,32
PINHAO	PINHÃO	1.954	5,35	1.465	69,158	432,24	R\$482.723,93
PINHÃO	PINHÃO	1.954	5,35	1.465	4,440	27,75	R\$42.221,67
PIRAI DO SUL	PIRAÍ DO SUL	1.971	5,40	1.478	44,303	276,90	R\$309.237,10
PIRAQUARA	PIRAQUARA	1.800	4,93	1.350	53,103	331,89	R\$370.657,65

AGÊNCIA	CIDADE	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) ANUAL MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: TIEPOLO, 2015.	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) DIÁRIA MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: Adaptado de TIEPOLO, 2015.	PRODUTIVIDADE TOTAL ANUAL MÉDIA ($kWh/kWp.ano$), PARA SFVCR COM INCLINAÇÃO IGUAL A LATITUDE, ORIENTAÇÃO NORTE E TD=75%. Fonte: TIEPOLO (2015).	POTÊNCIA DE PICO DO SFVCR (kWp), PARA $G=1.000W/m^2$, $TD=0,75$, ORIENTAÇÃO NORTE GEOGRÁFICO E INCLINAÇÃO IGUAL À LATITUDE	ÁREA ESTIMADA NECESSÁRIA PARA INSTALAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (m^2), CONSIDERANDO =16%.	CUSTO ESTIMADO DE IMPLANTAÇÃO DO SFVCR EM CADA EDIFICAÇÃO. Fonte: IDEAL (2015).
PITANGA	PITANGA	2.038	5,58	1.528	52,960	331,00	R\$369.661,90
PITANGA	PITANGA	2.038	5,58	1.528	5,786	36,16	R\$45.420,61
PLANALTO	PLANALTO	2.026	5,55	1.520	30,977	193,60	R\$216.216,01
PONTA GROSSA	PONTA GROSSA	1.906	5,22	1.429	282,390	1.764,94	R\$1.756.466,31
PONTAL DO PARANÁ	PONTAL DO PARANÁ	1.708	4,68	1.281	65,797	411,23	R\$459.265,47
PONTAL DO PARANÁ - PAE	PONTAL DO PARANÁ	1.708	4,68	1.281	0,714	4,46	R\$6.788,40
PONTE DA AMIZADE	FOZ DO IGUAÇU	1.956	5,36	1.467	125,147	782,17	R\$778.414,04
PORECATU	PORECATU	2.088	5,72	1.566	98,856	617,85	R\$690.014,35
PORTAO-CURITIBA	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	246,694	1.541,84	R\$1.534.437,61
PORTO RICO	PORTO RICO	2.084	5,71	1.563	8,829	55,18	R\$69.309,02
PRIMEIRO DE MAIO	PRIMEIRO DE MAIO	2.106	5,77	1.579	47,235	295,22	R\$329.701,70
PRUDENTOPOLIS	PRUDENTÓPOLIS	1.944	5,33	1.458	70,750	442,19	R\$493.832,23
QUATRO BARRAS	QUATRO BARRAS	1.775	4,86	1.331	88,346	552,16	R\$616.657,46
QUATRO PONTES	QUATRO PONTES	2.037	5,58	1.528	24,372	152,33	R\$191.320,60
QUEDAS DO IGUAÇU	QUEDAS DO IGUAÇU	2.025	5,55	1.519	32,901	205,63	R\$229.647,17
QUERÊNCIA DO NORTE	QUERÊNCIA DO NORTE	2.070	5,67	1.553	50,551	315,94	R\$352.844,06
QUITANDINHA	QUITANDINHA	1.830	5,01	1.372	27,500	171,88	R\$215.876,43
REALEZA	REALEZA	2.026	5,55	1.520	64,897	405,60	R\$452.978,29
REBOUÇAS	REBOUÇAS	1.839	5,04	1.379	40,285	251,78	R\$281.189,88
RESERVA	RESERVA	2.013	5,52	1.510	56,611	353,82	R\$395.142,67
RESERVA DO IGUAÇU	RESERVA DO IGUAÇU	2.007	5,50	1.505	6,894	43,09	R\$54.115,85
RIBEIRAO DO PINHAL	RIBEIRÃO DO PINHAL	2.071	5,67	1.554	61,319	383,25	R\$428.008,50
RIBEIRÃO DO PINHAL	RIBEIRÃO DO PINHAL	2.071	5,67	1.554	13,016	81,35	R\$102.178,12
RIO AZUL	RIO AZUL	1.827	5,01	1.370	30,993	193,71	R\$216.330,33
RIO BONITO DO IGUAÇU	RIO BONITO DO IGUAÇU	2.031	5,56	1.523	44,897	280,61	R\$313.382,18
RIO BRANCO DO IVAÍ	RIO BRANCO DO IVAÍ	2.055	5,63	1.541	16,606	103,79	R\$130.359,15
RIO BRANCO DO SUL	RIO BRANCO DO SUL	1.831	5,02	1.373	37,386	233,66	R\$260.952,63
RIO NEGRO	RIO NEGRO	1.808	4,95	1.356	9,296	58,10	R\$72.970,27
ROCKEFELLER	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	229,529	1.434,55	R\$1.427.668,14
ROLANDIA	ROLÂNDIA	2.091	5,73	1.568	133,225	832,66	R\$828.660,80
RONCADOR	RONCADOR	2.042	5,59	1.531	37,762	236,01	R\$263.576,47
RONDON	RONDON	2.066	5,66	1.550	59,939	374,62	R\$418.376,51
RUA ARAGUAIA	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	63,521	397,01	R\$443.379,58
RUA FARIA SOBRINHO	PARANAGUÁ	1.710	4,68	1.283	88,307	551,92	R\$616.379,75
RUA GETULIO VARGAS	PARANAVAÍ	2.082	5,70	1.561	66,527	415,80	R\$464.360,85

AGÊNCIA	CIDADE	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) ANUAL MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: TIEPOLO, 2015.	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) DIÁRIA MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: Adaptado de TIEPOLO, 2015.	PRODUTIVIDADE TOTAL ANUAL MÉDIA ($kWh/kWp.ano$), PARA SFVCR COM INCLINAÇÃO IGUAL A LATITUDE, ORIENTAÇÃO NORTE E TD=75%. Fonte: TIEPOLO (2015).	POTÊNCIA DE PICO DO SFVCR (kWp), PARA $G=1.000W/m^2$, $TD=0,75$, ORIENTAÇÃO NORTE GEOGRÁFICO E INCLINAÇÃO IGUAL À LATITUDE	ÁREA ESTIMADA NECESSÁRIA PARA INSTALAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (m^2), CONSIDERANDO =16%.	CUSTO ESTIMADO DE IMPLANTAÇÃO DO SFVCR EM CADA EDIFICAÇÃO. Fonte: IDEAL (2015).
RUA GUARANI	PATO BRANCO	2.035	5,58	1.526	45,715	285,72	R\$319.091,99
RUA MARIANO TORRES	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	28,308	176,93	R\$222.220,67
RUA MATEUS LEME	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	70,742	442,14	R\$493.777,44
RUA MATO GROSSO	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	58,795	367,47	R\$410.391,22
RUA PERNAMBUCO	LONDRINA	2.066	5,66	1.550	54,043	337,77	R\$377.221,81
SALTO DO LONTRA	SALTO DO LONTRA	2.033	5,57	1.525	43,253	270,33	R\$301.904,06
SANTA CECÍLIA DO PAVÃO	SANTA CECÍLIA DO PAVÃO	2.070	5,67	1.552	41,657	260,35	R\$290.763,65
SANTA CECÍLIA DO PAVÃO	SANTA CECÍLIA DO PAVÃO	2.070	5,67	1.552	16,654	104,09	R\$130.733,22
SANTA CRUZ DE MONTE CASTELO	SANTA CRUZ DE MONTE CASTELO	2.074	5,68	1.556	40,126	250,79	R\$280.079,51
SANTA FÉ	SANTA FÉ	2.087	5,72	1.565	48,980	306,12	R\$341.878,86
SANTA FELICIDADE	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	97,275	607,97	R\$678.976,20
SANTA HELENA	SANTA HELENA	1.966	5,39	1.474	49,091	306,82	R\$342.651,96
SANTA ISABEL DO IVAÍ	SANTA ISABEL DO IVAÍ	2.076	5,69	1.557	53,266	332,91	R\$371.795,36
SANTA IZABEL DO OESTE	SANTA IZABEL DO OESTE	2.031	5,56	1.523	34,689	216,81	R\$242.129,13
SANTA MARIA DO OESTE	SANTA MARIA DO OESTE	2.034	5,57	1.523	36,625	228,91	R\$255.641,41
SANTA MARIANA	SANTA MARIANA	2.098	5,75	1.573	37,501	234,38	R\$261.757,76
SANTA TEREZA DO OESTE	SANTA TEREZA DO OESTE	2.025	5,55	1.519	24,129	150,81	R\$189.415,14
SANTO ANTÔNIO DA PLATINA - PAE	SANTO ANTÔNIO DA PLATINA - PAE	2.088	5,72	1.566	4,012	25,07	R\$38.151,74
SANTO INÁCIO	SANTO INÁCIO	2.090	5,73	1.568	24,659	154,12	R\$193.576,24
SÃO CRISTÓVÃO	CASCADEL	2.031	5,56	1.523	63,362	396,01	R\$442.266,00
SÃO JERÔNIMO DA SERRA	SÃO JERÔNIMO DA SERRA	2.047	5,61	1.535	16,993	106,21	R\$133.396,57
SÃO JOÃO	SÃO JOÃO	2.034	5,57	1.525	42,965	268,53	R\$299.892,46
SÃO JOÃO DO IVAÍ	SÃO JOÃO DO IVAÍ	2.058	5,64	1.543	51,084	319,28	R\$356.569,24
SÃO JOÃO DO IVAÍ	SÃO JOÃO DO IVAÍ	2.058	5,64	1.543	5,023	31,40	R\$39.433,60
SÃO JOÃO DO TRIUNFO	SÃO JOÃO DO TRIUNFO	1.850	5,07	1.387	30,270	189,19	R\$211.286,49
SÃO JORGE DO IVAÍ	SÃO JORGE DO IVAÍ	2.055	5,63	1.542	45,480	284,25	R\$317.450,17
SÃO JORGE DO PATROCÍNIO	SÃO JORGE DO PATROCÍNIO	2.050	5,62	1.537	16,688	104,30	R\$131.003,86
SÃO JORGE D'OESTE	SÃO JORGE D'OESTE	2.025	5,55	1.519	8,462	52,89	R\$66.428,44
SAO JOSE DOS PINHAIS	SÃO JOSÉ DOS PINHAIS	1.771	4,85	1.328	182,161	1.138,50	R\$1.133.038,49
SAO MATEUS DO SUL	SÃO MATEUS DO SUL	1.795	4,92	1.346	77,837	486,48	R\$543.300,33
SÃO MATEUS DO SUL	SÃO MATEUS DO SUL	1.795	4,92	1.346	12,295	76,85	R\$96.519,58
SAO MIGUEL DO IGUAÇU	SÃO MIGUEL DO IGUAÇU	2.025	5,55	1.519	93,386	583,66	R\$651.832,55

AGÊNCIA	CIDADE	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) ANUAL MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: TIEPOLO, 2015.	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) DIÁRIA MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: Adaptado de TIEPOLO, 2015.	PRODUTIVIDADE TOTAL ANUAL MÉDIA ($kWh/kWp.ano$), PARA SFVCR COM INCLINAÇÃO IGUAL A LATITUDE, ORIENTAÇÃO NORTE E TD=75%. Fonte: TIEPOLO (2015).	POTÊNCIA DE PICO DO SFVCR (kWp), PARA $G=1.000W/m^2$, $TD=0,75$, ORIENTAÇÃO NORTE GEOGRÁFICO E INCLINAÇÃO IGUAL À LATITUDE	ÁREA ESTIMADA NECESSÁRIA PARA INSTALAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (m^2), CONSIDERANDO =16%.	CUSTO ESTIMADO DE IMPLANTAÇÃO DO SFVCR EM CADA EDIFICAÇÃO. Fonte: IDEAL (2015).
SÃO PEDRO DO IGUAÇU	SÃO PEDRO DO IGUAÇU	2.028	5,56	1.521	35,932	224,58	R\$250.806,41
SÃO PEDRO DO IVAÍ	SÃO PEDRO DO IVAÍ	2.057	5,64	1.542	52,706	329,41	R\$367.887,06
SARANDI	SARANDI	2.060	5,64	1.545	106,681	666,76	R\$663.556,00
SEMINARIO	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	63,095	394,35	R\$440.405,93
SENGÉS	SENGÉS	1.973	5,41	1.480	47,197	294,98	R\$329.436,19
SERTANEJA	SERTANEJA	2.106	5,77	1.580	33,496	209,35	R\$233.799,73
SERTANOPOLIS	SERTANÓPOLIS	2.097	5,75	1.573	53,602	335,01	R\$374.141,22
SETOR PÚBLICO	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	65,349	408,43	R\$456.135,56
SIQUEIRA CAMPOS	SIQUEIRA CAMPOS	2.070	5,67	1.552	42,175	263,59	R\$294.378,41
STA.TEREZINHA ITAIPU	SANTA TEREZINHA DO ITAIPU	2.027	5,55	1.520	72,936	455,85	R\$509.093,08
STO.ANTONIO PLATINA	SANTO ANTÔNIO DA PLATINA	2.088	5,72	1.566	104,900	655,63	R\$652.478,97
STO.ANTONIO SUDOESTE	SANTO ANTÔNIO DO SUDOESTE	2.000	5,48	1.500	50,160	313,50	R\$350.119,44
SUPER CENTRO SUL	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	57,156	357,22	R\$398.946,12
SUPER VAREJO E GOVERNO	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	37,889	236,80	R\$264.461,99
TAMARANA	TAMARANA	2.050	5,62	1.537	20,018	125,11	R\$157.140,92
TAPEJARA	TAPEJARA	2.068	5,67	1.551	50,063	312,89	R\$349.441,03
TEIXEIRA SOARES	TEIXEIRA SOARES	1.911	5,24	1.434	50,550	315,94	R\$352.841,01
TELEMACO BORBA	TELÊMACO BORBA	2.007	5,50	1.505	96,766	604,79	R\$675.426,79
TERRA BOA	TERRA BOA	2.052	5,62	1.539	51,192	319,95	R\$357.317,95
TERRA RICA	TERRA RICA	2.091	5,73	1.568	48,497	303,11	R\$338.511,64
TERRA ROXA	TERRA ROXA	2.041	5,59	1.531	49,513	309,46	R\$345.600,63
TIBAGI	TIBAGI	1.985	5,44	1.489	32,510	203,19	R\$226.923,26
TIJUCAS DO SUL	TIJUCAS DO SUL	1.777	4,87	1.333	23,605	147,53	R\$185.301,82
TOLEDO	TOLEDO	2.036	5,58	1.527	237,948	1.487,18	R\$1.480.036,76
TOLEDO-PAE	TOLEDO-PAE	2.036	5,58	1.527	2,223	13,90	R\$21.144,96
TOMAZINA	TOMAZINA	2.059	5,64	1.545	15,223	95,14	R\$119.499,95
TRÊS BARRAS DO PARANÁ	TRÊS BARRAS DO PARANÁ	2.026	5,55	1.519	27,704	173,15	R\$217.479,36
TUNEIRAS DO OESTE	TUNEIRAS DO OESTE	2.065	5,66	1.549	25,275	157,97	R\$198.405,42
TUPÃSSI	TUPÃSSI	2.041	5,59	1.531	40,541	253,38	R\$282.973,74
TURVO	TURVO	2.005	5,49	1.504	6,909	43,18	R\$54.232,47
UBIRATA	UBIRATÃ	2.037	5,58	1.528	78,074	487,96	R\$544.956,48
UMUARAMA	UMUARAMA	2.065	5,66	1.549	222,603	1.391,27	R\$1.384.592,68
UMUARAMA	UMUARAMA	2.065	5,66	1.549	8,421	52,63	R\$66.102,70
UMUARAMA	UMUARAMA	2.065	5,66	1.549	5,137	32,11	R\$40.325,81
UNIVERSIDADE	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	61,303	383,15	R\$427.897,02

AGÊNCIA	CIDADE	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) ANUAL MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: TIEPOLO, 2015.	IRRADIAÇÃO TOTAL (H_{TOT}) DIÁRIA MÉDIA, NO PLANO INCLINADO ($kWh/m^2.dia$). Fonte: Adaptado de TIEPOLO, 2015.	PRODUTIVIDADE TOTAL ANUAL MÉDIA ($kWh/kWp.ano$), PARA SFVCR COM INCLINAÇÃO IGUAL A LATITUDE, ORIENTAÇÃO NORTE E TD=75%. Fonte: TIEPOLO (2015).	POTÊNCIA DE PICO DO SFVCR (kWp), PARA $G=1.000W/m^2$, $TD=0,75$, ORIENTAÇÃO NORTE GEOGRÁFICO E INCLINAÇÃO IGUAL À LATITUDE	ÁREA ESTIMADA NECESSÁRIA PARA INSTALAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (m^2), CONSIDERANDO =16%.	CUSTO ESTIMADO DE IMPLANTAÇÃO DO SFVCR EM CADA EDIFICAÇÃO. Fonte: IDEAL (2015).
URAI	URAI	2.083	5,71	1.563	67,087	419,29	R\$468.266,62
VERA CRUZ DO OESTE	VERA CRUZ DO OESTE	2.027	5,55	1.520	29,638	185,24	R\$232.656,39
VERÊ	VERÊ	2.038	5,58	1.528	25,572	159,83	R\$200.742,24
VILA MILITAR	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	51,893	324,33	R\$362.212,01
VISCONDE	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	126,987	793,67	R\$789.858,96
VISCONDE-PAE	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	1,109	6,93	R\$10.543,33
WALMART CABRAL	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	21,336	133,35	R\$167.484,98
WENCESLAU BRAZ	WENCESLAU BRAZ	2.051	5,62	1.538	78,750	492,19	R\$549.673,24
XAXIM	CURITIBA	1.829	5,01	1.372	63,827	398,92	R\$445.511,00