


ADITIVO 4 - REVISÃO PRODUTO 2



AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DO USO
DE MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO
COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM
EDIFÍCIOS E ESPAÇOS PÚBLICOS
ESTADUAIS DO GOVERNO DO
ESTADO DE SÃO PAULO E ESTUDO
E DEMONSTRAÇÃO DA VIABILIDADE
TÉCNICA E ECONÔMICA DOS
PROJETOS-PILOTO DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA

Contrato N° C-BR-T1340-P001

**APOIO AO GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO NO
DESENVOLVIMENTO DE CONHECIMENTO,
INFORMAÇÕES E FERRAMENTAS PARA DISSEMINAR
O USO DE SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA EM EDIFÍCIOS PÚBLICOS NO ESTADO**

PRIMEIRO RELATÓRIO

Cliente: Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID

País: Brasil

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	31
2	CONTEXTUALIZAÇÃO	34
2.1	O Mercado de Geração Distribuída.....	39
2.2	Benefícios da Geração Distribuída em Prédios Públicos	49
2.3	Disponibilidade de Recurso Energético Solar no Estado de São Paulo	56
2.4	Marco Regulatório e Estrutura Tarifária no Estado de São Paulo	63
2.5	Análise de Potencial de Economia por Geração Distribuída nos Municípios do Estado de São Paulo	86
3	MAPEAMENTO E LEVANTAMENTO DE DADOS.....	93
3.1	Mapeamento dos Agentes Setoriais Públicos	94
3.2	Simulações Computacionais e Elaboração do Modelo Digital de Elevação ..	99
3.2.1	Irradiação Solar.....	99
3.2.2	Modelo Digital de Superfície (MDS)	101
3.2.3	Mapa Solar.....	101
3.2.4	Período de tempo para o cálculo	104
3.2.5	Conceito de sombreamento (<i>viewshed</i>).....	105
3.2.6	Articulação do MDS no Estado de São Paulo	106
3.2.7	Geocodificação dos Endereços	109
3.2.8	Rotina para a Automação do Cálculo da Irradiação Solar	112
3.3	Análise, Correlação e Tabulação dos Dados.....	114
4	OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA O ESTADO DE SÃO PAULO	163
4.1	Definição de Critérios Técnicos e Econômicos para Avaliação das Oportunidades.....	163
4.2	Custos Estimados e Economia Projetada	167
4.3	Análises Integradas para Tomada de Decisão sobre Geração Distribuída Fotovoltaica.....	170

4.4	Análise de Sensibilidade e Priorização das Edificações Alvo para Estudos Específicos	177
5	ESTUDOS DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA	189
5.1	Validação em Campo das Edificações Alvo Pré-selecionadas	190
5.2	Detalhamento dos Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica	197
5.2.1	APAE São Vicente	197
5.2.1.1	Dados Gerais do Sistema	197
5.2.1.2	Local de Instalação	198
5.2.1.3	Descrição do Sistema	199
5.2.1.4	Emissões	199
5.2.1.5	Irradiação Solar	199
5.2.1.6	Tabela de Irradiação Solar Total Mensal	199
5.2.1.7	Exposições	201
5.2.1.8	Sistema Fotovoltaico	201
5.2.1.9	Inversor Fotovoltaico	202
5.2.1.10	Dimensionamento	203
5.2.1.11	Produção Efetiva de Energia	204
5.2.1.12	Análise Econômica	205
5.2.1.13	ANÁLISE DE CUSTO	205
5.2.1.14	CONSUMO DE ENERGIA DA UNIDADE CONSUMIDORA	206
5.2.1.15	Retorno Financeiro	207
5.2.1.16	Comparativo Usina APAE SÃO VICENTE com Premissas do Estudo em Desenvolvimento	217
5.2.2	APAE Guaíra	218
5.2.2.1	Dados Gerais do Sistema	218
5.2.2.2	Local de Instalação	218

5.2.2.3	Descrição do Sistema	219
5.2.2.4	Emissões	219
5.2.2.5	Irradiação Solar	219
5.2.2.6	Tabela de Irradiação Solar Total Mensal	219
5.2.2.7	Exposições	220
5.2.2.8	Sistema Fotovoltaico	221
5.2.2.9	Inversor Fotovoltaico	221
5.2.2.10	Dimensionamento	223
5.2.2.11	Produção Efetiva de Energia	224
5.2.2.12	Análise Econômica	225
5.2.2.13	Análise de Custo	225
5.2.2.14	Consumo de Energia da Unidade Consumidora	226
5.2.2.15	Retorno Financeiro	227
5.2.2.16	Comparativo Usina APAE GUAÍRA com Premissas do Estudo em Desenvolvimento	238
5.2.3	DEINTER 9 – Delegacia Seccional de Polícia de Piracicaba	239
5.2.3.1	Dados Gerais do Sistema	239
5.2.3.2	Local de Instalação	239
5.2.3.3	Descrição do Sistema	239
5.2.3.4	Emissões	240
5.2.3.5	Irradiação Solar	240
5.2.3.6	Exposições	242
5.2.3.7	Sistema Fotovoltaico	243
5.2.3.8	Inversor Fotovoltaico	243
5.2.3.9	Dimensionamento	246
5.2.3.10	Produção Efetiva de Energia	251

5.2.3.11	Análise Econômica	252
5.2.3.11.1	Análise de Custo	252
5.2.3.11.2	Consumo de Energia da Unidade Consumidora	253
5.2.3.11.3	Retorno Financeiro	254
5.2.3.12	Comparativo Usina DEINTER 9 com Premissas do Estudo em Desenvolvimento	265
5.2.4	Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	266
5.2.4.1	Dados Gerais do Sistema	266
5.2.4.2	Local de Instalação	266
5.2.4.3	Descrição do Sistema	267
5.2.4.4	Emissões	267
5.2.4.5	Irradiação Solar	267
5.2.4.6	Exposições	268
5.2.4.7	Sistema Fotovoltaico	269
5.2.4.8	Inversor Fotovoltaico	270
5.2.4.9	Dimensionamento	273
5.2.4.10	Produção Efetiva de Energia	280
5.2.4.11	Análise Econômica	281
5.2.4.11.1	Análise de Custo	281
5.2.4.11.2	Consumo de Energia da Unidade Consumidora	282
5.2.4.11.3	Retorno Financeiro	283
5.2.4.12	Comparativo Usina Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação com Premissas do Estudo em Desenvolvimento	295
5.2.5	Centro Paraolímpico	296
5.2.5.1	Dados Gerais do Sistema	296

5.2.5.2	Local de Instalação	296
5.2.5.3	Descrição do Sistema	297
5.2.5.4	Emissões	297
5.2.5.5	Irradiação Solar	297
5.2.5.6	Exposições	300
5.2.5.7	Sistema Fotovoltaico	301
5.2.5.8	Inversor Fotovoltaico	302
5.2.5.9	Dimensionamento	306
5.2.5.10	Produção Efetiva de Energia	306
5.2.5.11	Análise Econômica	307
5.2.5.11.1	Análise de Custo	307
5.2.5.11.2	Consumo de Energia da Unidade Consumidora	308
5.2.5.11.3	Retorno Financeiro	309
5.2.5.12	Comparativo Usina Centro Paraolímpico com Premissas do Estudo Em Desenvolvimento	320
5.3	Normas Técnicas Aplicadas e Critérios de Monitoramento	321
6	CONCLUSÕES E CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS.....	324
6.1	Análise e Recomendações para Instalação de GD em Prédios Públicos	325
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	332
1.	APÊNDICE I - Potencial de Geração de Energia Solar, por município e concessionária, no Estado de São Paulo, considerando 20% de perdas.	334
2.	APÊNDICE II – Arquivo Excel com Unidades geradoras em autoconsumo remoto para compensação do consumo agrupado por CNPJ	352
3.	ANEXO I – Especificações Técnicas dos Equipamentos Considerados no Estudo	353
4.	ANEXO II – Atas das reuniões das visitas de campo	358
5.	ANEXO III – Mídia Digital Contendo o Banco de Dados, incluindo arquivos MXD	377

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Avanço na participação de renováveis na matriz elétrica no Brasil	34
Figura 2.2 - Crescimento da energia solar na oferta interna de energia	35
Figura 2.3 - Projeção da Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuída ..	37
Figura 2.4 - Capacidade de Energia Solar Fotovoltaica Global e Adições Anuais, 2008-2018	42
Figura 2.5 - Capacidade Solar Fotovoltaica e Adições, Top 10 Países, 2018	43
Figura 2.6 - Novas Unidades de Geração Distribuída por ano	44
Figura 2.7 - Matriz Elétrica Brasileira	44
Figura 2.8 - Potência Instalada Acumulada (MW) da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil e projeção para 2020	45
Figura 2.9 - Projeções ANEEL microgeradores	48
Figura 2.10 - Usina Fotovoltaica IEE/USP	49
Figura 2.11 - Usina Fotovoltaica Palácio do Governo	53
Figura 2.12 - Usina Fotovoltaica de Rosana	54
Figura 2.13 - Usina Fotovoltaica Parque Cândido Portinari.....	56
Figura 2.14 - comparação da irradiação solar brasileira com a europeia	57
Figura 2.15 - Linha do tempo dos principais marcos regulatórios da GD no Brasil	64
Figura 2.16 - Sistemas Fotovoltaicos de Mini e Microgeração Distribuída – Possibilidades com a RN 687	69
Figura 2.17 - Faturamento – Sistema de Compensação de Energia Elétrica.....	73
Figura 2.18 - Tarifa Horária	74
Figura 2.19 - Cobrança da Tarifa	77
Figura 2.20 - Valor Final da Energia Elétrica.....	82
Figura 3.1 - Tipos de interceptação da radiação solar.....	100
Figura 3.2 - Exemplo de mapa solar	103
Figura 3.3 - Exemplo de mapa celeste	104
Figura 3.4 - Ilustração dos ângulos horizontais, da visualização do resultado e da visibilidade mapeada na vista do.....	106

Figura 3.5 - Exemplo de articulação do MDS	108
Figura 3.6 - Esquemático da rotina desenvolvida	112
Figura 3.7 - Tela da rotina para o cálculo da irradiação solar	113
Figura 4.1 - Fluxograma das atividades para a instalação de geração fotovoltaica ..	178
Figura 4.2 - Análise de sensibilidade da variação da Tarifa em 10% médios acima da inflação.	182
Figura 4.3 - Análise de sensibilidade da variação de preços kit fotovoltaico num cenário sem incremento de tarifas acima da inflação.	183
Figura 4.4 - Análise de sensibilidade da variação de preços kit fotovoltaico em cenário com aumento médio tarifário 10% superior à inflação no período de 25 anos.	184
Figura 5.1 - Vista aérea da APAE São Vicente antes da instalação	191
Figura 5.2 - Vista do telhado do imóvel indicado para a elaboração do estudo de viabilidade técnica e econômica.....	191
Figura 5.3 - Foto aérea do Centro Paraolímpico Brasileiro	192
Figura 5.4 - Alojamento do Centro Paraolímpico Brasileiro	192
Figura 5.5 - Imagem aérea do prédio e estacionamento da Secretaria de Desenvolvimento	193
Figura 5.6 - Detalhe da inclinação do telhado.....	194
Figura 5.7 - Vista aérea dos prédios da APAE Guaíra antes da instalação do projeto piloto.....	195
Figura 5.8 - Vista do telhado indicado para continuidade dos estudos de viabilidade técnica e econômica da instalação	195
Figura 5.9 - Telhado do prédio da Deinter 9	196
Figura 5.10 - Telhado do estacionamento do Deinter 9	197
Figura 5.11 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto APAE São Vicente	200
Figura 5.12 - Consumo de Energia do projeto APAE São Vicente	207
Figura 5.13 - Fluxo de Caixa Anual do projeto APAE São Vicente.....	214
Figura 5.14 - Fluxo de Caixa Acumulado do projeto APAE São Vicente	214
Figura 5.15 - Despesas e Receitas Anuais do projeto APAE São Vicente	215
Figura 5.16 - Valor Presente Líquido do projeto APAE São Vicente	215
Figura 5.17 - Economia em 25 anos do projeto APAE São Vicente.....	216

Figura 5.18 - Taxa Interna de Retorno do projeto APAE São Vicente	216
Figura 5.19 - Taxa de Rendimento Composta do projeto APAE São Vicente	217
Figura 5.20 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto APAE Guaíra	220
Figura 5.21 - Consumo de Energia do projeto APAE Guaíra	227
Figura 5.22 - Fluxo de Caixa Anual do projeto APAE Guaíra	235
Figura 5.23 - Fluxo de Caixa Acumulado do projeto APAE Guaíra	235
Figura 5.24 - Despesas e Receitas Anuais do projeto APAE Guaíra	236
Figura 5.25 - Valor Presente Líquido do projeto APAE Guaíra	236
Figura 5.26 - Economia em 25 anos do projeto APAE Guaíra	237
Figura 5.27 - Taxa Interna de Retorno do projeto APAE Guaíra	237
Figura 5.28 - Taxa de Rendimento Composta do projeto APAE Guaíra	238
Figura 5.29 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto DEINTER 9, orientação NE ..	242
Figura 5.30 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto DEINTER 9, orientação SO ..	242
Figura 5.31 - Simulação do sombreamento no mês de janeiro/2018 do projeto da DEINTER 9	247
Figura 5.32 - Simulação do sombreamento no mês de fevereiro/2018 do projeto da DEINTER 9	248
Figura 5.33 - Simulação do sombreamento no mês de março/2018 do projeto da DEINTER 9	248
Figura 5.34 - Simulação do sombreamento no mês de abril/2018 do projeto da DEINTER 9	248
Figura 5.35 - Simulação do sombreamento no mês de maio/2018 do projeto da DEINTER 9	249
Figura 5.36 - Simulação do sombreamento no mês de junho/2018 do projeto da DEINTER 9	249
Figura 5.37 - Simulação do sombreamento no mês de julho/2018 do projeto da DEINTER 9	249
Figura 5.38 - Simulação do sombreamento no mês de agosto/2018 do projeto da DEINTER 9	250
Figura 5.39 - Simulação do sombreamento no mês de setembro/2018 do projeto da DEINTER 9	250

Figura 5.40 - Simulação do sombreamento no mês de outubro/2018 do projeto da DEINTER 9	250
Figura 5.41 - Simulação do sombreamento no mês de novembro/2018 do projeto da DEINTER 9	251
Figura 5.42 - Simulação do sombreamento no mês de dezembro/2018 do projeto da DEINTER 9	251
Figura 5.43 - Consumo de Energia do projeto DEINTER 9	254
Figura 5.44 - Fluxo de Caixa Anual do projeto DEINTER 9	262
Figura 5.45 - Fluxo de Caixa Acumulado do projeto DEINTER 9	262
Figura 5.46 - Despesas e Receitas Anuais do projeto DEINTER 9	263
Figura 5.47 - Valor Presente Líquido do projeto DEINTER 9	263
Figura 5.48 - Economia em 25 anos do projeto DEINTER 9	264
Figura 5.49 - Taxa Interna de Retorno do projeto DEINTER 9	264
Figura 5.50 - Taxa de Rendimento Composta do projeto DEINTER 9	265
Figura 5.51 - Irradiação Solar Total Mensal projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	268
Figura 5.52 - Simulação do sombreamento no mês de janeiro/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	275
Figura 5.53 - Simulação do sombreamento no mês de fevereiro/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.	275
Figura 5.54 - Simulação do sombreamento no mês de março/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.	276
Figura 5.55 - Simulação do sombreamento no mês de abril/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.	276
Figura 5.56 - Simulação do sombreamento no mês de maio/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.	277
Figura 5.57 - Simulação do sombreamento no mês de junho/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.	277
Figura 5.58 - Simulação do sombreamento no mês de julho/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.	278

Figura 5.59 - Simulação do sombreamento no mês de agosto/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.	278
Figura 5.60 - Simulação do sombreamento no mês de setembro/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.	279
Figura 5.61 - Simulação do sombreamento no mês de outubro/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.	279
Figura 5.62 - Simulação do sombreamento no mês de novembro/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.	280
Figura 5.63 - Simulação do sombreamento no mês de dezembro/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.	280
Figura 5.64 - Consumo de Energia do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	283
Figura 5.65 - Fluxo de Caixa Anual do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	291
Figura 5.66 - Fluxo de Caixa Acumulado do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	291
Figura 5.67 - Despesas e Receitas Anuais do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	292
Figura 5.68 - Valor Presente Líquido do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	293
Figura 5.69 - Economia em 25 anos do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	293
Figura 5.70 - Taxa Interna de Retorno do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	294
Figura 5.71 - Taxa de Rendimento Composta do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	294
Figura 5.72 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto do Centro Paraolímpico - NE.....	299
Figura 5.73 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto do Centro Paraolímpico - N	299
Figura 5.74 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto do Centro Paraolímpico - NO.....	300

Figura 5.75 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto do Centro Paraolímpico - L.300	
Figura 5.76 - Consumo de Energia do projeto do Centro Paraolímpico	309
Figura 5.77 - Fluxo de Caixa Anual do projeto do Centro Paraolímpico	317
Figura 5.78 - Fluxo de Caixa Acumulado do projeto do Centro Paraolímpico	317
Figura 5.79 - Despesas e Receitas Anuais do projeto do Centro Paraolímpico	318
Figura 5.80 - Valor Presente Líquido do projeto do Centro Paraolímpico	318
Figura 5.81 - Economia em 25 anos do projeto do Centro Paraolímpico	319
Figura 5.82 - Taxa Interna de Retorno do projeto do Centro Paraolímpico	319
Figura 5.83 - Taxa de Rendimento Composta do projeto do Centro Paraolímpico...	320

LISTA DE MAPAS

Mapa 2.1 - Irradiação Solar no Estado de São Paulo	60
Mapa 2.2 - Distribuidoras de Energia do Estado de São Paulo	87
Mapa 2.3 - Melhores municípios por concessionária de energia elétrica	90
Mapa 3.1 - Modelo Digital de Superfície e Articulações do Estado de São Paulo	107
Mapa 3.2 - Pontos localizados por secretaria	111

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Atividades Estruturantes do Contrato	31
Tabela 1.2 - Produtos - Conteúdos e Status	32
Tabela 2.1 - Participação das fontes na capacidade instalada no Brasil em 2020 – Geração Distribuída (MW).....	36
Tabela 2.2 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída (junho/2020)	46
Tabela 2.3 - Unidades Consumidoras separadas por Estado com Geração Distribuída.....	46
Tabela 2.4 - Potencial de energia solar do Estado de São Paulo	58
Tabela 2.5 - Subdivisões dos Grupos A e B – Consumidores	74
Tabela 2.6 - Distribuição das concessionárias de energia nos municípios paulistas e tarifas básicas para junho de 2020	88
Tabela 3.1 - Relação de Secretarias incluídas no Estudo	94
Tabela 3.2 - Imóveis Informados e Validados	96

Tabela 3.3 - Prédios públicos geolocalizados	109
Tabela 3.4 - Custo de instalação de Kit fotovoltaico em telhado	119
Tabela 3.5 - Custo de instalação de kit fotovoltaico em laje ou solo	119
Tabela 3.6 - Distribuição das concessionárias de energia nos municípios paulistas e tarifas básicas para janeiro de 2020	120
Tabela 3.7 - Valores das tarifas A4 verde fora ponta para janeiro de 2020	121
Tabela 3.8 - Prazos de retorno dos investimentos individuais em geração distribuída nos prédios públicos do Governo do Estado comparando os resultados de 2018 e 2020	122
Tabela 3.9 - Análise comparativa do VPL entre a alternativa de solução individual para cada edifício e a alternativa de geração compartilhada até 75kWp.	123
Tabela 3.10 - Análise comparativa da TIR entre a alternativa de solução individual para cada edifício e a alternativa de geração compartilhada até 75kWp.	124
Tabela 3.11 - Investimento total para abatimento dos consumos unitários nos prédios públicos do estudo em 2018	126
Tabela 3.12 - Investimento total para abatimento dos consumos unitários nos prédios públicos do estudo em 2020	126
Tabela 3.13 - Unidade de maior economia por CNPJ, por Concessionária e por Secretaria na Baixa Tensão.....	129
Tabela 3.14 - Unidades de maior economia por Concessionária em Baixa Tensão ..	136
Tabela 3.15 - Unidade de maior economia por CNPJ, por Concessionária e por Secretaria na Média Tensão	136
Tabela 3.16 - Unidades de maior economia por Concessionária em Média Tensão ..	140
Tabela 3.17 - Maiores economias individuais encontradas.....	140
Tabela 3.18 - Maiores Taxas Internas de Retorno individuais encontradas	141
Tabela 3.19 - Unidades geradoras em autoconsumo remoto para compensação do consumo agrupado por CNPJ.....	146
Tabela 3.20 - Unidades geradoras em autoconsumo remoto para compensação do consumo agrupado por Concessionária.....	160
Tabela 3.21 - Comparação dos resultados econômicos entre os cenários estudados.....	162

Tabela 5.1 - Dados do Cliente do projeto APAE São Vicente	197
Tabela 5.2 - Local de Instalação do projeto APAE São Vicente	198
Tabela 5.3 - Produção Termo Elétrica Equivalente do projeto APAE São Vicente	199
Tabela 5.4 - Equivalente de Energia Geotérmica do projeto APAE São Vicente	199
Tabela 5.5 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto APAE São Vicente	200
Tabela 5.6 - Orientação dos módulos fotovoltaicos do projeto APAE São Vicente ..	201
Tabela 5.7 - Características Técnicas dos Módulos Fotovoltaicos do projeto APAE São Vicente	201
Tabela 5.8 - Dados Técnicos do Inversor do projeto APAE São Vicente	203
Tabela 5.9 - Dados Técnicos do Inversor 1 do projeto APAE São Vicente	203
Tabela 5.10 - Quantidade de Energia Gerada pelo sistema do projeto APAE São Vicente	204
Tabela 5.11 - Perdas Totais no sistema do projeto APAE São Vicente	204
Tabela 5.12 - Características do Gerador Fotovoltaico do projeto APAE São Vicente	204
Tabela 5.13 - Estimativa de Produção Efetiva de Energia do projeto APAE São Vicente	204
Tabela 5.14 - Custos do Sistema Fotovoltaico do projeto APAE São Vicente	205
Tabela 5.15 - Custos Anuais de Manutenção do projeto APAE São Vicente	205
Tabela 5.16 - Custos Extraordinários do projeto APAE São Vicente	206
Tabela 5.17 - Consumo de Energia do projeto APAE São Vicente	206
Tabela 5.18 - Parâmetros para o cálculo de retorno financeiro do projeto APAE São Vicente	207
Tabela 5.19 - Resumo sobre a simulação do Desempenho Econômico em 25 anos do projeto APAE São Vicente	207
Tabela 5.20 - Simulação Anual de Desempenho do Sistema Fotovoltaico do projeto APAE São Vicente (Continua)	208
Tabela 5.21 - Comparativo de resultados da análise econômica para o projeto APAE São Vicente	217
Tabela 5.22 - Dados do Cliente do projeto APAE Guaíra	218
Tabela 5.23 - Local de Instalação do projeto APAE Guaíra	218

Tabela 5.24 - Produção Termo Elétrica Equivalente do projeto APAE Guaíra	219
Tabela 5.25 - Equivalente de Energia Geotérmica do projeto APAE Guaíra	219
Tabela 5.26 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto APAE Guaíra	220
Tabela 5.27 - Orientação dos módulos fotovoltaicos do projeto APAE Guaíra.....	221
Tabela 5.28 - Características Técnicas dos Módulos Fotovoltaicos do projeto APAE Guaíra	221
Tabela 5.29 - Dados Técnicos do Inversor do projeto APAE Guaíra	222
Tabela 5.30 - Dados Técnicos do Inversor 1 do projeto APAE Guaíra.....	223
Tabela 5.31 - estimativa anual de geração de energia nas condições normais de STC do projeto APAE Guaíra.....	223
Tabela 5.32 - Perdas Totais no sistema do projeto APAE Guaíra	224
Tabela 5.33 - Características do Gerador Fotovoltaico do projeto APAE Guaíra	224
Tabela 5.34 - Estimativa de Produção Efetiva de Energia do projeto APAE Guaíra ..	225
Tabela 5.35 - Custos do Sistema Fotovoltaico do projeto APAE Guaíra	225
Tabela 5.36 - Custos Anuais de Manutenção do projeto APAE Guaíra	226
Tabela 5.37 - Custos Extraordinários do projeto APAE Guaíra	226
Tabela 5.38 - Consumo de Energia do projeto APAE Guaíra	226
Tabela 5.39 - Parâmetros para o cálculo de retorno financeiro do projeto APAE Guaíra	227
Tabela 5.40 - Resumo do Desempenho Econômico em 25 anos do projeto APAE Guaíra	227
Tabela 5.41 - Simulação Anual de Desempenho do Sistema Fotovoltaico do projeto APAE Guaíra(Continua).....	229
Tabela 5.42 - Comparativo de resultados da análise econômica para o projeto APAE Guaíra	238
Tabela 5.43 - Dados do Cliente do projeto DEINTER 9	239
Tabela 5.44 - Local de Instalação do projeto DEINTER 9	239
Tabela 5.45 - Produção Termo Elétrica Equivalente do projeto DEINTER 9	240
Tabela 5.46 - Equivalente de Energia Geotérmica do projeto DEINTER 9	240
Tabela 5.47 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto DEINTER 9 orientação NE...	241
Tabela 5.48 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto DEINTER 9 orientação SO...	241

Tabela 5.49 - Orientação dos módulos fotovoltaicos do projeto DEINTER 9	243
Tabela 5.50 - Características Técnicas dos Módulos Fotovoltaicos do projeto DEINTER 9	243
Tabela 5.51 - Dados Técnicos do Inversor 1 do projeto DEINTER 9	244
Tabela 5.52 - Dados Técnicos do Inversor 1 do projeto DEINTER 9	245
Tabela 5.53 - Dados Técnicos dos Inversores 2 e 3 do projeto DEINTER 9	245
Tabela 5.54 - Dados Técnicos do Inversor 2 do projeto DEINTER 9	246
Tabela 5.55 - Dados Técnicos do Inversor 3 do projeto DEINTER 9	246
Tabela 5.56 - Quantidade de Energia Gerada pelo sistema do projeto DEINTER 9 ..	246
Tabela 5.57 - Perdas Totais no sistema do projeto DEINTER 9	247
Tabela 5.58 - Produção Efetiva de Energia do projeto DEINTER 9	252
Tabela 5.59 - Custos do Sistema Fotovoltaico do projeto DEINTER 9	252
Tabela 5.60 - Custos Anuais de Manutenção do projeto DEINTER 9	253
Tabela 5.61 - Custos Extraordinários do projeto DEINTER 9	253
Tabela 5.62 - Consumo de Energia do projeto DEINTER 9	253
Tabela 5.63 - Parâmetros para o cálculo de retorno financeiro do projeto DEINTER 9	254
Tabela 5.64 - Resumo do Desempenho Econômico em 25 anos do projeto DEINTER 9	254
Tabela 5.65 - Simulação Anual de Desempenho do Sistema Fotovoltaico do projeto DEINTER 9 (Continua)	256
Tabela 5.66 - Comparativo de resultados da análise econômica para o projeto DEINTER 9	265
Tabela 5.67 - Dados do Cliente do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	266
Tabela 5.68 - Local de Instalação do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	266
Tabela 5.69 - Produção Termo Elétrica Equivalente do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	267
Tabela 5.70 - Equivalente de Energia Geotérmica do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	267

Tabela 5.71 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	268
Tabela 5.72 - Orientação dos módulos fotovoltaicos do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	269
Tabela 5.73 - Características Técnicas dos Módulos Fotovoltaicos do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	269
Tabela 5.74 - Dados Técnicos dos Inversores 1, 2, 3, 4 e 5 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	271
Tabela 5.75 - Dados Técnicos do Inversor 1 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	271
Tabela 5.76 - Dados Técnicos do Inversor 2 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	271
Tabela 5.77 - Dados Técnicos do Inversor 3 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	272
Tabela 5.78 - Dados Técnicos do Inversor 4 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	272
Tabela 5.79 - Dados Técnicos do Inversor 5 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	272
Tabela 5.80 - Dados Técnicos dos Inversores 6 e 7 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	272
Tabela 5.81 - Dados Técnicos dos Inversores 6 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	273
Tabela 5.82 - Dados Técnicos dos Inversores 7 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	273
Tabela 5.83 - Quantidade de Energia Gerada pelo sistema do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	274
Tabela 5.84 - Perdas Totais no sistema do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	274
Tabela 5.85 - Produção Efetiva de Energia do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	281

Tabela 5.86 - Custos do Sistema Fotovoltaico do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	281
Tabela 5.87 - Custos Anuais de Manutenção do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	282
Tabela 5.88 - Custos Extraordinários do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	282
Tabela 5.89 - Consumo de Energia projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	282
Tabela 5.90 - Parâmetros para o cálculo de retorno financeiro do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	283
Tabela 5.91 - Resumo do Desempenho Econômico em 25 anos do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	284
Tabela 5.92 - Simulação Anual de Desempenho do Sistema Fotovoltaico do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação (Continua)	285
Tabela 5.93 - Comparativo de resultados da análise econômica para o projeto Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	295
Tabela 5.94 - Dados do Cliente do projeto do Centro Paraolímpico	296
Tabela 5.95 - Local de Instalação do projeto do Centro Paraolímpico	296
Tabela 5.96 - Produção Termo Elétrica Equivalente do projeto do Centro Paraolímpico	297
Tabela 5.97 - Equivalente de Energia Geotérmica do projeto do Centro Paraolímpico	297
Tabela 5.98 - Radiação Solar Total Mensal do projeto do Centro Paraolímpico.....	298
Tabela 5.99 - Orientação dos módulos fotovoltaicos do projeto do Centro Paraolímpico	301
Tabela 5.100 - Características Técnicas dos Módulos Fotovoltaicos do projeto do Centro Paraolímpico.....	301
Tabela 5.101 - Dados Técnicos dos Inversores 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 e 11 do projeto do Centro Paraolímpico.....	303
Tabela 5.102 - Dados Técnicos do Inversor 1 do projeto da Centro Paraolímpico ...	303
Tabela 5.103 - Dados Técnicos do Inversor 2 do projeto da Centro Paraolímpico ...	303

Tabela 5.104 - Dados Técnicos do Inversor 3 do projeto da Centro Paraolímpico ...	304
Tabela 5.105 - Dados Técnicos do Inversor 4 do projeto da Centro Paraolímpico ...	304
Tabela 5.106 - Dados Técnicos do Inversor 5 do projeto da Centro Paraolímpico ...	304
Tabela 5.107 - Dados Técnicos do Inversor 6 do projeto da Centro Paraolímpico ...	304
Tabela 5.108 - Dados Técnicos do Inversor 7 do projeto da Centro Paraolímpico ...	304
Tabela 5.109 - Dados Técnicos do Inversor 8 do projeto da Centro Paraolímpico ...	305
Tabela 5.110 - Dados Técnicos do Inversor 9 do projeto da Centro Paraolímpico ...	305
Tabela 5.111 - Dados Técnicos do Inversor 10 do projeto da Centro Paraolímpico .	305
Tabela 5.112 - Dados Técnicos do Inversor 11 do projeto da Centro Paraolímpico .	305
Tabela 5.113 - Quantidade de Energia Gerada pelo sistema do projeto do Centro Paraolímpico	306
Tabela 5.114 - Perdas Totais no sistema do projeto do Centro Paraolímpico	306
Tabela 5.115 - Produção Efetiva de Energia do projeto do Centro Paraolímpico	307
Tabela 5.116 - Custos do Sistema Fotovoltaico do projeto do Centro Paraolímpico	307
Tabela 5.117 - Custos Anuais de Manutenção do projeto do Centro Paraolímpico	308
Tabela 5.118 - Custos Extraordinários do projeto do Centro Paraolímpico.....	308
Tabela 5.119 - Consumo de Energia do projeto do Centro Paraolímpico	308
Tabela 5.120 - Parâmetros para o cálculo de retorno financeiro do projeto do Centro Paraolímpico	309
Tabela 5.121 - Resumo do Desempenho Econômico em 25 anos do projeto do Centro Paraolímpico	309
Tabela 5.122 - Simulação Anual de Desempenho do Sistema Fotovoltaico do projeto do Centro Paraolímpico (Continua)	311
Tabela 5.123 - Comparativo de resultados da análise econômica para o projeto do Centro Paraolímpico.....	320

GLOSSÁRIO

A

ACESSADA

Distribuidora de energia elétrica em cujo sistema elétrico o acessante conecta suas instalações

ACESSANTE

Consumidor, central geradora, distribuidora ou agente importador ou exportador de energia com instalações que se conectam ao sistema elétrico de distribuição, individualmente ou associados

ACORDO OPERATIVO

Documento celebrado entre as partes que descreve as atribuições e o relacionamento operacional entre as mesmas para fins da conexão, observada a legislação vigente e os procedimentos de distribuição

B

BAIXA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO

Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV

C

CAIXA DE MEDIÇÃO

Caixa destinada à instalação do medidor de energia e seus acessórios, bem como do dispositivo de proteção

CAIXA PARA DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E SECCIONAMENTO

Caixa destinada à instalação da proteção e seccionamento geral da entrada

CARGA INSTALADA

Soma das potências nominais em kW dos equipamentos de uma unidade de consumo, os quais depois de concluídos os trabalhos de instalação, estão em condições de entrar em funcionamento

CIRCUITO ALIMENTADOR

Condutores instalados entre a caixa de medição e o quadro de distribuição da unidade consumidora

COGERAÇÃO QUALIFICADA

Atributo concedido a cogeneradores que atendem os requisitos definidos em resolução específica, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração

CONCESSIONÁRIA/DISTRIBUIDORA

Pessoa jurídica detentora de concessão federal para explorar a prestação de serviços públicos de energia elétrica

CONSULTA DE ACESSO

Consulta facultativa para conexão de microgeração, formulada pelo acessante à acessada com o objetivo de obter informações técnicas que subsidiem os estudos pertinentes ao acesso

CLIENTE

Pessoa física ou jurídica ou comunhão de fato ou de direito legalmente representada, que ajusta com a Distribuidora o fornecimento de energia elétrica e fica responsável por todas as obrigações regulamentares e/ou contratuais

CUSTO DE DISPONIBILIDADE

O custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento mensal de consumidor responsável por unidade consumidora do grupo B, é o valor em moeda

corrente equivalente a 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores, 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores ou 100 kWh, se trifásico

D

DEMANDA

Potência em kVA, requisitada por determinada carga instalada

DISTRIBUIDORA

Agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica

E

EMPREENDIMENTO COM MÚLTIPLAS UNIDADES CONSUMIDORAS

Caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento

ENTRADA DE SERVIÇO DA INSTALAÇÃO CONSUMIDORA

Condutores, equipamentos e acessórios compreendidos entre o ponto de derivação da rede secundária e a medição e proteção, inclusive

F

FATOR DE POTÊNCIA

Razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas em um mesmo período especificado

G

GERAÇÃO COMPARTILHADA

Caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachada – ou não – pelo ONS.

I

ILHAMENTO

Operação em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição da acessada

INFORMAÇÃO DE ACESSO

Resposta formal e obrigatória da acessada à consulta de acesso, sem ônus para o acessante, com o objetivo de fornecer informações sobre o acesso pretendido

INSTALAÇÕES DE CONEXÃO

Instalações e equipamentos com a finalidade de interligar as instalações próprias do acessante ao sistema de distribuição, compreendendo o ponto de conexão e eventuais instalações de interesse restrito

INVERSOR

Equipamento estático, tipicamente usado para converter a corrente contínua em corrente alternada monofásica ou trifásica

L

LIMITE DE PROPRIEDADE

São as demarcações que separam a propriedade do cliente da via pública e dos terrenos adjacentes de propriedade de terceiros

M

MEDIDOR

Aparelho, com objetivo de medir e registrar o consumo de energia elétrica ativa ou reativa

MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras

MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras

MPPT (Maximum Power Point Tracking)

A tecnologia MPPT busca o ponto de máxima potência do módulo solar, isso resulta em um ganho de eficiência de aproximadamente 30% no sistema

P

PADRÃO DE ENTRADA

Instalação compreendendo ramal de entrada, poste particular ou pontalete, caixas, proteção, aterramento e ferragens, de responsabilidade do cliente, preparada de forma a permitir a ligação de uma unidade consumidora à rede

PARECER DE ACESSO

Documento formal obrigatório apresentado pela acessada, sem ônus para o acessante, em que são informadas as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante, com os respectivos prazos

PEDIDO DE LIGAÇÃO OU PEDIDO DE ESTUDO DE VIABILIDADE

Formalização destinada à coleta de dados do cliente, da edificação e da carga a ser ligada e através do qual são solicitadas as providências para fornecimento de energia elétrica às suas instalações, dentro do regulamento e Normas da Distribuidora

PONTO DE CONEXÃO

Conjunto de equipamentos que se destina a estabelecer a conexão na fronteira entre as instalações da acessada e do acessante. No caso da microgeração o ponto de conexão é o mesmo da unidade consumidora, sendo vedada a modificação do ponto de conexão da unidade consumidora exclusivamente em função da instalação da geração

PONTO DE ENTREGA

É o ponto até o qual a distribuidora se obriga a fornecer energia elétrica, com participação os investimentos necessários, bem como, responsabilizando-se pela execução dos serviços, pela operação e pela manutenção. Para rede de distribuição aérea, a localização física do ponto de entrega é o ponto de ancoragem do ramal de ligação aéreo na estrutura do cliente (poste particular, pontalete, fachada do prédio, etc.). O ponto de entrega deve estar situado no limite com a via pública

POSTE PARTICULAR

Poste instalado/construído na propriedade do cliente com a finalidade de fixar e/ou elevar o ramal de ligação

POTÊNCIA INSTALADA PARA SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICOS

Definida na Resolução Normativa ANEEL nº 676/2015 como a “potência nominal elétrica, em kWp na saída do inversor, respeitadas limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas”. Trata-se, portanto, do menor valor entre a potência nominal do inversor e a potência dos módulos

POTÊNCIA DISPONIBILIZADA

- a) Unidade consumidora do grupo A: a demanda contratada, expressa em quilowatts (kW); e
- b) Unidade consumidora do grupo B: a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral (disjuntor de BT) da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA).

PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL - PRODIST

Conjunto de documentos elaborados pela ANEEL, com participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normalizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica

R

RAMAL DE ENTRADA

Condutores e seus acessórios compreendidos entre o ponto de entrega e a medição e proteção, inclusive

RAMAL DE LIGAÇÃO

Condutores e seus acessórios compreendidos entre o ponto de derivação da rede secundária e o ponto de entrega

RELACIONAMENTO OPERACIONAL

Documento que contém as principais condições referentes ao relacionamento operacional entre o proprietário de microgeração distribuída e responsável pela unidade consumidora que adere ao sistema de compensação de energia e a distribuidora de distribuição de energia elétrica

S

SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa

SOLICITAÇÃO DE ACESSO

Requerimento formulado pelo acessante que, uma vez entregue à acessada, implica a prioridade de atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo

U

UNIDADE CONSUMIDORA OU DE CONSUMO

Instalações de um único cliente, caracterizada pela entrega de energia elétrica em um só ponto, com medição individualizada

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	– Ampere
ABNT	– Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRADEE	– Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica
ABSOLAR	– Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
APPs	– Application Softwares (programas desenvolvidos para dispositivo eletrônico móvel)
BNDES	– Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BT	– Baixa Tensão
CA	– Corrente Alternada
CC	– Corrente Contínua
CESP	– Companhia Energética de São Paulo
Cj	– Conjunto
CNPJ	– Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CTA	– Centro Técnico da Aeronáutica
DJ	– Disjuntor
DPS	– Dispositivo de Proteção contra Surtos
EPE	– Empresa de Pesquisa Energética
ESCO	– <i>Energy Services Company</i>
FINEP	– Financiadora de Estudos e Projetos
FS	– Fusível
FV	– Fotovoltaico
GC	– Geração Centralizada
GD	– Geração Distribuída
GEE	– Gases de Efeito Estufa
GFV	– Gerador Fotovoltaico
GWp	– Giga Watt pico
ICMS	– Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
IEC	– International Electrotechnical Commission
INMETRO	– Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial

IP	– Grau de Proteção
IPCA	– Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
ITA	– Instituto Tecnológico de Aeronáutica
k	– quilo ($\times 10^3$)
kWp	– quilo Watt pico
LpT	– Programa Luz para Todos
LSHF	– Low Smoke Halogen Free
m	– metro
mm	– milímetro
MME	– Ministério de Minas e Energia
MPPT	– Maximum Power Point Tracker
MT	– Média Tensão
MW	– Mega Watt
MWh	– Mega Watt hora
MWp	– Mega Watt pico
NOCT	– Nominal Operating Cell Temperature
ODM	– Objetivos para o Desenvolvimento do Milênio
ODS	– Objetivos para o Desenvolvimento Sustentável
ONU	– Organizações das Nações Unidas
PCC	– Ponto Comum de Conexão com a Rede
PE	– Proteção Elétrica
PEE	– Programa de Eficiência Energética
PEMC	– Plano Estadual de Mudanças Climáticas
PNMC	– Plano Nacional de Mudanças Climáticas
PRODEEM	– Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PRODIST	– Procedimentos de Distribuição
ProGD	– Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
P&D	– Pesquisa e Desenvolvimento
QDG	– Quadro de Distribuição Geral
RN	– Resolução Normativa
s	– segundos

SFCR	– Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	– Sistema Fotovoltaico Isolado
SPMP	– Seguimento do Ponto de Máxima Potência
STC	– Standard Test Conditions
TIR	– Taxa Interna de Retorno
UL	– Underwriters Laboratories
UNICAMP	– Universidade Estadual de Campinas
UPM	– Universidade Politécnica de Madrid
USP	– Universidade de São Paulo
V	– Volt
VPL	– Valor Presente Líquido
VRES	– Valores Anuais de Referência Específicos
W	– Watt
Wh	– Watt-Hora
WiFi	– Wireless Fidelity
Wp	– Watt peak
Δ	– Delta, significa variação
Ω	– Ohm
“	– polegadas

1 INTRODUÇÃO

O presente documento se refere ao **Primeiro Relatório** do Contrato Nº C-BR-T1340-P001, firmado entre o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e o Consórcio NIPPON KOEI LAC – COBRAPE, formado pelas empresas Nippon Koei Latin America Caribbean Co. Ltda (Nippon Koei Lac do Brasil Ltda.) e a Cia Brasileira de Projetos e Empreendimentos (Cobrape).

O referido Contrato objetiva fornecer **apoio ao Governo do Estado de São Paulo no desenvolvimento de conhecimento, informações e ferramentas para disseminar o uso de sistemas de energia solar fotovoltaica em edifícios públicos no Estado**. O contrato está previsto para ser realizado num prazo de 30 meses, contados a partir de fevereiro de 2018. O escopo do contrato é estruturado por 5 (cinco) atividades, identificadas na **Tabela 1.1**, a seguir.

Tabela 1.1 - Atividades Estruturantes do Contrato

ATIVIDADES	DESCRIÇÃO
1	Avaliação do potencial do uso de Módulo Solar Fotovoltaico com Geração Distribuída em edifícios e espaços públicos estaduais do Estado de São Paulo
2	Estudo e demonstração da viabilidade técnica e econômica dos projetos-piloto de Geração Distribuída.
3	Desenvolvimento de mecanismos de financiamento para sistema solares fotovoltaicos em Geração Distribuída.
4	Apoio a autoridades e entidades públicas no estabelecimento de diretrizes e manuais sobre os processos de instalação de sistemas solar fotovoltaico em edifícios públicos estaduais, assim como o estabelecimento de códigos e padrões.
5	Campanha de conscientização para promover a Geração Distribuída de energia solar fotovoltaica no setor público.

A **Tabela 1.2**, a seguir destaca os produtos que fazem parte do contrato e sua relação com as atividades previstas.

Tabela 1.2 - Produtos - Conteúdos e Status

PRODUTOS	CONTEÚDO	STATUS
Relatório Inicial	Revisão e adequação do Plano de Trabalho.	22/02/2018
Primeiro Relatório	Resultados da Atividade 1 e planejamento da Atividade 2, até a proposição e hierarquização das intervenções piloto.	14/08/2018
Segundo Relatório	Resultados da Atividade 3.	16/08/2018
Relatório de Instalação	Projeto executivo e documentos para a homologação da instalação e o Relatório de Instalação finalizado	30/09/2018
Projetos Executivos	Projetos executivos para instalação nos edifícios do DEINTER-9, Centro Paraolímpico Brasileiro e Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	07/11/2018
Terceiro Relatório	Resultados da Atividade 4 e parte da Atividade 5 (não entra a realização dos seminários de apresentação de resultados).	02/02/2019
Quarto Relatório	Resultados da campanha de conscientização com as atas e relatórios dos seminários realizados. Resultados de seis (6) meses de operação dos sistemas solares fotovoltaicos instalados em continuidade à Atividade 2.	13/05/2019
Relatório Final	Resultados do monitoramento dos 12 meses dos projetos piloto dos sistemas solares fotovoltaicos. Revisão e conclusão sobre a viabilidade técnica e econômica. Conclusões do contrato.	31/01/2020

Este documento – **Primeiro Relatório** – foi inicialmente apresentado em agosto de 2018 e reeditado nesta versão de maio de 2020, com dados atualizados para janeiro de 2020. Está estruturado da seguinte forma, além deste capítulo introdutório (Capítulo 1):

O Capítulo 2 faz uma contextualização sobre a energia solar fotovoltaica e a Geração Distribuída (GD), incluindo informações sobre o mercado de GD no Brasil e no mundo. São abordados os benefícios da GD em prédios públicos; a disponibilidade de recurso energético solar; os marcos regulatórios e a estrutura tarifária; e, a análise do potencial de economia por GD nos municípios do Estado de São Paulo, tendo o Plano Estadual de Mudanças Climáticas, como pano de fundo.

O Capítulo 3 apresenta o mapeamento e o levantamento de dados e informações dos agentes setoriais públicos. São apresentadas as simulações computacionais realizadas e o Modelo Digital de Elevação que foi elaborado; além da análise, correlação e tabulação dos dados levantados.

O Capítulo 4 destaca as oportunidades e os desafios a serem enfrentados para a disseminação do uso de sistemas de energia solar fotovoltaica em edifícios públicos. São

apresentados os critérios técnicos e econômicos utilizados para a avaliação das oportunidades; os custos estimados e a economia projetada; a análise de risco e a priorização das edificações alvo; e, a seleção da melhor relação custo-benefício.

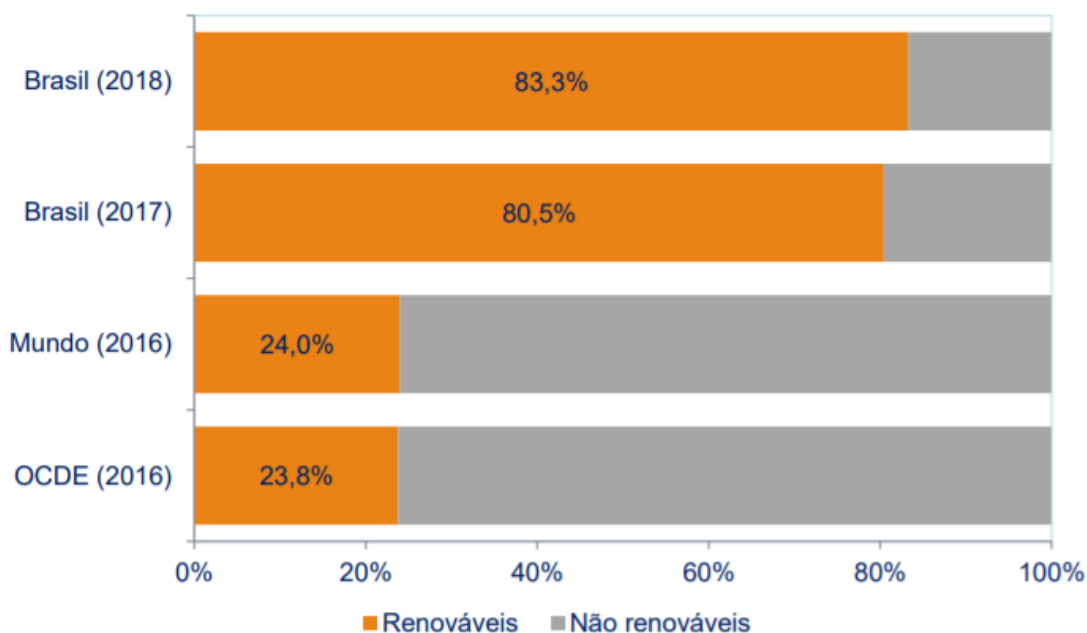
O Capítulo 5 apresenta o detalhamento dos cinco projetos que subsidiaram a definição dos dois projetos piloto que foram implantados, no âmbito deste contrato. Este detalhamento envolveu a validação em campo das edificações alvo pré-selecionadas e da engenharia básica e o refinamento dos cálculos.

Finalmente, o Capítulo 6 traz recomendações para a instalação da GD em prédios públicos, especialmente, no Estado de São Paulo e, também, para as edificações alvo.

2 CONTEXTUALIZAÇÃO

De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2018 (EPE, 2019), publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), o Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável.

As fontes renováveis representam 83,3% da oferta interna de eletricidade no Brasil, que é a resultante da soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, que são essencialmente de origem renovável. Em comparação com o mundo, o Brasil mantém uma posição de destaque na utilização de fontes renováveis para geração de energia elétrica, tal qual é mostrado na **Figura 2.1**, a seguir:



Fonte: EPE/MME, 2019.

Figura 2.1 - Avanço na participação de renováveis na matriz elétrica no Brasil

Aproximadamente 68% da matriz elétrica brasileira é sustentada pela energia hidráulica. No entanto, segundo a EPE, houve um aumento de 316% na geração elétrica no Brasil por energia solar fotovoltaica entre 2017 e 2018, demonstrando que o mercado fotovoltaico está amadurecendo rápido, e tornando-se esta fonte altamente competitiva. Esse patamar de preço na geração centralizada é muito interessante para as concessionárias

compradoras, contudo, o preço final da energia para o cliente final, continua sendo o mesmo, inclusive, vem aumentando amplamente nos últimos anos. Contudo, uma efetiva redução no custo da energia para o cliente final é visível somente quando a energia é compensada diretamente na baixa ou média tensão (BT e MT), por meio da geração de energia solar, que será o tema central deste estudo.

A **Figura 2.2** a seguir, destaca a evolução da fonte de energia solar na oferta interna de energia.

FONTES	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	10 ³ tep SOURCES
NÃO RENOVÁVEL	123.161	129.340	134.277	140.533	140.573	139.997	153.920	165.795	172.540	179.478	178.460	NON-RENEWABLE ENERGY
PETRÓLEO	94.000	100.918	106.559	108.976	107.258	104.762	116.705	126.127	130.373	135.907	134.067	PETROLEUM
GÁS NATURAL	21.398	20.983	22.771	23.888	25.574	27.969	31.661	34.871	37.610	39.810	40.560	NATURAL GAS
CARVÃO VAPOR	2.552	1.913	2.104	2.134	2.517	3.298	3.059	2.459	2.636	1.931	2.005	STEAM COAL
CARVÃO METALÚRGICO	101	167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	METALLURGICAL COAL
URÂNIO (U ₃ O ₈)	3.950	4.117	1.767	4.209	3.881	2.375	681	512	0	0	0	URANIUM - U ₃ O ₈
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS	1.159	1.242	1.075	1.326	1.343	1.592	1.814	1.826	1.921	1.831	1.828	OTHER NON-RENEWABLE
RENOVÁVEL	113.292	111.079	118.831	115.901	116.462	118.215	118.788	120.579	122.256	123.115	128.304	RENEWABLE ENERGY
ENERGIA HIDRÁULICA	31.782	33.625	34.683	36.837	35.719	33.625	32.116	30.938	32.758	31.898	33.452	HYDRAULIC
LENHA	29.227	24.609	25.997	25.997	25.683	24.580	24.936	24.900	23.095	23.992	24.146	FIREWOOD
PRODUTOS DA CANA	45.019	44.775	48.852	43.270	45.117	49.304	49.273	50.424	50.658	49.725	50.895	SUGAR CANE PRODUCTS
EÓLICA	102	106	187	233	434	566	1.050	1.860	2.880	3.644	4.169	WTND
SOLAR	0	0	0	0	0	0	1	5	7	72	298	SOLAR
OUTRAS RENOVÁVEIS	7.163	7.963	9.112	9.566	9.508	10.139	11.412	12.453	12.857	13.784	15.345	OTHER RENEWABLE
TOTAL	236.453	240.419	253.108	256.434	257.035	258.211	272.707	286.375	294.796	302.592	306.764	TOTAL

Fontes: Adaptado de EPE/MME, 2019.

Figura 2.2 - Crescimento da energia solar na oferta interna de energia

Em 2019, a capacidade total instalada de geração de energia elétrica do Brasil (centrais de serviço público e autoprodutoras) alcançou 170.071 MW, acréscimo de 7.246,41 MW, ultrapassando a meta de 5.781 MW. Na expansão da capacidade instalada, as centrais hidráulicas contribuíram com 68,30%, enquanto as centrais térmicas responderam por 10,7% da capacidade adicionada. As usinas eólicas e solares foram responsáveis pelos 21% restantes de aumento do grid nacional.

Ao contrário do que ocorre com a geração centralizada (GC), na Geração Distribuída (GD) a fonte predominante de energia é a solar fotovoltaica. A **Tabela 2.1**, a seguir, destaca a participação solar dentre as fontes de energia mais utilizadas, de acordo com a capacidade total instalada no Brasil até junho de 2020.

Tabela 2.1 - Participação das fontes na capacidade instalada no Brasil em 2020 – Geração Distribuída (MW)

FONTE	Pot. Instalada (2020) (MW)	%
Bagaço de Cana de Açúcar	4.486,00	0,15%
Biogás – Floresta	533,00	0,02%
Biogás – RA	26.453,16	0,87%
Biogás – RU	12.355,42	0,40%
Biogás – AGR	2.682,08	0,09%
Casca de Arroz	4.900,00	0,16%
Eólica	10.409,86	0,34%
Gás de Alto Forno – Biomassa	5.361,00	0,18%
Gás Natural	5.431,68	0,18%
Potencial Hidráulico	102.805,71	3,37%
Radiação Solar	2.869.524,30	93,93%
Resíduos Florestais	10.110,00	0,33%
Capacidade disponível (MW)	3.055.052,21	100%

Fonte:

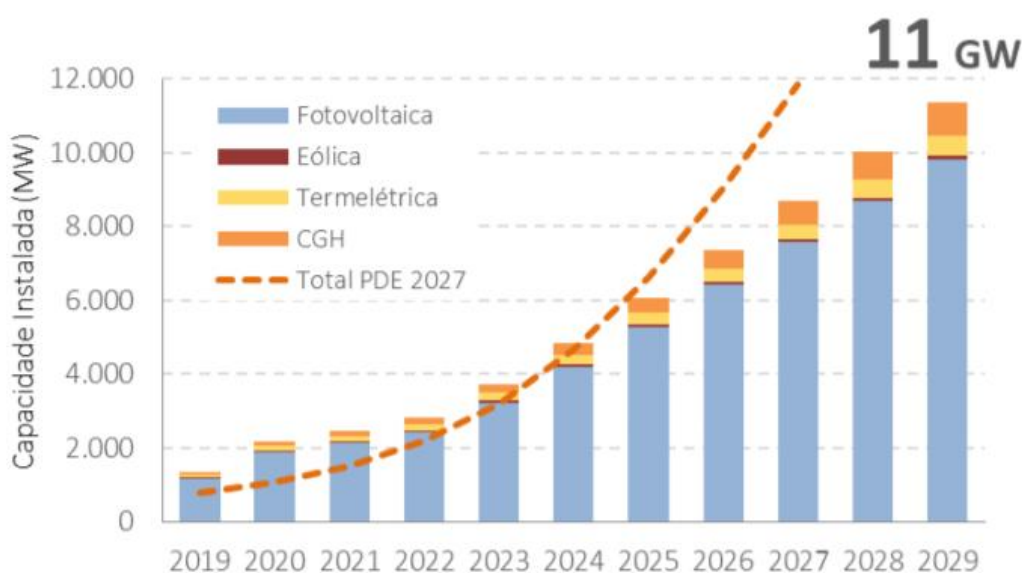
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizjM4NmM0OWYtN2lwZS00YjYiLTlIMjltN2E5MzBkN2ZlMzVklwiwDCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYtctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>

A GD pode ser definida como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou situada no próprio consumidor. No Brasil, a definição de GD é feita a partir do Artigo 14º do Decreto Lei nº 5.163/2004, atualizado pelo Decreto no 786/2017.

No Brasil, esse tipo de modalidade de geração foi regulamentado pela ANEEL, através da Resolução Normativa (RN) nº482 de dezembro de 2012, que institui o modelo de net-metering no país (ver detalhes no **item 2.4** deste documento, que trata do marco regulatório). Em 2015, a RN 482 passa pela sua primeira revisão e foi aprimorada, de modo a tornar o processo de conexão mais célere e ampliar o acesso à GD para um número maior de unidades consumidoras. Inicialmente, o limite de capacidade das usinas geradoras de energia na GD era de até 1 MW. Atualmente, a Resolução permite a conexão de geradores de até 5 MW na rede de distribuição, a partir de fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada.

A partir da regulamentação, no final de 2012, a adoção de sistemas de geração própria teve um início tímido, mas começou a se popularizar rapidamente. Em 2016, houve um salto de mais de quatro vezes no número de instalações, terminando o ano com 81 MWp instalados, distribuídos em 7,7 mil unidades (EPE, 2017). Em junho de 2020, a potência instalada de sistemas de geração distribuída já atingiu a marca de 3,05 GWp. Dentre as

tecnologias de geração distribuída de pequeno porte, destaca-se a baseada no aproveitamento solar fotovoltaico e a energia do biogás. A tecnologia solar se apresenta com maior potencial de penetração no horizonte decenal, em razão da sua modularidade e custo decrescente. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, elaborado em setembro de 2019, pelo Ministério de Minas e energia, em 2029, estimam-se cerca de 86% da capacidade instalada composta de sistemas fotovoltaicos sob o regime da RN 482, totalizando 9,46 GWp. (Figura 2.3).



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2029

Figura 2.3 - Projeção da Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuída

Nesse âmbito, a utilização de módulos fotovoltaicos para a geração de energia elétrica distribuída (GD) conectados à rede de distribuição em prédios públicos permite que o mesmo consumidor gere energia elétrica própria e abata os valores gerados das contas de consumo, tornando o consumidor um produtor de energia e, ao mesmo tempo, um consumidor (tais consumidores passam a ser chamado de PROSSUMIDOR, o gerador e consumidor de energia).

Em linhas gerais, a GD tem como benefícios, no horizonte coletivo, a diversificação da matriz elétrica, o uso racional de recursos ambientais, a postergação de investimentos na geração, transmissão e distribuição de energia, a melhoria da qualidade da energia na ponta, o uso da disponibilidade energética solar no país, estímulo econômico e industrial,

geração de empregos, entre inúmeros outros benefícios que serão comentados neste relatório, mais adiante.

- **Mudança Climática e a importância das fontes renováveis de energia**

Importante mencionar nesta contextualização, que, atento às necessidades de avançar com uma economia mais sustentável, de baixa emissão de carbono e redução de emissões de demais gases de efeito estufa (GEE), o Estado de São Paulo instituiu a Política Estadual de Mudanças Climáticas (PEMC), por meio da Lei Estadual nº 13.798, de 9 de novembro de 2009, regulamentada pelo Decreto Estadual nº 55.947, de 24 de junho de 2010). A PEMC e sua regulamentação atuam em sintonia com a Convenção do Clima da ONU e com a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC).

Em 2015, em Paris, os países tiveram a oportunidade de adotar uma nova agenda de desenvolvimento sustentável e chegar a um acordo global sobre a mudança climática. Neste contexto, o Brasil assumiu a sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, em inglês) para a redução das suas emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) de 37%, em 2025, e 43%, em 2030, com base nas emissões do ano de 2005.

Considerando que o Estado de São Paulo é o quarto maior emissor de GEE no Brasil, com cerca de 8,8% das emissões líquidas globais do país, a geração distribuída sustentável proporciona uma oportunidade para controlar o aumento de emissões provenientes da geração elétrica num cenário atual onde existe maior representatividade do setor de energia nos transportes e em outras áreas como: tratamento de resíduos sólidos, tratamento e afastamento de efluentes líquidos, alteração de uso do solo.

A geração distribuída permite o Estado se alinhar e contribuir com as metas nacionais de redução de emissões de GEE e com os novos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas (são 17 objetivos com 169 metas), que se baseiam nos oito Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ODM).

Um dos ODS com maior potencial de impacto a partir deste projeto é o objetivo 7, que visa “Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todas e todos” (ONU, 2015). O Estado de São Paulo poderá contribuir com a geração de energia moderna e ações de eficiência energética, para atingir as metas de:

- i. Até 2030, assegurar o acesso universal, confiável, moderno e a preços acessíveis a serviços de energia;
- ii. Até 2030, aumentar substancialmente a participação de energias renováveis na matriz energética global;
- iii. Até 2030, dobrar a taxa global de melhoria da eficiência energética;
- iv. Até 2030, reforçar a cooperação internacional para facilitar o acesso a pesquisa e tecnologias de energia limpa, incluindo energias renováveis, eficiência energética e tecnologias de combustíveis fósseis avançadas e mais limpas, e promover o investimento em infraestrutura de energia e em tecnologias de energia limpa;
- v. Até 2030, expandir a infraestrutura e modernizar a tecnologia para o fornecimento de serviços de energia modernos e sustentáveis para todos nos países em desenvolvimento, particularmente nos países menos desenvolvidos, nos pequenos Estados insulares em desenvolvimento e nos países em desenvolvimento sem litoral, de acordo com seus respectivos programas de apoio.

Assim, este documento se aprofunda na contextualização sobre a GD, destacando informações sobre o mercado de GD no Brasil, seus benefícios, disponibilidade de recurso energético solar, os marcos regulatórios que disciplinam a GD e a análise do potencial de economia com a GD, concluindo com alguns modelos e sugestões de encaminhamento que poderão ajudar o Estado a desenvolver um papel protagonista no setor de GD no Brasil.

2.1 O Mercado de Geração Distribuída

● Breve Histórico

Os estudos na área de energia solar iniciaram no Brasil ainda na década de 50, por meio de iniciativas isoladas de pesquisadores, sem a formação de grupos de pesquisas

definidos. No final da década de 60, um grupo de pesquisadores se estabeleceu no Centro Técnico da Aeronáutica (CTA), no Instituto Tecnológico de Aeronáutica (ITA), liderado pelo Prof. Pio Caetano Lobo, criando o primeiro grupo acadêmico de energia solar no País. No final da década de 60, o primeiro forno solar foi construído no CTA, liderado pelo Prof. Arno Müller.

Em 1973, no ano da primeira crise do petróleo, foi criado o Laboratório de Energia Solar na Universidade Federal da Paraíba. Em 1974, a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) patrocinou uma missão internacional para estudar energia solar. Neste mesmo ano, surgiu o Laboratório de Microeletrônica na Universidade de São Paulo (USP). No ano seguinte, em 1975, foi formado o Grupo de Energia Solar da Universidade de Campinas (UNICAMP). Em 1975, ocorreu um intercâmbio entre universidades da Paraíba, Campinas e ITA, fortalecendo os grupos de energia solar existentes. Alguns professores concluíram Doutorado no exterior, consolidando o conhecimento acerca da energia solar no Brasil.

Na década de 80, novos laboratórios e grupos de pesquisa foram estabelecidos no Rio de Janeiro, Paraná, com pesquisas voltadas para células solares. Ainda em 1980, foi fundada a primeira indústria de módulos fotovoltaicos do Brasil, a Heliodinâmica, localizada no interior de São Paulo, fechada na década de 90.

Nos anos seguintes, a disseminação da tecnologia no âmbito acadêmico foi ampliada e uma série de físicos e engenheiros avançaram com a formação acadêmica e doutorados em universidades da Europa, em particular com a Universidade Politécnica de Madrid (UPM), por onde passaram os Professores e Doutores que atuam fortemente neste setor, alguns deste hoje estão à frente dos principais laboratórios de energia solar do país, inclusive participando ativamente da regulamentação do setor de geração distribuída e prestando serviços para o setor com a certificação de produtos e formando mão de obra especializada para o setor de energia solar, a saber:

- (i) Prof. Dr. Roberto Zilles, fundador do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF) do Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da USP;

- (ii) Prof. Dr. Arno Krenzinger, fundador do Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS);
- (iii) Prof. Dr. Ricardo Rüther, fundador do Laboratório “Fotovoltaico” na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

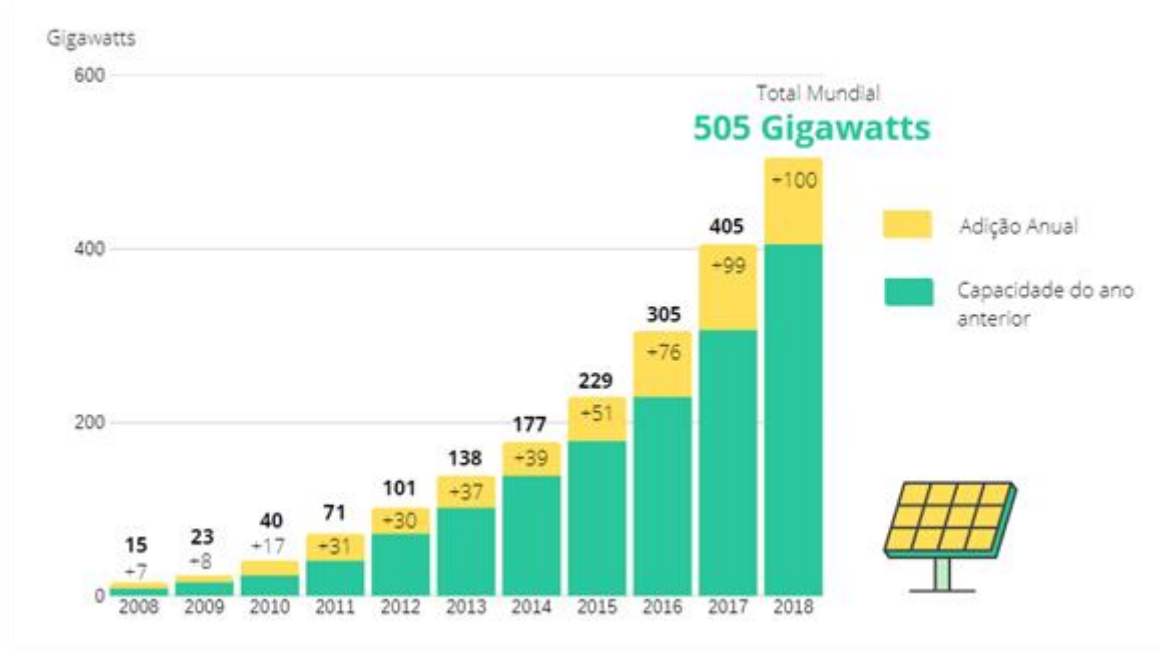
Do ponto de vista de marco regulatório e projetos demonstrativos, a energia solar iniciou no Brasil focada em políticas públicas e pilotos para projetos de eletrificação rural em sistemas isolados, com a criação do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), do Ministério de Minas e Energia entre 1994 e 2003. Neste período, foram implantados milhares de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia (baterias) nas localidades mais remotas do Brasil, em particular na Região Norte e Nordeste, até hoje são as regiões com menor índice de eletrificação do país.

Em 2003, o PRODEEM passou a ser parte do Programa Luz para Todos (LpT), programa que priorizou as ações de universalização do acesso de energia via extensão de redes de distribuição de energia da forma tradicional, postes e cabos elétricos, deixando os projetos de energia solar de lado. Neste período de meados dos anos 2000 até início dos anos 2013, muitos projetos pilotos com universidades e organizações não governamentais foram implantados, demandando conhecimento adquirido nos anos anteriores, em particular no meio acadêmico. A energia solar ainda não era um grande negócio até então.

A partir de 2012, o marco regulatório favorável para energia solar fotovoltaica inaugurou uma nova era desta tecnologia no Brasil, a RN 482 criou as condições para que milhares de brasileiros possam conectar seus sistemas na rede de distribuição. É neste contexto que este projeto se insere, e sua contribuição ao mercado de energia solar, em particular no Estado de São Paulo será de grande importância para fomentar as políticas públicas e ações de eficiência energética que irão alavancar a energia solar.

- **O Mercado Solar Fotovoltaico no Brasil e no Mundo**

O mercado solar fotovoltaico mundial alcançou, em 2018, a marca de 505 GWp de potência instalada (**Figura 2.4**) com o incremento de 100 GWp em sua matriz energética somente neste ano, conforme estudo realizado pela Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21, 2019).

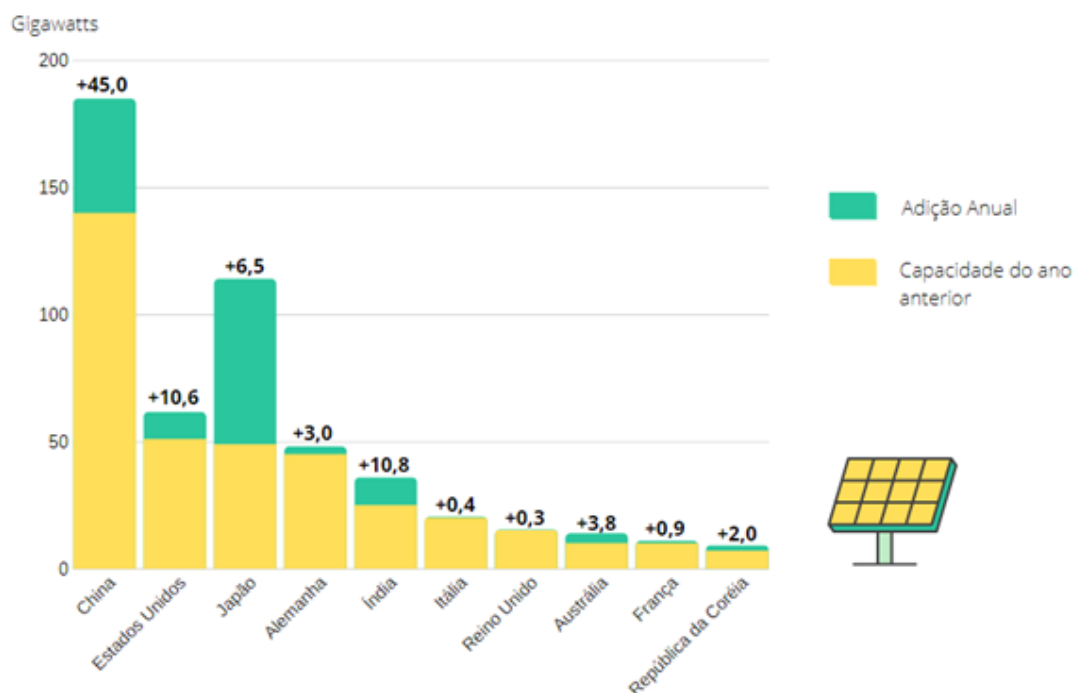


Fonte: Adaptado de REN21, 2019

Figura 2.4 - Capacidade de Energia Solar Fotovoltaica Global e Adições Anuais, 2008-2018

A China, país com a maior capacidade fotovoltaica instalada, novamente teve destaque nos investimentos em energia solar fotovoltaica no ano de 2018 com o acréscimo de 45GW à sua Matriz Energética, totalizando 176,1GW de capacidade instalada. Na segunda colocação entre os países com a maior potência instalada figura os Estados Unidos com 62,2GW, sendo 10,6GW instalados apenas em 2018. O Japão está na terceira colocação do ranking com 56,0GW instalados e 6,5GW em 2018. Merece destaque também a Índia que foi o segundo maior investidor em energia solar fotovoltaica no ano de 2018 com 10,8GW de potência instalada e se mantendo na quinta colocação no ranking com 32,9GW em sua matriz energética. A Alemanha, que em 2014 era a líder mundial em capacidade instalada, atualmente figura na quarta colocação com 45,4GW de potência instalada,

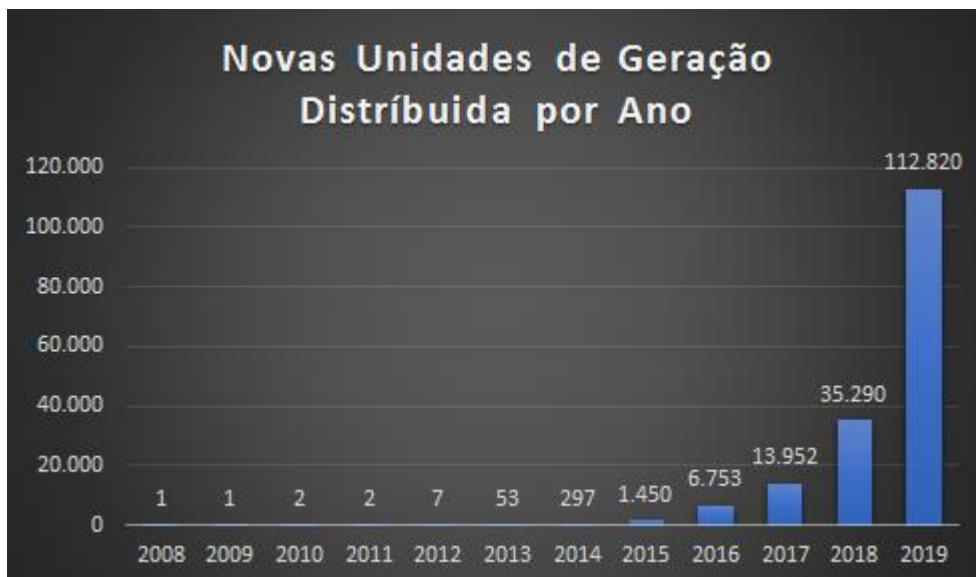
tendo instalado apenas 3,0GW adicionais em 2018, conforme ilustrado na **Figura 2.5** a seguir.



Fonte: Adaptado de REN 21

Figura 2.5 - Capacidade Solar Fotovoltaica e Adições, Top 10 Países, 2018

O mercado fotovoltaico apresentou um crescimento significativo no Brasil, em 2019, atingindo a marca de 2GW de potência instalada em sistemas de microgeração e minigeração distribuída solar fotovoltaica em residências, comércios, indústrias, produtores rurais, prédios públicos e pequenos terrenos. Apenas em 2019 foram instalados mais que o dobro de todos os sistemas fotovoltaicos instalados até então, quase 113 mil instalações, adicionando 1,393 GW no ano (**Figura 2.6**), somando a marca de 170.756 Unidades Consumidoras no Brasil até 31/12/2019.



Fonte: ANEEL, 2020.

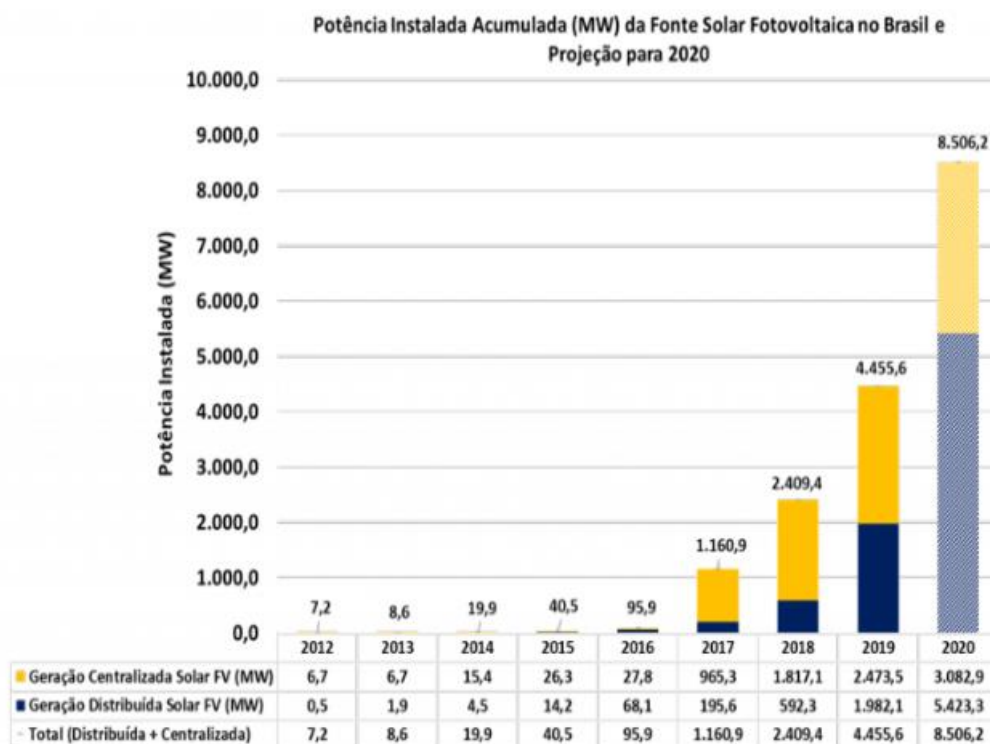
Figura 2.6 - Novas Unidades de Geração Distribuída por ano

A Geração Solar Fotovoltaica Centralizada também vem se destacando na Matriz Energética Brasileira com uma potência instalada de 2,47 GW representando 1,4% de toda a capacidade instalada no país.



Fonte: INFOGRÁFICO ABSOLAR nº 15, 2020

Figura 2.7 - Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: <http://www.absolar.org.br/deixeasolarcrescer/tag/rodrigo-sauaia/>

Figura 2.8 - Potência Instalada Acumulada (MW) da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil e projeção para 2020

Segundo infográfico nº 15 de janeiro de 2020, divulgado pela ABSOLAR, já foram contratos 4,4 GW de potência em leilões de energia que entrarão em operação até 2025.

O esforço do poder público para a difusão da energia solar fotovoltaica é perceptível e gerou resultados palpáveis. Segundo dados de mercado, o mercado de geração centralizada movimentou cerca de R\$ 3,6 bilhões (GREENER, 2018). A contratação de energia nos Leilões, entre 2015 e 2018, inicialmente, teve maior participação nesse cenário, puxando os resultados na direção da geração centralizada. Contudo, as projeções divulgadas pela ABSOLAR mostram um possível crescimento de 170% na potência instalada em geração distribuída, o que representaria, no final de 2020, 64% do total instalado no país.

Este estudo propõe subsídios para a promoção da GD de modo a potencializar o investimento nesta forma de geração de energia, com enfoque nos prédios públicos, mas passível de multiplicação para investimentos privados também.

A ANEEL publica e atualiza em seu site, o Registro das Unidades Consumidoras com Geração Distribuída e agrupa estas informações por distribuidora de energia, Estado, tipo de geração, classe de consumo, modalidade e data de conexão.

Na **Tabela 2.2** estão as Unidades Consumidoras geradoras de energia solar fotovoltaica conectadas à rede até o mês de junho/2020.

Tabela 2.2 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída (junho/2020)

Unidades Consumidoras com Geração Distribuída			
Modalidade	Quantidade	Quantidade de UCs que Recebem os Créditos	Potência Instalada (kW)
Autoconsumo remoto	35.288	95.587	529.184,85
Geração compartilhada	537	1.690	16.985,58
Geração na própria UC	209.456	209.456	22.325.08,89
Múltiplas UCs	42	263	847,57

Fonte: ANEEL (http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Modalidade.asp).

Dentre os Estados com o maior número de instalações, merece destaque o Estado de Minas Gerais, com 51.910 unidades geradoras conectadas à rede, seguido por São Paulo com 39.565 unidades e pelo Rio Grande do Sul com 33.382.

Na **Tabela 2.3** consta a relação das Unidades Consumidoras geradoras agrupadas por Estado.

Tabela 2.3 - Unidades Consumidoras separadas por Estado com Geração Distribuída

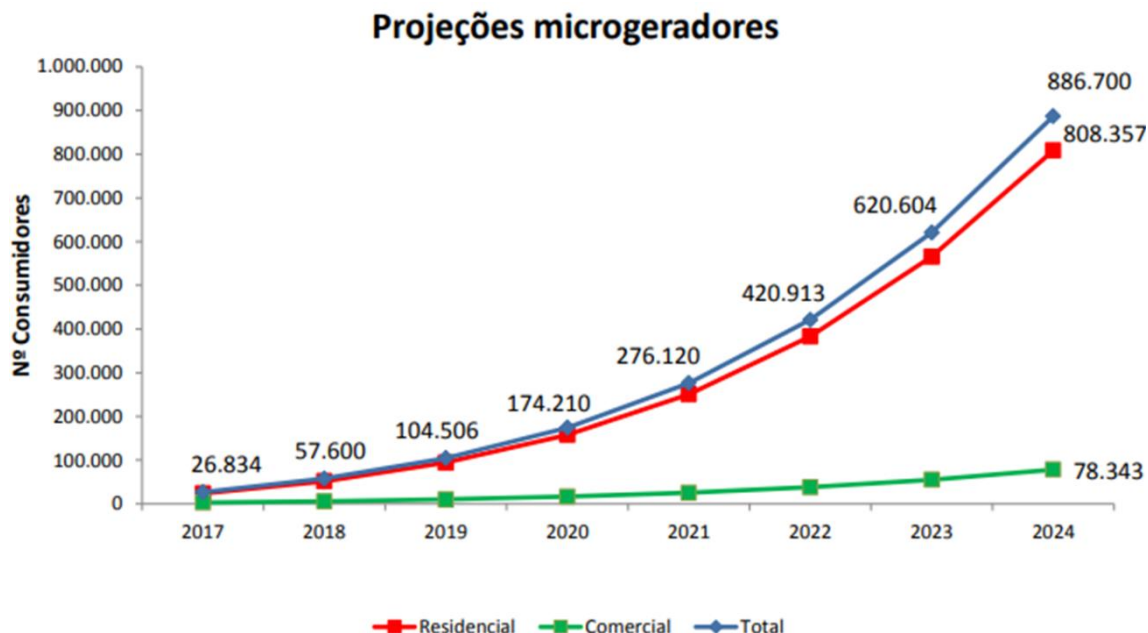
Unidades Consumidoras com Geração Distribuída			
UF	Quantidade	Quantidade de UCs que Recebem os Créditos	Potência Instalada (kW)
AC	277	282	3.901,41
AL	1.483	2.175	18.499,04
AM	907	1.082	12.992,12
AP	203	248	4.644,54
BA	8.685	10.786	86.928,38
CE	6.656	8.403	95.242,36
DF	1.676	1.799	23.953,57
ES	4.368	5.299	58.494,19
GO	10.728	14.065	156.314,36
MA	2.825	3.437	33.765,50
MG	51.910	75.248	569.325,35
MS	7.582	9.392	89.294,77
MT	9.417	9.654	149.122,53

PA	3.365	3.765	35.439,86
PB	3.693	5.965	51.604,15
PE	3.673	5.461	53.555,40
PI	3.861	5.059	46.424,60
PR	17.270	17.356	267.140,34
RJ	13.596	15.520	119.871,96
RN	3.680	4.239	59.900,51
RO	495	580	6.515,47
RR	135	174	1.768,93
RS	33.382	40.318	388.244,53
SC	12.366	16.395	143.252,59
SE	1.269	1.484	13.885,45
SP	39.565	46.488	359.341,59
TO	2.247	2.312	25.544,73

Em verde, Estados brasileiros com maior número de instalações.

Fonte: ANEEL (http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Modalidade.asp).

Com base nas projeções dos setores residencial e comercial, a ANEEL, através da Nota Técnica nº 056/2017, atualizou as projeções de microgeradores de energia solar fotovoltaica conectados à rede no horizonte de 2017 a 2024 (**Figura 2.9**). A Agência estima que, em 2024, o país possua 886.700 usinas fotovoltaicas na Geração Distribuída. Importante mencionar que há um movimento das concessionárias de energia em alterar as condições do marco regulatório, ocorrendo por meio da participação em audiências públicas e posicionamento público via associações de classes com a Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE), que pode impactar o avanço da geração distribuída, reduzindo o número de instalações das projeções da ANEEL.



Fonte: ANEEL, Nota Técnica nº 056/2017-SRD/ANEEL, 24 de maio de 2017.

Figura 2.9 - Projeções ANEEL microgeradores

- **ESCO**

Atualmente no mercado existem empresas denominadas de ESCOs (*Energy Services Company*) que são empresas de engenharia especializadas em promover a eficiência energética e de consumo de água nas instalações de seus clientes.

Estas empresas atuam analisando o consumo de energia do cliente em um determinado período (usualmente 12 meses) e como esta energia está sendo utilizada. Após isso, identifica possíveis pontos de redução no consumo e no custo de energia.

Atuando em conjunto com as ESCOs, existem empresas focadas no setor fotovoltaico. As empresas atuam desde a fabricação de módulos fotovoltaicos e estruturas de fixação, fornecimento de kit fotovoltaico direto ao consumidor final ou para integradores, até a venda de serviços como projeto, instalação, consultoria e estudos de desenvolvimento de mercado.

Com o avanço das instalações fotovoltaicas, principalmente em GD, há uma tendência para a abertura de novas empresas especializadas e criação de diversos empregos em todos os níveis de atuação.

2.2 Benefícios da Geração Distribuída em Prédios Públicos

Uma das instalações pioneiras de energia solar ocorreu no ano de 1998, quando o LSF-IEE/USP conectou seu primeiro sistema à rede elétrica. Este sistema, com potência de 750 Wp, possibilitou as primeiras discussões acerca do uso do sistema de distribuição de energia elétrica. Com o passar dos anos, o número de usinas foi ampliando até atingir a capacidade atual de 540 kWp, e constituída principalmente por quatro subsistemas, incorporando diferentes conceitos e estudos, tais como: Building Integration (BIPV), Building Applied (BAPV), central solar, tipologias e configurações de inversores e correção do fator de potência, qualidade de módulos, degradação de células fotovoltaicas, miniredes para sistemas isolados, dentre outros.

A implementação final da usina fotovoltaica fez parte do "Projeto P&D Estratégico ANEEL 013", contou com recursos de P&D da CTEEP e CESP e tem capacidade para atender cerca de 1% da demanda de eletricidade do Campus da USP do Butantã (**Figura 2.10**).



Fonte: site IEE (<http://www.iee.usp.br/?q=pt-br/evento/inaugura%C3%A7%C3%A3o-da-usina-solar-fotovoltaica-540kw>).

Figura 2.10 - Usina Fotovoltaica IEE/USP

As primeiras iniciativas do Governo de São Paulo com a instalação dos sistemas fotovoltaicos em suas edificações serviram de base para o estabelecimento da regulamentação e desenvolvimento de normas técnicas para inserção de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos no país.

Com os avanços das tecnologias e das quantidades de instalações, novas usinas foram sendo desenvolvidas para estudar os aspectos econômicos, técnicos e comerciais da energia solar, a obtenção de dados de geração fotovoltaica para pesquisas acadêmicas, a autossuficiência de energia nos prédios públicos, a propagação do uso da energia fotovoltaica entre diferentes públicos – desde consumidores de baixa renda até clientes corporativos e públicos e o engajamento dos públicos de relacionamento com o consumo consciente de eletricidade.

O aumento da potência instalada da energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira representa uma importante mudança do paradigma atual. O sistema, baseado em energias renováveis, em especial a hidráulica, precisa de uma garantia de produção energética, por exemplo para eventos de crise hídrica, que está baseado na geração termoeletrica, com a queima de combustíveis fósseis.

Assim, a expansão dessa nova tecnologia e a geração distribuída, em se tornando uma fonte relevante na matriz energética brasileira, possibilita postergar investimentos de novas gerações e reduzir a necessidade de sistemas de garantia e de geração termoeletrica. Também, são uma fonte energética limpa, sem emissões de gases de efeito estufa na operação, e podem contribuir para manter ou reduzir os níveis de emissão da matriz energética brasileira. Fortalecendo setores direcionados para a sustentabilidade espera-se que o Brasil seja capaz de garantir os compromissos firmados em acordos internacionais de Mudanças Climáticas, conforme mencionado anteriormente, além de “assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todas e todos”, que é o ODS7 (Objetivo de Desenvolvimento Sustentável 7).

A fonte de energia solar é considerada uma fonte inesgotável e sustentável. Não requer, em sua operação, consumo ou ciclagem de elementos químicos presentes nos gases de efeito estufa. Não se trata mais de uma tecnologia de futuro e sim de presente e que pode ser incorporada facilmente aos hábitos e costumes da nossa sociedade e amplamente utilizada nos prédios públicos do Estado de São Paulo.

Os principais equipamentos dos sistemas fotovoltaicos são os módulos e inversores, que estão em constante evolução tecnológica e científica. A instalação desses módulos não necessita de áreas especiais e pode ser aplicada tanto sobre construções da área urbana quanto em áreas totalmente antropizadas e degradadas, proporcionando usos mais nobres para territórios desvalorizados. Os módulos fotovoltaicos buscam, inclusive, uma sinergia com o projeto arquitetônico e urbanístico da cidade, do campo e, mais recentemente, de represas.

Em termos industriais, a fabricação de módulos e o desenvolvimento de tecnologias nacionais também serão resultados do investimento dessa área, seja por meio de isenções fiscais ou subsídios inteligentes, que devem fazer parte de políticas públicas a serem implementadas pelos Estados para atrair investimentos e gerar empregos e saldo positivo na balança comercial.

Como podem ser estruturados sistemas geradores de qualquer porte a disseminação das fontes reduz a dependência de modelos tradicionais de geração, possibilitando, ainda, a geração isolada em áreas onde sistemas integrados são de difícil instalação. Ao mesmo tempo reduz a necessidade de transmissão de energia resultando em menores perdas na distribuição, menores investimentos e menores custos de manutenção.

Para o consumidor final, público ou privado, a geração fotovoltaica representa uma economia na conta de energia elétrica e a possibilidade de utilizar esse recurso financeiro resultante em outros investimentos. Também significa importante contribuição ambiental para a sustentabilidade e redução de impactos da geração de energia, que significa uma mudança de paradigma cultural sobre o uso racional dos recursos naturais.

Territorialmente, o avanço de sistemas fotovoltaicos em maior escala proporcionará o desenvolvimento de um mercado novo, com geração de emprego e renda em cidades que não fazem parte do eixo econômico nacional, mas que estão nas áreas de melhor geração do país, mesmo ocorrendo para São Paulo, onde o melhor potencial é no noroeste do Estado e longe da capital e principais cidades regionais.

Em 2015, o Governo de São Paulo publicou dois decretos que incentivam a produção de energia elétrica por micro e minigeradores e de equipamentos para os setores de energia solar e eólica.

O Decreto nº 61.439/2015 concede isenção de ICMS sobre a energia elétrica fornecida para microgeradores e minigeradores na quantidade injetada na rede de distribuição. Já o Decreto nº 61.440/2015, concede isenção de ICMS para a produção de equipamentos destinados a geração de energia eólica e solar. A medida isenta o ICMS das partes e peças de aerogeradores, geradores fotovoltaicos e torres para suporte de energia eólica.

Além das isenções de impostos, o Governo de São Paulo busca incentivar a utilização de energias renováveis no Estado de São Paulo tomando a frente e buscando parcerias para ampliar sua importância na geração de energia fotovoltaica.

Uma parceria entre o Programa de Eficiência Energética (PEE) da antiga AES Eletropaulo e o Governo do Estado de São Paulo, possibilitou que uma usina de geração de energia solar fotovoltaica fosse instalada na cobertura do Palácio dos Bandeirantes, realizando a geração de parte da energia consumida no edifício, conforme visto na **Figura 2.11**.

Com investimento de R\$ 1,3 milhão, o projeto tem uma capacidade instalada de 81,22 kWp, contando com 262 módulos fotovoltaicos com potência de 310 watts cada, que possibilitou uma economia de 730 MWh por ano, equivalente ao consumo médio de 243 casas de família. O projeto contemplou também com a modernização do sistema de

iluminação substituindo as lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes, mais eficientes que os modelos antigos.



Fonte: site AES Brasil (<http://aesbrasilsustentabilidade.com.br/pt/noticias/item/palacio-dos-bandeirantes-ganha-usina-fotovoltaica>).

Figura 2.11 - Usina Fotovoltaica Palácio do Governo

Em 2016 entrou em operação, na cidade de Rosana, a primeira usina fotovoltaica do Brasil que utiliza a tecnologia de placas flexíveis e rígidas em sistema flutuante. O projeto recebeu um investimento de R\$ 23 milhões pela CESP – Companhia Energética de São Paulo (**Figura 2.12**).

Ocupando uma área de 500 m² dos 2.250 existentes no reservatório, a usina conta com duas plantas fotovoltaicas flutuantes de 25 kWp, sendo uma com 100 módulos rígidos de 250 Wp e outra com 180 módulos flexíveis de 144 Wp. Além disso, existem duas plantas instaladas em solo, uma com módulos rígidos e outra com flexíveis, ambos de 250 kWp, que possibilitam uma geração mensal de mais de 101 MWh. Essa energia é suficiente para abastecer mais de 1.000 residências com consumo mensal de 100 kWh.

O objetivo do Governo é testar tecnologias inovadoras para fomentar o desenvolvimento de conhecimento e economia sobre a sustentabilidade, promovendo acesso às energias renováveis. A instalação de usinas solares em meio aquático representa um grande

potencial para o Brasil e também podem ajudar comunidades ribeirinhas e isoladas a terem acesso à energia elétrica.

Este foi o primeiro projeto de usina solar flutuante instalado em lago de usinas hidrelétricas no mundo, o que permite aproveitar as subestações e as linhas de transmissão das hidrelétricas e a área sobre a lâmina d'água dos reservatórios. Projetos similares ainda estão sendo iniciados nas cidades de Balbina, no Amazonas, e em Sobradinho, na Bahia.



Fonte: site da Secretaria de Energia e Mineração (<http://www.energia.sp.gov.br/2016/09/sao-paulo-coloca-em-operacao-primeira-usina-solar-flutuante-do-brasil/>).

Figura 2.12 - Usina Fotovoltaica de Rosana

Em 2017, os Parques Villa-Lobos e Cândido Portinari, localizados na zona oeste da Capital, foram contemplados com a instalação de usina solar fotovoltaica. O projeto foi idealizado pela antiga Secretaria de Energia e Mineração e executado pela CESP – Companhia Energética de São Paulo (**Figura 2.13**).

O projeto corresponde a uma chamada de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, contou com um investimento de R\$ 17 milhões e totaliza um potencial de geração de 551 kWp separado em duas áreas.

A primeira fase contou com a instalação de quatro estruturas com seguidores solares (trackers), sendo duas móveis e duas fixas com potência instalada de 10 kWp, além de uma estação solarimétrica na cobertura da lanchonete de 10 kWp e a implantação de 40 postes autônomos ao longo dos parques.

A segunda fase do programa contou com a instalação de uma central fotovoltaica de 531 kWp instalada no bolsão do estacionamento do Parque Cândido Portinari onde 2.095 módulos fotovoltaicos realizam a cobertura de 264 vagas, totalizando 3.400 m² e com uma capacidade de produção anual de energia elétrica de 665 MWh, que foi dimensionado para atender a demanda do estacionamento, da lanchonete e da área de esportes do parque.

Este é o maior projeto de minigeração solar distribuída em um parque do Brasil. A energia gerada pelas plantas fotovoltaicas atende todo o consumo dos dois parques tornando-os autossustentáveis. Esse projeto provou a capacidade de integrar o sistema fotovoltaico à paisagem urbana e ambiental, além da ampla divulgação e visibilidade do sistema para a população que frequenta os parques.



Fonte: site da Secretaria de Energia e Mineração (<http://www.energia.sp.gov.br/2017/01/villa-lobos-e-o-primeiro-parque-do-brasil-ser-totalmente-abastecido-por-energia-solar/>).

Figura 2.13 - Usina Fotovoltaica Parque Cândido Portinari

As unidades vinculadas ao Governo do Estado de São Paulo já estão efetivando a implantação de sistemas fotovoltaicos. Um dos exemplos é a Companhia de Desenvolvimento Habitacional e Urbano – CDHU que está instalando usinas solares fotovoltaicas em seus novos empreendimentos pelo Estado. A medida representa significativa redução no consumo de energia, economia na conta de luz e redução do impacto ambiental, focando a redução de custos para a população mais carente e melhorando o resultado de fixação das famílias nos projetos habitacionais.

2.3 Disponibilidade de Recurso Energético Solar no Estado de São Paulo

- **Disponibilidade de Energia Solar**

O Brasil apresenta elevados níveis de radiação solar e pouca variação anual da incidência solar, resultado de sua proximidade à linha do Equador e por possuir maior parte do seu território na zona tropical. Pela sua grande extensão territorial e características da infraestrutura do sistema elétrico de transmissão e distribuição, o país proporciona um excelente cenário para a geração de energia solar fotovoltaica.

Os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro, que variam entre 1500 e 2500 kWh/m², são superiores aos da maioria dos países da Europa, como Alemanha (900-1250 kWh/m²), França (900-1650 kWh/m²) e Espanha (1200-1850 kWh/m²), onde os projetos de energia solar fotovoltaica são amplamente disseminados (**Figura 2.14**).

O potencial técnico da energia fotovoltaica no Brasil é enorme, maior que a somatória do potencial técnico de todas as outras fontes de energia do país, somando 28.500 GWp em geração centralizada e 164 GWp em Geração Distribuída.

A China, país com a maior capacidade fotovoltaica instalada, soma hoje mais de 176,1 GWp de capacidade instalada. Já os Estados Unidos, aparece na segunda colocação com mais de 62,2 GWp instalados. A **Figura 2.14** compara a irradiação solar brasileira e a europeia.

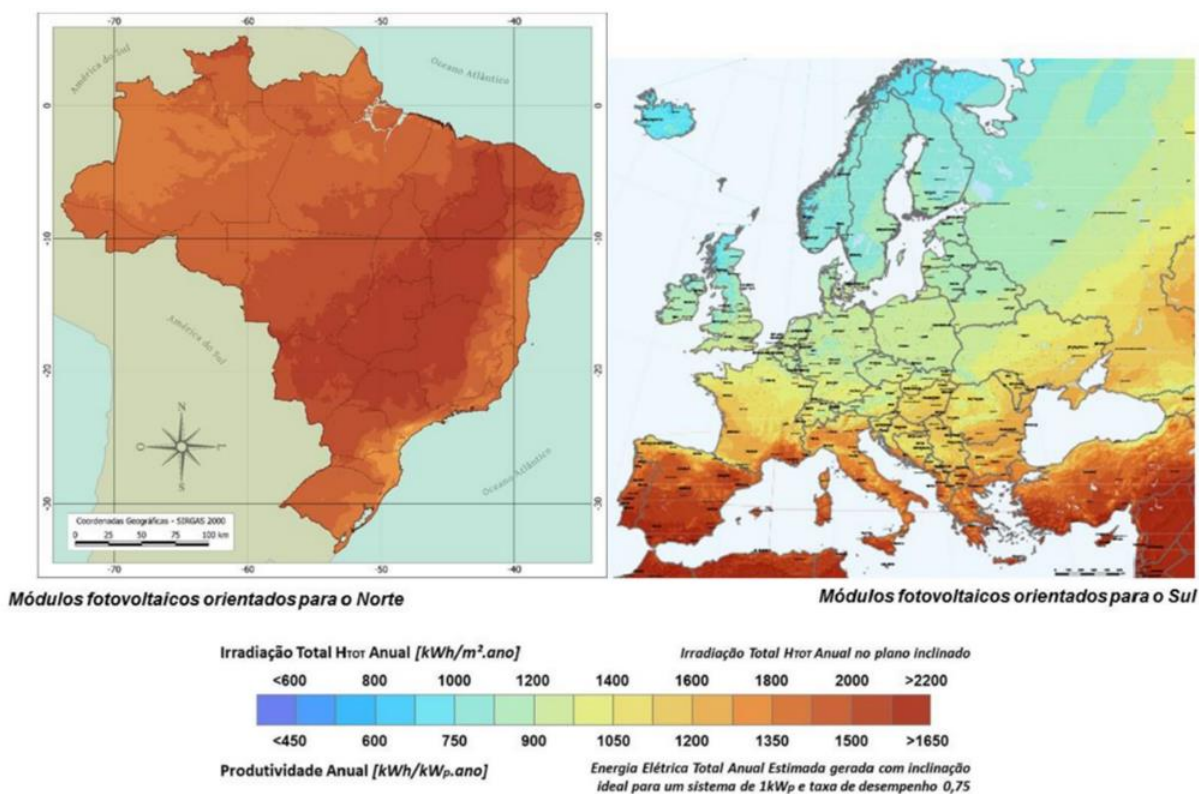


Figura 2.14 - comparação da irradiação solar brasileira com a europeia

No Estado de São Paulo, segundo informações do Atlas Brasileiro de Energia Solar na sua 2ª edição (Pereira et al; 2017), o nível de irradiação solar pode ser dividido em faixas que, por sua vez, correspondem a uma variação de produção energética entre 3,80 kWh/m²/dia a 5,20 kWh/m²/dia (**Mapa 2.1**), sendo que o menor índice de irradiação médio anual está localizado na região sul (litorânea) do Estado e o índice de maior irradiação se encontra na região noroeste e norte se estendendo até a região nordeste do Estado.

Onde há um maior índice de irradiação solar, a geração de energia elétrica será feita com menor número de módulos fotovoltaicos do que se for instalada numa região onde a irradiação é menor, ou seja, gera-se mais energia com mesma quantidade de módulos em locais com maior irradiação de solar.

No Estado de São Paulo, a antiga Subsecretaria de Energias Renováveis coordenou, em 2018, estudos que apontaram o potencial de energia solar para geração fotovoltaica de 12 TWh/ano, conforme indica a **Tabela 2.4** a seguir.

Tabela 2.4 - Potencial de energia solar do Estado de São Paulo

Potencial de energia solar do Estado de São Paulo	
Potencial	9.100 MWp
Área	732 km ²
Energia	12.085.166 MWh/ano

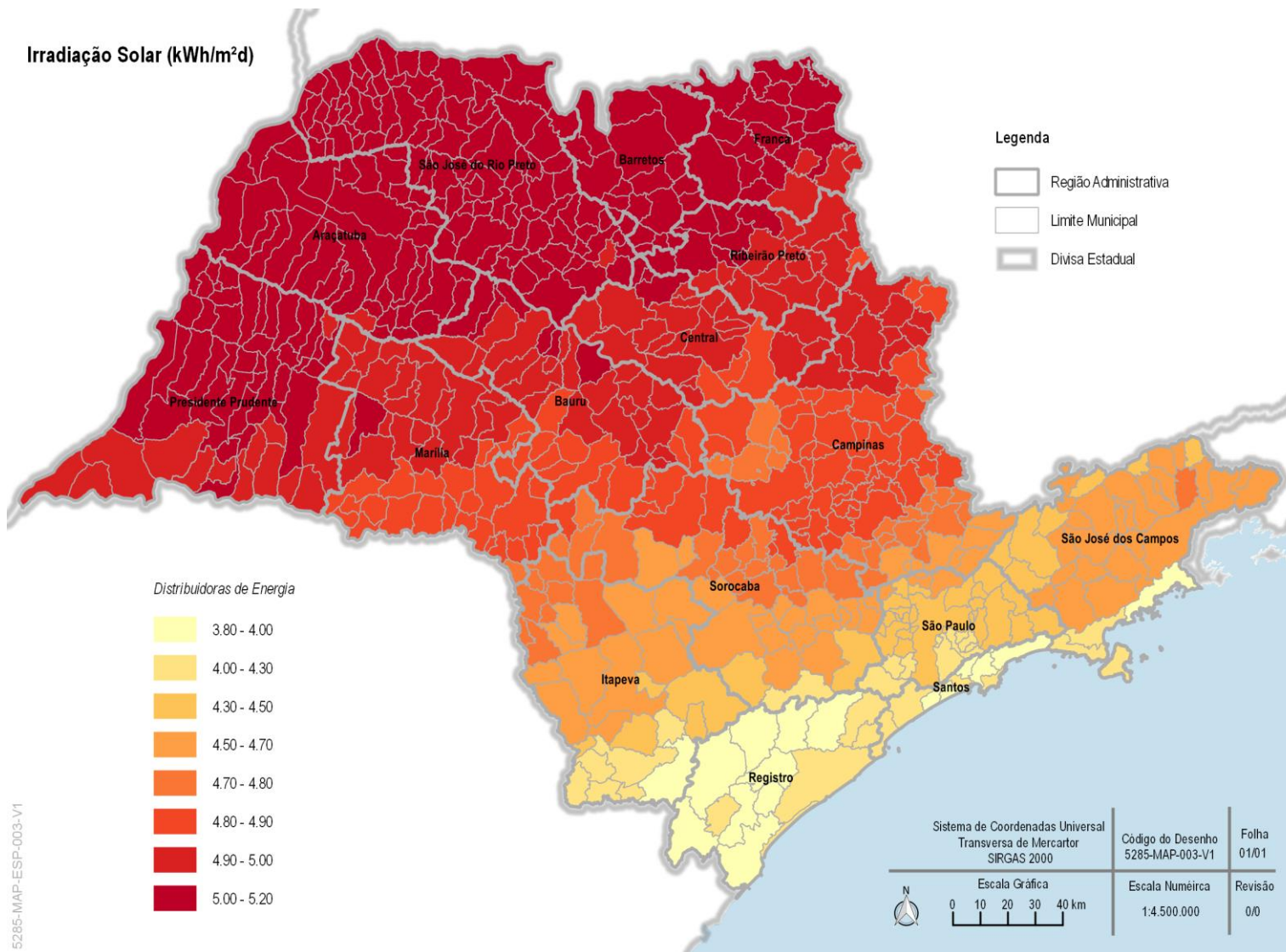
Fonte: Site da Secretaria de Energia e Mineração (http://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portalcev2/intranet/BiblioVirtual/renovaveis/atlas_energia_solar.pdf, acesso em 05/06/2018).

As regiões de Registro e Santos, que apresentam os menores níveis de irradiação solar do Estado de São Paulo, mas comparativamente com a Europa apresentam valores superiores ao local com melhor nível de irradiação solar da Alemanha, onde o número de instalações fotovoltaicas é muito superior em comparação ao existente no Brasil

A variação de valores de incidência de irradiação solar entre o período de inverno e de verão na Alemanha são enormes, sendo que os valores durante o verão chegam a ser 5 vezes maiores do que os atingidos durante o inverno. O Brasil, por ser um país próximo à linha do Equador não apresenta este problema, logo, torna-se muito mais favorável à utilização de energia fotovoltaica.

A região norte do Estado de São Paulo apresenta, em algumas localidades, valores médios anuais para irradiação solar global diária semelhantes a grandes áreas referenciais do nordeste brasileiro ($18 \text{ MJ/m}^2 \cdot \text{dia}$), como visto a seguir.

A Secretaria de Energia, pela Subsecretaria de Energias Renováveis, realizou em 2013 o levantamento do potencial da energia solar paulista, quantificando a disponibilidade energética média para o Estado de São Paulo. Os valores de irradiação solar ($\text{kWh/m}^2\text{d}$) para o Estado de São Paulo podem ser observados no **Mapa 2.1** abaixo:



Mapa 2.1 - Irradiação Solar no Estado de São Paulo

- **Tecnologia Solar Fotovoltaica**

O módulo solar fotovoltaico é o principal componente na geração de energia solar, uma invenção que aproveita o efeito fotoelétrico de alguns materiais e elementos para transformar a irradiação solar em eletricidade em corrente contínua. O princípio fotoelétrico foi estudado por vários cientistas, inclusive o ilustre prêmio Nobel Albert Einstein.

Após a produção da energia elétrica em corrente contínua, esta é convertida, condicionada ou armazenada por meio de diversos equipamentos e acumuladores de energia, como os inversores de corrente e bateria eletroquímicas. Sistemas com armazenamento de energia são mais comuns em sistemas de energia remotos e isolados, distantes da rede de distribuição de energia. Por outro lado, cada vez mais estes sistemas de armazenamento estão conectados ao sistema interligado.

O sistema fotovoltaico é composto de componentes eletroeletrônicos com o objetivo de captar, transformar e acondicionar a energia para uso final da sociedade. Apesar da importância que todos os componentes possuem individualmente na constituição de um sistema fotovoltaico, ou gerador fotovoltaico, o principal componente e que permite a transformação da energia solar primária em energia elétrica é o módulo solar fotovoltaico.

Assim, sobre os módulos solares fotovoltaicos, existem diversas tecnologias para produção disponíveis no mercado, sendo que os módulos à base de silício correspondem a cerca de 80% dos módulos fabricados globalmente. O módulo fotovoltaico é composto por uma matriz de células fotovoltaicas ligadas em série e em paralelo, de acordo com a potência do módulo em fabricação. Assim, módulos fotovoltaicos baseados no silício são divididos em: monocristalino (mono-Si) ou policristalino (p-Si).

Mesmo com a escala global e maior fatia de mercado, os processos utilizados para melhorar a pureza do silício, somados aos tratamentos químicos utilizados para

transformar areia em módulos fotovoltaicos, são caros. Dependendo do grau de pureza do silício, é possível produzir módulos poli ou mono cristalinos, variando a eficiência de produção de energia em cada caso.

O módulo fotovoltaico monocristalino (mono-Si) é feito a partir de um único cristal de silício com alto grau de pureza (lingotes de silício), que é posteriormente fatiado em lâminas de silício individuais ultrafinas, que são então transformadas em células fotovoltaicas após tratamento químico. A eficiência desta tecnologia hoje, gira em torno de 21%..

Já no caso do módulo policristalino, os cristais de silício são fundidos em um bloco, desta forma, preservando a formação de múltiplos cristais. Desde 1981, os módulos fotovoltaicos de silício policristalino (p-Si) ou silício multi-cristalino (mc-Si) estão sendo comercializados no mercado com eficiência média entre 13% – 18%.

Outra tecnologia de fabricação de módulos fotovoltaicos produz módulos conhecidos como módulos de filmes finos, que consiste em depositar uma ou várias camadas finas de material fotovoltaico (substância fotossensível) sobre um substrato. Os tipos de módulos fotovoltaicos solares de filme fino podem ser categorizados pelo tipo de material fotossensível que é depositado sobre uma superfície, a saber: Silício amorfo (a-Si); Telureto de cádmio (CdTe); Cobre, índio e gálio seleneto (CIS / CIGS); e, Células solares fotovoltaicas orgânicas (OPV).

Os “Filmes Finos” representam cerca de 20% do mercado mundial de módulos fotovoltaicos, sendo a maioria feita de silício amorfo. Esta tecnologia de filme fino possui eficiências médias que variam entre 7-13%, mas já dá sinais de melhorias com eficiência na ordem de 16%, similares à eficiência dos módulos policristalinos.

Os filmes finos de Telureto de cádmio são fortemente utilizados nos EUA. Consiste na única tecnologia de módulos de película fina que se aproxima do custo e eficiência dos

módulos de silício cristalino. A eficiência de painéis solares de telureto de cádmio varia entre 9 a 16%.

Por fim, vale a menção da produção de célula solar orgânica, que é um tipo de célula solar à base de polímero orgânico, um ramo da eletrônica que lida com polímeros orgânicos condutores que realizam a absorção de luz e pelo mesmo efeito fotovoltaico e produz eletricidade.

O processo industrial do gerador fotovoltaico OPV funciona como se fosse uma impressora, depositando material sobre uma superfície leve, flexível e transparente, como plásticos reciclados, por exemplo. As eficiências das células orgânicas variam entre 4 e 8%, e, portanto, ainda não são comercialmente muito competitivas, apesar de ter um nicho de mercado bem interessante.

Todos os módulos possuem a mesma função, que é gerar energia elétrica para uso final, independentemente da tecnologia ou formato adotado. Os módulos são o principal elemento do gerador fotovoltaico e os que mais sofrem exposição às intemperes, sendo importante a seleção de equipamentos que possuam boa base científica e certificação realizada por órgãos competentes para garantir a vida útil esperada pela tecnologia.

A tecnologia fotovoltaica está em constante transição, com constante desenvolvimento tecnológico visando a melhoria de eficiência energética com redução de custos de forma exponencial.

2.4 Marco Regulatório e Estrutura Tarifária no Estado de São Paulo

A **Figura 2.15**, a seguir, apresenta a linha do tempo dos principais marcos regulatórios que orientam a atividade de GD no Brasil. Em geral, são resoluções normativas no âmbito federal que tratam do assunto desde 2004.

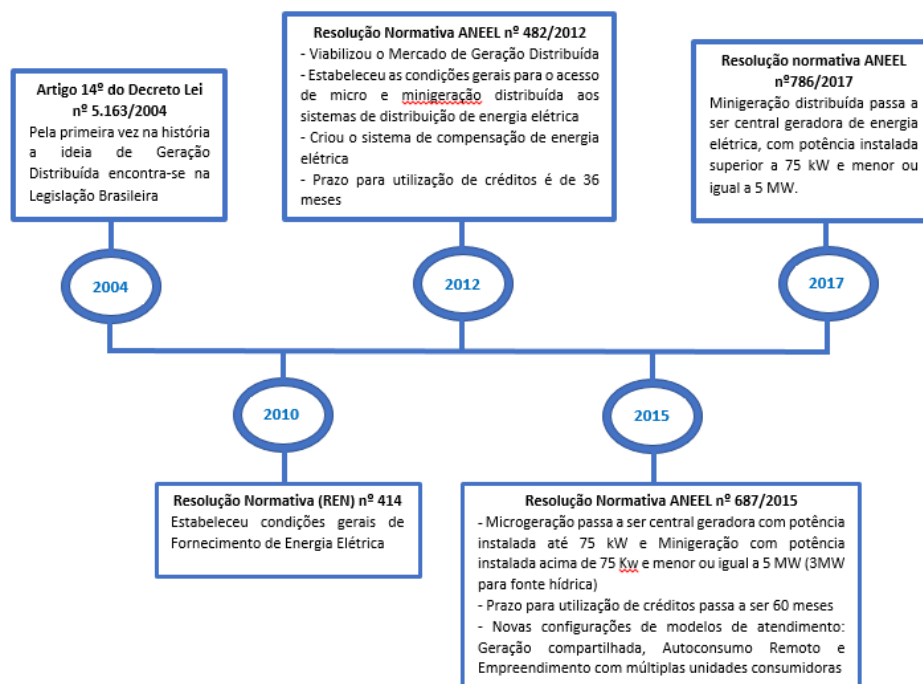


Figura 2.15 - Linha do tempo dos principais marcos regulatórios da GD no Brasil

A definição de GD no Brasil está prevista no artigo 14 do Decreto Lei nº 5.163/2004, atualizado recentemente pelo Decreto no 786/2017:

“Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei no 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

- I – hidrelétrico, com capacidade instalada superior a 30 MW; e
- II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.”

Ou seja, a energia elétrica produzida no local do próprio consumidor ou conectada diretamente à uma rede de distribuição pública é considerada GD, desde que não

contemple as exceções apresentadas acima, permitindo assim que o consumidor brasileiro gere sua própria energia elétrica através de fontes renováveis ou cogeração qualificada e forneça o excedente para a rede de distribuição de sua localidade.

Os avanços da GD no Brasil estão ligados diretamente aos incentivos dados pelo Governo Federal através da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 (RN 482), responsável por estabelecer as condições gerais para micro e mini geração distribuída.

A RN 482 também foi responsável por instaurar o Sistema de Compensação Energética que, além de autorizar o consumidor a gerar sua própria energia elétrica dentro de certas restrições, permite que o excedente seja fornecido para a rede de distribuição a qual a unidade consumidora está conectada e que esse crédito seja usado para abater valores da conta de consumo de energia posteriormente, conforme disposto no inciso III do artigo 2º da referida Resolução, com a ressalva de que os imóveis devem estar situados dentro da mesma área de concessão ou permissão, na qual a energia excedente será compensada.

Desse modo, o Sistema de Compensação Energética é um:

“sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro geração distribuída ou mini geração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda”.

(RN 482)

A compensação energética, também denominada net-metering (medição líquida, em inglês), permite aos consumidores injetar energia elétrica no sistema de distribuição e utilizar os créditos da geração para abater o consumo elétrico em sua unidade consumidora, e em casos nos quais a geração supera o consumo, o saldo positivo pode ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário ou na fatura do mês subsequente, com um prazo de 36 meses. Diferentemente do net metering em outros países, no Brasil, a energia injetada na rede ainda não possui valor monetário, portanto não é comercializada, ao contrário de outros países onde o governo concede subsídios para a venda de energia a preço diferenciado, pagando pela energia injetada, facilitando o retorno do investimento.

Em 2015 a RN 482 foi atualizada, originando a Resolução Normativa nº 687/2015, que introduziu alterações referentes às potências instaladas, às formas e aos prazos para a utilização dos créditos gerados pelos micro e mini geradores de energia elétrica. Define-se agora como micro geração distribuída uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kWp e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; e, mini geração distribuída, uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kWp e menor ou igual a 3 MWp para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MWp para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Além da nova definição para micro e minigeração distribuída, a RN 687 estendeu o prazo inicial de 36 meses para 60 meses para utilização dos créditos da geração via sistema de compensação de energia.

Além do estímulo dado pela atualização da legislação e marco regulatório, os Estados brasileiros vêm contribuindo para o avanço da GD isentando tributos fiscais com a criação

de convênios autorizando a isenção do ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), que é um tributo estadual aplicável à venda de energia elétrica.

De acordo com o convênio ICMS nº16/2015:

“Ficam os Estados do Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Minas Gerais, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, São Paulo, Sergipe, Tocantins e o Distrito Federal autorizados a conceder isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012”.

Convênio ICMS nº16/2015

Atualmente, todos os Estados brasileiros aderiram ao convênio ICMS 16/2015 e realizam a cobrança deste imposto, que passa a incidir apenas sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, correspondente a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede pela mesma unidade consumidora ou por outra unidade do mesmo titular durante o mês corrente.

Vale ressaltar que, no caso do Estado de Minas Gerais, por meio do Decreto nº 47.231 de 4 de agosto de 2017, a isenção do ICMS foi ampliada para a capacidade instalada de até 5 MWp. Esse fato atraiu inúmeros empreendedores e geradores de energia para Minas Gerais, fazendo deste, o Estado com maior acesso e investimentos na GD do país. Uma particularidade de Minas Gerais é que o Estado tem uma única concessionária de energia,

o que facilita o acesso a uma base de dados central para conexão à rede, diferente de São Paulo que possui mais de uma dezena delas. Essa diferença é fundamental para a compensação de energia remota, visto que os prédios públicos estarão divididos em diferentes áreas de concessão, em regiões com diferentes índices de irradiação solar e disponibilidade de infraestrutura.

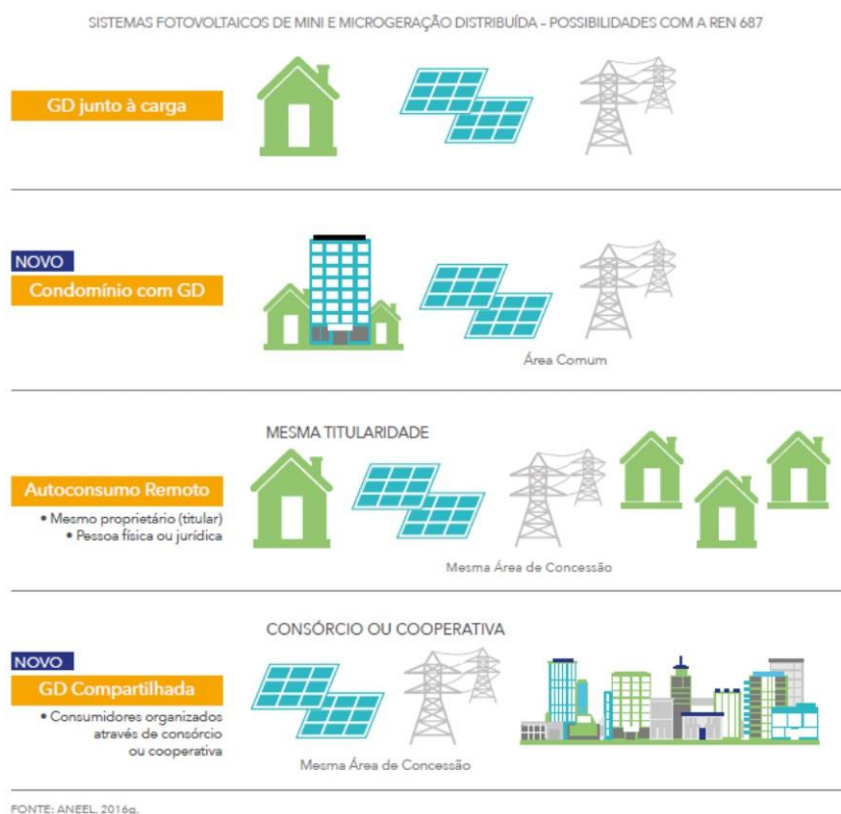
O PIS e COFINS passaram a ter a mesma configuração a partir da publicação da Lei nº 13.169/2015, de 6/10/2015, incidindo sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída. Como o PIS e a COFINS são tributos federais, a regra estabelecida vale para todos os Estados do país.

- **Modelos de Atendimento**

A Resolução Normativa nº 687/2015 também incorporou inovações referentes às configurações dos modelos de atendimento. Os novos conceitos e modalidades de conexão e compensação de energia são apresentados a seguir e ilustrados na **Figura 2.16**, adiante:

- (i) Geração compartilhada: Caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;
- (ii) Autoconsumo remoto: Caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física, que possua unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão/permissão, nas quais a energia excedente ser compensada; e,
- (iii) Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: Caracterizado pela utilização de energia elétrica de forma independente, na qual cada fração com

uso individualizado constitui uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituem uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com micro ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea de componentes ou equipamentos e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.



Fonte: ANEEL, 2016g.

Figura 2.16 - Sistemas Fotovoltaicos de Mini e Microgeração Distribuída – Possibilidades com a RN 687

A Constituição de consórcios deve observar o disposto na Lei nº 6.404/76 e na Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil nº 1.634/2016, para fins de inscrição no CNPJ, uma vez que o consórcio possuirá personalidade jurídica, sendo o titular da unidade consumidora com GD, ou o disposto na Lei nº 11.795/2008, em casos onde a titularidade

da unidade consumidora com GD é conferida à administradora do consórcio, com inscrição no CNPJ.

O instrumento jurídico adequado a comprovar a solidariedade existente entre os componentes do consórcio ou da cooperativa é o seu ato constitutivo (ou contrato de participação em consórcio, para o modelo de consórcio da Lei no 11.795/2008), seja para fins jurídicos, seja para os fins previstos no § 6º, do art. 4º, da Resolução Normativa no 482/2012. Já no caso de constituição de cooperativas, estas devem observar as regras gerais previstas no Código Civil (arts. 1.093 a 1.096), assim como o disposto na Lei no 5.764/61.

Vale ressaltar que os integrantes de cooperativa ou consórcio não necessitam estar em unidades consumidoras contíguas para serem caracterizados como geração compartilhada. Para formação de cooperativa ou consórcio, as unidades consumidoras que receberão os créditos devem apenas estar na mesma área de concessão da unidade consumidora com geração distribuída, além de seguir a legislação específica para constituição.

- **Sistemas Isolados**

Comumente se faz confusão acerca dos sistemas com baterias com sendo Sistemas Isolados, nem sempre é assim. Por definição, sistemas de energia isolados são caracterizados por instalações que não estão eletricamente conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), por razões técnicas ou econômicas, conforme definidos pelo Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010.

Sistemas isolados com geração de energia a partir da energia solar, ou qualquer outra tecnologia, são sistemas elétricos acoplados a acumuladores de energia, em geral baterias eletroquímicas, mas também aqueles que operam sem baterias, como os sistemas de bombeamento de água, comuns em regiões remotas. Sistemas com acumulador de energia são mais caros que os demais, pois incluem o custo do armazenamento, além dos

componentes normais de um sistema solar convencional (módulos fotovoltaicos, inversores, etc).

Para tais situações, a regulamentação para o fornecimento de energia por fonte intermitente é definida pela resolução normativa da ANEEL, nº 493, de 5 de junho de 2012, que estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente – SIGFI.

No contexto deste estudo, considerando prédios públicos do Governo do Estado de São Paulo, é quase certo que não haverá instalações de sistemas solares isolados e não conectados à rede de energia (SIGFIs ou MIGFIs). No entanto, o uso de baterias em sistemas conectados à rede ganha força e será largamente utilizado no futuro próximo. Apesar de não haver regulamentação definida, os “kits” solares com armazenamento de energia conectados à rede já estão sendo amplamente divulgados e já há comercialização em algumas lojas e distribuidores especializados.

Considerando a Tarifa Branca que entrou em vigor a partir de 1º de janeiro de 2018, e que possui três valores distintos em função do horário, o armazenamento de energia passará a ser uma componente estratégica importante na gestão de energia dos consumidores. A Tarifa Branca não é recomendada se o consumo de energia for maior nos períodos de ponta e intermediário, contudo, com o armazenamento de energia, o consumidor pode optar pela Tarifa Branca e “despachar” energia (ou consumir energia) armazenada na bateria no horário de ponta, sempre que esta energia armazenada for mais barata que a energia comprada no horário de ponta.

Portanto, os sistemas isolados não participam dos benefícios de estarem conectados ao sistema interligado nacional e são tratados de forma diferente. Tais sistemas são mais aplicáveis em regiões remotas, como Amazônia, ilhas e localidades onde a rede de distribuição não chega, o que é um fato raro no Estado de São Paulo, que é atendido pela rede de energia de 7 concessionárias.

- **Faturamento**

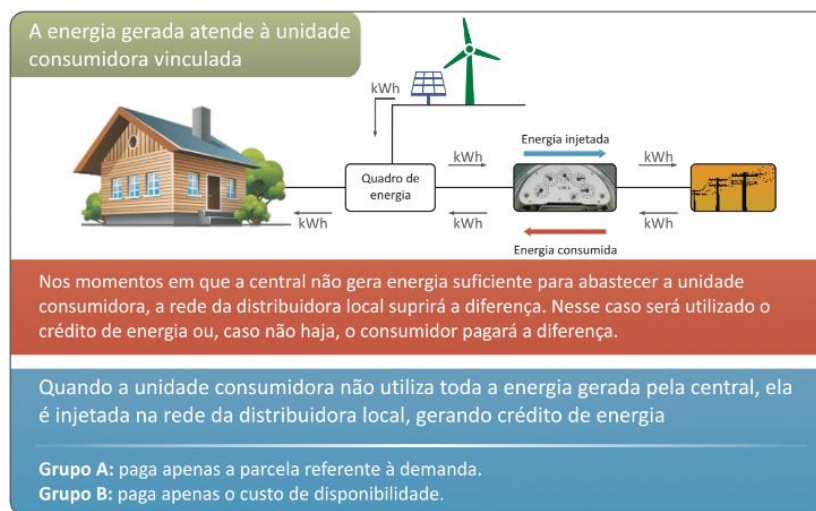
O faturamento para o sistema de compensação de energia elétrica é estabelecido no art. 7º da Resolução Normativa nº 482/2012, e dispõe que, em casos nas quais a micro ou minigeração distribuída estiver instalada no mesmo local de consumo o faturamento, conforme ilustra a **Figura 2.17**.

A energia gerada é consumida pelo cliente, podendo gerar mais energia do que a demandada pelo edifício, naquele instante. Esse excedente é injetado na rede de distribuição. Nos momentos em que a energia gerada for menor que a demandada o cliente consome a energia da rede. A conta de luz considera a energia consumida da rede descontando a energia injetada. Quando a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo em uma fatura futura ou indicar uma outra instalação para utilizar o crédito de energia. Este crédito tem validade de 60 meses subsequentes. Quando o consumo for maior do que a energia injetada, o consumidor paga esta diferença para a distribuidora.

No caso de consumidores em baixa tensão, será cobrado um valor mínimo denominado custo de disponibilidade quando o consumo for inferior a um consumo mínimo determinado – sendo 30 kWh para instalações monofásicas, 50 kWh para instalações bifásicas e 100 kWh para instalações trifásicas. No caso de consumidores em média tensão, o faturamento é feito conforme demanda contratada.

Em casos onde a micro ou minigeração distribuída estão instaladas em local diferente ao do consumo, o valor a ser faturado segue o mesmo modelo anterior. Entretanto, cabe ao titular da unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída informar à distribuidora o percentual de energia excedente a ser alocada entre as demais unidades consumidoras (autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras)

Para o autoconsumo remoto e a geração compartilhada, a energia excedente é calculada da mesma forma, ou seja, a diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida. Já no caso de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, o excedente é igual à energia injetada.



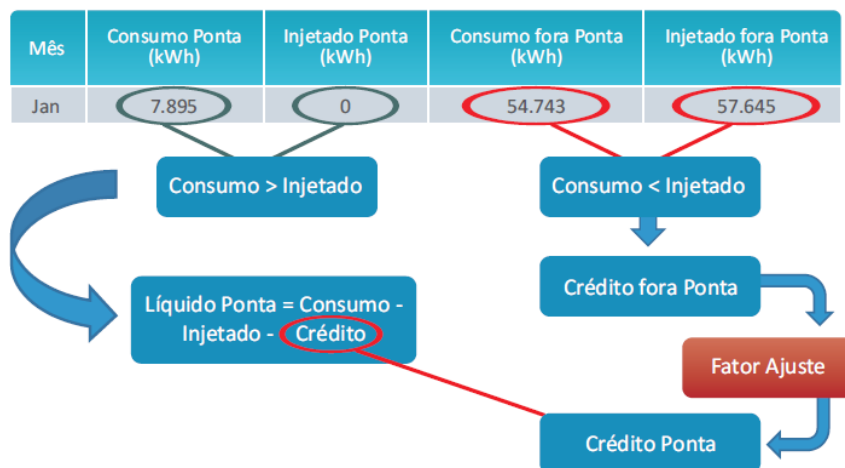
Fonte: Caderno Temático ANEEL.

Figura 2.17 - Faturamento – Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Conforme mostra a **Figura 2.17** anterior, no caso de consumidores do grupo A (Alta e Média Tensão) as unidades consumidoras podem dispor de tarifa horária, ou seja, o valor da tarifa varia em períodos ponta ou fora de ponta. Em situações como esta, a energia excedente injetada deve ser utilizada, prioritariamente, para abater o consumo mensal no mesmo período (ponta (HP) ou fora ponta (FP)), entretanto, se ainda assim existir um saldo excedente, este pode ser utilizado para reduzir o consumo em outro posto tarifário, após aplicação de um fator de ajuste.

Por exemplo, o saldo de energia excedente injetado no período fora de ponta pode ser utilizado para abater o consumo do período de ponta após aplicação do fator de ajuste, que corresponde à divisão do valor da Tarifa de Energia (TE) do horário ponta pela do horário fora de ponta. Analogamente, em casos nos quais o excedente de energia for injetado no período ponta, o fator de ajuste corresponderá à divisão do valor da TE do horário fora de ponta pela do horário ponta, conforme ilustra a **Figura 2.18**, a seguir. O

fator de ajuste varia entre as concessionárias, pois é uma função direta do valor da tarifa de energia autorizado pela ANEEL especificamente para aquela distribuidora.



Fonte: Fonte: Caderno Temático ANEEL – Micro e Minigeração Distribuída – 2016.

Figura 2.18 - Tarifa Horária

- **Estrutura Tarifária Brasileira**

No Brasil, os consumidores são classificados em dois grupos: (i) consumidores conectados à média e alta tensão ou atendidos a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, pertencentes ao grupo A cujo fornecimento em tensão é superior a 2,3 kV; e, (ii) consumidores conectados à baixa tensão, pertencentes ao grupo B, cujo fornecimento em tensão é igual ou inferior a 2.3 kV. Os grupos A e B apresentam subdivisões conforme demonstra o **Tabela 2.5**, a seguir:

Tabela 2.5 - Subdivisões dos Grupos A e B – Consumidores

Tensão	Subgrupo	
Alta Tensão	A1	Atendimento em tensão igual ou superior a 230 kV
	A2	Atendimento em tensão de 88 kV a 138 kV
	A3	Atendimento em tensão de 69 kV
Média Tensão (2,3 kV – 69 kV)	A3a	Atendimento em tensão de 30 kV a 44 kV
	A4	Atendimento em tensão de 2,3 kV a 25 kV
Baixa Tensão	AS	Atendimento em tensão inferior a 2,3 kV, a partir do sistema subterrâneo de distribuição
	B1	Residencial
	B2	Rural
	B3	Demais classes
	B4	Iluminação Pública

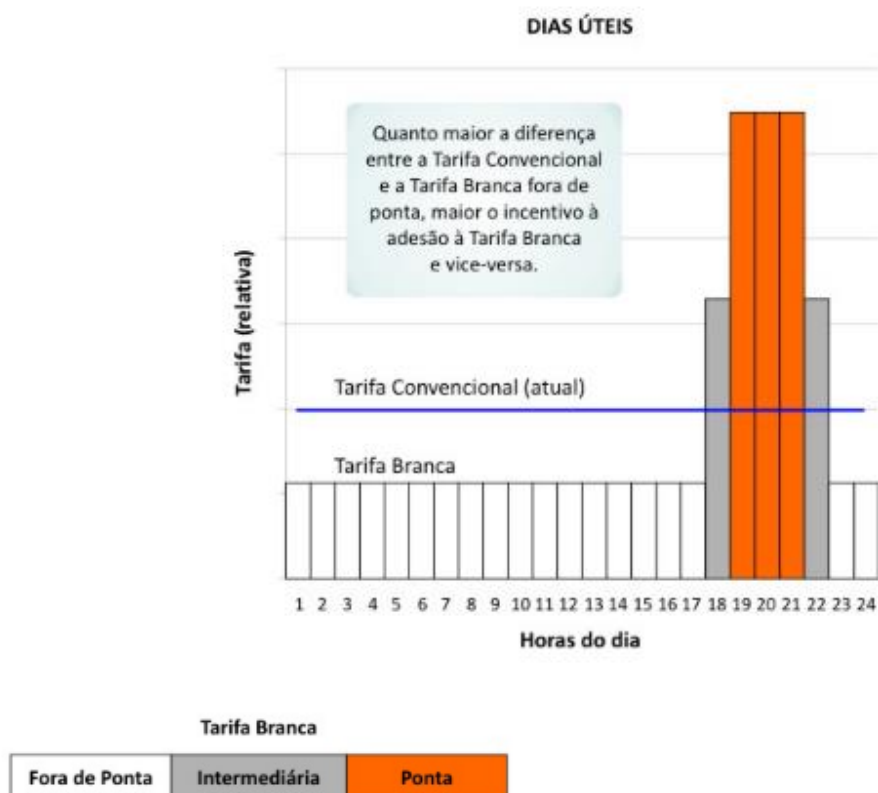
A estrutura tarifária brasileira é regulada pela ANEEL e apresenta 5 modalidades tarifárias diferentes aplicáveis para o consumo de energia elétrica. As modalidades disponíveis para cada consumidor dependem de uma série de critérios de enquadramento com base em parâmetros, por exemplo: carga instalada, tensão de fornecimento, classe de consumo da unidade e região onde está localizada a unidade consumidora. Nos casos nos quais o consumidor está ligado à média ou alta tensão, a contratação de valores de demanda é mandatória, ou seja, existe uma capacidade de carga determinada por contrato que será disponibilizado pela distribuidora para uso nesta unidade consumidora. Caso a demanda total da unidade consumidora ultrapasse o determinado no contrato, será cobrada uma multa sobre a tarifa, que em geral representa o dobro do preço da tarifa contratada.

As modalidades de tarifas disponíveis são:

- (i) Tarifa azul: Disponível para unidades consumidoras do grupo A. Caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;
- (ii) Tarifa verde: Disponível para unidades consumidoras do grupo A (consumidores A3, A4 e A5). Caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;
- (iii) Convencional binômia: Aplicada a consumidores pertencentes ao grupo A. Caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;
- (iv) Convencional monômia: Aplicada a consumidores pertencentes ao grupo B. Caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica independentemente das horas de utilização do dia; e,
- (v) Tarifa branca: Nova opção de tarifa oferecida para unidades consumidoras de baixa tensão, exceto para subgrupo B4, subclasses Baixa Renda do subgrupo B1 e aquelas com faturamento pela modalidade de pré-pagamento. Neste caso, o consumidor passa a ter possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana.

O consumo de energia elétrica pela população não é linear ao longo do dia, e em horários com muita solicitação, o sistema precisa atender a esta variação de demanda, mesmo que seja necessário, acionar usinas cuja geração de energia seja mais onerosa, ou seja, o custo da energia neste intervalo de tempo é mais elevado. Este intervalo é chamado de horário de ponta, e corresponde geralmente a um período de 4 horas consecutivas, entre as 18 h e 21 h. O horário de ponta é definido pelas concessionárias de distribuição de energia e ANEEL, sendo que o horário varia entre elas. Nos últimos anos o horário de ponta tem se alterado em alguns segmentos, em particular naqueles que possuem alta demanda de refrigeração nos horários comerciais. Para ilustrar, no verão de 2016 e 2017, a cidade de Porto Alegre registrou o horário de maior demanda de energia e potência entre 14h e 15 horas.

Com o intuito de amenizar os investimentos em expansão da geração e das redes de transmissão e distribuição, a redução do consumo de energia no horário de ponta pode ser incentivada com a adoção da tarifa branca. A distribuidora de energia fornece um desconto no valor pago pela energia fora do horário de ponta, entretanto é cobrado um valor superior para energia dentro deste horário. Para esta modalidade tarifária, em finais de semana e feriados a tarifa é sempre cobrada com o valor fora de ponta, e durante os dias úteis a variação da tarifa ocorre em três horários, conforme mostra a **Figura 2.19** a seguir:



Fonte: site da ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>, acesso em 17/04/2018.

Figura 2.19 - Cobrança da Tarifa

- **Tarifa Binômia**

Recentemente a ANEEL realizou consulta pública em busca de subsídios para avaliar proposta de atualização do modelo tarifário aplicado ao grupo B, incluindo adoção de uma tarifa binômia, em detrimento da atual tarifa monômia, que foi instituída pelo Decreto n. 62.724, de 17 de maio de 1968.

Atualmente, a compensação da energia injetada na rede, resultante da geração distribuída, considera a aplicação da tarifa monômia, resultando assim em uma fatura de energia decorrente apenas do consumo líquido de energia (kWh), abatendo a geração distribuída do consumo total apurado (medição líquida). Desta forma, a energia produzida gera redução no consumo energético do consumidor e também em todas as demais componentes tarifárias intrínsecas ao serviço de distribuição de energia elétrica, como o uso do fio, perdas técnicas e comerciais (componentes da tarifa).

A principal justificativa para a adoção da tarifa binômia, amplamente defendida pelas concessionárias, é a correta alocação e rateio dos custos na utilização da infraestrutura de rede, instituindo-se assim uma cobrança mais justa pela disponibilização dos ativos, pela sua operação e manutenção. Em última análise, as concessionárias mencionam que da forma que está (monômia), há um subsídio cruzado em favor dos micro e mini geradores de energia, que se beneficiam da compensação de energia sem compartilhar os demais custos do uso do sistema de distribuição de energia com os demais consumidores que não possuem geração distribuída.

Do outro lado, os representantes dos produtores de energia distribuída reconhecem que a nova regra permite uma melhor alocação dos custos da rede. Contudo, argumentam que é necessário implantar, simultaneamente à tarifa binômia, mudanças estratégicas e estruturantes para o setor elétrico, incluindo, por exemplo, a implantação da tarifação horária e metodologia para mensurar benefícios sistêmicos, econômicos e ambientais propiciados pela geração distribuída.

Certamente, a implantação de uma tarifa binômia impactará o retorno do investimento de milhares de sistemas de geração distribuída no Brasil, seja no setor público ou privado. As associações de energia solar e geração distribuída pedem um maior prazo para alterações tarifárias, a partir de 2025, permitindo melhor planejamento do setor. De toda sorte, falta regulamentação específica e o assunto segue em discussão.

- **Tarifa Branca**

A Tarifa Branca é uma tarifa monômia com três valores distintos, em função do horário, e entrou em vigor a partir de 1º de janeiro de 2018. Todas as distribuidoras de energia deverão atender aos pedidos de adesão das novas ligações e dos consumidores em baixa tensão que desejem alterar seu padrão de tarifação¹.

¹ Há um cronograma de solicitação de adesão à Tarifa Branca, conforme definido pela ANEEL:

- A partir de 1º de janeiro de 2018 - adesão somente para novas ligações e para unidades consumidoras já existentes, com média anual de consumo mensal superior a 500 kWh;

De acordo com a ANEEL, a Tarifa Branca cria condições que incentivam alguns consumidores a deslocarem o consumo dos períodos de ponta para aqueles em que a distribuição de energia elétrica tem capacidade ociosa (fora ponta).

A Tarifa Branca não é recomendada se o consumo de energia for maior nos períodos de ponta e intermediário e quando não houver possibilidade de transferência do uso dessa energia elétrica para o período fora de ponta. Quanto mais o consumidor deslocar seu consumo para o período fora de ponta e quanto maior for a diferença entre essas duas Tarifas, maiores são os benefícios da Tarifa Branca (ANEEL, 2018).

Assim, uma breve análise entre a correlação da geração de energia solar e consumo de energia, confirma que se o consumo de energia elétrica for maior nos horários de maior produção de energia solar (entre 09:00 e 15:00 horas), a adoção da Tarifa Branca irá reduzir o retorno do investimento do sistema solar, pois a energia compensada seria mais barata nesta hora. Assim, a Tarifa Branca não é a melhor opção para consumidores que possuem maior perfil de consumo no horário de ponta e geram energia no horário fora da ponta.

Efeito semelhante ocorre para consumidores que possuem demanda contratada, como por exemplo as indústrias, que pagam tarifa mais alta no horário de ponta e menor no horário fora ponta. Como a maior parte da compensação de energia proveniente da geração distribuída ocorre em horário diferente do horário de maior geração solar, e, conseqüentemente, no período que se gera este excedente de energia, a tarifa adotada para efeito de redução do custo de energia é aquela tarifa da hora da geração, o resultado financeiro será maior se o consumidor não estiver contratado na Tarifa Branca.

-
- A partir de 1º de janeiro de 2019 – adesão de unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 250 kWh;
 - A partir de 1º de janeiro de 2020 - disponível para todas as unidades consumidoras.

A adoção da Tarifa Branca reduz a viabilidade econômica financeira da geração distribuída, no caso da energia solar. Contudo, se a geração distribuída for feita por outra fonte, por exemplo, o biogás, e a geração de energia for no horário de ponta, isso significa que a energia compensada será no horário de maior tarifa, e, portanto, melhor retorno do investimento.

- **Bandeiras Tarifárias**

As bandeiras tarifárias são utilizadas para informar se haverá um acréscimo mensal ou não no valor da energia. Variam em função das condições de geração de eletricidade. A aplicação das bandeiras é realizada conforme os valores do Custo Marginal de Operação (CMO), informado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que equivale ao valor da unidade de energia produzida para atender um acréscimo de demanda de carga no sistema, e do Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética, que surge da necessidade de uso de energia mais onerosa, como por exemplo de termelétricas. Com estas informações, a ANEEL divulga a bandeira tarifária vigente para o mês subsequente, que apresenta 4 modalidades, sendo elas:

- (i) Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- (ii) Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- (iii) Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora kWh consumido; e,
- (iv) Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,050 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

- **Revisões e Reajustes Tarifários**

A ANEEL fica responsável pela atualização dos valores das tarifas cobradas aos consumidores pelas empresas concessionárias através dos reajustes tarifários anuais e

das revisões tarifárias periódicas e extraordinárias, de modo a garantir um valor “justo” da tarifa, tanto para os consumidores quanto para as concessionárias, aumentando a qualidade e viabilizando a infraestrutura para manter serviço de distribuição de energia.

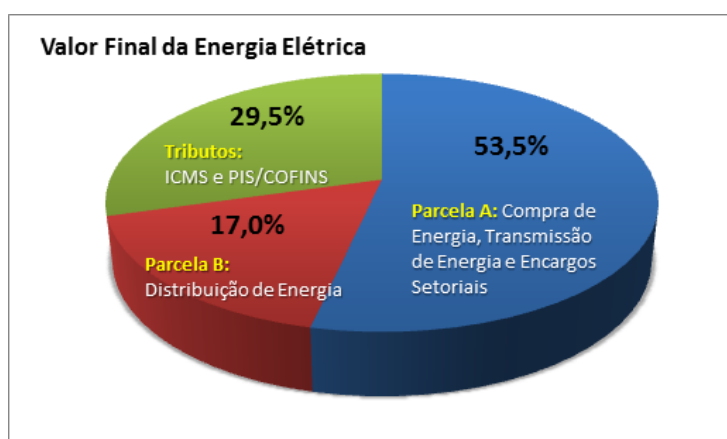
Para a realização do cálculo tarifário, os custos são divididos em duas parcelas. A Parcela A corresponde a compra de energia, transmissão e encargos setoriais; e, a Parcela B corresponde à distribuição de energia, ou seja, o consumidor final recebe a conta de energia contemplando os custos do gerador, da transmissora, dos serviços prestados pela distribuidora, além de encargos setoriais e tributos.

Os preços referentes à parcela A fogem, em certa medida, da gestão da distribuidora, uma vez que são relacionados às atividades de geração e transmissão e encargos setoriais previstos por lei. Já a parcela B, corresponde a custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora, envolvendo custos operacionais das distribuidoras, remuneração dos investimentos realizados, além da cota de depreciação dos seus ativos, entre outras receitas, como remuneração regulatória.

Os Reajustes Tarifários Anuais (RTA) ocorrem anualmente, exceto em anos em que ocorrem as revisões tarifárias periódicas. Seu objetivo é restabelecer o poder de compra da concessionária, atualizando o valor da energia paga pelo consumidor de acordo com a fórmula prevista no contrato de concessão, repassando os custos não gerenciáveis e atualizando monetariamente os gerenciáveis.

Como os custos da Parcela A não sofrem alterações geridas pela distribuidora durante o período dos reajustes, as variações dos custos referentes à esta parcela são repassadas durante a aplicação da fórmula no reajuste, enquanto os custos da Parcela B são corrigidos pelo índice de correção monetária (IGP-M ou IPCA) constante no contrato de concessão ou permissão, deduzido de um fator de eficiência chamado Fator X, fixado pela ANEEL durante a revisão tarifária, que é utilizado para estimar ganhos de produtividade da distribuição devido ao crescimento do mercado. A **Figura 2.20**, a seguir destaca o valor final da energia elétrica.

A Revisão Tarifária Periódica (RTP) ocorre de quatro em quatro anos e corresponde a outro processo para determinação do valor da energia pago pelos consumidores. Além de definir os períodos horários correspondentes a cada valor tarifário de cada distribuidora, que são homologados pela ANEEL, tem como principal objetivo analisar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Durante esta revisão é redefinida a Parcela B referente aos custos operacionais e remuneração de investimentos, geralmente através de um método de benchmarking comparando as próprias distribuidoras ou outras referências.



Fonte: site da ANEEL www.aneel.gov.br - “Entendendo a tarifa - Como é composta a tarifa”, acesso em 24/04/2018

Figura 2.20 - Valor Final da Energia Elétrica

Até 2015, as revisões tarifárias eram delimitadas temporalmente por ciclos, quando todas as metodologias de definição da Parcela B eram revistas em conjunto e depois uniformemente aplicadas nas revisões de todas as distribuidoras. Esse procedimento foi alterado, devido à variação entre os ciclos tarifários de cada concessionária, sendo assim, a partir de 2015 a metodologia de definição dos componentes da Parcela B passou a poder ser revista separadamente.

Caso ocorram variações significativas nos custos das concessionárias, ou criação, alteração ou extinção de tributos e encargos após a assinatura dos contratos de concessão, que provoquem um desequilíbrio econômico-financeiro, poderá ser realizada

uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) a pedido da distribuidora, desde que os impactos sobre os custos da empresa sejam devidamente comprovados. A RTE pode ocorrer a qualquer momento, independentemente dos reajustes e revisões realizados anteriormente.

No entanto, como visto recentemente, o Governo Federal pode alterar os preços das tarifas por meio de decretos, sem considerar as questões técnicas e qualidade do fornecimento de energia, nem as metodologias definidas. O resultado deste tipo de ação unilateral de revisão do marco regulatório é a geração de distorções no setor de energia que levam a um desequilíbrio econômico e financeiro, e a um aumento da tarifa muito acima da inflação no curto prazo. Revisões sem o devido debate com toda a sociedade elevam o risco dos investimentos e afugentam investimentos.

- **ProGD**

O Ministério de Minas e Energia (MME) lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), conforme Portaria nº - 538, de 15 de dezembro de 2015, visando ampliar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes renováveis de energia. O foco foi especialmente dado à geração solar fotovoltaica.

O ProGD possui diversos objetivos, conforme listados a seguir:

1- Estimular a geração de energia distribuída estipulando Valores Anuais de Referência Específicos (VRES), em R\$ 454,00/ MWh para a fonte solar fotovoltaica, e R\$ 329,00/ MWh para a cogeração a gás natural. Esse valor define a remuneração paga pela distribuidora ao gerador pela energia que ele entregar à rede de distribuição, e sua atualização a um patamar competitivo aumenta a atratividade dessa oferta de energia. O Programa também define mecanismo de atualização automática desse valor, anualmente pelo IPCA, durante vigência do contrato, garantindo manutenção dos custos.

2- Estruturação de novos horizontes para a comercialização da energia gerada pelos consumidores-geradores no mercado livre, aumentando a energia comercializada nesse ambiente e permitindo a extensão de benefícios característicos do mercado livre para mais agentes. O ProGD prevê ações para simplificar o mecanismo de comercialização dessa energia no Ambiente de Contratação Livre, mas na prática isso ainda não foi discutido ou implementado.

3- Instalação de sistemas de geração distribuída para universidades e escolas técnicas federais, extensível a hospitais federais. Na proposta, que ainda não foi aprofundada e estruturada, as escolas técnicas desenvolverão como contrapartida cursos específicos destinados a preparar recursos humanos aptos a atender esse novo mercado da geração distribuída para projeto, instalação e manutenção.

Entre as ações do Grupo de Trabalho ProGD (GT-ProGD), destacam-se como objetivos:

- a) Criação e expansão de linhas de crédito e formas de financiamento de projetos para a instalação de sistemas de geração distribuída nos segmentos residencial, comercial e industrial;
- b) Incentivo ao estabelecimento de indústrias fabricantes de componentes e equipamentos usados em empreendimentos de geração a partir de fontes renováveis, englobando o desenvolvimento produtivo, tecnológico e a inovação, bem como o estabelecimento de empresas de comércio e de prestação de serviços na área de geração distribuída a partir de fontes renováveis;
- c) A promoção da atração de investimentos, nacionais e internacionais, e favorecer a transferência e nacionalização de tecnologias competitivas para energias renováveis;
- d) O fomento à capacitação e formação de recursos humanos para atuar em todos os elos da cadeia produtiva das energias renováveis.

Dentre as ações realizadas em 2015, quando o grupo foi criado, e que deveriam ser aprofundadas pelo PROGD, citam-se o processo de aperfeiçoamento de políticas públicas e ações de fomento à expansão da Geração Distribuída adotadas neste ano, tais como:

- Criação dos créditos de energia entre consumidor-gerador e distribuidora: A atualização da Resolução Normativa no 482, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) já havia criado os créditos de energia, e agora com a nova redação, a RN 687, este prazo para utilizar os créditos é ampliado para 60 meses, em vez dos 36 meses vigentes anteriormente.

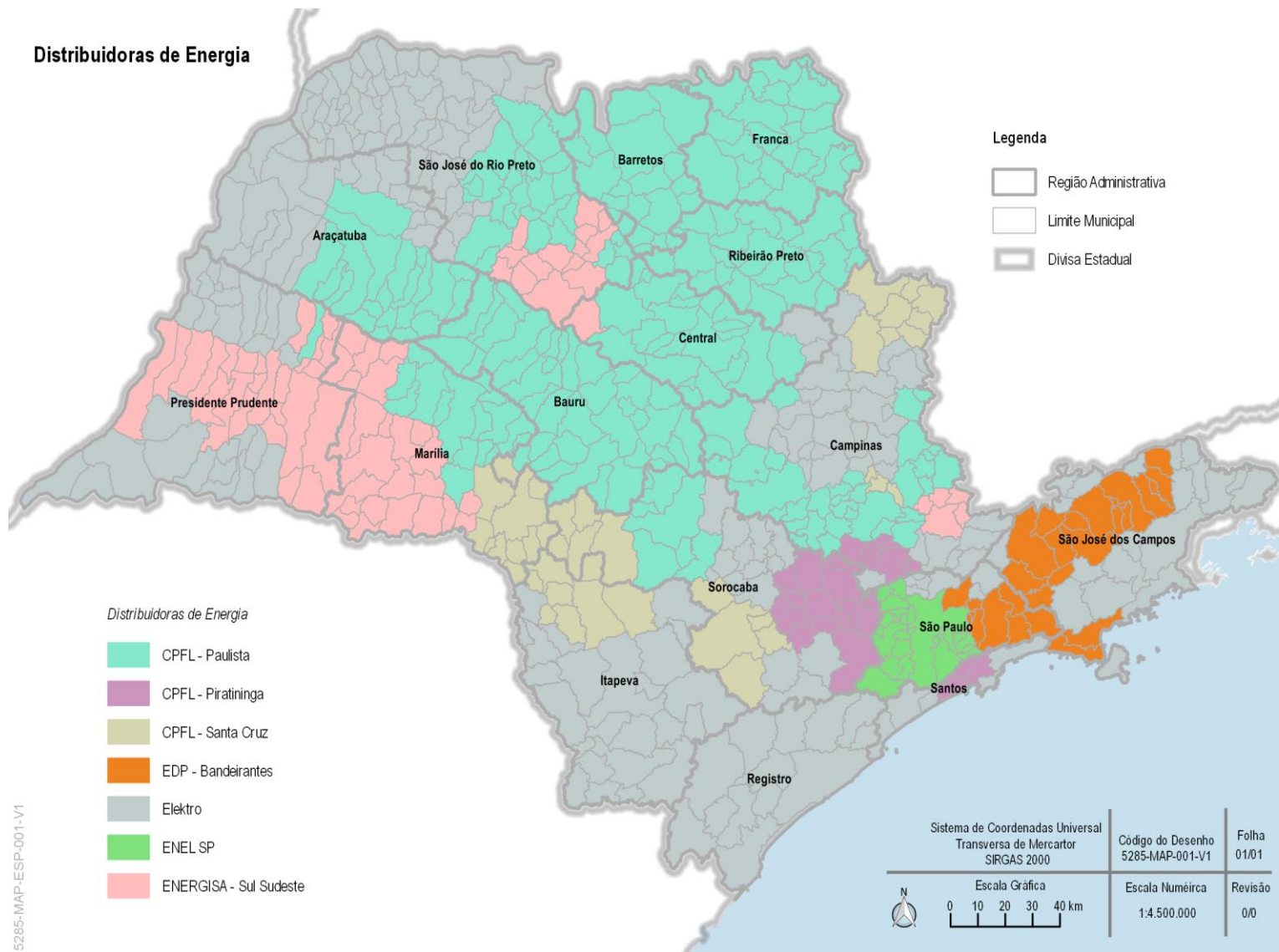
A revisão da Resolução Normativa 482 pela RN 687 possibilitou o autoconsumo remoto e a criação de condomínios solares com a formação de consórcios, possibilitando que diversos interessados se unam e instalem sistemas de geração distribuída utilizando a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados, como se fossem um único consumidor.

Por fim, a isenção de ICMS foi considerada um dos principais pilares para a expansão da energia distribuída retirando a cobrança de ICMS sobre a energia inserida pelo consumidor na rede da distribuidora. Além de não pagar ICMS, também ficará isenta do PIS/Pasep e da Cofins a energia injetada pelo consumidor na rede elétrica e não compensada. A isenção foi formalizada pela Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015.

Talvez, o ponto mais relevante para o atual momento do País, foi a autorização do apoio do BNDES podendo disponibilizar recursos a taxas diferenciadas para projetos de eficiência energética e de geração distribuída por fontes renováveis em escolas e hospitais públicos. Neste sentido, há uma interface direta com o Estado de São Paulo, na captação de recursos com taxas mais atrativas para financiar projetos nos prédios públicos do Estado. Todos os demais pontos elencados, já foram amplamente incorporados pelo setor de geração distribuída, exceto a componente financeira que segue sendo um entrave para maior expansão nos setores públicos e privados.

2.5 Análise de Potencial de Economia por Geração Distribuída nos Municípios do Estado de São Paulo

O estado de São Paulo conta hoje com 7 distribuidoras de energia elétrica, abrangendo os 645 municípios (**Mapa 2.2**) com uma tarifa média de energia em baixa tensão de R\$ 0,518 kWh variando de R\$ 0,49 kWh (CPFL Piratininga) a R\$ 0,541 kWh (CPFL Santa Cruz), sem considerar os impostos incidentes. O ICMS para consumidores privados varia entre 18% e 25% no Estado de São Paulo. Este imposto não incide sobre a energia consumida pelo poder público.



Mapa 2.2 - Distribuidoras de Energia do Estado de São Paulo

A **Tabela 2.6**, a seguir, ilustra a quantidade de municípios atendidos por cada distribuidora de energia com os respectivos valores tarifários, desconsiderando a incidência de impostos.

Tabela 2.6 - Distribuição das concessionárias de energia nos municípios paulistas e tarifas básicas para junho de 2020

Distribuidoras de Energia	Municípios Abrangidos	Valor da Tarifa (R\$)
ENEL - SP	24	R\$ 0,516
CPFL - Paulista	251	R\$ 0,523
CPFL – Piratininga	26	R\$ 0,490
CPFL - Santa Cruz	24	R\$ 0,548
EDP - Bandeirantes	28	R\$ 0,526
Elektro	223	R\$ 0,532
ENERGISA - Sul Sudeste	69	R\$ 0,497

A condição ideal para maximizar a economia potencial da instalação solar fotovoltaica é onde há um maior índice de irradiação solar com a maior tarifa. Nesse caso teremos um menor investimento para a geração de energia com a melhor economia para o consumidor final. Como resultado, o investimento realizado possui tempo de retorno mais favorável do que em outra condição.

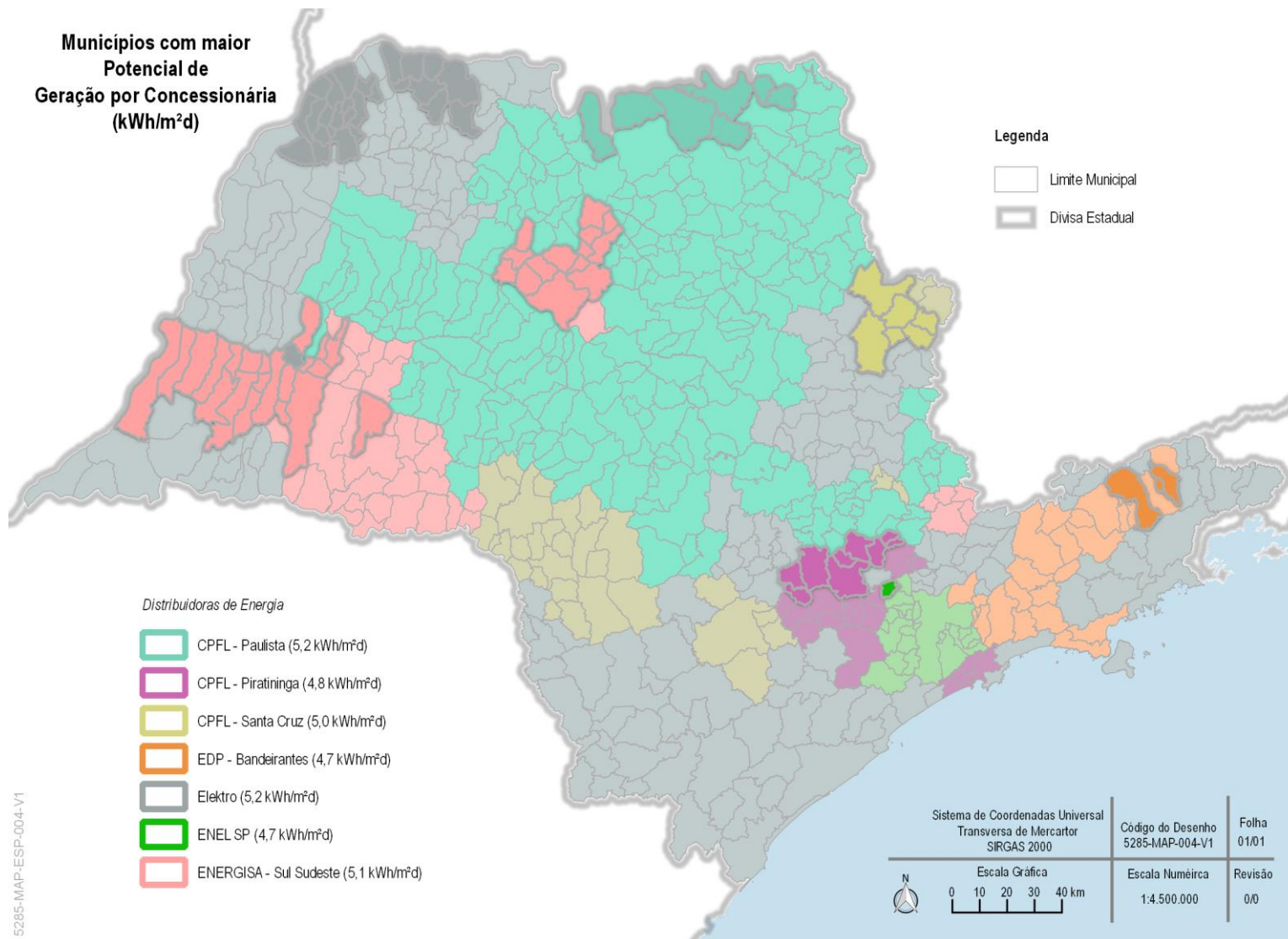
Ainda que para as instalações do Governo do Estado a distribuição geográfica do potencial de geração de energia seja de grande relevância para maximizar a geração, é necessário avaliar que para as entidades públicas municipais e consumidores privados existem outros fatores a serem considerados.

No âmbito público municipal, a instalação de uma planta fotovoltaica fora do território (autoconsumo remoto) daquele município pode resultar em até 25% a menos no custo do investimento mas, critérios como a arrecadação de impostos, geração de novos empregos, desenvolvimento do município, diversificação de atividade econômica, novas fontes de renda para a população, valorização da sustentabilidade ambiental do município, educação, além de possíveis alterações políticas de longo prazo podem influenciar na decisão da instalação no território do próprio município beneficiado.

No âmbito privado, a instalação de uma planta fotovoltaica nos municípios de maior potencial de geração energética, nas mesmas condições citadas acima, possibilitaria um melhor rendimento e, conseqüentemente, um menor tempo de retorno do investimento. Contudo, o empresário fica sujeito às condições contratuais e a prestação de um serviço a centenas de quilômetros de distância, sendo necessário prever no seu modelo de negócios os custos associados com estas variáveis.

Um dos critérios de decisão de efetuar a geração de energia solar fotovoltaica no mesmo local do consumo, ou como autoconsumo remoto com geração em uma localidade diferente, desde que dentro da mesma área de concessão da distribuidora de energia elétrica, é que seja priorizado os locais de maior geração de energia solar (maior índice de irradiação solar). Isso é válido para o consumo dos prédios públicos do Governo do Estado, respeitada a distribuição geográfica da concessionária de energia e permite melhor eficiência do uso dos recursos públicos financeiros.

A **Mapa 2.3** ilustra os melhores municípios por concessionária de energia considerando os mais elevados índices de irradiação solar.



Mapa 2.3 - Melhores municípios por concessionária de energia elétrica

Independentemente da indicação dos municípios com maior potencial de retorno por concessionária, este estudo apresenta a indicação do potencial de geração de energia local (**Apêndice I**) e viabiliza a tomada de decisão por estes atores entre gerar energia na própria localidade ou em outra área de maior irradiação. Os parâmetros analisados no **Apêndice I**² proporcionam critérios de avaliação para tomada de decisão dos demais empreendimentos públicos e privados.

Pode parecer que o critério de decisão entre efetuar a geração de energia solar fotovoltaica no mesmo local do consumo ou como autoconsumo remoto com geração em uma localidade diferente, desde que dentro da mesma área de concessão da distribuidora de energia elétrica, favoreça os locais de maior geração.

Porém, um importante entrave regulatório para a maximização dos benefícios da GD é a impossibilidade de transferência de créditos entre concessionárias distribuidoras de energia, pois o marco regulatório do setor e da própria geração distribuída não permite que os créditos de energia sejam gerados numa área de concessão e compensados na outra. Para reduzir custos de investimento e otimizar os benefícios para o setor público, seria importante estabelecer um critério de transferência de créditos que permitisse investir em áreas de melhor geração energética.

Com a diferença de potencial de geração em 25% e de preços em 15%, deve haver um equilíbrio entre concessionárias que permita ao Governo do Estado garantir o melhor investimento público. Este tema requer um aprofundamento do diálogo com os agentes reguladores e concessionárias de energia, não sendo uma demanda isolada do Governo do Estado.

Um arranjo especial deverá ser pensado para viabilizar este mecanismo, que, diga-se de passagem, seria muito interessante para o setor público, que é isento de boa parte da carga tributária, em especial do ICMS que incidiria sobre a energia excedente injetada na

² Avaliação realizada por município considerando 20% de perdas na geração.

rede, e, portanto, já não haveria um problema de recolhimento de imposto quando o mesmo legalmente já não é cobrado.

O Estado de São Paulo, maior consumidor de energia do país, poderá capitanear esta discussão junto aos agentes do setor e viabilizar este tema. As barreiras ao assunto parecem ser mais de ordem fiscal, que poderia ser resolvida se houvesse um acordo entre as concessionárias.

3 MAPEAMENTO E LEVANTAMENTO DE DADOS

De acordo com o sistema gerencial de informações do Governo do Estado de São Paulo (GESP), o poder público atua, direta ou indiretamente, com 34.710 propriedades entre áreas próprias, alugadas ou cedidas. Destas, a administração direta do Poder Executivo ocupa 16.442. Este trabalho considera elegíveis apenas os edifícios próprios do Poder Executivo GESP, utilizados pela administração direta. Isso soma um horizonte total de 12.864 unidades.

É importante ressaltar que dentre as demais unidades três empresas públicas possuem um número relevante de unidades, a Sabesp (6.270 imóveis), o Departamento de Águas e Energia Elétrica do Estado de São Paulo (DAEE) (3.965 imóveis) e a Companhia Paulista de Trens Metropolitanos (CPTM) (3.042 imóveis). Vale ressaltar que a Sabesp e a CPTM são usuários intensivos de energia elétrica para suas atividades e que o DAEE opera diversas barragens, inclusive para geração de energia. Em um segundo momento é relevante aproximar o estudo das empresas públicas ou mistas do GESP.

Dando continuidade à análise do potencial de geração de energia fotovoltaica pelos prédios públicos do GESP, é possível calcular especificamente a geração de energia solar em cada prédio público (edificação, ou terreno) desde que estes sejam devidamente georreferenciados, conforme a metodologia a ser descrita no **item 3.2**.

Para isso, foram solicitados dados georreferenciados das 12.864 propriedades com o intuito de receber a precisa localização geográfica. Desde já, fica recomendada a criação de um banco de dados com todas as edificações na forma de polígono com a indicação das áreas construídas e altura das construções. Esses dados permitiriam considerar a geração específica da área de telhados ou terrenos com grande refinamento. O trabalho atual utilizou os endereços para localizar a irradiação solar específica de um metro quadrado na face do terreno que foi aplicado a uma área estimada potencial de aproveitamento do terreno.

3.1 Mapeamento dos Agentes Setoriais Públicos

Com o objetivo de identificar o potencial energético de todos os prédios públicos do Estado de São Paulo, foi requisitado a cada uma das 25 Secretarias listadas, informações a respeito da quantidade de terrenos públicos por elas ocupados, bem como localização georreferenciada de todas as unidades; tipo de uso da edificação/terreno; como se agrupam as unidades administrativas, ou seja, se estão unificadas em apenas um CNPJ ou se possuem CNPJs individuais; período de funcionamento da instalação; área ocupada pela edificação; população atendida e consumo energético por um período de 12 meses contendo informações a respeito da tensão a qual o imóvel está conectado, demanda contratada no caso de média tensão, e classificação junto à distribuidora de energia.

A abordagem para comunicação entre a equipe técnica e as Secretarias contou com o auxílio da Secretaria de Energia e Mineração, que ficou responsável pelo envio de Ofícios aos gabinetes solicitando a disponibilização dos dados listados acima.

A pequena adesão imediata das secretarias suscitou uma atuação de busca ativa de dados com os departamentos. Junto com o reenvio dos ofícios, todas as secretarias foram contatadas por telefone exaustivamente. Sempre que possível foram realizadas reuniões locais para facilitar a correta seleção e envio dos dados. Os esforços resultaram na coleção de dados de 18 Secretarias, abrangendo 70% dos órgãos estaduais, agrupando um número significativo de prédios públicos próprios do GESP. A relação de secretarias incluídas no estudo pode ser verificada conforme a **Tabela 3.1** abaixo.

Tabela 3.1 - Relação de Secretarias incluídas no Estudo

Instituição	Emissão de Ofícios	Reuniões Realizadas	Secretarias Analisadas	Documentos Validados
Sec. Educação	✓	-	✓	✓
Sec. Direitos Pessoas com Deficiência	✓	21/03 - 14:00	✓	✓
Sec. Admin Penitenciária	✓	20/03 - 10:30	✓	✓
Procuradoria Geral do ESP	✓	-	✓	✓
Sec. Agricultura e Abastecimento	✓	-	✓	✓
Sec. Emprego e Rel. Trabalho	✓	-	✓	✓

Sec. Desenvolvimento Econômico, Ciência e Tecnologia	✓	27/03 - 14:00	✓	✓
Sec. Segurança Pública	✓	-	✓	✓
Sec. Justiça e Defesa da Cidadania	✓	20/03 - 14:00	✓	✓
Sec. Fazenda	✓	-	✓	✓
Sec. Planejamento e Gestão	✓	11/04 - 15:00	✓	✓
Sec. Meio ambiente	✓	-	✓	✓
Sec. Saúde	✓	-	✓	✓
Sec. Esporte, Lazer e Juventude	✓	-	✓	✓
Casa civil	✓	-	✓	-
Secretaria Habitação	✓	21/03 - 11:00	✓	-
Sec. San e Rec. Hídricos	✓	-	✓	-
Sec. Energia e Mineração	✓	-	✓	-
Sec. Turismo	✓	-	✓	-
Casa militar e defesa civil	✓	-	n.f.	-
Secretaria Gov. Estado	✓	-	n.f.	-
Sec. Cultura	✓	-	n.f.	-
Sec. Transporte Metropolitanos	✓	-	n.f.	-
Sec. Logística e Transporte	✓	-	n.f.	-
Sec. Desenvolvimento Social	✓	-	n.f.	-

*n.f. – não fornecido

Após o período de reuniões e recebimento de dados, iniciou-se o processo de análise e validação do material recebido. Inicialmente, foram informados dados de 7.489 unidades do GESP. Foram solicitadas revisões de adequação dos dados quando da ausência de elementos essenciais para o desenvolvimento do projeto, como informações referentes à demanda contratada e classificação tarifária e solicitadas as contas de luz.

Os dados recebidos foram validados e georreferenciados, o que resultou em um total de 6.833 imóveis dentro dos 12.864 prédios próprios da administração direta do GESP, ou seja, foram validados e aplicados ao estudo 53% dos imóveis potencialmente considerados no estudo (**Tabela 3.2**).

Após diversas tentativas de contato oficial e telefônico, algumas Secretarias não foram contempladas no estudo. Outras, contatadas com sucesso, informaram que não possuem prédios próprios com administração direta, como a própria Secretaria de Energia e Mineração, que ocupa imóvel pertencente à Secretaria da Agricultura, bem como a

Secretaria de Turismo, que utiliza prédio administrado pela Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação. Os edifícios que ocupam a Casa Civil e a Secretaria da Habitação são administrados pela CPOS; já a Secretaria de Saneamento e Recursos Hídricos ocupa imóvel pertencente à Fazenda Estadual.

Tabela 3.2 - Imóveis Informados e Validados

Unidade Administrativa	UNIDADES RECEBIDAS	UNIDADES VALIDADAS	% RECEB. / VALIDADA	UNIDADES INFORMADAS	% VALIDADA / INFORMADA
ADMINISTRAÇÃO PENITENCIÁRIA	168	153	91%	186	82%
PROCURADORIA GERAL	13	13	100%	94	14%
SECRETARIA DO MEIO AMBIENTE	24	22	92%	107	21%
SECRETARIA DA SAÚDE	48	48	100%	1.017	5%
SECRETARIA DA AGRICULTURA	493	468	95%	656	71%
SECRETARIA DA FAZENDA	53	50	94%	70	71%
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E GESTÃO	8	8	100%	10	80%
SECRETARIA DESENV. ECON., CIÊNCIA, TECN. E INOVAÇÃO	1	1	100%	11	9%
SECRETARIA DA EDUCAÇÃO	5.339	4.726	89%	6.457	73%
SECRETARIA DO EMPREGO E RELAÇÕES DO TRABALHO	1	1	100%	8	13%
SECRETARIA DA JUSTIÇA E DEFESA DA CIDADANIA	14	14	100%	13	108%
SECRETARIA DIREITOS PESSOA COM DEFICIÊNCIA	3	3	100%	3	100%
SECRETARIA DA SEGURANÇA PÚBLICA	1.319	1.319	100%	1.401	94%
SECRETARIA DE ESPORTE, LAZER E JUVENTUDE	5	7	140%	77	9%
CASA CIVIL	0	0	0%	2	0%
SECRETARIA DA HABITAÇÃO	0	0	0%	1	0%
SECRETARIA DE SANEAMENTO E RECURSOS HÍDRICOS	0	0	0%	0	0%
SECRETARIA DE MINAS E ENERGIA	0	0	0%	0	0%
SECRETARIA DO TURISMO	0	0	0%	25	0%
CASA MILITAR E DEFESA CIVIL	n.f.	n.f.	0%	4	0%
SECRETARIA DE GOVERNO	n.f.	n.f.	0%	2.453	0%
SECRETARIA DA CULTURA	n.f.	n.f.	0%	77	0%
SECRETARIA DOS TRANSPORTES METROPOLITANOS	n.f.	n.f.	0%	75	0%
SECRETARIA DE LOGÍSTICA E TRANSPORTES	n.f.	n.f.	0%	6	0%
SECRETARIA DE DESENVOLVIMENTO SOCIAL	n.f.	n.f.	0%	111	0%
TOTAL	7.489	6.833	91%	12.864	53%

*n.f. – não fornecido

A Secretaria da Educação entregou uma planilha com o histórico de consumo de energia elétrica referente aos últimos 12 meses (abril-2017 a março-2018) e as tarifas vigentes. Alguns valores de tarifa de energia estavam divergentes do range médio encontrado no Estado de São Paulo, considerando as permissionárias.

As permissionárias de energia possuem tarifas mais elevadas em comparação com as concessionárias de energia e, devido à possibilidade de alguma escola estar sob fornecimento de permissionária, foi estabelecido um critério mais abrangente e considerados os dados entre 0,40 R\$/kWh e 0,80 R\$/kWh.

As Secretarias da Saúde e do Meio Ambiente informaram o histórico de 12 meses com dados de demanda contratada, consumo ponta e fora ponta e não informaram os valores referentes às tarifas. Em todos os casos foram consideradas as tarifas vigentes de cada distribuidora na classificação A4 Verde.

A Administração Penitenciária forneceu as contas de energia referentes à 168 unidades. Algumas contas estavam ilegíveis e as mesmas foram desconsideradas do estudo.

Todos os dados informados pela Procuradoria Geral e pelas secretarias de Planejamento e Gestão, Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação, Emprego e Relações de Trabalho, Justiça e Defesa da Cidadania, Direito das Pessoas com Deficiência, Segurança Pública e Esporte, Lazer e Juventude não apresentaram inconsistências e foram validados.

As secretarias da Agricultura, do Emprego e Relações do Trabalho, do Esporte, Lazer e Juventude, da Justiça e Defesa da Cidadania, do Meio Ambiente, da Pessoa com Deficiência, do Planejamento e Gestão, da Saúde, da Segurança Pública com base na região metropolitana de SP, Administração Penitenciária e Procuradoria Geral do Estado tiveram seus kits fotovoltaicos definidos como instalação em solo devido ao tipo de edificação.

As Secretarias do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação, da Educação, da Fazenda e da Segurança Pública com base no interior de São Paulo tiveram seus kits fotovoltaicos definidos como instalação em telhado devido ao tipo de edificação.

As Secretarias da Educação e do Emprego e Relações do Trabalho estão conectadas apenas em baixa tensão. As Secretarias da Agricultura, do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação, do Meio Ambiente, da Saúde, da Pessoa com Deficiência e Administração Penitenciária estão conectadas apenas em média tensão.

As Secretarias da Fazenda, do Planejamento e Gestão, da Segurança Pública, do Esporte, Lazer e Juventude, da Justiça e Defesa da Cidadania e Procuradoria Geral do Estado, estão conectadas tanto na baixa quanto na média tensão.

Os dados de área dos imóveis foram fornecidos para a maioria dos estabelecimentos validados. Contudo, não é possível compreender qual a área disponível para a instalação dos módulos a partir da área do terreno. É necessário complementar com a área da edificação ou com áreas em solo disponíveis. Para este estudo foi considerada uma média de aproveitamento de 30% do terreno para a instalação de módulos.

Os 30% representam uma condição mínima de aproveitamento das edificações. De acordo com estudo recente para a cidade do Rio de Janeiro, as edificações verticais mais recentes apresentam área disponível próxima a 30% enquanto casas térreas podem apresentar áreas sem impedimentos físicos, como caixas d'água e antenas de 90% (LANGE & VASCONCELOS, 2013). Contudo, as lajes de prédios estão dispostas em condições de aproveitamento total desses 30% enquanto casas possuem diferentes águas em seus telhados, o que pode reduzir o aproveitamento dessas unidades em mais de 50%, se considerada a instalação na face norte.

Desta forma, foi definido que o potencial de aproveitamento das unidades mapeadas e que apresentam informação de áreas de terreno, seria definido em 30% dessa área.

Alguns terrenos de maior porte foram estudados especificamente, em especial os indicados pela Secretaria de Agricultura. As grandes fazendas foram mapeadas e identificados percentuais mais precisos de áreas com disponibilidade para instalação de GD. Foram encontrados locais com florestas, descartados na análise, áreas com percentuais entre 30% e 50% de aproveitamento e fazendas com pastos disponíveis, para as quais foi aplicado 100% de disponibilidade do terreno.

A tabulação dos dados foi consolidada em um banco de dados geral, contendo as informações de todas as propriedades públicas próprias do Governo do Estado de São

Paulo que foram informados os dados de consumo e localizadas espacialmente em função do endereço. Nessa base de dados georreferenciada estão dispostos os dados de Secretaria, CNPJ, tipo de uso do imóvel, nome específico da edificação, município, endereço, distribuidora de energia, consumo de energia (quando em média tensão o consumo está decomposto em demanda contratada, TUSD fora ponta, TE Fora ponta, TUSD ponta e TE ponta), tarifa³ (quando em média tensão a tarifa está decomposta em tarifa de demanda contratada, TUSD fora ponta, TE Fora ponta, TUSD ponta e TE ponta), irradiação calculada, área do terreno informada e área disponível aplicada.

A seguir, apresenta-se a metodologia de obtenção da irradiação solar para cada unidade especificamente.

3.2 Simulações Computacionais e Elaboração do Modelo Digital de Elevação

3.2.1 Irradiação Solar

A radiação solar origina-se do sol sendo modificada à medida que atravessa a atmosfera e é interceptada na superfície terrestre, afetando a quantidade de irradiação solar recebida em diferentes locais. Outros fatores que geram esta variabilidade são:

- (i) Topografia – variação da elevação e orientação (declive e aspecto);
- (ii) Características da superfície – sombras projetadas pelas características do terreno, a hora do dia e a época do ano; e,
- (iii) Cobertura por nuvens.

A maneira como a radiação é interceptada pela superfície pode ser:

- (i) Direta: quando não há barreiras entre a radiação e a superfície;

³ Para Baixa Tensão foi considerada a tarifa pública vigente em maio de 2018 conforme site da ANEEL. Para a Média Tensão, quando não apresentada a fatura e utilizada a tarifa real aplicada foi considerada a tarifa A4 verde disponível no site de cada concessionária.

- (ii) Difusa: quando é espalhada pelos constituintes atmosféricos, como nuvens e poeira; e,
- (iii) Refletida: como o nome diz, quando é refletida pelas características da superfície.

A soma da radiação direta, difusa e refletida é chamada de radiação solar total ou global.

A Erro! Fonte de referência não encontrada. mostra estes componentes.

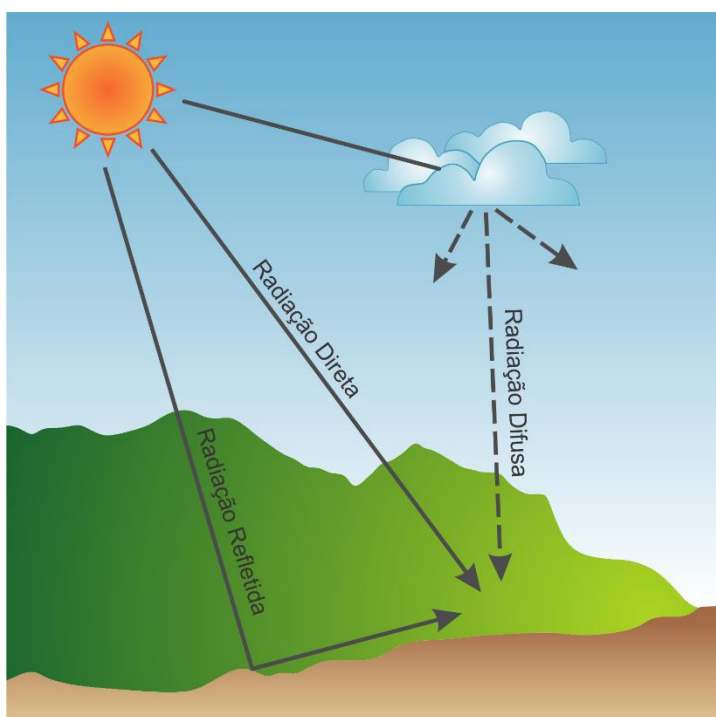


Figura 3.1 - Tipos de interceptação da radiação solar

Fonte: Adaptado de Modeling solar radiation, disponível em <http://desktop.arcgis.com/en/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/modeling-solar-radiation.htm>.

As ferramentas de análise de irradiação solar na extensão ArcGIS Spatial Analyst e sua ferramenta Points Solar Radiation, que permite mapear e analisar os efeitos do sol sobre um ponto geográfico por períodos de tempo específicos, envolvem 4 (quatro) etapas: (i) o cálculo de uma visão hemisférica ascendente com base na topografia; (ii) a sobreposição do sombreamento (*viewshed*) em um mapa solar direto para estimar a radiação direta; (iii) a sobreposição do sombreamento (*viewshed*) em um mapa do céu difuso para estimar a radiação difusa; e, (iv) a repetição do processo para cada ponto de interesse.

Por esta razão, foi desenvolvida uma rotina que interagisse com a ferramenta Points Solar Radiation, sendo inviável realizar este cálculo manualmente para cada ponto (prédio público) recebido e especializado, bem como a identificação do seu respectivo MDS.

3.2.2 Modelo Digital de Superfície (MDS)

O Modelo Digital de Superfície (MDS) é um conjunto de pontos com coordenadas em um determinado sistema de referência cartográfica, equidistantes ou não, com elevação obtida através do sistema LiDAR (Light Detection and Ranging).

Este sistema emite pulsos de luz em direção ao solo e, quando seus reflexos são captados pelo sensor, calcula-se a distância para a superfície, resultando em uma nuvem de pontos ou imagens rasters contendo os valores de elevação.

Estas elevações podem ser topo dos edifícios, dossel de árvores, linhas de energia elétrica ou outros tipos de cobertura, ou seja, o MDS captura as coberturas naturais e construídas na superfície da Terra.

Neste trabalho foi utilizado o MDS recebido pela Companhia Paulista de Obras e Serviços (CPOS), com as seguintes características: Origem: Projeto de Atualização Cartográfica do Estado de São Paulo (Projeto Mapeia São Paulo); Ano: 2010/2011; Fonte: Empresa Paulista de Planejamento Metropolitano S/A – Emplasa; Diretoria de Planejamento – DPL; Unidade de Cartografia – UCA; Resolução: Pixel de 5 m x 5 m (25 m²); Sistema de Coordenadas: Projeção Universal Transversa de Mercator – UTM (Zonas 22 e 23) para o Hemisfério Sul e com Datum Horizontal Sirgas 2000; Formato: Geotif; Articulação: grade com escala de 1:25.000.

3.2.3 Mapa Solar

Um mapa solar é uma representação, na forma de raster (imagem), que exhibe a faixa solar ou a posição aparente do sol, variando entre as horas do dia e os dias do ano. Isso é

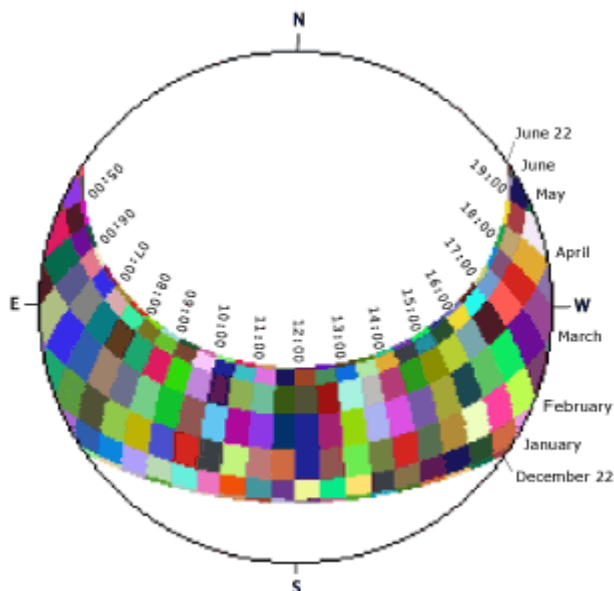
semelhante a uma pessoa olhando para cima e vendo movimentação do sol (posição) no céu durante um período de tempo.

O mapa solar consiste em setores distintos definidos pela posição do sol em intervalos específicos durante o dia (horas) e a época do ano (dias ou meses). A faixa solar é calculada com base na latitude da área de estudo e na configuração de tempo que define os setores do mapa solar.

Para cada setor do mapa solar, um valor de identificação único é especificado, juntamente com seu zênite (centroide) e ângulo de azimuth. A radiação solar originada de cada setor é calculada separadamente e o sombreamento (*viewshed*) é sobreposto no mapa solar para o cálculo da radiação direta.

A **Fonte:** Modeling solar radiation, disponível em <http://desktop.arcgis.com/en/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/modeling-solar-radiation.htm>.

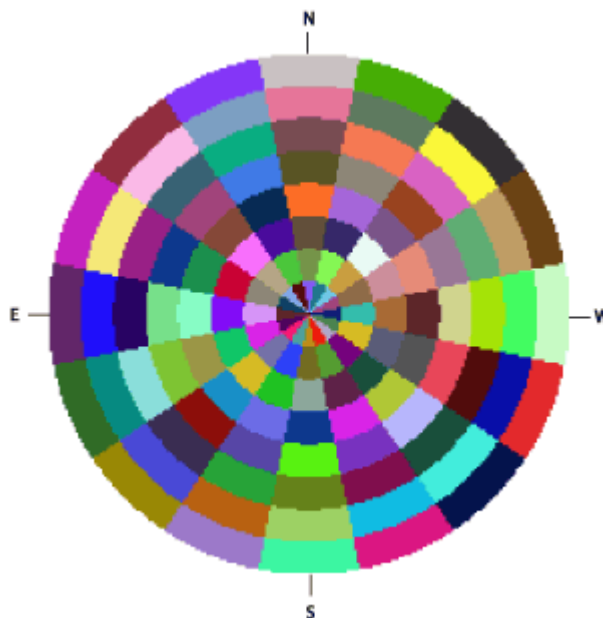
Figura 3.2 apresenta um mapa solar para a latitude de 45º N, calculado a partir do solstício de inverno (21 de dezembro) até o solstício de verão (21 de junho). Cada setor solar (caixa colorida) representa a posição do sol usando intervalos de meia hora ao longo do dia e intervalos mensais ao longo do ano. Deve-se notar que a imagem está na mesma projeção hemisférica que as visões voltadas para cima. A posição do sol é representada enquanto se move pelo céu durante a hora do dia e a época do ano.



Fonte: Modeling solar radiation, disponível em <http://desktop.arcgis.com/en/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/modeling-solar-radiation.htm>.

Figura 3.2 - Exemplo de mapa solar

Para calcular a radiação difusa para um determinado local, um mapa celeste é criado representando uma visão hemisférica de todo o céu, dividido em uma série de setores celestes definidos por ângulos zênite e azimuth. Cada setor recebe um valor de identificador exclusivo, calculando a radiação difusa para cada setor celeste com base na direção (zênite e azimuth). A **Fonte:** Modeling solar radiation, disponível em <http://desktop.arcgis.com/en/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/modeling-solar-radiation.htm>. Figura 3.3 destaca um mapa celeste com setores definidos por 8 divisões zenitais e 16 divisões de azimuth. Cada cor representa um setor celeste único, ou porção do céu, da qual a radiação difusa se origina.



Fonte: Modeling solar radiation, disponível em <http://desktop.arcgis.com/en/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/modeling-solar-radiation.htm>.

Figura 3.3 - Exemplo de mapa celeste

3.2.4 Período de tempo para o cálculo

Ao utilizar a ferramenta *Points Solar Radiation* é possível selecionar o período de tempo que se deseja calcular a irradiação solar, sendo estas opções:

- (i) Dias Especiais: calcula a irradiação solar para os dias do solstício (verão e inverno) e os dias do equinócio (sendo a irradiação para o equinócio de primavera e outono a mesma);
- (ii) Dia individual: executa os cálculos por um período de tempo especificado (hora inicial e hora final, caso sejam as mesmas, o resultado será a irradiação instantânea) em um único dia ou para o dia inteiro;
- (iii) Vários dias em um ano: será calculado para um período específico de vários dias em um ano; e,
- (iv) Ano inteiro com intervalo mensal: executa os cálculos para um ano inteiro usando intervalos mensais.

Há, ainda, a opção para o intervalo de hora, ou seja, o intervalo de tempo ao longo do dia (em horas) usado para o cálculo de setores celestes para os mapas solares. É importante ressaltar que independente da opção selecionada, o resultado do cálculo terá unidade de Watts hora por metro quadrado ($\frac{Wh}{m^2}$). Para este trabalho foi utilizado como padrão a

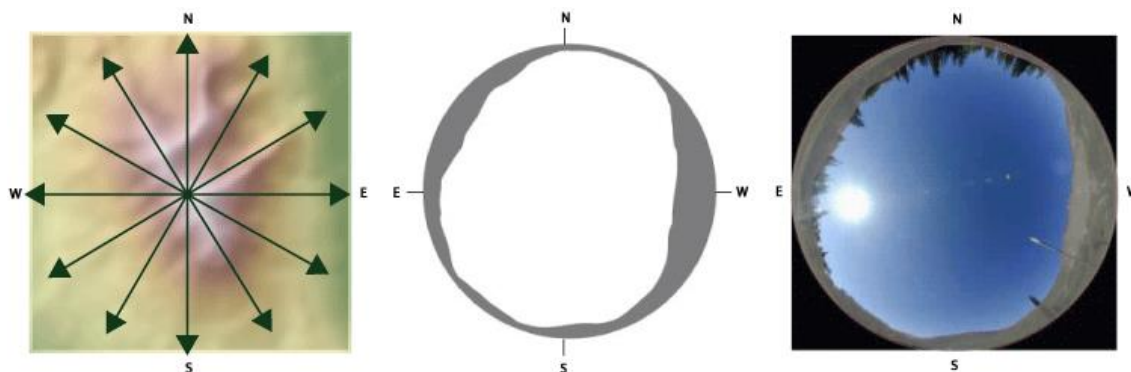
opção de “Ano inteiro com intervalo mensal” e convertida sua saída para a unidade de Watts hora por metro quadrado por dia $\frac{(kWh)}{\frac{m^2}{dia}}$.

3.2.5 Conceito de sombreamento (*viewshed*)

O sombreamento (*viewshed*) é uma representação no formato raster (imagem) de todo o céu que é visível ou obstruído quando visto de um local específico, calculado através de um número especificado de direções em torno de um local de interesse e determinando o ângulo máximo de obstrução do céu ou ângulo do horizonte e as demais direções são interpoladas.

Os ângulos do horizonte são convertidos em um sistema de coordenadas hemisféricas, representando um hemisfério tridimensional de direções como uma imagem quadriculada bidimensional e para cada célula do raster é atribuída um valor correspondente a direção do céu visível ou obstruído. Os locais das células de saída (linha e coluna) correspondem ao ângulo zenital θ (ângulo relativo para cima) e ângulo azimutal α (ângulo relativo ao norte) no hemisfério das direções.

A Figura 3.4 mostra o cálculo de um *viewshed* para uma célula de um modelo digital de elevação. Os ângulos do horizonte são calculados ao longo de um determinado número de direções e usados para criar uma representação hemisférica do céu. O resultado de saída caracteriza as direções do céu que são visíveis (mostradas em branco) ou obstruídas (mostradas em cinza). O *viewshed* é mostrado sobreposto em uma fotografia hemisférica para demonstrar a teoria.



Fonte: Modeling solar radiation, disponível em <http://desktop.arcgis.com/en/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/modeling-solar-radiation.htm>.

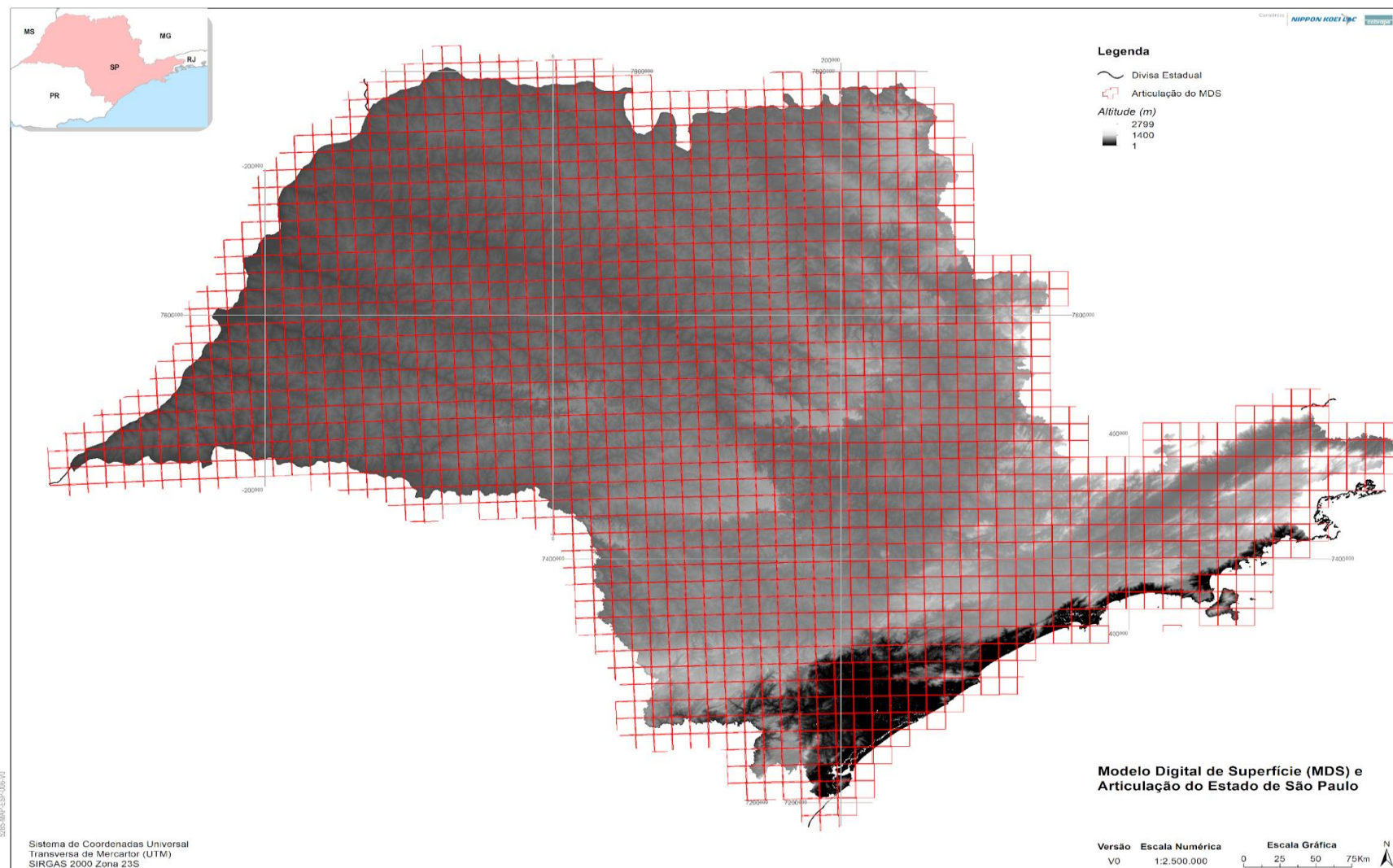
Figura 3.4 - Ilustração dos ângulos horizontais, da visualização do resultado e da visibilidade mapeada na vista do

Os *viewsheds* são usados em conjunto com a posição do sol e a informação da direção do céu (representada por um mapa solar e mapa celeste, respectivamente) para calcular a irradiação direta, difusa e total (direta + difusa) para cada local.

3.2.6 Articulação do MDS no Estado de São Paulo

O Estado de São Paulo foi dividido em polígonos com uma área de 193,57 km² denominados articulações e recebendo uma nomenclatura de acordo com plantas com escala de 1:25.000, conforme determinado pelo IBGE⁴. O **Mapa 3.1** mostra as 1.725 articulações do Estado de São Paulo e a **Figura 3.5** seu nível individual. O ponto de cada prédio público foi lançado sobre a imagem MDS.

⁴ Noções Básicas de Cartografia – capítulo 5: Índice de Nomenclatura e Articulação de Folhas, disponível em https://ww2.ibge.gov.br/home/geociencias/cartografia/manual_nocoos/representacao.html



Mapa 3.1 - Modelo Digital de Superfície e Articulações do Estado de São Paulo

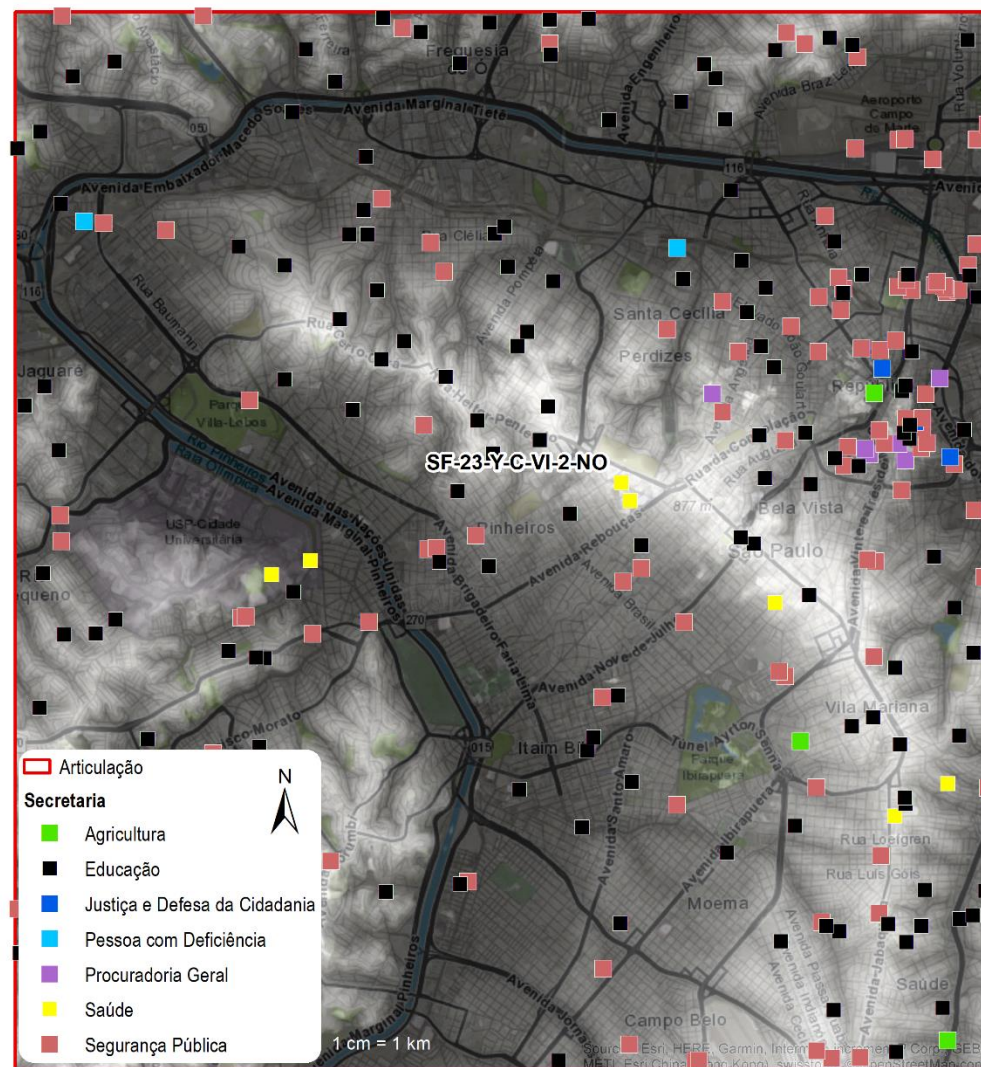
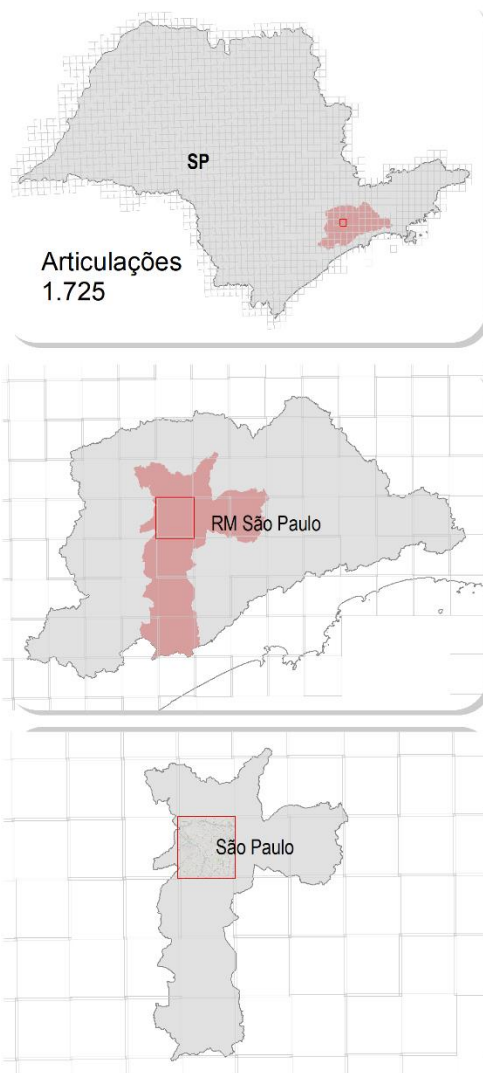


Figura 3.5 - Exemplo de articulação do MDS

3.2.7 Geocodificação dos Endereços

Os dados recebidos das Secretarias Estaduais estavam em formato de planilha ou texto. Desse modo, foi necessário realizar a espacialização para calcular a irradiação solar. Para tal foi utilizada uma ferramenta de geocodificação para a localização de endereço fornecida pela Google, chamada *My Maps*, que ao final, pode-se obter um arquivo digital de pontos georreferenciados (kml).

Após esta etapa, foram identificados quais endereços não foram encontrados e, manualmente, foram localizados através de ferramenta *Google Street View*, e, mesmo assim, em alguns poucos casos, não foi possível localizá-los.

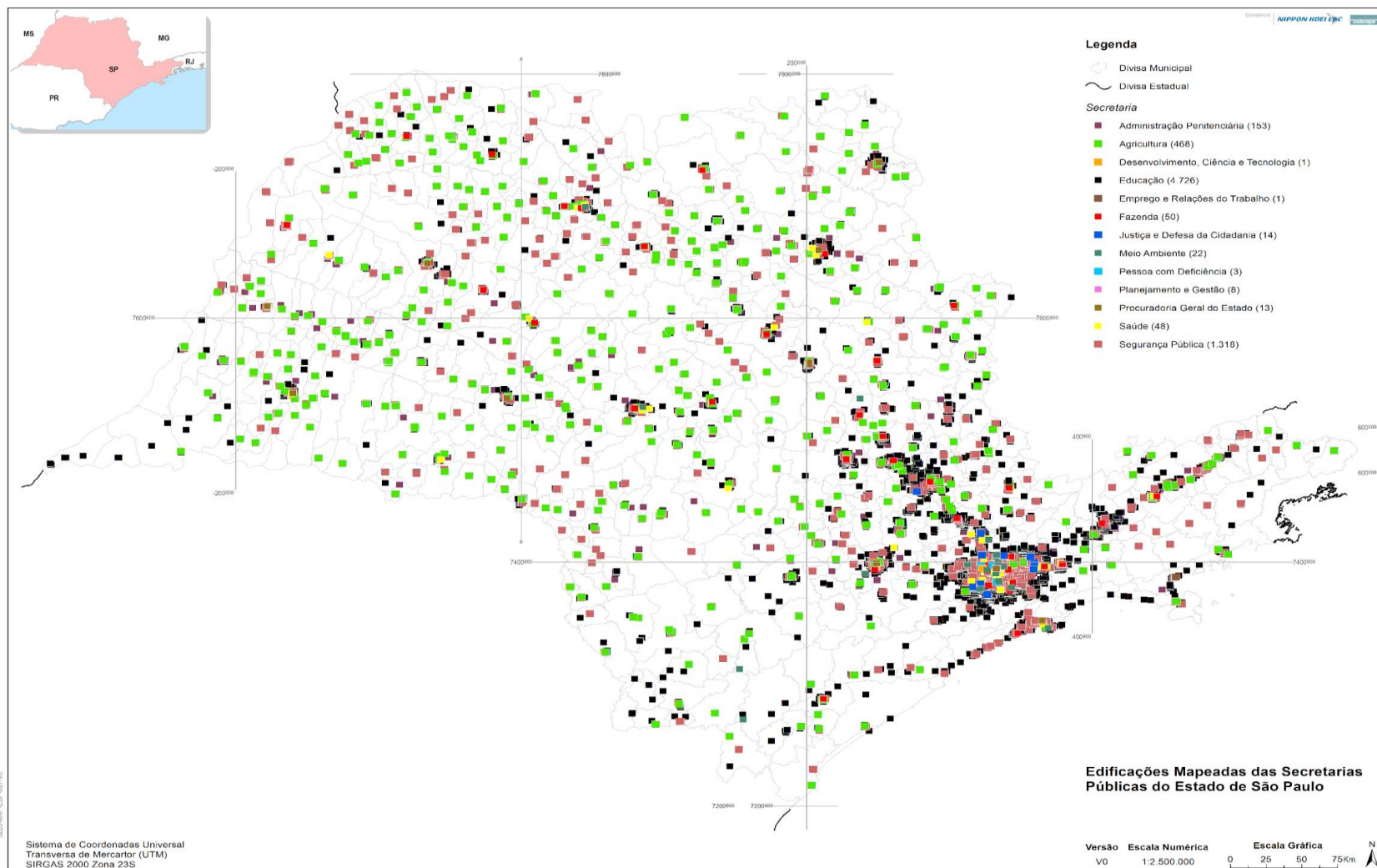
Terminada esta etapa, foi extraído o arquivo kml (*Keyhole Markup Language*) e convertido em *shapefile* para sobreposição ao arquivo MDS e realização do cálculo da irradiação solar em cada ponto. O **Mapa 3.2** e a **Tabela 3.3** contém todos os pontos recebidos e geolocalizados por secretaria.

Tabela 3.3 - Prédios públicos geolocalizados

Secretarias Estaduais	Prédios
Administração Penitenciária	153
Procuradoria Geral	13
Secretaria do Meio Ambiente	22
Secretaria da Saúde	48
Secretaria da Agricultura	468
Secretaria da Fazenda	50
Secretaria de Planejamento e Gestão	8
Secretaria Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação	1
Secretaria da Educação	4.726
Secretaria do Emprego e Relações do Trabalho	1
Secretaria da Justiça e Defesa da Cidadania	14
Secretaria dos Direitos das Pessoas com Deficiência	3
Secretaria da Segurança Pública	1.318
Secretaria de Esporte, Lazer e Juventude	7
Casa Civil*	0
Secretaria da Habitação*	0
Secretaria de Saneamento e Recursos Hídricos*	0
Secretaria de Minas e Energia*	0
Secretaria do Turismo*	0
Casa Militar e Defesa Civil	n.f.

Secretaria de Governo	n.f.
Secretaria da Cultura	n.f.
Secretaria dos Transportes Metropolitanos	n.f.
Secretaria de Logística e Transportes	n.f.
Secretaria de Desenvolvimento Social	n.f.
Total	6.832

* Não possuem imóveis próprios; n.f. – não fornecido.



Mapa 3.2 - Pontos localizados por secretaria

3.2.8 Rotina para a Automação do Cálculo da Irradiação Solar

Conforme já descrito, foi desenvolvida uma rotina que interagisse com a ferramenta *Points Solar Radiation* no software ArcGIS 10.5.1. Esta rotina compreende 5 etapas:

- (i) Identificar o fuso do sistema de projeção, sendo que o Estado de São Paulo se localiza nos fusos 22S e 23S, isso porque o MDS também tem seu sistema de projeção e, para utilizar o *Points Solar Radiation*, os pontos devem ter o mesmo sistema;
- (ii) Identificar o nome da articulação referente ao MDS, para que a rotina possa localizar o caminho destes arquivos;
- (iii) Criar um *shapefile* para cada agrupamento de ponto referente ao seu MDS;
- (iv) Calcular a irradiação solar através da iteração por ponto por fuso; e,
- (v) Agregar todos os *shapefiles* em um único, facilitando o acesso a informação do $\text{kW/m}^2/\text{dia}$.

A **Figura 3.6** mostra este fluxo da rotina.

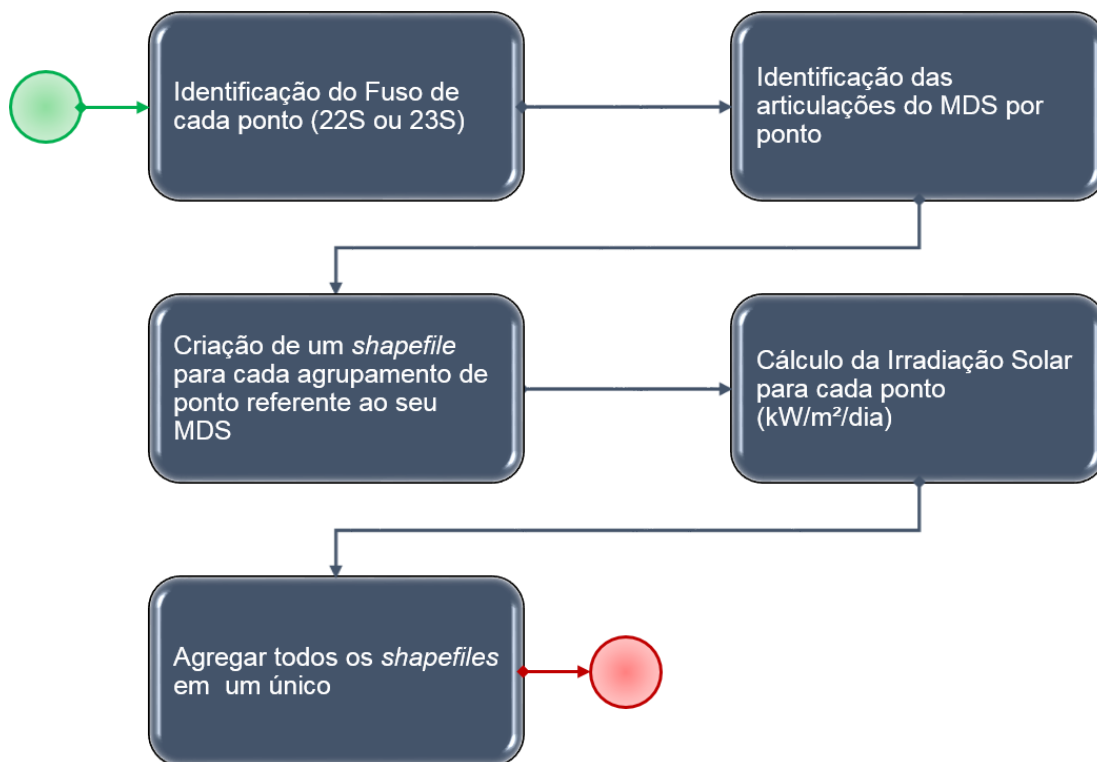


Figura 3.6 - Esquemático da rotina desenvolvida

As informações requeridas para o funcionamento são destacadas a seguir e ilustradas na **Figura 3.7**:

- (i) O *shapefile* contendo os pontos que se deseja calcular a irradiação solar ($\text{kW/m}^2/\text{dia}$);
- (ii) O campo contendo o nome do respectivo MDS;
- (iii) O tempo base, em ano, para o cálculo;
- (iv) O local (pasta) referente as imagens do MDS; e,
- (v) O local e nome do *shapefile* que será criado como saída.

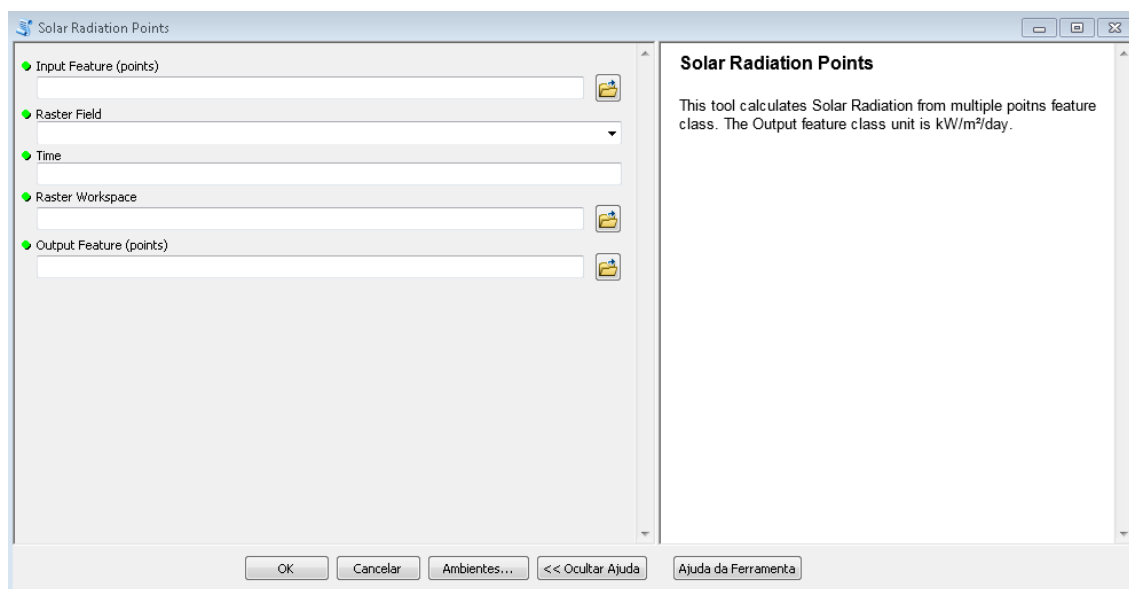


Figura 3.7 - Tela da rotina para o cálculo da irradiação solar

O cálculo da irradiação solar foi realizado para os 6.832 prédios públicos distribuídos em 638 dos 645 municípios do Estado de São Paulo, como apresentado na **Tabela 3.3** e no **Mapa 3.2** anterior. Lembrando que foram georreferenciados apenas os prédios públicos próprios com informações validadas.

Como o cálculo definiu apenas um ponto de referência da localização do prédio, o valor da irradiação solar é aquele referente a sua geolocalização e, uma vez trabalhado com polígonos dos prédios, o valor poderia ser aperfeiçoado, pois existem ferramentas que calculam a irradiação para áreas, sendo uma sugestão para análises futuras.

Outro fator que pode melhorar a análise de irradiação solar é a saída dos dados do Sistema de Gerenciamento Integrado (SGI) em arquivos no formato de planilha digital, csv (*comma-*

separated values) ou qualquer outro formato relacionado à banco de dados, ao invés de formato analógico.

3.3 Análise, Correlação e Tabulação dos Dados

Para os cálculos a serem aplicados aos dados tabulados na forma do banco de dados das propriedades do Governo do Estado de São Paulo foi aplicada uma rotina de equações em *Visual Basic* (VBA) em planilha eletrônica que possibilita a automação dos cálculos com redução de erros.

Essa rotina produz como resultado análises para baixa tensão e para média tensão, conforme classificação do imóvel. O exercício realizado pelo Banco de Dados compreende os seguintes passos:

Primeiro passo: solução do consumo energético de cada unidade individualmente sem limite de terreno, geração necessária para “zerar a conta” individual da unidade;

Segundo Passo: geração com o máximo de terreno disponível (30%) de cada unidade, geração limitada à área disponível;

Terceiro passo: seleção da solução adequada, limitada ao terreno, se geração do segundo passo não for suficiente para “zerar”⁵ a conta, ou geração limitada à demanda para zerar a conta, caso isso aconteça antes de atingir o limite de terreno disponível.

O resultado obtido após o exercício inicial (3 passos) do Banco de Dados configura o Cenário 1 de análise, que se refere ao investimento necessário ou limitado ao terreno, para redução do consumo energético analisando as unidades consumidoras individualmente. Os resultados desse cenário são analisados nas Tabelas 3.13 a 3.18 e disponíveis em sua íntegra no Banco de Dados do Anexo III.

Para este primeiro cenário foi calculada a potência a ser instalada incluídas as perdas sistêmicas que garantam o resultado esperado; a área necessária para instalação dessa

⁵ A conta nunca será zero, tendo em vista que existe uma tarifa de consumo mínimo para todas as ligações.

infraestrutura, a conta de energia original, a conta de energia final, isto é, a tarifa mínima de cada concessionária, o custo do investimento para a instalação, a economia mensal de energia, a economia anual, o tempo de retorno (*payback time*) simples, a economia líquida em 25 anos, o valor presente líquido (VPL) do investimento e a taxa interna de retorno (TIR) do mesmo, tendo como taxa mínima de atratividade 3% ao ano, que se refere à Taxa SELIC definida em 06 de maio de 2020.

Após a obtenção desse dado foi realizado um exercício complementar, fora do Banco de Dados automatizado, disponível no Apêndice II. Neste exercício chamado de Cenário 2, todas as unidades, em baixa ou média tensão, foram agrupadas dentro do território de cada Concessionária, por CNPJ. Dentro desses grupos a geração fotovoltaica foi limitada a 75kW em corrente alternada – fator limitante para o enquadramento de uma unidade em baixa tensão – ou à demanda contratada para a média tensão, e à disponibilidade de área. Dessa forma, todas as unidades com área disponível capaz de gerar mais que 75kW foram limitadas a este valor e as unidades com restrição de área obedeceram ao limite físico. Também, quando a demanda contratada de uma unidade em média tensão é superior a essa capacidade, este fator também foi considerado teto para a geração.

A seguir são detalhados conceitos específicos aplicados a cada variável calculada.

- **Potência Instalada com Perdas**

A Potência Necessária de cada sistema foi calculada levando em consideração o abatimento total do consumo, em baixa tensão e o abatimento do consumo até o limite do consumo equivalente⁶ para média tensão. Também foi adicionando 20% referente às perdas nas conversões do sistema não considerando perdas devido ao possível sombreamento sobre os módulos. O sombreamento foi considerado pela aplicação da

⁶ Consumo equivalente corresponde ao consumo fora ponta mais o consumo ponta multiplicado pela relação entre o preço da energia em ponta sobre o preço fora ponta.

irradiação sobre o Modelo Digital de Elevação construído para todo o Estado de São Paulo e comentado no **item 3.2.2.**

Na composição dos 20% de perdas podemos destacar: perdas por temperatura, perdas por desacoplamento, perdas por resistência dos cabos, dispositivos e bloqueios, perdas do conversor e sujeira sobre os módulos.

As perdas devido a variação de temperatura são relevantes, a potência de uma célula fotovoltaica varia com a temperatura do ambiente. A produção será máxima quando a temperatura do módulo for mínima (por ex. -10°C) e será mínima quando a temperatura do módulo for máxima (por ex. 70°C). As perdas de desacoplamento são devidas a não uniformidade no desempenho elétrico dos vários módulos que compõem cada linha fotovoltaica e consequentemente à não uniformidade de uma linha com a outra. Estas perdas apresentam um valor aproximado mínimo de 1% para pequenas potências (Wp), 3-4% para médias potências (kWp), 5-6% para grandes potências (MWp). As perdas em corrente contínua são devidas à resistência dos cabos elétricos e dos dispositivos de proteção e bloqueios. As perdas devido à conversão (inversor) são devido à eficiência dos inversores como uma função da potência de saída; e outras perdas tais como sujeira e tolerâncias que estão estreitamente relacionadas com o local de instalação e limpeza de manutenção aplicadas. Em geral, as áreas com baixa pluviosidade ter maiores perdas.

Existe um cálculo específico, que pode ser realizado por software, principalmente as relativas à temperatura. Neste estudo foi aplicada uma perda padrão de mercado de 20% que atende, de forma conservadora, à garantia de geração de energia final superior à prevista.

Os módulos fotovoltaicos utilizados para este trabalho são do tipo monocristalino de 72 células, potência nominal de 400 Wp⁷ e eficiência classe A. São os produtos com maior

⁷ Cada módulo corresponde a uma área de 2m².

eficiência energética do mercado nos dias atuais e produzido por um dos principais fabricantes mundiais de módulos fotovoltaicos.

A tecnologia dos módulos e dos inversores são atualizadas em grande velocidade. Em setembro de 2017 eram comercializados módulos de 265 Wp, em agosto de 2018 estavam disponíveis módulos de 340 Wp e em janeiro de 2020 os módulos já possuíam 40Mp de geração. 50% a mais de geração com a mesma área instalada em menos de 3 anos. Em pouco tempo essa eficiência será superada. A melhoria dessa eficiência representa uma redução da área necessária para a geração da mesma quantidade de energia e uma redução no custo. Isso pode aumentar a viabilidade das instalações em termos de área disponível para solução da demanda energética local e uma redução no custo total dos investimentos. Ano a ano ocorre uma redução de preços para a instalação de equipamentos de mesma potência, trazendo assim uma melhor eficiência e desempenho para o sistema num todo. Por isso é importante qualificar o módulo considerado no estudo conforme apresentado no **Anexo I**.

Foram definidos inversores centralizados tipo monofásicos ou trifásicos, alta eficiência com MPPT e Wi-Fi integrado, apropriado para ambiente externo e certificação INMETRO. Em termos de preço não há diferença entre os equipamentos monofásicos ou trifásicos, apenas a definição técnica a ser estabelecida caso a caso para consumidores em baixa tensão. As especificações técnicas também são apresentadas no **Anexo I**.

- **Custo do Investimento**

Os valores dos equipamentos foram estipulados em forma de kits geradores pois, conforme o convênio CONFAZ 101/97, os kits geradores de energia compostos por módulos e inversores fotovoltaicos possuem isenção de ICMS e IPI, além da incidência de 1,65% de PIS e 7,6% de COFINS sobre o valor total.

Além disso, foram definidos dois cenários distintos para a instalação (telhado e solo). A variação no custo dos equipamentos ocorre devido à diferença no tipo de estrutura, na

quantidade de material necessário. Para instalação em laje foi considerado o modelo de preço de solo pela similaridade da estrutura de fixação necessária. Aproximadamente, o preço pode ser decomposto em 55% de custo de módulos, 15% de custo de inversores e 30% de custos de estruturas e periféricos para instalação em telhado. Para instalação em solo ou laje há incremento de estruturas e periféricos que representam em média 5% no preço total.

Os custos de projeto e instalação não levaram em consideração o deslocamento entre cidades para a equipe de instalação. Os preços apontados correspondem a entregas na cidade de São Paulo. Para projetar cenários de realização de instalações com equipes de São Paulo em locais mais distantes sugere-se aplicar um fator adicional de até 30% do custo dos equipamentos para a instalação. Vale lembrar que os profissionais que executam esta atividade precisam ter certificação NR10 (segurança em instalações e serviços em eletricidade) e, na grande maioria, certificação NR35 (segurança em trabalho em altura) devido ao risco de execução dessas atividades.

Também, existem um ganho de escala bastante relevante em função do porte dos projetos. Isso ocorre devido ao range de abrangência do inversor fotovoltaico e ao ganho de escala devido a negociação junto aos fornecedores e importadores. As **Tabela 3.4 e Tabela 3.5** apresentam-se os preços aplicados em função da potência instalada prevista, para kits fotovoltaicos. Os preços refletem cotação de mercado com data de janeiro de 2020 junto aos principais fornecedores de kits fotovoltaicos no Brasil.

Tabela 3.4 - Custo de instalação de Kit fotovoltaico em telhado

kit kWp	Quantidade de Módulos	Valor dos Equipamentos	Equipamento Instalado	R\$/Wp	Área (m²)	R\$/m²
2,40	6	R\$ 8.420,37	R\$ 12.029,10	R\$ 5,01	12	R\$ 1.002,43
4,80	12	R\$ 14.348,02	R\$ 20.497,17	R\$ 4,27	24	R\$ 854,05
9,60	24	R\$ 27.211,45	R\$ 38.873,50	R\$ 4,05	48	R\$ 809,86
15,20	38	R\$ 41.627,09	R\$ 59.467,27	R\$ 3,91	76	R\$ 782,46
38,40	96	R\$ 94.402,44	R\$ 134.860,63	R\$ 3,51	192	R\$ 702,40
62,40	156	R\$ 148.897,69	R\$ 212.710,99	R\$ 3,41	312	R\$ 681,77
76,80	192	R\$ 176.399,80	R\$ 251.999,71	R\$ 3,28	384	R\$ 656,25
105,60	264	R\$ 247.107,75	R\$ 353.011,07	R\$ 3,34	528	R\$ 668,58
153,60	384	R\$ 328.000,31	R\$ 468.571,87	R\$ 3,05	768	R\$ 610,12
307,20	768	R\$ 692.684,78	R\$ 989.549,69	R\$ 3,22	1.536	R\$ 644,24
530,40	1.326	R\$ 1.195.963,56	R\$ 1.708.519,37	R\$ 3,22	2.652	R\$ 644,24
1.060,8	2.652	R\$ 2.391.927,12	R\$ 3.417.038,74	R\$ 3,22	5.304	R\$ 644,24
3.182,4	7.956	R\$ 7.175.781,36	R\$ 10.251.116,23	R\$ 3,22	15.912	R\$ 644,24
5.304,0	13.260	R\$ 11.959.635,60	R\$ 17.085.193,71	R\$ 3,22	26.520	R\$ 644,24

Tabela 3.5 - Custo de instalação de kit fotovoltaico em laje ou solo

kit kWp	Quantidade de Módulos	Valor dos Equipamentos	Equipamento Instalado	R\$/Wp	Área (m²)	R\$/m²
2,40	6	R\$ 9.178,20	R\$ 13.111,72	R\$ 5,46	12	R\$ 1.092,64
4,80	12	R\$ 15.639,34	R\$ 22.341,92	R\$ 4,65	24	R\$ 930,91
9,60	24	R\$ 29.660,48	R\$ 42.372,12	R\$ 4,41	48	R\$ 882,75
15,20	38	R\$ 45.373,53	R\$ 64.819,33	R\$ 4,26	76	R\$ 852,89
38,40	96	R\$ 102.898,66	R\$ 146.998,09	R\$ 3,83	192	R\$ 765,62
62,40	156	R\$ 162.298,48	R\$ 231.854,97	R\$ 3,72	312	R\$ 743,12
76,80	192	R\$ 192.275,78	R\$ 274.679,69	R\$ 3,58	384	R\$ 715,31
105,60	264	R\$ 269.347,45	R\$ 384.782,07	R\$ 3,64	528	R\$ 728,75
153,60	384	R\$ 357.520,34	R\$ 510.743,34	R\$ 3,33	768	R\$ 665,03
307,20	768	R\$ 755.026,41	R\$ 1.078.609,16	R\$ 3,51	1.536	R\$ 702,22
530,40	1.326	R\$ 1.303.600,28	R\$ 1.862.286,11	R\$ 3,51	2.652	R\$ 702,22
1.060,8	2.652	R\$ 2.607.200,56	R\$ 3.724.572,23	R\$ 3,51	5.304	R\$ 702,22
3.182,4	7.956	R\$ 7.821.601,68	R\$ 11.173.716,69	R\$ 3,51	15.912	R\$ 702,22
5.304,0	13.260	R\$ 13.036.002,80	R\$ 18.622.861,15	R\$ 3,51	26.520	R\$ 702,22

- **Tarifas Consideradas**

Os valores tarifários aplicados neste estudo para cada região atendida pelas diferentes distribuidoras de energia atuantes no Estado de São Paulo foram retirados do site da ANEEL, sempre com o mês de referência fixado em janeiro de 2020 e desconsiderando a incidência de tributos e outros elementos componentes da conta de energia, tais como ICMS, Taxa de Iluminação Pública e Encargo de Capacidade Emergência.

Para consumidores conectados à baixa tensão foram utilizados os valores conforme a **Tabela 3.6** a seguir.

Tabela 3.6 - Distribuição das concessionárias de energia nos municípios paulistas e tarifas básicas para janeiro de 2020

Distribuidoras de Energia	Municípios abrangidos	Valor da tarifa (R\$)
ENEL - SP	24	R\$ 0,516
CPFL - Paulista	251	R\$ 0,523
CPFL – Piratininga	26	R\$ 0,490
CPFL - Santa Cruz	24	R\$ 0,548
EDP - Bandeirantes	28	R\$ 0,526
Elektro	223	R\$ 0,532
ENERGISA - Sul Sudeste	69	R\$ 0,497

Para consumidores ligados à média tensão, a contratação de energia é composta de cinco elementos: a demanda contratada, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE) no momento de ponta e a TUSD e TE no momento fora ponta. A demanda contratada representa a energia firme disponibilizada na rede para o cliente. Este pode não consumir o máximo contratado, mas ultrapassar a demanda representa uma cobrança três vezes o valor do preço normal por kWh. Para TUSD e TE os preços diferem em função do horário de pico de consumo (ponta) e fora desse horário (fora ponta).

Esses valores podem ser negociados com cada concessionária, tanto de TUSD e TE quanto pela demanda contratada, e foram aplicados no estudo os preços informados nas contas de energia encaminhadas de cada unidade. Como na atualização aqui realizada dos preços de 2018 para 2020 não houve a solicitação de faturas das unidades para verificação dos contratos e preços, os valores foram atualizados a partir do percentual de aumento tarifário aplicado à baixa tensão. Contudo, algumas edificações contempladas no estudo, ligadas à média tensão, não forneceram os valores negociados para demanda contratada, portanto aplicou-se, nestes casos, os valores correspondentes à tarifa A4 verde obtida dos sites das respectivas concessionárias, o mês de referência atualizado de janeiro de 2020, conforme a **Tabela 3.7** abaixo

Tabela 3.7 - Valores das tarifas A4 verde fora ponta para janeiro de 2020

Distribuidoras de Energia	Reajustes Grupo B no período		Tarifa Demanda Contratada 2020 (R\$)	Tarifa Fora Ponta 2020 (R\$)		Tarifa Ponta 2020 (R\$)	
	2018	2019		TUSD	TE	TUSD	TE
ENEL - SP	15,84%	7,03%	20,63	0,07562	0,24233	0,07562	0,40493
CPFL - Paulista	20,17%	8,34%	12,75	0,07567	0,2633	0,07567	0,43686
CPFL - Piratininga	18,70%	-11,28%	10,43	0,07451	0,24007	0,07451	0,40644
CPFL - Santa Cruz	5,14%	12,51%	16,23	0,06945	0,21938	0,06945	0,36469
EDP - Bandeirantes	15,87%	-4,84%	11,86	0,0835	0,23765	0,0835	0,40283
Elektro	24,42%	-8,32%	18,82	0,07831	0,23298	0,07831	0,39522
ENERGISA - Sul Sudeste	15,22%	-0,30%	10,18	0,3034		1,4162	

*Os valores tarifários para as Distribuidoras ENERGISA são fornecidos no site sem discriminação entre a parcela referente à tarifa de uso de distribuição e à tarifa de energia.

● Economia Prevista

A economia mensal ou anual considerou o benefício gerado pelo abatimento da conta de luz entre a tarifa anteriormente paga e a tarifa após a instalação do sistema projetado. Em casos em que foi considerada a Geração Distribuída a economia considerou a soma dos abatimentos das tarifas das unidades beneficiadas descontadas as tarifas mínimas remanescentes.

Para o estudo, foi considerado como fim de plano o prazo de 25 anos compatível com o prazo de garantia dos módulos fotovoltaicos. Para a economia no final de plano foi adicionado o custo de manutenção do inversor num prazo de 15 anos (vida útil do equipamento de acordo com o fabricante).

Contudo, o estudo não considera reajustes tarifários, bandeiras e inflação, sendo descontado apenas o valor do investimento inicial para a implantação do projeto e a troca do inversor. Isto significa que o estudo é conservador quanto ao resultado econômico e pode resultar em atingimento de benefícios maiores e em menor prazo.

- **Tempo de Retorno**

Para o cálculo do Tempo de Retorno (*Payback Time*) foi considerado o *payback* simples, ou seja, o custo do investimento na data atual foi dividido pela redução imediata na conta de energia considerando as tarifas vigentes, não considerando os reajustes anuais de tarifa de energia, as bandeiras tarifárias, a inflação e nem o valor do dinheiro no tempo. Trata-se de uma análise conservadora.

A variação no valor do *payback* dos investimentos ocorre em função de dois fatores principais: (i) a variação do índice de irradiação solar no local onde o sistema é instalado, uma vez que com o mesmo tipo e quantidade de equipamento instalado pode-se obter gerações de energia diferentes devido a uma maior ou menor incidência de irradiação solar e (ii) o valor da tarifa de energia, que varia conforme a distribuidora de energia elétrica de cada município.

Quando analisado individualmente para cada empreendimento observa-se que os edifícios com consumo em baixa tensão retornam o investimento antes que os em média. Adicionando a perspectiva temporal desses dois anos observa-se que o tempo de retorno médio melhorou entre 2 e 3 anos. (**Tabela 3.8**).

Tabela 3.8 - Prazos de retorno dos investimentos individuais em geração distribuída nos prédios públicos do Governo do Estado comparando os resultados de 2018 e 2020

Tempo de Retorno em 2018	Baixa Tensão	%	Média Tensão	%	Tempo de Retorno em 2020	Baixa Tensão	%	Média Tensão	%
até 6 anos	18	0,30%	5	1,60%	Até 3 anos	0	0,00%	1	0,32%
					4 anos	619	9,49%	0	0,00%
					5 anos	3.760	57,63%	0	0,00%
					6 anos	925	14,18%	2	0,65%
7 anos	2.503	38,40%	0	0,00%	7 anos	100	1,53%	59	19,16%
8 anos	2.299	35,20%	0	0,00%	8 anos	104	1,59%	112	36,36%
9 anos	738	11,30%	1	0,30%	9 anos	93	1,43%	43	13,96%
10 anos	76	1,20%	22	7,10%	10 anos	62	0,95%	25	8,12%
11-15 anos	364	5,60%	252	81,80%	11-13 anos	64	0,98%	9	2,92%
> 15 anos	198	3,00%	10	3,20%	> 13 anos	0	0,00%	2	0,65%
não exequíveis	328	5,00%	18	5,80%	não exequíveis	797	12,22%	55	17,86%
Total	6.524		308		Total	6.524		308	

Adicionalmente, apenas aproximadamente 5% dos empreendimentos não é exequível economicamente, geralmente porque o consumo é bastante baixo.

- **Valor Presente Líquido**

O Valor Presente Líquido (VPL) foi incorporado nesta atualização como metodologia de avaliação dos investimentos. Aplicou-se como taxa de atratividade mínima 3% a.a., compatível com a taxa SELIC vigente em abril de 2020. Esse parâmetro indica com mais clareza o valor dos investimentos para o investidor. Observa-se na **Tabela 3.9** que quando analisados os investimentos de forma isolada eles são menos valiosos, ainda que não estejam restritos ao limite de 75kWp em corrente contínua. Quando avaliados os investimentos limitados aos 75kWp considerando a compensação dentro do conjunto de unidades de um mesmo CNPJ e dentro de uma mesma concessionária os resultados são melhores.

Tabela 3.9 - Análise comparativa do VPL entre a alternativa de solução individual para cada edifício e a alternativa de geração compartilhada até 75kWp.

VPL projetos por unidade	Baixa Tensão	%	Média Tensão	%	VPL projetos até 75kWp compartilhados	Baixa Tensão	%	Média Tensão	%
negativo ou dados indisponíveis	797	12,22%	55	17,86%	negativo	4	0,14%	0	0,00%
até R\$200mil	2.091	32,05%	46	14,94%	até R\$200mil	123	4,44%	40	15,94%
R\$200mil-R\$400mil	2.294	35,16%	48	15,58%	R\$200mil-R\$400mil	182	6,57%	45	17,93%
R\$400mil-R\$600mil	955	14,64%	48	15,58%	R\$400mil-R\$600mil	138	4,98%	51	20,32%
R\$600mil-R\$800mil	270	4,14%	45	14,61%	R\$600mil-R\$800mil	1.069	38,59%	46	18,33%
R\$800mil-R\$1Mi	85	1,30%	21	6,82%	R\$800mil-R\$1Mi	1.250	45,13%	21	8,37%
R\$1Mi-R\$5Mi	24	0,37%	44	14,29%	R\$1Mi-R\$5Mi	4	0,14%	47	18,73%
maior que R\$5Mi	8	0,12%	1	0,32%	maior que R\$5Mi	0	0,00%	1	0,40%
Total	6.524		308		Total	2.770		251	

Os parâmetros de VPL foram elaborados tanto individualmente quanto para o conjunto de um CNPJ ou de uma secretaria, dentro de uma mesma concessionária.

- **Taxa Interna de Retorno**

A Taxa Interna de Retorno (TIR) de um determinado investimento permite ao investidor comparar esse investimento com outros, tendo como base o resultado percentual do fluxo de caixa descontado. O fluxo de caixa considerou o período de 25 anos de investimento, com o aporte do investimento inicial no ano zero e a manutenção de inversores no ano 15. A receita considerou tanto a economia de própria fatura de energia, quando da solução individual, quanto da compensação de consumo em unidades de um mesmo CNPJ, no cenário limitado a 75kWp. Os resultados podem ser avaliados na **Tabela 3.10** a seguir.

Tabela 3.10 - Análise comparativa da TIR entre a alternativa de solução individual para cada edifício e a alternativa de geração compartilhada até 75kWp.

TIR projetos por unidade	Baixa Tensão	%	Média Tensão	%	TIR projetos até 75kWp compartilhados	Baixa Tensão	%	Média Tensão	%
<3%	797	12,22%	54	17,53%	negativo ou <3%	4	0,14%	0	0,00%
entre 3% e 5 %	2	0,03%	3	0,97%	entre 3% e 5 %	0	0,00%	3	1,20%
Entre 5% e 10%	235	3,60%	90	29,22%	Entre 5% e 10%	13	0,47%	83	33,07%
entre 10% e 15%	472	7,23%	160	51,95%	entre 10% e 15%	16	0,58%	164	65,34%
entre 15% e 20%	4.606	70,60%	0	0,00%	entre 15% e 20%	626	22,60%	0	0,00%
entre 20% e 30%	412	6,32%	0	0,00%	entre 20% e 30%	2.111	76,21%	0	0,00%
> 30%	0	0,00%	1	0,32%	> 30%	0	0,00%	1	0,40%
Total	6.524		308		Total	2.770		251	

Como os investimentos em geração compartilhada permitem associar ao resultado o benefício de diversas unidades as TIR se mostram muito mais vantajosas nesse cenário. Em ambos, não é de se descartar quaisquer investimentos, ainda mais públicos, cujo resultado supere os 10% de TIR. Mesmo 5%, para muitos investimentos, já é um valor bastante aceitável.

Ainda cabe a ressalva que, em casos da deseconomia entre os consumidores em média tensão, é possível que os contratos de demanda firme estejam desajustados, com valores bastante acima do consumo. Sugere-se que o Governo do Estado considere prazos superiores a 10 anos como investimentos inviáveis se realizados individualmente. Caso o

modelo adotado seja de autoconsumo remoto em consórcio então esses estabelecimentos podem ser beneficiados conjuntamente.

Ressalta-se que para consumidores privados esses prazos são mais rápidos porque a tarifa paga por prédios públicos não inclui impostos. A média de tempo de retorno para empreendimentos privados é de 4 anos. Conforme apontado anteriormente, entre 2013 e 2018 houve um aumento de 499% no valor das tarifas de energia, de acordo com o Ministério de Minas e Energia, enquanto que o kit solar teve um decréscimo de mais de 75% no seu valor desde 2008.

Ainda que os resultados apresentem, para cada unidade, o potencial de geração de energia e a economia individual, a planilha com esses dados não pode ser resumida e organizada de forma que possa ser impressa no relatório. Esta planilha completa consta na mídia digital **Anexo III** junto com as planilhas dinâmicas de análise que foram utilizadas para a produção das tabelas resumidas apresentadas a seguir.

Os dados foram analisados, a partir das tabelas contendo todos os resultados para as propriedades do GESP, considerando três possibilidades: (i) investimento em soluções individuais para cada unidade; (ii) investimentos em soluções integradas para múltiplas unidades consumidoras e (iii) investimentos em unidades até 75kWp compensando o excedente entre as unidades do mesmo CNPJ⁸.

O Banco de Dados do **Anexo III** possui funcionalidades para viabilizar a análise dos dados deste relatório e estudar a solução de compensação do consumo energético por edifício público ou pela agregação em CNPJ, Concessionária e Secretaria. É possível avaliar impactos no aumento das tarifas, na variação dos custos de aquisição do kit fotovoltaico e na alteração da taxa de atratividade mínima (influencia o resultado do VPL). Os dados também podem ser exportados para uma planilha externa e trabalhados livremente.

⁸ Esta abordagem foi elaborada na atualização de janeiro de 2020.

Para o gestor de uma unidade a ferramenta possibilita filtrar e reconhecer o resultado para alternativas específicas para gestão. Para a SEM a planilha pode ser utilizada de maneira estática na elaboração de uma política pública de compensação de consumo por geração solar distribuída e, adicionalmente, servir de base para um banco de dados completo e atualizado que possibilite gerenciar o consumo energético e compensações de todo o GESP.

Com base nos dados presentes na tabela completa da mídia digital do **Anexo III**, foi analisada somatória dos investimentos a serem realizados para instalação de todas as unidades que consomem energia e que são economicamente viáveis⁹ (**Tabela 3.11 e Tabela 3.12**). As unidades não consumidoras não foram consideradas neste primeiro cenário de análise.

Tabela 3.11 - Investimento total para abatimento dos consumos unitários nos prédios públicos do estudo em 2018

Rede	Unidades necessárias	Conta Original (mensal)	Conta com Geração FV ¹⁰	Potência Necessária	Investimento	Economia por Mês	Payback Simples	Economia líquida em 25 anos
		(R\$)	(R\$)	(kWp)	(R\$)	(R\$/mês)	(meses)	(R\$)
Baixa tensão	5991	12.420.255,13	1.541.260	218.979	951.307.953	10.877.452	91	2.169.231.365
Média tensão	253	10.081.027,40	8.422.514	52.751	227.483.618	1.658.513	147	235.947.770
Total	6244	22.501.282,53	9.963.774	271.731	1.178.791.571	12.535.965	99	2.405.179.135

Tabela 3.12 - Investimento total para abatimento dos consumos unitários nos prédios públicos do estudo em 2020

Rede	Unidades necessárias	Conta Original (mensal)	Conta com Geração FV	Potência Instalada	Investimento	Economia por Mês	Payback Simples	Economia líquida em 25 anos
		(R\$)	(R\$)	(kWp)	(R\$)	(R\$/mês)	(meses)	(R\$)
Baixa Tensão	5.727	14.130.605	1.711.078	220.021	791.414.163	12.417.847	64	2.815.227.886
Média Tensão	254	11.428.707	9.560.363	54.676	188.764.295	1.868.344	101	343.424.357
Total	5.981	25.559.311	11.271.441	274.697	980.178.458	14.286.192	69	3.158.652.243
ALTERAÇÃO	-4,21%	13,59%	13,12%	1,09%	-16,85%	13,96%	-30,70%	31,33%

*excluídas as unidades economicamente inviáveis e sem consumo.

⁹ Algumas unidades foram consideradas economicamente inviáveis em casos onde o investimento não se paga no prazo do estudo.

¹⁰ O valor apresentado foi corrigido do original por erro de equação detectado.

Enquanto as tarifas de energia tiveram um impacto médio de 13,6% nos valores pagos pelo GESP, os resultados comparados na linha alteração permitem compreender que nesses dois anos a tecnologia permitiu que mais empreendimentos se tornassem exequíveis (1%). Por outro lado, o custo de investimento reduziu em quase 17%. Os projetos resultam em uma economia mensal 14% maior e mais de 30% de economia no resultado total no fim do projeto. O tempo de retorno também melhorou pouco mais de 30%.

O resultado analisado demonstra uma viabilidade econômica muito superior para investimento em sistemas de compensação de consumidores em baixa tensão, sem considerar inflação, aumento futuro dos preços da energia ou redução de custos de equipamentos.

Com os sistemas indicados para cada unidade isoladamente, em caso unidades que possuem área menor do que a necessária para a compensação de todo o consumo existe uma tarifa remanescente superior do que a tarifa mínima da concessionária. Na média tensão, na grande maioria dos casos, nem as áreas, nem a demanda contratada são suficientes para a compensação de todo o consumo, assim, a conta resultante ainda é significativa.

Extraídos da tabela geral da mídia digital, são apresentados o principal investimento para cada CNPJ dentro de cada concessionária e por cada secretaria (

Tabela 3.13). Estes imóveis são aqueles que podem ser realizadas obras prioritárias pois apresentam um bom resultado de retorno financeiro no longo prazo. Adicionalmente, apresenta-se o melhor investimento para a região de cada concessionária (**Tabela 3.14**). Ambos tratam apenas em termos de economia com a redução da conta de energia possível de ser instalada no território do empreendimento, sem considerar o abatimento potencial de energia em outras unidades. Algumas unidades não apresentaram informação de área disponível e o investimento não pode ser calculado, por isso existem alguns poucos casos em que o CPNJ não indica nenhuma unidade para realizar o investimento em função da ausência de dados suficientes para construir uma avaliação.

É válido notar que os imóveis em média tensão apresentam resultados de economia menos atrativos do que os em baixa tensão, por CNPJ (**Tabela 3.15**), e mesmo para as unidades de maior retorno por concessionária (**Tabela 3.16**). Isso ocorre porque a tarifa fora da ponta, considerada para a compensação com a energia gerada pelo sistema solar fotovoltaico, é menor que a aplicada na baixa tensão. Além disso, é cobrada a demanda contratada, um valor não presente na conta da baixa tensão.

O conceito de demanda contratada impacta sistemas maiores que 75 kWp e restringe a capacidade de abater todo o consumo dos estabelecimentos. Para aumentar a geração até que toda a conta seja abatida seria necessário aumentar também a demanda contratada o que não inviabiliza o investimento, mas aumentaria ainda mais o tempo de retorno deste. A negociação da tarifa de demanda contratada é feita caso a caso com a concessionária e, por isso, foi limitada à potência da demanda já contratada pelos estabelecimentos. Assim, os investimentos apresentam retornos em maior prazo que os de baixa tensão. Investimentos para abatimento de energia consumida em média tensão resultam em quase o dobro do tempo de retorno que em baixa tensão. Analisados individualmente, são investimentos menos prioritários do que para abatimento em baixa tensão.

Especificamente, as unidades da Secretaria de Segurança Pública não informaram a área dos imóveis. Com isso, não foi possível apontar as unidades prioritárias na média tensão dessa Secretaria.

Tabela 3.13 - Unidade de maior economia por CNPJ, por Concessionária e por Secretaria na Baixa Tensão

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	ID	Município	Nome	Consumo	Conta Original	Potência Necessária	Investimento	Economia por Mês	Economia em 25 anos	Payback Simples²	Valor Presente Líquido	Taxa Interna de Retorno
				(kWh.mês)	(R\$/mês)	(kWp)	(R\$)	(R\$/mês)	(R\$)	(meses)	(R\$. Jan/20)	(%)
TOTAL BAIXA TENSÃO				27.234.644	14.130.604,58	220.021	791.414.163,18	12.417.847,24	2.815.227.885,73	64	-	-
Agricultura												
CPFL - Paulista												
33.050.196	223	Jaboticabal	Escritório de Desenvolvimento Rural	758	396,43	7	31.517,49	370,28	74.840,09	85	42.821,75	13,15
46.384.400	136	Descalvado	Instituto Biológico	6452	3.374,40	57	216.684,41	3.348,25	755.286,73	65	462.095,40	18,02
59.764.399	427	Santo Antônio do Aracanguá	Escritório de Desenvolvimento Rural	0	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
CPFL - Piratininga												
04.172.213	251	Louveira	Escritório de Desenvolvimento Rural	140	69,58	1	6.780,90	45,08	5.725,96	150	1.986,05	5,53
46.384.400	468	Sorocaba	Escritório de Desenvolvimento Rural	3343	1.637,83	31	130.360,14	1.613,33	334.083,34	81	194.205,68	13,99
CPFL - Santa Cruz												
53.859.112	341	Pedreira	Escritório de Desenvolvimento Rural	81	44,48	1	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
EDP - Bandeirantes												
03.062.256	485	Taubaté	Escritório de Defesa Agropecuária	1.223	643,30	11	50.142,88	617,00	127.435,09	81	73.955,92	13,90
46.384.400	177	Guararema	Escritório de Desenvolvimento Rural	2320	1.220,32	21	90.349,54	1.194,02	254.304,03	76	150.451,43	15,11
Elektro												
02.328.280	126	Conchas	Escritório de Desenvolvimento Rural	276	146,83	3	14.215,17	120,23	19.722,15	118	9.539,61	8,43
04.638.440	206	Itapeva	Escritório de Desenvolvimento Rural	556	296,01	5	22.768,22	269,41	54.639,58	85	31.335,01	13,26
43.384.400	394	Ribeirão Branco	Escritório de Desenvolvimento Rural	143	75,81	1	6.679,55	49,21	7.081,52	136	2.960,16	6,72
44.853.331	18	Anhumas	Escritório de Desenvolvimento Rural	295	156,94	3	14.627,65	130,34	22.280,20	112	11.199,57	9,12
44.872.778	413	Sandovalina	Escritório de Desenvolvimento Rural	196	104,27	2	10.012,26	77,67	11.787,50	129	5.253,93	7,35
44.873.396	481	Tarabai	Escritório de Desenvolvimento Rural	223	118,64	2	10.879,09	92,04	15.099,84	118	7.305,11	8,44
45.701.455	429	Campos do Jordão	Gabinete do Secretário e Assessorias	1.575	837,90	13	56.165,94	811,30	178.799,17	69	107.953,89	16,72
45.746.120	470	Sud Mennucci	Escritório de Desenvolvimento Rural	173	92,04	2	8.510,30	65,44	9.843,96	130	4.343,70	7,24
46.384.400	488	Tietê	Depto de Sementes, Mudanças e Matrizes	4.362	2.320,58	39	150.084,84	2.293,98	515.597,63	65	314.810,88	17,81
46.449.682	150	Estrela do Norte	Escritório de Desenvolvimento Rural	250	133,00	2	12.341,86	106,40	17.726,86	116	8.702,98	8,68
55.354.302	474	Taciba	Escritório de Desenvolvimento Rural	314	167,05	3	15.810,85	140,45	23.951,93	113	12.014,60	9,07
ENEL SP												
46.384.400	454	São Paulo	Gabinete do Secretário e Assessorias	0	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
ENERGISA - Sul Sudeste												
01.557.530	289	Nantes	Escritório de Desenvolvimento Rural	228	113,32	2	11.541,17	88,47	13.267,46	130	5.833,31	7,20
07.282.377	67	Bragança Paulista	Escritório de Desenvolvimento Rural	811	403,27	7	33.612,27	378,42	74.872,12	89	42.225,52	12,47
43.162.791	9	Alfredo Marcondes	Escritório de Desenvolvimento Rural	250	124,25	2	12.547,37	99,40	15.390,52	126	7.014,98	7,61
44.853.505	76	Caiabu	Escritório de Desenvolvimento Rural	251	124,75	2	12.554,17	99,90	15.531,81	126	7.111,38	7,66
46.384.400	116	Catanduva	Escritório de Desenvolvimento Rural	17.434	8.664,70	159	529.384,35	8.639,85	1.983.162,40	61	1.225.010,29	19,13
49.345.911	186	Iepê	Escritório de Desenvolvimento Rural	218	108,35	2	11.198,73	83,50	12.170,26	134	5.170,20	6,87
67.662.544	147	Emilianópolis	Escritório de Desenvolvimento Rural	250	124,25	2	12.516,09	99,40	15.426,49	126	7.049,27	7,64

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	ID	Município	Nome	Consumo (kWh.mês)	Conta Original (R\$/mês)	Potência Necessária (kWp)	Investimento (R\$)	Economia por Mês (R\$/mês)	Economia em 25 anos (R\$)	Payback Simples? (meses)	Valor Presente Líquido (R\$. Jan/20)	Taxa Interna de Retorno (%)
Educação												
CPFL - Paulista												
DE Adamantina	1978	Lucélia	EE Jose Firpo	4.647	2.430,60	42	147.486,86	2.404,45	551.724,78	61	340.741,49	19,11
DE Americana	3442	Americana	EE/DER/ETEC Joao Xxiii/ Americana	9278	4.852,44	85	279.003,11	4.826,29	1.127.032,70	58	702.624,97	20,37
DE Araçatuba	4903	Araçatuba	EE/CEL/ETEC Manoel Bento da Cruz	11.106	5.808,53	102	335.562,32	5.782,38	1.348.815,88	58	840.402,21	20,28
DE Araraquara	3574	Matão	EE/CEL Prof. Henrique Morato	13212	6.909,75	115	384.495,20	6.883,60	1.622.909,09	56	1.016.866,60	21,13
DE Barretos	2386	Guaiá	EE/CEL Enoch Garcia Leal	9.240	4.832,26	84	276.248,14	4.806,11	1.124.147,19	57	701.428,61	20,49
DE Bauru	1563	Bauru	EE Dr. Luiz Zuiani	11879	6.212,76	105	344.358,59	6.186,61	1.459.970,80	56	915.227,17	21,21
DE Birigui	2924	Birigui	EE Prof. Regina Valarini Vieira	11.349	5.935,29	102	334.073,84	5.909,14	1.388.556,87	57	868.522,35	20,86
DE Botucatu	4454	Botucatu	EE/ETEC Cardoso de Almeida	6354	3.323,00	56	198.142,59	3.296,85	761.190,83	60	471.682,68	19,53
DE Bragança Paulista	2704	Morungaba	EE Mon. Honório Heinrich B Nache	3.526	1.843,92	31	120.126,90	1.817,77	407.186,16	66	248.145,30	17,61
DE Campinas (Leste)	539	Campinas	EE Miguel Vicente Cury	16081	8.410,41	148	496.032,21	8.384,26	1.944.839,93	59	1.208.165,73	19,87
DE Campinas (Oeste)	3411	Valinhos	EE/CEL Prof. Cyro de Barros Rezende	9.475	4.955,16	84	274.916,17	4.929,01	1.162.550,45	56	728.570,77	21,16
DE Capivari	2546	Capivari	EE/CEL Pd Fabiano Jose M Camargo	6763	3.537,22	61	214.707,56	3.511,07	806.408,30	61	498.286,61	19,17
DE Catanduva	1704	Ariranha	EE Gabriel Hernandez	5.488	2.870,40	49	171.100,38	2.844,25	656.509,06	60	406.753,99	19,51
DE Franca	1666	Franca	EE/CEL/ETEC Prof. Antonio Fachada	6733	3.521,53	56	198.001,10	3.495,38	820.913,74	57	513.323,01	20,81
DE Jaboticabal	2222	Jaboticabal	EE/DER Dr. Joaquim Batista	8.005	4.186,66	72	245.354,05	4.160,51	965.995,42	59	600.394,05	19,94
DE Jaú	4852	Igarapu do Tietê	EE/CEL Jose Conti	9381	4.906,00	84	275.254,80	4.879,85	1.147.412,43	56	717.926,76	20,91
DE José Bonifacio	2361	Mirassol	EE Prof. Edmur Neves	7.597	3.973,06	71	242.138,55	3.946,91	905.612,66	61	559.285,34	19,10
DE Jundiá	2786	Itatiba	EE Manuel Euclides de Brito	7076	3.700,57	63	216.410,48	3.674,42	853.455,05	59	530.553,06	19,96
DE Limeira	2442	Cosmópolis	EE Prof. Lidia Onelia Kalil Aun Crepaldi	7.118	3.722,71	64	218.211,00	3.696,56	858.026,55	59	533.205,58	19,92
DE Lins	2023	Lins	EE/CEL/ETEC Fernando Costa	7957	4.161,47	74	251.146,01	4.135,32	951.777,31	61	588.780,54	19,32
DE Marília	1808	Marília	EE Prof. Benito Martinelli	7.404	3.872,03	66	224.244,74	3.845,88	895.882,70	58	557.791,76	20,18
DE Mogi Mirim	2041	Itapira	EE Dona Elvira Santos de Oliveira	10430	5.454,89	91	299.450,16	5.428,74	1.284.254,31	55	806.096,40	21,41
DE Ourinhos	2925	Campos Novos Paulista	EE Prof. Theodorico de Oliveira	2.890	1.511,64	26	101.945,89	1.485,49	328.410,52	69	198.644,42	16,89
DE Penápolis	4406	Penápolis	EE/CEL/DER Adelino Peters	10282	5.377,53	91	299.299,52	5.351,38	1.261.219,43	56	790.096,49	21,10
DE Piracicaba	1565	Piracicaba	EE Prof. Eduir Benedito Scarpari	8.987	4.700,38	87	286.411,51	4.674,23	1.072.894,37	61	662.728,71	19,13
DE Ribeirão Preto	430	Ribeirão Preto	EE Prof. Amelia dos Santos Musa	14515	7.591,39	134	448.704,04	7.565,24	1.753.561,93	59	1.088.910,45	19,81
DE São Carlos	1525	São Carlos	EE/ETEC Esterina Placco	13.395	7.005,67	117	389.977,20	6.979,52	1.645.383,39	56	1.030.901,84	21,12
DE São João da Boa Vista	1902	Espírito Santo do Pinhal	EE/CEL/ETEC Cardeal Leme	7773	4.065,45	68	231.314,77	4.039,30	945.778,49	57	590.457,86	20,57
DE São Joaquim da Barra	1838	Ituverava	EE/DER Capitao Antonio Justino Falleiros	7.210	3.770,61	63	215.154,25	3.744,46	875.911,24	57	546.565,31	20,50
DE São José do Rio Preto	5058	São José do Rio Preto	EE/ETEC Prof. Jose Felicio Miziara	13045	6.822,71	117	391.037,97	6.796,56	1.589.274,13	58	991.507,07	20,47
DE Sertãozinho	4755	Sertãozinho	EE Prof. Maria Conceicao R S Magon	8.950	4.680,81	80	261.068,52	4.654,66	1.096.168,12	56	686.422,62	21,03
DE Sumaré	1524	Paulínia	EE/CEL General Porphyrio da Paz	11239	5.877,91	102	336.091,69	5.851,76	1.369.022,51	57	854.320,34	20,51
DE Taquaritinga	2412	Taquaritinga	EE/ETEC 9 de Julho	8.113	4.243,27	72	246.340,19	4.217,12	981.845,78	58	611.143,05	20,14
DE Tupã	2066	Herculândia	EE Aristides Rodrigues Simoes	4386	2.293,97	40	138.888,12	2.267,82	520.623,21	61	321.617,43	19,14
CPFL - Piratininga												
DE Capivari	3423	Indaiatuba	EE Prof. Helio Cerqueira Leite	5.387	2.639,47	48	168.732,63	2.614,97	590.447,96	65	361.439,86	18,08

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	ID	Município	Nome	Consumo	Conta Original	Potência Necessária	Investimento	Economia por Mês	Economia em 25 anos	Payback Simples?	Valor Presente Líquido	Taxa Interna de Retorno
				(kWh.mês)	(R\$/mês)	(kWp)	(R\$)	(R\$/mês)	(R\$)	(meses)	(R\$. Jan/20)	(%)
DE Itu	4318	Itu	EE Prof. Bene Teixeira da F A Gurgel	8293	4.063,73	77	252.103,19	4.039,23	921.851,33	62	567.653,69	18,75
DE Jundiá	4346	Campo Limpo Paulista	EE Prof. Elza Facca Martins Bonilha	13.210	6.472,90	116	386.565,37	6.448,40	1.489.969,82	60	923.659,69	19,59
DE Santos	3124	Santos	EE/CEL Olga Cury	10077	4.937,57	97	318.516,21	4.913,07	1.107.626,36	65	677.440,74	17,99
DE São Roque	3658	Alumínio	EE Honorina Rios de Carvalho Mello	7.316	3.584,60	65	220.682,28	3.560,10	814.243,88	62	501.980,11	18,89
DE São Vicente	3043	São Vicente	EE Prof. Albino Luiz Caldas	12623	6.185,43	122	408.409,13	6.160,93	1.378.609,50	66	839.644,43	17,55
DE Sorocaba	3042	Sorocaba	EE/CEEJA Prof. Roberto Paschoalick	11.220	5.497,80	102	334.996,44	5.473,30	1.256.744,10	61	776.438,92	19,15
DE Votorantim	135	Votorantim	EE/CEL/ETEC Prof. Daniel Verano	11826	5.794,70	110	366.315,12	5.770,20	1.309.797,36	63	804.144,28	18,41
CPFL - Santa Cruz												
DE Avaré	2949	Avaré	EE Dr. Paulo Araujo Novaes	9.111	4.992,65	80	262.548,31	4.965,25	1.187.643,04	53	749.700,32	22,39
DE Bauru	4767	Ubirajara	EE Dr. Francisco de P. Abreu Sodre	2896	1.587,01	26	101.332,81	1.559,61	351.349,67	65	214.803,15	17,94
DE Campinas (Leste)	1596	Jaguariúna	EE/CEL Prof. Celso Henrique Tozzi	4.650	2.548,20	42	148.524,31	2.520,80	585.437,04	59	363.916,63	19,96
DE Itapetininga	4538	Itapetininga	EE Peixoto Gomide	8630	4.729,24	78	254.652,63	4.701,84	1.117.701,48	54	703.315,61	21,83
DE Mogi Mirim	2401	Pedreira	EE Dr. Sylvio de Aguiar Maya	5.430	2.975,64	49	172.201,26	2.948,24	686.440,55	58	427.276,99	20,14
DE Ourinhos	4793	Ourinhos	EE/CEL/ETEC Virginia Ramalho	6950	3.808,60	63	216.131,25	3.781,20	885.809,06	57	553.170,91	20,61
DE Piraju	4800	Taguaí	EE Joao Gobbo Sobrinho	3.523	1.930,79	32	123.306,67	1.903,39	429.213,33	65	262.548,89	18,00
DE São João da Boa Vista	1073	Casa Branca	EE/CEL/ETEC Dr. Francisco T Carvalho	13830	7.578,84	121	405.236,13	7.551,44	1.799.410,45	54	1.133.680,10	22,04
EDP - Bandeirantes												
DE Caraguatatuba	4121	Caraguatatuba	EE/CEL Colonia dos Pescadores	5.897	3.101,65	58	203.353,11	3.075,35	688.747,92	66	419.685,79	17,60
DE Guaratinguetá	3350	Guaratinguetá	EE/CEL Conselheiro Rodrigues Alves	7430	3.908,18	73	247.182,28	3.881,88	880.304,38	64	540.168,18	18,35
DE Guarulhos (Norte)	2747	Guarulhos	EE/DER Prof. Homero Rubens de As	11.633	6.119,13	102	334.893,62	6.092,83	1.442.722,34	55	906.007,94	21,49
DE Itaquaquecetuba	3101	Itaquaquecetuba	EE/DER Prof. Odila Leite dos Santos	12690	6.674,94	109	366.042,01	6.648,64	1.573.643,69	55	988.000,73	21,45
DE Jacareí	2605	Jacareí	EE/CEL Prof. Francisco F F da Silva	7.177	3.774,93	68	230.394,06	3.748,63	859.634,83	61	530.728,44	19,07
DE Mogi das Cruzes	4540	Mogi das Cruzes	EE Pedro Malozze	11754	6.182,78	104	340.269,44	6.156,48	1.455.633,95	55	913.413,87	21,36
DE Pindamonhangaba	4303	Tremembé	EE/EMEF Comendador Teixeira Pombo	6.953	3.657,45	61	215.705,48	3.631,15	841.284,70	59	522.284,26	19,78
DE São José dos Campos	2961	São José dos Campos	EE/CEL/ETEC Prof. Jose Vieira Macedo	10002	5.260,88	98	320.543,59	5.234,58	1.201.747,87	61	742.400,18	19,14
DE Suzano	4973	Ferraz de Vasconcelos	EE Iijima	8.293	4.361,90	78	257.508,06	4.335,60	1.004.545,38	59	623.656,32	19,78
DE Taubaté	4333	Caçapava	EE Ministro Jose de Moura Resende	9562	5.029,69	86	283.735,30	5.003,39	1.174.720,54	57	734.443,49	20,79
Elektro												
DE Adamantina	4934	Dracena	EE/CEL 9 de Julho	7.520	4.000,86	68	231.374,08	3.974,26	926.198,31	58	576.802,25	20,21
DE Andradina	4873	Pereira Barreto	EE/ETEC Coronel Francisco Schmidt	7619	4.053,09	67	230.064,75	4.026,49	943.371,44	57	589.150,40	20,62
DE Apiaí	3807	Iporanga	EE/EMEF Nascimento Satiro da Silva	4.261	2.266,90	44	156.097,97	2.240,30	492.576,23	70	297.000,36	16,60
DE Birigui	3555	Buritama	EE Prof. Oswaldo Januzzi	5426	2.886,45	49	172.634,08	2.859,85	659.427,21	60	408.333,69	19,44
DE Botucatu	1179	Cesário Lange	EE Aristeu Vasconcellos Leite	4.156	2.210,80	38	148.526,45	2.184,20	484.454,14	68	293.578,79	17,06
DE Bragança Paulista	4778	Atibaia	EE Major Juvenal Alvim	7423	3.948,79	67	228.325,95	3.922,19	914.083,42	58	569.263,95	20,22
DE Caieiras	4676	Mairiporã	EE Dr. Jose Roberto Melchior	6.989	3.718,24	63	214.527,89	3.691,64	860.783,93	58	536.213,70	20,25
DE Caraguatatuba	4438	Ubatuba	EE Prof. Aurelina Ferreira	5065	2.694,80	48	169.370,26	2.668,20	605.684,70	63	371.864,37	18,41
DE Fernandópolis	5003	Fernandópolis	EE Libero de Almeida Silveiras	8.499	4.521,34	74	252.621,19	4.494,74	1.057.906,14	56	662.266,44	20,99
DE Guaratinguetá	4166	Bananal	EE/EMEF Visconde Sao Laurindo	3715	1.976,38	35	137.423,87	1.949,78	426.896,55	70	256.766,75	16,39

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	ID	Município	Nome	Consumo	Conta Original	Potência Necessária	Investimento	Economia por Mês	Economia em 25 anos	Payback Simples?	Valor Presente Líquido	Taxa Interna de Retorno
				(kWh.mês)	(R\$/mês)	(kWp)	(R\$)	(R\$/mês)	(R\$)	(meses)	(R\$. Jan/20)	(%)
DE Itapetininga	4221	Tatuí	EE/CEL Chico Pereira	6.150	3.271,80	54	190.855,64	3.245,20	754.076,01	59	468.878,68	20,00
DE Itapeva	1410	Itapeva	EE/EMEF Prof. Jose Vasques Ferrari	6656	3.541,21	60	210.455,94	3.514,61	812.359,76	60	503.687,35	19,61
DE Itararé	4236	Itararé	EE Prof. Esther Carpinelli Ribas	4.455	2.370,06	40	141.284,98	2.343,46	540.560,27	60	334.796,38	19,47
DE Itu	4693	Cabreúva	EE Capitaio Vitorio Toqni	4528	2.408,67	40	140.765,49	2.382,07	552.741,99	59	343.434,66	19,89
DE Jacaré	4029	Arujá	EE Prof. Esli Garcia Diniz	7.315	3.891,58	64	219.756,15	3.864,98	906.774,42	57	566.703,49	20,73
DE Jales	3589	Paranapuã	EE/EMEF Prefeito Jose Ribeiro	5826	3.099,52	52	181.619,18	3.072,92	713.014,15	59	443.005,31	19,89
DE José Bonifacio	3312	Planalto	EE/EMEF Joao Baptista Teixeira	4.402	2.342,00	41	143.118,46	2.315,40	530.032,88	62	326.922,40	18,95
DE Jundiá	3694	Jarinu	EE Zulmiro Alves de Siqueira	4487	2.386,95	41	145.545,72	2.360,35	540.727,72	62	333.654,93	19,00
DE Limeira	4669	Rio Claro	EE/ETEC Prof. Joao Batista Leme	8.729	4.643,59	84	274.774,40	4.616,99	1.069.105,29	60	663.525,66	19,74
DE Miracatu	4254	Juquiá	EE Prof. Alice Rodrigues Motta	8400	4.468,80	83	272.992,68	4.442,20	1.018.718,41	61	628.955,99	19,07
DE Mirante do Paranapanema	4990	Rosana	EE Prof. Maria Audenir de Carvalho	6.292	3.347,52	58	205.042,01	3.320,92	760.478,09	62	469.149,01	18,97
DE Mogi Mirim	4968	Mogi Guaçu	EE/CEL Luiz Martini	6257	3.328,55	58	201.949,79	3.301,95	758.342,27	61	468.574,42	19,17
DE Pindamonhangaba	4718	Campos do Jordão	EE Prof. Theodoro Correa Cintra	6.261	3.330,67	51	179.837,77	3.304,07	784.408,96	54	493.259,66	21,71
DE Piraju	4677	Fartura	EE Coronel Marcos Ribeiro	2523	1.342,41	22	87.999,64	1.315,81	293.544,42	67	178.477,24	17,38
DE Pirassununga	4059	Araras	EE/CEL/ETEC Dr. Cesario Coimbra	6.271	3.336,17	57	198.869,63	3.309,57	764.171,52	60	473.544,13	19,54
DE Presidente Prudente	4157	Pirapozinho	EE Prof. Olga Yasuko Yamashita	4117	2.189,98	38	148.306,77	2.163,38	478.460,61	69	289.469,01	16,91
DE Registro	4082	Registro	EE/CEL Dr. Fabio Barreto	7.143	3.800,25	70	237.919,50	3.773,65	858.488,58	63	527.707,97	18,55
DE Santos	4647	Guarujá	EE Marcilio Dias	11300	6.011,60	112	373.752,00	5.985,00	1.365.685,20	62	840.875,69	18,74
DE São Carlos	4359	Itirapina	EE Prof. Joaquim de Toledo Camargo	4.470	2.377,86	39	137.374,19	2.351,26	547.398,48	58	340.714,12	20,14
DE São João da Boa Vista	3800	Aguai	EE/CEL Padre Geraldo Lourenco	5507	2.929,55	48	167.066,20	2.902,95	678.758,40	58	423.442,42	20,46
DE São José do Rio Preto	3199	Orindiúva	EE Antonio Marin	3.804	2.023,95	34	131.601,38	1.997,35	447.863,31	66	273.089,86	17,67
DE São Vicente	3927	Peruíbe	EE Prof. Ottoniel Junqueira	9424	5.013,70	94	306.870,28	4.987,10	1.143.229,47	62	705.677,98	19,04
DE Taubaté	3829	Natividade da Serra	EE/EMEF Figueira de Toledo	5.464	2.907,03	49	170.550,05	2.880,43	667.995,05	59	414.916,78	19,85
DE Votorantim	4635	Piedade	EE Prof. Maria Helena S C Cesar	3930	2.090,76	34	133.728,95	2.064,16	465.459,71	65	284.718,00	18,00
DE Votuporanga	4535	Votuporanga	EE Dr. Jose Manoel Lobo	5.450	2.899,40	49	171.753,51	2.872,80	664.323,46	60	412.004,07	19,65
ENEL SP												
DE Caieiras	4898	Cajamar	EE/CEL Prof. Walter R de Andrade	6.263	3.231,45	58	202.314,01	3.205,65	729.033,88	63	448.052,82	18,53
DE Carapicuíba	187	Carapicuíba	EE Prof. Luiz Pereira Sobrinho	12143	6.265,62	108	359.490,25	6.239,82	1.458.531,01	58	909.756,33	20,44
DE Centro	47	São Paulo	EE Caetano de Campos	19.025	9.816,68	168	513.913,29	9.790,88	2.346.265,22	52	1.482.489,02	22,56
DE Diadema	421	Diadema	EE Prof. Antonieta Borges Alves	11228	5.793,78	98	323.057,38	5.767,98	1.358.877,11	56	851.102,51	21,07
DE Itapeçerica da Serra	675	Itapeçerica da Serra	EE Gertrudes Eder	9.309	4.803,19	83	273.868,18	4.777,39	1.118.267,40	57	698.035,93	20,55
DE Itapevi	962	Itapevi	EE Padre Romeu Mecca	9677	4.993,20	90	295.068,34	4.967,40	1.150.892,31	59	714.500,15	19,78
DE Mauá	260	Mauá	EE Prof. Therezinha Sartori	11.263	5.811,88	102	336.066,43	5.786,08	1.349.347,61	58	840.623,72	20,26
DE Osasco	390	Osasco	EE Irma Gabriela Maria E Wienken	12684	6.545,17	115	383.618,12	6.519,37	1.514.651,16	59	941.721,13	19,98
DE Santo André	883	Santo André	EE Dr. Americo Brasiliense	15.156	7.820,41	132	441.449,40	7.794,61	1.830.716,19	57	1.144.792,51	20,82
DE São Bernardo do Campo	314	São Bernardo do Campo	EE Dr. Fausto Cardoso F de Mello	17844	9.207,73	161	490.524,19	9.181,93	2.190.477,18	53	1.380.884,82	22,15
DE São Roque	238	Vargem Grande Paulista	EE/CEL Valencio Soares Rodrigues	8.610	4.442,76	77	253.739,28	4.416,96	1.033.287,83	57	644.789,00	20,50
DE Taboão da Serra	29	Embu	EE Joao Martins	12182	6.286,08	114	371.726,52	6.260,28	1.450.599,70	59	900.618,91	19,79

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	ID	Município	Nome	Consumo	Conta Original	Potência Necessária	Investimento	Economia por Mês	Economia em 25 anos	Payback Simples?	Valor Presente Líquido	Taxa Interna de Retorno
				(kWh.mês)	(R\$/mês)	(kWp)	(R\$)	(R\$/mês)	(R\$)	(meses)	(R\$. Jan/20)	(%)
ENERGISA - Sul Sudeste												
DE Adamantina	2563	Adamantina	EE Helen Keller	5.651	2.808,51	52	181.685,78	2.783,66	626.158,03	65	382.488,11	17,86
DE Assis	3167	Assis	EE Dr. Clybas Pinto Ferraz	6445	3.203,17	57	198.956,43	3.178,32	724.694,60	63	446.021,81	18,69
DE Bragança Paulista	4597	Bragança Paulista	EE/CEL Ministro Alcindo B de A	8.515	4.231,73	79	260.352,13	4.206,88	962.658,77	62	593.641,43	18,92
DE Catanduva	2352	Itajobi	EE Prof. Ruth Dalva F Farao	8501	4.224,96	81	264.918,63	4.200,11	955.375,25	63	587.219,90	18,54
DE José Bonifácio	2771	Nova Aliança	EE Gabriel Cozzetto	5.385	2.676,10	48	168.243,58	2.651,25	601.893,84	63	369.556,61	18,41
DE Marília	3567	Oscar Bressane	EE/EMEF Jose Ambrosio	999	496,67	9	40.333,91	471,82	95.161,60	85	54.372,94	13,08
DE Ourinhos	3070	Salto Grande	EE Padre Mario Briatore	4.450	2.211,73	41	142.300,29	2.186,88	492.419,52	65	300.965,30	17,92
DE Presidente Prudente	1256	Presidente Prudente	EE/CEL Monsenhor Sarrion	11929	5.928,75	108	361.213,55	5.903,90	1.355.775,74	61	837.675,78	19,16
DE Santo Anastácio	723	Presidente Venceslau	EE Antonio Marinho de C Filho	5.533	2.749,68	51	178.231,32	2.724,83	612.483,02	65	373.983,13	17,81
DE Taquaritinga	1402	Borborema	EE Manoel Silveira Bueno	4029	2.002,62	36	142.416,74	1.977,77	429.551,78	72	257.141,91	16,00
DE Tupã	310	Tupã	EE Joaquim Abarca	7.706	3.829,80	70	237.107,06	3.804,95	868.811,63	62	535.138,14	18,78
Emprego e Relações do Trabalho												
EDP - Bandeirantes												
Não informado	1	Caragatatuba	Atendimento ao Trabalhador	1.575	828,45	15	65.647,76	802,15	165.150,08	82	95.647,20	13,78
Esporte, Lazer e Juventude												
CPFL - Paulista												
47.173.729	2	Campinas	CERECAMP	480	251,04	4	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
ENEL SP												
47.173.729	1	São Paulo	Sede (Gabinete)	25.907	13.367,75	226	751.455,57	13.341,95	3.138.412,30	56	1.964.099,81	20,94
Fazenda												
CPFL - Paulista												
04.361.865	13	Jaú	CRA 06	3.021	1.579,98	27	106.523,89	1.553,83	343.647,43	69	207.905,55	16,91
04.363.938	22	Marília	CRA 10	12049	6.301,75	100	144.528,45	2.583,39	608.808,58	56	381.375,39	21,09
04.365.534	31	Penápolis	CRA 08	0	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
04.405.902	11	Barretos	CRA 05	2759	1.442,96	24	95.160,34	1.416,81	315.607,71	67	191.730,52	17,30
46.377.222	10	Piracicaba	CRA 04	1.494	781,36	13	54.602,22	755,21	163.771,04	72	97.948,13	15,92
Não informado	27	São Carlos	CRA 14	1839	961,80	16	63.494,89	935,65	207.674,97	68	125.902,57	17,10
CPFL - Piratininga												
46.377.222	6	Praia Grande	CRA 01	4.035	1.977,15	39	137.887,72	1.952,65	427.224,12	71	256.857,94	16,36
CPFL - Santa Cruz												
04.463.390	12	São José do Rio Pardo	CRA 05	3.336	1.828,13	31	120.530,80	1.800,73	401.607,98	67	244.140,69	17,36
EDP - Bandeirantes												
04.384.495	25	Suzano	CRA 12	2.870	1.509,62	26	101.714,69	1.483,32	328.024,10	69	198.443,53	16,90
46.377.222	7	São José dos Campos	CRA 02	108	56,55	1	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Elektro												

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	ID	Município	Nome	Consumo	Conta Original	Potência Necessária	Investimento	Economia por Mês	Economia em 25 anos	Payback Simples?	Valor Presente Líquido	Taxa Interna de Retorno
				(kWh.mês)	(R\$/mês)	(kWp)	(R\$)	(R\$/mês)	(R\$)	(meses)	(R\$. Jan/20)	(%)
04.384.412	19	Andradina	CRA 08	2.007	1.067,72	18	70.236,86	1.041,12	231.564,81	67	140.551,73	17,21
04.464.583	9	Limeira	CRA 04	3280	1.744,96	30	111.813,34	1.672,37	373.124,92	67	226.875,55	17,39
46.377.222	17	Votuporanga	CRA 07	3.160	1.681,12	30	116.636,61	1.654,52	362.223,90	70	217.858,52	16,39
Não informado	28	Rio Claro	CRA 14	1660	883,12	15	60.122,67	856,52	187.814,93	70	113.065,27	16,47
ENEL SP												
04.358.358	23	Santo André	CRA 11	3.465	1.787,94	31	39.200,84	530,57	114.091,51	74	67.892,69	15,54
46.377.222	1	São Paulo	DSI	7182	3.706,07	64	216.578,77	3.680,27	855.014,45	59	531.589,53	19,98
ENERGISA - Sul Sudeste												
46.377.222	18	Catanduva	CRA 07	1.977	982,57	18	70.632,35	957,72	206.088,50	74	122.690,05	15,57
Justiça e Defesa da Cidadania												
ENEL SP												
46.381.000	2	São Paulo	Sede CGADM	10.440	5.387,04	91	257.116,11	4.086,20	930.177,45	63	571.972,86	18,59
Planejamento e Gestão												
ENEL SP												
46.393.500	3	São Paulo	Cidade L II	153.600	79.257,60	1.427	323.157,21	5.017,83	1.133.717,54	64	694.243,56	18,12
Procuradoria Geral do Estado												
CPFL - Paulista												
71.584.833	7	Araçatuba	Procuradoria Regional	4.800	2.510,40	43	168.215,87	2.484,25	551.826,75	68	334.691,77	17,14
CPFL - Piratininga												
71.584.833	5	Sorocaba	Procuradoria Regional	10.710	5.247,90	97	346.247,18	5.223,40	1.168.835,74	66	711.886,41	17,55
Elektro												
71.584.833	10	Dracena	Procuradoria Regional	0	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
ENEL SP												
71.584.833	2	São Paulo	Procuradoria Judicial - PJ	22.074	11.389,93	255	847.258,60	11.364,13	2.434.890,41	75	1.445.790,39	15,37
ENERGISA - Sul Sudeste												
71.584.833	8	Presidente Prudente	Procuradoria Regional	4.794	2.382,62	43	164.541,45	2.357,77	518.107,73	70	312.290,57	16,57
Segurança Pública												
CPFL - Paulista												
04.236.548	943	Araçatuba	DSP	15.427	8.068,32	139	465.749,15	8.042,17	1.877.039,78	58	1.169.882,99	20,33
33.050.196	538	Botucatu	CPI-7 12.Bpm/l	1547	809,08	15	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
46.377.800	50	Pindorama	DP	1.381	722,26	12	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Não informado	398	São José do Rio Preto	Bombeiros - Boa Vista - Pol Civil 13º	8200	4.288,60	78	254.581,46	4.262,45	985.966,32	60	611.579,67	19,67
CPFL - Piratininga												
04.172.213	524	São Vicente	CPI-6 39.Bpm/l 2.Cia Pm Territorial	2.142	1.049,58	20	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
04.214.646	434	Sorocaba	DP	9280	4.547,20	89	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
04.236.329	1553	Boituva	DP	2.793	1.368,57	26	101.784,90	1.344,07	286.168,36	76	169.269,19	15,10

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	ID	Município	Nome	Consumo	Conta Original	Potência Necessária	Investimento	Economia por Mês	Economia em 25 anos	Payback Simples²	Valor Presente Líquido	Taxa Interna de Retorno
				(kWh.mês)	(R\$/mês)	(kWp)	(R\$)	(R\$/mês)	(R\$)	(meses)	(R\$. Jan/20)	(%)
04.236.548	927	Sorocaba	Deinter 7 Sorocaba	19099	9.358,51	189	575.523,12	9.334,01	2.138.351,41	62	1.319.479,85	19,00
46.634.069	431	Araçoiaba da Serra	DP	832	407,68	8	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Não informado CPFL - Santa Cruz	382	Santos	Bombeiros - Polícia Civil 6º Gb	12610	6.178,90	123	410.567,46	6.154,40	1.374.167,42	67	835.913,11	17,43
04.236.329	1544	Itapetininga	DSP	4.527	2.480,80	40	141.886,77	2.453,40	572.849,02	58	357.108,64	20,36
04.236.548	801	Ourinhos	DP	14200	7.781,60	131	438.543,76	7.754,20	1.821.934,68	57	1.139.533,92	20,85
53.859.112	537	Manduri	CPI-7 53.Bpm/I 2.Cia Pm 4.Gp/Pm	202	110,70	2	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
61.116.265	546	Avaré	Não informado	2141	1.173,27	20	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Não informado EDP - Bandeirantes	406	São José do Rio Pardo	Bombeiros - S. J. Do Rio Pardo	3.300	1.808,40	29	114.411,08	1.781,00	402.727,26	64	246.727,30	18,17
02.302.100	528	Lorena	CPI-1 23.Bpm/I 1.Cia Pm	2.683	1.411,26	26	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
04.236.548	1110	Ferraz de Vasconcelos	DP	170840	89.861,84	1.514	4.875.600,78	89.835,54	21.343.721,11	54	13.426.814,14	21,78
04.637.400	496	Cachoeira Paulista	DP	2.069	1.088,29	19	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Não informado Elektro	778	Taubaté	DP	6453	3.394,45	60	209.865,57	3.368,15	769.100,07	62	473.730,17	18,79
02.328.280	527	Registro	CPI-6 14.Bpm/I	1.230	654,36	12	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
04.236.329	1551	Cesário Lange	Delegacia E Cadeia Pública	2240	1.191,68	20	79.252,60	1.165,08	258.383,52	68	156.569,54	17,06
04.236.548	1468	Santa Fé do Sul	Central de Polícia Judiciária	8.856	4.711,39	81	266.896,18	4.684,79	1.098.506,99	57	686.330,94	20,69
53.859.112	756	São João da Boa Vista	CPI-9 24.Bpm/I	260	138,32	2	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Não informado ENEL SP	368	Franco da Rocha	Escola Superior de Bombeiros	65.068	34.616,18	595	1.917.536,88	34.589,58	8.171.705,39	55	5.125.604,77	21,30
02.302.100	718	São Paulo	Org Ap Sist Dtel Cpd Uge	130	67,08	1	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
04.236.329	1552	São Paulo	DP	30	15,48	0	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
04.236.548	996	São Paulo	Palácio da Polícia Civil	263.333	135.880,00	2.433	6.673.362,63	115.722,58	27.042.406,70	58	16.865.263,07	20,42
04.637.780	900	São Paulo	Edifício de Apoio da Ssp	5176	2.670,82	49	173.800,95	2.645,02	593.633,71	66	362.162,27	17,72
61.695.227	522	São Paulo	QCG UGE	0	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Não informado ENERGISA - Sul Sudeste	410	São Paulo	Edifício Sede da Polícia Civil da Ssp	62262	32.127,19	583	1.879.551,65	32.101,39	7.468.933,20	59	4.647.321,80	20,09
04.236.548	1388	Tupã	Central de Polícia Judiciária	7.619	3.786,64	67	228.341,73	3.761,79	865.944,91	61	535.729,58	19,33
07.282.377	571	Bragança Paulista	Não informado	4430	2.201,71	39	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
07.297.359	603	Tupã	CPI-4 9.Bpm/I 2.Cia Pm	2.591	1.287,73	24	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
61.416.244	644	Catanduva	CPI-5 30.Bpm/I	2585	1.284,75	23	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Não informado	399	Presidente Prudente	Bombeiros - Polícia Civil 14º Gb	8.118	4.034,65	75	254.138,71	4.009,80	910.679,29	63	559.271,04	18,44

Tabela 3.14 - Unidades de maior economia por Concessionária em Baixa Tensão

Secretaria	Concessionária	CNPJ	ID	Município	Nome	Consumo	Conta Original	Potência Necessária	Investimento	Economia por Mês	Economia em 25 anos	Payback Simples ²	Valor Presente Líquido	Taxa Interna de Retorno
						(kWh.mês)	(R\$/mês)	(kWp)	(R\$)	(R\$/mês)	(R\$)	(meses)	(R\$. Jan/20)	(%)
Educação	CPFL - Paulista	DE Campinas (Leste)	539	Campinas	EE Miguel Vicente Cury	16.081	8.410,41	148	496.032,21	8.384,26	1.944.839,93	59	1.208.165,73	19,87
Segurança Pública	CPFL - Piratininga	04.236.548	927	Sorocaba	Deinter 7 Sorocaba	19.099	9.358,51	189	575.523,12	9.334,01	2.138.351,41	62	1.319.479,85	19,00
Segurança Pública	CPFL - Santa Cruz	04.236.548	801	Ourinhos	DP	14.200	7.781,60	131	438.543,76	7.754,20	1.821.934,68	57	1.139.533,92	20,85
Segurança Pública	EDP - Bandeirantes	04.236.548	1110	Ferraz de Vasconcelos	DP	170.840	89.861,84	1.514	4.875.600,78	89.835,54	21.343.721,11	54	13.426.814,14	21,78
Segurança Pública	Elektro	Não informado	368	Franco da Rocha	Escola Superior de Bombeiros	65.068	34.616,18	595	1.917.536,88	34.589,58	8.171.705,39	55	5.125.604,77	21,30
Segurança Pública	ENEL SP	04.236.548	996	São Paulo	Palácio da Polícia Civil	263.333	135.880,00	2.072	6.673.362,63	115.722,58	27.042.406,70	58	16.865.263,07	20,42
Agricultura	ENERGISA - Sul Sudeste	46.384.400	116	Catanduva	Escritório de Desenvol Rural	17.434	8.664,70	159	529.384,35	8.639,85	1.983.162,40	61	1.225.010,29	19,13

Tabela 3.15 - Unidade de maior economia por CNPJ, por Concessionária e por Secretaria na Média Tensão

Secretaria/ Concessionária/ CNPJ	ID	Município	Nome	Consumo	Conta Original	Potência Necessária	Investimento	Economia por Mês	Economia em 25 anos	Payback Simples²	Valor Presente Líquido	Taxa Interna de Retorno					
				(kWh.mês)	(R\$/mês)	(kWp)	(R\$)	(R\$/mês)	(R\$)	(meses)	(R\$. Jan/20)	(%)					
				TOTAL MÉDIATENSÃO									31.546.040	11.401.607,56	90.380	188.202.863,06	1.860.317,31
Administração Penitenciária																	
CPFL – Paulista																	
46.377.800	2	Americana	CDP - Aevp Renato Gonçalves Rodrigues	29.312,93	14.239,18	115,00	419.033,50	4.024,92	725.586,84	104	381.660,13	10,14					
96.291.141	93	Pirajuí	Penitenciária M - I Dr. Walter F. P. Queiróz	130.541,11	47.106,83	438,00	1.537.860,71	15.264,02	2.810.666,79	101	1.503.611,19	10,60					
CPFL – Piratininga																	
96.291.141	129	Sorocaba	Penitenciária M - II Dr. Antônio de S. Neto	91.200,50	33.749,54	300,00	997.545,59	11.130,66	2.192.021,72	90	1.232.250,15	12,34					
CPFL - Santa Cruz																	
02.694.092	26	Casa Branca	Penitenciária M - Joaquim de S. Cintra	136.568,87	38.831,25	240,00	798.036,47	6.590,77	1.059.489,06	121	502.321,76	8,13					
96.291.141	12	Avaré	Penitenciária M - II Nelson M. do Amaral	89.221,70	30.372,19	230,00	764.784,95	7.910,22	1.493.562,20	97	814.483,28	11,20					
EDP - Bandeirantes																	
96.291.141	148	Tremembé	CPP Dr. Edgard Magalhães Noronha	326.905,30	113.872,04	800,00	2.808.878,00	28.235,85	5.240.545,67	99	2.820.785,79	10,78					
Elektro																	
96.291.141	35	Franco da Rocha	CPP	235.035,35	83.791,94	600,00	2.106.658,50	20.883,28	3.842.326,71	101	2.054.237,57	10,58					

Secretaria/ Concessionária/ CNPJ	ID	Município	Nome	Consumo	Conta Original	Potência Necessária	Investimento	Economia por Mês	Economia em 25 anos	Payback Simples²	Valor Presente Líquido	Taxa Interna de Retorno
				(kWh.mês)	(R\$/mês)	(kWp)	(R\$)	(R\$/mês)	(R\$)	(meses)	(R\$. Jan/20)	(%)
ENEL SP												
96.291.141	130	São Paulo	CPP Fem. Dra Marina M. C. O. Butantan	89.974,90	32.604,46	299,00	994.220,43	10.366,92	1.966.721,52	96	1.076.304,55	11,31
ENERGISA - Sul Sudeste												
96.291.141	104	Presidente Venceslau	Penitenciária M - I Zwinglio Ferreira	93.998,32	30.408,35	250,00	831.287,99	7.632,85	1.333.873,47	109	683.619,28	9,52
Agricultura												
CPFL - Paulista												
46.384.400	81	Campinas	Adm. Coordenação Assist. Téc. Integral	58.150,82	21.019,42	200,00	665.030,39	6.941,73	1.317.733,25	96	721.468,83	11,33
CPFL - Piratininga												
46.384.400	433	Santos	Instituto de Pesca	159.206,63	53.140,77	90,00	321.890,26	3.052,25	545.500,31	105	284.909,11	9,96
CPFL - Santa Cruz												
46.384.400	263	Manduri	Depto. Descentralização do Desenvolv.	24.694,99	10.616,88	225,84	750.948,70	7.267,74	1.316.729,83	103	695.400,44	10,24
EDP - Bandeirantes												
46.384.400	403	Roseira	Escritório de Desenvolvimento Rural	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Elektro												
46.384.400	489	Tietê	Depto. Descentralização do Desenvolv.	7.701,00	3.344,28	50,00	191.403,76	1.716,81	294.927,63	111	148.908,08	9,20
ENEL SP												
46.384.400	457	São Paulo	Gabinete do Secretário e Assessorias	68.714,66	73.100,75	141,72	516.395,03	15.158,08	3.953.568,99	34	2.601.284,95	35,15
ENERGISA - Sul Sudeste												
46.384.400	327	Paraguaçu Paulista	Depto. de Sementes, Mudanças e Matrizes	6.891,18	2.827,05	60,00	229.684,51	1.666,75	235.888,92	138	96.482,77	6,54
Desenvolvimento, Ciência e Tecnologia												
ENEL SP												
51213049	1	São Paulo	Desenvolvimento, Ciência E Tecnologia	61.165,08	25.471,15	230,16	702.117,10	8.755,98	1.819.358,84	80	1.059.913,29	14,12
Esporte, Lazer e Juventude												
ENEL SP												
47.173.729	4	São Paulo	Conj. Despor. Constância Vaz Guimarães	39.898,07	18.354,64	401,93	1.411.211,50	12.639,71	2.169.019,52	112	1.094.083,52	9,18
Fazenda												
CPFL - Paulista												
04.361.865	45	Bauru	CRA 06	43.198,29	16.775,40	225,30	687.299,76	7.365,24	1.419.176,98	93	785.551,44	11,72
04.384.412	47	Araçatuba	CRA 08	24.606,36	10.050,95	78,00	255.937,21	2.694,77	514.102,81	95	282.514,19	11,46
04.463.390	44	Ribeirão Preto	CRA 05	65.904,32	25.282,54	380,00	1.224.052,35	13.164,94	2.541.820,50	93	1.409.012,39	11,78
04.464.583	43	Campinas	CRA 04	278.637,00	93.383,24	480,00	1.546.171,38	16.804,11	3.263.136,12	92	1.816.313,87	11,93
46.377.222	46	São José do Rio Preto	CRA 07	47.856,03	20.077,10	350,00	1.127.416,63	12.010,94	2.306.751,83	94	1.273.815,03	11,63
CPFL - Piratininga												
04.462.300	40	Santos	CRA 01	31.186,16	12.460,15	93,06	305.352,78	3.229,70	617.752,85	95	340.117,98	11,53
46.377.222	42	Votorantim	CRA 03	210.030,20	71.748,33	150,00	501.436,18	5.525,69	1.081.056,71	91	604.922,69	12,14
EDP - Bandeirantes												
04.384.495	49	Guarulhos	CRA 12	19.412,73	9.757,68	73,15	249.354,54	2.697,14	522.385,49	92	290.226,99	11,86

Secretaria/ Concessionária/ CNPJ	ID	Município	Nome	Consumo	Conta Original	Potência Necessária	Investimento	Economia por Mês	Economia em 25 anos	Payback Simples²	Valor Presente Líquido	Taxa Interna de Retorno
				(kWh.mês)	(R\$/mês)	(kWp)	(R\$)	(R\$/mês)	(R\$)	(meses)	(R\$. Jan/20)	(%)
46.377.222	41	Taubaté	CRA 02	45.498,76	18.917,42	370,00	1.191.840,44	12.987,98	2.525.778,68	92	1.407.350,20	11,97
ENEL SP												
04.358.358	48	São Bernardo do Campo	CRA 11	15.273,08	19.526,42	110,35	368.876,51	3.958,46	763.329,66	93	422.759,06	11,74
46.377.222	39	São Paulo	DSI	842.165,74	352.266,47	877,33	2.826.059,19	33.680,04	6.854.045,01	84	3.939.556,71	13,38
Justiça e Defesa da Cidadania												
CPFL - Paulista												
46.381.000	13	Campinas	CIC Campinas	1.152,00	4.981,61	10,91	48.148,17	370,14	55.670,88	130	24.559,28	7,24
EDP - Bandeirantes												
46.381.000	11	Ferraz de Vasconcelos	CIC Ferraz	6.030,32	3.330,53	54,61	209.039,54	1.906,85	331.659,01	110	169.285,05	9,43
Elektro												
46.381.000	14	Francisco Morato	CIC Francisco Morato	6.422,34	2.566,10	30,00	127.932,88	1.082,82	177.724,13	118	86.014,15	8,44
ENEL SP												
46.381.000	10	São Paulo	CIC Feitico	7.544,20	2.790,58	30,00	127.932,88	1.058,94	170.559,67	121	81.023,91	8,16
Meio Ambiente												
CPFL - Paulista												
Não informado	22	São José do Rio Preto	Secretaria do Meio Ambiente	10.603,17	4.593,45	80,00	286.124,68	3.002,63	571.745,86	95	313.750,49	11,41
CPFL - Piratininga												
Não informado	21	Sorocaba	Fundação Parque Zoológico	7.648,38	3.243,10	68,64	255.052,29	2.409,04	429.402,24	106	223.779,35	9,91
Elektro												
Não informado	4	Rio Claro	CINP - Instituto Florestal	15.582,82	5.997,91	60,00	229.684,51	2.125,44	373.494,46	108	192.328,59	9,62
ENEL SP												
Não informado	8	Santo André	Parque Estadual Chacara Haras	39.582,56	14.969,94	182,00	605.177,66	6.618,52	1.289.601,85	91	719.547,57	12,03
Pessoa com Deficiência												
ENEL SP												
09.495.438	3	São Paulo	Parque Fontes do Ipiranga	253.336,07	89.722,97	800,00	2.808.878,00	27.930,84	5.149.042,01	101	2.757.051,12	10,63
Não informado	1	São Paulo	Centro de Tec e In. Pessoas com Def Visual	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Planejamento e Gestão												
ENEL SP												
46.393.500	8	São Paulo	Cidade IV	304.479,84	132.485,31	81,36	290.992,72	2.185,95	321.143,95	133	137.762,35	6,96
Procuradoria Geral do Estado												
CPFL - Paulista												
71.584.833	13	Ribeirão Preto	Procuradoria Regional	9.726,38	6.589,30	90,00	321.890,26	2.956,58	516.801,08	109	264.919,36	9,52
Saúde												
CPFL - Paulista												
Não informado	17	Bauru	Hospital Estadual	511.572,29	186.445,60	1.100,00	3.862.207,25	41.249,29	7.933.248,88	94	4.385.302,07	11,67
CPFL - Piratininga												
Não informado	45	Sorocaba	Conjunto Hospitalar de Sorocaba	126.384,94	43.456,96	350,00	1.228.884,13	12.294,66	2.275.180,86	100	1.221.864,27	10,71

Secretaria/ Concessionária/ CNPJ	ID	Município	Nome	Consumo	Conta Original	Potência Necessária	Investimento	Economia por Mês	Economia em 25 anos	Payback Simples²	Valor Presente Líquido	Taxa Interna de Retorno
				(kWh.mês)	(R\$/mês)	(kWp)	(R\$)	(R\$/mês)	(R\$)	(meses)	(R\$. Jan/20)	(%)
EDP - Bandeirantes												
Não informado	1	Guarulhos	Complexo Hospitalar Padre Bento	109.919,33	45.774,82	657,00	2.306.791,06	23.757,25	4.474.366,47	97	2.435.375,60	11,13
Elektro												
Não informado	26	Franco da Rocha	Hospital Estadual	106.226,05	37.950,59	253,00	841.263,44	9.204,75	1.793.970,70	91	1.001.143,43	12,04
ENEL SP												
Não informado	34	São Paulo	Hospital das Clínicas	6.515.206,66	2.311.926,03	6.187,86	21.726.179,79	183.373,37	30.026.905,66	118	14.499.330,88	8,41
ENERGISA - Sul Sudeste												
Não informado	28	Assis	Hospital Regional	114.993,48	32.356,12	290,00	964.294,07	8.021,62	1.297.547,67	120	619.044,12	8,22
Segurança Pública												
CPFL - Paulista												
04.236.548	1664	Ribeirão Preto	DP	17.403,79	6.342,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
33.050.196	601	Marília	CPI-4 9.Bpm/l	19.080,55	9.465,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
46.377.800	1654	São José do Rio Preto	DP	17.634,54	5.872,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
CPFL - Piratininga												
46.377.800	1660	Sorocaba	DP	22.386,14	15.668,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
CPFL - Santa Cruz												
04.236.548	1652	Ourinhos	DP	9.950,15	4.767,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
EDP - Bandeirantes												
04.236.548	1663	Mogi das Cruzes	DP	8.482,69	4.962,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Elektro												
02.328.280	682	Franco da Rocha	Cpa/M-7 26.Bpm/M	18.611,19	10.261,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
04.236.548	1649	Fernandópolis	DSP	9.796,65	4.088,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
ENEL SP												
04.236.548	1659	São Paulo	DENARC	29.070,69	24.099,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
46.377.800	1665	São Paulo	DECAP	17.896,46	6.528,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
61.695.227	523	São Paulo	Corpo Musical	6.354,71	8.689,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
ENERGISA - Sul Sudeste												
04.236.548	1555	Presidente Prudente	DEINTER 8	0,00	1.194,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00

Tabela 3.16 - Unidades de maior economia por Concessionária em Média Tensão

Secretaria	Concessionária	CNPJ	ID	Município	Nome	Consumo	Conta Original	Potência Necessária	Investimento	Economia por Mês	Economia em 25 anos	Payback Simples ²	Valor Presente Líquido	Taxa Interna de Retorno
						(kWh.mês)	(R\$/mês)	(kWp)	(R\$)	(R\$/mês)	(R\$)	(meses)	(R\$. Jan/20)	(%)
Saúde	CPFL - Paulista	Não informado	17	Bauru	Hospital Estadual	511.572,29	186.445,60	1.100,00	3.862.207,25	41.249,29	7.933.248,88	94	4.385.302,07	11,67
Saúde	CPFL - Piratininga	Não informado	45	Sorocaba	Conjunto Hosp de Sorocaba	126.384,94	43.456,96	350,00	1.228.884,13	12.294,66	2.275.180,86	100	1.221.864,27	10,71
Administração Penitenciária	CPFL - Santa Cruz	96.291.141	12	Avaré	Penit M - II Nelson M Amaral	89.221,70	30.372,19	230,00	764.784,95	7.910,22	1.493.562,20	97	814.483,28	11,20
Administração Penitenciária	EDP - Bandeirantes	96.291.141	14	Tremembé	CPP Dr. Edgard M Noronha	326.905,30	113.872,04	800,00	2.808.878,00	28.235,85	5.240.545,67	99	2.820.785,79	10,78
Administração Penitenciária	Elektro	96.291.141	8	Franco da Rocha	CPP	235.035,35	83.791,94	600,00	2.106.658,50	20.883,28	3.842.326,71	101	2.054.237,57	10,58
Saúde	ENEL SP	Não informado	35	São Paulo	Hospital das Clínicas	6.515.206,66	2.311.926,03	6.187,86	21.726.179,79	183.373,37	30.026.905,66	118	14.499.330,88	8,41
Administração Penitenciária	ENERGISA - Sul Sudeste	96.291.141	10	Presidente Venceslau	Penit M - I Zwinglio Ferreira	93.998,32	30.408,35	250,00	831.287,99	7.632,85	1.333.873,47	109	683.619,28	9,52

Tabela 3.17 - Maiores economias individuais encontradas

Nome	Secretaria	Município	Consumo	Potência Necessária	Conta Original	Investimento	Economia por Mês	Economia em 25 anos	Payback Simples ²	Valor Presente Líquido	Taxa Interna de Retorno
			(kWh.mês)	(kWp)	(R\$/mês)	(R\$)	(R\$/mês)	(R\$)	(meses)	(R\$. Jan/20)	(%)
Hospital das Clínicas*	Saúde	São Paulo	6.515.206,66	2.311.926,03	6.187,86	21.726.179,79	183.373,37	30.026.905,66	118	14.499.330,88	8,41
Palácio da Polícia Civil Do Estado de São Paulo	Segurança Pública	São Paulo	263.333,33	135.880,00	2.071,71	6.673.362,63	115.722,58	27.042.406,70	58	16.865.263,07	20,42
DP	Segurança Pública	Ferraz de Vasconcelos	170.840,00	89.861,84	1.513,60	4.875.600,78	89.835,54	21.343.721,11	54	13.426.814,14	21,78
1º Dp Mogi Das Cruzes	Segurança Pública	São Paulo	126.052,00	65.042,83	1.135,33	3.657.104,24	65.017,03	15.299.439,72	56	9.576.606,52	20,97
DP	Segurança Pública	Guararema	120.230,00	63.240,98	1.218,13	3.923.836,70	63.214,68	14.451.991,80	62	8.907.577,79	18,86
DP	Segurança Pública	Poá	108.734,00	57.194,08	959,68	3.091.306,26	57.167,78	13.595.333,00	54	8.556.717,75	21,86
DP	Segurança Pública	Biritiba-Mirim	105.840,00	55.671,84	940,73	3.030.257,36	55.645,54	13.208.866,04	54	8.305.559,69	21,70
DP	Segurança Pública	Suzano	73.426,00	38.622,08	640,91	2.064.502,70	38.595,78	9.204.554,70	53	5.801.615,82	22,12
Escola Superior de Bombeiros / Sgb-Pb Franco da Rocha	Segurança Pública	Franco da Rocha	65.068,00	34.616,18	595,29	1.917.536,88	34.589,58	8.171.705,39	55	5.125.604,77	21,30
Hospital Estadual*	Saúde	Bauru	511.572,29	186.445,60	1.100,00	3.862.207,25	41.249,29	7.933.248,88	94	4.385.302,07	11,67

* Média Tensão

Tabela 3.18 - Maiores Taxas Internas de Retorno individuais encontradas

Nome	Secretaria	Município	Consumo	Potência Necessária	Conta Original	Investimento	Economia por Mês	Economia em 25 anos	Payback Simples ²	Valor Presente Líquido	Taxa Interna de Retorno
			(kWh.mês)	(kWp)	(R\$/mês)	(R\$)	(R\$/mês)	(R\$)	(meses)	(R\$. Jan/20)	(%)
Gabinete do Secretário e Assessorias*	Agricultura	São Paulo	68.714,66	73.100,75	141,72	516.395,03	15.158,08	3.953.568,99	34	2.601.284,95	35,15
EE Antonio Augusto Netto	Educação	Marília	6.187	46	3.235,63	161.183	3.209,48	777.483,06	50	493.943,99	23,63
Bombeiros - Centro - Sede da Polícia Civil 10º Gb	Segurança Pública	Marília	6.280	47	3.284,44	165.539	3.258,29	787.116,65	51	499.367,56	23,34
EE Professor Antonio Reginato	Educação	Marília	6.297	48	3.293,16	168.094	3.267,01	786.794,00	51	498.388,56	23,04
EE Caetano de Campos	Educação	São Paulo	19.025	168	9.816,68	513.913	9.790,88	2.346.265,22	52	1.482.489,02	22,56
EE Doutor Paulo Araujo Novaes	Educação	Avaré	9.111	80	4.992,65	262.548	4.965,25	1.187.643,04	53	749.700,32	22,39
EE Professor Fernando Magalhaes	Educação	Caconde	7.543	64	4.133,29	217.654	4.105,89	981.464,61	53	619.347,78	22,33
EE Doutor Fausto Cardoso Figueira de Mello	Educação	São Bernardo do Campo	17.844	161	9.207,73	490.524	9.181,93	2.190.477,18	53	1.380.884,82	22,15
DP	Segurança Pública	Suzano	73.426	641	38.622,08	2.064.503	38.595,78	9.204.554,70	53	5.801.615,82	22,12
EE/CEL/ETEC Doutor Francisco Thomaz de Carvalho	Educação	Casa Branca	13.830	121	7.578,84	405.236	7.551,44	1.799.410,45	54	1.133.680,10	22,04

* Média Tensão

Em termos de prioridade para investimentos individuais de abatimento do consumo de energia se destacam aqueles em baixa tensão identificadas na **Tabela 3.18**. Observa-se que as unidades classificadas por maior economia (**Tabela 3.17**) não representam aquelas onde o resultado do investimento pode ser maior (**Tabela 3.18**). É necessário ressaltar, no entanto, que devem ser verificados os dados dessas unidades quanto às contas de energia especificamente porque, conforme relatado pela equipe da Secretaria de Segurança Pública, é possível que o preenchimento de dados de cada unidade não seja totalmente acurado, tendo sido necessário consultar a SSP para revisão de dados durante a elaboração dos trabalhos. Ainda que seja exigido internamente informar o consumo energético nos relatórios mensais, o campo não é verificado, como ocorre com o valor das contas.

É condição essencial para a gestão do consumo de energia pelo GESP que seja constituída uma base de dados completa e validada. Em um universo de mais de 30mil contas de energia para prédios da administração direta e indireta, é possível que existam economias a serem apontadas com redução significativa de custos. Desde a verificação do lançamento de dados por parte das concessionárias, negociação de contratos, conversão de edifícios em baixa tensão para média tensão, até definição de prioridades de investimento em eficiência energética, análise de compra de energia no mercado livre, instalação de unidades de geração distribuída individual ou consorciada, etc. A coleção das informações permite uma avaliação acurada das unidades prioritárias para atuação e no planejamento de soluções integradas.

Gerenciar energia para a totalidade das unidades do GESP requer um sistema de gerenciamento de dados e atuação transversal com todas as unidades. É necessário, também, aprimorar o mapeamento georreferenciado, a partir dos arquivos produzidos neste estudo, incluindo os polígonos dos terrenos, o perímetro e interferências nas edificações para refinar a análise da viabilidade técnica da instalação de módulos solares e outras tecnologias para geração distribuída.

Ainda que as soluções individuais gerem retorno econômico para o GESP e disponibilidade de caixa para as unidades administrativas que receberiam o investimento, o estudo de

mercado para definição dos preços aplicados neste estudo demonstrou que existem enorme ganho de escala na implantação de sistemas de maior porte (**Tabela 3.4 e Tabela 3.5**).

Conforme previsto na Resolução 687/2015, existe o mecanismo de geração distribuída de autoconsumo remoto em consórcio. Este modelo de sistema de geração de energia solar fotovoltaica permite utilizar um imóvel ou terrenos com potencial de geração maior do que seu consumo para utilizar a energia excedente para abater o consumo de outras unidades consumidoras.

Esse modelo permite reduzir custos de instalação, manutenção e operação, possibilitando também escolher os melhores locais para geração, em termos de potencial de geração de energia por m², devido à irradiação solar.

O abatimento do consumo de unidades que estejam sob o mesmo CNPJ, inclusive entre filiais, não requer a elaboração de um Consórcio. O crédito excedente fica disponível para abatimento em contas por até 60 meses.

Assim, para o Cenário 2, a análise do potencial de geração de energia solar foi realizada observando a meta de geração de 75kWp em corrente alternada¹¹. Cada imóvel foi analisado considerando a viabilidade de terreno para a instalação de módulos suficientes para 75kW. Onde a disponibilidade foi maior, este foi o limite da instalação. Onde a disponibilidade de área foi menor, a área foi o fator limitante. Na média potência, os limites considerados foram a demanda contratada, em primeiro caso e a disponibilidade de área, como fatores limitantes para o sistema proposto.

¹¹ 75kW em corrente alternada (CA) correspondem a 91,2kW em corrente contínua. Este segundo valor foi aplicado para viabilizar a comparação com o consumo efetivo. O estudo foca nos 75kW em CA porque é por esse número que a concessionária avalia para a conexão em Baixa Tensão, mas que requer uma geração de 91,2kW em CC pelo sistema fotovoltaico quando consideradas as perdas. Em um projeto executivo este número deve ser calculado especificamente.

Somando a potência necessária para compensar a totalidade do consumo de cada unidade tem-se a potência necessária a instalar, em qualquer unidade de um mesmo CNPJ. Por exemplo: o Departamento de Ensino de São João da Boa Vista, dentro da área de atendimento da CPFL Santa Cruz, possui 34 unidades que necessitam de uma instalação de 838 kWp, incluindo perdas, para compensar o consumo de todas as unidades. Com a área disponível de 10 unidades é possível instalar potência superior à demandada, considerando o limite de 75kW. Assim, apenas 10 instalações podem compensar o consumo energético e facilitam muito a gestão e manutenção da produção energética.

Foi possível listar de forma decrescente o potencial de geração de cada unidade e avaliar quantas unidades seriam necessárias para compensar todo o consumo do grupo de unidades consumidoras de um mesmo CNPJ dentro de uma mesma concessionária de distribuição de energia. Com um ajuste fino, em alguns casos a última unidade atente apenas à demanda dela mesma.

Com o resultado do estudo dessa alternativa foi elaborada a tabela presente no **Apêndice II**, que indica a potência necessária para instalação de cada unidade considerando o Cenário 2, que avalia a compensação de energia das unidades de um CNPJ dentro de cada concessionária e quais unidades desse mesmo CNPJ precisam receber sistemas solares fotovoltaicos, limitados a sistemas de 75kW em CC para baixa tensão ou a demanda contratada para média tensão, até o limite de 30% de sua área, para gerar energia suficiente para abater o total da demanda das unidades. Neste cenário não há separação entre unidades em média ou em baixa tensão, já que é possível gerar em baixa e compensar em média, e vice versa. Contudo, ainda que disponível um banco de dados completo sobre as demandas e geração energética de cada unidade, a avaliação realizada não é automática. Por isso o **Apêndice II** apresenta especificamente quais são as unidades de cada CNPJ, com identificação suficiente para a localização no banco de dados do endereço das unidades, necessárias para a compensação do consumo energético de cada CNPJ. A **Tabela 3.19** apresenta um resumo desse cenário de análise.

Nessa análise foi respeitada a distribuição por concessionária de distribuição de energia, tendo em vista que não existe um mecanismo de troca de créditos entre as concessionárias que possibilite que a compensação seja realizada fora da rede de uma mesma distribuidora.

A **Tabela 3.19** a seguir apresenta os valores de investimento e número de empreendimentos que, se comparados com os resultados previstos para a instalação de sistemas em todas as unidades do GESP indicam uma redução de 5.981 empreendimentos propostos no Cenário 1 para 3.021 sistemas instalados no Cenário 2 e uma economia 60% maior no final do plano. A maior parte dos CNPJs é possível gerar energia superior ao consumo com poucas instalações. 33 unidades de gestão (CNPJs) do GESP podem compensar parcialmente (grafadas com a cor verde na **Tabela 3.19**) a demanda consumida e outras 20 não apresentaram dados da área dos terrenos impossibilitando a análise da geração potencial (grafadas com a cor laranja na **Tabela 3.19**). Algumas secretarias não identificaram o CNPJ responsável pela unidade e foram agrupadas sob o título de “não informado”.

Para os CNPJ onde não foi indicada a área das unidades não foi considerada a instalação de sistemas. Isto é, caso o banco de dados apresentado possa ser complementado e utilizado como ferramenta de gestão, recebendo atualizações de dados da fatura, com a tarifa e o histórico de consumo das unidades, a economia pode ser muito maior, já que o estudo abarcou apenas 53% dos prédios do GESP.

Tabela 3.19 - Unidades geradoras em autoconsumo remoto para compensação do consumo agrupado por CNPJ

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	Unidades	Unidades com investimento	Conta Original	Potência Necessária	Potência Instalada CC	Investimento	Economia ao ano	Economia Líquida em 25 anos	Payback Simples	VPL	TIR
			(R\$/mês)	(kWp)	(kWp)	(R\$)	(R\$/ano)	(R\$)	(meses)	(R\$)	(%)
Total Cenário 2	6.832		R\$25.559.311,48	545.355	284.212	R\$948.516.885,53	R\$178.575.584,42	R\$5.254.085.194,58	64	R\$2.178.874.439,56	19,03
Administração Penitenciária	153	147	R\$ 3.744.350,09	97.213	27.820	R\$ 95.617.168,03	R\$ 11.391.029,32	R\$ 175.143.283,42	101	R\$ 93.549.551,95	10,60
CPFL - Paulista	50	50	R\$ 1.188.550,04	30.012	8.593	R\$ 29.637.903,72	R\$ 3.574.142,01	R\$ 55.269.960,87	100	R\$ 29.745.642,51	10,78
46.377.800	1	1	R\$ 14.239,18	269	115	R\$ 419.033,50	R\$ 48.299,01	R\$ 725.586,84	104	R\$ 381.660,13	10,14
96.291.141	49	49	R\$ 1.174.310,86	29.743	8.478	R\$ 29.218.870,21	R\$ 3.525.842,99	R\$ 54.544.374,03	99	R\$ 29.363.982,38	519,03
CPFL - Piratininga	14	14	R\$ 339.797,63	8.748	2.514	R\$ 8.590.042,91	R\$ 1.082.428,80	R\$ 17.182.170,66	95	R\$ 9.431.406,41	11,42
96.291.141	14	14	R\$ 339.797,63	8.748	2.514	R\$ 8.590.042,91	R\$ 1.082.428,80	R\$ 17.182.170,66	95	R\$ 9.431.406,41	11,42
CPFL - Santa Cruz	16	16	R\$ 402.445,18	12.356	2.869	R\$ 9.645.985,29	R\$ 1.010.115,54	R\$ 14.160.005,35	115	R\$ 7.014.597,11	8,84
02.694.092	1	1	R\$ 38.831,25	1.247	240	R\$ 798.036,47	R\$ 79.089,24	R\$ 1.059.489,06	121	R\$ 502.321,76	8,13
96.291.141	15	15	R\$ 363.613,92	11.109	2.629	R\$ 8.847.948,82	R\$ 931.026,30	R\$ 13.100.516,30	114	R\$ 6.512.275,35	8,90
EDP - Bandeirantes	15	13	R\$ 426.271,85	10.483	4.010	R\$ 13.925.674,44	R\$ 1.724.287,52	R\$ 27.419.956,18	97	R\$ 14.777.842,15	11,17
96.291.141	15	13	R\$ 426.271,85	10.483	4.010	R\$ 13.925.674,44	R\$ 1.724.287,52	R\$ 27.419.956,18	97	R\$ 14.777.842,15	11,17
Elektro	30	30	R\$ 795.743,83	19.946	5.757	R\$ 19.797.498,09	R\$ 2.367.414,43	R\$ 36.418.237,99	100	R\$ 19.520.549,96	10,66
96.291.141	30	30	R\$ 795.743,83	19.946	5.757	R\$ 19.797.498,09	R\$ 2.367.414,43	R\$ 36.418.237,99	100	R\$ 19.520.549,96	10,66
ENEL SP	17	15	R\$ 269.767,14	6.602	2.375	R\$ 8.290.902,34	R\$ 1.011.153,68	R\$ 15.744.304,42	98	R\$ 8.518.223,90	10,94
96.291.141	17	15	R\$ 269.767,14	6.602	2.375	R\$ 8.290.902,34	R\$ 1.011.153,68	R\$ 15.744.304,42	98	R\$ 8.518.223,90	10,94
ENERGISA - Sul Sudeste	11	9	R\$ 321.774,42	9.066	1.702	R\$ 5.729.161,25	R\$ 621.487,34	R\$ 8.948.647,94	111	R\$ 4.541.289,92	9,31
96.291.141	11	9	R\$ 321.774,42	9.066	1.702	R\$ 5.729.161,25	R\$ 621.487,34	R\$ 8.948.647,94	111	R\$ 4.541.289,92	9,31
Agricultura	468	72	R\$ 389.451,25	7.401	5.310	R\$ 18.066.792,45	R\$ 3.284.769,59	R\$ 116.140.888,81	66	R\$ 40.572.639,87	18,71
CPFL - Paulista	196	28	R\$ 135.315,37	2.652	2.713	R\$ 9.063.734,23	R\$ 1.718.825,04	R\$ 64.683.171,36	63	R\$ 21.859.057,29	19,72
33.050.196	30	1	R\$ 3.201,88	55	91	R\$ 299.299,52	R\$ 65.409,63	R\$ 2.893.887,19	55	R\$ 903.906,69	23,37
46.384.400	165	27	R\$ 132.113,49	2.597	2.622	R\$ 8.764.434,71	R\$ 1.653.415,41	R\$ 61.789.284,17	64	R\$ 20.955.150,60	19,60

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	Unidades	Unidades com investimento	Conta Original	Potência Necessária	Potência Instalada CC	Investimento	Economia ao ano	Economia Líquida em 25 anos	Payback Simples	VPL	TIR
			(R\$/mês)	(kWp)	(kWp)	(R\$)	(R\$/ano)	(R\$)	(meses)	(R\$)	(%)
59.764.399	1	0	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
CPFL - Piratininga	14	10	R\$ 56.740,23	1.604	595	R\$ 2.163.738,27	R\$ 361.670,38	R\$ 13.698.051,65	72	R\$ 4.340.457,61	17,24
04.172.213	3	1	R\$ 176,89	3	1	R\$ 6.780,90	R\$ 540,96	R\$ 5.725,96	150	R\$ 1.986,05	5,53
46.384.400	11	9	R\$ 56.563,34	1.601	593	R\$ 2.156.957,37	R\$ 361.129,42	R\$ 13.692.325,69	72	R\$ 4.338.471,56	17,28
CPFL - Santa Cruz	32	6	R\$ 32.025,16	724	754	R\$ 2.490.682,19	R\$ 412.154,35	R\$ 13.730.547,57	73	R\$ 4.811.573,45	16,78
46.384.400	31	6	R\$ 31.980,67	724	754	R\$ 2.490.682,19	R\$ 412.154,35	R\$ 13.730.547,57	73	R\$ 4.811.573,45	16,78
53.859.112	1	0	R\$ 44,48	1	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
EDP - Bandeirantes	18	2	R\$ 4.590,09	79	103	R\$ 349.442,40	R\$ 71.693,41	R\$ 2.818.609,15	58	R\$ 948.215,69	21,54
03.062.256	2	1	R\$ 696,42	12	11	R\$ 50.142,88	R\$ 7.403,98	R\$ 127.435,09	81	R\$ 73.955,92	13,90
46.384.400	16	1	R\$ 3.893,67	67	91	R\$ 299.299,52	R\$ 64.289,43	R\$ 2.691.174,06	56	R\$ 874.259,76	22,78
Elektro	144	11	R\$ 29.861,75	478	197	R\$ 747.452,31	R\$ 122.137,50	R\$ 4.169.208,29	73	R\$ 1.422.038,13	16,60
02.328.280	8	1	R\$ 754,57	13	25	R\$ 107.463,62	R\$ 16.745,51	R\$ 677.622,57	77	R\$ 195.987,55	16,11
04.638.440	1	1	R\$ 296,01	5	5	R\$ 22.768,22	R\$ 3.232,92	R\$ 54.639,58	85	R\$ 31.335,01	13,26
43.384.400	1	1	R\$ 75,81	1	1	R\$ 6.679,55	R\$ 590,52	R\$ 7.081,52	136	R\$ 2.960,16	6,72
44.853.331	1	1	R\$ 156,94	3	3	R\$ 14.627,65	R\$ 1.564,08	R\$ 22.280,20	112	R\$ 11.199,57	9,12
44.872.778	1	1	R\$ 104,27	2	2	R\$ 10.012,26	R\$ 932,06	R\$ 11.787,50	129	R\$ 5.253,93	7,35
44.873.396	1	1	R\$ 118,64	2	2	R\$ 10.879,09	R\$ 1.104,43	R\$ 15.099,84	118	R\$ 7.305,11	8,44
45.701.455	1	1	R\$ 837,90	13	13	R\$ 56.165,94	R\$ 9.735,60	R\$ 178.799,17	69	R\$ 107.953,89	16,72
45.746.120	1	0	R\$ 92,04	2	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
46.384.400	127	2	R\$ 27.125,52	433	141	R\$ 490.703,28	R\$ 85.270,20	R\$ 3.160.219,11	69	R\$ 1.039.325,32	17,93
46.449.682	1	1	R\$ 133,00	2	2	R\$ 12.341,86	R\$ 1.276,80	R\$ 17.726,86	116	R\$ 8.702,98	8,68
55.354.302	1	1	R\$ 167,05	3	3	R\$ 15.810,85	R\$ 1.685,38	R\$ 23.951,93	113	R\$ 12.014,60	9,07
ENEL SP	8	3	R\$ 106.870,05	1.408	473	R\$ 1.648.464,25	R\$ 293.682,82	R\$ 6.522.134,73	67	R\$ 3.369.208,46	17,48
46.384.400	8	3	R\$ 106.870,05	1.408	473	R\$ 1.648.464,25	R\$ 293.682,82	R\$ 6.522.134,73	67	R\$ 3.369.208,46	17,48
ENERGISA - Sul Sudeste	56	12	R\$ 24.048,60	455	477	R\$ 1.603.278,79	R\$ 304.606,10	R\$ 10.519.166,06	63	R\$ 3.822.089,24	19,55

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	Unidades	Unidades com investimento	Conta Original		Potência Necessária	Potência Instalada CC	Investimento		Economia ao ano		Economia Líquida em 25 anos		Payback Simples	VPL		TIR
			(R\$/mês)		(kWp)	(kWp)	(R\$)		(R\$/ano)		(R\$)		(meses)	(R\$)		(%)
01.557.530	1	1	R\$	113,32	2	2	R\$	11.541,17	R\$	1.061,59	R\$	13.267,46	130	R\$	5.833,31	7,20
07.282.377	2	2	R\$	531,00	10	10	R\$	46.423,66	R\$	5.775,60	R\$	91.002,72	96	R\$	49.678,03	11,23
43.162.791	1	1	R\$	124,25	2	2	R\$	12.547,37	R\$	1.192,80	R\$	15.390,52	126	R\$	7.014,98	7,61
44.853.505	1	1	R\$	124,75	2	2	R\$	12.554,17	R\$	1.198,76	R\$	15.531,81	126	R\$	7.111,38	7,66
46.384.400	49	5	R\$	22.922,69	435	456	R\$	1.496.497,60	R\$	293.182,60	R\$	10.356.376,80	61	R\$	3.740.232,06	20,25
49.345.911	1	1	R\$	108,35	2	2	R\$	11.198,73	R\$	1.001,95	R\$	12.170,26	134	R\$	5.170,20	6,87
67.662.544	1	1	R\$	124,25	2	2	R\$	12.516,09	R\$	1.192,80	R\$	15.426,49	126	R\$	7.049,27	7,64
Desenvolvimento, Ciência e Tecnologia	1	1	R\$	25.471,15	548	230	R\$	702.117,10	R\$	105.071,74	R\$	1.819.358,84	80	R\$	1.059.913,29	14,12
ENEL SP	1	1	R\$	25.471,15	548	230	R\$	702.117,10	R\$	105.071,74	R\$	1.819.358,84	80	R\$	1.059.913,29	14,12
51.213.049	1	1	R\$	25.471,15	548	230	R\$	702.117,10	R\$	105.071,74	R\$	1.819.358,84	80	R\$	1.059.913,29	14,12
Educação	4726	2146	R\$	10.839.744,26	189.775	191.052	R\$	628.167.397,07	R\$	130.242.243,52	R\$	4.063.140.197,28	58	R\$	1.668.057.186,63	21,19
CPFL - Paulista	1200	504	R\$	2.583.657,07	44.366	44.772	R\$	147.240.069,49	R\$	31.070.789,90	R\$	1.039.312.592,31	57	R\$	404.691.338,71	21,75
DE Adamantina	2	1	R\$	3.769,52	66	91	R\$	299.299,52	R\$	63.027,94	R\$	2.085.867,93	57	R\$	818.989,53	21,68
DE Americana	80	32	R\$	167.137,13	2.902	2.918	R\$	9.577.584,64	R\$	2.004.525,62	R\$	66.689.717,93	57	R\$	26.006.868,53	21,55
DE Araçatuba	32	16	R\$	81.172,96	1.410	1.414	R\$	4.649.729,29	R\$	974.753,98	R\$	31.562.812,84	57	R\$	12.604.069,47	21,52
DE Araraquara	55	22	R\$	115.733,84	1.973	2.006	R\$	6.584.589,44	R\$	1.393.221,28	R\$	49.286.936,12	57	R\$	18.320.447,89	21,95
DE Barretos	29	13	R\$	68.365,79	1.169	1.186	R\$	3.890.893,76	R\$	831.444,04	R\$	26.874.174,96	56	R\$	10.825.645,48	21,95
DE Bauru	75	35	R\$	180.576,89	3.136	3.137	R\$	10.318.229,06	R\$	2.158.206,64	R\$	71.090.634,61	57	R\$	27.952.864,20	21,51
DE Birigui	19	10	R\$	48.251,26	838	843	R\$	2.778.821,16	R\$	578.280,49	R\$	17.065.622,88	58	R\$	7.360.220,59	21,15
DE Botucatu	23	7	R\$	34.782,48	596	600	R\$	1.980.688,33	R\$	412.528,43	R\$	14.661.314,31	58	R\$	5.396.623,22	21,61
DE Bragança Paulista	7	3	R\$	8.481,55	145	147	R\$	517.109,59	R\$	100.286,16	R\$	3.024.198,09	62	R\$	1.243.929,62	19,69
DE Campinas (Leste)	144	66	R\$	343.987,83	5.935	5.953	R\$	19.551.689,25	R\$	4.114.702,26	R\$	128.491.269,61	57	R\$	53.008.187,48	21,52
DE Campinas (Oeste)	6	3	R\$	12.365,90	209	211	R\$	711.186,66	R\$	147.868,36	R\$	5.365.684,55	58	R\$	1.939.540,17	21,62
DE Capivari	16	7	R\$	32.202,11	561	573	R\$	1.898.275,71	R\$	390.842,68	R\$	12.730.803,70	58	R\$	5.023.266,02	21,14
DE Catanduva	7	3	R\$	14.861,87	253	274	R\$	897.898,56	R\$	192.758,39	R\$	6.583.705,78	56	R\$	2.534.550,41	22,19

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	Unidades	Unidades com investimento	Conta Original	Potência Necessária	Potência Instalada CC	Investimento	Economia ao ano	Economia Líquida em 25 anos	Payback Simples	VPL	TIR
			(R\$/mês)	(kWp)	(kWp)	(R\$)	(R\$/ano)	(R\$)	(meses)	(R\$)	(%)
DE Franca	61	18	R\$ 100.138,85	1.620	1.642	R\$ 5.387.391,36	R\$ 1.212.663,38	R\$ 45.231.012,24	53	R\$ 16.435.501,91	22,55
DE Jaboticabal	27	10	R\$ 50.892,65	861	866	R\$ 2.851.131,82	R\$ 548.326,54	R\$ 21.051.617,48	62	R\$ 7.039.010,52	20,07
DE Jaú	44	18	R\$ 94.371,21	1.635	1.642	R\$ 5.387.391,36	R\$ 1.133.946,55	R\$ 40.408.371,75	57	R\$ 14.899.095,20	21,85
DE José Bonifacio	18	8	R\$ 39.052,19	673	684	R\$ 2.254.124,03	R\$ 478.300,87	R\$ 16.840.285,47	57	R\$ 6.291.452,14	22,00
DE Jundiá	4	3	R\$ 12.750,17	222	223	R\$ 741.966,06	R\$ 156.151,96	R\$ 4.163.831,35	57	R\$ 1.970.314,93	21,19
DE Limeira	5	3	R\$ 11.503,02	201	205	R\$ 687.102,75	R\$ 139.304,77	R\$ 4.143.453,23	59	R\$ 1.756.699,79	20,60
DE Lins	36	11	R\$ 55.533,58	960	964	R\$ 3.175.003,92	R\$ 662.397,33	R\$ 24.500.739,77	58	R\$ 8.726.579,11	21,75
DE Marília	54	17	R\$ 87.849,58	1.490	1.507	R\$ 4.956.886,24	R\$ 1.039.652,50	R\$ 40.799.718,26	57	R\$ 13.859.901,53	22,03
DE Mogi Mirim	29	9	R\$ 46.894,27	798	821	R\$ 2.693.695,68	R\$ 578.544,96	R\$ 20.032.890,28	56	R\$ 7.624.312,83	22,24
DE Ourinhos	1	1	R\$ 1.511,64	26	26	R\$ 101.945,89	R\$ 17.825,93	R\$ 328.410,52	69	R\$ 198.644,42	16,89
DE Penápolis	16	7	R\$ 33.702,94	583	589	R\$ 1.941.957,60	R\$ 403.341,18	R\$ 14.473.012,80	264	R\$ 5.278.920,52	149,76
DE Piracicaba	64	23	R\$ 119.305,94	2.085	2.098	R\$ 6.883.888,96	R\$ 1.438.140,31	R\$ 49.842.713,13	57	R\$ 18.761.569,60	21,61
DE Ribeirão Preto	99	47	R\$ 251.114,92	4.275	4.286	R\$ 14.067.077,44	R\$ 3.027.201,91	R\$ 99.643.461,92	56	R\$ 39.621.579,46	22,15
DE São Carlos	42	17	R\$ 89.895,36	1.511	1.512	R\$ 4.972.771,89	R\$ 1.072.115,41	R\$ 35.289.213,95	56	R\$ 14.041.870,56	22,20
DE São João da Boa Vista	10	3	R\$ 14.054,71	234	250	R\$ 829.913,81	R\$ 180.589,97	R\$ 6.421.150,38	55	R\$ 2.400.874,38	22,61
DE São Joaquim da Barra	19	8	R\$ 40.049,99	679	689	R\$ 2.273.866,63	R\$ 487.843,31	R\$ 16.210.590,14	56	R\$ 6.386.893,65	22,11
DE São José do Rio Preto	51	29	R\$ 148.960,25	2.578	2.589	R\$ 8.518.135,84	R\$ 1.791.369,51	R\$ 53.010.434,72	57	R\$ 22.901.194,88	21,39
DE Sertãozinho	24	12	R\$ 58.939,44	1.016	1.048	R\$ 3.449.654,79	R\$ 724.756,45	R\$ 22.551.889,82	57	R\$ 9.326.078,81	21,48
DE Sumaré	66	31	R\$ 162.844,15	2.825	2.827	R\$ 9.278.285,12	R\$ 1.949.671,09	R\$ 64.397.772,43	57	R\$ 25.306.381,81	21,62
DE Taquaritinga	31	9	R\$ 45.765,43	785	821	R\$ 2.693.695,68	R\$ 574.645,82	R\$ 21.668.903,94	56	R\$ 7.657.035,04	22,31
DE Tupã	4	2	R\$ 6.837,61	116	131	R\$ 438.187,64	R\$ 91.553,88	R\$ 2.790.375,40	57	R\$ 1.172.225,01	21,31
CPFL - Piratininga	323	151	R\$ 715.571,00	13.515	13.571	R\$ 44.594.500,13	R\$ 8.581.080,88	R\$ 258.560.575,70	62	R\$ 106.068.178,36	19,52
DE Capivari	19	7	R\$ 31.248,03	579	583	R\$ 1.936.744,38	R\$ 376.514,40	R\$ 12.439.344,66	62	R\$ 4.738.035,37	19,93
DE Itu	41	17	R\$ 79.311,56	1.472	1.475	R\$ 4.851.451,97	R\$ 950.526,46	R\$ 31.098.038,66	61	R\$ 11.982.691,97	20,07
DE Jundiá	60	31	R\$ 153.281,27	2.788	2.796	R\$ 9.191.333,33	R\$ 1.834.757,66	R\$ 53.125.642,42	60	R\$ 22.907.369,62	20,21

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	Unidades	Unidades com investimento	Conta Original	Potência Necessária	Potência Instalada CC	Investimento	Economia ao ano	Economia Líquida em 25 anos	Payback Simples	VPL	TIR
			(R\$/mês)	(kWp)	(kWp)	(R\$)	(R\$/ano)	(R\$)	(meses)	(R\$)	(%)
DE Santos	32	20	R\$ 90.376,58	1.811	1.824	R\$ 5.985.990,40	R\$ 1.089.770,04	R\$ 29.420.386,76	66	R\$ 12.939.887,88	18,20
DE São Roque	23	6	R\$ 30.096,17	547	547	R\$ 1.795.797,12	R\$ 359.281,09	R\$ 13.361.508,81	60	R\$ 4.661.591,61	20,83
DE São Vicente	41	24	R\$ 109.335,58	2.188	2.189	R\$ 7.183.188,48	R\$ 1.306.804,21	R\$ 35.462.297,64	66	R\$ 15.522.344,17	18,20
DE Sorocaba	82	36	R\$ 175.962,80	3.278	3.283	R\$ 10.774.782,72	R\$ 2.096.322,46	R\$ 66.097.571,58	62	R\$ 26.205.213,95	19,85
DE Votorantim	25	10	R\$ 45.959,02	852	872	R\$ 2.875.211,73	R\$ 567.104,55	R\$ 17.555.785,17	61	R\$ 7.111.043,80	20,09
CPFL - Santa Cruz	141	50	R\$ 244.168,91	4.012	4.093	R\$ 13.559.647,40	R\$ 2.966.331,61	R\$ 99.545.799,28	55	R\$ 39.166.709,82	22,58
DE Avaré	23	8	R\$ 41.444,87	678	693	R\$ 2.285.816,89	R\$ 498.680,57	R\$ 16.077.579,58	55	R\$ 6.539.854,97	22,42
DE Bauru	1	1	R\$ 1.587,01	26	26	R\$ 101.332,81	R\$ 18.715,30	R\$ 351.349,67	65	R\$ 214.803,15	17,94
DE Campinas (Leste)	3	2	R\$ 6.684,23	111	123	R\$ 422.860,24	R\$ 88.354,69	R\$ 2.606.682,85	57	R\$ 1.126.277,24	21,24
DE Itapetininga	36	11	R\$ 59.861,73	995	1.003	R\$ 3.292.294,72	R\$ 722.459,53	R\$ 25.373.360,42	55	R\$ 9.615.190,98	22,77
DE Mogi Mirim	6	3	R\$ 11.762,04	192	218	R\$ 739.617,62	R\$ 159.284,40	R\$ 5.076.017,86	56	R\$ 2.075.679,74	22,09
DE Ourinhos	26	11	R\$ 56.247,63	945	951	R\$ 3.131.228,85	R\$ 676.323,89	R\$ 22.303.476,45	56	R\$ 8.866.405,64	22,24
DE Piraju	12	4	R\$ 13.921,44	228	231	R\$ 790.294,36	R\$ 168.247,18	R\$ 5.716.081,61	56	R\$ 2.203.722,65	21,99
DE São João da Boa Vista	34	10	R\$ 52.659,96	838	847	R\$ 2.796.201,91	R\$ 634.266,04	R\$ 22.041.250,83	53	R\$ 8.524.775,44	23,53
EDP - Bandeirantes	574	258	R\$ 1.323.572,08	22.894	22.992	R\$ 75.564.200,86	R\$ 15.868.988,78	R\$ 493.814.674,80	57	R\$ 202.402.376,69	21,69
DE Caraguatatuba	21	8	R\$ 34.680,49	654	664	R\$ 2.194.294,58	R\$ 418.968,42	R\$ 13.547.292,74	63	R\$ 5.214.842,77	19,51
DE Guaratinguetá	40	15	R\$ 74.655,36	1.305	1.324	R\$ 4.354.878,71	R\$ 906.386,31	R\$ 30.340.822,67	58	R\$ 11.745.409,35	21,44
DE Guarulhos (Norte)	161	84	R\$ 438.362,85	7.592	7.595	R\$ 24.941.067,17	R\$ 5.237.209,34	R\$ 153.493.657,10	57	R\$ 66.828.417,94	21,33
DE Itaquapecetuba	55	28	R\$ 143.657,09	2.439	2.444	R\$ 8.049.708,41	R\$ 1.722.636,92	R\$ 50.765.986,54	56	R\$ 22.156.064,93	21,77
DE Jacaré	35	14	R\$ 69.188,59	1.197	1.198	R\$ 3.942.501,96	R\$ 829.145,02	R\$ 26.997.254,45	57	R\$ 10.742.960,18	21,61
DE Mogi das Cruzes	61	25	R\$ 132.375,96	2.268	2.280	R\$ 7.482.488,00	R\$ 1.590.596,04	R\$ 53.717.557,00	56	R\$ 20.803.711,78	21,94
DE Pindamonhangaba	34	12	R\$ 58.063,61	1.008	1.018	R\$ 3.350.823,01	R\$ 696.856,59	R\$ 23.597.702,47	58	R\$ 9.043.193,05	21,45
DE São José dos Campos	78	32	R\$ 164.117,89	2.847	2.868	R\$ 9.423.044,94	R\$ 1.966.668,12	R\$ 60.434.691,03	57	R\$ 25.198.622,62	21,30
DE Suzano	60	28	R\$ 145.643,88	2.506	2.506	R\$ 8.233.799,84	R\$ 1.742.359,23	R\$ 55.333.449,53	57	R\$ 22.546.458,95	21,69
DE Taubaté	29	12	R\$ 62.826,36	1.079	1.094	R\$ 3.591.594,24	R\$ 758.162,78	R\$ 25.586.261,27	57	R\$ 9.889.308,26	21,78

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	Unidades	Unidades com investimento	Conta Original	Potência Necessária	Potência Instalada CC	Investimento	Economia ao ano	Economia Líquida em 25 anos	Payback Simples	VPL	TIR
			(R\$/mês)	(kWp)	(kWp)	(R\$)	(R\$/ano)	(R\$)	(meses)	(R\$)	(%)
Elektro	728	262	R\$ 1.273.762,76	21.977	22.413	R\$ 73.901.949,37	R\$ 15.515.701,19	R\$ 531.049.400,42	57	R\$ 202.402.376,69	21,69
DE Adamantina	19	9	R\$ 43.407,57	744	752	R\$ 2.480.604,42	R\$ 522.709,36	R\$ 17.726.698,14	57	R\$ 6.818.585,53	21,75
DE Andradina	21	9	R\$ 47.462,25	813	821	R\$ 2.693.695,68	R\$ 574.404,25	R\$ 20.764.903,38	56	R\$ 7.600.707,41	22,18
DE Apiaí	27	5	R\$ 25.008,34	440	456	R\$ 1.496.497,60	R\$ 295.961,59	R\$ 11.270.861,02	61	R\$ 3.837.670,73	20,64
DE Birigui	4	2	R\$ 9.773,30	167	182	R\$ 598.599,04	R\$ 127.012,00	R\$ 4.169.718,94	57	R\$ 1.653.123,58	21,83
DE Botucatu	8	4	R\$ 13.018,83	223	224	R\$ 760.223,86	R\$ 156.608,22	R\$ 4.975.060,59	58	R\$ 2.005.887,70	21,09
DE Bragança Paulista	22	7	R\$ 37.794,91	630	638	R\$ 2.095.096,64	R\$ 461.903,63	R\$ 17.150.101,89	54	R\$ 6.211.424,86	23,04
DE Caieiras	57	21	R\$ 109.330,61	1.837	1.847	R\$ 6.074.194,42	R\$ 1.319.501,19	R\$ 44.646.204,65	55	R\$ 17.399.824,55	22,44
DE Caraguatatuba	13	4	R\$ 18.931,40	347	365	R\$ 1.197.198,08	R\$ 235.398,58	R\$ 8.978.270,36	61	R\$ 3.046.027,45	20,52
DE Fernandópolis	23	10	R\$ 52.065,38	878	895	R\$ 2.946.316,87	R\$ 635.347,47	R\$ 20.726.794,62	56	R\$ 8.311.193,53	22,18
DE Guaratinguetá	26	3	R\$ 15.888,72	271	274	R\$ 897.898,56	R\$ 193.839,64	R\$ 7.472.253,84	56	R\$ 2.603.384,08	22,65
DE Itapetininga	13	5	R\$ 25.266,90	430	456	R\$ 1.496.497,60	R\$ 318.002,07	R\$ 11.800.572,48	56	R\$ 4.220.228,42	22,18
DE Itapeva	12	7	R\$ 29.107,94	494	499	R\$ 1.663.618,01	R\$ 349.416,71	R\$ 10.771.363,16	57	R\$ 4.489.875,97	21,45
DE Itararé	27	6	R\$ 31.108,16	529	547	R\$ 1.795.797,12	R\$ 387.756,99	R\$ 14.988.107,28	56	R\$ 5.210.539,34	22,66
DE Itu	10	3	R\$ 15.577,52	263	274	R\$ 897.898,56	R\$ 194.074,41	R\$ 7.480.925,89	56	R\$ 2.607.634,89	22,68
DE Jacareí	22	8	R\$ 41.703,15	710	730	R\$ 2.394.396,16	R\$ 510.431,56	R\$ 16.467.340,48	56	R\$ 6.638.262,61	21,89
DE Jales	33	13	R\$ 64.840,25	1.102	1.123	R\$ 3.704.142,48	R\$ 799.298,89	R\$ 27.877.213,16	56	R\$ 10.563.028,95	22,36
DE José Bonifácio	4	2	R\$ 7.223,10	123	132	R\$ 442.417,98	R\$ 92.377,29	R\$ 2.974.117,43	57	R\$ 1.191.678,14	21,42
DE Jundiaí	4	2	R\$ 7.248,46	121	133	R\$ 444.845,24	R\$ 96.181,62	R\$ 3.199.913,19	56	R\$ 1.263.010,21	22,29
DE Limeira	61	25	R\$ 129.020,11	2.194	2.216	R\$ 7.291.445,22	R\$ 1.557.832,38	R\$ 52.029.924,39	56	R\$ 20.379.463,93	22,03
DE Miracatu	27	9	R\$ 37.455,89	692	711	R\$ 2.364.095,84	R\$ 461.185,92	R\$ 14.445.866,43	62	R\$ 5.766.062,12	19,89
DE Mirante do Paranapanema	28	8	R\$ 40.907,83	711	730	R\$ 2.394.396,16	R\$ 500.897,82	R\$ 18.224.780,68	57	R\$ 6.588.093,06	21,77
DE Mogi Mirim	30	9	R\$ 46.692,02	795	821	R\$ 2.693.695,68	R\$ 575.392,02	R\$ 21.346.744,08	56	R\$ 7.650.246,51	22,29
DE Pindamonhangaba	5	2	R\$ 10.365,93	166	182	R\$ 598.599,04	R\$ 133.771,74	R\$ 4.837.245,91	63	R\$ 5.214.842,77	19,51
DE Piraju	2	2	R\$ 2.380,17	40	40	R\$ 157.864,97	R\$ 27.923,62	R\$ 516.545,68	68	R\$ 313.173,95	17,11

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	Unidades	Unidades com investimento	Conta Original	Potência Necessária	Potência Instalada CC	Investimento	Economia ao ano	Economia Líquida em 25 anos	Payback Simples	VPL	TIR
			(R\$/mês)	(kWp)	(kWp)	(R\$)	(R\$/ano)	(R\$)	(meses)	(R\$)	(%)
DE Pirassununga	45	16	R\$ 83.078,99	1.397	1.405	R\$ 4.634.834,23	R\$ 994.725,00	R\$ 34.171.187,73	56	R\$ 13.089.582,89	22,20
DE Presidente Prudente	6	2	R\$ 9.050,74	155	182	R\$ 598.599,04	R\$ 129.461,97	R\$ 4.897.599,61	55	R\$ 1.734.479,12	22,64
DE Registro	38	12	R\$ 57.903,69	1.075	1.094	R\$ 3.591.594,24	R\$ 704.232,02	R\$ 25.324.934,10	61	R\$ 9.013.294,21	20,31
DE Santos	40	20	R\$ 95.210,89	1.742	1.767	R\$ 5.819.584,84	R\$ 1.152.607,41	R\$ 34.693.068,44	61	R\$ 14.420.267,19	20,12
DE São Carlos	2	2	R\$ 3.253,89	54	54	R\$ 196.641,31	R\$ 38.408,27	R\$ 734.069,29	61	R\$ 453.235,12	19,08
DE São João da Boa Vista	24	7	R\$ 35.781,17	594	595	R\$ 1.962.863,32	R\$ 426.896,46	R\$ 15.295.100,38	55	R\$ 5.681.105,08	22,62
DE São José do Rio Preto	1	1	R\$ 2.023,95	34	34	R\$ 131.601,38	R\$ 23.968,20	R\$ 447.863,31	66	R\$ 273.089,86	17,67
DE São Vicente	20	10	R\$ 47.027,82	867	871	R\$ 2.869.848,53	R\$ 566.923,14	R\$ 16.326.356,97	61	R\$ 7.042.308,92	19,98
DE Taubaté	9	3	R\$ 11.149,04	191	200	R\$ 668.005,41	R\$ 136.223,34	R\$ 4.571.050,23	59	R\$ 1.751.994,39	20,99
DE Votorantim	15	5	R\$ 23.003,55	390	391	R\$ 1.300.958,66	R\$ 271.729,57	R\$ 9.960.540,58	57	R\$ 3.576.134,87	21,75
DE Votuporanga	30	9	R\$ 44.700,32	757	773	R\$ 2.547.383,16	R\$ 543.296,84	R\$ 19.786.102,12	56	R\$ 7.197.988,85	22,21
ENEL SP	1569	850	R\$ 4.369.371,86	76.972	77.121	R\$ 253.224.347,26	R\$ 52.350.530,31	R\$ 1.508.163.774,63	58	R\$ 662.459.703,04	20,95
DE Caieiras	4	2	R\$ 9.572,92	166	182	R\$ 598.599,04	R\$ 125.996,81	R\$ 3.955.942,91	57	R\$ 1.624.510,66	21,54
DE Carapicuíba	68	32	R\$ 163.849,48	2.855	2.857	R\$ 9.393.993,57	R\$ 1.963.796,56	R\$ 58.602.468,34	57	R\$ 25.076.346,56	21,27
DE Centro	983	553	R\$ 2.861.123,72	50.391	50.395	R\$ 165.396.852,50	R\$ 34.206.281,42	R\$ 975.449.542,58	58	R\$ 432.340.429,19	20,94
DE Diadema	51	25	R\$ 124.446,95	2.221	2.243	R\$ 7.373.944,21	R\$ 1.516.698,91	R\$ 43.020.114,24	58	R\$ 19.114.990,42	20,81
DE Itapeperica da Serra	55	20	R\$ 101.936,83	1.816	1.824	R\$ 5.985.990,40	R\$ 1.235.125,81	R\$ 39.511.765,85	58	R\$ 15.845.806,48	21,14
DE Itapevi	40	19	R\$ 93.006,65	1.642	1.653	R\$ 5.456.385,11	R\$ 1.127.914,73	R\$ 35.290.219,67	58	R\$ 14.434.706,82	21,13
DE Mauá	100	43	R\$ 219.604,61	3.862	3.876	R\$ 12.731.110,80	R\$ 2.629.196,16	R\$ 79.560.639,30	58	R\$ 33.478.323,49	21,04
DE Osasco	48	33	R\$ 165.661,90	2.921	2.950	R\$ 9.699.770,69	R\$ 1.995.626,81	R\$ 54.308.952,62	58	R\$ 25.020.404,17	20,74
DE Santo André	82	46	R\$ 239.421,81	4.193	4.195	R\$ 13.767.777,92	R\$ 2.869.981,12	R\$ 81.934.423,58	58	R\$ 36.392.250,34	21,12
DE São Bernardo do Campo	70	42	R\$ 211.702,04	3.754	3.754	R\$ 12.344.439,80	R\$ 2.526.331,65	R\$ 73.374.756,68	59	R\$ 31.875.431,41	20,75
DE São Roque	7	3	R\$ 14.340,20	246	274	R\$ 897.898,56	R\$ 190.010,92	R\$ 5.868.264,30	57	R\$ 2.449.168,18	21,62
DE Taboão da Serra	61	32	R\$ 164.704,75	2.906	2.918	R\$ 9.577.584,64	R\$ 1.963.569,41	R\$ 57.286.684,55	59	R\$ 24.807.335,34	20,80
ENERGISA - Sul Sudeste	191	71	R\$ 329.640,57	6.039	6.092	R\$ 20.082.682,58	R\$ 3.888.820,84	R\$ 132.693.380,13	62	R\$ 49.099.890,20	19,92

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	Unidades	Unidades com investimento	Conta Original	Potência Necessária	Potência Instalada CC	Investimento	Economia ao ano	Economia Líquida em 25 anos	Payback Simples	VPL	TIR
			(R\$/mês)	(kWp)	(kWp)	(R\$)	(R\$/ano)	(R\$)	(meses)	(R\$)	(%)
DE Adamantina	11	5	R\$ 19.790,87	365	368	R\$ 1.230.183,33	R\$ 236.649,82	R\$ 7.299.689,11	62	R\$ 2.934.609,33	19,56
DE Assis	37	10	R\$ 49.611,41	912	912	R\$ 2.992.995,20	R\$ 581.936,10	R\$ 22.272.502,13	62	R\$ 7.500.300,50	20,29
DE Bragança Paulista	22	8	R\$ 37.170,47	668	672	R\$ 2.228.485,62	R\$ 439.417,07	R\$ 14.844.930,15	61	R\$ 5.581.364,33	20,28
DE Catanduva	17	7	R\$ 36.435,24	664	638	R\$ 2.095.096,64	R\$ 423.109,56	R\$ 14.628.024,52	59	R\$ 5.445.800,79	20,85
DE José Bonifácio	5	3	R\$ 11.444,58	206	224	R\$ 745.675,24	R\$ 148.420,44	R\$ 4.756.775,99	60	R\$ 1.877.501,99	20,36
DE Marília	2	1	R\$ 532,62	10	9	R\$ 40.333,91	R\$ 5.661,82	R\$ 95.161,60	85	R\$ 54.372,94	13,08
DE Ourinhos	3	1	R\$ 4.031,87	74	91	R\$ 299.299,52	R\$ 59.440,66	R\$ 1.971.773,63	60	R\$ 755.106,67	20,39
DE Presidente Prudente	38	16	R\$ 76.491,53	1.406	1.418	R\$ 4.666.563,48	R\$ 854.016,31	R\$ 28.513.208,92	66	R\$ 10.482.506,53	18,72
DE Santo Anastácio	21	9	R\$ 39.896,07	743	754	R\$ 2.491.754,90	R\$ 483.902,33	R\$ 15.703.839,90	62	R\$ 6.070.251,43	19,87
DE Taquaritinga	3	1	R\$ 4.492,51	82	91	R\$ 299.299,52	R\$ 59.908,95	R\$ 2.057.921,89	60	R\$ 767.581,89	20,65
DE Tupã	32	10	R\$ 49.743,40	909	912	R\$ 2.992.995,20	R\$ 596.357,80	R\$ 20.549.552,29	60	R\$ 7.630.493,81	20,55
Emprego e Relações do Trabalho	1	1	R\$ 828,45	15	15	R\$ 65.647,76	R\$ 9.625,80	R\$ 165.150,08	82	R\$ 95.647,20	13,78
EDP - Bandeirantes	1	1	R\$ 828,45	15	15	R\$ 65.647,76	R\$ 9.625,80	R\$ 165.150,08	82	R\$ 95.647,20	13,78
Não informado	1	1	R\$ 828,45	15	15	R\$ 65.647,76	R\$ 9.625,80	R\$ 165.150,08	82	R\$ 95.647,20	13,78
Esporte, Lazer e Juventude	7	6	R\$ 69.469,60	1.484	1.209	R\$ 4.135.809,56	R\$ 529.957,46	R\$ 10.700.666,19	94	R\$ 4.822.380,66	11,88
CPFL - Paulista	1	0	R\$ 251,04	4	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
47.173.729	1	0	R\$ 251,04	4	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
ENEL SP	6	6	R\$ 69.218,56	1.480	1.209	R\$ 4.135.809,56	R\$ 529.957,46	R\$ 10.700.666,19	94	R\$ 4.822.380,66	11,88
47.173.729	6	6	R\$ 69.218,56	1.480	1.209	R\$ 4.135.809,56	R\$ 529.957,46	R\$ 10.700.666,19	94	R\$ 4.822.380,66	11,88
Fazenda	50	40	R\$ 804.043,51	17.744	5.114	R\$ 16.834.946,08	R\$ 2.506.173,19	R\$ 58.308.350,57	81	R\$ 26.056.043,23	14,37
CPFL - Paulista	16	13	R\$ 181.321,98	4.344	1.952	R\$ 6.355.609,28	R\$ 933.806,25	R\$ 20.322.849,53	82	R\$ 9.541.796,46	14,07
04.361.865	3	3	R\$ 19.663,93	457	377	R\$ 1.197.319,01	R\$ 190.695,05	R\$ 5.097.395,37	75	R\$ 2.107.082,17	15,71
04.363.938	2	2	R\$ 8.691,21	136	108	R\$ 374.010,88	R\$ 84.303,64	R\$ 2.301.059,91	53	R\$ 1.094.166,46	22,80
04.365.534	1	0	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
04.384.412	1	1	R\$ 10.050,95	220	78	R\$ 255.937,21	R\$ 32.337,22	R\$ 514.102,81	95	R\$ 282.514,19	11,46

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	Unidades	Unidades com investimento	Conta Original	Potência Necessária	Potência Instalada CC	Investimento	Economia ao ano	Economia Líquida em 25 anos	Payback Simples	VPL	TIR
			(R\$/mês)	(kWp)	(kWp)	(R\$)	(R\$/ano)	(R\$)	(meses)	(R\$)	(%)
04.405.902	1	1	R\$ 1.442,96	24	24	R\$ 95.160,34	R\$ 17.001,68	R\$ 315.607,71	67	R\$ 191.730,52	17,30
04.463.390	1	1	R\$ 25.282,54	569	380	R\$ 1.224.052,35	R\$ 157.979,23	R\$ 2.541.820,50	93	R\$ 1.409.012,39	11,78
04.464.583	1	1	R\$ 93.383,24	2.459	480	R\$ 1.546.171,38	R\$ 201.649,33	R\$ 3.263.136,12	92	R\$ 1.816.313,87	11,93
46.377.222	4	3	R\$ 21.845,36	461	488	R\$ 1.599.463,22	R\$ 238.612,32	R\$ 6.082.052,14	80	R\$ 2.515.074,28	14,52
Não informado	2	1	R\$ 961,80	16	16	R\$ 63.494,89	R\$ 11.227,76	R\$ 207.674,97	68	R\$ 125.902,57	17,10
CPFL - Piratininga	5	5	R\$ 166.556,26	4.278	459	R\$ 1.554.393,68	R\$ 213.767,93	R\$ 3.779.299,31	87	R\$ 2.031.246,69	12,81
04.462.300	1	1	R\$ 12.460,15	302	93	R\$ 305.352,78	R\$ 38.756,34	R\$ 617.752,85	95	R\$ 340.117,98	11,53
46.377.222	4	4	R\$ 154.096,11	3.976	366	R\$ 1.249.040,90	R\$ 175.011,59	R\$ 3.161.546,46	86	R\$ 1.691.128,71	13,12
CPFL - Santa Cruz	1	1	R\$ 1.828,13	31	31	R\$ 120.530,80	R\$ 21.608,74	R\$ 401.607,98	67	R\$ 244.140,69	17,36
04.463.390	1	1	R\$ 1.828,13	31	31	R\$ 120.530,80	R\$ 21.608,74	R\$ 401.607,98	67	R\$ 244.140,69	17,36
EDP - Bandeirantes	6	5	R\$ 31.355,86	628	713	R\$ 2.326.794,14	R\$ 369.821,77	R\$ 10.329.179,17	75	R\$ 4.107.157,63	15,74
04.384.495	3	3	R\$ 12.381,89	213	252	R\$ 835.654,18	R\$ 156.928,51	R\$ 5.304.795,65	64	R\$ 1.952.481,52	19,27
46.377.222	3	2	R\$ 18.973,97	415	461	R\$ 1.491.139,96	R\$ 212.893,26	R\$ 5.024.383,52	84	R\$ 2.154.676,11	13,71
Elektro	8	6	R\$ 8.748,74	150	164	R\$ 628.638,45	R\$ 113.098,24	R\$ 3.104.949,23	67	R\$ 1.338.301,71	18,00
04.384.412	1	1	R\$ 1.067,72	18	18	R\$ 70.236,86	R\$ 12.493,49	R\$ 231.564,81	67	R\$ 140.551,73	17,21
04.464.583	1	1	R\$ 1.744,96	30	29	R\$ 116.666,82	R\$ 20.068,41	R\$ 367.543,42	70	R\$ 221.554,78	16,58
46.377.222	4	2	R\$ 4.536,90	79	94	R\$ 345.236,22	R\$ 64.384,82	R\$ 2.213.026,33	64	R\$ 800.735,76	19,16
Não informado	2	2	R\$ 1.399,16	23	23	R\$ 96.498,54	R\$ 16.151,52	R\$ 292.814,67	72	R\$ 175.459,45	16,08
ENEL SP	11	8	R\$ 412.862,35	8.289	1.771	R\$ 5.749.078,86	R\$ 838.224,45	R\$ 20.089.206,06	82	R\$ 8.626.993,84	14,06
04.358.358	3	2	R\$ 21.314,36	166	120	R\$ 408.077,35	R\$ 53.868,41	R\$ 877.421,18	91	R\$ 490.651,75	12,12
46.377.222	8	6	R\$ 391.547,99	8.123	1.651	R\$ 5.341.001,51	R\$ 784.356,04	R\$ 19.211.784,88	82	R\$ 8.136.342,10	94,47
ENERGISA - Sul Sudeste	3	2	R\$ 1.370,18	25	25	R\$ 99.900,86	R\$ 15.845,81	R\$ 281.259,29	76	R\$ 166.406,20	15,12
46.377.222	3	2	R\$ 1.370,18	25	25	R\$ 99.900,86	R\$ 15.845,81	R\$ 281.259,29	76	R\$ 166.406,20	15,12
Justiça e Defesa da Cidadania	14	9	R\$ 34.761,06	536	517	R\$ 1.891.415,09	R\$ 322.924,94	R\$ 9.130.481,15	70	R\$ 3.737.246,35	17,06
CPFL - Paulista	1	1	R\$ 4.981,61	11	11	R\$ 48.148,17	R\$ 4.441,65	R\$ 55.670,88	130	R\$ 24.559,28	7,24

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	Unidades	Unidades com investimento	Conta Original	Potência Necessária	Potência Instalada CC	Investimento	Economia ao ano	Economia Líquida em 25 anos	Payback Simples	VPL	TIR
			(R\$/mês)	(kWp)	(kWp)	(R\$)	(R\$/ano)	(R\$)	(meses)	(R\$)	(%)
46.381.000	1	1	R\$ 4.981,61	11	11	R\$ 48.148,17	R\$ 4.441,65	R\$ 55.670,88	130	R\$ 24.559,28	7,24
EDP - Bandeirantes	2	2	R\$ 5.928,77	91	91	R\$ 362.481,87	R\$ 38.258,28	R\$ 539.602,75	114	R\$ 268.815,64	8,94
46.381.000	2	2	R\$ 5.928,77	91	91	R\$ 362.481,87	R\$ 38.258,28	R\$ 539.602,75	114	R\$ 268.815,64	8,94
Elektro	1	1	R\$ 2.566,10	55	30	R\$ 127.932,88	R\$ 12.993,88	R\$ 177.724,13	118	R\$ 86.014,15	8,44
46.381.000	1	1	R\$ 2.566,10	55	30	R\$ 127.932,88	R\$ 12.993,88	R\$ 177.724,13	118	R\$ 86.014,15	8,44
ENEL SP	10	5	R\$ 21.284,57	379	385	R\$ 1.352.852,17	R\$ 267.231,14	R\$ 8.357.483,38	61	R\$ 3.357.857,28	20,15
46.381.000	10	5	R\$ 21.284,57	379	385	R\$ 1.352.852,17	R\$ 267.231,14	R\$ 8.357.483,38	61	R\$ 3.357.857,28	20,15
Meio Ambiente	22	21	R\$ 182.276,15	4.252	1.288	R\$ 4.804.203,77	R\$ 536.832,69	R\$ 9.014.049,40	107	R\$ 4.146.094,61	9,80
CPFL - Paulista	3	3	R\$ 6.962,13	138	140	R\$ 541.990,44	R\$ 63.255,36	R\$ 1.173.722,20	103	R\$ 519.817,88	10,47
Não informado	3	3	R\$ 6.962,13	138	140	R\$ 541.990,44	R\$ 63.255,36	R\$ 1.173.722,20	103	R\$ 519.817,88	10,47
CPFL - Piratininga	1	1	R\$ 3.243,10	69	69	R\$ 255.052,29	R\$ 28.908,49	R\$ 429.402,24	106	R\$ 223.779,35	9,91
Não informado	1	1	R\$ 3.243,10	69	69	R\$ 255.052,29	R\$ 28.908,49	R\$ 429.402,24	106	R\$ 223.779,35	9,91
Elektro	6	6	R\$ 21.687,31	508	329	R\$ 1.253.632,23	R\$ 126.765,52	R\$ 2.550.482,62	119	R\$ 880.826,95	8,66
Não informado	6	6	R\$ 21.687,31	508	329	R\$ 1.253.632,23	R\$ 126.765,52	R\$ 2.550.482,62	119	R\$ 880.826,95	8,66
ENEL SP	12	11	R\$ 150.383,61	3.538	751	R\$ 2.753.528,82	R\$ 317.903,31	R\$ 4.860.442,34	104	R\$ 2.521.670,43	10,17
Não informado	12	11	R\$ 150.383,61	3.538	751	R\$ 2.753.528,82	R\$ 317.903,31	R\$ 4.860.442,34	104	R\$ 2.521.670,43	10,17
Pessoa com Deficiência	3	2	R\$ 93.452,72	2.314	950	R\$ 3.355.443,44	R\$ 397.270,15	R\$ 7.107.438,68	101	R\$ 3.299.263,76	10,64
ENEL SP	3	2	R\$ 93.452,72	2.314	950	R\$ 3.355.443,44	R\$ 397.270,15	R\$ 7.107.438,68	101	R\$ 3.299.263,76	10,64
09.495.438	2	2	R\$ 93.452,72	2.314	950	R\$ 3.355.443,44	R\$ 397.270,15	R\$ 7.107.438,68	101	R\$ 3.299.263,76	10,64
Não informado	1	0	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Planejamento e Gestão	8	8	R\$ 519.212,71	11.304	422	R\$ 1.553.019,26	R\$ 237.549,84	R\$ 7.305.863,03	78	R\$ 2.616.964,93	15,24
ENEL SP	8	8	R\$ 519.212,71	11.304	422	R\$ 1.553.019,26	R\$ 237.549,84	R\$ 7.305.863,03	78	R\$ 2.616.964,93	15,24
46.393.500	8	8	R\$ 519.212,71	11.304	422	R\$ 1.553.019,26	R\$ 237.549,84	R\$ 7.305.863,03	78	R\$ 2.616.964,93	15,24
Procuradoria Geral do Estado	13	9	R\$ 43.959,52	815	637	R\$ 2.188.059,38	R\$ 381.941,00	R\$ 8.052.653,27	69	R\$ 4.311.298,54	17,02

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	Unidades	Unidades com investimento	Conta Original	Potência Necessária	Potência Instalada CC	Investimento	Economia ao ano	Economia Líquida em 25 anos	Payback Simples	VPL	TIR
			(R\$/mês)	(kWp)	(kWp)	(R\$)	(R\$/ano)	(R\$)	(meses)	(R\$)	(%)
CPFL - Paulista	5	3	R\$ 12.322,95	185	200	R\$ 699.512,78	R\$ 112.492,23	R\$ 2.817.794,63	75	R\$ 1.238.993,73	15,78
71.584.833	5	3	R\$ 12.322,95	185	200	R\$ 699.512,78	R\$ 112.492,23	R\$ 2.817.794,63	75	R\$ 1.238.993,73	15,78
CPFL - Piratininga	2	2	R\$ 9.924,80	188	182	R\$ 598.599,04	R\$ 115.443,27	R\$ 2.204.918,42	62	R\$ 1.354.418,33	18,82
71.584.833	2	2	R\$ 9.924,80	188	182	R\$ 598.599,04	R\$ 115.443,27	R\$ 2.204.918,42	62	R\$ 1.354.418,33	18,82
Elektro	1	0	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
71.584.833	1	0	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
ENEL SP	3	3	R\$ 19.329,15	400	212	R\$ 725.406,11	R\$ 125.712,29	R\$ 2.511.832,49	69	R\$ 1.405.595,92	16,82
71.584.833	3	3	R\$ 19.329,15	400	212	R\$ 725.406,11	R\$ 125.712,29	R\$ 2.511.832,49	69	R\$ 1.405.595,92	16,82
ENERGISA - Sul Sudeste	2	1	R\$ 2.382,62	43	43	R\$ 164.541,45	R\$ 28.293,22	R\$ 518.107,73	70	R\$ 312.290,57	16,57
71.584.833	2	1	R\$ 2.382,62	43	43	R\$ 164.541,45	R\$ 28.293,22	R\$ 518.107,73	70	R\$ 312.290,57	16,57
Saúde	44	40	R\$ 5.564.107,83	157.366	18.720	R\$ 65.359.092,06	R\$ 7.529.052,93	R\$ 118.414.339,31	104	R\$ 59.763.282,39	10,16
CPFL - Paulista	15	14	R\$ 801.723,78	19.320	4.380	R\$ 15.245.843,86	R\$ 1.985.200,48	R\$ 32.660.387,90	92	R\$ 17.887.570,52	11,92
Não informado	15	14	R\$ 801.723,78	19.320	4.380	R\$ 15.245.843,86	R\$ 1.985.200,48	R\$ 32.660.387,90	92	R\$ 17.887.570,52	11,92
CPFL Piratininga	4	4	R\$ 200.284,33	5.757	835	R\$ 2.965.087,51	R\$ 341.145,73	R\$ 5.118.792,68	104	R\$ 2.689.856,99	10,11
Não informado	4	4	R\$ 200.284,33	5.757	835	R\$ 2.965.087,51	R\$ 341.145,73	R\$ 5.118.792,68	104	R\$ 2.689.856,99	10,11
EDP - Bandeirantes	5	5	R\$ 282.546,76	7.287	2.067	R\$ 7.241.639,03	R\$ 843.041,18	R\$ 12.748.144,72	103	R\$ 6.741.141,74	10,28
Não informado	5	5	R\$ 282.546,76	7.287	2.067	R\$ 7.241.639,03	R\$ 843.041,18	R\$ 12.748.144,72	103	R\$ 6.741.141,74	10,28
Elektro	6	3	R\$ 128.906,08	3.093	907	R\$ 3.108.885,60	R\$ 392.147,63	R\$ 10.566.727,19	95	R\$ 3.672.126,62	11,98
Não informado	6	3	R\$ 128.906,08	3.093	907	R\$ 3.108.885,60	R\$ 392.147,63	R\$ 10.566.727,19	95	R\$ 3.672.126,62	11,98
ENEL SP	16	16	R\$ 4.299.075,31	120.204	10.094	R\$ 35.297.707,86	R\$ 3.826.788,00	R\$ 55.526.956,63	111	R\$ 27.966.376,12	9,31
Não informado	16	16	R\$ 4.299.075,31	120.204	10.094	R\$ 35.297.707,86	R\$ 3.826.788,00	R\$ 55.526.956,63	111	R\$ 27.966.376,12	9,31
ENERGISA - Sul Sudeste	2	2	R\$ 51.855,91	1.705	437	R\$ 1.499.928,19	R\$ 140.729,90	R\$ 1.793.330,20	128	R\$ 806.210,40	7,44
Não informado	2	2	R\$ 51.855,91	1.705	437	R\$ 1.499.928,19	R\$ 140.729,90	R\$ 1.793.330,20	128	R\$ 806.210,40	7,44
Segurança Pública	1318	515	R\$ 3.047.898,86	54.586	30.927	R\$ 105.775.774,49	R\$ 21.101.142,26	R\$ 669.642.474,54	60	R\$ 266.786.926,15	20,39
CPFL - Paulista	438	185	R\$ 691.465,95	11.849	8.665	R\$ 30.497.264,97	R\$ 6.027.458,53	R\$ 191.399.603,72	61	R\$ 75.922.356,53	20,19

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	Unidades	Unidades com investimento	Conta Original	Potência Necessária	Potência Instalada CC	Investimento	Economia ao ano	Economia Líquida em 25 anos	Payback Simples	VPL	TIR
			(R\$/mês)	(kWp)	(kWp)	(R\$)	(R\$/ano)	(R\$)	(meses)	(R\$)	(%)
04.236.548	366	179	R\$ 481.424,38	8.337	8.148	R\$ 28.793.036,68	R\$ 5.657.791,22	R\$ 180.794.996,74	61	R\$ 71.160.728,12	20,08
33.050.196	53	0	R\$ 167.914,30	2.703	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
46.377.800	6	0	R\$ 12.452,77	310	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
Não informado	13	6	R\$ 29.674,50	499	517	R\$ 1.704.228,29	R\$ 369.667,30	R\$ 10.604.606,98	55	R\$ 4.761.628,42	22,02
CPFL - Piratininga	81	32	R\$ 169.266,04	3.174	2.199	R\$ 7.402.774,26	R\$ 1.368.363,54	R\$ 41.201.316,72	65	R\$ 16.612.002,05	18,70
04.172.213	10	0	R\$ 35.791,56	679	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
04.214.646	1	0	R\$ 4.547,20	83	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
04.236.329	1	1	R\$ 1.368,57	26	26	R\$ 101.784,90	R\$ 16.128,84	R\$ 286.168,36	76	R\$ 169.269,19	15,10
04.236.548	62	27	R\$ 99.263,04	1.916	1.921	R\$ 6.442.408,57	R\$ 1.195.384,94	R\$ 36.919.729,84	65	R\$ 14.591.113,29	18,83
46.377.800	1	0	R\$ 15.668,86	221	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
46.634.069	1	0	R\$ 407,68	8	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
Não informado	5	4	R\$ 12.219,13	241	252	R\$ 858.580,79	R\$ 156.849,75	R\$ 3.995.418,52	66	R\$ 1.851.619,57	18,17
CPFL - Santa Cruz	64	14	R\$ 61.607,63	1.032	902	R\$ 3.073.475,99	R\$ 661.276,94	R\$ 22.659.060,13	56	R\$ 8.706.323,12	22,25
04.236.329	4	1	R\$ 4.327,01	70	91	R\$ 299.299,52	R\$ 66.872,74	R\$ 2.263.423,56	54	R\$ 890.666,36	23,10
04.236.548	48	11	R\$ 44.294,77	747	757	R\$ 2.562.398,02	R\$ 555.323,03	R\$ 19.662.152,58	55	R\$ 7.367.298,94	22,50
53.859.112	7	0	R\$ 7.975,59	132	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
61.116.265	3	0	R\$ 1.698,69	29	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
Não informado	2	2	R\$ 3.311,56	54	54	R\$ 211.778,45	R\$ 39.081,17	R\$ 733.483,98	65	R\$ 448.357,82	17,93
EDP - Bandeirantes	69	32	R\$ 408.963,52	7.096	2.136	R\$ 7.204.107,94	R\$ 1.457.183,36	R\$ 42.295.575,41	59	R\$ 18.297.796,35	20,50
02.302.100	9	0	R\$ 19.679,76	341	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
04.236.548	47	28	R\$ 370.971,91	6.437	1.831	R\$ 6.183.822,88	R\$ 1.246.058,50	R\$ 35.552.941,36	60	R\$ 15.586.855,00	20,38
04.637.400	1	0	R\$ 1.088,29	19	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
Não informado	12	4	R\$ 17.223,55	299	305	R\$ 1.020.285,07	R\$ 211.124,86	R\$ 6.742.634,04	58	R\$ 2.710.941,35	21,20
Elektro	288	57	R\$ 323.017,66	5.577	4.039	R\$ 13.598.144,05	R\$ 2.796.910,21	R\$ 97.881.492,82	58	R\$ 36.326.160,52	21,29
02.328.280	40	0	R\$ 71.422,45	1.196	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00

Secretaria/Concessionária/ CNPJ	Unidades	Unidades com investimento	Conta Original	Potência Necessária	Potência Instalada CC	Investimento	Economia ao ano	Economia Líquida em 25 anos	Payback Simples	VPL	TIR
			(R\$/mês)	(kWp)	(kWp)	(R\$)	(R\$/ano)	(R\$)	(meses)	(R\$)	(%)
04.236.329	5	2	R\$ 3.869,24	65	72	R\$ 261.525,16	R\$ 50.847,75	R\$ 1.548.969,45	62	R\$ 632.294,80	19,76
04.236.548	235	49	R\$ 211.308,80	3.691	3.704	R\$ 12.421.086,65	R\$ 2.560.032,75	R\$ 90.133.793,84	58	R\$ 33.307.218,65	21,35
53.859.112	1	0	R\$ 138,32	2	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
Não informado	7	6	R\$ 36.278,85	622	262	R\$ 915.532,24	R\$ 186.029,71	R\$ 6.198.729,53	59	R\$ 2.386.647,07	20,90
ENEL SP	254	161	R\$ 1.281.946,76	23.798	11.246	R\$ 37.858.231,79	R\$ 7.654.866,62	R\$ 237.179.099,63	59	R\$ 96.978.018,21	20,63
02.302.100	1	0	R\$ 67,08	1	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
04.236.329	1	0	R\$ 15,48	0	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
04.236.548	168	142	R\$ 645.433,01	11.399	9.874	R\$ 33.243.439,98	R\$ 6.727.007,25	R\$ 210.043.989,88	59	R\$ 85.343.514,59	20,66
04.637.780	3	1	R\$ 3.528,92	64	76	R\$ 259.129,02	R\$ 48.921,30	R\$ 1.354.561,68	64	R\$ 592.727,42	18,97
46.377.800	2	0	R\$ 7.016,31	171	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
61.695.227	60	0	R\$ 527.421,71	10.427	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
Não informado	19	18	R\$ 98.464,26	1.736	1.295	R\$ 4.355.662,78	R\$ 878.938,07	R\$ 25.780.548,07	59	R\$ 11.041.776,20	20,47
ENERGISA - Sul Sudeste	124	34	R\$ 111.631,29	2.060	1.740	R\$ 6.141.775,49	R\$ 1.135.083,07	R\$ 37.026.326,12	65	R\$ 13.944.269,37	18,87
04.236.548	95	32	R\$ 90.253,26	1.668	1.610	R\$ 5.707.150,43	R\$ 1.052.198,13	R\$ 34.839.350,11	65	R\$ 12.941.774,14	18,85
07.282.377	19	0	R\$ 11.531,89	211	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
07.297.359	4	0	R\$ 2.089,89	38	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
61.416.244	2	0	R\$ 1.930,85	35	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0	R\$ -	0,00
Não informado	4	2	R\$ 5.825,42	108	130	R\$ 434.625,06	R\$ 82.884,95	R\$ 2.186.976,01	63	R\$ 1.002.495,23	19,09

Em um terceiro cenário hipotético de análise foi considerada a possibilidade de realizar um consórcio entre os CNPJs de todas as unidades do GESP, por concessionária (**Tabela 3.20**). Neste caso a geração não poderia ser considerada enquadrada na Resolução ANEEL que permite a compensação da geração. Se o Estado decidisse gerar a própria energia, do total de 545.354MW previstos pelo estudo seriam necessários 109.070m² de módulos. Em termos de área efetiva de terreno, se plano, seriam entorno de 38 ha. Só a unidade de Colinas possui 2.496 ha. Seria necessário perto de 1,5% desse terreno para resolver toda a demanda energética do estudo (53% dos prédios públicos do GESP) nesta fazenda solar.

O modelo de consórcio significa que os CNPJs são “donos” conforme a proporção apresentada da energia gerada em uma determinada planta, mesmo que fora de seu território. Foi considerado, no entanto, apenas a possibilidade de instalação nos terrenos públicos identificados para evitar custos incrementais de aquisição ou locação de terras.

O Estado de São Paulo restringe a possibilidade de autoconsumo remoto em 1 MW por planta. Seria possível desenhar um cenário com essa alternativa. Caso fosse um investimento público, o limite seria de 5 MW já que os Governos Estaduais possuem isenção de ICMS. Contudo, existem algumas objeções: (i) Custo da demanda contratada; (ii) risco regulatório; (iii) custo de gestão administrativa e jurídica; (iv) licenciamento ambiental; (v) relacionamento com as concessionárias.

A demanda contratada é negociada caso a caso com a concessionária. Esse custo não foi medido nem poderia, face às particularidades da proposta. Também, o risco regulatório de que o autoconsumo remoto por fazendas solares, realizadas distantes de pelo menos uma unidade consumidora está sob discussão no momento e pode não ser incorporado em revisão regulatória próxima. O custo administrativo, operacional e jurídico de se ter alguns consórcios com centenas ou milhares de unidades requer um exercício complexo de idealização e planejamento, e não cabe assumir o risco de uma resposta pouco estudada. Seria necessário um processo de licenciamento ambiental convencional. Este custo não foi adicionado ao estudo, mas entende-se que não se trata de um custo que afete o resultado econômico do investimento, sendo que estudos desse tipo significam

menos de 0,1% da economia líquida no longo prazo. O Produto 3 aponta diversas formas de financiamento dos investimentos que podem ser utilizados para viabilizar os investimentos.

O licenciamento é menos custoso financeiramente do que trabalhoso sob o aspecto burocrático. A seleção de áreas para as usinas de geração de energia solar fotovoltaica pode, inclusive, incorporar outras áreas não consideradas nesse estudo, como espelhos d'água de reservatórios, taludes de barragens e de rodovias, áreas degradadas, pastos e terrenos desprovidos de interesse econômico, etc. Por ser um empreendimento de interesse público e de benefício social é possível que o licenciamento seja analisado com caráter de urgência pelo órgão ambiental.

Se o GESP deixasse de comprar energia da rede de uma vez e em larga escala as concessionárias ficariam com as demandas de energia ociosas, já que são contratadas por leilão e para longo prazo. Poderia haver impacto nas tarifas de energia para a sociedade.

Tabela 3.20 - Unidades geradoras em autoconsumo remoto para compensação do consumo agrupado por Concessionária

Concessionária	Unidades	Conta Original	Potência Necessária	Área Necessária	Unidades para Atender	ID	Município
		(R\$/mês)	(kWp)	(ha)			
CPFL - Paulista	1925	5.606.551,92	123.210,63	22.576,07	1	123	Colinas
CPFL - Piratininga	444	1.661.383,39	49.555,69	7.466,24	1	237	Jundiaí
CPFL - Santa Cruz	254	742.075,00	23.901,75	3.631,07	1	263	Manduri
EDP - Bandeirantes	690	2.484.057,38	61.280,70	9.714,81	1	347	Pindamonhangaba
Elektro	1212	2.584.294,23	91.095,45	10.356,81	1	514	Votuporanga
ENEL SP	1918	11.638.245,96	179.424,64	51.447,29	768	-	São Paulo
ENERGISA - Sul Sudeste	389	842.703,59	16.885,95	3.878,66	1	31	Assis

Como o consumo e custo energético do GESP não se limita às unidades levantadas durante o estudo, é possível que soluções desse tipo atendam automaticamente a demandas complementares. Além disso, os sistemas de geração fotovoltaica são modulares por natureza. Assim, é possível que se planeje obras em etapas de acordo com a capacidade de investimento.

A **Tabela 3.21** apresenta a síntese dos 2 cenários analisados neste estudo considerando a relação custo benefício do investimento realizado para o horizonte de 25 anos e possibilitando a comparação de resultados entre os modelos de instalação de sistemas solares fotovoltaicos sugeridos. Outras considerações são apresentadas de forma analítica no **Capítulo 4**.

Por fim, observa-se que o investimento financeiro é cada vez menor em função da escala dos projetos. Mas para que as possibilidades se tornem mais viáveis, são necessárias duas ações: (i) a realização de diversos modelos piloto de contratação, produzindo a documentação de referência, inclusão nos bancos de preços, implantação de mecanismos econômicos de suporte e os primeiros casos de sucesso em escala adequada; e (ii) a criação de um sistema de gerenciamento de energia para os prédios públicos.

Tabela 3.21 - Comparação dos resultados econômicos entre os cenários estudados

Tipo de projeto	Rede	Unidades necessárias*	Conta Original	Conta com Geração FV	Potência Instalada	Investimento	Economia por Mês	Payback Simples	Economia líquida em 25 anos	VPL	TIR
			(R\$)	(R\$)	(kWp)	(R\$)	(R\$/mês)	(meses)	(R\$)	(R\$)	(%)
Cenário 1: plantas isoladas por unidade	Baixa tensão	5.727	14.130.605	1.711.078	220.021	791.414.163	12.417.847	64	2.815.227.886	1.910.661.418	17%
	Media tensão	254	11.428.707	9.560.363	54.676	188.764.295	1.868.344	101	343.424.357		
	Total	5.981	25.559.311	11.271.441	274.697	980.178.458	14.286.192	69	3.158.652.243		
Cenário 2: plantas com autoconsumo remoto por CNPJ	Baixa tensão	2.770	14.130.605	2.140.348	228.374	755.872.062	12.971.040	58	4.889.138.291	2.178.874.440	19%
	Media tensão	251	11.428.707	9.452.755	54.676	192.644.824	1.910.258	101	364.946.903		
	Total	3.021	25.559.311	11.593.103	283.051	948.516.886	14.881.299	64	5.254.085.195		

*Excluídas as unidades não exequíveis e de consumo zero.

4 OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA O ESTADO DE SÃO PAULO

4.1 Definição de Critérios Técnicos e Econômicos para Avaliação das Oportunidades

O Estado São Paulo conta hoje com 7 distribuidoras de energia elétrica, atendendo seus 645 municípios com uma tarifa média de 0,518 kWh variando de R\$ 0,49 kWh (CPFL Piratininga) a R\$ 0,548 kWh (CPFL Santa Cruz).

Conforme o Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2ª edição, o nível de irradiação solar no Estado de São Paulo varia dentre 3,80 kWh/m²/dia até 5,20 kWh/m²/dia, sendo que o menor índice de irradiação médio anual está localizado na região sul (litorânea) do Estado e o de índice maior de irradiação é encontrado na região noroeste e norte.

Isso significa nas áreas do norte e noroeste do Estado que a produção de energia elétrica pode ser feita com menos módulos fotovoltaicos do que se instalada numa região onde a irradiação é menor, como na região sul.

A Resolução Normativa 687/2015 da ANEEL limita a geração de energia a 5 MWp para ser considerada mini geração conectada de forma distribuída e passível de compensação. Para participação no sistema de compensação de energia, conforme definido pela Agência Reguladora, os sistemas de geração estão limitados a plantas de geração em 5 MWp. Até 75 kWp os sistemas podem estar em baixa tensão (BT) e entre 75 kWp e 5 MWp estão conectados em média tensão (MT).

O benefício da compensação é auferido pela compensação entre a geração e o consumo de energia em 1:1 e a isenção do ICMS para a produção de energia nessa modalidade. No estado de São Paulo, para projetos de minigeração privados, a isenção de ICMS está limitada a usinas de até 1 MW. Como o Estado possui isenção de ICMS automática, o GESP pode instalar usinas em minigeração para compensação até 5MW. Ainda, alinhado aos interesses do GESP pode ser interessante pleitear junto à ANEEL uma autorização

particular para que a potência das usinas com finalidade de compensação de energia para setor público possa ser maior que 5 MW.

Para a concessionária de energia os sistemas de geração fotovoltaicos devem ser instalados em unidades consumidoras, isto é, mesmo que um sistema em GD seja dedicado à geração ele é considerado uma unidade consumidora (UC). As UCs abaixo de 75 kWp são atendidas na baixa tensão. Já para consumidores ou sistemas geradores com mais de 75 kWp é possível que a concessionária demande a instalação de cabines primárias e a conversão como consumidor em média tensão. Neste caso, deve ser adicionada à avaliação econômica específica do empreendimento o custo de implantação da cabine e a tarifa por demanda contratada. Ao mesmo tempo, caso a unidade seja efetivamente consumidora, haverá a redução da tarifa de energia, cobrada em ponta e fora de ponta com valores diferentes. Contudo, ainda fica preservada a economia gerada já que a compensação ocorre na relação 1:1 com o consumo e não com o preço da energia. Também é possível que a compensação em autoconsumo remoto ocorra tanto entre unidades conectadas na mesma tensão quanto em tensão diferente.

No cenário atual de tarifação não existe cobrança pelo “uso do fio”, o que está em discussão no processo de revisão das Resoluções 482/2012 e 687/2015. Isso pode resultar na inclusão de custos não considerados para a compensação de energia local e, também, para o modelo de autoconsumo remoto. Isto é, a atual vantagem de gerar energia de forma concentrada e compensar em outras unidades na forma de consórcio e ou condomínios solares, pode ser afetada pela alteração das resoluções vigentes. Espera-se que a alteração em discussão mantenha válidos os critérios existentes para as plantas comissionadas até sua alteração, garantindo as condições atuais para estas unidades. Atualmente, a discussão aponta para a manutenção da alternativa de autoconsumo remoto junto à carga, isto é, quanto uma unidade efetivamente consumidora pode compartilhar créditos excedentes com outras unidades do mesmo CPNJ/CPF. Contudo, há incerteza, o que é considerado na decisão de investidores.

O cenário que parece mais confiável frente à possibilidade de alteração das Resoluções é estruturar uma rede de unidades geradoras de até 75 kWp que atendam apenas aquele consumidor ou consumidores do mesmo CNPJ, e desconsiderar o autoconsumo remoto com instalação em uma unidade apenas produtora.

A escolha por sistemas de geração de maior porte também pode resultar na necessidade de investimentos complementares em estruturação da rede. Esses custos podem ser arcados pela concessionária ou repassados para o empreendedor. Nesses casos será necessário um estudo específico de viabilidade nos moldes dos estudos realizados no **Capítulo 5**. Nesta escala de planejamento não é possível estabelecer especificamente qual o custo incremental para cada unidade. Ainda assim, gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis será sempre uma alternativa para mitigar custos futuros de energia e atender os compromissos de mitigação das mudanças climáticas definidas pelo estado e pelo país.

Pensando em uma solução coletiva com plantas maiores de 75 kWp como alternativa, para as unidades em média tensão até 5 MWp, adicionada a tarifa de demanda contratada e um a previsão de cobrança pelo “uso do fio”, o resultado ainda será favorável. A compensação da geração distribuída ocorre entre o consumo e a geração de energia (kWh) na proporção um para um¹² para a maioria dos cenários. Isto é, ainda que a energia seja gerada por um consumidor em média tensão o abatimento pode ocorrer em baixa tensão, proporcionando a viabilidade econômica do investimento.

Como critérios técnicos, é possível definir que sejam priorizadas instalações em baixa tensão, até 75 kW, locadas nas próprias unidades consumidoras, sendo facultativo o

¹² Para o abatimento do consumo em média tensão no horário de ponta é necessário gerar energia equivalente à relação entre o preço da energia em horário de ponta e fora de ponta. Isto é, se o preço for R\$0,40 em ponta e R\$0,20 fora de ponta será necessário gerar 2 kWh para abater 1 kWh, considerando que a geração só ocorra em horário fora de ponta.

agrupamento em unidades consumidoras para autoconsumo remoto quando no mesmo CNPJ.

Como segunda alternativa, propõe-se a modalidade de consórcio ou condomínios solares, onde ocorre um agrupamento de unidades consumidoras compensando energia gerada de forma centralizada em unidade de até 5 MW, principalmente se realizadas até a revisão das Resoluções.

Sugere-se que sejam priorizados investimentos nos imóveis localizados nos municípios do norte e noroeste do Estado, sendo estes os de melhor relação de produção energética por área de módulos instalada, resultando em menor investimento. Potencializa-se esse fator, por exemplo, para CNPJs como da Secretaria de Segurança Pública, que possuem unidades em diversos municípios e que podem ser compensados com instalações nos imóveis da faixa norte do Estado, restrito aos municípios de abrangência da concessionária de distribuição de energia.

O gerenciamento do consumo energético dos edifícios do GESP deve ser analisado de forma integrada, considerando diversos tipos de ações em eficiência energética e não apenas a compensação por geração de energia solar fotovoltaica.

Primeiro, é necessário gerenciar o consumo energético e realizar ações de mudanças comportamentais no uso do recurso energia dentro das unidades. Atividades educacionais e estabelecimento de procedimentos simples podem resultar em grande economia com o menor custo investido.

Em um segundo momento, deve ser realizada a atualização tecnológica dos equipamentos, por exemplo, a substituição de lâmpadas nas escolas por tecnologia LED,

sensores de presença e equipamentos de refrigeração mais eficientes, utilizando inclusive tecnologias que fazer a refrigeração com apoio solar¹³.

Por fim, a redução do custo da energia pode ocorrer tanto da instalação de sistemas de geração distribuída de diversas tecnologias (solar, eólica, biogás) quanto, por exemplo, pela compra de energia no mercado livre ou locação de equipamentos (modelos em que o GESP não precisa realizar investimentos de grande porte), num modelo de Parceria Público Privado (PPP) ou leilão de energia, por exemplo. Esses modelos de contratação são detalhados no Segundo Relatório - Desenvolvimento de Mecanismos e Financiamento para Sistemas Solares Fotovoltaicos em Geração Distribuída.

4.2 Custos Estimados e Economia Projetada

Foram analisados 2 cenários diferentes para o abatimento da conta de energia dos imóveis públicos dentro do estudo, tanto para as unidades conectadas em baixa tensão quanto para as conectadas em média, sendo estes: 1) Cenário 1 – construção de instalações fotovoltaicas isoladas por unidade, de modo que atendam apenas a demanda da unidade onde existe a instalação; e, 2) Cenário 2 – construção de instalações fotovoltaicas como autoconsumo remoto, agrupando as unidades por CNPJ dentro de cada concessionária.

Observando a **Tabela 3.21**, que apresenta a comparação dos resultados econômicos entre os cenários analisados no estudo, pode-se concluir que a prioridade para investimentos em unidades geradoras como autoconsumo remoto deve ser voltada a abatimento das contas de imóveis conectados em baixa tensão. Ainda que a economia mensal seja apenas 4% maior, o custo de implantação é 3% menor e a potência total instalada é 3% maior. A soma desses fatores resulta em uma economia acumulada em

¹³ O GESP e as concessionárias podem realizar parcerias para investimento de parcela dos recursos exigidos de investimento em pesquisa e desenvolvimento e programa de eficiência energética pela ANEEL (0,5%) (conforme previsão nas Leis, nº 9.991/2000; Lei nº11.465/2007; Lei nº 12.212/2010; Lei, nº 13.203/2015; lei nº 13.280/2016; Resolução Normativa nº 556/2013) para Chamadas Públicas específicas para eficiência energética em prédios públicos.

25 anos 60% maior. Outra análise relevante são os resultados apresentados nas Tabelas 3.11 e 3.12, do VPL e TIR comparando os cenários. Tomados individualmente, os projetos propostos representam um retorno do capital investido muito maior quando considerados os projetos de compensação conjuntos em função da economia de escala dos sistemas. Não considerados na equação, pode se considerar menor custo de operação e manutenção, ao mesmo tempo que projetos maiores possibilitam a gestão conjunta dos ativos por modelos de gerenciamento, por exemplo, trazendo maior garantia de retorno do investimento.

O número de instalações fotovoltaicas como autoconsumo remoto necessárias para o abatimento da totalidade do valor da conta de energia dos imóveis cadastrados apresenta uma redução de quase 50% com os imóveis agrupados por CNPJ (3021 unidades), em relação à quantidade de plantas isoladas por unidade (5981).

O tempo de retorno previsto dos investimentos varia em 5 meses, se aproximando dos 5 anos. Há uma tendência que, com aumentos tarifários futuros além da recuperação da inflação este resultado seja ainda melhor.

Se analisados isoladamente, empreendimentos ligados em média tensão, a geração como autoconsumo remoto parece resultar em valor similar em ambos os cenários, uma vez que já existe uma demanda contratada para cada unidade, e para viabilizar o autoconsumo remoto em unidades conectadas em média tensão seria necessário aumentar o valor da demanda contratada para o empreendimento. Contudo, o Cenário 2 considerou, para s CNPJs que possuem unidades em média e baixa tensão a compensação cruzada entre eles num pacote único, o que dificulta analisá-los dessa forma. Mas é claro que o *payback* simples para instalações tanto de plantas individuais quanto como autoconsumo remoto são muito superiores aos da baixa tensão, atingindo 7,5 anos.

Considerando todos imóveis analisados, obtemos um consumo total de 58.804.144 kWh/mês¹⁴, logo a potência necessária para suprir toda demanda contemplada no estudo seria de 545.355 kWp. Conforme comentado, existem alguns terrenos que poderiam gerar toda a energia demandada. Utilizando-se apenas 1,5% de um terreno pertencente à Secretaria da Agricultura em Colina/SP, pode-se atender toda a demanda de energia dos prédios públicos contemplados neste estudo, tanto conectados em média quanto em baixa tensão. Entretanto, um empreendimento deste porte já não é mais configurado como micro ou minigeração distribuída. Se tornaria uma geração própria de energia. Esta análise é relevante para apontar o melhor potencial estimado de economia para a situação atual.

É necessário lembrar que o estudo aplicou valores conservadores de preços de mercado, considerando o potencial de redução de custos dos equipamentos no tempo e não considerou o incremento acima da inflação das tarifas de energia.

O modelo sugerido para investimento pelo GESP em autogeração deve ser composto por plantas de mini e micro geração espalhadas pelo estado. A micro geração (75 kWp) em autoconsumo remoto, abatendo contas em baixa tensão de um mesmo CNPJ, se mostra a melhor alternativa em termos de economia, porque resulta na melhor relação entre investimento e abatimento das contas, sem a necessidade de incremento de custos de demanda contratada ou elaboração de contratos.

Em seguida, a mini geração (5 MWp), em consórcio, abatendo o consumo de unidades em baixa tensão, se mostra a segunda melhor opção. Ainda que seja necessário contratar uma demanda com a concessionária, o gerenciamento de energia e a operação e manutenção facilitada influenciam nessa decisão. Não há necessidade de licenciamento ambiental e as plantas podem ser dispostas conforme o melhor potencial

¹⁴ Este valor soma o consumo em baixa e média tensão. Para média tensão, foi considerado o consumo equivalente para compensação, correspondente à ponderação do consumo em ponta pela relação entre o preço de ponta sobre o preço fora de ponta. O consumo efetivo é 53.959.865kWh/mês.

de geração por área, reduzindo custos de instalação em comparação com a solução de micro geração.

A forma de distribuição dos consórcios deve priorizar o menor número de CNPJs que somem o potencial máximo para minigeração (5 MWp), sempre dentro de uma mesma concessionária.

4.3 Análises Integradas para Tomada de Decisão sobre Geração Distribuída Fotovoltaica

Saindo da esfera específica das tecnologias, deve-se reforçar que o conceito de sustentabilidade se alinha diretamente com os princípios da geração distribuída por produção de energia solar fotovoltaica – fonte limpa e renovável – ajudando ao Estado de São Paulo a atingir suas metas de redução de emissões dos gases de efeito estufa, conforme descrito no Plano Estadual de Mudanças Climáticas (PEMC).

Também, no Brasil, como signatário do Acordo de Paris, com meta de redução voluntária de emissões de gases de efeito estufa, e com uma sociedade que repercute positivamente investimentos em preservação ambiental e economia de recursos públicos, projetos em GD podem ser bem vistos pela sociedade.

O potencial de geração energética no Estado de São Paulo é muito superior a outros países como Alemanha, Estônia e Itália, que possuem políticas públicas voltadas para a geração de energia solar há décadas. O programa da Alemanha teve início na década de 80, tornando líder deste setor até pouco tempo atrás, quando foi ultrapassado pela China, que possui grandes subsídios governamentais por trás de uma política comercial e industrial arrojada.

Por outro lado, o desconhecimento do cidadão comum sobre a tecnologia e a existência de um mercado produtor de equipamentos ainda incipiente no Brasil são fatores desfavoráveis para o crescimento em maior escala no Brasil. Adiciona-se a isso que a importação de equipamentos está sujeita à variação cambial brasileira, apesar de que alguns equipamentos importados ainda conseguem ser mais baratos que os produzidos no Brasil. No longo prazo esse fator cambial não é tão agravante quanto parece no momento atual. Num mercado global e dependente de insumos internacionais os preços de produtos e serviços relacionados a energia devem ser corrigidos. Mas no curto prazo os preços podem flutuar em mais de 20%, sinalizando a importância de linhas de financiamento apropriadas que possam acomodar estas flutuações no curto prazo.

Também, as linhas de crédito para investimentos em GD são insuficientes e muitas vezes inacessíveis para consumidor final, já que nem sempre os equipamentos podem ser considerados como garantia para as instituições financeiras para projetos de maior porte que buscam a geração para compensação remota. Complementarmente, por ser uma tecnologia inovadora, não existe no Brasil um mercado de revenda de equipamentos usados, mesmo com garantia de fábrica dos módulos solares de 25 anos, restringindo o mercado a novas aquisições. Este assunto foi especificamente debatido no Segundo Relatório *“Desenvolvimento de Mecanismos de Financiamento para Sistemas Solares Fotovoltaicos em Geração Distribuída”* deste Estudo.

Como comentado anteriormente, o risco de alteração da Resolução é eminente e as concessionárias de distribuição de energia participam ativamente do processo buscando negociar recuperação de renda associadas à GD. Ainda que o conceito de Geração Distribuída seja favorável ao sistema de distribuição de energia como um todo, em função das perdas do sistema, as concessionárias de distribuição de energia entendem que o gerador se utiliza do sistema para transportar a energia ao injetar excedente na rede para posterior consumo, ou entre os pontos consumidores, quando em autoconsumo remoto, sugerindo a aplicação de uma tarifa de “uso do fio”.

Em contraponto, já existe uma tarifa mínima aplicada a todas as unidades, chamada Tarifa de Disponibilidade, o que já compõe o conceito de tarifa de conexão à rede, e que poderia ser considerada como já sendo “o fio”, mas a discussão vai longe, em particular quando o setor de energia passa por uma crise institucional e econômico-financeira. Um sistema de GD robusto proporcionaria uma redução na compra de energia das geradoras no longo prazo. Estas sim, seriam as potenciais prejudicadas caso a GD assuma proporções relevantes em termos de matriz energética brasileira, mas que não será o caso num cenário de médio e curto prazo. Portanto, esse cenário parece bastante distante e está longe de impactar leilões de energia das grandes geradoras.

A sustentabilidade e a economia como bandeiras da GD são relevantes porque permitem alinhar os objetivos com o mercado internacional, inclusive de financiamento de investimentos. Bancos de investimentos, fundos setoriais internacionais e outros mecanismos, possuem recursos para investimentos em geração de energia solar fotovoltaica. A própria parceria entre o BID e o GESP neste trabalho indica esse alinhamento entre recursos e oportunidade de execução, e quanto ao interesse político atual, característica altamente relevante para análise de investimentos públicos no Brasil.

Ademais, durante a elaboração do trabalho foi percebida uma demanda por parte dos gestores das unidades públicas por todo o Estado por investimentos em energia sustentável e interesse em realizar o projeto. Espaço disponível e interesse dos gestores na ponta também são um fator relevante para consideração.

Por fim, todo esse estudo considerou um cenário bastante conservador para análise. Num futuro próximo dois fatores podem alterar positivamente os benefícios calculados: (i) o preço crescente da energia elétrica no Brasil; e (ii) o desenvolvimento tecnológico de módulos e inversores, com cenário de redução de custos de equipamentos.

Os preços de energia são crescentes no Brasil. Os preços têm sido reajustados para além da correção inflacionária, e outros mecanismos de precificação, como a inclusão das bandeiras tarifárias na composição da conta de energia elétrica, afetam a conta final. Para o consumidor privado ainda incidem todos os impostos, em especial o ICMS, que é descontado da conta do GESP, o que torna as análises de viabilidade econômico-financeiras mais atrativas para o setor privado.

Já o avanço tecnológico com módulos mais eficientes tem resultado na redução da área necessária, e consequentemente no custo de implantação. Cada avanço tecnológico não só produz mais energia por área como é mais barato por área instalada também, reduzindo a relação de Reais por Watt-pico instalado rapidamente.

A expansão do mercado consumidor desses equipamentos também pode resultar num importante fator de redução de custos, tanto de importação quanto de produção de equipamentos em território nacional.

Por fim, o poder de compra do Governo do Estado, através de licitação ou PPP, por exemplo, determina um importante fator para o mercado, possibilitando uma economia maior na contratação e a sinalização de estabilidade do mercado. Observando contratos públicos de obras e serviços nos últimos dois anos, os resultados de licitações podem atingir mais de 30% de economia frente os preços orçados inicialmente. Na área de energia, os deságios na contratação de energia a partir de um valor superior estabelecido para o leilão (*cap value*, em inglês) pode ser acima de 30%.

Mas o mercado nacional ainda é pequeno frente ao potencial de geração brasileiro e isso é relevante para a instalação de empresas de produção de células fotovoltaicas no Brasil, o único equipamento ainda não produzido no país. A instalação de uma planta dessa tecnologia pode ser muito relevante para a estruturação da cadeia produtiva e para que o mercado nacional de geração de energia fotovoltaica se consolide e reduza a dependência de painéis hoje importados da China. Atualmente, os módulos fabricados

no Brasil são linhas de montagem, onde a célula fotovoltaica vem, na maioria das vezes, da Ásia.

Sob o panorama do estabelecimento de uma política pública de eficiência energética e geração distribuída sustentável no Estado de São Paulo, é necessário que a abordagem seja mais ampla do que a geração distribuída de energia e compensação das contas pagas pelo Estado.

Uma política pública deve se pautar por critérios de desenvolvimento econômico e geração de riqueza para a sociedade, seja ela em economia de recursos e finanças, seja pela expansão da cadeia produtiva e agregação de valor e conhecimento de forma distributiva.

O primeiro critério deve ser a agregação de esforços de gerenciamento do consumo energético global do Estado e de mudança cultural do padrão de consumo do recurso energia pelos órgãos públicos. Concomitantemente, deve ser estabelecido um plano de eficiência energética com a substituição de tecnologia de equipamentos consumidores mais antigos por outros mais eficientes, associado à compensação do consumo com a geração distribuída. Aplicar a geração fotovoltaica para compensar consumos desnecessários é antieconômica já que esta ferramenta é de maior custo que as demais.

O modelo adotado deve abranger não apenas o investimento na aquisição de equipamentos, mas utilizar o potencial de geração de demanda econômica do Estado como alavanca para o desenvolvimento do segmento de eficiência energética em São Paulo e no Brasil. Ao mesmo tempo, a disseminação do conhecimento e da economia que pode ser atingida deve promover o acultramento da sociedade para a sustentabilidade ambiental e desenvolvimento do mercado público e privado em diferentes escalas.

São premissas para a política pública promover ações de:

- Educação para a economia de energia em prédios públicos;
- Promover o gerenciamento do consumo energético em escala local e estadual;
- Estimular a pesquisa e desenvolvimento de tecnologias no Estado;
- Estimular a transferência de tecnologia com a instalação de plantas de produção dos insumos no Estado;
- Atuar para a ampla divulgação dos resultados e estimular o mercado consumidor de equipamentos de eficiência energética e geração distribuída;
- Utilizar o poder de compra do Estado para estimular empreendedores de forma distribuída e descentralizada no Estado;
- Promover o mercado de P&D, produção, projeto, instalação e manutenção de equipamentos de GD e eficiência energética para geração de emprego e renda para a sociedade;
- Atuar, junto às concessionárias e à ANEEL, para garantir que os benefícios se perpetuem para os investidores, trazendo segurança para o mercado.

A construção de uma política pública completa pode fazer com que o investimento em geração distribuída do Estado seja potencializado e resulte em múltiplos benefícios para a sociedade.

A partir da análise de viabilidade técnica e econômica realizada, é possível identificar o potencial da Geração Distribuída ser levada de forma disseminada para todo o Estado. O fator multiplicador de instalar equipamentos em diversos municípios é bastante relevante. A apropriação pública de uma tecnologia ainda pouco conhecida é fato relevante como divulgação e demonstração de resultados. Para a sociedade, esse investimento pode ser visto estímulo para a implantação por consumidores privados.

O GESP deve prever um investimento integrado que não onere nem responsabilize o gestor local com atividades ainda desconhecidas. Prevendo a contratação em escala dos projetos, aquisição e instalação dos equipamentos, é necessário que seja contratada

também a manutenção dos painéis de forma integrada, ainda que sejam instalados sistemas de forma pulverizada por todo o Estado.

Os sistemas podem ser monitorados à distância pela internet e os dados de economia se tornam um importante ativo para divulgação e motivação de investidores e da sociedade. É interessante prever que os inversores comuniquem dados dentro de um protocolo aberto que possa ser analisado num banco de dados público e divulgados dados específicos e agregados. De qualquer sorte, é necessário definir uma base de dados e protocolos unificados para que esta funcionalidade seja de fato implementada.

Os resultados financeiros dos investimentos em Geração Distribuída podem ser superados em muito pelos resultados econômicos. Ainda assim, o sucesso de qualquer abordagem depende do sucesso da economia em energia projetada para os investimentos. Este estudo previu a seleção de 5 unidades para a elaboração de estudo de viabilidade técnica e econômica específicos e a posterior instalação de duas unidades piloto, com as quais foi possível medir o desempenho das tecnologias atuais e dos critérios técnicos de avaliação aplicados. O item a seguir trata, especificamente dos critérios de seleção de edifícios para a elaboração dos estudos específicos.

Ao final de doze meses de acompanhamento da geração de energia fotovoltaica em dois prédios públicos foi possível comparar os resultados esperados com aqueles previstos e validar as equações da relação custo/benefício propostas e a indicação das unidades prioritárias para instalação¹⁵.

Nesse prazo foram avaliadas diversas variáveis que podem impactar a geração de energia para mais ou para menos como a insolação deste período, comparada com a média de insolação local, clima médio, geração de energia, resultado financeiro de

¹⁵ Os resultados desse monitoramento encontram-se no Relatório Final – Viabilidade Técnica e Econômica da Energia Fotovoltaica para Projetos Públicos.

economia, além das perdas do sistema, manutenção, sombreamento, acúmulo de sujeira, etc.

4.4 Análise de Sensibilidade e Priorização das Edificações Alvo para Estudos Específicos

O processo de elaboração de construção de um projeto de geração de energia fotovoltaica em qualquer prédio público deve seguir o fluxo de atividades apresentadas na **Figura 4.1**. Todo o estudo ora apresentado traz como premissa o objetivo de analisar o panorama geral dos prédios públicos sem analisá-los com detalhes quanto a viabilidade física individual de instalação. Isto significa que a determinação da área disponível para implantação é arbitrária e calculada com base em estudo de disponibilidade média de áreas em telhados, aplicando um limite conservador dessa disponibilidade em 30%. Ainda assim, qualquer intervenção efetiva deve considerar a situação específica de telhados e terrenos estudando interferências, áreas de sombreamento, condição das instalações elétricas e estrutura.

Após a realização de estudos específicos e da elaboração de um projeto de engenharia, devem ser protocolados junto à distribuidora local os documentos necessários para aprovação do projeto, antes da instalação do mesmo. A concessionária avalia se a rede à qual o edifício está conectado comporta a entrada dessa fonte geradora e aprova os documentos técnicos.

Com o parecer da concessionária, pode ser realizada a instalação. Informada da conclusão da obra, a concessionária procede com a vistoria das instalações e, se atendendo as especificações do projeto, realiza a substituição do relógio para um medidor bidirecional e autoriza a entrada em funcionamento do sistema.

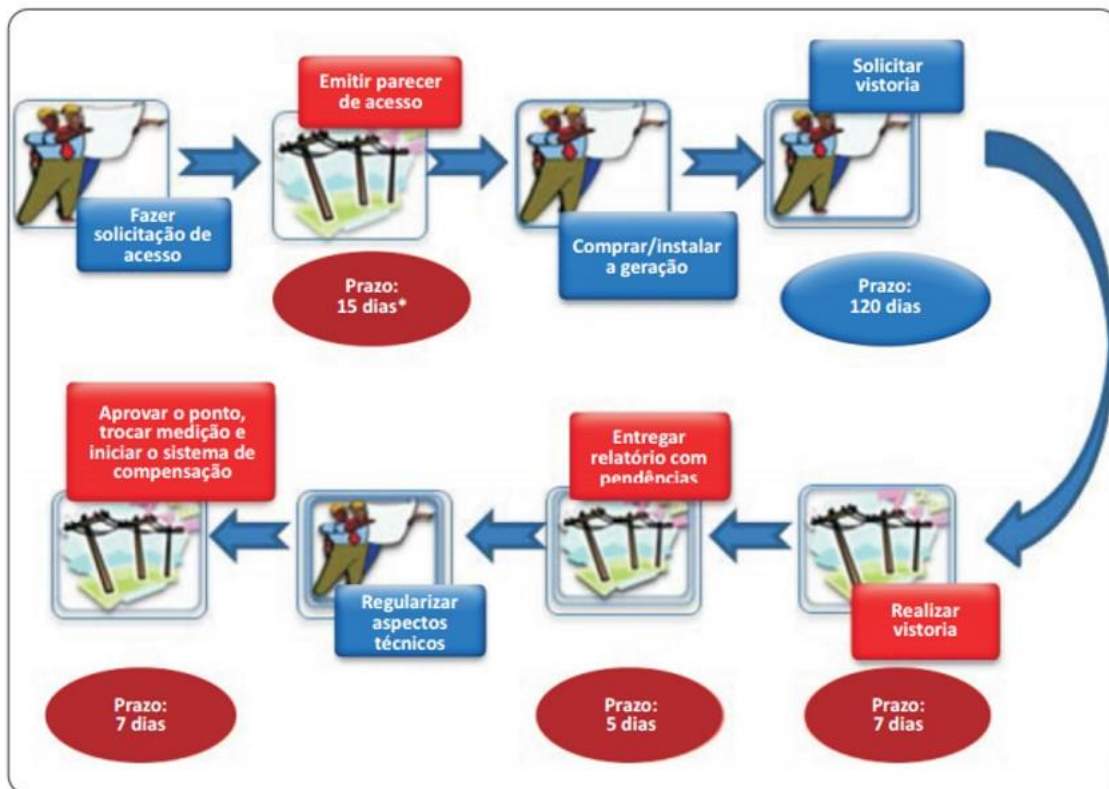


Figura 4.1 - Fluxograma das atividades para a instalação de geração fotovoltaica.

Para o GESP realizar a instalação de equipamentos em unidades individuais é necessário apenas contratar o projeto e a instalação por licitação específica calculando a potência pico demandada por uma determinada edificação, em kWp.

Para viabilizar o processo de licitação desses equipamentos é necessário inscrever o kit fotovoltaico nos bancos de preços mais utilizados como referência pelo Estado. Em especial o banco de preços da Companhia Paulista de Obras e Serviços (CPOS), do Departamento de Estradas e Rodovias (DER), da Sabesp e estimular a inclusão nos bancos específicos de cada prefeitura. Sugere-se considerar extratos das **Tabela 3.4** e **Tabela 3.5**.

Padrão de Entrada

Com o objetivo de padronizar os tipos de entrada de energia cada concessionária definiu o seu padrão para fornecimento em tensão secundária de distribuição aplicado para instalações consumidoras residenciais, comerciais e industriais, com carga instalada de até 75 kW, aéreas ou subterrâneas e ligadas nas redes aéreas secundárias de distribuição urbana.

Na entrada de energia são definidas as bitolas do cabo de alimentação, a capacidade do disjuntor, a caixa do medidor, o tipo de poste e o padrão da instalação. Cabe ao consumidor informar a carga instalada no momento em que solicitar a nova entrada de energia e, principalmente, revisar junto à distribuidora, a cada reforma ou instalação de equipamento consumidor relevante, a alteração de carga.

A carga instalada é uma das informações a serem preenchidas na Solicitação de Acesso. Caso o padrão de entrada ou a carga instalada estejam fora do padrão da concessionária de energia, o Parecer de Acesso poderá ser aprovado somente após a correção conforme norma vigente.

Num primeiro nível de agregação, para atuar de forma integrada para a solução de custos energéticos, cada CNPJ do GESP pode utilizar a planilha no **Apêndice II** para identificar quais e quantas unidades próprias cada CNPJ precisa instalar de forma a abater seu custo total. Como já apontado, é possível que a geração excedente em cada unidade compense diretamente o consumo em outra unidade do mesmo CNPJ, inclusive filiais. Esse estudo trouxe essa alternativa analisada na **Tabela 3.19** e no **Apêndice II**.

Novamente, é necessário contratar um estudo específico sobre o potencial de geração de cada prédio, que pode ser contratado juntamente com a instalação, porque é possível saber qual a potência demandada, independentemente do número de ligações

que se façam necessárias. A iniciativa privada, ciente da potência a ser instalada, pode identificar a melhor distribuição nas unidades do CNPJ para atender com a maior economia na instalação, preferencialmente limitando a 75 kWp para a manutenção das unidades em Baixa Tensão.

Num segundo nível de agregação, diversos CNPJs e uma mesma secretaria ou não, podem ser agregados em um consórcio de geração em autoconsumo remoto. Contudo, devem estar na área de uma mesma distribuidora de energia. Neste modelo grandes plantas geradoras de até 5 MW podem ser construídas para compartilhar a compensação energética entre vários CNPJs do GESP. O governo também pode optar por contratar vários projetos de até 75kW em um pacote.

Neste cenário, o GESP pode realizar diversas formas de contratação, em PPP ou concessão patrocinada entre outras modalidades, oferecendo um contrato de investimento, instalação, operação, manutenção e gestão de contratos por 25 anos, pelo menor preço. Pode fazer, inclusive, a locação de ativos.

É de grande importância que esse modelo garanta a revisão eficiente da partilha das demandas locadas por cada CNPJ do GESP para garantir a melhor economia para o Estado. É possível utilizar mecanismos de estímulo à eficiência para a empresa contratada como bonificação em casos de eficiência acima do esperado, por exemplo acima de 98% de distribuição eficiente da economia gerada, e penalização por gestão ineficiente, por exemplo, abaixo de 95% de eficiência.

Modelos com gerações maiores que 5 MW impactam na mudança de posicionamento do GESP para um produtor de energia. É possível gerar energia própria e realizar contratos de fornecimento entre a planta geradora e os consumidores do GESP, pagando apenas o uso do sistema de distribuição. Não foram realizados estudos específicos sobre esse mecanismo, mas com certeza é econômico para o GESP. Por outro lado, o mesmo pode ser feito com o modelo de compra de energia no mercado

livre. Este mecanismo é indicado principalmente para grandes consumidores como hospitais, que não possuem área para autogeração. Todos os modelos possíveis de contratação foram analisados no Segundo Relatório “*Desenvolvimento de Mecanismos de Financiamento para Sistemas Solares Fotovoltaicos em Geração Distribuída*”.

- **Análise de Sensibilidade**

O estudo apresentado avalia um cenário estático de variáveis consideradas bastante voláteis durante todo o trabalho. As duas de maior relevância são a tarifa de energia, que vem subindo acima da inflação, e o custo de kit, que responde a preços em dólar em função da importação e da evolução tecnológica e do mercado consumidor, que pressiona os preços para baixo.

Essa volatilidade sugere que existe uma possível variação de resultados para os cenários propostos no horizonte futuro. Por isso, foi realizada uma análise de sensibilidade às variáveis preço e custo do kit. Foram consideradas variações de custo do kit entre mais 20% e menos 20% em dois cenários, com preços estáveis na tarifa energética, isto é, reajustes apenas de compensação da inflação, ou com preços 10% maiores que a inflação.

Analisando o crescimento das tarifas de forma isolada, isto é, um cenário onde os preços dos kits acompanham a inflação, o crescimento da tarifa em 10% acima da inflação, isoladamente, resulta em um melhor desempenho de 13,5% no resultado de economia gerada pelo investimento, conforme pode ser analisado pela **Figura 4.2**. O resultado financeiro é potencializado pelo aumento tarifário em maior proporção do que o percentual de ajuste aplicado. Não foi produzido um cenário onde ocorra redução real da tarifa, isto porque o cenário futuro indica aumento tarifário superior à inflação, como ocorrido nos últimos 6 anos, além da variação de bandeiras em função da disponibilidade hídrica.

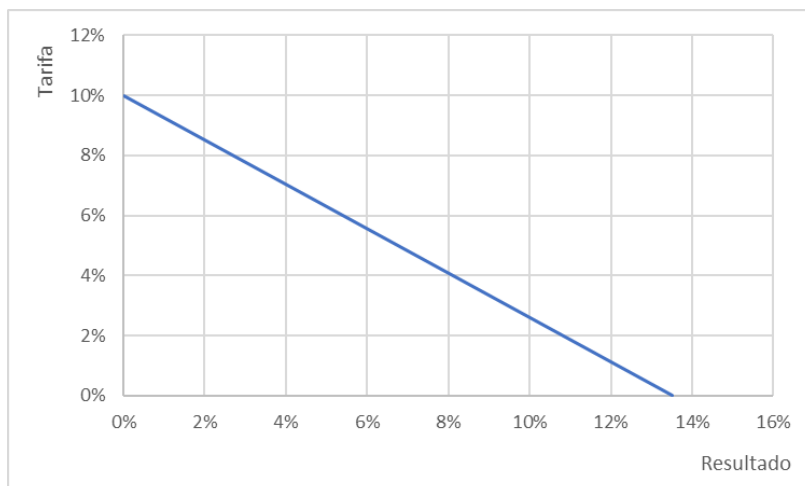


Figura 4.2 - Análise de sensibilidade da variação da Tarifa em 10% médios acima da inflação.

Quando considerada a variação de custo do kit na abrangência de 20% mais caros até 20% mais baratos, num cenário de tarifas energéticas sem alterações acima da inflação observa-se que o comportamento é linear, para mais e para menos, mas numa proporção menor de impacto do que o percentual de ajuste aplicado. (**Figura 4.3**)

Mas o custo do kit impacta o projeto no momento da instalação e depois apenas no 15º ano com a previsão de substituição dos inversores (15% do custo do investimento). Isto significa que é necessário selecionar bem e negociar adequadamente os custos de

instalação, selecionando com prudência o momento de compra e considerando especificamente a taxa de câmbio com o Dólar.

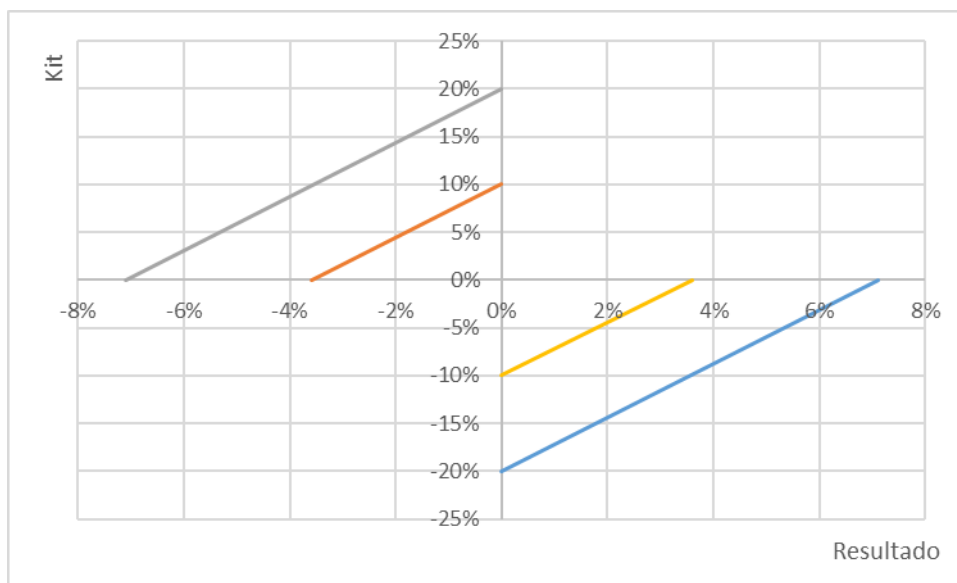


Figura 4.3 - Análise de sensibilidade da variação de preços kit fotovoltaico num cenário sem incremento de tarifas acima da inflação.

Num cenário conjugado, isto é, incremento de tarifa em 10% médios acima da inflação e variação do custo do kit de 20% para mais e para menos, observa-se que os impactos se compõem linearmente. Assim, o incremento da tarifa pode reequilibrar potenciais projetos cujo investimento não tenha atingido um valor ótimo de compra. Por exemplo, 10% de aumento na tarifa de um sistema adquirido com preço 10% acima do projetado reequilibra o resultado do investimento. (**Figura 4.4**).



Figura 4.4 - Análise de sensibilidade da variação de preços kit fotovoltaico em cenário com aumento médio tarifário 10% superior à inflação no período de 25 anos.

A análise de sensibilidade apresenta um cenário bastante favorável para o investimento em energia fotovoltaica apontando como critério mais crítico o momento de compra do equipamento, por ser um investimento único do tempo. Também considera que no cenário mais conservador, não havendo aumento real de tarifas (**Figura 4.3**), o resultado pode variar entre mais ou menos 7,1%, podendo chegar a mais de 13% de ganhos acima do esperado em um cenário com aumento tarifário. Existem expectativas de mercado que as tarifas subam mais que a inflação bastante acima que a margem utilizada na análise.

- **Priorização de Edificações**

Dentro deste trabalho foram elaborados 5 estudos específicos de análise de viabilidade técnica e econômica para instalação dos módulos de geração de energia solar fotovoltaica e, posteriormente à entrega desses estudos, a seleção de duas edificações para as quais foram elaborados os projetos técnicos necessários para a aprovação pela Concessionária de energia e para a instalação.

Para a definição dessas 5 edificações para o estudo de viabilidade foram adotados critérios que não atendem diretamente o melhor custo benefício financeiro, conforme

estudado até o momento. Isso porque não se trata da execução da Política Pública de Eficiência Energética e Geração Distribuída Sustentável, ainda em elaboração.

O principal entendimento foi que os 5 projetos deveriam ser úteis para acelerar o processo de validação da política em elaboração e de exposição interna e de mídia para facilitar a divulgação e multiplicação do conceito.

Foram pensados diversos critérios de avaliação para a seleção de uma forma abrangente, como segurança, propriedade, recurso financeiro, potencial de economia, exposição/visibilidade, maximização da economia, modelo de negócios, entre outros.

Os critérios de risco à instalação dos empreendimentos, como existência de segurança local ou de garantia de propriedade por parte do Governo, foram desconsiderados em função de dois aspectos, respectivamente. O primeiro foi um relato da antiga Secretaria de Habitação do Estado de São Paulo indicando que a taxa de perda dos sistemas já instalados nos projetos habitacionais são muito baixos. É possível que existam furtos, mas não existe ainda um mercado nem conhecimento civil suficiente para a instalação caseira desses dispositivos. O inversor de corrente é um dispositivo essencial para a instalação do sistema e este fica, invariavelmente, próximo ao quadro de luz e dentro das edificações. Então o roubo desses equipamentos parece bastante complicado e de baixo risco.

Segundo, que os prédios do Governo do Estado podem ser alugados, cedidos e, mesmo os próprios, emprestados. O sistema pode ser facilmente desinstalado e transportado. Também, instalações dessas valorizam muito os imóveis para condições de venda. Assim, trata-se de um investimento de retorno garantido, seja pela economia direta na conta de luz, seja pelo valor imobiliário agregado, e com a facilidade de ser transportado e reinstalado em outra unidade.

Os critérios que se mostraram mais relevantes nessa fase de análise foram quatro:

- (i) A visibilidade política para atendimento à sociedade;
- (ii) Capacidade de sensibilização e exposição à mídia;
- (iii) O potencial de investimento por conta própria; e,
- (iv) Entidades e secretarias que tenham interesse imediato no estudo.

Foram considerados como visibilidade política estabelecimentos que impactam no apelo social e econômico do Estado de São Paulo e o interesse social e político nessas instituições. Como capacidade de sensibilização midiática foi considerada a posição e exposição física dos empreendimentos e visibilidade da própria instituição. A capacidade de investimento por conta própria foi medida em função da disponibilidade de recursos da instituição ou da capacidade de se capitalizar em prol do projeto. Por fim, a antiga Secretaria de Energia e Mineração recebia consultas regularmente sobre novas tecnologias de diversos órgãos do próprio Estado, entidades sem fins lucrativos e empresas privadas. Esse critério foi o principal utilizado para indicar 10 potenciais estabelecimentos que foram analisados pelos critérios acima identificados. Foram eles:

- Instituto Butantan – São Paulo/SP;
- Instituto Adolfo Lutz – São Paulo/SP;
- Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação – São Paulo/SP;
- Secretaria da Agricultura / Secretaria de Energia – São Paulo/SP;
- Centro Paraolímpico Brasileiro e Centro de Tecnologia e Inovação – São Paulo/SP;
- Estação Júlio Prestes – São Paulo/SP;
- CASA DA CRIANÇA - Armanda Malvina Mendonça - Ipuã/SP;
- APAE - Guaíra/SP;
- APAE - São Vicente/SP; e,
- DEINTER 9 - Piracicaba/SP.

Todos esses estabelecimentos faziam parte de uma lista de instituições que, na época da escolha dos 10 potenciais estabelecimentos, haviam entrado em contato recentemente com a SEEM, antiga responsável pelo projeto, e questionaram sobre mecanismos associados à geração de energia solar fotovoltaica, além de atenderem ao quarto critério. Destacaram-se, em termos de visibilidade política os locais de alta circulação de pessoas e com relação institucional capaz de promover sistemas de energia solar no Estado.

Em termos de visibilidade midiática ficou entendido que a facilidade de acesso e observação dos equipamentos é um fator relevante e, por isso, foram priorizadas as edificações baixas ou com pontos de visibilidade externas. Também foi pensada a disponibilidade de estacionamentos para a geração em solo.

A condição de disponibilidade financeira ou de capacidade de autofinanciamento também foram consideradas, o que favoreceu às inclusões de instituições desvinculadas à estrutura do GESP e aquelas com recursos específicos para a área.

Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação – São Paulo/SP: quanto à exposição política a Secretaria de Desenvolvimento gerencia o InvesteSP e as três universidades estaduais (USP, UNICAMP e UNESP), é possível instalar no solo em estacionamento e diversos projetos já passaram pela secretaria e ainda não foram instalados por deficiência técnica, o recurso está disponível.

Centro Paraolímpico Brasileiro e Centro de Tecnologia e Inovação – São Paulo/SP: As edificações localizadas num complexo de arquitetura diferenciada atribuem alto valor político social por lidar com a qualidade de vida da população especial, sustentabilidade, tecnologia, cultura e esporte. A estrutura conta com local preparado para a instalação dos módulos com vista da Rodovia Imigrantes. Também foi relatado o interesse e disponibilidade de recursos para investimento.

A Associação de Pais e Amigos do Excepcionais (APAE) em Guaíra/SP: A entidade, com mais de mil unidades pelo Brasil atua diretamente com a população excepcional que atinge todas as classes sociais. Relaciona diretamente a qualidade de vida da população especial, sustentabilidade, cultura e uma direta aproximação com a população do interior do Estado, traçando paralelo com a maioria dos municípios paulistas. A entidade tem alta capacidade de captação de recursos por doação específica.

O mesmo pode ser colocado para a APAE São Vicente/SP, apenas reforça-se a relação com as cidades litorâneas, que não são partícipes da Região Metropolitana de São Paulo nem do interior paulista.

O DEINTER 9 em Piracicaba/SP: A Secretaria de Segurança Pública possui mais de 1.400 unidades espalhadas por todo o Estado. Forte correlação com segurança, credibilidade e respeito. A cidade de Piracicaba é de grande relevância na identidade com o interior do Estado. Edifício tem visibilidade direta da avenida e possibilidade de instalação em estacionamento. A instituição tem facilidade de remanejamento de recursos em função da estrutura administrativa com independência gerencial.

5 ESTUDOS DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA

Por se tratar de um estudo para o futuro desenvolvimento de uma política pública para a solução do consumo energético dos prédios públicos estaduais, o objetivo deste trabalho abrange a totalidade dos edifícios para os quais foram apresentados dados de localização e consumo.

Dentro da contratação foram elaborados cinco estudos de viabilidade técnica e econômica específicos para edificações selecionadas pela antiga Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo. Ainda que o estudo realizado possibilite identificar os prédios com maior potencial de economia ou de geração de energia, não foram esses os critérios considerados para a seleção das edificações indicadas conforme o **Capítulo 4.4**.

Neste momento de elaboração de uma política estadual para eficiência energética e geração distribuída sustentável, foi priorizado concluir estudos que permitam potencializar o debate, produzir informações técnicas que demonstrem a viabilidade dos projetos e fomentar a divulgação da geração distribuída fotovoltaica. Os critérios aplicados para a seleção dos prédios foram o potencial de visibilidade social e política, a capacidade de exposição da mídia, a disponibilidade de recursos e interesse de realizar o investimento.

A partir disso foram selecionados pela antiga Secretaria de Energia e Mineração os 5 edifícios para continuidade dos estudos. Dois deles receberam a instalação de um projeto piloto que foi monitorado por 12 meses para acompanhamento dos resultados e validação dos estudos realizados. Também serviram de base para a elaboração de materiais de divulgação e de uma Campanha de Comunicação para divulgar a energia solar no Estado.

Os estudos foram realizados com base em visitas de campo e materiais encaminhados pelos administradores dos prédios. Foram desenvolvidos com a aplicação do software

Solergo® e com base nas NBRs e Normas técnicas pertinentes, conforme apresentado a seguir.

5.1 Validação em Campo das Edificações Alvo Pré-selecionadas

Entre os dias 21 de junho e 03 de julho de 2018 foram realizadas as visitas técnicas em campo para avaliação das edificações e coleta de dados para a produção dos 5 estudos de viabilidade técnica e econômica específicos dos estabelecimentos selecionados pela antiga Secretaria de Energia e Mineração (SEEM) para continuidade dos estudos.

Foram realizadas reuniões com as equipes responsáveis administrativamente pelas edificações da APAE - São Vicente/SP (21/06), Centro Paraolímpico Brasileiro (21/06), Centro de Tecnologia e Inovação – São Paulo/SP (29/06), APAE - Guaíra/SP (02/07), DEINTER 9 - Piracicaba/SP (03/07). Todas as reuniões foram registradas em atas dispostas no **Anexo II**.

Em todas as visitas foi realizado um sobrevoo com um drone com câmera a bordo, permitindo avaliar as condições de telhado, sombreamento e dificuldades construtivas. As avaliações foram conclusivas e possibilitaram a elaboração dos estudos específicos presentes no **item 5.2**.

A primeira visita foi realizada na Associação de Pais e Amigos dos Excepcionais (APAE) – em São Vicente/SP (**Figura 5.1 e Figura 5.2**). Foram solicitadas as informações de planta baixa do prédio, diagrama unifilar da instalação elétrica e consumo de energia dos últimos 12 meses, informações complementares.

Foram identificadas três entradas de energia em função da unificação de diferentes imóveis. Após a vistoria foi decidida coletivamente qual a entrada a ser considerada no estudo.



Figura 5.1 - Vista aérea da APAE São Vicente antes da instalação



Figura 5.2 - Vista do telhado do imóvel indicado para a elaboração do estudo de viabilidade técnica e econômica.

A segunda reunião foi realizada no mesmo dia que na APAE São Vicente. No Centro Paraolímpico Brasileiro (**Figura 5.3 e Figura 5.4**) foram realizadas solicitações sobre

plantas do prédio, diagrama unifilar da instalação elétrica e consumo de energia dos últimos 12 meses e outras contribuições que sejam relevantes. Com o sobrevoo foi possível localizar diversas áreas possíveis para a instalação.



Figura 5.3 - Foto aérea do Centro Paraolímpico Brasileiro



Figura 5.4 - Alojamento do Centro Paraolímpico Brasileiro

No dia 29 de junho foi realizada uma reunião no Centro de Tecnologia e Inovação – São Paulo/SP onde também foram solicitadas as informações de planta baixa do prédio e consumo de energia dos últimos 12 meses, informações complementares.

A Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação (**Figura 5.5 e Figura 5.6**) informou que na época existia uma grande flutuação do consumo energético em função da variação do número de profissionais trabalhando das dependências do prédio, que era dividido entre diferentes pastas.



Figura 5.5 - Imagem aérea do prédio e estacionamento da Secretaria de Desenvolvimento



Figura 5.6 - Detalhe da inclinação do telhado.

Em 02 de julho a equipe viajou para o interior do Estado acompanhada pela equipe da SEM até a APAE de Guaíra/SP (**Figura 5.7 e Figura 5.8**). Na reunião foram solicitadas e recebidas as informações de planta baixa do prédio, diagrama unifilar da instalação elétrica e consumo de energia dos últimos 12 meses.



Figura 5.7 - Vista aérea dos prédios da APAE Guaíra antes da instalação do projeto piloto



Figura 5.8 - Vista do telhado indicado para continuidade dos estudos de viabilidade técnica e econômica da instalação

No dia seguinte (03/07) foi realizada uma reunião na sede do DEINTER 9 em Piracicaba/SP (Figura 5.9 e Figura 5.10). Foram solicitadas as informações de planta

baixa do prédio (fotografias batidas da planta no próprio dia), diagrama unifilar da instalação elétrica, consumo de energia dos últimos 12 meses.

Existem diversas áreas disponíveis para essa instalação, tanto sobre o prédio quanto sobre a cobertura do estacionamento.



Figura 5.9 - Telhado do prédio da Deinter 9



Figura 5.10 - Telhado do estacionamento do Deinter 9

5.2 Detalhamento dos Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica

A seguir serão apresentados os estudos de viabilidade técnica e econômica específicos resultantes das reuniões e coleta de dados realizados em campo nos cinco prédios indicados pela SEEM.

5.2.1 APAE São Vicente

5.2.1.1 Dados Gerais do Sistema

O presente estudo é referente ao dimensionamento e análise econômica da usina fotovoltaica APAE SÃO VICENTE para a geração de energia elétrica conectada à rede de distribuição da CPFL Piratininga com uma potência instalada de 6,8 kWp. Os dados do cliente estão listados na **Tabela 5.1**

Tabela 5.1 - Dados do Cliente do projeto APAE São Vicente

Dados do Cliente	
Cliente:	Associação de Pais e Amigos dos Excepcionais SV

Endereço:	Rua Feliciano Marcondes da Silva, 205 CEP: 11390-220 São Vicente/SP
CPF / CNPJ:	57.730.087/0001-70
Telefone:	(13) 3467-7828
E-mail:	aimazza@uol.com.br

5.2.1.2 Local de Instalação

O sistema fotovoltaico APAE SÃO VICENTE/SP foi instalado na localização conforme a **Tabela 5.2.**

Tabela 5.2 - Local de Instalação do projeto APAE São Vicente

Dados da Localização	
Localidade:	Rua Feliciano Marcondes da Silva, 205 CEP: 11390-220 São Vicente/SP
Latitude:	-023°-57'-43"
Longitude:	-046°-22'-58"
Altitude:	14 m
Fonte dados climáticos:	ATLAS BRAS. 2017
Albedo:	13 % Telhados ou terraços com betume

5.2.1.3 Descrição do Sistema

O sistema fotovoltaico é composto por 20 módulos fotovoltaicos de 340 Wp cada e 1 inversor de 5,0 kW. A potência nominal total é de 6,8 kWp, com uma geração estimada de energia elétrica de 8.390,9 kWh por ano e distribuídos em uma área de 39,6 m². O sistema é conectado à rede de alimentação em Baixa Tensão, trifásico e com tensão fornecimento 220V/127V.

5.2.1.4 Emissões

Estimou-se, durante o estudo de viabilidade, que o sistema fotovoltaico reduziria a emissão de poluentes na atmosfera de acordo com as **Tabela 5.3** e **Tabela 5.4** abaixo (valores anuais):

Tabela 5.3 - Produção Termo Elétrica Equivalente do projeto APAE São Vicente

Produção Termo Elétrica Equivalente	
Dióxido de enxofre (SO ₂):	5,88 kg
Óxidos de Nitrogênio (NOx):	7,40 kg
Poeiras:	0,26 kg
Dióxido de carbono (CO ₂):	4,38 t

Tabela 5.4 - Equivalente de Energia Geotérmica do projeto APAE São Vicente

Equivalente de Energia Geotérmica	
Sulfeto de Hidrogênio (H ₂ S) (fluido geotérmico):	0,26 kg
Dióxido de carbono (CO ₂):	0,05 t
Tonelada equivalente de Petróleo (TEP):	2,10 TO

5.2.1.5 Irradiação Solar

A avaliação do recurso solar disponível foi realizada de acordo com o Atlas Brasileiro 2017 e o Atlas Solarimétrico do Brasil, tendo como referência o local com os dados históricos e de radiação solar no município de São Vicente/SP.

5.2.1.6 Tabela de Irradiação Solar Total Mensal

A **Tabela 5.5** projeta a irradiação solar total mensal no local de instalação.

Tabela 5.5 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto APAE São Vicente

Mês	Irradiação direta [kWh/m ²]	Irradiação difusa [kWh/m ²]	Irradiação refletida [kWh/m ²]	Total das diárias [kWh/m ²]	Total mensal [kWh/m ²]
Janeiro	2,612	2,512	0,012	5,135	159,199
Fevereiro	3,056	2,272	0,012	5,34	149,516
Março	2,532	2,051	0,01	4,593	142,368
Abril	2,489	1,677	0,009	4,174	125,231
Maio	2,079	1,393	0,007	3,479	107,834
Junho	1,881	1,245	0,006	3,133	93,977
Julho	1,873	1,251	0,006	3,129	97,014
Agosto	2,215	1,532	0,008	3,754	116,385
Setembro	1,64	1,936	0,008	3,584	107,522
Outubro	1,695	2,223	0,009	3,926	121,709
Novembro	2,245	2,441	0,011	4,696	140,887
Dezembro	2,537	2,588	0,012	5,137	159,252

A **Figura 5.11** ilustra a irradiação solar total mensal no local de instalação.

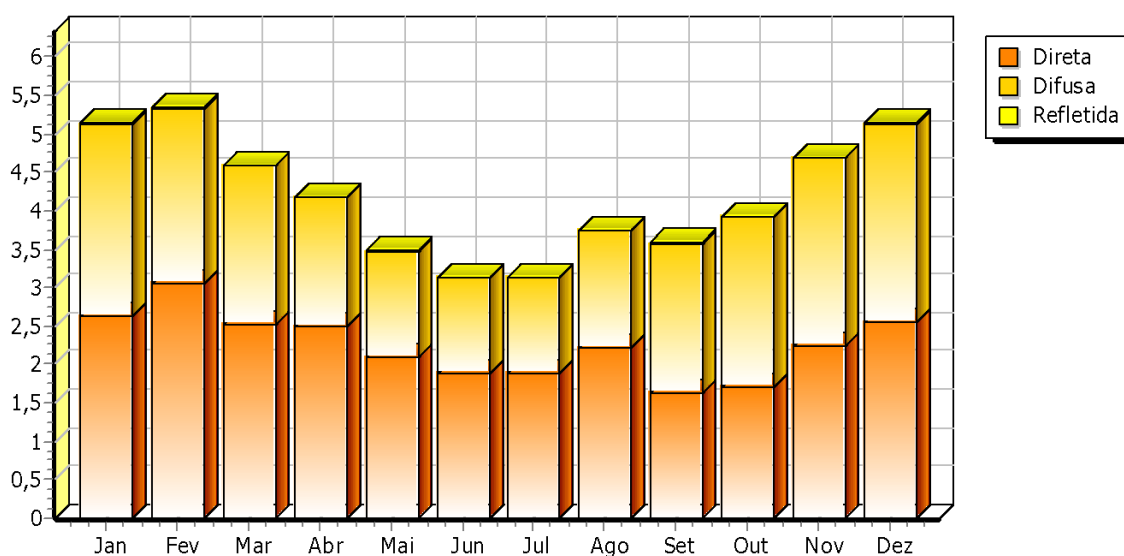


Figura 5.11 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto APAE São Vicente

5.2.1.7 Exposições

O sistema fotovoltaico foi orientado ao nordeste, com um ângulo de azimute de -128° em relação ao sul e inclinado em 15° em relação ao solo, conforme **Tabela 5.6**:

Tabela 5.6 - Orientação dos módulos fotovoltaicos do projeto APAE São Vicente

Tipo de instalação	Orient	Inclin	Sombr
Ângulo fixo	-128°	15°	0 %

5.2.1.8 Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico é composto por 20 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino de 340 Wp de potência nominal cada, com uma vida útil estimada de mais de 25 anos e degradação da produção devido ao envelhecimento de 0,8 % ao ano.

As características técnicas do módulo fotovoltaico estão listadas na **Tabela 5.7**.

Tabela 5.7 - Características Técnicas dos Módulos Fotovoltaicos do projeto APAE São Vicente

Características Técnicas dos Módulos	
Fabricante:	JINKO SOLAR
Modelo:	EAGLE JKM340PP-72
Tecnologia de const.:	Silício monocristalino
Características Elétricas	
Potência máxima:	340 W
Rendimento:	17,5 %
Tensão nominal:	38,7 V
Tensão em aberto:	47,1 V
Corrente nominal:	8,8 A
Corr. de curto-circuito:	9,2 A
Dimensões	
Dimensões:	992 mm x 1956 mm
Peso:	26,5 kg

Os valores de tensão variam conforme a temperatura dos módulos fotovoltaicos (mínima, máxima e de regime) e estão dentro dos valores de operação do inversor.

5.2.1.9 Inversor Fotovoltaico

O inversor fotovoltaico faz a conversão da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente contínua para a energia utilizada na rede de distribuição em corrente alternada, em conformidade aos requisitos técnicos e normas de segurança. Os valores de tensão e corrente do dispositivo de entrada são compatíveis com o sistema fotovoltaico, enquanto os valores de saída são compatíveis com os valores da rede ao qual está conectado ao sistema.

As principais características do inversor são:

- Inversor de comutação forçada com PWM (Pulse-width modulation), sem clock e/ou tensão de referência ou de corrente, semelhante a um sistema não idôneo a suportar a tensão e frequência de intervalo normal. Este sistema está em conformidade com as normas da ABNT e com o sistema de rastreamento de potência máxima MPPT;
- Conforme as normas gerais de limitação de Emissões EMF e RF: Conformidade IEC 110-1, IEC 110-6, IEC 110-8;
- Proteção de desligamento da rede quando o sistema estiver fora da faixa de tensão e frequência da rede e com falha de sobrecorrente, conforme os requisitos da IEC 11-20 e normas da distribuidora de energia elétrica local. Reset automático das proteções de início automático;
- Grau de proteção adequado a localização nas proximidades do campo fotovoltaico (IP65); e,
- Declaração de conformidade do fabricante de acordo com normas técnica aplicáveis, com referência aos ensaios realizados por institutos certificadores.

As características técnicas do inversor fotovoltaico estão listadas na **Tabela 5.8** e **Tabela 5.9**

Tabela 5.8 - Dados Técnicos do Inversor do projeto APAE São Vicente

Dados Técnicos do Inversor	
Fabricante:	PHB
Modelo:	D-NS PHB5000D-NS
Número de rastreadores:	2
Entrada para rastreador:	2
Características Elétricas	
Potência nominal:	5 kW
Potência máxima:	5,1 kW
Potência máxima por rastreador:	2,5 kW
Tensão nominal:	550 V
Tensão máxima:	580 V
Tensão mínima por rastreador:	125 V
Tensão máxima por rastreador:	550 V
Tensão máxima de saída:	220 Vac
Corrente nominal:	22 A
Corrente máxima:	22 A
Corrente máxima por rastreador:	11 A
Rendimento:	0,98

Tabela 5.9 - Dados Técnicos do Inversor 1 do projeto APAE São Vicente

Inversor 1	MPPT 1	MPPT 2
Módulos em série:	10	10
Conjunto de módulos em paralelos:	1	1
Exposições:	Exposição 1	Exposição 1
Tensão MPPT (STC):	382 V	382 V
Número de módulos:	10	10

5.2.1.10 Dimensionamento

A potência nominal do gerador foi definida utilizando a seguinte fórmula:

$$P = P \text{ módulos} * n^{\circ} \text{ módulos} = 340 \text{ Wp} * 20 = 6.800 \text{ W}$$

Com base na potência nominal do sistema fotovoltaico, a **Tabela 5.10** mostra o cálculo da estimativa anual de geração de energia nas condições normais de STC (irradiação de 1000 W/m², temperatura de 25°C).

Tabela 5.10 - Quantidade de Energia Gerada pelo sistema do projeto APAE São Vicente

Exposição	Potência nominal [W]	Irradiação solar [kWh/m ²]	Energia [kWh]
Exposição 1	6.800	1.520,89	10.342,08

A **Tabela 5.11** lista as perdas na conversão do sistema e as perdas devido a temperatura na localidade onde o sistema fotovoltaico será implementado.

Tabela 5.11 - Perdas Totais no sistema do projeto APAE São Vicente

Perda por sombreamento total:	0,0 %
Perda por aumento de temperatura:	6,7 %
Perdas por descasamento:	5,0 %
Perdas de corrente continua:	1,5 %
Outras perdas:	5,0 %
Perdas na conversão:	2,2 %
Perdas totais:	18,9 %

A **Tabela 5.12** mostra as características finais do gerador fotovoltaico.

Tabela 5.12 - Características do Gerador Fotovoltaico do projeto APAE São Vicente

Características do Gerador Fotovoltaico	
Número de módulos:	20
Número de inversores:	1
Potência nominal:	6800 W
Performance ratio:	81,1 %

5.2.1.11 Produção Efetiva de Energia

Considerando as perdas de conversão do sistema e as perdas devido à temperatura no local citadas no item anterior, a **Tabela 5.13** mostra a estimativa de produção efetiva de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico APAE São Vicente.

Tabela 5.13 - Estimativa de Produção Efetiva de Energia do projeto APAE São Vicente

Mês	Produção efetiva [kWh]
Janeiro	878,3
Fevereiro	824,9
Março	785,5

Abril	690,9
Maio	594,9
Junho	518,5
Julho	535,2
Agosto	642,1
Setembro	593,2
Outubro	671,5
Novembro	777,3
Dezembro	878,6
Ano	8.390,9

5.2.1.12 Análise Econômica

Análise da econômica e financeira de um sistema fotovoltaico conectado à rede instalado na cidade de São Vicente/SP com uma potência instalada de 6,8 kWp e uma estimativa de geração de energia elétrica de 8.390,9 kWh.

5.2.1.13 ANÁLISE DE CUSTO

Os custos para a implementação do sistema fotovoltaico estão listados na **Tabela 5.14**:

Tabela 5.14 - Custos do Sistema Fotovoltaico do projeto APAE São Vicente

Equipamentos (módulos, inversor e estruturas de fixação)	R\$ 20.162,00
Projeto e Instalação	R\$ 18.400,00
Custo total do sistema:	R\$ 38.562,50
Custo específico:	R\$/kWp 5.670,96

Além dos custos iniciais de implementação do sistema fotovoltaico são adicionados os custos de manutenção anuais referente à limpeza dos módulos fotovoltaicos e o custo extraordinário de troca do inversor fotovoltaico após 15 anos de operação do sistema conforme **Tabela 5.15** e **Tabela 5.16**:

Tabela 5.15 - Custos Anuais de Manutenção do projeto APAE São Vicente

Descrição	%	Valor R\$
Limpeza dos Módulos Fotovoltaicos	0,5	192,81
Total		192,81

Tabela 5.16 - Custos Extraordinários do projeto APAE São Vicente

Descrição	Ano	Valor R\$
Troca do Inversor*	15	7.250,00
Total		7.250,00

*o custo de troca do inversor teve o valor corrigido no tempo considerando uma inflação anual de 6%.

5.2.1.14 CONSUMO DE ENERGIA DA UNIDADE CONSUMIDORA

A APAE São Vicente consome anualmente 40.836kWh e estimou-se que a geração do sistema fotovoltaico reduziria em 20,5% o consumo anual de energia elétrica pela CPFL Piratininga. Os valores reais obtidos após 12 meses de monitoramento do sistema instalado na APAE São Vicente, podem ser encontrados no **Produto 6 – Relatório Final**. A **Tabela 5.17** mostra o consumo atual, a estimativa de geração de energia elétrica e a previsão do novo consumo de energia. A **Figura 5.12** apresenta o consumo de energia ao longo dos meses.

Tabela 5.17 - Consumo de Energia do projeto APAE São Vicente

Consumo de energia da unidade consumidora anual:	40.836 kWh
Geração de energia solar fotovoltaica estimada:	8.390,9 kWh
Energia introduzida:	0 kWh
Energia comprada:	32.445,1 kWh

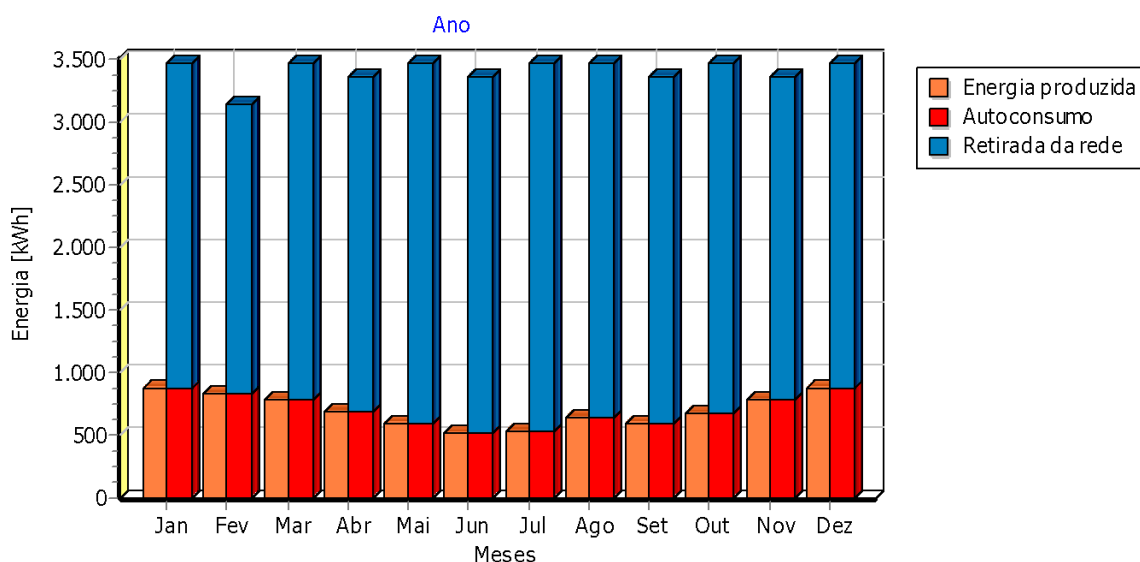


Figura 5.12 - Consumo de Energia do projeto APAE São Vicente

5.2.1.15 Retorno Financeiro

A simulação do desempenho econômico do sistema fotovoltaico no período de 25 anos é feita considerando parâmetros listados na **Tabela 5.18**.

Tabela 5.18 - Parâmetros para o cálculo de retorno financeiro do projeto APAE São Vicente

Degradação anual do sistema devido ao envelhecimento:	0,8 %
Taxa de inflação anual:	6 %
Taxa de reajuste da tarifa:	3 %

A **Tabela 5.19** mostra o resumo sobre a simulação do desempenho econômico do sistema fotovoltaico após 25 anos de operação e considerando as premissas contidas neste estudo:

Tabela 5.19 - Resumo sobre a simulação do Desempenho Econômico em 25 anos do projeto APAE São Vicente

Geração estimada de energia solar fotovoltaica:	8.390,9 kWh
Data fim análise:	20/06/2043
Economia de consumo:	R\$ 168.484,09
Economia para a compensação:	R\$ 0,00

Juros ativo:	R\$ 0,00
Outras receitas:	R\$ 0,00
Custos anuais a deduzir:	R\$ 18.125,81
Total:	R\$ 150.358,28
Capital investido:	R\$ 38.562,50
Fluxo de caixa acumulado:	R\$ 111.795,78
Custos extraordinários	R\$ 7.250,00
Período de amortização (anos):	7
Montante após anos 26:	R\$ 150.358,28
Taxa composta de retorno:	5,373 %
Taxa de desconto:	2 %
VPL:	R\$ 75.671,66
TIR:	12,82 %

A **Tabela 5.20** detalha anualmente os números da simulação de desempenho da usina fotovoltaica APAE São Vicente e apresenta as estimativas de geração de energia solar fotovoltaica considerando o coeficiente de degradação, os custos anuais de manutenção, a economia e a receita estimada ao longo dos 25 anos de análise.

Tabela 5.20 - Simulação Anual de Desempenho do Sistema Fotovoltaico do projeto APAE São Vicente (Continua)

Ano	2018	2019	2020	2021	2022
Energia produzida [kWh]	4.270,7	8.354,0	8.316,0	8.219,8	8.152,6
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	4.270,7	8.353,9	8.316,0	8.219,7	8.152,6
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	2.597,89	5.234,18	5.366,71	5.463,67	5.581,63
Economia cons. simult. [R\$]	2.597,89	5.234,18	5.366,71	5.463,67	5.581,63
Economia para a compensação [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	102,48	204,38	216,64	229,64	243,42
Custo de disponibilidade [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos anuais [R\$]	102,48	204,38	216,64	229,64	243,42
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fluxo de caixa [R\$]	2.495,41	5.029,80	5.150,07	5.234,03	5.338,21
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	-36.067,09	-31.037,29	-25.887,22	-20.653,19	-15.314,98
Capital próprio [R\$]	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50
Montante (economia) [R\$]	2.495,41	7.525,21	12.675,28	17.909,31	23.247,52
Taxa de rendimento composta [%]	-93,529	-55,825	-30,987	-17,448	-9,626
VPL [R\$]	-36.116,02	-31.281,53	-26.428,51	-21.593,07	-16.758,09
TIR [%]	-93,53	-60,51	-37,90	-23,45	-13,91

Ano	2023	2024	2025	2026	2027
Energia produzida [kWh]	8.085,4	8.046,5	7.951,3	7.884,0	7.816,9
Geração estimada de energia solar fotovoltaica [kWh]	8.085,4	8.046,6	7.951,2	7.884,1	7.816,9
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	5.701,75	5.844,58	5.948,54	6.075,28	6.204,25
Economia cons. simult. [R\$]	5.701,75	5.844,58	5.948,54	6.075,28	6.204,25
Economia para a compensação [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	258,02	273,50	289,92	307,31	325,75
Custo de disponibilidade [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos anuais [R\$]	258,02	273,50	289,92	307,31	325,75
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	5.443,73	5.571,08	5.658,62	5.767,97	5.878,50
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	-9.871,25	-4.300,17	1.358,45	7.126,42	13.004,92
Capital próprio [R\$]	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50
Montante (economia) [R\$]	28.691,25	34.262,33	39.920,95	45.688,92	51.567,42
Taxa de rendimento composta [%]	-4,809	-1,675	0,434	1,902	2,949
VPL [R\$]	-11.924,21	-7.074,25	-2.244,68	2.581,70	7.404,12
TIR [%]	-7,36	-2,69	0,72	3,28	5,24

Ano	2028	2029	2030	2031	2032
Energia produzida [kWh]	7.777,1	7.682,6	7.615,6	7.548,4	7.507,9
Geração estimada de energia solar fotovoltaica [kWh]	7.777,1	7.682,7	7.615,6	7.548,4	7.507,7
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	6.357,85	6.469,04	6.604,89	6.743,05	6.907,88
Economia cons. simult. [R\$]	6.357,85	6.469,04	6.604,89	6.743,05	6.907,88
Economia para a compensação [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	345,29	366,01	387,97	411,25	7.685,93
Custo de disponibilidade [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos anuais [R\$]	345,29	366,01	387,97	411,25	435,93
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	7.250,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	6.012,56	6.103,03	6.216,92	6.331,80	-778,05
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	19.017,48	25.120,51	31.337,43	37.669,23	36.891,18
Capital próprio [R\$]	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50
Montante (economia) [R\$]	57.579,98	63.683,01	69.899,93	76.231,73	75.453,68
Taxa de rendimento composta [%]	3,712	4,269	4,682	4,988	4,577
VPL [R\$]	12.239,80	17.052,00	21.857,88	26.656,59	26.078,49
TIR [%]	6,77	7,98	8,96	9,75	9,66

Ano	2033	2034	2035	2036	2037
Energia produzida [kWh]	7.414,1	7.346,9	7.280,0	7.238,3	7.145,6
Geração estimada de energia solar fotovoltaica [kWh]	7.414,2	7.347,0	7.279,9	7.238,2	7.145,7
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	7.026,49	7.171,76	7.319,43	7.495,83	7.621,98
Economia cons. simult. [R\$]	7.026,49	7.171,76	7.319,43	7.495,83	7.621,98
Economia para a compensação [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	462,08	489,81	519,19	550,35	583,37
Custo de disponibilidade [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos anuais [R\$]	462,08	489,81	519,19	550,35	583,37
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	6.564,41	6.681,95	6.800,24	6.945,48	7.038,61
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	43.455,59	50.137,54	56.937,78	63.883,26	70.921,87
Capital próprio [R\$]	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50
Montante (economia) [R\$]	82.018,09	88.700,04	95.500,28	102.445,76	109.484,37
Taxa de rendimento composta [%]	4,830	5,022	5,167	5,277	5,356
VPL [R\$]	30.860,31	35.632,30	40.393,56	45.161,15	49.897,93
TIR [%]	10,27	10,77	11,19	11,54	11,83

Ano	2038	2039	2040	2041	2042
Energia produzida [kWh]	7.078,5	7.011,4	6.968,8	6.877,1	6.810,0
Geração estimada de energia solar fotovoltaica [kWh]	7.078,5	7.011,4	6.968,8	6.877,2	6.810,0
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	7.776,88	7.934,24	8.122,58	8.256,24	8.420,93
Economia cons. simult. [R\$]	7.776,88	7.934,24	8.122,58	8.256,24	8.420,93
Economia para a compensação [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	618,37	655,47	694,80	736,49	780,68
Custo de disponibilidade [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos anuais [R\$]	618,37	655,47	694,80	736,49	780,68
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	7.158,51	7.278,77	7.427,78	7.519,75	7.640,25
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	78.080,38	85.359,15	92.786,93	100.306,68	107.946,93
Capital próprio [R\$]	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50
Montante (economia) [R\$]	116.642,88	123.921,65	131.349,43	138.869,18	146.509,43
Taxa de rendimento composta [%]	5,412	5,450	5,473	5,484	5,484
VPL [R\$]	54.620,94	59.329,13	64.039,51	68.714,70	73.371,66
TIR [%]	12,08	12,29	12,48	12,63	12,77

Tabela 5.20 - Simulação Anual de Desempenho do Sistema Fotovoltaico do projeto APAE São Vicente (Conclusão)

Ano	2043
Energia produzida [kWh]	3.326,3
Geração estimada de energia solar fotovoltaica [kWh]	3.326,3
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0
Receita [R\$]	4.236,54
Economia cons. simult. [R\$]	4.236,54
Economia para a compensação [R\$]	0,00
Juros ativos [R\$]	0,00
Saídas [R\$]	387,69
Custo de disponibilidade [R\$]	0,00
Custos anuais [R\$]	387,69
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00
Capital [R\$]	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	3.848,85
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	111.795,78
Capital próprio [R\$]	38.562,50
Montante (economia) [R\$]	150.358,28
Taxa de rendimento composta [%]	5,373
VPL [R\$]	75.671,66
TIR [%]	12,82

A **Figura 5.13** ilustra o fluxo de caixa anual do investimento ao longo dos 25 anos de análise. Conforme **Tabela 5.16** está prevista a troca do inversor fotovoltaico após 15 anos de operação.

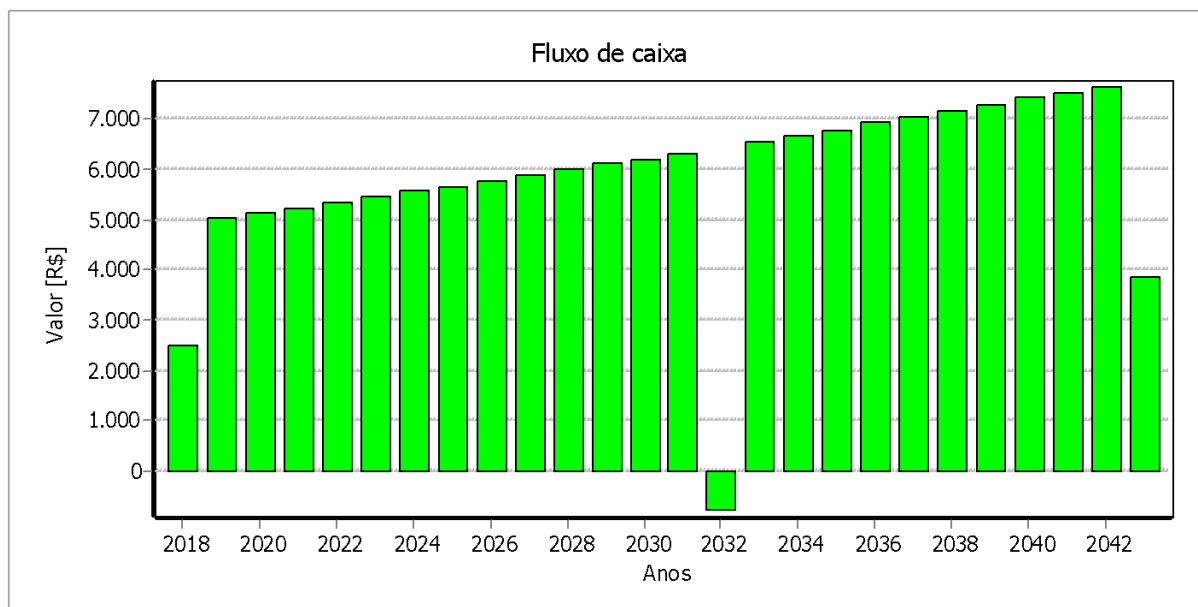


Figura 5.13 - Fluxo de Caixa Anual do projeto APAE São Vicente

A **Figura 5.14** ilustra o fluxo de caixa acumulado do investimento ao longo dos 25 anos de análise.

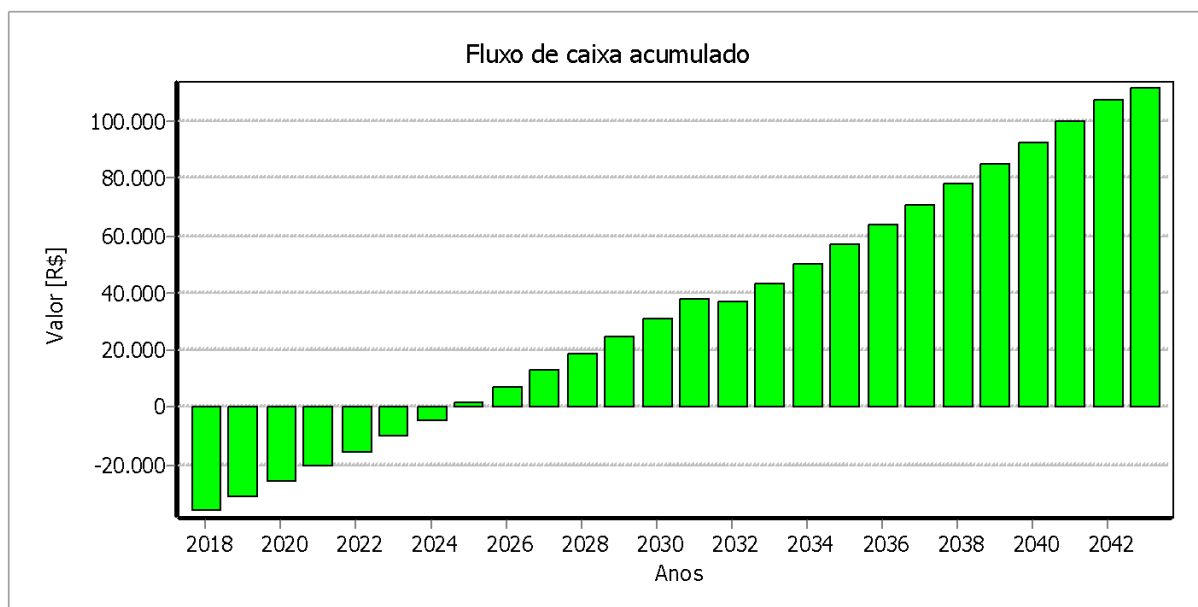


Figura 5.14 - Fluxo de Caixa Acumulado do projeto APAE São Vicente

A **Figura 5.15** ilustra o as despesas e receitas anuais do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise. Conforme **Tabela 5.16** está prevista a troca do inversor fotovoltaico após 15 anos de operação.

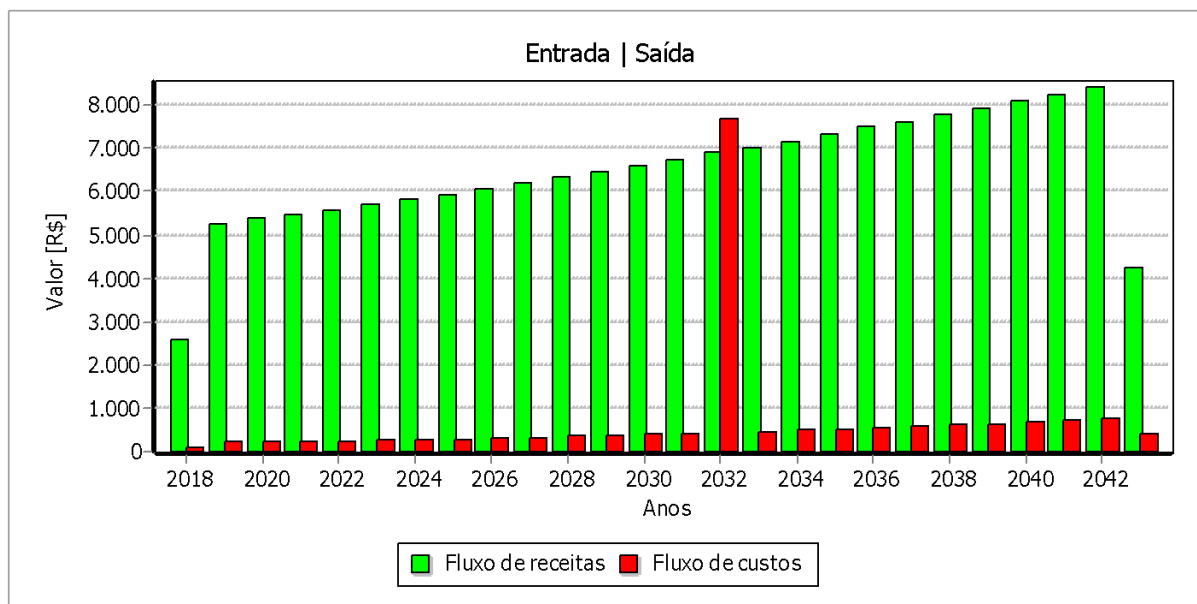


Figura 5.15 - Despesas e Receitas Anuais do projeto APAE São Vicente

A **Figura 5.16** ilustra o Valor Presente Líquido (VPL) do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

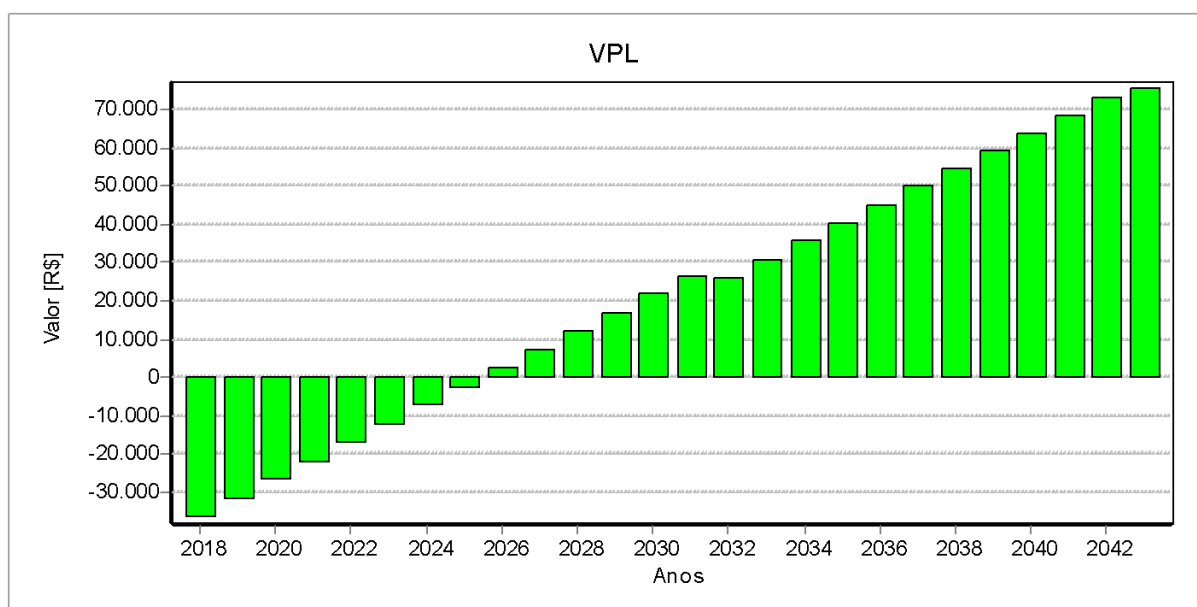


Figura 5.16 - Valor Presente Líquido do projeto APAE São Vicente

A **Figura 5.17** ilustra a economia gerada pelo sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

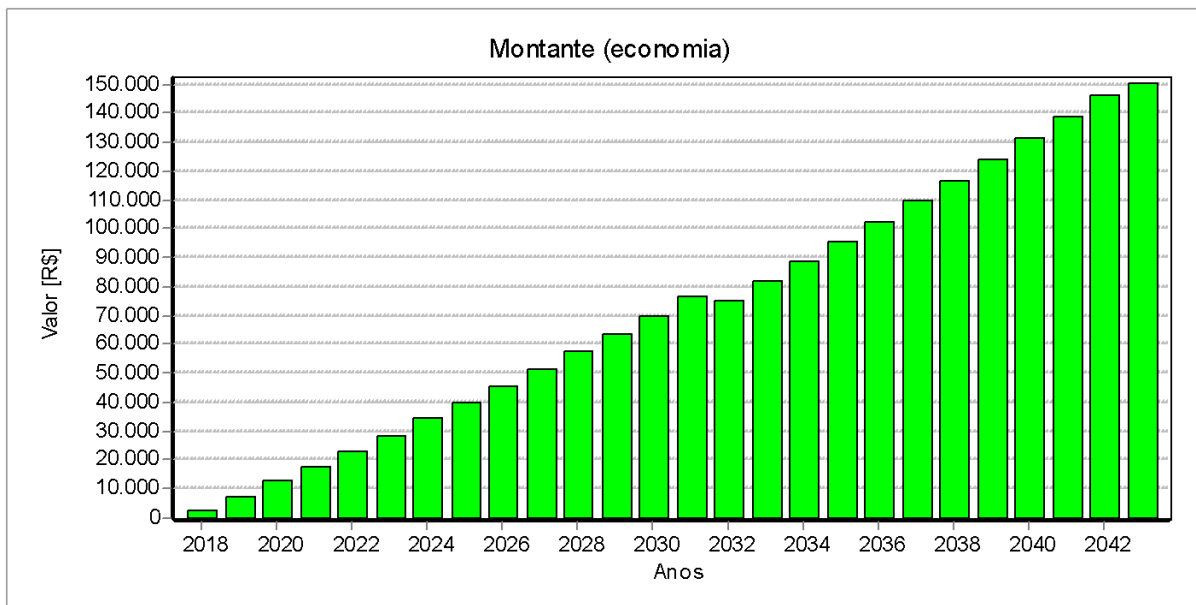


Figura 5.17 - Economia em 25 anos do projeto APAE São Vicente

A **Figura 5.18** ilustra a Taxa Interna de Retorno (TIR) do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

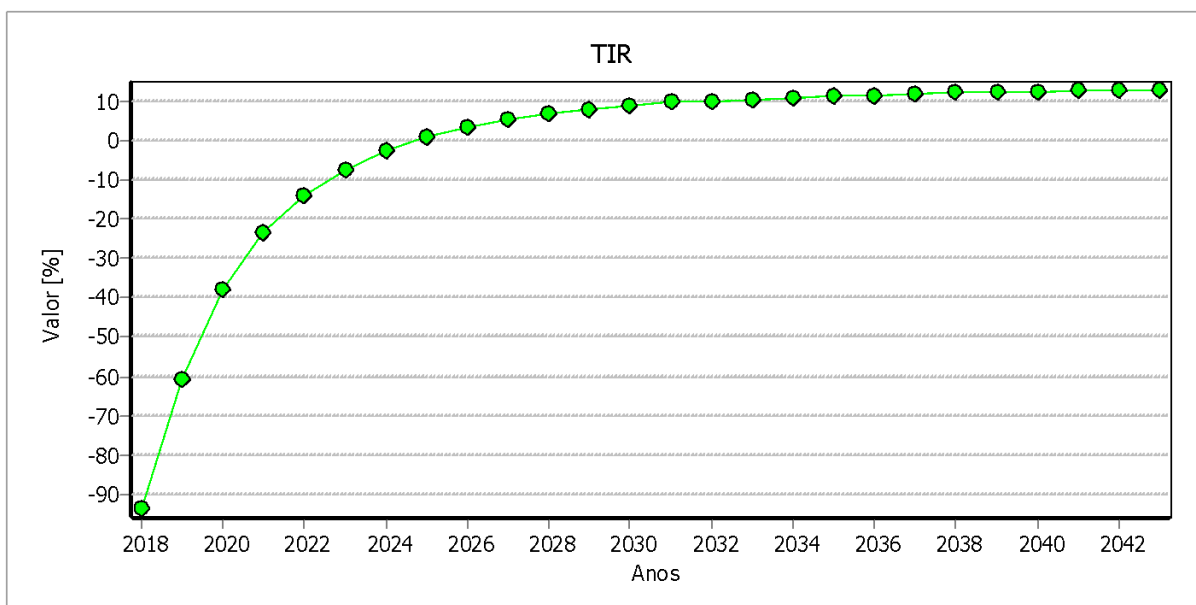


Figura 5.18 - Taxa Interna de Retorno do projeto APAE São Vicente

A **Figura 5.19** ilustra a Taxa de Rendimento Composta do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

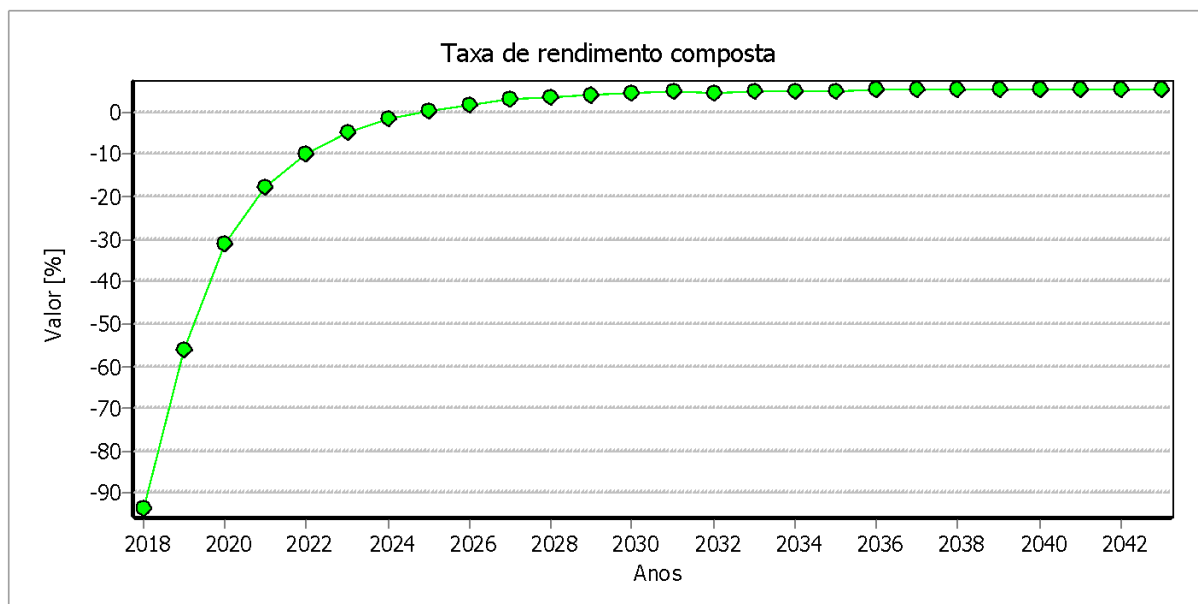


Figura 5.19 - Taxa de Rendimento Composta do projeto APAE São Vicente

5.2.1.16 Comparativo Usina APAE SÃO VICENTE com Premissas do Estudo em Desenvolvimento

A **Tabela 5.21** compara os as perdas, o custo, o payback, a economia projetada para os 25 anos de vida útil estimada do sistema e a Taxa Interna de Retorno (TIR) da instalação a ser implementada na APAE São Vicente com as projeções efetuadas no estudo em desenvolvimento para os prédios públicos estaduais do Estado de São Paulo. A análise atualizada após 12 meses de monitoramento, para efeito de comparação, pode ser encontrada no **Produto 6 – Relatório Final**.

Tabela 5.21 - Comparativo de resultados da análise econômica para o projeto APAE São Vicente

	Projeto Específico	Estudo Geral
Perdas	18,9%	20%
Custo	R\$ 38.562,50	R\$ 32.640,00
Payback	7 anos	6,5 anos
Economia em 25 anos	R\$ 111.795,78	R\$ 88.325,47
TIR	12,82%	-

O estudo geral não considerou reajustes nas tarifas de energia e de inflação e não considera o deslocamento da equipe de instalação e frete nos equipamentos. Os resultados demonstram que o estudo é mais conservador.

5.2.2 APAE Guaíra

5.2.2.1 Dados Gerais do Sistema

O presente estudo é referente ao dimensionamento e análise econômica da usina fotovoltaica APAE GUAÍRA para a geração de energia elétrica conectada à rede de distribuição da CPFL Paulista com uma potência instalada de 6,8 kWp. Os resultados obtidos após 12 meses de monitoramento podem ser encontrados no **Produto 6 – Relatório Final**. Os dados do cliente estão listados na **Tabela 5.22**:

Tabela 5.22 - Dados do Cliente do projeto APAE Guaíra

Dados Do Cliente	
Cliente:	Associação de Pais e Amigos dos Excepcionais Guaíra
Endereço:	Rua Vinte e Seis, 445 CEP: 14790-000 Guaíra/SP
CPF / CNPJ:	48.448.526/0001-65
Telefone:	(17) 3331-2760
E-mail:	renatoaplitec@hotmail.com

5.2.2.2 Local de Instalação

O sistema fotovoltaico APAE GUAÍRA/SP foi instalado na localização conforme informado na **Tabela 5.23**:

Tabela 5.23 - Local de Instalação do projeto APAE Guaíra

Dados da Localização	
Localidade:	Rua Vinte e Seis, 445 CEP: 14790-000 Guaíra /SP
Latitude:	-020°-18'-51"
Longitude:	-048°-19'-02"
Altitude:	518 m
Fonte dados climáticos:	ATLAS BRAS. 2017
Albedo:	13 % Telhados ou terraços com betume

5.2.2.3 Descrição do Sistema

O sistema fotovoltaico é composto por 20 módulos fotovoltaicos de 340 Wp cada e 1 inversor de 5,0 kW. A potência nominal total é de 6,8 kWp, com uma geração estimada de energia elétrica de 10.375,0 kWh por ano e distribuídos em uma área de 39,6 m². O sistema é conectado à rede de alimentação em Baixa Tensão, trifásico e com tensão fornecimento 220V/127V.

5.2.2.4 Emissões

Estimou-se que o sistema fotovoltaico reduziria a emissão de poluentes na atmosfera de acordo com as **Tabela 5.24** e **Tabela 5.25**(valores anuais):

Tabela 5.24 - Produção Termo Elétrica Equivalente do projeto APAE Guaíra

Produção Termo Elétrica Equivalente	
Dióxido de enxofre (SO ₂):	7,27 kg
Óxidos de Nitrogênio (NO _x):	9,15 kg
Poeiras:	0,32 kg
Dióxido de carbono (CO ₂):	5,41 t

Tabela 5.25 - Equivalente de Energia Geotérmica do projeto APAE Guaíra

Equivalente de Energia Geotérmica	
Sulfeto de Hidrogênio (H ₂ S) (fluido geotérmico):	0,32 kg
Dióxido de carbono (CO ₂):	0,06 t
Tonelada equivalente de Petróleo (TEP):	2,59 TO

5.2.2.5 Irradiação Solar

A avaliação do recurso solar disponível foi realizada de acordo com o Atlas Brasileiro 2017 e o Atlas Solarimétrico do Brasil, tendo como referência o local com os dados históricos e de irradiação solar no município de Guaíra/SP.

5.2.2.6 Tabela de Irradiação Solar Total Mensal

A **Tabela 5.26** projeta a irradiação solar total mensal no local de instalação.

Tabela 5.26 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto APAE Guaíra

Mês	Irradiação direta [kWh/m ²]	Irradiação difusa [kWh/m ²]	Irradiação refletida [kWh/m ²]	Total das diárias [kWh/m ²]	Total mensal [kWh/m ²]
Janeiro	3,331	2,397	0,004	5,731	177,67
Fevereiro	3,737	2,258	0,004	5,999	167,982
Março	3,21	2,057	0,003	5,27	163,369
Abril	3,542	1,642	0,003	5,187	155,602
Maio	3,295	1,354	0,003	4,652	144,213
Junho	3,101	1,296	0,003	4,4	131,996
Julho	3,279	1,357	0,003	4,639	143,813
Agosto	3,785	1,614	0,003	5,403	167,478
Setembro	3,43	1,833	0,003	5,266	157,992
Outubro	3,444	2,123	0,004	5,57	172,678
Novembro	3,266	2,397	0,004	5,667	169,998
Dezembro	3,523	2,493	0,004	6,02	186,619

A **Figura 5.20** ilustra a irradiação solar total mensal no local de instalação.

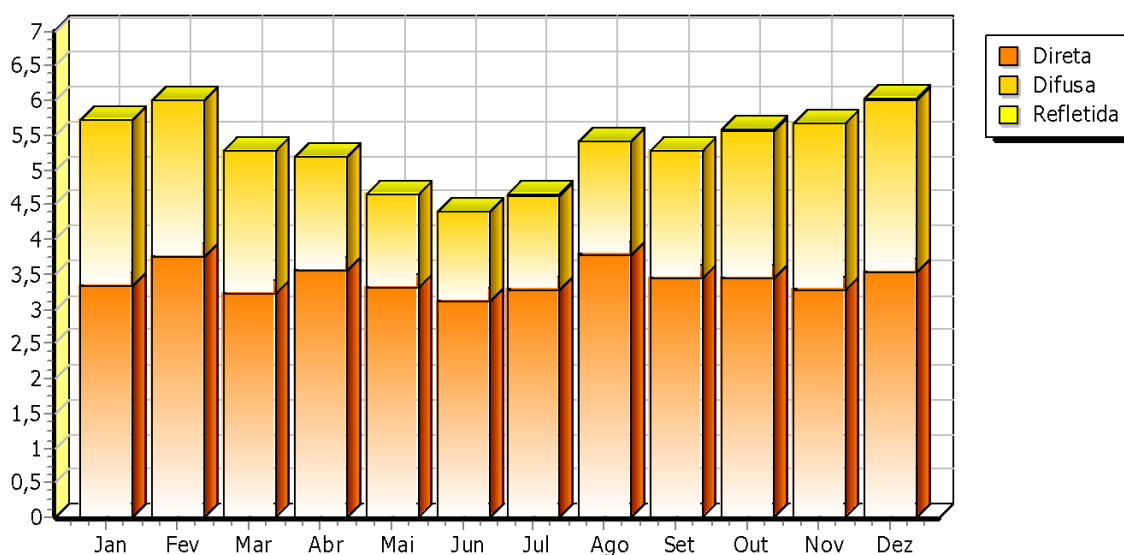


Figura 5.20 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto APAE Guaíra

5.2.2.7 Exposições

O sistema fotovoltaico foi orientado ao noroeste, com um ângulo de azimute de 171º em relação ao sul e inclinado em 8º em relação ao solo, conforme **Tabela 5.27**:

Tabela 5.27 - Orientação dos módulos fotovoltaicos do projeto APAE Guaíra

Tipo de instalação	Orient	Inclin	Sombr
Ângulo fixo	171°	8°	0 %

5.2.2.8 Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico é composto por 20 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino de 340 Wp de potência nominal cada, com uma vida útil estimada de mais de 25 anos e degradação da produção devido ao envelhecimento de 0,8 % ao ano.

As características técnicas do módulo fotovoltaico estão listadas na **Tabela 5.28**:

Tabela 5.28 - Características Técnicas dos Módulos Fotovoltaicos do projeto APAE Guaíra

Características Técnicas dos Módulos	
Fabricante:	JINKO SOLAR
Modelo:	EAGLE JKM340PP-72
Tecnologia de const.:	Silício monocristalino
Características Elétricas	
Potência máxima:	340 W
Rendimento:	17,5 %
Tensão nominal:	38,7 V
Tensão em aberto:	47,1 V
Corrente nominal:	8,8 A
Corr. de curto-circuito:	9,2 A
Dimensões	
Dimensões:	992 mm x 1956 mm
Peso:	26,5 kg

Os valores de tensão variam conforme a temperatura dos módulos fotovoltaicos (mínima, máxima e de regime) e estão dentro dos valores de operação do inversor.

5.2.2.9 Inversor Fotovoltaico

O inversor fotovoltaico faz a conversão da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente contínua para a energia utilizada na rede de distribuição em corrente alternada, em conformidade aos requisitos técnicos e normas de segurança. Os valores

de tensão e corrente do dispositivo de entrada são compatíveis com o sistema fotovoltaico, enquanto os valores de saída são compatíveis com os valores da rede ao qual está conectado ao sistema.

As principais características do inversor são:

- Inversor de comutação forçada com PWM (Pulse-width modulation), sem clock e/ou tensão de referência ou de corrente, semelhante a um sistema não idôneo a suportar a tensão e frequência de intervalo normal. Este sistema está em conformidade com as normas da ABNT e com o sistema de rastreamento de potência máxima MPPT;
- Conforme as normas gerais de limitação de Emissões EMF e RF: Conformidade IEC 110-1, IEC 110-6, IEC 110-8;
- Proteção de desligamento da rede quando o sistema estiver fora da faixa de tensão e frequência da rede e com falha de sobrecorrente, conforme os requisitos da IEC 11-20 e normas da distribuidora de energia elétrica local. Reset automático das proteções de início automático;
- Grau de proteção adequado a localização nas proximidades do campo fotovoltaico (IP65); e,
- Declaração de conformidade do fabricante de acordo com normas técnica aplicáveis, com referência aos ensaios realizados por institutos certificadores.

As características técnicas do inversor fotovoltaico estão listadas na **Tabela 5.29** e **Tabela 5.30**

Tabela 5.29 - Dados Técnicos do Inversor do projeto APAE Guaira

Dados Técnicos do Inversor	
Fabricante:	PHB
Modelo:	D-NS PHB5000D-NS
Número de rastreadores:	2
Entrada para rastreador:	2
Características Elétricas	

Potência nominal:	5 kW
Potência máxima:	5,1 kW
Potência máxima por rastreador:	2,5 kW
Tensão nominal:	550 V
Tensão máxima:	580 V
Tensão mínima por rastreador:	125 V
Tensão máxima por rastreador:	550 V
Tensão máxima de saída:	220 Vac
Corrente nominal:	22 A
Corrente máxima:	22 A
Corrente máxima por rastreador:	11 A
Rendimento:	0,98

Tabela 5.30 - Dados Técnicos do Inversor 1 do projeto APAE Guaíra

Inversor 1	MPPT 1	MPPT 2
Módulos em série:	10	10
Conjunto de módulos em paralelos:	1	1
Exposições:	Exposição 1	Exposição 1
Tensão MPPT (STC):	382 V	382 V
Número de módulos:	10	10

5.2.2.10 Dimensionamento

A potência nominal do gerador foi definida utilizando a seguinte fórmula:

$$P = P \text{ módulos} * n^{\circ} \text{ módulos} = 340 \text{ Wp} * 20 = 6.800 \text{ W}$$

Com base na potência nominal do sistema fotovoltaico, a **Tabela 5.31** mostra o cálculo da estimativa anual de geração de energia nas condições normais de STC (irradiação de 1000 W/m², temperatura de 25°C).

Tabela 5.31 - estimativa anual de geração de energia nas condições normais de STC do projeto APAE Guaíra

Exposição	Potência nominal [W]	Irradiação solar [kWh/m ²]	Energia [kWh]
Exposição 1	6.800	1.939,41	13.187,99

A **Tabela 5.32** lista as perdas na conversão do sistema e as perdas devido a temperatura na localidade onde o sistema fotovoltaico será implementado.

Tabela 5.32 - Perdas Totais no sistema do projeto APAE Guaíra

Perda por sombreamento total:	1,3 %
Perda por aumento de temperatura:	8,3 %
Perdas por descasamento:	5,0 %
Perdas de corrente continua:	1,5 %
Outras perdas:	5,0 %
Perdas na conversão:	2,2 %
Perdas totais:	21,3 %

A **Tabela 5.33** mostra as características finais do gerador fotovoltaico.

Tabela 5.33 - Características do Gerador Fotovoltaico do projeto APAE Guaíra

Características do Gerador Fotovoltaico	
Número de módulos:	20
Número de inversores:	1
Potência nominal:	6800 W
Performance ratio:	78,7 %

5.2.2.11 Produção Efetiva de Energia

Considerando as perdas de conversão do sistema e as perdas devido à temperatura no local citadas no item anterior, a **Tabela 5.34** mostra a estimativa de produção efetiva de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico APAE Guaíra. Os valores obtidos após 12 meses de monitoramento podem ser encontrados no **Produto 6 – Relatório Final**.

Tabela 5.34 - Estimativa de Produção Efetiva de Energia do projeto APAE Guaíra

Mês	Produção efetiva [kWh]
Janeiro	951,9
Fevereiro	896,6
Março	873,3
Abril	829,7
Maio	773,2
Junho	709,7
Julho	772,4
Agosto	894,3
Setembro	841,9
Outubro	922,7
Novembro	910,9
Dezembro	998,3
Ano	10.375,0

5.2.2.12 Análise Econômica

Análise da econômica e financeira de um sistema fotovoltaico conectado à rede instalado na cidade de Guaíra com uma potência instalada de 6,8 kWp e uma estimativa de geração de energia elétrica de 10.375,0 kWh.

5.2.2.13 Análise de Custo

Os custos para a implementação do sistema fotovoltaico estão listados na **Tabela 5.35**:

Tabela 5.35 - Custos do Sistema Fotovoltaico do projeto APAE Guaíra

Equipamentos (módulos, inversor e estruturas de fixação)	R\$ 20.162,00
Projeto e Instalação	R\$ 18.400,00
Custo total do sistema:	R\$ 38.562,50
Custo específico:	R\$/kWp 5.670,96

Além dos custos iniciais de implementação do sistema fotovoltaico são adicionados os custos de manutenção anuais referente à limpeza dos módulos fotovoltaicos e o custo extraordinário de troca do inversor fotovoltaico após 15 anos de operação do sistema conforme **Tabela 5.36** e **Tabela 5.37**:

Tabela 5.36 - Custos Anuais de Manutenção do projeto APAE Guaíra

Descrição	%	Valor R\$
Limpeza dos Módulos Fotovoltaicos	0,5	192,81
Total		192,81

Tabela 5.37 - Custos Extraordinários do projeto APAE Guaíra

Descrição	Ano	Valor R\$
Troca do Inversor*	15	7.250,00
Total		7.250,00

*o custo de troca do inversor teve o valor corrigido no tempo considerando uma inflação anual de 6%.

5.2.2.14 Consumo de Energia da Unidade Consumidora

A APAE Guaíra consome anualmente 42.485 kWh e estimou-se no estudo de viabilidade que a geração do sistema fotovoltaico reduziria em 24,4% o consumo anual de energia elétrica pela CPFL Paulista. Os resultados reais obtidos após 12 meses de monitoramento, podem ser encontrados no **Produto 6 – Relatório Final**. A **Tabela 5.38** mostra o consumo atual, a estimativa de geração de energia elétrica e a previsão do novo consumo de energia. A **Figura 5.21** mostra o consumo de energia ao longo dos meses.

Tabela 5.38 - Consumo de Energia do projeto APAE Guaíra

Consumo de energia da unidade consumidora anual:	42.485 kWh
Geração de energia solar fotovoltaica:	10.375,0 kWh
Energia introduzida:	0 kWh
Energia comprada:	32.110,0 kWh

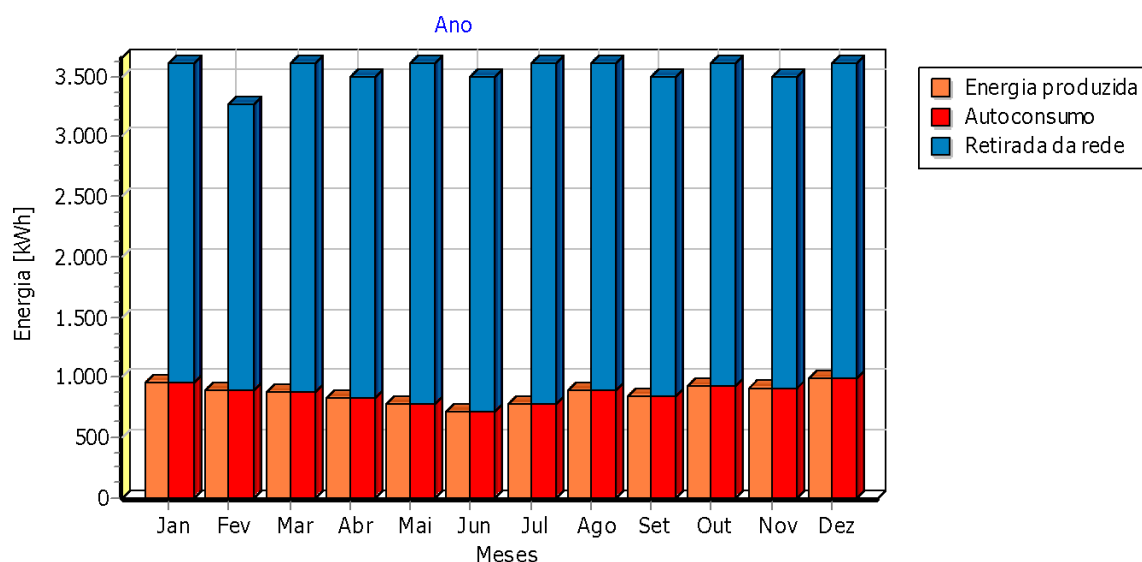


Figura 5.21 - Consumo de Energia do projeto APAE Guairá

5.2.2.15 Retorno Financeiro

A simulação do desempenho econômico do sistema fotovoltaico no período de 25 anos é feita considerando os parâmetros listados na **Tabela 5.39**.

Tabela 5.39 - Parâmetros para o cálculo de retorno financeiro do projeto APAE Guairá

Degradação anual do sistema devido ao envelhecimento:	0,8 %
Taxa de inflação anual:	6 %
Taxa de reajuste da tarifa:	3 %

A **Tabela 5.40** mostra o resumo sobre a simulação do desempenho econômico do sistema fotovoltaico após 25 anos de operação e considerando as premissas contidas neste estudo:

Tabela 5.40 - Resumo do Desempenho Econômico em 25 anos do projeto APAE Guairá

Geração estimada de energia solar fotovoltaica:	10.375 kWh
Data fim análise:	08/07/2043
Economia de consumo:	R\$ 218.020,78
Economia para a compensação:	R\$ 0,00
Juros ativo:	R\$ 0,00

Outras receitas:	R\$ 0,00
Custos anuais a deduzir:	R\$ 18.157,10
Total:	R\$ 199.863,68
Capital investido:	R\$ 38.562,50
Fluxo de caixa acumulado:	R\$ 161.301,18
Custos extraordinários	R\$ 7.250,00
Período de amortização (anos):	5,7
Montante após anos 26:	R\$ 199.863,68
Taxa composta de retorno:	6,533 %
Taxa de desconto:	2 %
VPL:	R\$ 113.114,52
TIR:	16,82 %

A **Tabela 5.41** detalha anualmente os números da simulação de desempenho da usina fotovoltaica APAE Guaria e apresenta as estimativas de geração de energia solar fotovoltaica considerando o coeficiente de degradação, os custos anuais de manutenção, a economia e a receita estimada ao longo dos 25 anos de análise.

**Tabela 5.41 - Simulação Anual de Desempenho do Sistema Fotovoltaico do projeto APAE
Guaíra(Continua)**

Ano	2018	2019	2020	2021	2022
Energia produzida [kWh]	5.141,2	10.332,2	10.281,0	10.166,3	10.083,1
Geração estimada de energia solar fotovoltaica [kWh]	5.141,2	10.332,2	10.281,0	10.166,2	10.083,2
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	3.271,36	6.771,65	6.940,22	7.068,60	7.221,23
Economia cons. simult. [R\$]	3.271,36	6.771,65	6.940,22	7.068,60	7.221,23
Economia para a compensação [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	92,97	204,38	216,64	229,64	243,42
Custo de disponibilidade [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos anuais [R\$]	92,97	204,38	216,64	229,64	243,42
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	3.178,39	6.567,27	6.723,58	6.838,96	6.977,81
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	-35.384,11	-28.816,84	-22.093,26	-15.254,30	-8.276,49
Capital próprio [R\$]	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50
Montante (economia) [R\$]	3.178,39	9.745,66	16.469,24	23.308,20	30.286,01
Taxa de rendimento composta [%]	-91,758	-49,728	-24,693	-11,827	-4,717
VPL [R\$]	-35.446,43	-29.134,18	-22.798,40	-16.480,25	-10.160,24
TIR [%]	-91,76	-54,41	-30,78	-16,30	-7,02

Ano	2023	2024	2025	2026	2027
Energia produzida [kWh]	10.000,3	9.948,0	9.834,2	9.751,4	9.668,2
Geração estimada de energia solar fotovoltaica [kWh]	10.000,2	9.948,0	9.834,2	9.751,2	9.668,2
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	7.376,64	7.558,25	7.695,99	7.859,95	8.026,83
Economia cons. simult. [R\$]	7.376,64	7.558,25	7.695,99	7.859,95	8.026,83
Economia para a compensação [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	258,02	273,50	289,92	307,31	325,75
Custo de disponibilidade [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos anuais [R\$]	258,02	273,50	289,92	307,31	325,75
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	7.118,62	7.284,75	7.406,07	7.552,64	7.701,08
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	-1.157,87	6.126,88	13.532,95	21.085,59	28.786,67
Capital próprio [R\$]	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50
Montante (economia) [R\$]	37.404,63	44.689,38	52.095,45	59.648,09	67.349,17
Taxa de rendimento composta [%]	-0,507	2,129	3,832	4,966	5,734
VPL [R\$]	-3.839,11	2.502,71	8.823,72	15.143,43	21.461,00
TIR [%]	-0,81	3,53	6,63	8,92	10,65

Ano	2028	2029	2030	2031	2032
Energia produzida [kWh]	9.614,9	9.502,1	9.419,2	9.336,4	9.281,9
Geração estimada de energia solar fotovoltaica [kWh]	9.615,0	9.502,3	9.419,3	9.336,3	9.281,9
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	8.222,08	8.369,46	8.545,26	8.724,06	8.933,50
Economia cons. simult. [R\$]	8.222,08	8.369,46	8.545,26	8.724,06	8.933,50
Economia para a compensação [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	345,29	366,01	387,97	411,25	7.685,93
Custo de disponibilidade [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos anuais [R\$]	345,29	366,01	387,97	411,25	435,93
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	7.250,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	7.876,79	8.003,45	8.157,29	8.312,81	1.247,57
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	36.663,46	44.666,91	52.824,20	61.137,01	62.384,58
Capital próprio [R\$]	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50
Montante (economia) [R\$]	75.225,96	83.229,41	91.386,70	99.699,51	100.947,08
Taxa de rendimento composta [%]	6,263	6,621	6,862	7,020	6,626
VPL [R\$]	27.796,01	34.106,67	40.412,52	46.712,59	47.639,56
TIR [%]	11,97	13,00	13,82	14,47	14,55

Ano	2033	2034	2035	2036	2037
Energia produzida [kWh]	9.170,4	9.087,3	9.004,2	8.948,8	8.838,3
Geração estimada de energia solar fotovoltaica [kWh]	9.170,3	9.087,3	9.004,3	8.948,9	8.838,3
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	9.090,80	9.278,77	9.469,83	9.693,99	9.861,33
Economia cons. simult. [R\$]	9.090,80	9.278,77	9.469,83	9.693,99	9.861,33
Economia para a compensação [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	462,08	489,81	519,19	550,35	583,37
Custo de disponibilidade [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos anuais [R\$]	462,08	489,81	519,19	550,35	583,37
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	8.628,72	8.788,96	8.950,64	9.143,64	9.277,96
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	71.013,30	79.802,26	88.752,90	97.896,54	107.174,50
Capital próprio [R\$]	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50
Montante (economia) [R\$]	109.575,80	118.364,76	127.315,40	136.459,04	145.737,00
Taxa de rendimento composta [%]	6,745	6,819	6,861	6,877	6,874
VPL [R\$]	53.925,11	60.201,86	66.468,73	72.745,21	78.989,01
TIR [%]	15,00	15,38	15,68	15,94	16,15

Ano	2038	2039	2040	2041	2042
Energia produzida [kWh]	8.755,3	8.672,4	8.615,9	8.506,2	8.423,1
Geração estimada de energia solar fotovoltaica [kWh]	8.755,3	8.672,3	8.615,9	8.506,3	8.423,3
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	10.061,77	10.265,40	10.504,63	10.682,08	10.895,20
Economia cons. simult. [R\$]	10.061,77	10.265,40	10.504,63	10.682,08	10.895,20
Economia para a compensação [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	618,37	655,47	694,80	736,49	780,68
Custo de disponibilidade [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos anuais [R\$]	618,37	655,47	694,80	736,49	780,68
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	9.443,40	9.609,93	9.809,83	9.945,59	10.114,52
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	116.617,90	126.227,83	136.037,66	145.983,25	156.097,77
Capital próprio [R\$]	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50	38.562,50
Montante (economia) [R\$]	155.180,40	164.790,33	174.600,16	184.545,75	194.660,27
Taxa de rendimento composta [%]	6,855	6,825	6,787	6,741	6,690
VPL [R\$]	85.219,54	91.435,61	97.656,58	103.839,96	110.005,07
TIR [%]	16,32	16,47	16,59	16,70	16,79

**Tabela 5.41 - Simulação Anual de Desempenho do Sistema Fotovoltaico do projeto APAE
Guaíra (Conclusão)**

Ano	2043
Energia produzida [kWh]	4.227,2
Geração estimada de energia solar fotovoltaica [kWh]	4.227,3
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0
Receita [R\$]	5.631,90
Economia cons. simult. [R\$]	5.631,90
Economia para a compensação [R\$]	0,00
Juros ativos [R\$]	0,00
Saídas [R\$]	428,49
Custo de disponibilidade [R\$]	0,00
Custos anuais [R\$]	428,49
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00
Capital [R\$]	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	5.203,41
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	161.301,18
Capital próprio [R\$]	38.562,50
Montante (economia) [R\$]	199.863,68
Taxa de rendimento composta [%]	6,533
VPL [R\$]	113.114,52
TIR [%]	16,82

A **Figura 5.22** ilustra o fluxo de caixa anual do investimento ao longo dos 25 anos de análise. Conforme **Tabela 5.37** está prevista a troca do inversor fotovoltaico após 15 anos de operação.

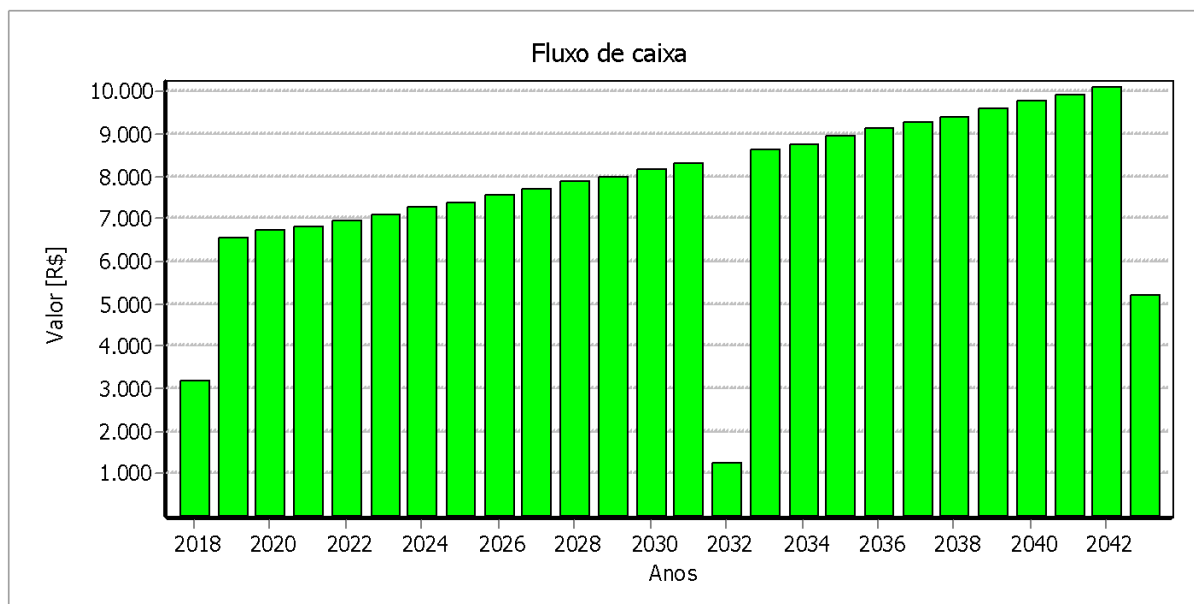


Figura 5.22 - Fluxo de Caixa Anual do projeto APAE Guaíra

A **Figura 5.23** ilustra o fluxo de caixa acumulado do investimento ao longo dos 25 anos de análise.

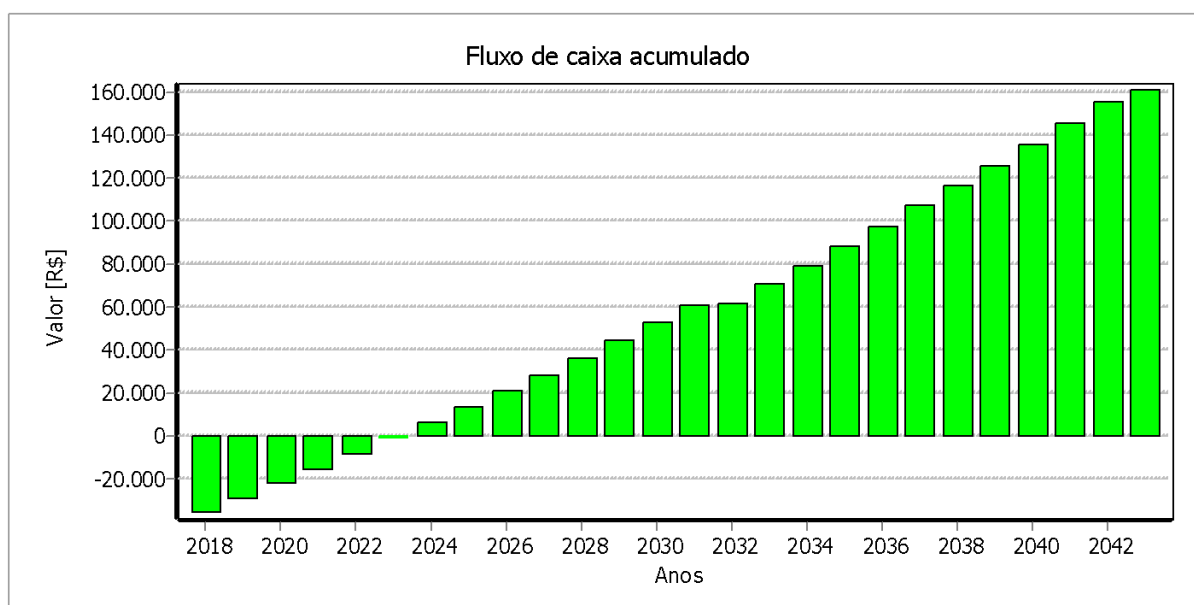


Figura 5.23 - Fluxo de Caixa Acumulado do projeto APAE Guaíra

A **Figura 5.24** ilustra o as despesas e receitas anuais do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise. Conforme **Tabela 5.37** está prevista a troca do inversor fotovoltaico após 15 anos de operação.

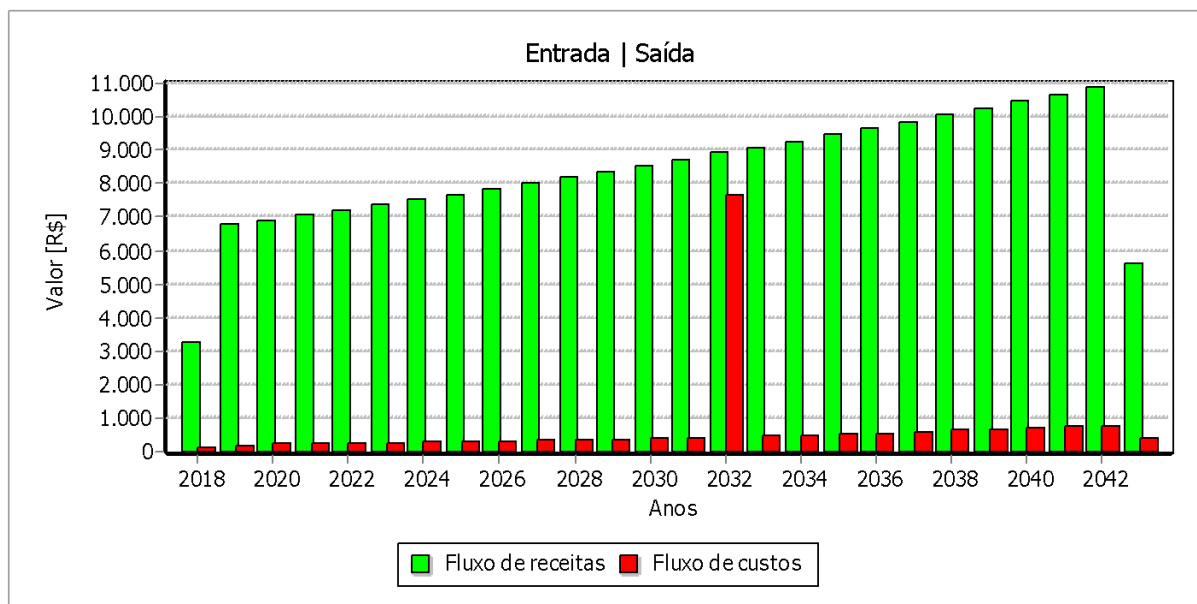


Figura 5.24 - Despesas e Receitas Anuais do projeto APAE Guaíra

A **Figura 5.25** ilustra o Valor Presente Líquido (VPL) do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

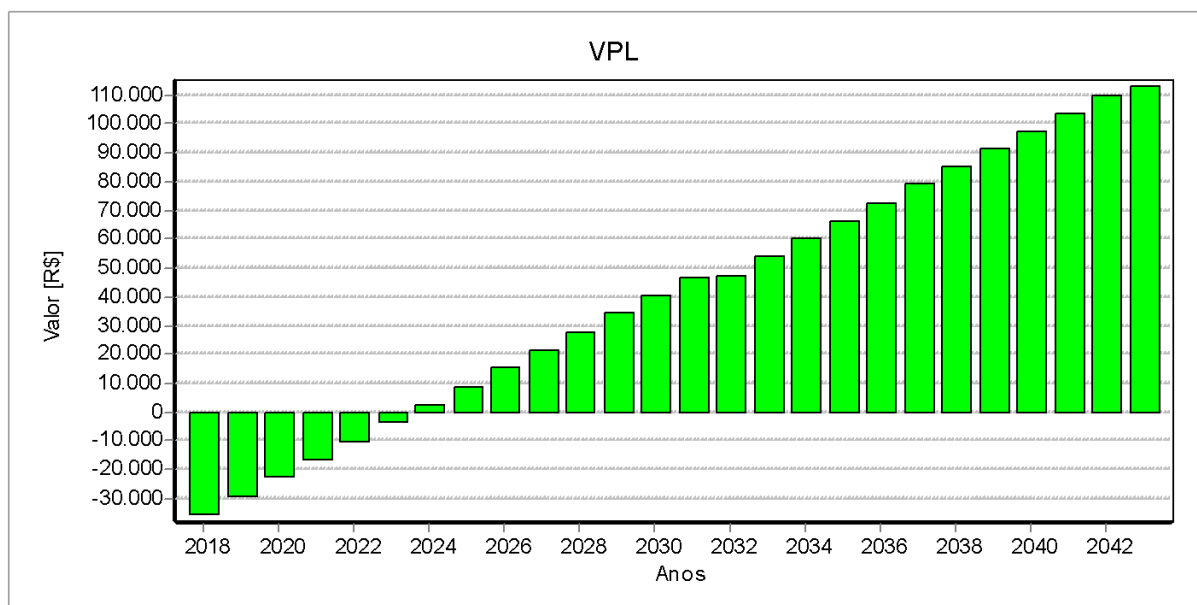


Figura 5.25 - Valor Presente Líquido do projeto APAE Guaíra

A **Figura 5.26** ilustra a economia gerada pelo sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

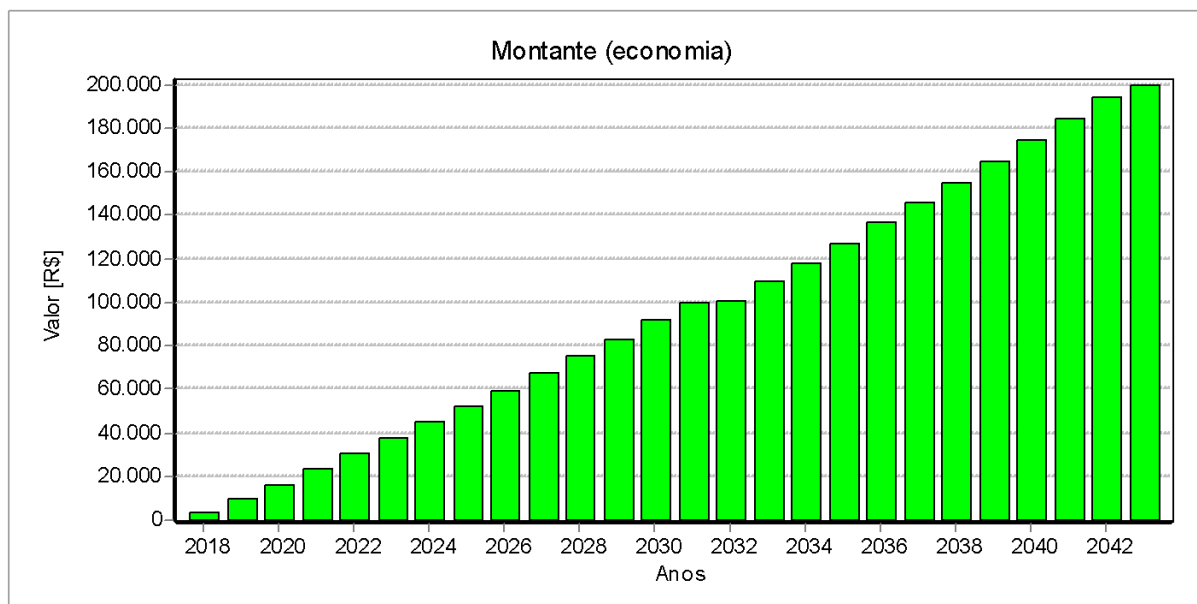


Figura 5.26 - Economia em 25 anos do projeto APAE Guaíra

A **Figura 5.27** ilustra a Taxa Interna de Retorno (TIR) do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

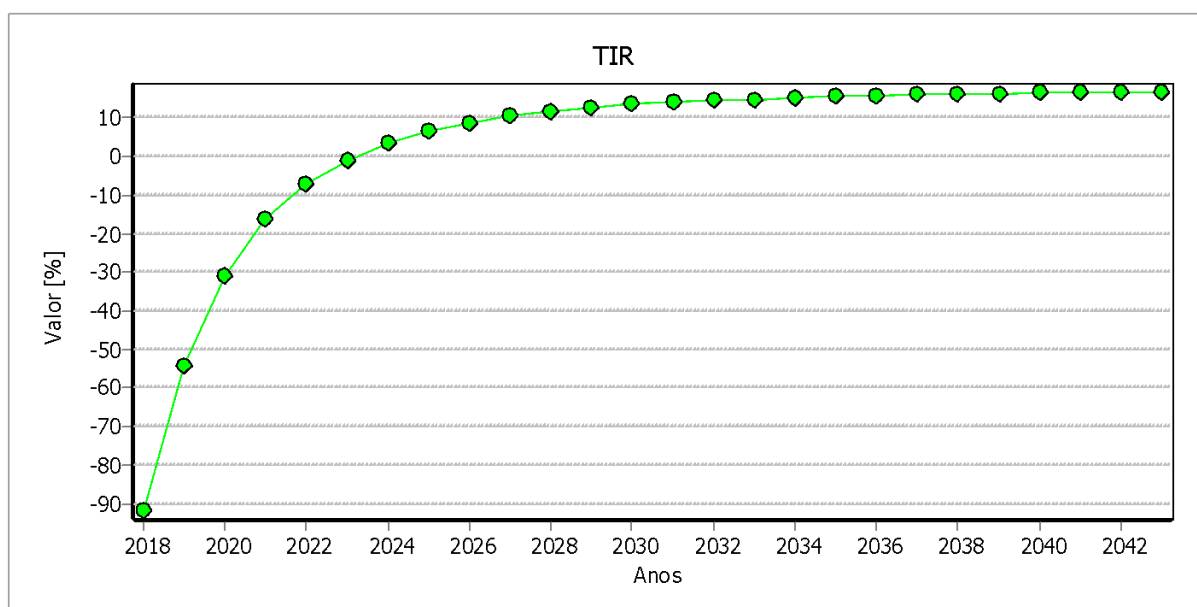


Figura 5.27 - Taxa Interna de Retorno do projeto APAE Guaíra

O **Figura 5.28** ilustra a Taxa de Rendimento Composta do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

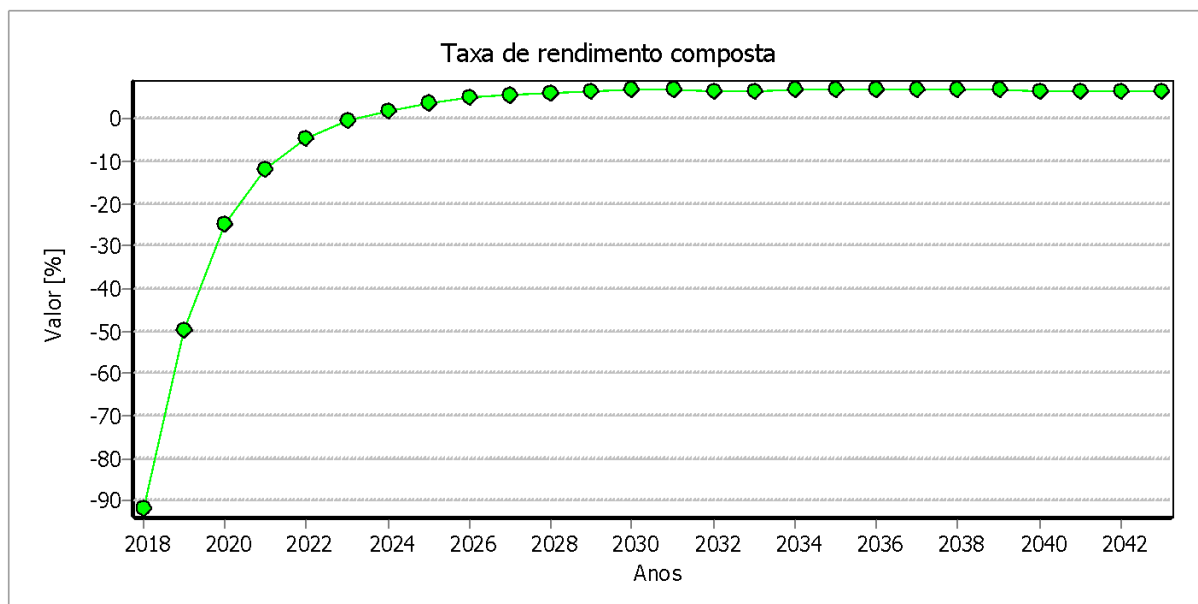


Figura 5.28 - Taxa de Rendimento Composta do projeto APAE Guaíra

5.2.2.16 Comparativo Usina APAE GUAÍRA com Premissas do Estudo em Desenvolvimento

A **Tabela 5.42** compara os as perdas, o custo, o payback, a economia projetada para os 25 anos de vida útil estimada do sistema e a Taxa Interna de Retorno (TIR) da instalação a ser implementada na APAE Guaíra com as projeções efetuadas no estudo em desenvolvimento para os prédios públicos estaduais do Estado de São Paulo. Os comparativos obtidos após 12 meses de monitoramento dos projetos piloto podem ser encontrados no **Produto 6 – Relatório Final**

Tabela 5.42 - Comparativo de resultados da análise econômica para o projeto APAE Guaíra

	Projeto Específico	Estudo Geral
Perdas	21,3%	20%
Custo	R\$ 38.562,50	R\$ 32.640,00
Payback	5,7 anos	4,8 anos
Economia em 25 anos	R\$ 161.301,18	R\$ 126.965,11
TIR	16,82%	-

O estudo em desenvolvimento não considerou reajustes nas tarifas de energia e de inflação e não considera o deslocamento da equipe de instalação e frete nos equipamentos. Os resultados demonstram que o estudo é mais conservador.

5.2.3 DEINTER 9 – Delegacia Seccional de Polícia de Piracicaba

5.2.3.1 Dados Gerais do Sistema

O presente estudo é referente ao dimensionamento e análise econômica da usina fotovoltaica DEINTER 9 para a geração de energia elétrica conectada à rede de distribuição da CPFL Paulista com uma potência instalada de 85,68kWp. Os dados do cliente estão listados na **Tabela 5.43**.

Tabela 5.43 - Dados do Cliente do projeto DEINTER 9

Dados do Cliente	
Cliente:	Delegacia Geral de Polícia DEINTER 9 - PIRACICABA
Endereço:	Av. Trinta e Um de Março, 345 CEP: 13419-320 Piracicaba/SP
CPF / CNPJ:	04.236.548/0087-66

5.2.3.2 Local de Instalação

O sistema fotovoltaico DEINTER 9 deverá ser instalado na localização conforme informado na **Tabela 5.44**:

Tabela 5.44 - Local de Instalação do projeto DEINTER 9

DADOS Da localização	
Localidade:	Av. Trinta e Um de Março, 345 CEP: 13419-320 Piracicaba/SP
Latitude:	-022°-44'-15"
Longitude:	-047°-38'-50"
Altitude:	527 m
Fonte dados climáticos:	ATLAS BRAS. 2017
Albedo:	13 % Telhados ou terraços com betume

5.2.3.3 Descrição do Sistema

O sistema fotovoltaico é composto por 252 módulos fotovoltaicos de 340Wp cada, 1 inversor de 60,0kW e 2 inversores de 5,0kW. A potência total (CC) é de 85,68kWp e a

potência nominal (AC) é de 70,0kW, com uma geração estimada de energia elétrica de 120.237,4kWh por ano e distribuídos em uma área de 490m². O sistema é conectado à rede de alimentação em Baixa Tensão, trifásico e com tensão fornecimento 220V/127V.

5.2.3.4 Emissões

O sistema fotovoltaico reduzirá a emissão de poluentes na atmosfera de acordo com as **Tabela 5.45** e **Tabela 5.46**(valores anuais):

Tabela 5.45 - Produção Termo Elétrica Equivalente do projeto DEINTER 9

Produção Termo Elétrica Equivalente	
Dióxido de enxofre (SO ₂):	78,31 kg
Óxidos de Nitrogênio (NO _x):	98,58 kg
Poeiras:	3,50 kg
Dióxido de carbono (CO ₂):	58,27 t

Tabela 5.46 - Equivalente de Energia Geotérmica do projeto DEINTER 9

Equivalente de energia geotérmica	
Sulfeto de Hidrogênio (H ₂ S) (fluido geotérmico):	3,42 kg
Dióxido de carbono (CO ₂):	0,66 t
Tonelada equivalente de Petróleo (TEP):	27,93 TO

5.2.3.5 Irradiação Solar

A avaliação do recurso solar disponível foi realizada de acordo com o Atlas Brasileiro 2017 e o Atlas Solarimétrico do Brasil, tendo como referência o local com os dados históricos e de irradiação solar no município de Piracicaba/SP.

A **Tabela 5.47** projeta a irradiação solar total mensal no local de instalação para os módulos orientados para o nordeste (NE) e a **Tabela 5.48** projeta a irradiação solar total mensal para os módulos orientados para o sudoeste (SO).

Tabela 5.47 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto DEINTER 9 orientação NE

Mês	Irradiação direta [kWh/m ²]	Irradiação difusa [kWh/m ²]	Irradiação refletida [kWh/m ²]	Total das diárias [kWh/m ²]	Total mensal [kWh/m ²]
Janeiro	2,974	2,525	0,006	5,505	170,653
Fevereiro	3,416	2,283	0,006	5,704	159,721
Março	3,062	2,04	0,005	5,107	158,326
Abril	3,042	1,651	0,005	4,697	140,924
Maio	2,547	1,384	0,004	3,934	121,964
Junho	2,426	1,263	0,003	3,692	110,747
Julho	2,579	1,282	0,004	3,864	119,796
Agosto	3,335	1,453	0,005	4,792	148,552
Setembro	3,084	1,764	0,005	4,853	145,602
Outubro	3,215	2,156	0,005	5,376	166,659
Novembro	3,153	2,423	0,006	5,581	167,442
Dezembro	3,357	2,58	0,006	5,943	184,23

Tabela 5.48 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto DEINTER 9 orientação SO

Mês	Irradiação direta [kWh/m ²]	Irradiação difusa [kWh/m ²]	Irradiação refletida [kWh/m ²]	Total das diárias [kWh/m ²]	Total mensal [kWh/m ²]
Janeiro	3,03	2,525	0,006	5,56	172,37
Fevereiro	3,372	2,283	0,006	5,66	158,478
Março	2,89	2,04	0,005	4,935	152,984
Abril	2,708	1,651	0,005	4,364	130,924
Maio	2,141	1,384	0,004	3,529	109,392
Junho	1,975	1,263	0,003	3,241	97,228
Julho	2,131	1,282	0,004	3,416	105,898
Agosto	2,9	1,453	0,005	4,358	135,089
Setembro	2,849	1,764	0,005	4,618	138,546
Outubro	3,13	2,156	0,005	5,291	164,01
Novembro	3,187	2,423	0,006	5,616	168,465
Dezembro	3,45	2,58	0,006	6,036	187,128

A **Figura 5.29** ilustra a irradiação solar total mensal no local de instalação para os módulos orientados para o nordeste e a **Figura 5.30** ilustra a irradiação solar total mensal no local de instalação para os módulos orientados para o sudoeste.

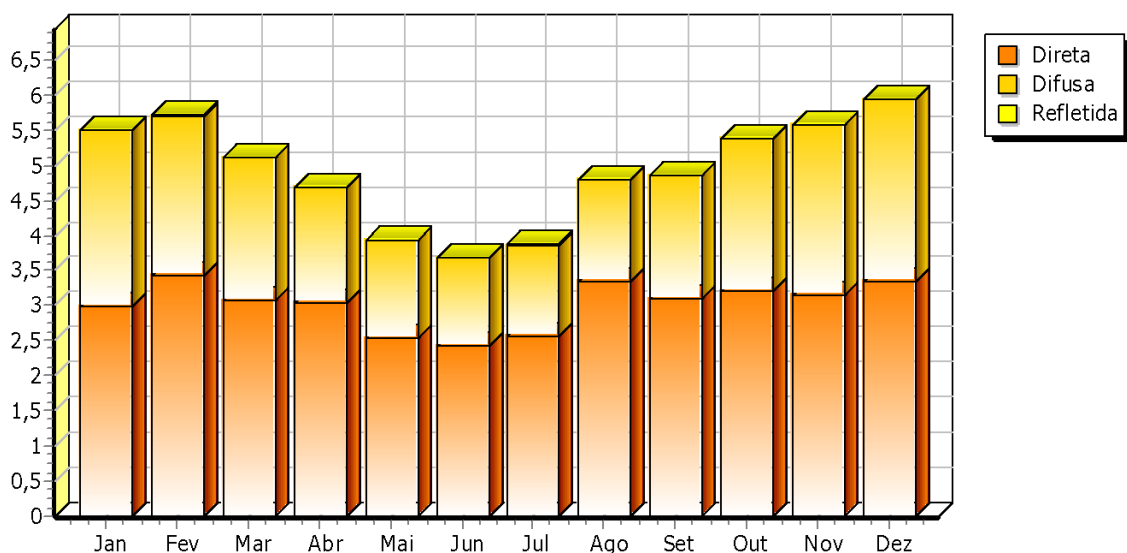


Figura 5.29 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto DEINTER 9, orientação NE

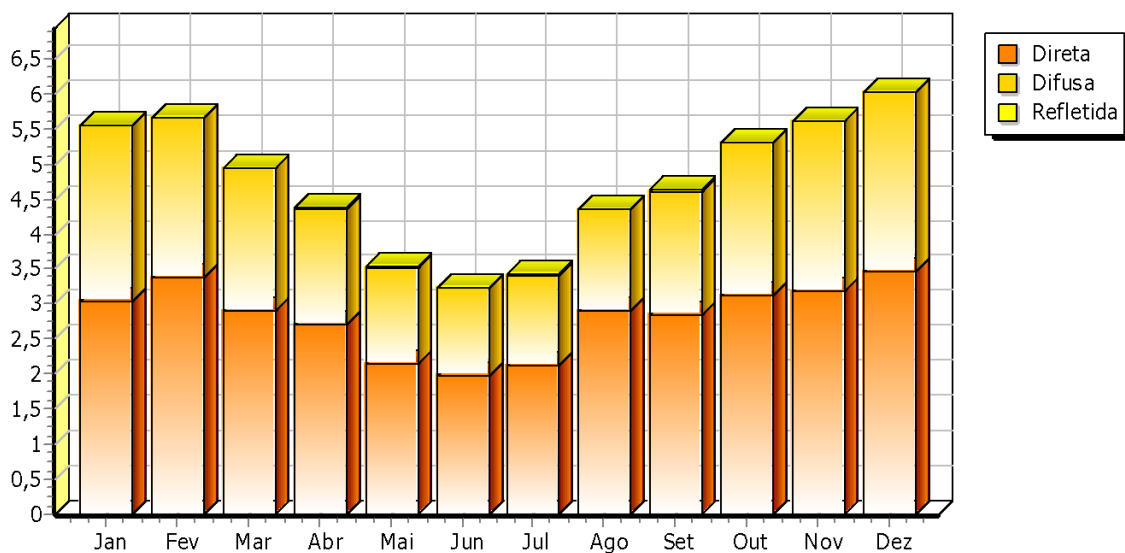


Figura 5.30 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto DEINTER 9, orientação SO

5.2.3.6 Exposições

O sistema fotovoltaico será orientado ao nordeste e ao nordeste, com ângulos de azimute em relação ao sul e inclinação em relação ao solo, conforme **Tabela 5.49**:

Tabela 5.49 - Orientação dos módulos fotovoltaicos do projeto DEINTER 9

Tipo de instalação	Orient	Inclin
Ângulo fixo (NE)	-118°	10°
Ângulo fixo (SO)	62°	10°

5.2.3.7 Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico é composto por 252 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino de 340Wp de potência nominal cada, com uma vida útil estimada de mais de 25 anos e degradação da produção devido ao envelhecimento de 0,8 % ao ano.

As características técnicas do módulo fotovoltaico estão listadas na **Tabela 5.50**:

Tabela 5.50 - Características Técnicas dos Módulos Fotovoltaicos do projeto DEINTER 9

Características Técnicas dos Módulos	
Fabricante:	JINKO SOLAR
Modelo:	EAGLE JKM340PP-72
Tecnologia de const.:	Silício monocristalino
Características Elétricas	
Potência máxima:	340 W
Rendimento:	17,5 %
Tensão nominal:	38,7 V
Tensão em aberto:	47,1 V
Corrente nominal:	8,8 A
Corr. de curto-circuito:	9,2 A
Dimensões	
Dimensões:	992 mm x 1956 mm
Peso:	26,5 kg

Os valores de tensão variam conforme a temperatura dos módulos fotovoltaicos (mínima, máxima e de regime) e estão dentro dos valores de operação do inversor.

5.2.3.8 Inversor Fotovoltaico

O inversor fotovoltaico faz a conversão da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente contínua para a energia utilizada na rede de distribuição em corrente

alternada, em conformidade aos requisitos técnicos e normas de segurança. Os valores de tensão e corrente do dispositivo de entrada são compatíveis com o sistema fotovoltaico, enquanto os valores de saída são compatíveis com os valores da rede ao qual está conectado ao sistema.

As principais características do inversor são:

- Inversor de comutação forçada com PWM (Pulse-width modulation), sem clock e/ou tensão de referência ou de corrente, semelhante a um sistema não idôneo a suportar a tensão e frequência de intervalo normal. Este sistema está em conformidade com as normas da ABNT e com o sistema de rastreamento de potência máxima MPPT;
- Conforme as normas gerais de limitação de Emissões EMF e RF: Conformidade IEC 110-1, IEC 110-6, IEC 110-8;
- Proteção de desligamento da rede quando o sistema estiver fora da faixa de tensão e frequência da rede e com falha de sobrecorrente, conforme os requisitos da IEC 11-20 e normas da distribuidora de energia elétrica local. Reset automático das proteções de início automático;
- Grau de proteção adequado a localização nas proximidades do campo fotovoltaico (IP65); e,
- Declaração de conformidade do fabricante de acordo com normas técnica aplicáveis, com referência aos ensaios realizados por institutos certificadores.

As características técnicas dos inversores fotovoltaicos estão listadas nas **Tabela 5.51 a Tabela 5.55**.

Tabela 5.51 - Dados Técnicos do Inversor 1 do projeto DEINTER 9

Dados Técnicos do Inversor	
Fabricante:	PHB
Modelo:	PHB60K-MT
Número de rastreadores:	4
Entrada para rastreador:	3

Características Elétricas	
Potência nominal:	60 kW
Potência máxima:	63,4 kW
Potência máxima por rastreador:	63,4 kW
Tensão nominal:	850 V
Tensão máxima:	1000 V
Tensão mínima por rastreador:	200 V
Tensão máxima por rastreador:	850 V
Tensão máxima de saída:	380/220 Vac
Corrente nominal:	96 A
Corrente máxima:	96 A
Corrente máxima por rastreador:	96 A
Rendimento:	0,98

Tabela 5.52 - Dados Técnicos do Inversor 1 do projeto DEINTER 9

Inversor 1	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	18	18	18	18
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 1	Exposição 1	Exposição 2	Exposição 2
Tensão MPPT (STC):	696,6 V	696,6 V	696,6 V	696,6 V
Número de módulos:	54	54	54	54

Tabela 5.53 - Dados Técnicos dos Inversores 2 e 3 do projeto DEINTER 9

Dados Técnicos do Inversor	
Fabricante:	PHB
Modelo:	PHB5000D-NS
Número de rastreadores:	2
Entrada para rastreador:	1
Características Elétricas	
Potência nominal:	5,0 kW
Potência máxima:	5,0 kW
Potência máxima por rastreador:	5,0 kW
Tensão nominal:	550 V
Tensão máxima:	580 V
Tensão mínima por rastreador:	125 V
Tensão máxima por rastreador:	580 V
Tensão máxima de saída:	220 Vac
Corrente nominal:	22,8 A

Corrente máxima:	22,8 A
Corrente máxima por rastreador:	22,8 A
Rendimento:	0,978

Tabela 5.54 - Dados Técnicos do Inversor 2 do projeto DEINTER 9

Inversor 2	MPPT 1	MPPT 2
Módulos em série:	9	9
Conjunto de módulos em paralelos:	1	1
Exposições:	Exposição 1	Exposição 1
Tensão MPPT (STC):	387 V	387 V
Número de módulos:	9	9

Tabela 5.55 - Dados Técnicos do Inversor 3 do projeto DEINTER 9

Inversor 3	MPPT 1	MPPT 2
Módulos em série:	9	9
Conjunto de módulos em paralelos:	1	1
Exposições:	Exposição 1	Exposição 1
Tensão MPPT (STC):	387 V	387 V
Número de módulos:	9	9

5.2.3.9 Dimensionamento

A potência nominal do gerador foi definida utilizando a seguinte fórmula:

$$P = P \text{ módulos} * n^{\circ} \text{ módulos} = 340\text{Wp} * 252 = 85.680\text{W}$$

Com base na potência nominal do sistema fotovoltaico, a **Tabela 5.56** mostra o cálculo da estimativa anual de geração de energia nas condições normais de STC (irradiação de 1000 W/m², temperatura de 25°C).

Tabela 5.56 - Quantidade de Energia Gerada pelo sistema do projeto DEINTER 9

Exposição	Potência nominal [W]	Irradiação solar [kWh/m²]	Energia [kWh]
Exposição 1	48.960	1.794,62	87.864,44
Exposição 2	36.720	1.720,51	63.177,16

A **Tabela 5.57** lista as perdas na conversão do sistema e as perdas devido a temperatura na localidade onde o sistema fotovoltaico será implementado.

Tabela 5.57 - Perdas Totais no sistema do projeto DEINTER 9

Perdas por sombreamento totais:	8,4%
Perda por aumento de temperatura:	7,6 %
Perdas por descasamento:	5,0 %
Perdas de corrente continua:	1,5 %
Outras perdas:	5,0 %
Perdas na conversão:	1,6 %
Perdas totais:	26,0 %

A nordeste do prédio da delegacia existe um edifício residencial que sombreia, em alguns períodos do ano, a cobertura do prédio da delegacia e da oficina, causando perdas por sombreamento na eficiência da usina fotovoltaica.

As simulações do sombreamento estão ilustradas mês-a-mês nas **Figura 5.31** até **Figura 5.42** abaixo:

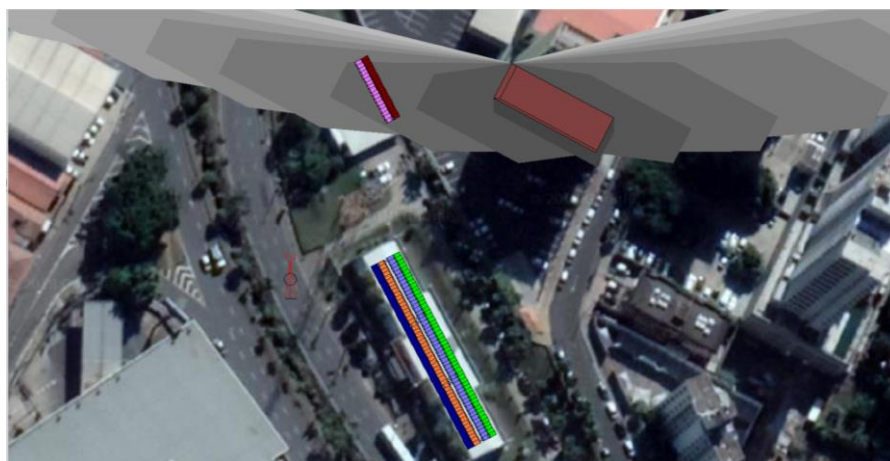


Figura 5.31 - Simulação do sombreamento no mês de janeiro/2018 do projeto da DEINTER 9

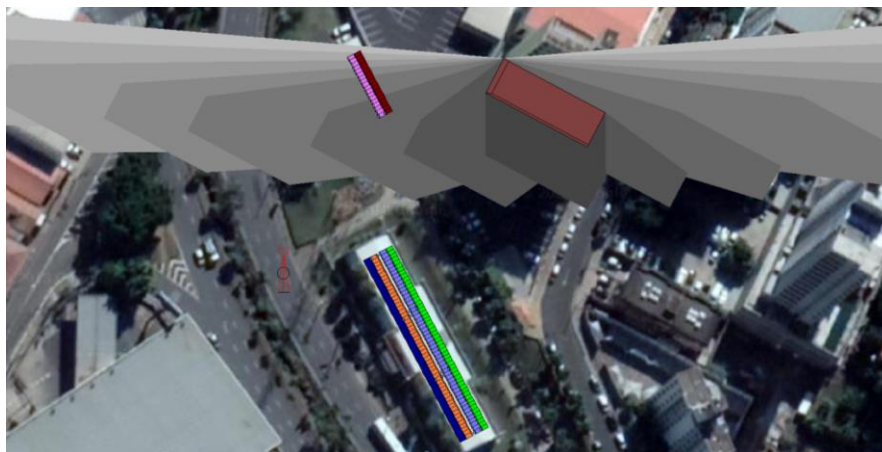


Figura 5.32 - Simulação do sombreamento no mês de fevereiro/2018 do projeto da DEINTER 9

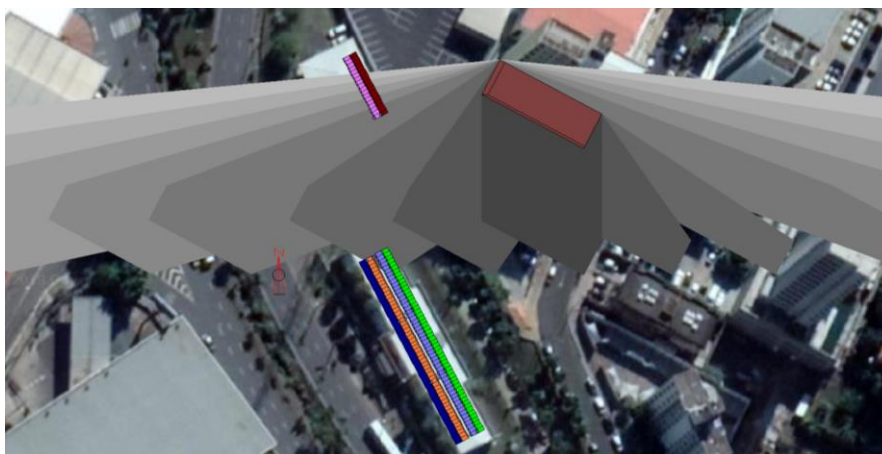


Figura 5.33 - Simulação do sombreamento no mês de março/2018 do projeto da DEINTER 9

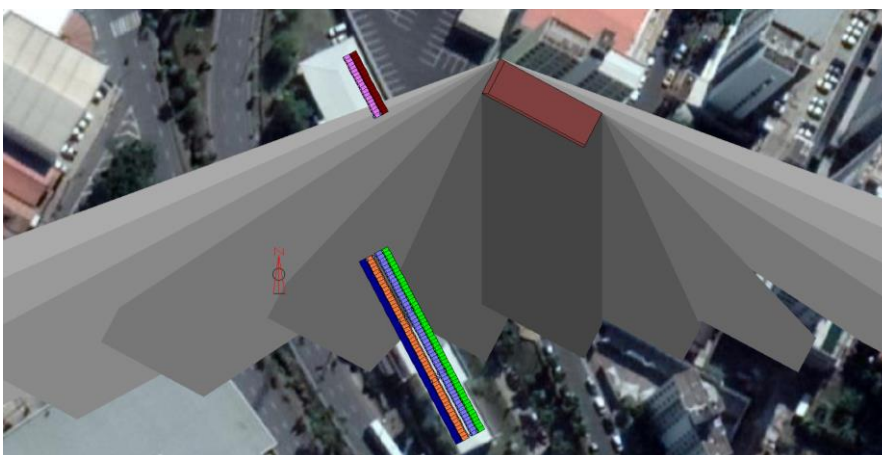


Figura 5.34 - Simulação do sombreamento no mês de abril/2018 do projeto da DEINTER 9

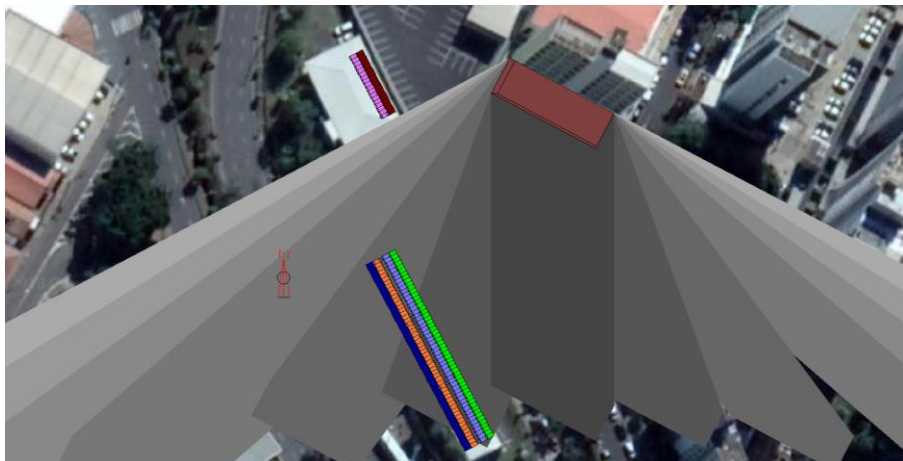


Figura 5.35 - Simulação do sombreamento no mês de maio/2018 do projeto da DEINTER 9

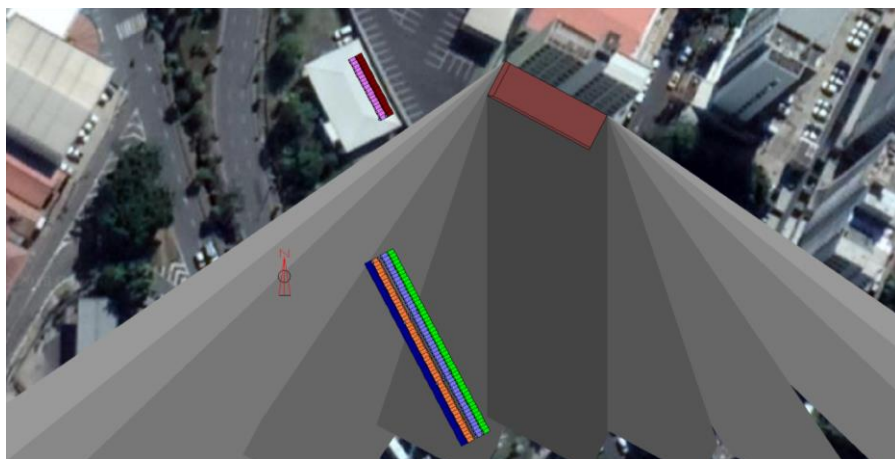


Figura 5.36 - Simulação do sombreamento no mês de junho/2018 do projeto da DEINTER 9

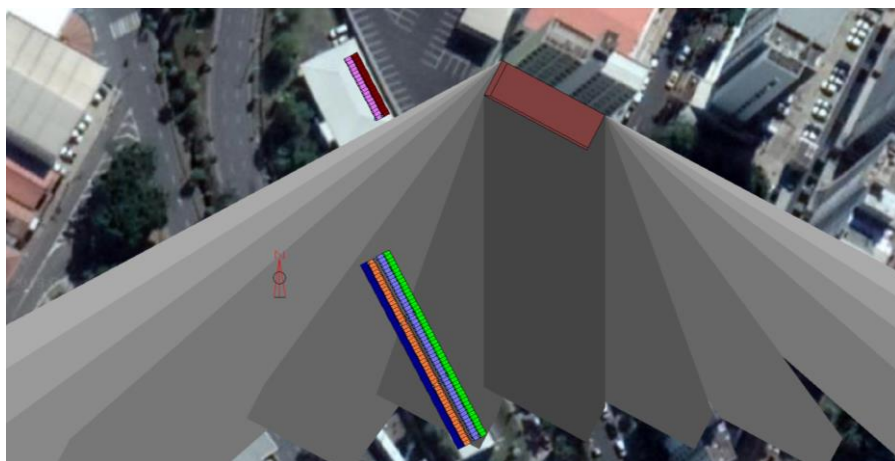


Figura 5.37 - Simulação do sombreamento no mês de julho/2018 do projeto da DEINTER 9

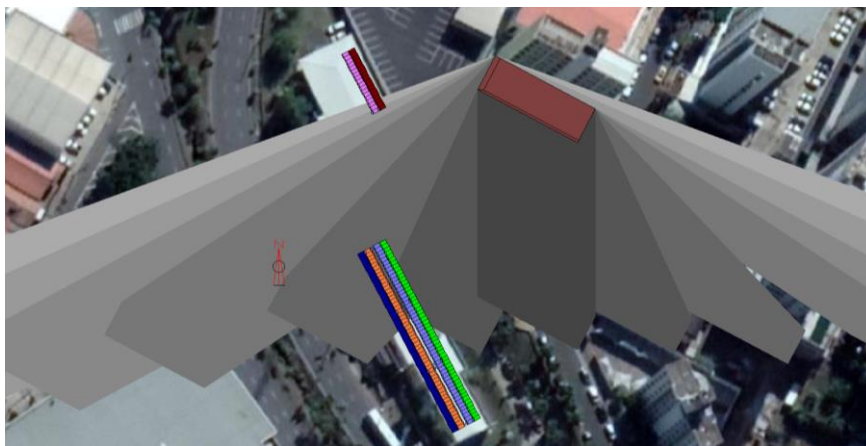


Figura 5.38 - Simulação do sombreamento no mês de agosto/2018 do projeto da DEINTER 9

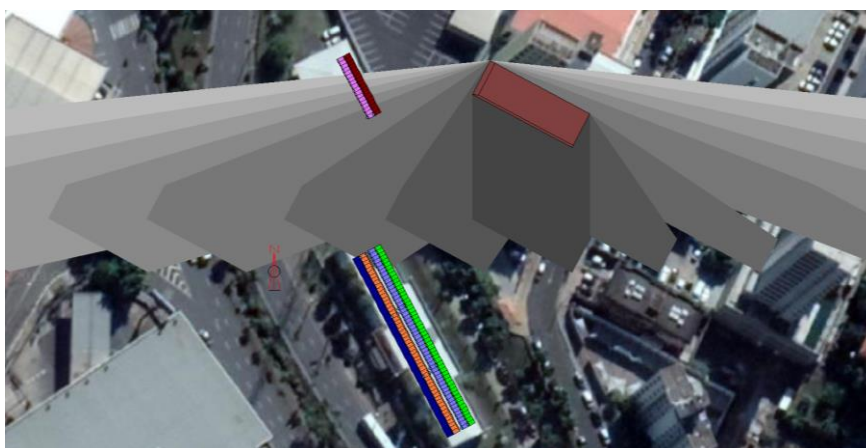


Figura 5.39 - Simulação do sombreamento no mês de setembro/2018 do projeto da DEINTER 9

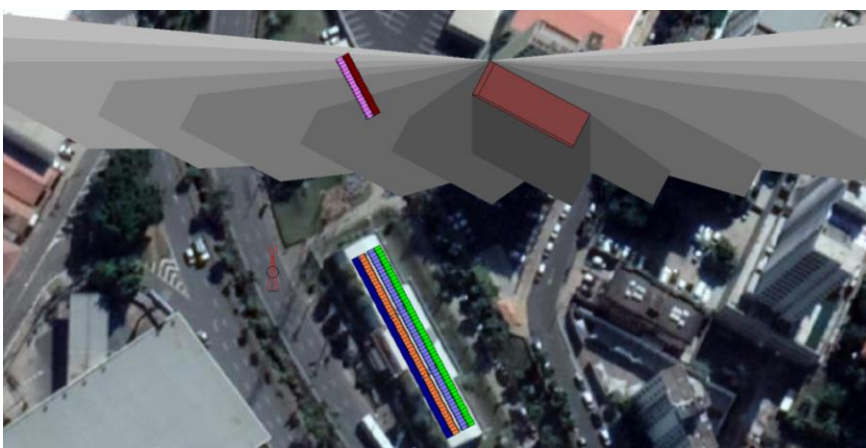


Figura 5.40 - Simulação do sombreamento no mês de outubro/2018 do projeto da DEINTER 9

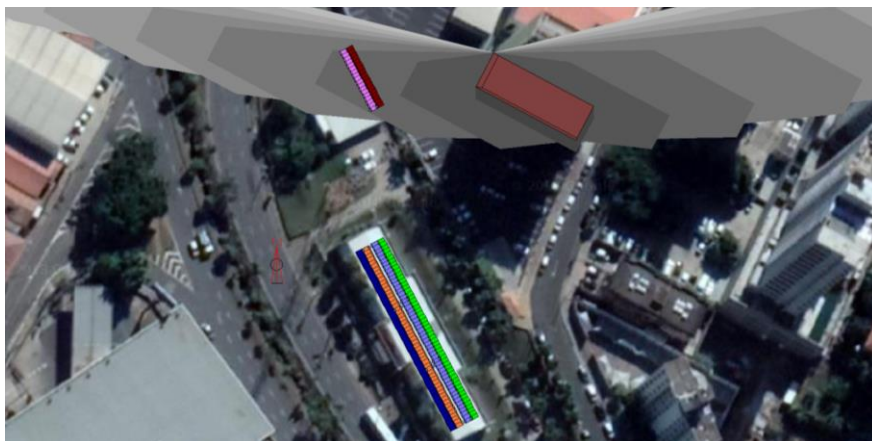


Figura 5.41 - Simulação do sombreamento no mês de novembro/2018 do projeto da DEINTER 9

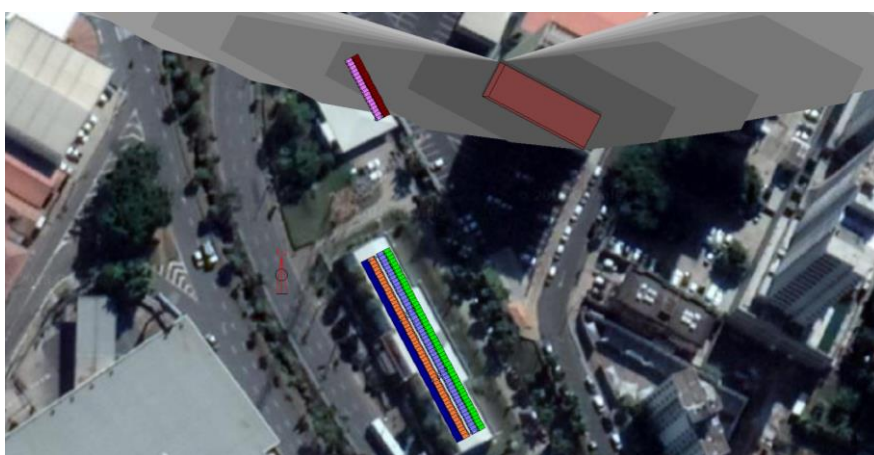


Figura 5.42 - Simulação do sombreamento no mês de dezembro/2018 do projeto da DEINTER 9

5.2.3.10 Produção Efetiva de Energia

Considerando as perdas de conversão do sistema, as perdas devido à temperatura no local e as perdas devido ao sombreamento citadas no item anterior, a **Tabela 5.58** mostra a produção efetiva de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico DEINTER 9.

Tabela 5.58 - Produção Efetiva de Energia do projeto DEINTER 9

Mês	Sem obstáculos [kWk]	Produção efetiva [kWh]	Perdas [kWh]
Janeiro	11.863,9	11.592,0	-2,3 %
Fevereiro	11.019,4	10.744,2	-2,3 %
Março	10.801,2	10.667,6	-1,1 %
Abril	9.458,4	8.291,8	-12,3 %
Maio	8.069,7	6.461,6	-20,0 %
Junho	7.265,1	5.329,8	-26,7 %
Julho	7.880,3	5.957,4	-24,3 %
Agosto	9.883,7	8.071,2	-18,4 %
Setembro	9.869,6	9.523,2	-3,4 %
Outubro	11.457,9	11.237,3	-1,7 %
Novembro	11.621,1	11.329,7	-2,6 %
Dezembro	12.838,8	12.531,3	-2,4 %
Ano	122.028,9	111.737,4	-8,4 %

5.2.3.11 Análise Econômica

Análise da econômica e financeira de um sistema fotovoltaico conectado à rede instalado na cidade de Piracicaba/SP com uma potência instalada de 85,68kWp e uma estimativa de geração de energia elétrica de 111.737,4 kWh.

5.2.3.11.1 Análise de Custo

Os custos para a implementação do sistema fotovoltaico estão listados na **Tabela 5.59**:

Tabela 5.59 - Custos do Sistema Fotovoltaico do projeto DEINTER 9

Equipamentos (módulos, inversor e estruturas de fixação)	R\$ 255.706,00
Projeto e Instalação	R\$ 108.299,52
Custo total do sistema:	R\$ 364.005,52
Custo específico:	R\$/kWp 4.248,43

Além dos custos iniciais de implementação do sistema fotovoltaico são adicionados os custos de manutenção anuais referente à limpeza dos módulos fotovoltaicos e o custo

extraordinário de troca do inversor fotovoltaico após 15 anos de operação do sistema conforme **Tabela 5.60 e Tabela 5.61:**

Tabela 5.60 - Custos Anuais de Manutenção do projeto DEINTER 9

Descrição	%	Valor R\$
Limpeza dos Módulos Fotovoltaicos	0,5	1.820,03
Total		1.820,03

Tabela 5.61 - Custos Extraordinários do projeto DEINTER 9

Descrição	Ano	Valor R\$
Troca do Inversor*	15	77.881,43
Total		77.881,43

*o custo de troca do inversor teve o valor corrigido no tempo considerando uma inflação anual de 6%.

5.2.3.11.2 Consumo de Energia da Unidade Consumidora

O DEINTER 9 consome anualmente 130.880 kWh e a geração do sistema fotovoltaico reduzirá em 85,4% o consumo anual de energia elétrica pela CPFL Paulista. A **Tabela 5.62** mostra o consumo atual, a estimativa de geração de energia elétrica e a previsão do novo consumo de energia. A **Figura 5.43** mostra o consumo de energia ao longo dos meses.

Tabela 5.62 - Consumo de Energia do projeto DEINTER 9

Consumo de energia da unidade consumidora anual:	130.880 kWh
Energia autoconsumida:	55.338,9 kWh
Energia introduzida:	56.398,5 kWh
Energia comprada:	75.541,2 kWh

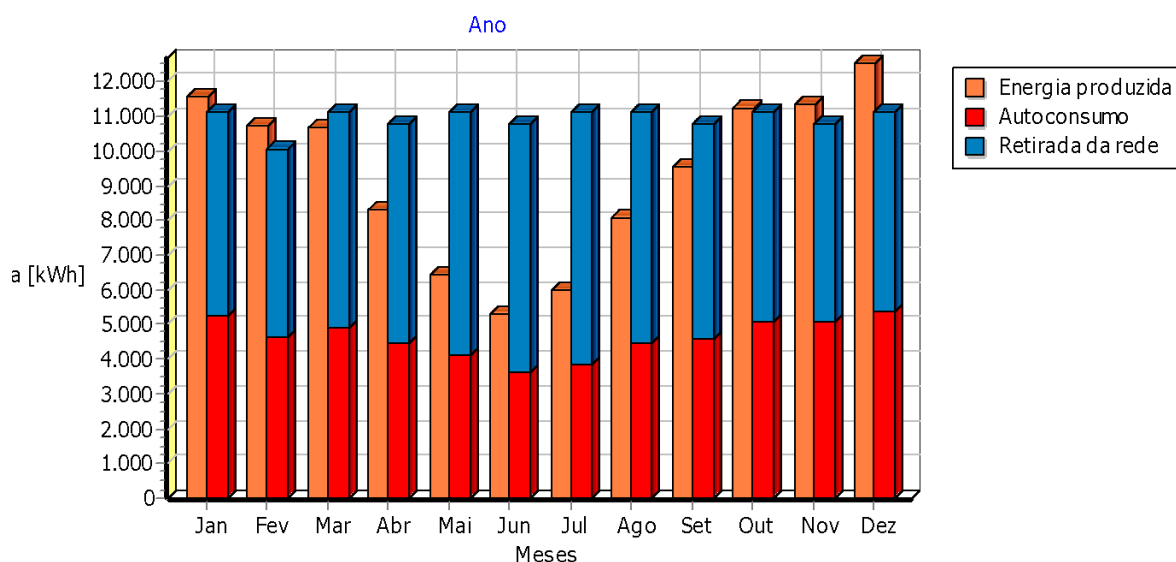


Figura 5.43 - Consumo de Energia do projeto DEINTER 9

5.2.3.11.3 Retorno Financeiro

A simulação do desempenho econômico do sistema fotovoltaico no período de 25 anos é feita considerando os parâmetros listados na **Tabela 5.63**:

Tabela 5.63 - Parâmetros para o cálculo de retorno financeiro do projeto DEINTER 9

Degradação anual do sistema devido ao envelhecimento:	0,8 %
Taxa de inflação anual:	6 %
Taxa de reajuste da tarifa:	3 %

A **Tabela 5.64** mostra o resumo sobre a simulação do desempenho econômico do sistema fotovoltaico após 25 anos de operação e considerando as premissas contidas neste estudo:

Tabela 5.64 - Resumo do Desempenho Econômico em 25 anos do projeto DEINTER 9

Geração estimada de energia solar fotovoltaica:	111.737,40 kWh
Data fim análise:	23/07/2043
Economia de consumo:	R\$ 1.091.497,11
Economia para a compensação:	R\$ 925.825,66
Juros ativo:	R\$ 0,00
Outras receitas:	R\$ 0,00

Custos anuais a deduzir:	R\$ 184.491,87
Total:	R\$ 1.832.830,90
Capital investido:	R\$ 364.005,52
Fluxo de caixa acumulado:	R\$ 1.468.825,38
Custos extraordinários	R\$ 77.881,43
Período de amortização (anos):	6
Montante após anos 26:	R\$ 1.832.830,90
Taxa composta de retorno:	6,414 %
Taxa de desconto:	2 %
VPL:	R\$ 1.026.409,93
TIR:	16,34 %

A **Tabela 5.65** detalha anualmente os números da simulação de desempenho da usina fotovoltaica DEINTER 9 e apresenta as estimativas de geração de energia solar fotovoltaica considerando o coeficiente de degradação, os custos anuais de manutenção, a economia e a receita estimada ao longo dos 25 anos de análise.

Tabela 5.65 - Simulação Anual de Desempenho do Sistema Fotovoltaico do projeto DEINTER 9 (Continua)

Ano	2018	2019	2020	2021	2022
Energia produzida [kWh]	54.230,1	111.268,1	110.754,9	109.480,2	108.586,5
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	25.556,6	55.292,3	55.359,7	55.096,3	54.998,2
Crédito de consumos acumulados [kWh]	2.109,4	1.828,6	1.606,2	1.415,3	1.224,4
Receita [R\$]	28.484,03	62.790,33	64.342,68	65.492,17	66.907,67
Economia cons. simult. [R\$]	13.966,68	31.123,75	32.096,53	32.902,14	33.828,90
Economia para a compensação [R\$]	14.517,35	31.666,58	32.246,15	32.590,03	33.078,77
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	966,76	2.323,05	2.358,45	2.465,13	2.604,88
Custo de disponibilidade [R\$]	163,95	393,82	313,46	297,45	307,13
Custos anuais [R\$]	802,81	1.929,23	2.044,99	2.167,68	2.297,75
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	27.517,27	60.467,28	61.984,23	63.027,04	64.302,79
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	-336.488,25	-276.020,97	-214.036,74	-151.009,70	-86.706,91
Capital próprio [R\$]	364.005,52	364.005,52	364.005,52	364.005,52	364.005,52
Montante (economia) [R\$]	27.517,27	87.984,55	149.968,78	212.995,82	277.298,61
Taxa de rendimento composta [%]	-92,440	-50,836	-25,590	-12,539	-5,296
VPL [R\$]	-337.027,80	-278.908,54	-220.499,42	-162.272,18	-104.031,16
TIR [%]	-92,45	-55,29	-31,67	-17,15	-7,82

Ano	2023	2024	2025	2026	2027
Energia produzida [kWh]	107.692,4	107.167,1	105.904,6	105.010,8	104.117,0
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	54.900,2	54.967,1	54.700,8	54.594,3	54.484,7
Crédito de consumos acumulados [kWh]	1.033,5	842,6	713,7	613,4	513,2
Receita [R\$]	68.349,59	70.057,73	71.268,72	72.768,16	74.313,70
Economia cons. simult. [R\$]	34.781,67	35.868,76	36.765,85	37.795,06	38.850,75
Economia para a compensação [R\$]	33.567,92	34.188,97	34.502,87	34.973,10	35.462,95
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	2.751,17	2.907,34	3.022,94	3.106,97	3.286,68
Custo de disponibilidade [R\$]	315,56	325,59	286,29	206,12	211,78
Custos anuais [R\$]	2.435,61	2.581,75	2.736,65	2.900,85	3.074,90
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	65.598,42	67.150,39	68.245,78	69.661,19	71.027,02
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	-21.108,49	46.041,90	114.287,68	183.948,87	254.975,89
Capital próprio [R\$]	364.005,52	364.005,52	364.005,52	364.005,52	364.005,52
Montante (economia) [R\$]	342.897,03	410.047,42	478.293,20	547.954,39	618.981,41
Taxa de rendimento composta [%]	-0,991	1,716	3,472	4,650	5,453
VPL [R\$]	-45.781,64	12.676,82	70.923,93	129.213,30	187.480,20
TIR [%]	-1,56	2,82	5,96	8,29	10,04

Ano	2028	2029	2030	2031	2032
Energia produzida [kWh]	103.579,2	102.329,3	101.435,2	100.541,3	99.991,4
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	54.539,4	54.265,4	54.155,8	54.046,2	54.096,8
Crédito de consumos acumulados [kWh]	412,9	312,7	212,4	112,2	11,9
Receita [R\$]	76.146,94	77.485,29	79.112,68	80.769,46	82.738,95
Economia cons. simult. [R\$]	40.056,48	41.050,90	42.197,00	43.374,95	44.718,08
Economia para a compensação [R\$]	36.090,46	36.434,39	36.915,68	37.394,51	38.020,87
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	3.477,05	3.575,80	3.739,29	3.961,31	82.078,07
Custo de disponibilidade [R\$]	217,65	120,84	77,03	79,32	81,73
Custos anuais [R\$]	3.259,40	3.454,96	3.662,26	3.881,99	4.114,91
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	77.881,43
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	72.669,89	73.909,49	75.373,39	76.808,15	660,88
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	327.645,78	401.555,27	476.928,66	553.736,81	554.397,69
Capital próprio [R\$]	364.005,52	364.005,52	364.005,52	364.005,52	364.005,52
Montante (economia) [R\$]	691.651,30	765.560,79	840.934,18	917.742,33	918.403,21
Taxa de rendimento composta [%]	6,009	6,391	6,653	6,828	6,364
VPL [R\$]	245.925,90	304.203,03	362.469,11	420.680,09	421.171,14
TIR [%]	11,39	12,44	13,28	13,94	13,95

Ano	2033	2034	2035	2036	2037
Energia produzida [kWh]	98.753,6	97.859,7	96.965,8	96.403,4	95.178,0
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	53.819,2	53.705,5	53.589,0	53.634,5	53.349,2
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	84.092,64	85.820,03	87.586,22	89.691,01	91.208,07
Economia cons. simult. [R\$]	45.823,24	47.098,17	48.405,94	49.900,50	51.124,08
Economia para a compensação [R\$]	38.269,40	38.721,86	39.180,28	39.790,51	40.083,99
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	4.370,90	4.623,52	4.900,93	5.194,98	5.506,68
Custo de disponibilidade [R\$]	9,09	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos anuais [R\$]	4.361,81	4.623,52	4.900,93	5.194,98	5.506,68
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	79.721,74	81.196,51	82.685,29	84.496,03	85.701,39
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	634.119,43	715.315,94	798.001,23	882.497,26	968.198,65
Capital próprio [R\$]	364.005,52	364.005,52	364.005,52	364.005,52	364.005,52
Montante (economia) [R\$]	998.124,95	1.079.321,46	1.162.006,75	1.246.502,78	1.332.204,17
Taxa de rendimento composta [%]	6,507	6,602	6,661	6,693	6,702
VPL [R\$]	479.244,10	537.231,61	595.124,49	653.125,17	710.799,74
TIR [%]	14,43	14,82	15,14	15,41	15,63

Ano	2038	2039	2040	2041	2042
Energia produzida [kWh]	94.284,1	93.390,1	92.815,7	91.602,5	90.708,5
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	53.219,7	53.088,3	53.111,5	52.806,7	52.663,6
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	93.061,88	94.945,33	97.191,76	98.799,41	100.770,15
Economia cons. simult. [R\$]	52.529,96	53.972,30	55.615,72	56.955,51	58.505,11
Economia para a compensação [R\$]	40.531,92	40.973,03	41.576,04	41.843,90	42.265,04
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	5.837,08	6.187,31	6.558,55	6.952,06	7.369,18
Custo de disponibilidade [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos anuais [R\$]	5.837,08	6.187,31	6.558,55	6.952,06	7.369,18
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	87.224,80	88.758,02	90.633,21	91.847,35	93.400,97
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	1.055.423,45	1.144.181,47	1.234.814,68	1.326.662,03	1.420.063,00
Capital próprio [R\$]	364.005,52	364.005,52	364.005,52	364.005,52	364.005,52
Montante (economia) [R\$]	1.419.428,97	1.508.186,99	1.598.820,20	1.690.667,55	1.784.068,52
Taxa de rendimento composta [%]	6,695	6,675	6,646	6,608	6,564
VPL [R\$]	768.348,56	825.760,71	883.236,30	940.339,77	997.270,54
TIR [%]	15,81	15,97	16,10	16,21	16,30

Tabela 5.65 - Simulação Anual de Desempenho do Sistema Fotovoltaico do projeto DEINTER 9 (Conclusão)

Ano	2043
Energia produzida [kWh]	46.430,4
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	28.131,2
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0
Receita [R\$]	53.128,17
Economia cons. simult. [R\$]	32.189,08
Economia para a compensação [R\$]	20.939,09
Juros ativos [R\$]	0,00
Saídas [R\$]	4.365,79
Custo de disponibilidade [R\$]	0,00
Custos anuais [R\$]	4.365,79
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00
Capital [R\$]	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	48.762,38
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	1.468.825,38
Capital próprio [R\$]	364.005,52
Montante (economia) [R\$]	1.832.830,90
Taxa de rendimento composta [%]	6,414
VPL [R\$]	1.026.409,93
TIR [%]	16,34

A **Figura 5.44** ilustra o fluxo de caixa anual do investimento ao longo dos 25 anos de análise. Conforme **Tabela 5.61** está prevista a troca do inversor fotovoltaico após 15 anos de operação.

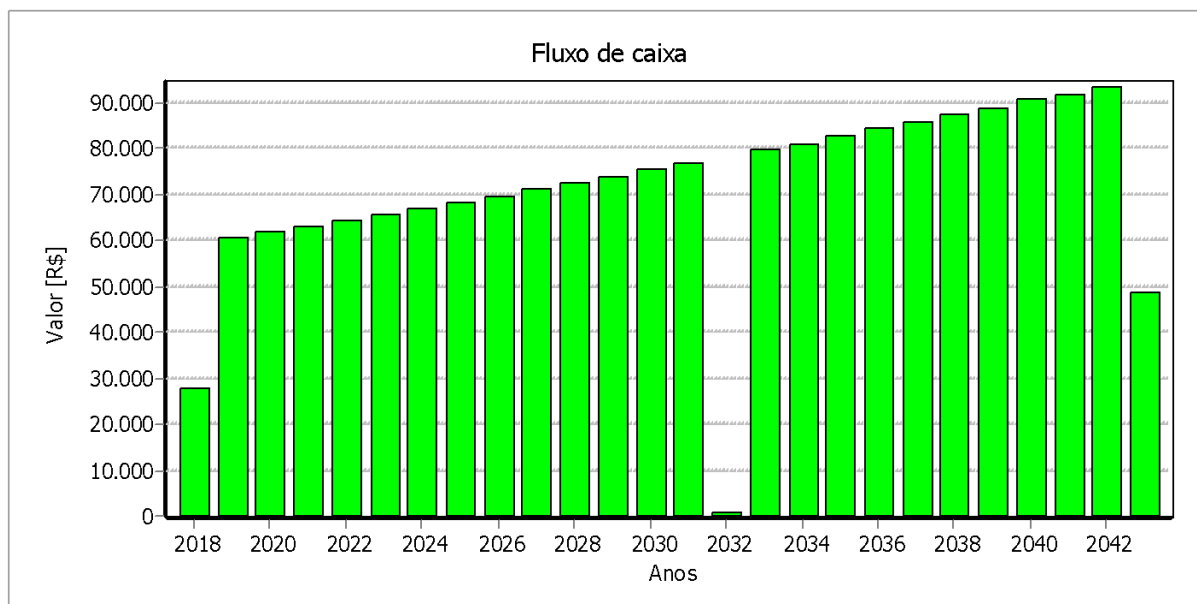


Figura 5.44 - Fluxo de Caixa Anual do projeto DEINTER 9

A **Figura 5.45** ilustra o fluxo de caixa acumulado do investimento ao longo dos 25 anos de análise.

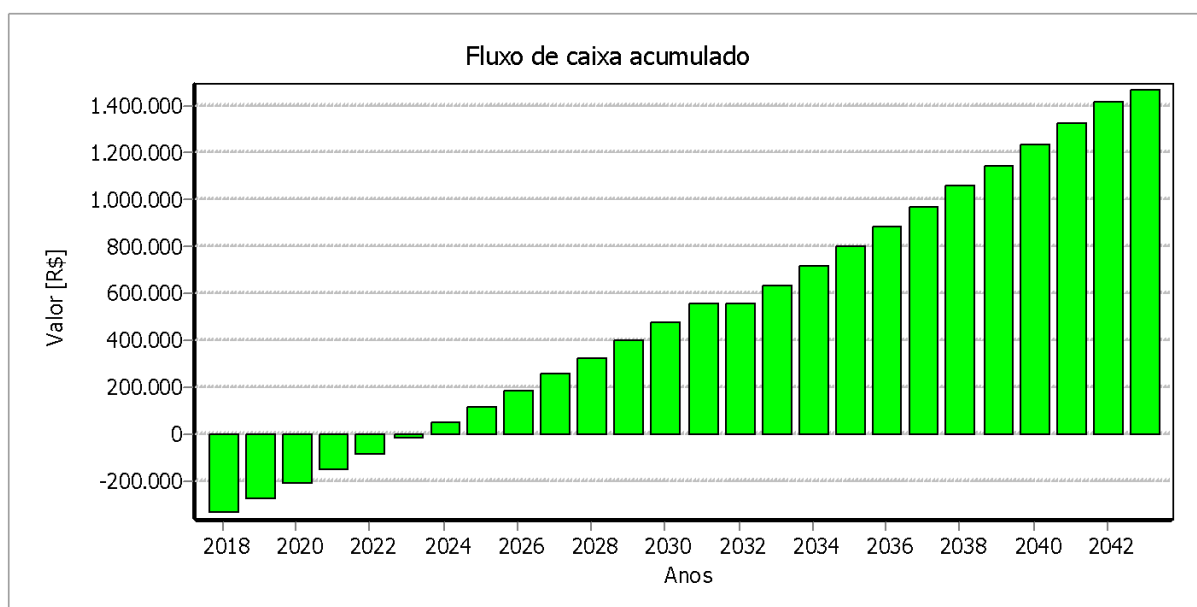


Figura 5.45 - Fluxo de Caixa Acumulado do projeto DEINTER 9

A **Figura 5.46** ilustra o as despesas e receitas anuais do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise. Conforme **Tabela 5.61** está prevista a troca do inversor fotovoltaico após 15 anos de operação.

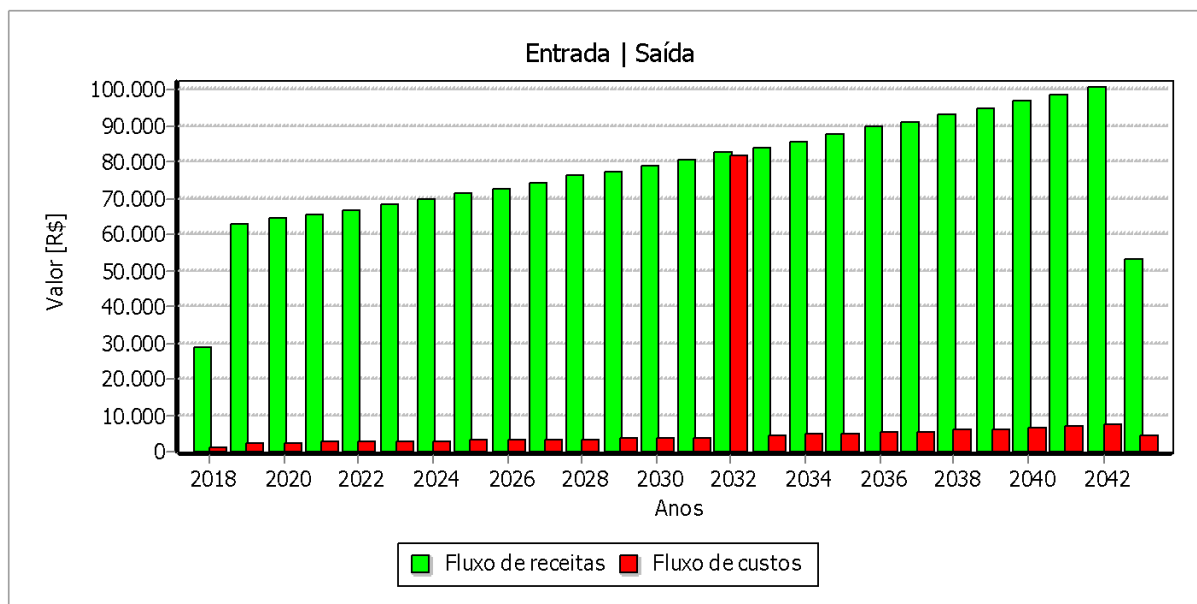


Figura 5.46 - Despesas e Receitas Anuais do projeto DEINTER 9

A **Figura 5.47** ilustra o Valor Presente Líquido (VPL) do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

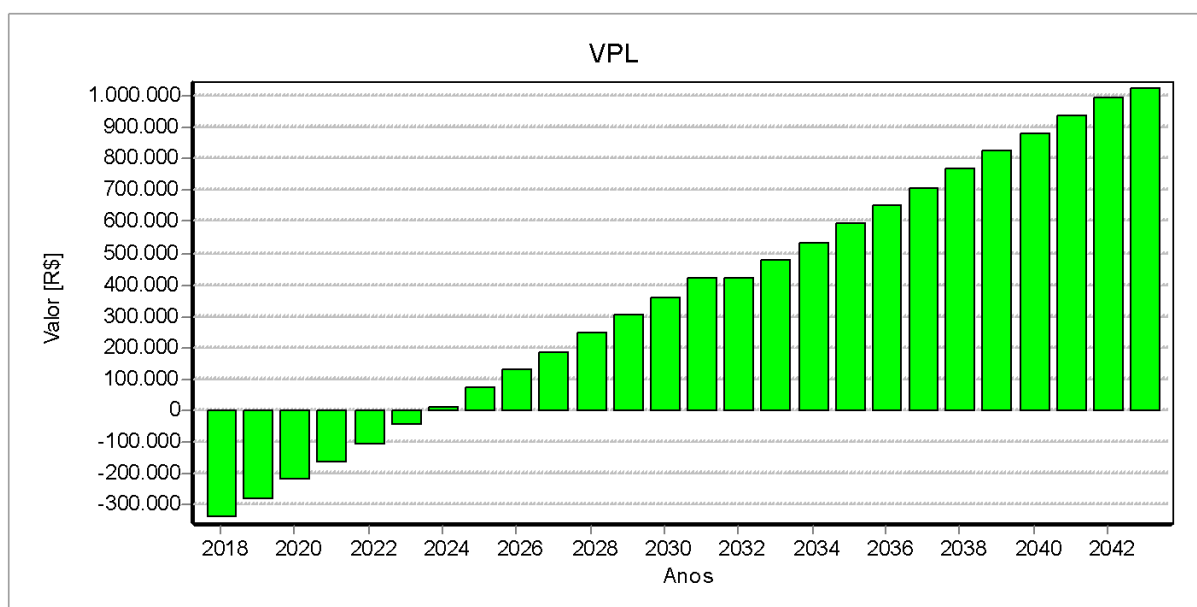


Figura 5.47 - Valor Presente Líquido do projeto DEINTER 9

A **Figura 5.48** ilustra a economia gerada pelo sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

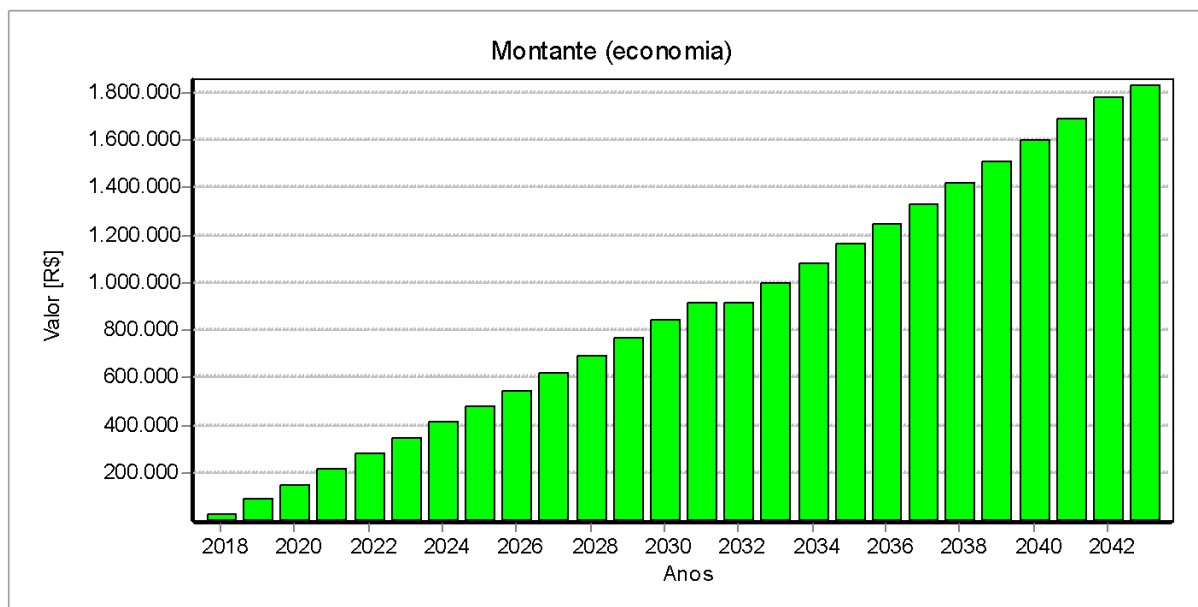


Figura 5.48 - Economia em 25 anos do projeto DEINTER 9

A **Figura 5.49** ilustra a Taxa Interna de Retorno (TIR) do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

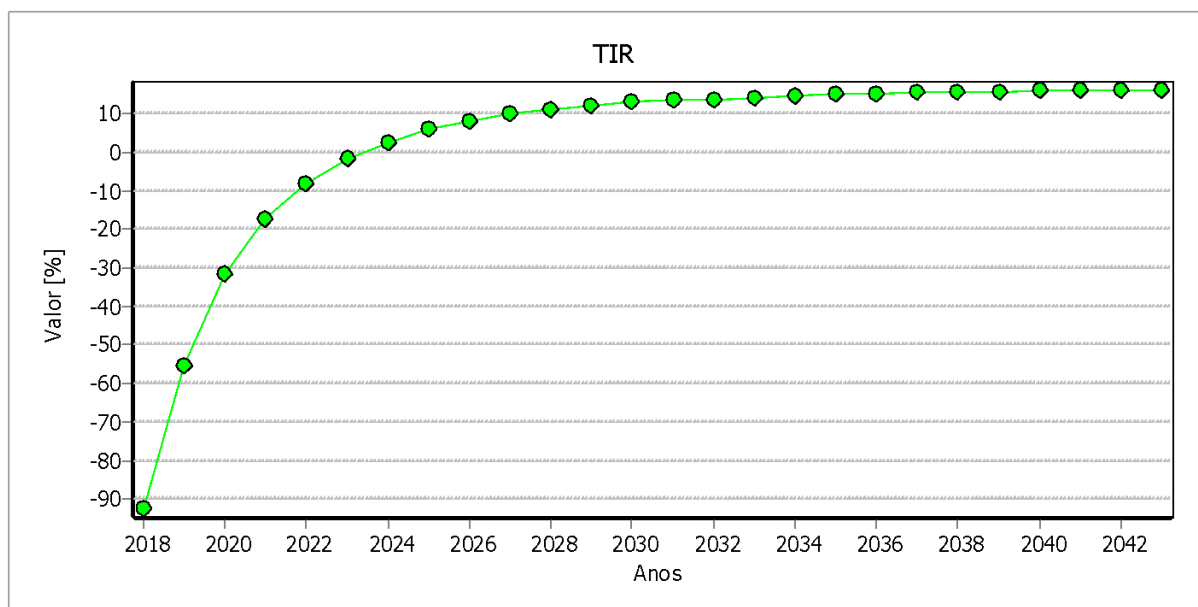


Figura 5.49 - Taxa Interna de Retorno do projeto DEINTER 9

A **Figura 5.50** ilustra a Taxa de Rendimento Composta do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

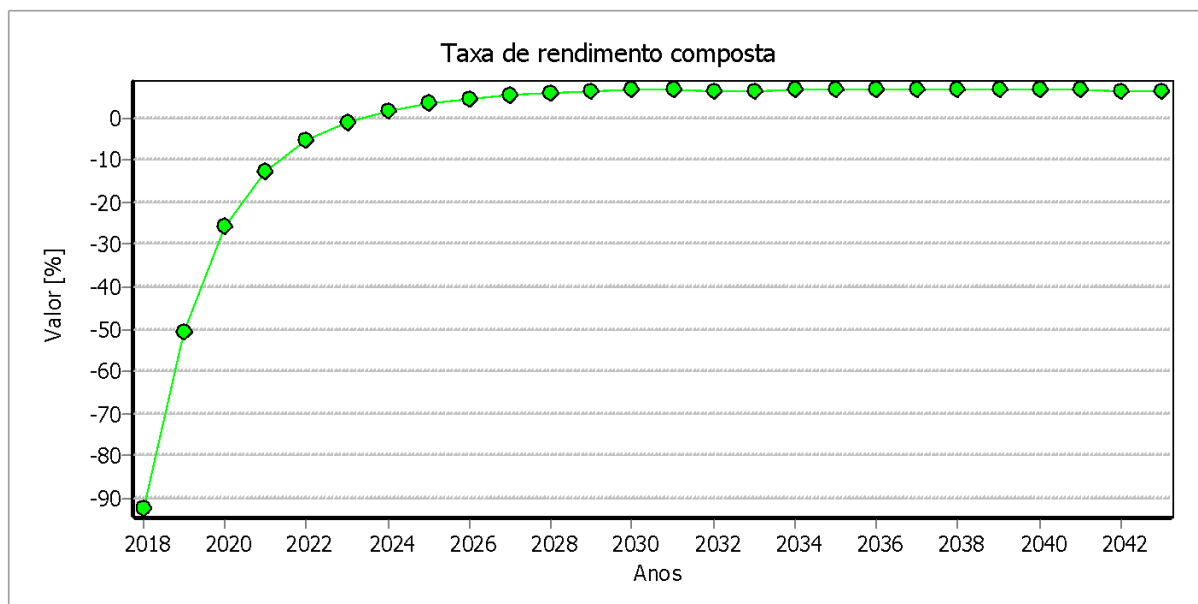


Figura 5.50 - Taxa de Rendimento Composta do projeto DEINTER 9

5.2.3.12 Comparativo Usina DEINTER 9 com Premissas do Estudo em Desenvolvimento

A **Tabela 5.66** compara os as perdas, o custo, o payback, a economia projetada para os 25 anos de vida útil estimada do sistema e a Taxa Interna de Retorno (TIR) da instalação dimensionada para a Delegacia Geral de Polícia – DEINTER 9 com as projeções efetuadas no estudo em desenvolvimento para os prédios públicos estaduais do Estado de São Paulo.

Tabela 5.66 - Comparativo de resultados da análise econômica para o projeto DEINTER 9

	Projeto Específico	Estudo Geral
Perdas	26%	20%
Custo	R\$ 364.005,52	R\$ 411.264,00
Payback	6 anos	6,5 anos
Economia em 25 anos	R\$ 1.468.825,38	R\$ 1.209.368,40
TIR	16,34%	-

O estudo em desenvolvimento não considera reajustes nas tarifas de energia e de inflação e não considera o deslocamento da equipe de instalação e frete nos equipamentos. Os resultados demonstram que o estudo é mais conservador.

5.2.4 Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

5.2.4.1 Dados Gerais do Sistema

O presente estudo é referente ao dimensionamento e análise econômica da usina fotovoltaica SECRETARIA DO DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO, CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO para a geração de energia elétrica conectada à rede de distribuição da Eletropaulo com uma potência instalada de 377,4kWp em corrente contínua. A potência nominal dimensionada e corrente alternada é inferior à demanda contratada atualmente de 350 kW. Os dados do cliente estão listados na **Tabela 5.67**:

Tabela 5.67 - Dados do Cliente do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Dados do Cliente	
Cliente:	Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação
Endereço:	Avenida Escola Politécnica, 82 CEP: 80530-000 São Paulo/SP
CPF / CNPJ:	51.213.049/0001-63

5.2.4.2 Local de Instalação

O sistema fotovoltaico SECRETARIA DO DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO, CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO será instalado na localização conforme informado na **Tabela 5.68**:

Tabela 5.68 - Local de Instalação do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Dados da Localização	
Localidade:	Avenida Escola Politécnica, 82 CEP: 80530-000 São Paulo/SP
Latitude:	-023°-32'-57"
Longitude:	-046°-44'-01"
Altitude:	743 m
Fonte dados climáticos:	ATLAS BRAS. 2017
Albedo:	13 % Telhados ou terraços com betume

5.2.4.3 Descrição do Sistema

O sistema fotovoltaico é composto por 1.110 módulos fotovoltaicos de 340Wp, 5 inversores de 60,0kW e 2 inversores de 25,0kW. A potência total (CC) instalada é de 377,4kWp, a potência nominal (AC) é de 350kW, com uma geração estimada de energia elétrica de 482.086kWh por ano e distribuídos em uma área de 2.200m². O sistema é conectado à rede de alimentação em Média Tensão, trifásico e com tensão fornecimento 13,8 kV.

5.2.4.4 Emissões

O sistema fotovoltaico reduzirá a emissão de poluentes na atmosfera de acordo com as **Tabela 5.69 e Tabela 5.70**(valores anuais):

Tabela 5.69 - Produção Termo Elétrica Equivalente do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Produção Termo Elétrica Equivalente	
Dióxido de enxofre (SO ₂):	337,86 kg
Óxidos de Nitrogênio (NO _x):	425,33 kg
Poeiras:	15,09 kg
Dióxido de carbono (CO ₂):	251,42 t

Tabela 5.70 - Equivalente de Energia Geotérmica do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Equivalente de Energia Geotérmica	
Sulfeto de Hidrogênio (H ₂ S) (fluido geotérmico):	14,77 kg
Dióxido de carbono (CO ₂):	2,85 t
Tonelada equivalente de Petróleo (TEP):	110,88 TO

5.2.4.5 Irradiação Solar

A avaliação do recurso solar disponível foi realizada de acordo com o Atlas Brasileiro 2017 e o Atlas Solarimétrico do Brasil, tendo como referência o local com os dados históricos e de irradiação solar no município de São Paulo/SP.

A **Tabela 5.71** projeta a irradiação solar total mensal no local de instalação.

Tabela 5.71 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Mês	Irradiação direta [kWh/m ²]	Irradiação difusa [kWh/m ²]	Irradiação refletida [kWh/m ²]	Total das diárias [kWh/m ²]	Total mensal [kWh/m ²]
Janeiro	2,506	2,619	0,005	5,13	159,035
Fevereiro	3,076	2,396	0,005	5,477	153,357
Março	2,646	2,134	0,005	4,785	148,326
Abril	2,62	1,764	0,004	4,388	131,652
Maio	2,281	1,439	0,003	3,723	115,428
Junho	2,216	1,287	0,003	3,507	105,207
Julho	2,292	1,293	0,003	3,588	111,238
Agosto	3,081	1,455	0,004	4,541	140,758
Setembro	2,526	1,833	0,004	4,364	130,906
Outubro	2,534	2,219	0,005	4,758	147,501
Novembro	2,555	2,533	0,005	5,094	152,816
Dezembro	2,92	2,688	0,006	5,614	174,02

A **Figura 5.51** ilustra a irradiação solar total mensal no local de instalação.

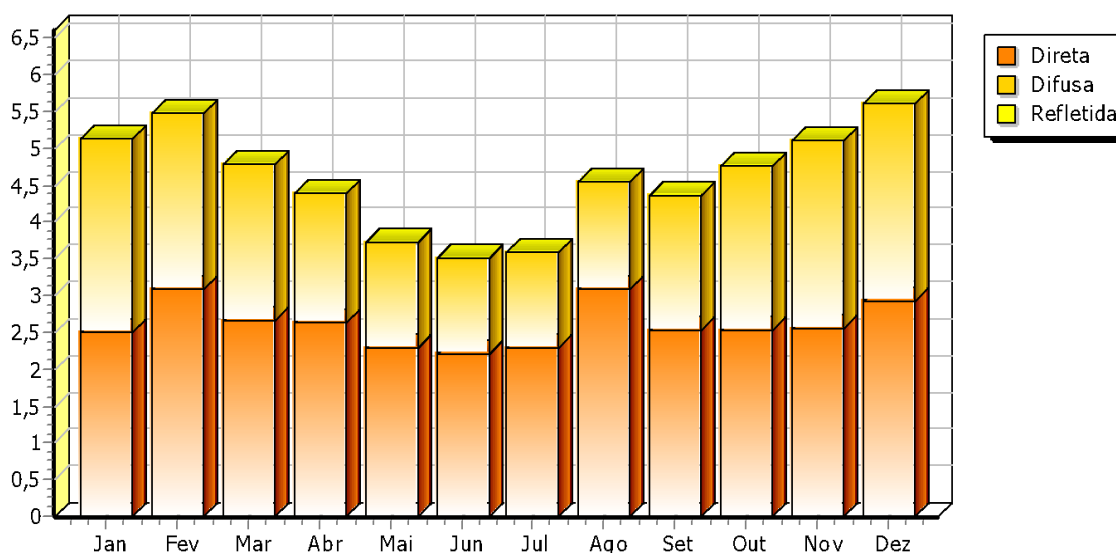


Figura 5.51 - Irradiação Solar Total Mensal projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

5.2.4.6 Exposições

O sistema fotovoltaico será orientado ao nordeste, com um ângulo de azimute de -160º em relação ao sul e inclinado em 19º em relação ao solo, conforme **Tabela 5.72**.

Tabela 5.72 - Orientação dos módulos fotovoltaicos do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Tipo de instalação	Orient	Inclin	Sombr
Ângulo fixo	-160°	10°	6,2 %

5.2.4.7 Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico é composto por 1.110 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino de 340 W de potência nominal cada, com uma vida útil estimada de mais de 25 anos e degradação da produção devido ao envelhecimento de 0,8 % ao ano.

As características técnicas do módulo fotovoltaico estão listadas na **Tabela 5.73**

Tabela 5.73 - Características Técnicas dos Módulos Fotovoltaicos do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Características Técnicas Dos Módulos	
Fabricante:	JINKO SOLAR
Modelo:	EAGLE JKM340PP-72
Tecnologia de const.:	Silício monocristalino
Características elétricas	
Potência máxima:	340 W
Rendimento:	17,5 %
Tensão nominal:	38,7 V
Tensão em aberto:	47,1 V
Corrente nominal:	8,8 A
Corr. de curto-circuito:	9,2 A
Dimensões	
Dimensões:	992 mm x 1956 mm
Peso:	26,5 kg

Os valores de tensão variam conforme a temperatura dos módulos fotovoltaicos (mínima, máxima e de regime) e estão dentro dos valores de operação do inversor.

5.2.4.8 Inversor Fotovoltaico

O inversor fotovoltaico faz a conversão da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente contínua para a energia utilizada na rede de distribuição em corrente alternada, em conformidade aos requisitos técnicos e normas de segurança. Os valores de tensão e corrente do dispositivo de entrada são compatíveis com o sistema fotovoltaico, enquanto os valores de saída são compatíveis com os valores da rede ao qual está conectado ao sistema.

As principais características do inversor são:

- Inversor de comutação forçada com PWM (Pulse-width modulation), sem clock e/ou tensão de referência ou de corrente, semelhante a um sistema não idôneo a suportar a tensão e frequência de intervalo normal. Este sistema está em conformidade com as normas da ABNT e com o sistema de rastreamento de potência máxima MPPT;
- Conforme as normas gerais de limitação de Emissões EMF e RF: Conformidade IEC 110-1, IEC 110-6, IEC 110-8;
- Proteção de desligamento da rede quando o sistema estiver fora da faixa de tensão e frequência da rede e com falha de sobrecorrente, conforme os requisitos da IEC 11-20 e normas da distribuidora de energia elétrica local. Reset automático das proteções de início automático;
- Grau de proteção adequado a localização nas proximidades do campo fotovoltaico (IP65); e,
- Declaração de conformidade do fabricante de acordo com normas técnica aplicáveis, com referência aos ensaios realizados por institutos certificadores.

As características técnicas dos inversores fotovoltaicos estão listadas nas **Tabela 5.74** à **Tabela 5.82**.

Tabela 5.74 - Dados Técnicos dos Inversores 1, 2, 3, 4 e 5 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Dados Técnicos do Inversor	
Fabricante:	PHB
Modelo:	PHB60K-MT
Número de rastreadores:	4
Entrada para rastreador:	3
Características Elétricas	
Potência nominal:	60 kW
Potência máxima:	63,4 kW
Potência máxima por rastreador:	63,4 kW
Tensão nominal:	850 V
Tensão máxima:	1000 V
Tensão mínima por rastreador:	200 V
Tensão máxima por rastreador:	850 V
Tensão máxima de saída:	380/220 Vac
Corrente nominal:	96 A
Corrente máxima:	96 A
Corrente máxima por rastreador:	96 A
Rendimento:	0,98

Tabela 5.75 - Dados Técnicos do Inversor 1 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Inversor 1	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	16	16	16	16
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 1	Exposição 1	Exposição 2	Exposição 2
Tensão MPPT (STC):	619,2 V	619,2 V	619,2 V	619,2 V
Número de módulos:	48	48	48	48

Tabela 5.76 - Dados Técnicos do Inversor 2 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Inversor 2	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	16	16	16	16
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 1	Exposição 1	Exposição 2	Exposição 2
Tensão MPPT (STC):	619,2 V	619,2 V	619,2 V	619,2 V
Número de módulos:	48	48	48	48

Tabela 5.77 - Dados Técnicos do Inversor 3 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Inversor 3	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	16	16	16	16
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 1	Exposição 1	Exposição 2	Exposição 2
Tensão MPPT (STC):	619,2 V	619,2 V	619,2 V	619,2 V
Número de módulos:	48	48	48	48

Tabela 5.78 - Dados Técnicos do Inversor 4 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Inversor 4	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	16	16	16	16
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 1	Exposição 1	Exposição 2	Exposição 2
Tensão MPPT (STC):	619,2 V	619,2 V	619,2 V	619,2 V
Número de módulos:	48	48	48	48

Tabela 5.79 - Dados Técnicos do Inversor 5 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Inversor 5	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	16	16	16	16
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 1	Exposição 1	Exposição 2	Exposição 2
Tensão MPPT (STC):	619,2 V	619,2 V	619,2 V	619,2 V
Número de módulos:	48	48	48	48

Tabela 5.80 - Dados Técnicos dos Inversores 6 e 7 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Dados Técnicos do Inversor	
Fabricante:	PHB
Modelo:	PHB PHB25K-DT (60Hz) par
Número de rastreadores:	1
Entrada para rastreador:	6
Características elétricas	
Potência nominal:	25 kW
Potência máxima:	25 kW
Potência máxima por rastreador:	25 kW
Tensão nominal:	850 V

Tensão máxima:	1000 V
Tensão mínima por rastreador:	260 V
Tensão máxima por rastreador:	850 V
Tensão máxima de saída:	380/220 Vac
Corrente nominal:	37 A
Corrente máxima:	37 A
Corrente máxima por rastreador:	37 A
Rendimento:	0,98

Tabela 5.81 - Dados Técnicos do Inversores 6 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Inversor 6	MPPT 1	MPPT 2
Módulos em série:	15	15
Conjunto de módulos em paralelos:	3	2
Exposições:	Exposição 1	Exposição 1
Tensão MPPT (STC):	580,5 V	580,5 V
Número de módulos:	45	30

Tabela 5.82 - Dados Técnicos do Inversores 7 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Inversor 7	MPPT 1	MPPT 2
Módulos em série:	15	15
Conjunto de módulos em paralelos:	3	2
Exposições:	Exposição 1	Exposição 1
Tensão MPPT (STC):	580,5 V	580,5 V
Número de módulos:	45	30

5.2.4.9 Dimensionamento

A potência nominal do gerador foi definida utilizando a seguinte fórmula:

$$P = P \text{ módulos} * n^{\circ} \text{ módulos} = 340 \text{ Wp} * 1.110 = 377.400\text{W}$$

Com base na potência nominal do sistema fotovoltaico, a **Tabela 5.83** mostra o cálculo da estimativa anual de geração de energia nas condições normais de STC (irradiação de 1000 W/m², temperatura de 25°C).

Tabela 5.83 - Quantidade de Energia Gerada pelo sistema do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Exposição	Potência nominal [W]	Irradiação solar [kWh/m²]	Energia [kWh]
Exposição 1	377.400	1.670,25	630.350,61

A **Tabela 5.84** lista as perdas na conversão do sistema e as perdas devido a temperatura na localidade onde o sistema fotovoltaico será implementado.

Tabela 5.84 - Perdas Totais no sistema do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Perda por sombreamentos totais:	6,0 %
Perda por aumento de temperatura:	6,9 %
Perdas por descasamento:	5,0 %
Perdas de corrente contínua:	1,5 %
Outras perdas:	5,0 %
Perdas na conversão:	1,6 %
Perdas totais:	23,5 %

A noroeste do prédio da secretaria existe um condomínio de prédios que sombreiam, em alguns períodos do ano, o estacionamento e a cobertura do prédio da secretaria, causando perdas por sombreamento na eficiência da usina fotovoltaica.

As simulações do sombreamento estão ilustradas mês-a-mês nas **Figura 5.52** até **Figura 5.63** abaixo:



Figura 5.52 - Simulação do sombreamento no mês de janeiro/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

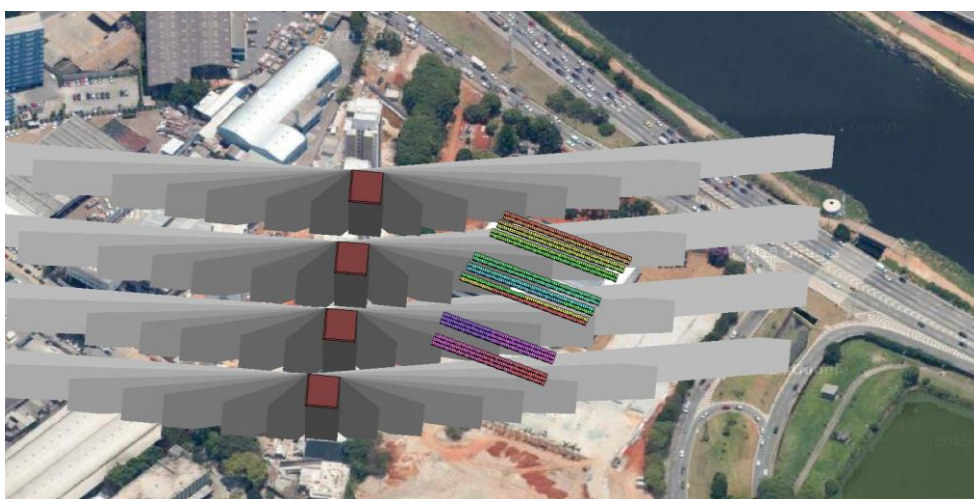


Figura 5.53 - Simulação do sombreamento no mês de fevereiro/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.

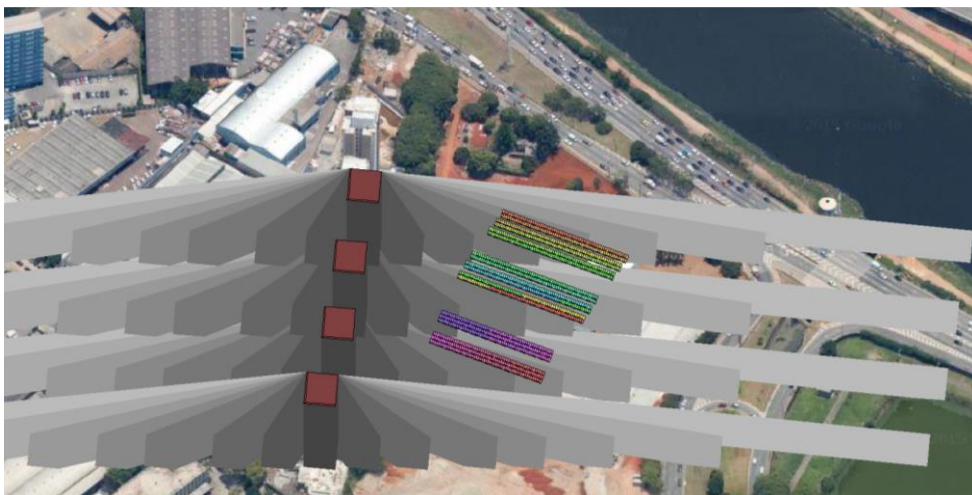


Figura 5.54 - Simulação do sombreamento no mês de março/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.

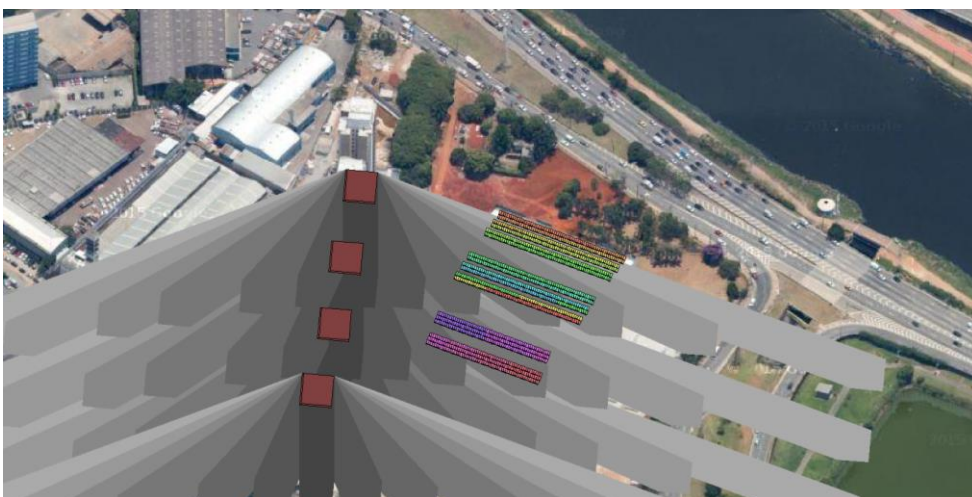


Figura 5.55 - Simulação do sombreamento no mês de abril/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.

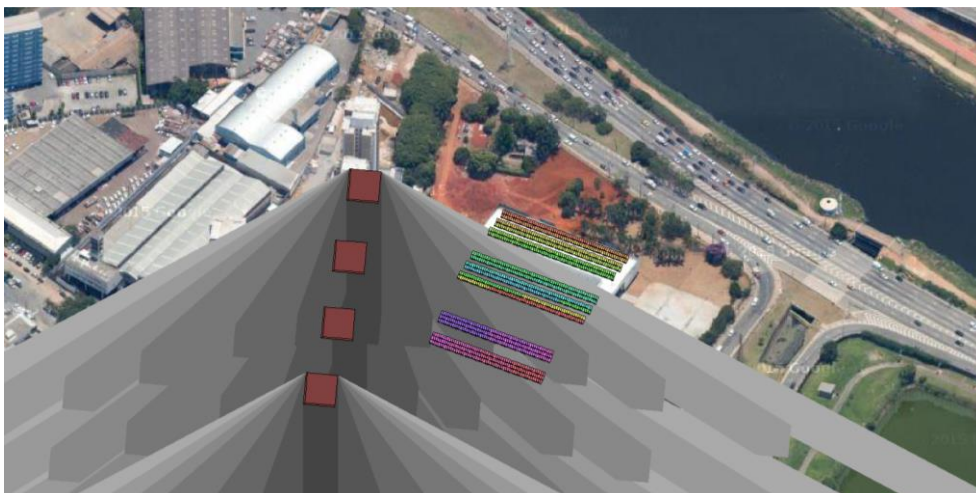


Figura 5.56 - Simulação do sombreamento no mês de maio/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.

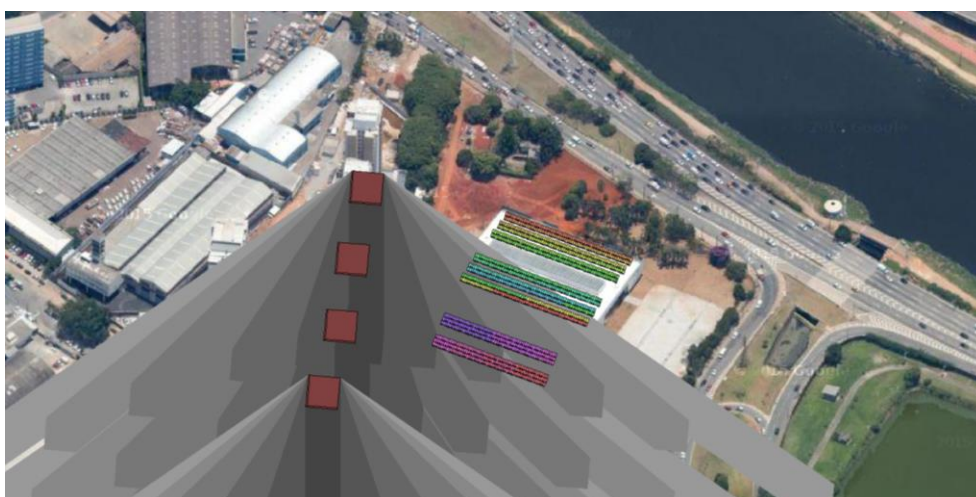


Figura 5.57 - Simulação do sombreamento no mês de junho/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.

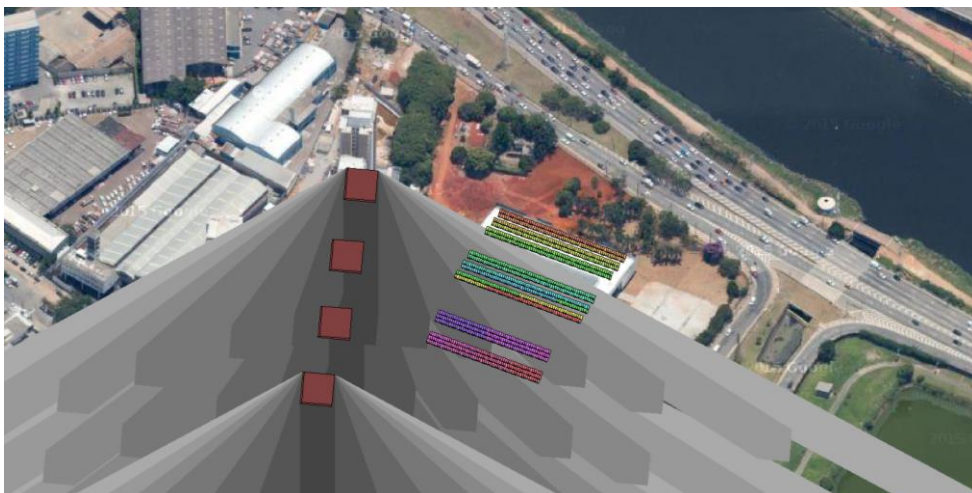


Figura 5.58 - Simulação do sombreamento no mês de julho/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.

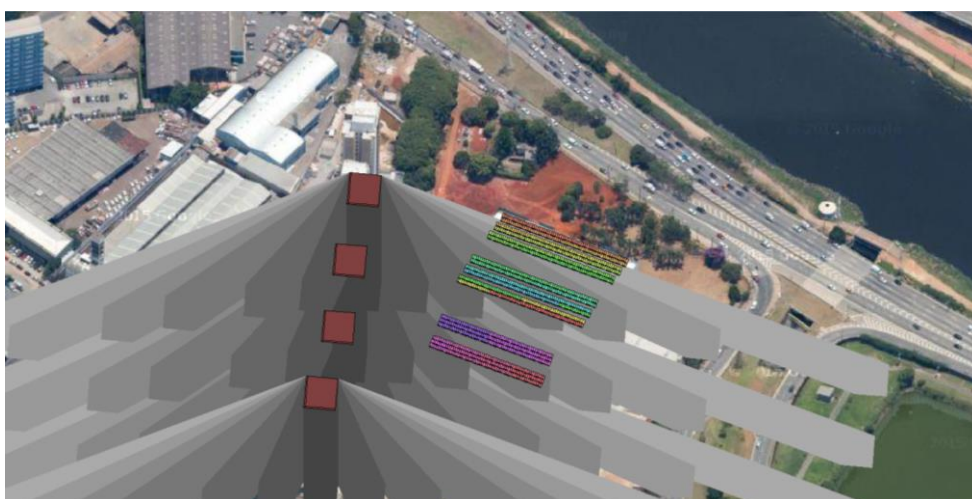


Figura 5.59 - Simulação do sombreamento no mês de agosto/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.

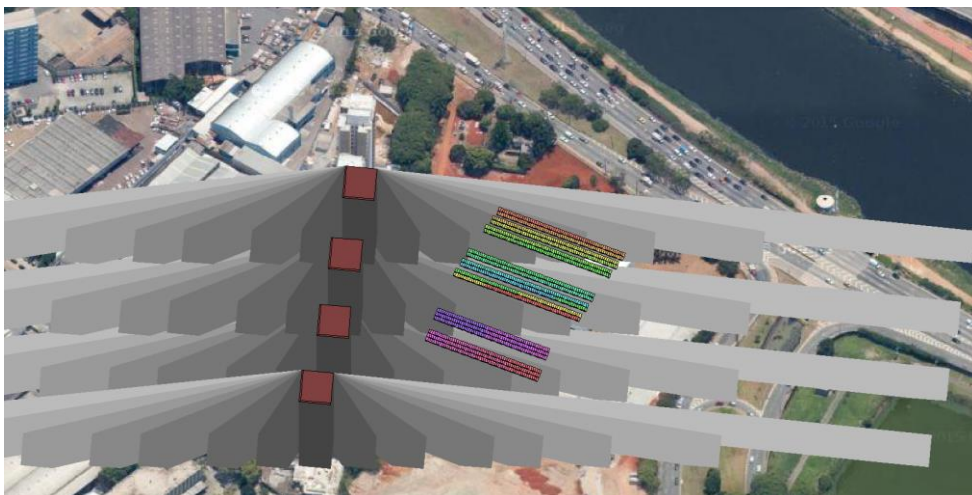


Figura 5.60 - Simulação do sombreamento no mês de setembro/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.

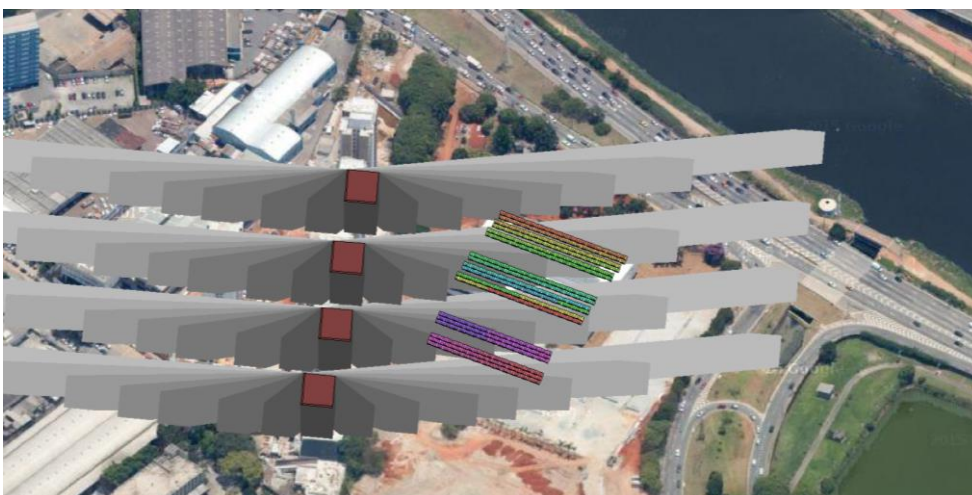


Figura 5.61 - Simulação do sombreamento no mês de outubro/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.

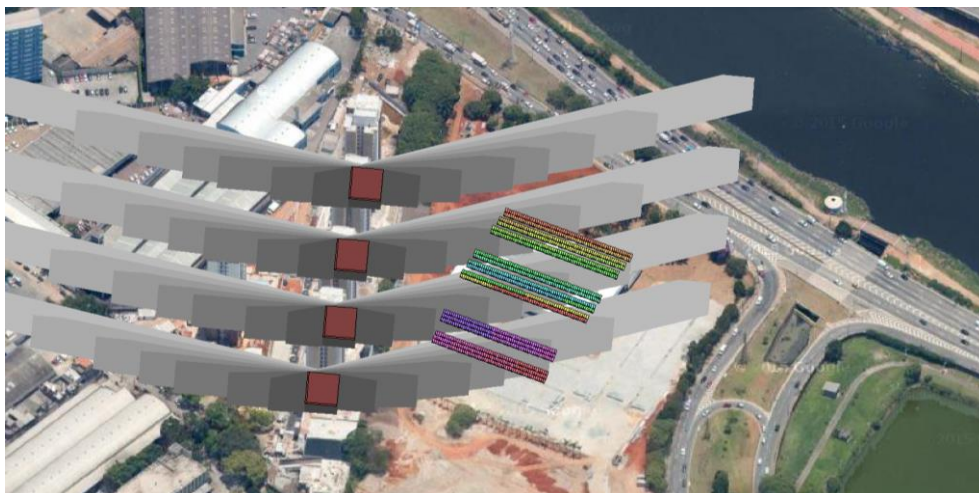


Figura 5.62 - Simulação do sombreamento no mês de novembro/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.



Figura 5.63 - Simulação do sombreamento no mês de dezembro/2018 do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.

5.2.4.10 Produção Efetiva de Energia

Considerando as perdas de sombreamento, conversão do sistema e as perdas devido à temperatura no local citadas no item anterior, a **Tabela 5.85** mostra a produção efetiva de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação.

Tabela 5.85 - Produção Efetiva de Energia do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Mês	Sem obstáculos [kWh]	Produção efetiva [kWh]	Perdas [kWh]
Janeiro	48.855,8	46.575,6	-4,7 %
Fevereiro	47.111,5	43.976,9	-6,7 %
Março	45.565,7	42.998,1	-5,6 %
Abril	40.443,7	37.440,3	-7,4 %
Maio	35.459,5	33.180,6	-6,4 %
Junho	32.319,8	30.132,4	-6,8 %
Julho	34.172,3	31.845,4	-6,8 %
Agosto	43.241,0	39.626,4	-8,4 %
Setembro	40.214,5	38.135,2	-5,2 %
Outubro	45.312,4	43.075,3	-4,9 %
Novembro	46.945,2	44.672,6	-4,8 %
Dezembro	53.459,0	50.427,1	-5,7 %
Ano	513.100,3	482.086,0	-6,0 %

5.2.4.11 Análise Econômica

Análise da econômica e financeira de um sistema fotovoltaico conectado à rede instalado na cidade de São Paulo/SP com uma potência nominal em corrente alternada de 350kW e uma estimativa de geração de energia elétrica de 482.086,0kWh.

5.2.4.11.1 Análise de Custo

Os custos para a implementação do sistema fotovoltaico estão listados na **Tabela 5.86**.

Tabela 5.86 - Custos do Sistema Fotovoltaico do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Equipamentos (módulos, inversor e estruturas de fixação)	R\$ 1.201.715,00
Projeto e Instalação	R\$ 452.429,20
Custo total do sistema:	R\$ 1.654.144,20
Custo específico:	R\$/kWp 4.383,00

Além dos custos iniciais de implementação do sistema fotovoltaico são adicionados os custos de manutenção anuais referente à limpeza dos módulos fotovoltaicos e o custo

extraordinário de troca do inversor fotovoltaico após 15 anos de operação do sistema conforme **Tabela 5.87 e Tabela 5.88**

Tabela 5.87 - Custos Anuais de Manutenção do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Descrição	%	Valor R\$
Limpeza dos Módulos Fotovoltaicos	0,5	8.270,72
Total		8.270,72

Tabela 5.88 - Custos Extraordinários do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Descrição	Ano	Valor R\$
Troca do Inversor*	15	371.466,00
Total		371.466,00

*o custo de troca do inversor teve o valor corrigido no tempo considerando uma inflação anual de 6%.

5.2.4.11.2 Consumo de Energia da Unidade Consumidora

A Secretaria de Desenvolvimento Econômico consome anualmente 735.290,3 kWh e a geração do sistema fotovoltaico reduzirá em 65,5% o consumo anual de energia elétrica pela Eletropaulo. A **Tabela 5.89** mostra o consumo atual, a estimativa de geração de energia elétrica e a previsão do novo consumo de energia. A **Figura 5.64** mostra o consumo de energia ao longo dos meses.

Tabela 5.89 - Consumo de Energia projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Consumo de energia da unidade consumidora anual:	735.290,30 kWh
Energia autoconsumida:	285.242,50 kWh
Energia introduzida:	196.843,50 kWh
Energia comprada:	450.047,80 kWh

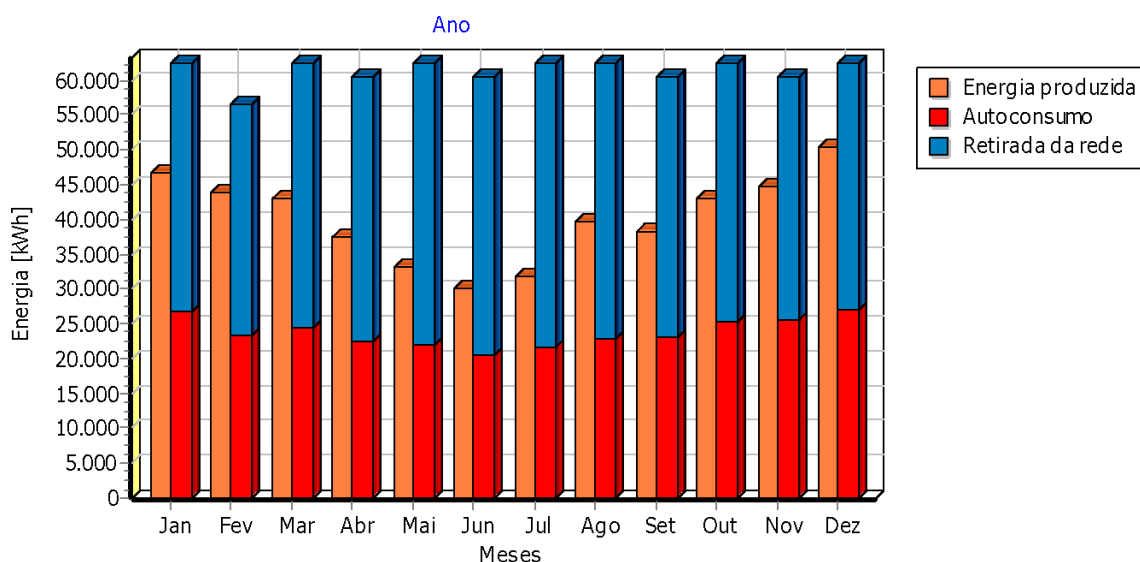


Figura 5.64 - Consumo de Energia do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

5.2.4.11.3 Retorno Financeiro

A simulação do desempenho econômico do sistema fotovoltaico no período de 25 anos é feita considerando os parâmetros listados na **Tabela 5.90**.

Tabela 5.90 - Parâmetros para o cálculo de retorno financeiro do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Degradação anual do sistema devido ao envelhecimento:	0,8 %
Taxa de inflação anual:	6 %
Taxa de reajuste da tarifa:	3 %

A **Tabela 5.91** mostra o resumo sobre a simulação do desempenho econômico do sistema fotovoltaico após 25 anos de operação e considerando as premissas contidas neste estudo:

Tabela 5.91 - Resumo do Desempenho Econômico em 25 anos do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

Geração estimada de energia solar fotovoltaica:	482.086 kWh
Data fim análise:	25/07/2043
Economia de consumo:	R\$ 2.819.466,84
Economia para a compensação:	R\$ 1.561.034,09
Juros ativo:	R\$ 0,00
Outras receitas:	R\$ 0,00
Custos anuais a deduzir:	R\$ 840.601,00
Total:	R\$ 3.539.899,93
Capital investido:	R\$ 1.654.144,20
Fluxo de caixa acumulado:	R\$ 1.885.755,73
Custos extraordinários	R\$ 371.466,00
Período de amortização (anos):	12
Montante após anos 26:	R\$ 3.539.899,93
Taxa composta de retorno:	2,969 %
Taxa de desconto:	2 %
VPL:	R\$ 1.041.498,66
TIR:	6,21 %

A **Tabela 5.92** detalha anualmente os números da simulação de desempenho da usina fotovoltaica SECRETARIA DO DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO, CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO e apresenta as estimativas de geração de energia solar fotovoltaica considerando o coeficiente de degradação, os custos anuais de manutenção, a economia e a receita estimada ao longo dos 25 anos de análise.

Tabela 5.92 - Simulação Anual de Desempenho do Sistema Fotovoltaico do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação (Continua)

Ano	2018	2019	2020	2021	2022
Energia produzida [kWh]	222.100,2	480.103,7	477.805,1	472.390,4	468.533,7
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	128.173,0	284.986,3	285.305,1	283.898,0	283.298,4
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	61.084,76	135.955,84	139.365,68	141.915,95	144.978,35
Economia cons. simult. [R\$]	35.292,32	80.769,24	83.285,97	85.357,78	87.729,12
Economia para a compensação [R\$]	25.792,44	55.186,60	56.079,71	56.558,17	57.249,23
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	3.602,86	8.766,96	9.292,98	9.850,56	10.441,59
Custos anuais [R\$]	3.602,86	8.766,96	9.292,98	9.850,56	10.441,59
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	57.481,90	127.188,88	130.072,70	132.065,39	134.536,76
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	-1.596.662,30	-1.469.473,42	-1.339.400,72	-1.207.335,33	-1.072.798,57
Capital próprio [R\$]	1.654.144,20	1.654.144,20	1.654.144,20	1.654.144,20	1.654.144,20
Montante (economia) [R\$]	57.481,90	184.670,78	314.743,48	446.808,87	581.345,63
Taxa de rendimento composta [%]	-96,525	-66,587	-42,483	-27,908	-18,872
VPL [R\$]	-1.597.789,40	-1.475.539,42	-1.352.969,00	-1.230.961,00	-1.109.106,91
TIR [%]	-96,53	-70,48	-49,89	-35,65	-25,73

Ano	2023	2024	2025	2026	2027
Energia produzida [kWh]	464.677,0	462.328,2	456.963,7	453.106,9	449.250,2
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	282.674,7	282.874,0	281.393,9	280.742,7	280.091,5
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	148.100,30	151.777,22	154.516,11	157.807,52	161.157,07
Economia cons. simult. [R\$]	90.160,99	92.934,24	95.220,86	97.848,34	100.547,81
Economia para a compensação [R\$]	57.939,31	58.842,98	59.295,25	59.959,18	60.609,26
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	11.068,09	11.732,17	12.436,10	13.182,27	13.973,21
Custos anuais [R\$]	11.068,09	11.732,17	12.436,10	13.182,27	13.973,21
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	137.032,21	140.045,05	142.080,01	144.625,25	147.183,86
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	-935.766,36	-795.721,31	-653.641,30	-509.016,05	-361.832,19
Capital próprio [R\$]	1.654.144,20	1.654.144,20	1.654.144,20	1.654.144,20	1.654.144,20
Montante (economia) [R\$]	718.377,84	858.422,89	1.000.502,90	1.145.128,15	1.292.312,01
Taxa de rendimento composta [%]	-12,978	-8,945	-6,091	-4,004	-2,438
VPL [R\$]	-987.426,23	-865.508,59	-744.244,66	-623.228,73	-502.486,70
TIR [%]	-18,63	-13,39	-9,45	-6,40	-4,01

Ano	2028	2029	2030	2031	2032
Energia produzida [kWh]	446.851,2	441.536,8	437.680,2	433.823,4	431.374,0
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	280.247,3	278.734,6	278.038,4	277.342,2	277.438,9
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	165.097,98	168.033,41	171.562,52	175.154,55	179.392,44
Economia cons. simult. [R\$]	103.615,39	106.152,06	109.063,18	112.053,44	115.453,97
Economia para a compensação [R\$]	61.482,59	61.881,35	62.499,34	63.101,11	63.938,47
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	14.811,60	15.700,30	16.642,31	17.640,85	390.165,30
Custos anuais [R\$]	14.811,60	15.700,30	16.642,31	17.640,85	18.699,30
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	371.466,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	150.286,38	152.333,11	154.920,21	157.513,70	-210.772,86
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	-211.545,81	-59.212,70	95.707,51	253.221,21	42.448,35
Capital próprio [R\$]	1.654.144,20	1.654.144,20	1.654.144,20	1.654.144,20	1.654.144,20
Montante (economia) [R\$]	1.442.598,39	1.594.931,50	1.749.851,71	1.907.365,41	1.696.592,55
Taxa de rendimento composta [%]	-1,236	-0,303	0,434	1,023	0,169
VPL [R\$]	-381.616,92	-261.503,30	-141.744,94	-22.369,24	-178.976,58
TIR [%]	-2,08	-0,53	0,75	1,82	0,35

Ano	2033	2034	2035	2036	2037
Energia produzida [kWh]	426.110,3	422.253,4	418.396,8	415.896,8	410.683,3
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	275.906,7	275.165,6	274.423,4	274.486,0	272.939,1
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	182.514,81	186.287,24	190.125,29	194.662,20	197.988,17
Economia cons. simult. [R\$]	118.253,77	121.472,89	124.781,73	128.555,52	131.662,77
Economia para a compensação [R\$]	64.261,04	64.814,35	65.343,56	66.106,68	66.325,40
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	19.821,26	21.010,54	22.271,17	23.607,44	25.023,89
Custos anuais [R\$]	19.821,26	21.010,54	22.271,17	23.607,44	25.023,89
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	162.693,55	165.276,70	167.854,12	171.054,76	172.964,28
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	205.141,90	370.418,60	538.272,72	709.327,48	882.291,76
Capital próprio [R\$]	1.654.144,20	1.654.144,20	1.654.144,20	1.654.144,20	1.654.144,20
Montante (economia) [R\$]	1.859.286,10	2.024.562,80	2.192.416,92	2.363.471,68	2.536.435,96
Taxa de rendimento composta [%]	0,733	1,196	1,577	1,896	2,160
VPL [R\$]	-60.463,14	57.571,29	175.095,93	292.513,17	408.913,18
TIR [%]	1,50	2,42	3,17	3,80	4,34

Ano	2038	2039	2040	2041	2042
Energia produzida [kWh]	406.826,7	402.970,1	400.420,1	395.256,6	391.399,9
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	272.196,9	271.454,7	271.509,3	269.970,4	269.228,3
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	202.011,30	206.095,96	210.936,23	214.467,64	218.747,20
Economia cons. simult. [R\$]	135.241,00	138.912,94	143.108,42	146.568,71	150.550,14
Economia para a compensação [R\$]	66.770,30	67.183,02	67.827,81	67.898,93	68.197,06
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	26.525,32	28.116,84	29.803,85	31.592,08	33.487,61
Custos anuais [R\$]	26.525,32	28.116,84	29.803,85	31.592,08	33.487,61
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	175.485,98	177.979,12	181.132,38	182.875,56	185.259,59
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	1.057.777,74	1.235.756,86	1.416.889,24	1.599.764,80	1.785.024,39
Capital próprio [R\$]	1.654.144,20	1.654.144,20	1.654.144,20	1.654.144,20	1.654.144,20
Montante (economia) [R\$]	2.711.921,94	2.889.901,06	3.071.033,44	3.253.909,00	3.439.168,59
Taxa de rendimento composta [%]	2,382	2,569	2,727	2,859	2,971
VPL [R\$]	524.694,58	639.818,43	754.684,60	868.382,26	981.303,70
TIR [%]	4,79	5,18	5,53	5,82	6,08

Tabela 5.92 - Simulação Anual de Desempenho do Sistema Fotovoltaico do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação (Conclusão)

Ano	2043
Energia produzida [kWh]	209.863,0
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	147.439,3
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0
Receita [R\$]	120.765,19
Economia cons. simult. [R\$]	84.874,24
Economia para a compensação [R\$]	35.890,95
Juros ativos [R\$]	0,00
Saídas [R\$]	20.033,85
Custos anuais [R\$]	20.033,85
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00
Capital [R\$]	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	100.731,34
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	1.885.755,73
Capital próprio [R\$]	1.654.144,20
Montante (economia) [R\$]	3.539.899,93
Taxa de rendimento composta [%]	2,969
VPL [R\$]	1.041.498,66
TIR [%]	6,21

A **Figura 5.65** ilustra o fluxo de caixa anual do investimento ao longo dos 25 anos de análise. Conforme **Tabela 5.88** está prevista a troca do inversor fotovoltaico após 15 anos de operação.

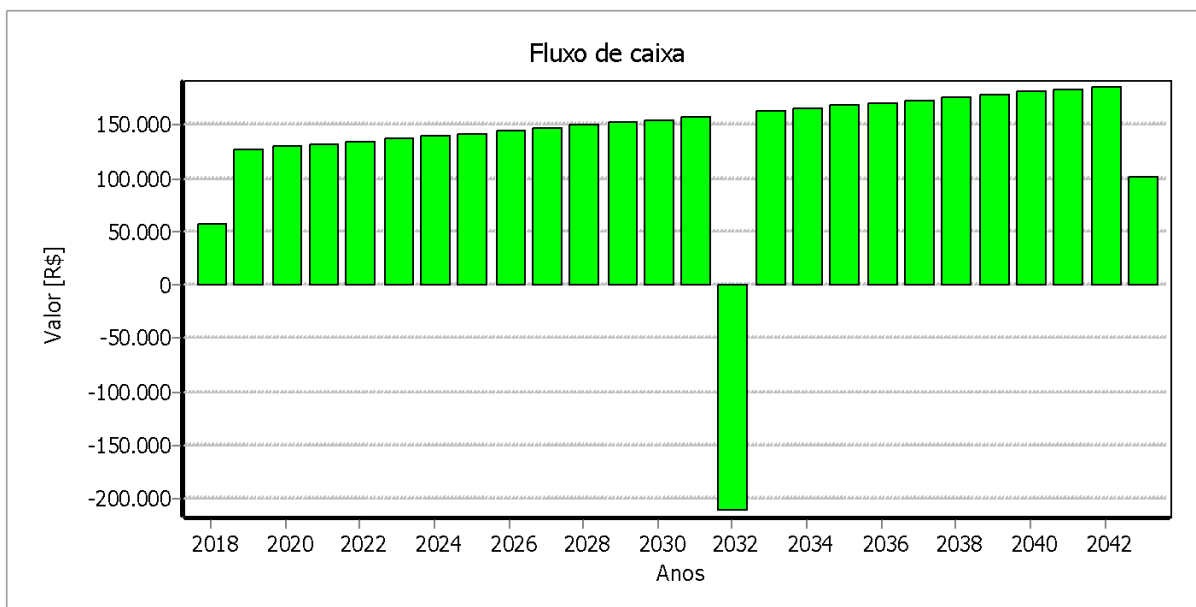


Figura 5.65 - Fluxo de Caixa Anual do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

A **Figura 5.66** ilustra o fluxo de caixa acumulado do investimento ao longo dos 25 anos de análise.

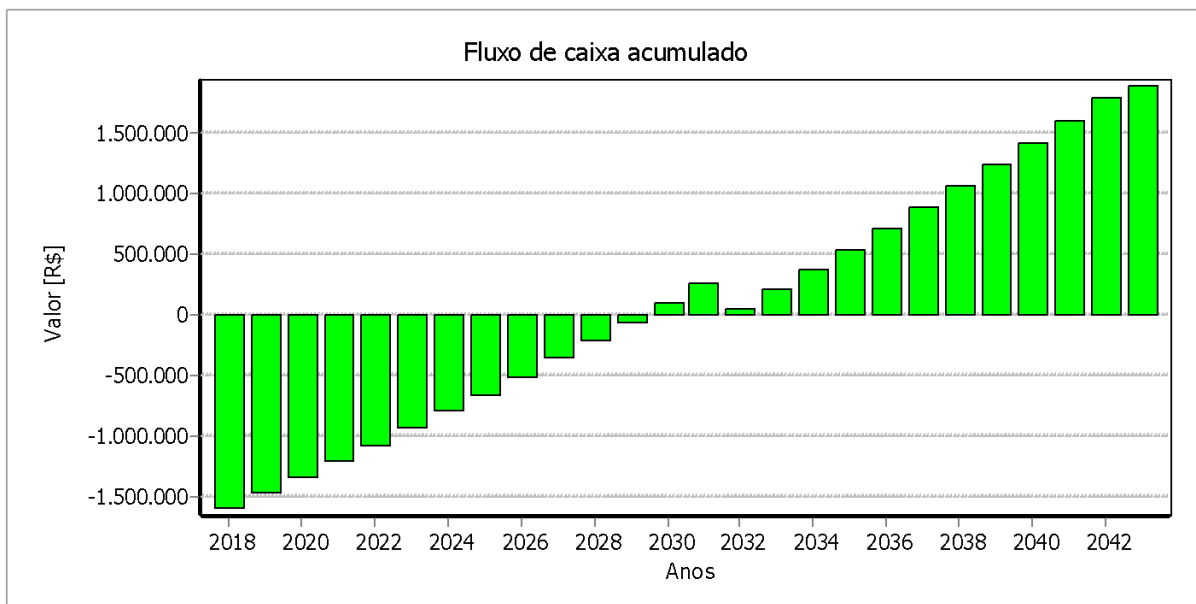


Figura 5.66 - Fluxo de Caixa Acumulado do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

A **Figura 5.67** ilustra o as despesas e receitas anuais do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise. Conforme **Tabela 5.88** está prevista a troca do inversor fotovoltaico após 15 anos de operação.

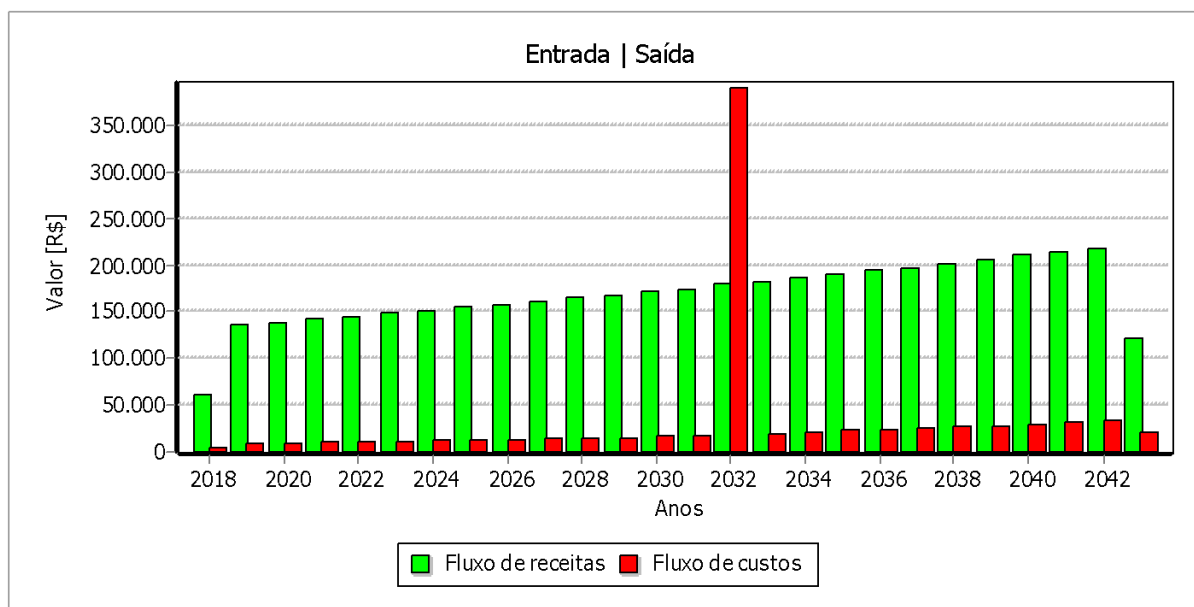


Figura 5.67 - Despesas e Receitas Anuais do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

A **Figura 5.68** ilustra o Valor Presente Líquido (VPL) do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

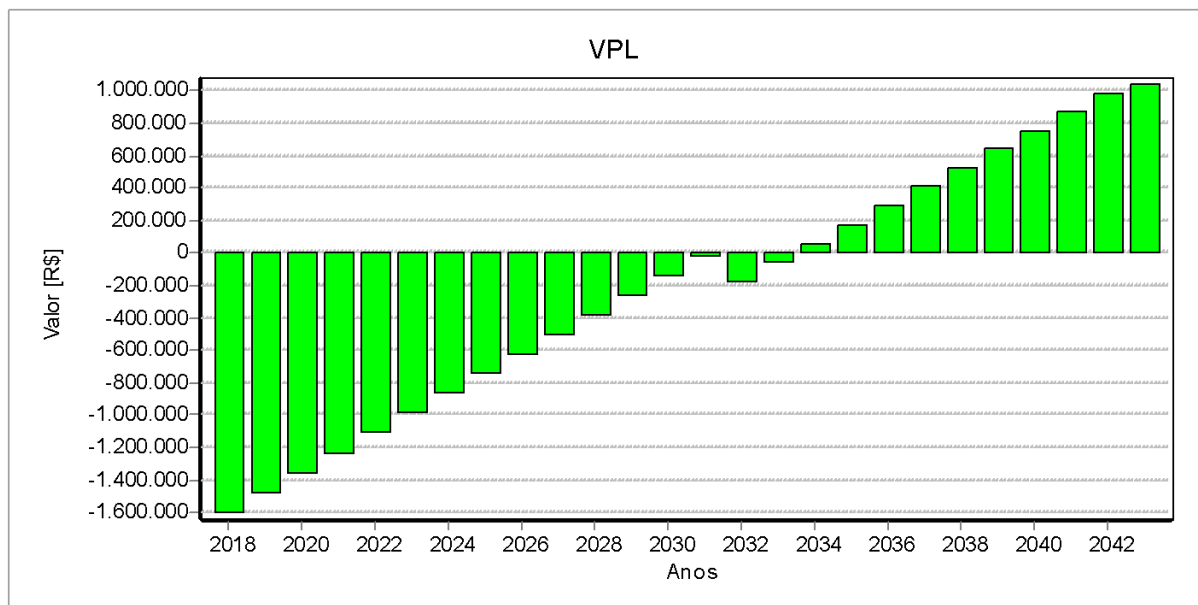


Figura 5.68 - Valor Presente Líquido do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

A **Figura 5.69** ilustra a economia gerada pelo sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

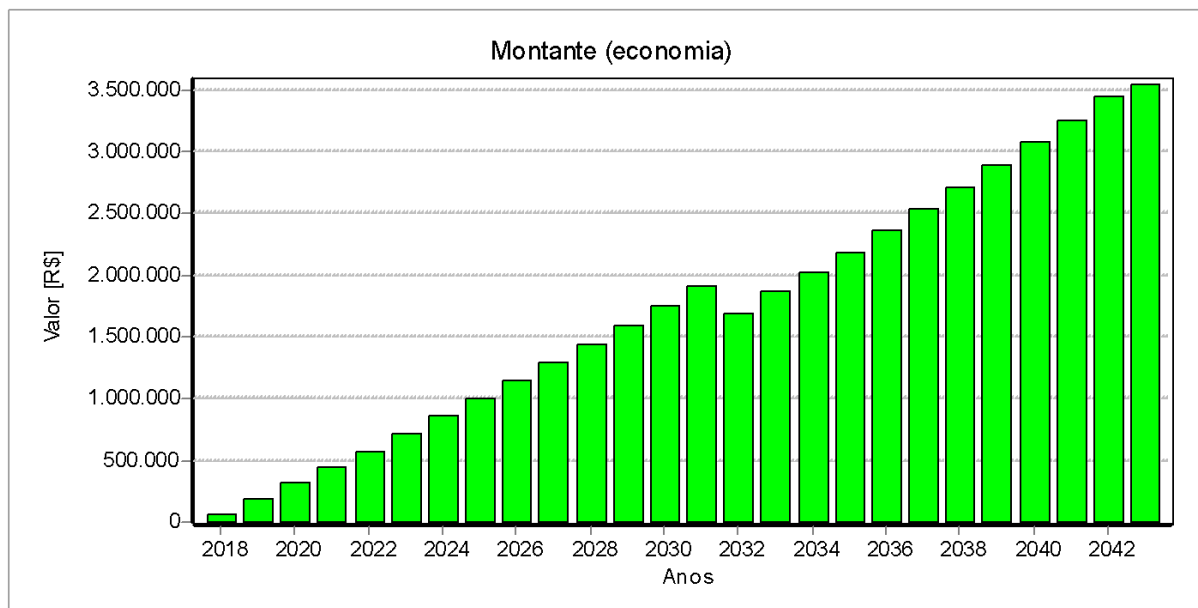


Figura 5.69 - Economia em 25 anos do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

A **Figura 5.70** ilustra a Taxa Interna de Retorno (TIR) do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

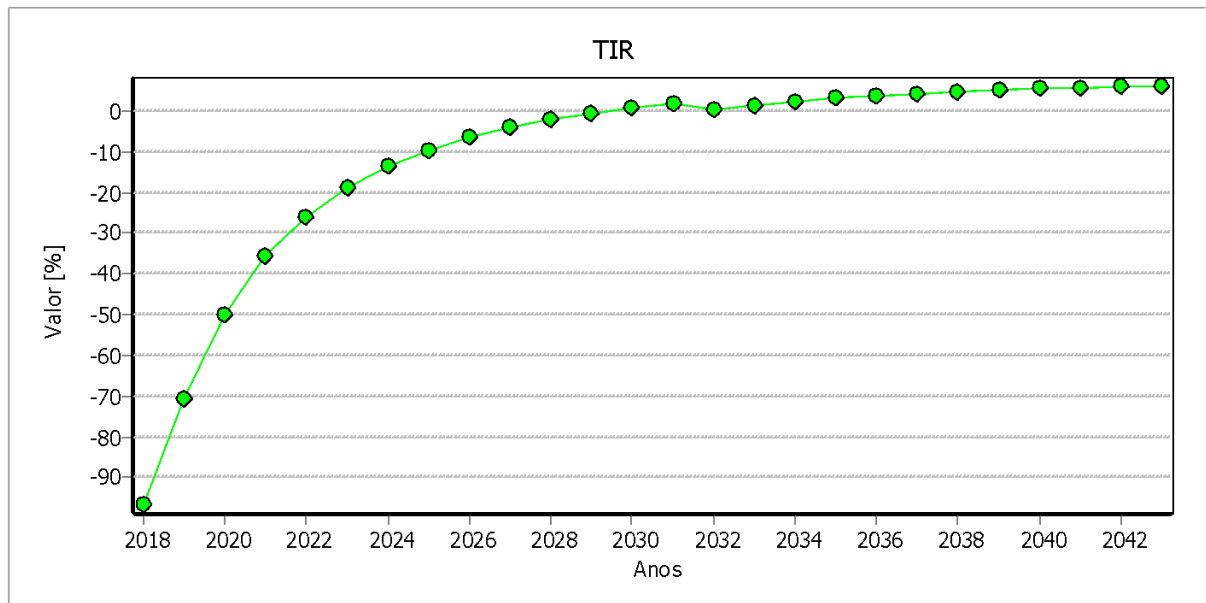


Figura 5.70 - Taxa Interna de Retorno do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

A **Figura 5.71** ilustra a Taxa de Rendimento Composta do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

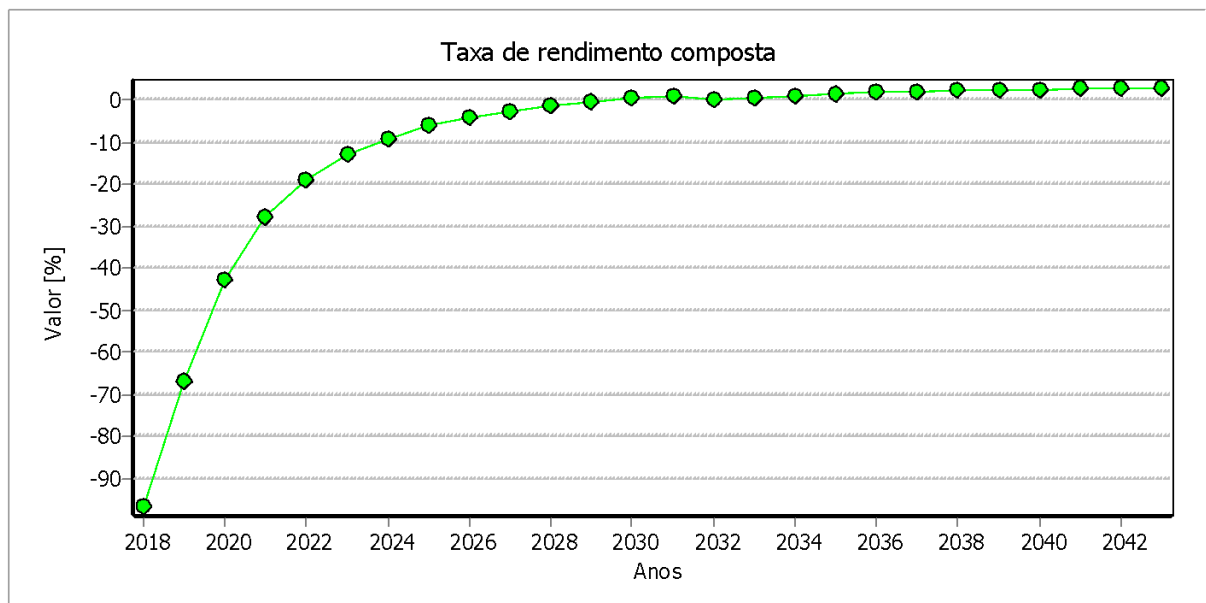


Figura 5.71 - Taxa de Rendimento Composta do projeto da Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

5.2.4.12 Comparativo Usina Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação com Premissas do Estudo em Desenvolvimento

A **Tabela 5.93** compara os as perdas, o custo, o payback, a economia projetada para os 25 anos de vida útil estimada do sistema e a Taxa Interna de Retorno (TIR) da instalação dimensionada para a Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação com as projeções efetuadas no estudo em desenvolvimento para os prédios públicos estaduais do Estado de São Paulo.

Tabela 5.93 - Comparativo de resultados da análise econômica para o projeto Secretaria do Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação

	Projeto Específico	Estudo Geral
Perdas	23,5%	20%
Custo	R\$ 1.654.144,20	R\$ 1.680.000,00
Payback	12 anos	13,3 anos
Economia em 25 anos	R\$ 1.885.755,73	R\$ 1.219.606,92
TIR	6,21%	-

O estudo em desenvolvimento não considera reajustes nas tarifas de energia e de inflação e não considera o deslocamento da equipe de instalação e frete nos equipamentos. Os resultados demonstram que o estudo é mais conservador.

5.2.5 Centro Paraolímpico

5.2.5.1 Dados Gerais do Sistema

O presente estudo é referente ao dimensionamento e análise econômica da usina fotovoltaica CENTRO PARAOLÍMPICO para a geração de energia elétrica conectada à rede de distribuição da AES Eletropaulo com uma potência instalada de 669,12kWp. A potência instalada dimensionada é inferior à demanda contratada atualmente de 800 kW. Os dados do cliente estão listados na **Tabela 5.94**.

Tabela 5.94 - Dados do Cliente do projeto do Centro Paraolímpico

Dados do Cliente	
Cliente:	Centro Paraolímpico
Endereço:	Rodovia dos Imigrantes, Km 11,5 CEP: 04329-000 São Paulo/SP
CPF / CNPJ:	09.495.438/0002-43

5.2.5.2 Local de Instalação

O sistema fotovoltaico CENTRO PARAOLÍMPICO será instalado na localização conforme informado na **Tabela 5.95**.

Tabela 5.95 - Local de Instalação do projeto do Centro Paraolímpico

DADOS Da localização	
Localidade:	Rodovia dos Imigrantes, Km 11,5 CEP: 04329-000 São Paulo/SP
Latitude:	-023°-39'-07"
Longitude:	-046°-37'-56"
Altitude:	813 m
Fonte dados climáticos:	ATLAS BRAS. 2017
Albedo:	60 % Superfícies claras de edifícios

5.2.5.3 Descrição do Sistema

O sistema fotovoltaico é composto por 1.968 módulos fotovoltaicos de 340 W cada e 11 inversores de 60kW cada. A potência nominal total é de 669,12kWp, com uma geração estimada de energia elétrica de 888.286,2kWh por ano e distribuídos em uma área de 3.820m². O sistema é conectado à rede de alimentação em Média Tensão, trifásico e com tensão fornecimento 13,8 kV.

5.2.5.4 Emissões

O sistema fotovoltaico reduzirá a emissão de poluentes na atmosfera de acordo com as **Tabela 5.96 e Tabela 5.97**(valores anuais):

Tabela 5.96 - Produção Termo Elétrica Equivalente do projeto do Centro Paraolímpico

Produção Termo Elétrica Equivalente	
Dióxido de enxofre (SO ₂):	622,54 kg
Óxidos de Nitrogênio (NO _x):	783,70 kg
Poeiras:	27,81 kg
Dióxido de carbono (CO ₂):	463,27 t

Tabela 5.97 - Equivalente de Energia Geotérmica do projeto do Centro Paraolímpico

Equivalente de Energia Geotérmica	
Sulfeto de Hidrogênio (H ₂ S) (fluido geotérmico):	27,22 kg
Dióxido de carbono (CO ₂):	5,24 t
Tonelada equivalente de Petróleo (TEP):	204,31 TO

5.2.5.5 Irradiação Solar

A avaliação do recurso solar disponível foi realizada de acordo com o Atlas Brasileiro 2017 e o Atlas Solarimétrico do Brasil, tendo como referência o local com os dados históricos e de irradiação solar no município de São Paulo/SP.

A **Tabela 5.98** projeta a irradiação solar total mensal no local de instalação.

Tabela 5.98 - Radiação Solar Total Mensal do projeto do Centro Paraolímpico

Mês	Irradiação direta [kWh/m ²]	Irradiação difusa [kWh/m ²]	Irradiação refletida [kWh/m ²]	Total das diárias [kWh/m ²]	Total mensal [kWh/m ²]
Janeiro	2,136	2,529	0,183	4,849	150,312
Fevereiro	2,743	2,294	0,189	5,226	146,314
Março	2,543	2,063	0,161	4,768	147,807
Abril	2,836	1,687	0,144	4,667	140,004
Maio	2,629	1,365	0,117	4,111	127,452
Junho	2,652	1,219	0,108	3,978	119,353
Julho	2,705	1,234	0,111	4,051	125,584
Agosto	3,311	1,399	0,142	4,852	150,398
Setembro	2,436	1,773	0,143	4,351	130,534
Outubro	2,191	2,118	0,158	4,467	138,487
Novembro	2,177	2,403	0,178	4,759	142,761
Dezembro	2,349	2,576	0,197	5,122	158,793

A **Figura 5.72** ilustra a irradiação solar total mensal no local de instalação para os módulos orientados para o nordeste, a **Figura 5.73** ilustra a irradiação solar total mensal no local de instalação para os módulos orientados para o norte, a **Figura 5.74** ilustra a irradiação solar total mensal no local de instalação para os módulos orientados para o noroeste e a **Figura 5.75** ilustra a irradiação solar total mensal no local de instalação para os módulos orientados para o leste.

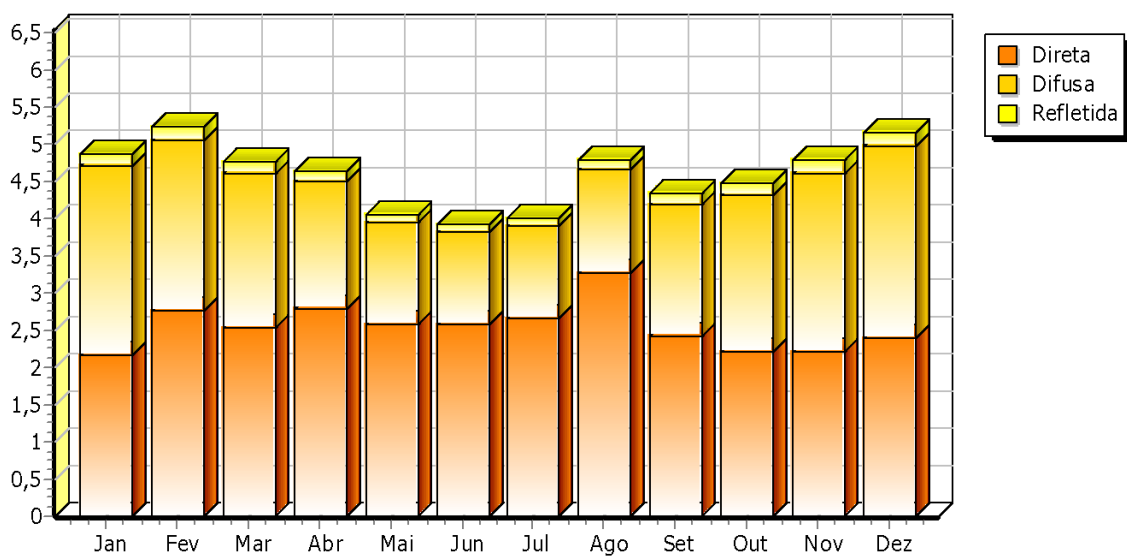


Figura 5.72 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto do Centro Paraolímpico - NE

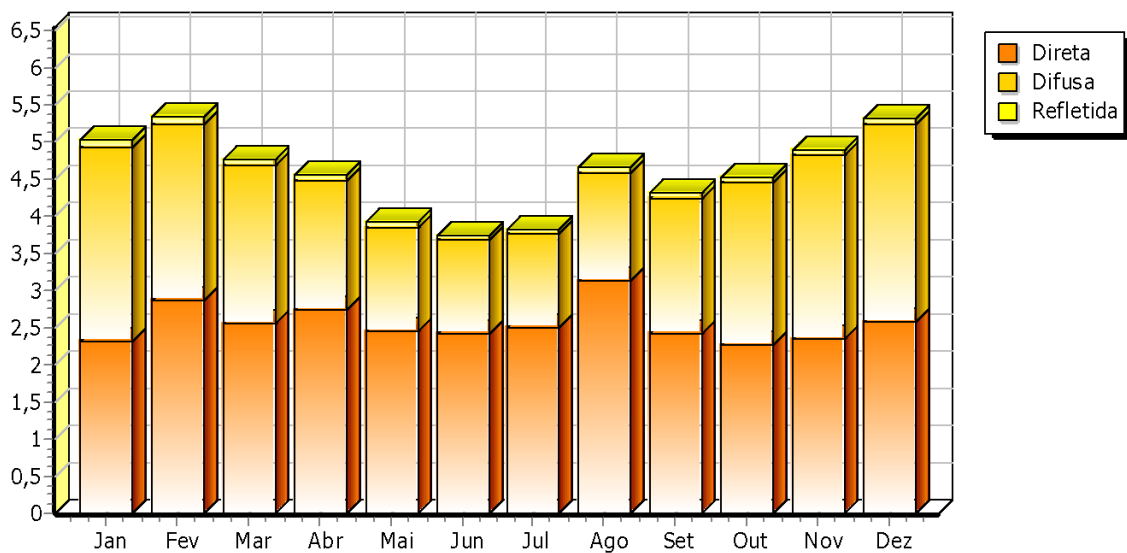


Figura 5.73 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto do Centro Paraolímpico - N

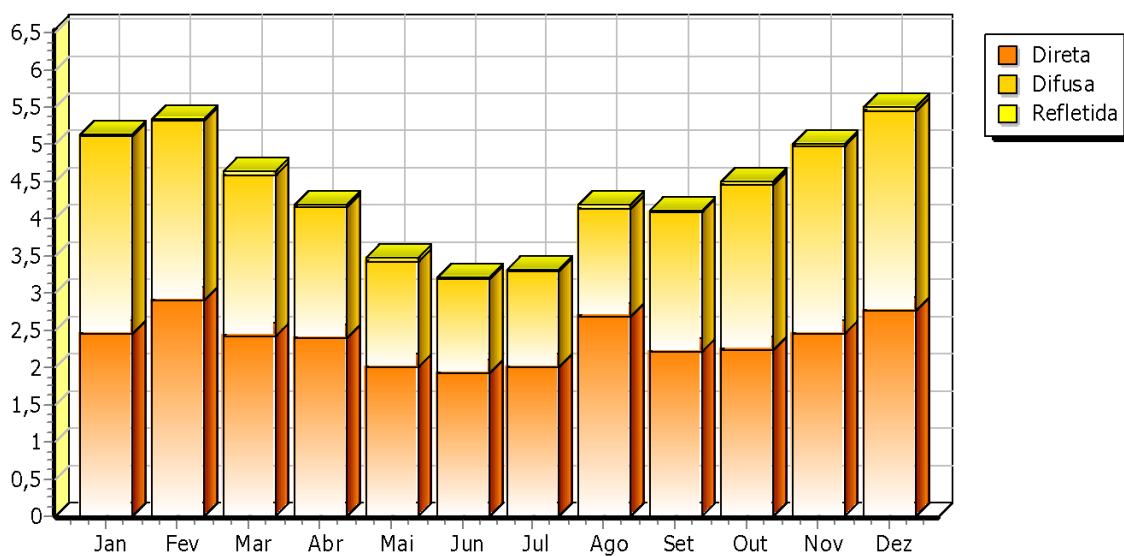


Figura 5.74 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto do Centro Paraolímpico - NO

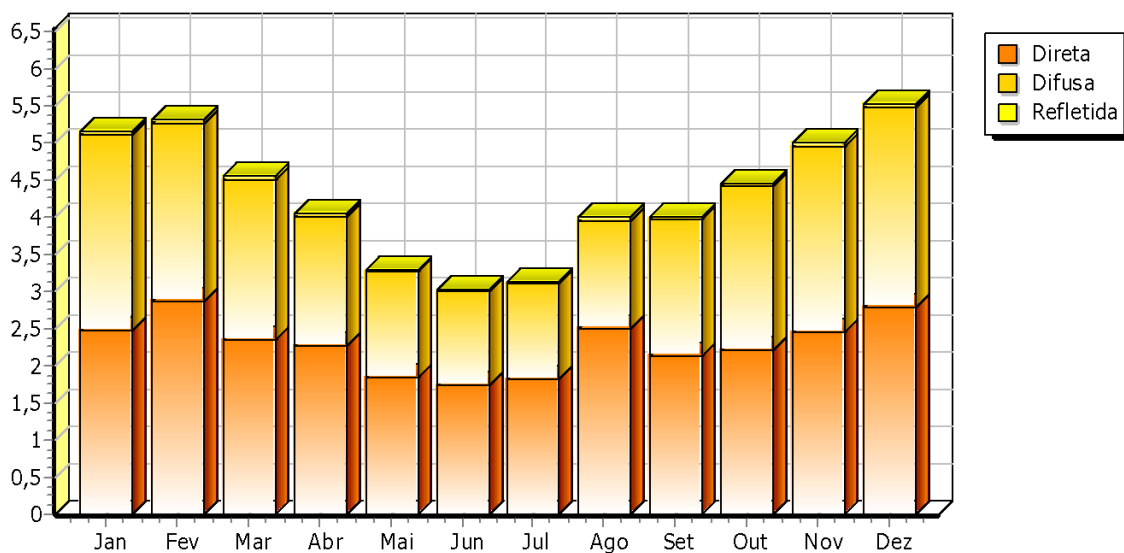


Figura 5.75 - Irradiação Solar Total Mensal do projeto do Centro Paraolímpico - L

5.2.5.6 Exposições

O sistema fotovoltaico será orientado ao norte, com um ângulo de azimute de -180° em relação ao sul e inclinado em 28° em relação ao solo, conforme **Tabela 5.99**.

Tabela 5.99 - Orientação dos módulos fotovoltaicos do projeto do Centro Paraolímpico

Tipo de instalação	Orient	Inclin
Ângulo fixo	-165°	28°
Ângulo fixo	180°	19°
Ângulo fixo	110°	14°
Ângulo fixo	-90°	15°

5.2.5.7 Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico é composto por 1.968 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino de 340 Wp de potência nominal cada, com uma vida útil estimada de mais de 25 anos e degradação da produção devido ao envelhecimento de 0,8 % ao ano.

As características técnicas do módulo fotovoltaico estão listadas na **Tabela 5.100**.

Tabela 5.100 - Características Técnicas dos Módulos Fotovoltaicos do projeto do Centro Paraolímpico

Características Técnicas Dos Módulos	
Fabricante:	JINKO SOLAR
Modelo:	EAGLE JKM340PP-72
Tecnologia de const.:	Silício monocristalino
Características elétricas	
Potência máxima:	340 W
Rendimento:	17,5 %
Tensão nominal:	38,7 V
Tensão em aberto:	47,1 V
Corrente nominal:	8,8 A
Corr. de curto-circuito:	9,2 A
Dimensões	
Dimensões:	992 mm x 1956 mm
Peso:	26,5 kg

Os valores de tensão variam conforme a temperatura dos módulos fotovoltaicos (mínima, máxima e de regime) e estão dentro dos valores de operação do inversor.

5.2.5.8 Inversor Fotovoltaico

O inversor fotovoltaico faz a conversão da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente contínua para a energia utilizada na rede de distribuição em corrente alternada, em conformidade aos requisitos técnicos e normas de segurança. Os valores de tensão e corrente do dispositivo de entrada são compatíveis com o sistema fotovoltaico, enquanto os valores de saída são compatíveis com os valores da rede ao qual está conectado ao sistema.

As principais características do inversor são:

- Inversor de comutação forçada com PWM (Pulse-width modulation), sem clock e/ou tensão de referência ou de corrente, semelhante a um sistema não idôneo a suportar a tensão e frequência de intervalo normal. Este sistema está em conformidade com as normas da ABNT e com o sistema de rastreamento de potência máxima MPPT;
- Conforme as normas gerais de limitação de Emissões EMF e RF: Conformidade IEC 110-1, IEC 110-6, IEC 110-8;
- Proteção de desligamento da rede quando o sistema estiver fora da faixa de tensão e frequência da rede e com falha de sobrecorrente, conforme os requisitos da IEC 11-20 e normas da distribuidora de energia elétrica local. Reset automático das proteções de início automático;
- Grau de proteção adequado a localização nas proximidades do campo fotovoltaico (IP65); e,
- Declaração de conformidade do fabricante de acordo com normas técnica aplicáveis, com referência aos ensaios realizados por institutos certificadores.

As características técnicas do inversor fotovoltaico estão listadas nas **Tabela 5.101** à **Tabela 5.112**.

Tabela 5.101 - Dados Técnicos dos Inversores 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 e 11 do projeto do Centro Paraolímpico

Dados Técnicos do Inversor	
Fabricante:	PHB
Modelo:	PHB60K-MT
Número de rastreadores:	4
Entrada para rastreador:	3
Características Elétricas	
Potência nominal:	60 kW
Potência máxima:	63,4 kW
Potência máxima por rastreador:	63,4 kW
Tensão nominal:	850 V
Tensão máxima:	1000 V
Tensão mínima por rastreador:	200 V
Tensão máxima por rastreador:	850 V
Tensão máxima de saída:	380/220 Vac
Corrente nominal:	96 A
Corrente máxima:	96 A
Corrente máxima por rastreador:	96 A
Rendimento:	0,98

Tabela 5.102 - Dados Técnicos do Inversor 1 do projeto da Centro Paraolímpico

Inversor 1	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	16	16	16	16
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 1	Exposição 1	Exposição 1	Exposição 1
Tensão MPPT (STC):	619,2 V	619,2 V	619,2 V	619,2 V
Número de módulos:	48	48	48	48

Tabela 5.103 - Dados Técnicos do Inversor 2 do projeto da Centro Paraolímpico

Inversor 2	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	16	16	16	16
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 1	Exposição 1	Exposição 1	Exposição 1
Tensão MPPT (STC):	619,2 V	619,2 V	619,2 V	619,2 V
Número de módulos:	48	48	48	48

Tabela 5.104 - Dados Técnicos do Inversor 3 do projeto da Centro Paraolímpico

Inversor 3	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	16	16	16	16
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 1	Exposição 1	Exposição 2	Exposição 2
Tensão MPPT (STC):	619,2 V	619,2 V	619,2 V	619,2 V
Número de módulos:	48	48	48	48

Tabela 5.105 - Dados Técnicos do Inversor 4 do projeto da Centro Paraolímpico

Inversor 4	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	16	16	16	16
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 2	Exposição 2	Exposição 2	Exposição 2
Tensão MPPT (STC):	619,2 V	619,2 V	619,2 V	619,2 V
Número de módulos:	48	48	48	48

Tabela 5.106 - Dados Técnicos do Inversor 5 do projeto da Centro Paraolímpico

Inversor 5	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	16	16	16	16
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 2	Exposição 2	Exposição 2	Exposição 3
Tensão MPPT (STC):	619,2 V	619,2 V	619,2 V	619,2 V
Número de módulos:	48	48	48	48

Tabela 5.107 - Dados Técnicos do Inversor 6 do projeto da Centro Paraolímpico

Inversor 6	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	16	16	16	16
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 3	Exposição 3	Exposição 3	Exposição 3
Tensão MPPT (STC):	619,2 V	619,2 V	619,2 V	619,2 V
Número de módulos:	48	48	48	48

Tabela 5.108 - Dados Técnicos do Inversor 7 do projeto da Centro Paraolímpico

Inversor 7	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	16	16	16	16
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 3	Exposição 3	Exposição 3	Exposição 3

Tensão MPPT (STC):	619,2 V	619,2 V	619,2 V	619,2 V
Número de módulos:	48	48	48	48

Tabela 5.109 - Dados Técnicos do Inversor 8 do projeto da Centro Paraolímpico

Inversor 8	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	16	16	16	16
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 3	Exposição 4	Exposição 4	Exposição 4
Tensão MPPT (STC):	619,2 V	619,2 V	619,2 V	619,2 V
Número de módulos:	48	48	48	48

Tabela 5.110 - Dados Técnicos do Inversor 9 do projeto da Centro Paraolímpico

Inversor 9	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	16	16	16	16
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 4	Exposição 4	Exposição 4	Exposição 4
Tensão MPPT (STC):	619,2 V	619,2 V	619,2 V	619,2 V
Número de módulos:	48	48	48	48

Tabela 5.111 - Dados Técnicos do Inversor 10 do projeto da Centro Paraolímpico

Inversor 10	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	16	16	16	16
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 3	Exposição 3	Exposição 3	Exposição 3
Tensão MPPT (STC):	619,2 V	619,2 V	619,2 V	619,2 V
Número de módulos:	48	48	48	48

Tabela 5.112 - Dados Técnicos do Inversor 11 do projeto da Centro Paraolímpico

Inversor 11	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	16	16	16	16
Conjunto de módulos em paralelos:	3	3	3	3
Exposições:	Exposição 3	Exposição 3	Exposição 3	Exposição 3
Tensão MPPT (STC):	619,2 V	619,2 V	619,2 V	619,2 V
Número de módulos:	48	48	48	48

5.2.5.9 Dimensionamento

A potência nominal do gerador foi definida utilizando a seguinte fórmula:

$$P = P \text{ módulos} * n^{\circ} \text{ módulos} = 340W * 1.968 = 669.120W$$

Com base na potência nominal do sistema fotovoltaico, a **Tabela 5.113** mostra o cálculo da estimativa anual de geração de energia nas condições normais de STC (irradiação de 1000 W/m², temperatura de 25°C).

Tabela 5.113 - Quantidade de Energia Gerada pelo sistema do projeto do Centro Paraolímpico

Exposição	Potência nominal [W]	Irradiação solar [kWh/m²]	Energia [kWh]
Exposição 1	179.520	1.673,18	300.370,16
Exposição 2	146.880	1.668,75	245.106,7
Exposição 3	228.480	1.600,11	365.178,6
Exposição 4	114.240	1.567,67	179.090,79

A **Tabela 5.114** lista as perdas na conversão do sistema e as perdas devido a temperatura na localidade onde o sistema fotovoltaico será implementado.

Tabela 5.114 - Perdas Totais no sistema do projeto do Centro Paraolímpico

Perda por sombreamento:	0,0 %
Perda por aumento de temperatura:	6,8 %
Perdas por descasamento:	5,0 %
Perdas de corrente continua:	1,5 %
Outras perdas:	5,0 %
Perdas na conversão:	1,6 %
Perdas totais:	18,5 %

5.2.5.10 Produção Efetiva de Energia

Considerando as perdas de conversão do sistema e as perdas devido à temperatura no local citadas no item anterior, a **Tabela 5.115** mostra a produção efetiva de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico CENTRO PARAOLÍMPICO.

Tabela 5.115 - Produção Efetiva de Energia do projeto do Centro Paraolímpico

Mês	Produção efetiva [kWh]
Janeiro	85.463,6
Fevereiro	81.264,6
Março	79.135,3
Abril	71.392,0
Maio	62.374,9
Junho	57.032,4
Julho	60.481,6
Agosto	74.611,8
Setembro	68.667,1
Outubro	76.001,9
Novembro	80.719,9
Dezembro	91.141,4
Ano	888.286,2

5.2.5.11 Análise Econômica

Análise da econômica e financeira de um sistema fotovoltaico conectado à rede instalado na cidade de São Paulo/SP com uma potência instalada de 669,12kWp e uma estimativa de geração de energia elétrica de 888.286,2kWh.

5.2.5.11.1 Análise de Custo

Os custos para a implementação do sistema fotovoltaico estão listados na **Tabela 5.116**.

Tabela 5.116 - Custos do Sistema Fotovoltaico do projeto do Centro Paraolímpico

Equipamentos (módulos, inversor e estruturas de fixação)	R\$ 2.287.812,00
Projeto e Instalação	R\$ 761.937,00
Custo total do sistema:	R\$ 3.049.749,00
Custo específico:	R\$/kWp 3.858,00

Além dos custos iniciais de implementação do sistema fotovoltaico são adicionados os custos de manutenção anuais referente à limpeza dos módulos fotovoltaicos e o custo

extraordinário de troca do inversor fotovoltaico após 15 anos de operação do sistema conforme **Tabela 5.117 e Tabela 5.118:**

Tabela 5.117 - Custos Anuais de Manutenção do projeto do Centro Paraolímpico

Descrição	%	Valor R\$
Limpeza dos Módulos Fotovoltaicos	0,5	15.248,75
Total		15.248,75

Tabela 5.118 - Custos Extraordinários do projeto do Centro Paraolímpico

Descrição	Ano	Valor R\$
Troca do Inversor*	15	822.431,20
Total		822.431,20

*o custo de troca do inversor teve o valor corrigido no tempo considerando uma inflação anual de 6%

5.2.5.11.2 Consumo de Energia da Unidade Consumidora

O Centro Paraolímpico consome anualmente 2.994.253,6 kWh e a geração do sistema fotovoltaico reduzirá em 29,6% o consumo anual de energia elétrica pela Eletropaulo. A **Tabela 5.119** mostra o consumo atual, a estimativa de geração de energia elétrica e a previsão do novo consumo de energia. A **Figura 5.76** mostra o consumo de energia ao longo dos meses.

Tabela 5.119 - Consumo de Energia do projeto do Centro Paraolímpico

Consumo de energia da unidade consumidora anual:	2.994.253,6 kWh
Energia autoconsumida:	878.155,3 kWh
Energia introduzida:	10.130,9 kWh
Energia comprada:	2.116.098,2 kWh

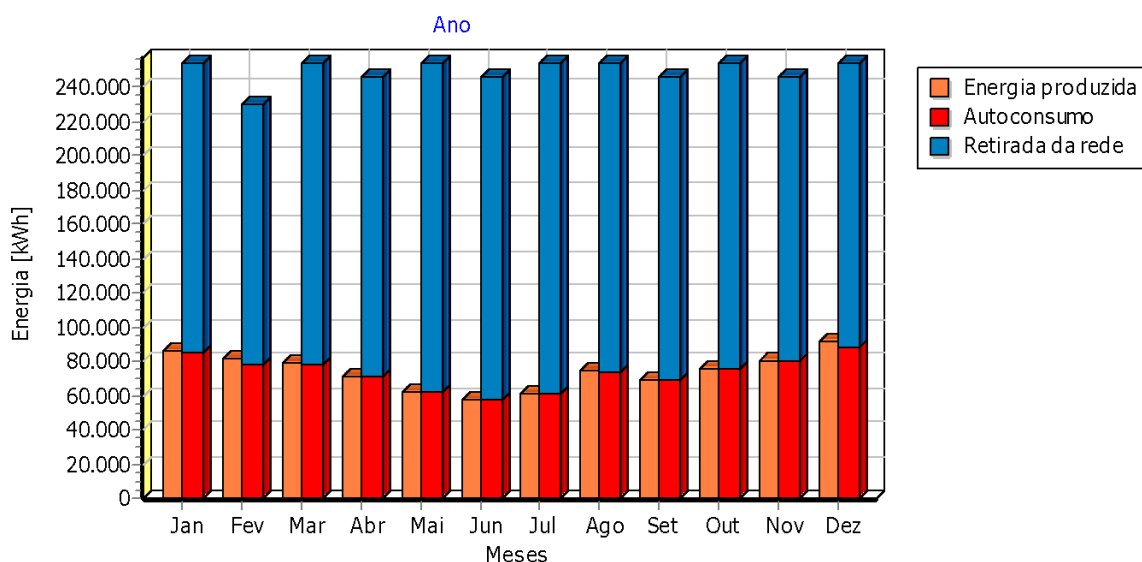


Figura 5.76 - Consumo de Energia do projeto do Centro Paraolímpico

5.2.5.11.3 Retorno Financeiro

A simulação do desempenho econômico do sistema fotovoltaico no período de 25 anos é feita considerando os parâmetros listados na **Tabela 5.120**.

Tabela 5.120 - Parâmetros para o cálculo de retorno financeiro do projeto do Centro Paraolímpico

Degradação anual do sistema devido ao envelhecimento:	0,8 %
Taxa de inflação anual:	6 %
Taxa de reajuste da tarifa:	3 %

A **Tabela 5.121** mostra o resumo sobre a simulação do desempenho econômico do sistema fotovoltaico após 25 anos de operação e considerando as premissas contidas neste estudo:

Tabela 5.121 - Resumo do Desempenho Econômico em 25 anos do projeto do Centro Paraolímpico

Geração estimada de energia solar fotovoltaica:	888.286,2 kWh
Data fim análise:	30/07/2043
Economia de consumo:	R\$ 8.063.743,76

Economia para a compensação:	R\$ 16.757,04
Juros ativo:	R\$ 0,00
Outras receitas:	R\$ 0,00
Custos anuais a deduzir:	R\$ 1.688.064,38
Total:	R\$ 6.392.436,42
Capital investido:	R\$ 3.575.857,86
Fluxo de caixa acumulado:	R\$ 3.342.687,42
Custos extraordinários	R\$ 822.431,20
Período de amortização (anos):	12
Montante após anos 21:	R\$ 6.392.436,42
Taxa composta de retorno:	2,259 %
Taxa de desconto:	2 %
VPL:	R\$ 1.818.656,48
TIR:	6,02 %

A **Tabela 5.122** detalha anualmente os números da simulação de desempenho da usina fotovoltaica CENTRO PARAOLÍMPICO e apresenta as estimativas de geração de energia solar fotovoltaica considerando o coeficiente de degradação, os custos anuais de manutenção, a economia e a receita estimada ao longo dos 25 anos de análise.

Tabela 5.122 - Simulação Anual de Desempenho do Sistema Fotovoltaico do projeto do Centro Paraolímpico (Continua)

Ano	2018	2019	2020	2021	2022
Energia produzida [kWh]	393.093,1	884.673,3	880.446,2	870.460,8	863.354,5
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	388.733,1	875.249,9	872.470,9	864.014,1	858.172,9
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	108.223,87	250.697,47	256.989,35	261.690,26	267.332,65
Economia cons. simult. [R\$]	107.026,64	248.032,19	254.666,00	259.755,91	265.731,25
Economia para a compensação [R\$]	1.197,23	2.665,28	2.323,35	1.934,35	1.601,40
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	6.433,72	16.163,68	17.133,50	18.161,51	19.251,20
Custos anuais [R\$]	6.433,72	16.163,68	17.133,50	18.161,51	19.251,20
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	101.790,15	234.533,79	239.855,85	243.528,75	248.081,45
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	-2.947.958,85	-2.713.425,06	-2.473.569,21	-2.230.040,46	-1.981.959,01
Capital próprio [R\$]	3.049.749,00	3.049.749,00	3.049.749,00	3.049.749,00	3.049.749,00
Montante (economia) [R\$]	101.790,15	336.323,94	576.179,79	819.708,54	1.067.789,99
Taxa de rendimento composta [%]	-96,662	-66,792	-42,619	-27,997	-18,933
VPL [R\$]	-2.949.954,74	-2.724.528,18	-2.498.506,65	-2.273.523,73	-2.048.828,72
TIR [%]	-96,67	-70,55	-49,94	-35,69	-25,76

Ano	2023	2024	2025	2026	2027
Energia produzida [kWh]	856.248,0	851.928,1	842.035,5	834.929,2	827.823,0
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	852.027,5	848.464,2	839.266,0	832.550,6	825.807,8
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	273.085,89	279.871,02	284.921,71	290.990,06	297.166,10
Economia cons. simult. [R\$]	271.742,30	278.735,23	283.986,37	290.162,62	296.444,10
Economia para a compensação [R\$]	1.343,59	1.135,79	935,34	827,44	722,00
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	20.406,27	21.630,64	22.928,48	24.304,19	25.762,44
Custos anuais [R\$]	20.406,27	21.630,64	22.928,48	24.304,19	25.762,44
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	252.679,62	258.240,38	261.993,23	266.685,87	271.403,66
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	-1.729.279,39	-1.471.039,01	-1.209.045,78	-942.359,91	-670.956,25
Capital próprio [R\$]	3.049.749,00	3.049.749,00	3.049.749,00	3.049.749,00	3.049.749,00
Montante (economia) [R\$]	1.320.469,61	1.578.709,99	1.840.703,22	2.107.389,09	2.378.792,75
Taxa de rendimento composta [%]	-13,022	-8,978	-6,116	-4,024	-2,454
VPL [R\$]	-1.824.456,45	-1.599.642,66	-1.376.033,96	-1.152.883,15	-930.237,62
TIR [%]	-18,66	-13,42	-9,47	-6,43	-4,03

Ano	2028	2029	2030	2031	2032
Energia produzida [kWh]	823.409,8	813.610,4	806.504,1	799.397,8	794.892,0
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	821.717,6	812.322,4	805.579,7	798.780,1	794.433,3
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	304.434,39	309.849,80	316.361,02	322.984,26	330.798,30
Economia cons. simult. [R\$]	303.809,86	309.360,25	315.999,12	322.735,17	330.607,79
Economia para a compensação [R\$]	624,53	489,55	361,90	249,09	190,51
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	27.308,19	28.946,68	30.683,48	32.524,49	856.907,16
Custos anuais [R\$]	27.308,19	28.946,68	30.683,48	32.524,49	34.475,96
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	822.431,20
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	277.126,20	280.903,12	285.677,54	290.459,77	-526.108,86
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	-393.830,05	-112.926,93	172.750,61	463.210,38	-62.898,48
Capital próprio [R\$]	3.049.749,00	3.049.749,00	3.049.749,00	3.049.749,00	3.575.857,86
Montante (economia) [R\$]	2.655.918,95	2.936.822,07	3.222.499,61	3.512.959,38	2.986.850,52
Taxa de rendimento composta [%]	-1,249	-0,314	0,425	1,015	-1,193
VPL [R\$]	-707.355,26	-485.865,07	-265.027,04	-44.894,83	-435.801,46
TIR [%]	-2,10	-0,54	0,74	1,80	-0,31

Ano	2033	2034	2035	2036	2037
Energia produzida [kWh]	785.185,3	778.078,9	770.972,6	766.373,9	756.760,1
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	784.917,2	777.985,8	770.972,6	766.373,9	756.760,1
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	336.545,98	343.504,65	350.588,01	358.960,80	365.086,72
Economia cons. simult. [R\$]	336.431,33	343.463,61	350.588,01	358.960,80	365.086,72
Economia para a compensação [R\$]	114,65	41,04	0,00	0,00	0,00
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	36.544,52	38.737,19	41.061,42	43.525,10	46.136,61
Custos anuais [R\$]	36.544,52	38.737,19	41.061,42	43.525,10	46.136,61
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	300.001,46	304.767,46	309.526,59	315.435,70	318.950,11
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	237.102,98	541.870,44	851.397,03	1.166.832,73	1.485.782,84
Capital próprio [R\$]	3.575.857,86	3.575.857,86	3.575.857,86	3.575.857,86	3.575.857,86
Montante (economia) [R\$]	3.286.851,98	3.591.619,44	3.901.146,03	4.216.581,73	4.535.531,84
Taxa de rendimento composta [%]	-0,525	0,026	0,485	0,871	1,196
VPL [R\$]	-217.266,66	386,85	217.104,80	433.629,56	648.273,85
TIR [%]	0,99	2,00	2,81	3,49	4,05

Ano	2038	2039	2040	2041	2042
Energia produzida [kWh]	749.653,8	742.547,5	737.855,9	728.335,0	721.228,6
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	749.653,8	742.547,5	737.855,9	728.334,9	721.228,6
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Receita [R\$]	372.504,81	380.031,69	388.962,38	395.473,10	403.367,35
Economia cons. simult. [R\$]	372.504,81	380.031,69	388.962,38	395.473,10	403.367,35
Economia para a compensação [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros ativos [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saídas [R\$]	48.904,81	51.839,09	54.949,44	58.246,41	61.741,19
Custos anuais [R\$]	48.904,81	51.839,09	54.949,44	58.246,41	61.741,19
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital [R\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	323.600,00	328.192,60	334.012,94	337.226,69	341.626,16
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	1.809.382,84	2.137.575,44	2.471.588,38	2.808.815,07	3.150.441,23
Capital próprio [R\$]	3.575.857,86	3.575.857,86	3.575.857,86	3.575.857,86	3.575.857,86
Montante (economia) [R\$]	4.859.131,84	5.187.324,44	5.521.337,38	5.858.564,07	6.200.190,23
Taxa de rendimento composta [%]	1,471	1,705	1,907	2,078	2,226
VPL [R\$]	861.777,30	1.074.065,08	1.285.881,37	1.495.542,45	1.703.774,14
TIR [%]	4,53	4,95	5,30	5,62	5,89

Tabela 5.122 - Simulação Anual de Desempenho do Sistema Fotovoltaico do projeto do Centro Paraolímpico (Conclusão)

Ano	2043
Energia produzida [kWh]	399.647,9
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	399.647,9
Crédito de consumos acumulados [kWh]	0,0
Receita [R\$]	230.079,16
Economia cons. simult. [R\$]	230.079,16
Economia para a compensação [R\$]	0,00
Juros ativos [R\$]	0,00
Saídas [R\$]	37.832,97
Custos anuais [R\$]	37.832,97
Despesas extraordinárias [R\$]	0,00
Juros sobre o descoberto [R\$]	0,00
Parcela financiamento [R\$]	0,00
Taxa de juros [R\$]	0,00
Capital [R\$]	0,00
Fluxo de caixa [R\$]	192.246,19
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	3.342.687,42
Capital próprio [R\$]	3.575.857,86
Montante (economia) [R\$]	6.392.436,42
Taxa de rendimento composta [%]	2,259
VPL [R\$]	1.818.656,48
TIR [%]	6,02

A **Figura 5.77** ilustra o fluxo de caixa anual do investimento ao longo dos 25 anos de análise. Conforme **Tabela 5.118** está prevista a troca do inversor fotovoltaico após 15 anos de operação.

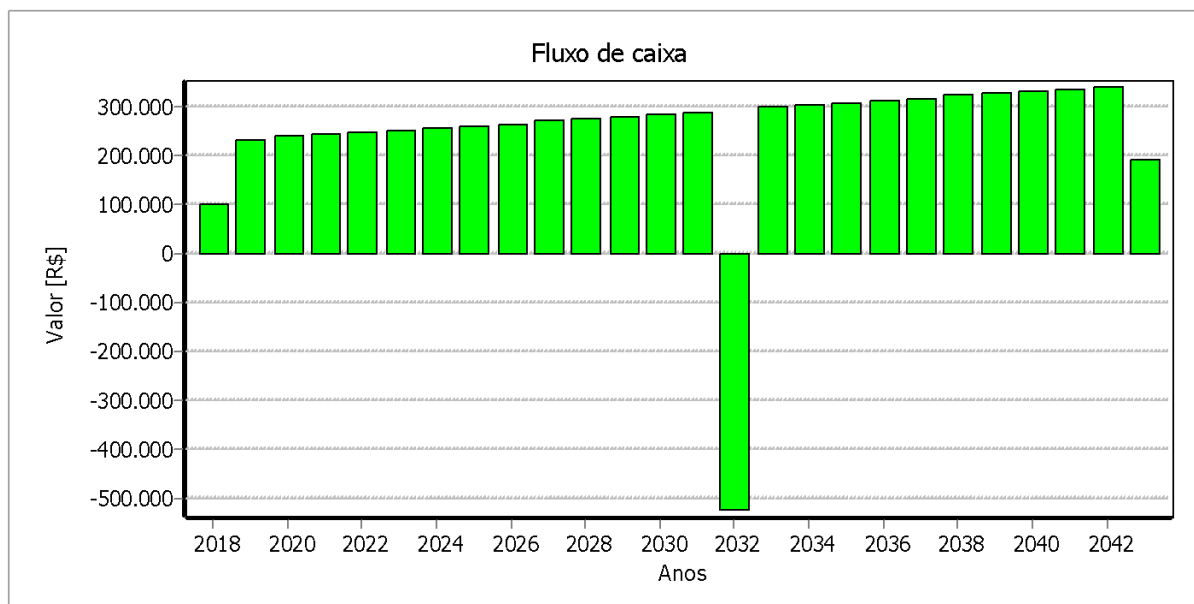


Figura 5.77 - Fluxo de Caixa Anual do projeto do Centro Paraolímpico

A **Figura 5.78** ilustra o fluxo de caixa acumulado do investimento ao longo dos 25 anos de análise.

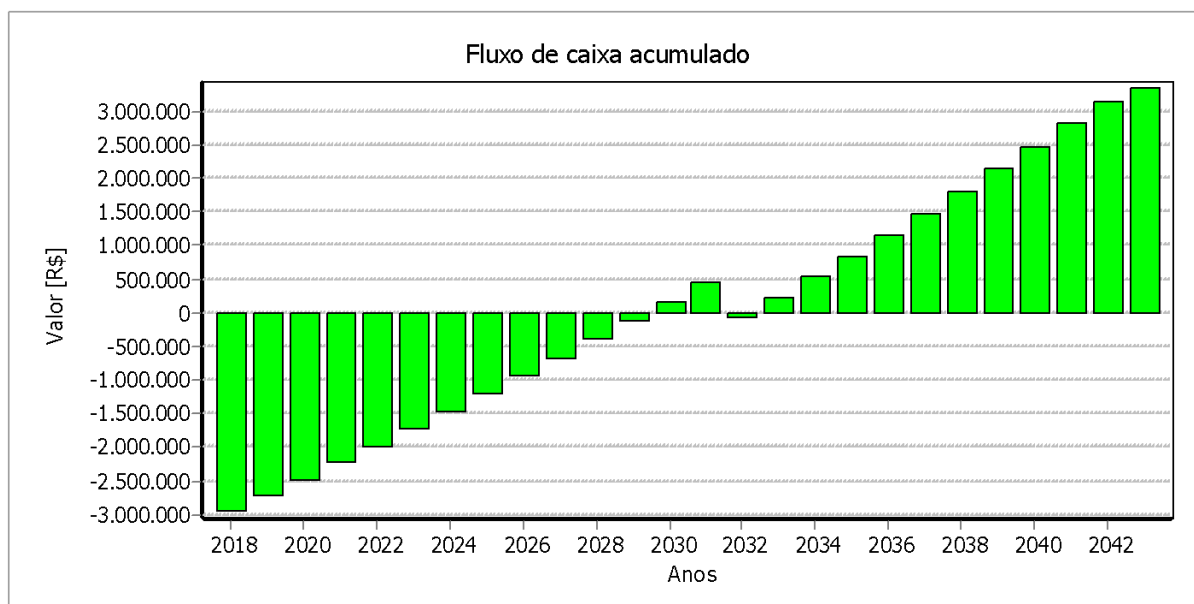


Figura 5.78 - Fluxo de Caixa Acumulado do projeto do Centro Paraolímpico

A **Figura 5.79** ilustra o as despesas e receitas anuais do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise. Conforme **Tabela 5.118** está prevista a troca do inversor fotovoltaico após 15 anos de operação.

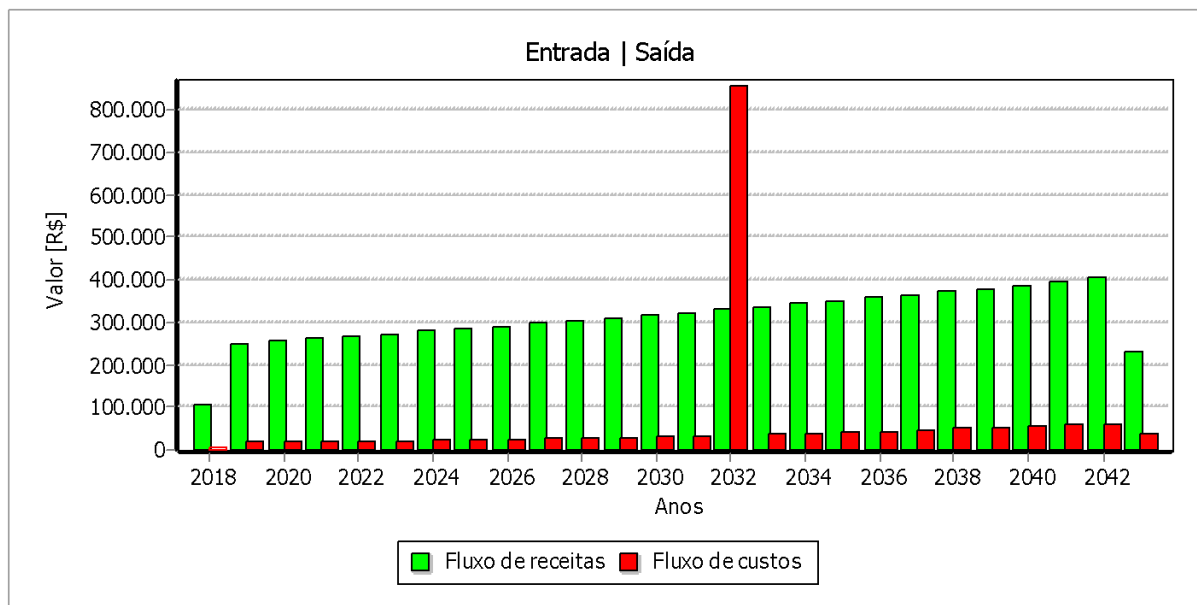


Figura 5.79 - Despesas e Receitas Anuais do projeto do Centro Paraolímpico

A **Figura 5.80** ilustra o Valor Presente Líquido (VPL) do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

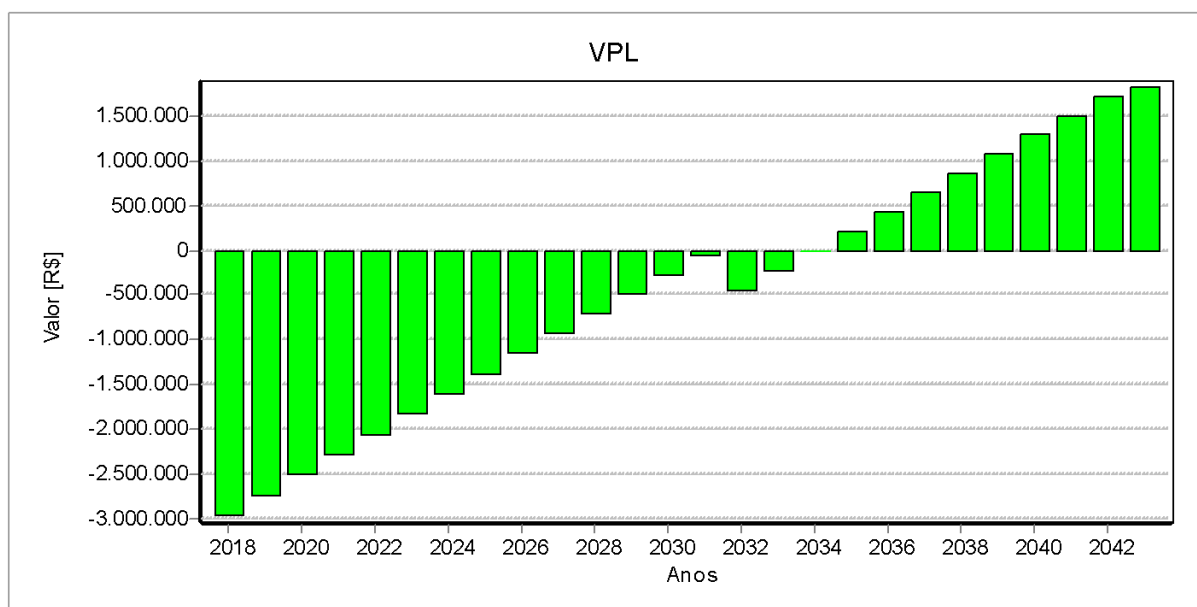


Figura 5.80 - Valor Presente Líquido do projeto do Centro Paraolímpico

A **Figura 5.81** ilustra a economia gerada pelo sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

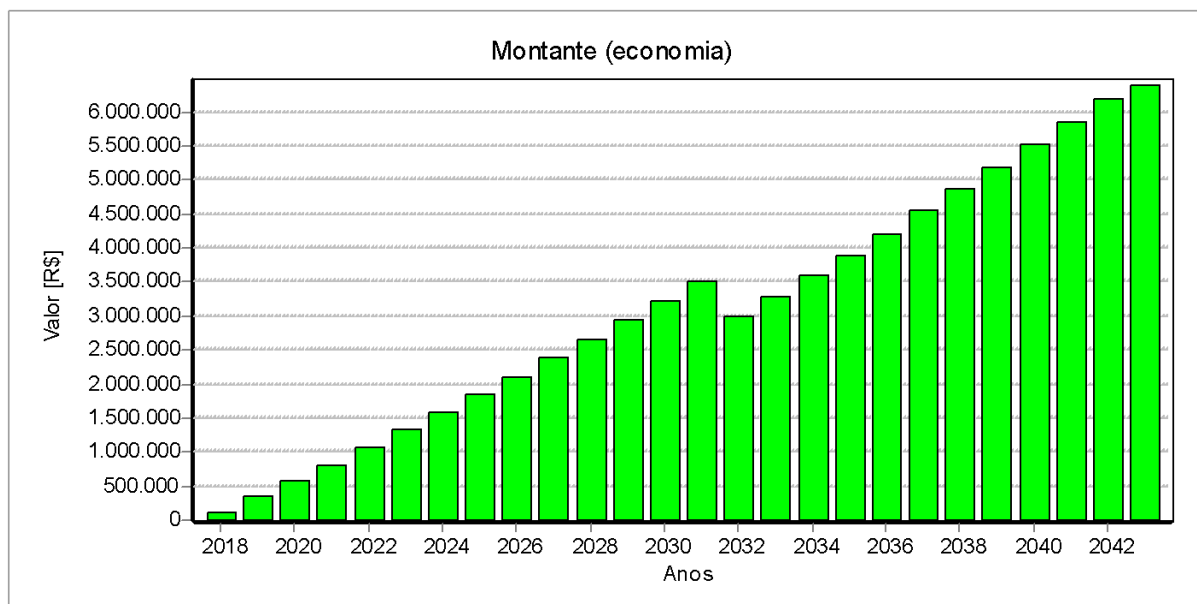


Figura 5.81 - Economia em 25 anos do projeto do Centro Paraolímpico

A **Figura 5.82** ilustra a Taxa Interna de Retorno (TIR) do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

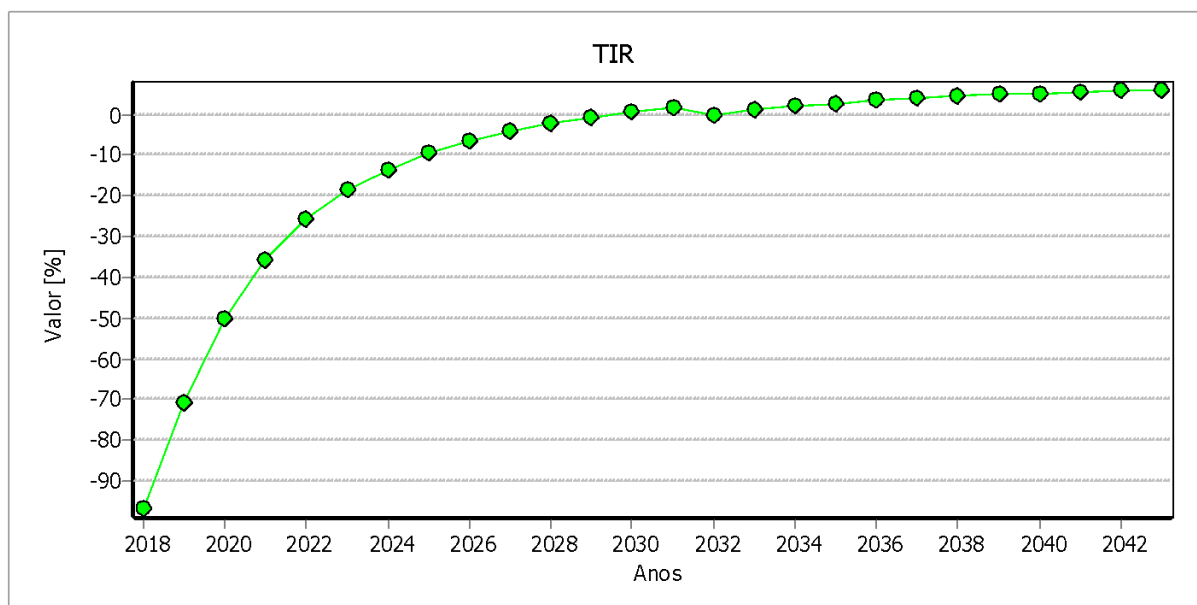


Figura 5.82 - Taxa Interna de Retorno do projeto do Centro Paraolímpico

A **Figura 5.83** ilustra a Taxa de Rendimento Composta do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de análise.

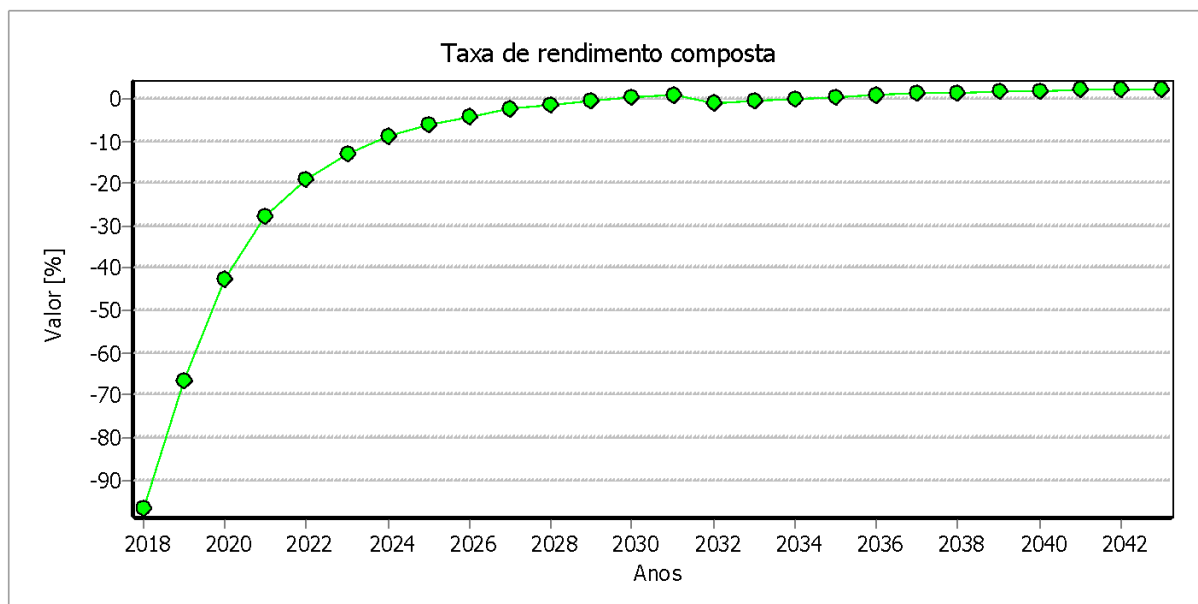


Figura 5.83 - Taxa de Rendimento Composta do projeto do Centro Paraolímpico

5.2.5.12 Comparativo Usina Centro Paraolímpico com Premissas do Estudo Em Desenvolvimento

A **Tabela 5.123** compara os as perdas, o custo, o payback, a economia projetada para os 25 anos de vida útil estimada do sistema e a Taxa Interna de Retorno (TIR) da instalação dimensionada para o Centro Paraolímpico com as projeções efetuadas no estudo em desenvolvimento para os prédios públicos estaduais do Estado de São Paulo.

Tabela 5.123 - Comparativo de resultados da análise econômica para o projeto do Centro Paraolímpico

	Projeto Específico	Estudo Geral
Perdas	18,5%	20%
Custo	R\$ 3.049.749,00	R\$ 3.794.400,00
Payback	12 anos	14,5 anos
Economia em 25 anos	R\$ 7.465.646,78	R\$ 2.147.630,40
TIR	6,02%	-

O estudo em desenvolvimento não considera reajustes nas tarifas de energia e de inflação e não considera o deslocamento da equipe de instalação e frete nos equipamentos. Os resultados demonstram que o estudo é mais conservador.

5.3 Normas Técnicas Aplicadas e Critérios de Monitoramento

Na elaboração dos estudos de engenharia básica produzidos neste relatório foram consideradas as normas técnicas brasileiras (NBRs) e as resoluções normativas sobre acesso e regulamentação da geração distribuída à rede. Destacam-se:

Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012, que 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

Dessa forma, todo consumidor ativamente cadastrado no Ministério da Fazenda, por um CPF ou um CNPJ, tem concessão para conectar um sistema gerador de energia elétrica próprio, oriundo de fontes renováveis (hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada), à rede de distribuição das concessionárias.

A Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015, que modificou a Resolução Normativa nº 482/2012, trouxe a regulamentação para a microgeração e minigeração distribuída de energia no Brasil. A resolução inclui os conceitos de "autoconsumo remoto" e "geração compartilhada", os quais permitem que um gerador possa usufruir de créditos em outra unidade consumidora ou que consórcios possam ser constituídos, distante de seus locais de consumo, e possam definir o percentual da energia destinada a cada unidade consumidora que o compõe.

Entre as normas brasileiras foram aplicadas:

- NBR 5.410:2004 – Instalações elétricas de baixa tensão;
- NBR 16.149:2013 – Sistemas Fotovoltaicos, características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- NBR 16.150 - Sistemas Fotovoltaicos – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade;
- NBR 16.274:2014 – Estabelece as informações e a documentação mínimas que devem ser compiladas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado

à rede. Também descreve a documentação, os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema;

- NBR 16.690 – Instalações elétricas de sistemas fotovoltaicos – Requisitos de projeto. Estabelece os requisitos de projeto das instalações fotovoltaicas, incluindo disposições sobre os condutores, dispositivos de proteção elétrica, dispositivo de manobra, aterramento e equipotencialização do arranjo fotovoltaico;
- NBR IEC 62.116:2012 – Procedimentos de ensaios de anti - ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectado à rede elétrica.

Foram aplicadas as normas regulamentadoras durante a realização dos estudos:

- NR10 Segurança em Instalação e Serviço com Eletricidade estabelece os requisitos e condições mínimas exigidas para garantir a segurança e saúde dos trabalhadores que interagem com instalações elétricas, em suas etapas de projeto, construção, montagem, operação e manutenção, bem como de quaisquer trabalhos realizados em suas proximidades;
- NR 35 - Trabalho em altura estabelece os requisitos mínimos e as medidas de proteção para o trabalho em altura, como o planejamento, a organização e a execução, a fim de garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores com atividades executadas acima de dois metros do nível inferior, onde haja risco de queda.

De acordo com as exigências de cada concessionária, também foram aplicadas as seguintes Normas Técnicas (NT) que estabelecem os critérios, responsabilidades, condições gerais e características construtivas do sistema de conexão do agente gerador (acessante), com a rede de distribuição da concessionária (acessada), havendo ou não injeção de potência ativa e reativa:

AES Eletropaulo – NT-6.012 Micro Geração e Mini Geração Distribuída

CPFL Energia – GED nº 15303

EDP – PT.DT.PDN.03.14.012

Elektro – ND – 64

ENERGISA – NDU 013 e NDU 015

- **Aspectos de Medição e Verificação de Resultados**

Após a indicação pela antiga Secretaria de Energia e Mineração das duas unidades escolhidas para instalação dos sistemas fotovoltaicos, no formato de projeto piloto, foram realizados os projetos específicos necessários para solicitar o acesso de sistema de geração distribuída e para a obra de instalação. Após a conclusão do projeto e autorização de funcionamento foi realizado o acompanhamento da geração energética e desempenho dos sistemas pelo período de 12 meses, cujos resultados podem ser encontrados no **Produto 6 – Relatório Final**.

Para isso o Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Performance (PIMVP) que foi desenvolvido para descrever as práticas comuns de medição, cálculo e relatório de economia obtidas por projetos de eficiência energética. O protocolo apresenta uma estrutura e quatro opções de medição e verificação, para avaliar de forma transparente, segura e consistente a economia obtida por um determinado projeto.

A preparação de um plano de Medição e Verificação (M&V) é necessária para a determinação da economia do projeto e deve abordar e detalhar os seguintes tópicos: objetivo, fronteira de medição, linha de base dos padrões de consumo de energia com período, energia e condições, período de análise, base de ajuste, procedimentos de análise, preço da energia, especificações do medidor, responsabilidades de monitoramento, precisão esperada, orçamento, formato do relatório e garantia de qualidade. Será elaborado um planejamento e estratégia de monitoramento adequados às características dos sistemas implantados.

6 CONCLUSÕES E CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS

A conclusão dos estudos técnicos realizados neste segundo produto de “Apoio ao Governo do Estado de São Paulo no Desenvolvimento de Conhecimento, Informações e Ferramentas para Disseminar o uso de Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica em Edifícios Públicos no Estado” é apresentada neste capítulo. O Segundo Relatório apresenta uma avaliação específica sobre mecanismos de financiamento para sistemas de energia solar fotovoltaica, abrangendo também propostas para estruturar mecanismos de financiamento que integrem a política pública de energias sustentáveis e geração distribuída e induzam o comportamento de mercado desejado, promovendo o desenvolvimento do Estado de São Paulo, reduzindo perdas de distribuição, melhorando qualidade das redes elétricas, fomentando novos empreendimentos e indústria nacional, gerando emprego e renda.

O principal beneficiário deste projeto, o Estado, é um conjunto de órgãos públicos estabelecidos em diferentes áreas de concessão de energia, e, cujos modelos jurídicos e institucionais impõem particularidades diferentes às do setor privado (residencial, comercial e industrial), em especial no que tange a complexidade do processo de tomada de decisão, alocação de fonte de recursos financeiros e capacidade institucional de monitoramento e controle.

Importante mencionar que no contexto mais amplo deste documento leva-se em consideração uma premissa fundamental, a geração de energia útil e busca pela melhor eficiência energética nos prédios públicos que, de fato, gere ganhos financeiros, com redução de custos, e benefícios ambientais e fortaleça o conceito de sustentabilidade.

A análise e recomendações para instalação de sistemas de geração distribuída em prédios públicos encontra muitos elementos positivos e favoráveis para que tal planejamento siga em frente. Existe o interesse do ente público e de todas as pessoas envolvidas com as atividades desenvolvidas no âmbito deste projeto, que possuem a capacidade de influenciar, na forma positiva da palavra, tomadores de decisão que

permita que o Estado de São Paulo seja um protagonista neste mercado na esfera nacional, gerando divisas, riquezas e melhoria de qualidade de vida para os seus cidadãos.

6.1 Análise e Recomendações para Instalação de GD em Prédios Públicos

É consenso que para se atingir objetivos de melhoria de eficiência energética e geração de energia solar nos prédios públicos do Estado, é necessário melhorar a estrutura da política energética estadual, incluindo componentes como: (i) característica comportamental do uso da energia, (ii) priorização de tecnologias eficientes e (iii) geração (GD) de energia distribuída descentralizada e sustentável.

- i. Entende-se por característica comportamental, a mudança de atitude dos funcionários e gestores públicos, sem deixar de considerar o usuário dos serviços públicos. Essa é a primeira mudança que deve ocorrer, o comportamento em prol da eficiência energética. A política pública pensada para a eficiência energética, deve incluir uma variável que “premie” o bom usuário de energia, um bom gestor público que cuide da eficiência energética da sua repartição, do seu prédio, do seu estado.
- i. A priorização de tecnologias eficientes se refere à utilização de equipamentos e processos tecnológicos mais eficientes, tal qual a substituição de equipamentos menos eficientes por mais eficientes (uso das lâmpadas de LED, por exemplo), buscar equipamentos com selo de eficiência energética classe A do INMETRO / PROCEL, alterar processos e automação da gestão de energia, estimular a pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias, etc.
- ii. A geração de energia distribuída e sustentável (GDS) é autoexplicativa, e se refere à adoção de geração de energia sustentável local e descentralizada adotando sistemas energéticos renováveis, tal qual a geração solar fotovoltaica, solar térmica para água e ar condicionado, eólica, biomassa, biogás, etc. A

diversidade de prédios públicos nas zonas rural (agricultura) e urbana, permite se fazer o uso de diversas tecnologias disponíveis no mercado.

Está claro que a geração distribuída avança a passos largos em todos os estados brasileiro, em particular na região sudeste. Como visto anteriormente, a irradiação solar no em São Paulo é superior a países líderes de mercado, como a Alemanha e China, justificando do ponto de vista de recursos naturais, que o Estado deve intensificar a geração distribuída em seu território, e nada mais eficiente, que iniciar um programa de eficiência energética e auto geração de energia sustentável nos prédios próprios.

Do ponto de vista de financiamento, uma das melhores linhas de financiamento disponível para GD no país é a do BNDES, o que não impede o Estado de São Paulo, via agência de fomento, a Desenvolve SP, atuar de forma diferenciada para os projetos de eficiência energética e geração distribuída sustentável no estado.

Por outro lado, a regulamentação do setor de energia é, em sua maior parte, realizada no âmbito Federal, por meio das resoluções da ANEEL (RN 482 e 687), portarias do Ministério de Minas e Energia (MME), Operador Nacional do Sistema (ONS), etc, e pelos padrões de atendimento definidos por cada concessionária, amplamente discutidas ao longo deste documento.

De modo que é recomendável que o Governo do Estado de São Paulo tenha um protagonismo maior na formulação de políticas públicas que favoreçam a expansão da geração distribuída, e não somente promova a isenção do ICMS de produtos geradores de energia solar fotovoltaica ou isenção sobre a energia excedente gerada na geração distribuída. Assim, é sugerida a atualização da política pública de geração de energia distribuída e arranjos financeiros, em particular com o Desenvolve SP, mas ressaltando que as propostas não venham desacompanhadas da inclusão da eficiência energética dos prédios, uma das condições fundamentais e pré-requisitos para que o melhor resultado global seja atingido.

Adotando uma estratégia acertada, o GESP poderia desenvolver uma política industrial para fabricação de equipamentos de geração de energia sustentável, fazendo com que os empregos criados no setor sejam não apenas na área de instalação como também na área de desenvolvimento tecnológico e produção dos equipamentos.

Independentemente da política energética pró-GDs e eficiência energética, alguns elementos são fundamentais para o sucesso destas iniciativas públicas do ponto de vista do marco regulatório, a saber a: (i) concessão de subsídios inteligentes, créditos e isenção fiscais efetivos para atividades de baixa emissão de carbono e (ii) empréstimos a juros competitivos e prazos compatíveis para as tecnologias de baixo carbono. Com tais ações, o Estado assume um papel de protagonista com um marco de estímulo ao investimento complementar ao definido pela ANEEL.

A concessão de subsídios inteligentes é fundamental para alavancar o potencial da energia renovável no Estado. Subsídios inteligentes significam a intervenção do Estado em políticas de isenção fiscal ou de investimento desenhados para maximizar um benefício socioeconômico, ou ambiental, minimizando as distorções de mercado, gerando o melhor resultado para a sociedade. Isenções não são subsídios, isso significa que as isenções, por si só, não causam distorções na economia. Empréstimos a juros competitivos e prazos compatíveis para as tecnologias de baixo carbono permitirão que usuários interessados possam investir na eficiência com a utilização de fontes sustentáveis de energia nas suas residências, negócios ou indústrias.

Considerando os exemplos de inserção da geração distribuída e eficiência energética implantados em outros países, como a Alemanha, EUA e Reino Unido, um dos principais elementos da política pública nestes países, é a visão de longo prazo. Este é, sem dúvida, um dos pontos mais difíceis de se implementar na atual conjuntura política e estrutura fiscal do Brasil. Assim, se o Estado de São Paulo trabalhar e aprovar uma política energética que sobreviva os ciclos políticos de curto prazo, este será o

diferencial entre um programa de maior ou menor sucesso na difusão da geração de energia distribuída de sustentável no Estado.

A título de exemplo de política pública estadual favorável para eficiência energética e geração de energia limpa e renovável, o Estado de Tocantins instituiu em 2017 a “Política Estadual de Incentivo à Geração e ao Uso da Energia Solar (Pró-Solar)”, coordenada pela Secretaria de Meio Ambiente e Recursos Hídricos (SEMARH). A criação da Lei nº 3.179/2017, tem como finalidade aproveitar o potencial solar de Tocantins (geração de energia) e racionalizar o consumo de energia elétrica (eficiência energética).

A criação da Lei foi também motivada pelos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas para o Desenvolvimento Sustentável, que prevê assegurar, até 2030, o acesso universal, confiável, moderno e a preços acessíveis a serviços de energia.

De acordo com o Estado de Tocantins, são previstos investimentos para o desenvolvimento tecnológico e a geração de energia nas áreas de energia solar fotovoltaica e solar térmica, tanto para comercialização e autoconsumo nas áreas urbanas e rurais. Com este passo, o Governo do Estado de Tocantins fomenta o investimento em infraestrutura e em tecnologias de energia limpa e sustentável.

Durante o desenvolvimento deste trabalho, a RN482 passa por sua segunda revisão, momento em que as concessionárias, por meio de suas contribuições e notas técnicas, questionam a existência de subsídios cruzados para as fontes renováveis de energia, em particular para a geração distribuída. As concessionárias ressaltam os impactos tarifários do modelo vigente, quando são repassados os custos referentes à compensação do excedente de energia da GD, na tarifa final dos demais consumidores não participantes da compensação de energia.

No meio desta discussão, a sinalização das concessionárias de energia é que consumidores poderem optar pela geração distribuída e fazer parte do sistema de compensação de energia na base de um para um (kWh gerado é igual a kWh compensado) é “injusto” para com os demais consumidores que não possuem geração própria de energia. Afinal, a tarifa é composta por geração, transmissão, distribuição, impostos e encargos, na forma atual, e, assim, os custos da energia não estão sendo cobrados de todos, surgindo daí uma nova discussão a certa da “tarifa do fio” (como está sendo chamada a tarifa que prevê a remuneração do uso do sistema de distribuição para a geração distribuída). Alguns pontos a favor da geração distribuída são os argumentos de reforço das linhas na ponta do sistema de distribuição, a possível redução de perdas técnicas e até mesmo a postergação de investimentos em nova geração centralizada e transmissão em longas linhas, também são percebidos pelas concessionárias como vantagens. Outro aspecto pouco considerado no debate é o da segurança energética. A maior disponibilidade energética em uma matriz de diversas fontes reduz riscos de falta de energia e permite a gestão mais eficiente de recursos escassos, como as águas nos reservatórios.

Neste contexto regulatório e discussões entre agentes do setor, fica complexo definir uma solução única para viabilizar a implantação de geração distribuída em prédios públicos, e até mesmo no segmento privado. Por um lado, existem as incertezas regulatórias e por outro as forças de mercado, assim, algumas das possíveis soluções para prover energia limpa e renovável e alterar a matriz energética do Estado de São Paulo, em particular no que tange a ampliação da eficiência energética e geração distribuída, são:

I. Leilão de energia sustentável

Neste modelo o Estado realiza um leilão de compra de energia (visando reduzir o custo da energia para o Estado). Já houve precedentes de projetos parecido em outros estados, mas, neste caso, o vencedor do Leilão não “vende” energia

(visto que não é possível comercializar energia no âmbito da geração distribuída), ao invés disso, o Estado faria um contrato de “locação” de usinas solares com a empresa vencedora do Leilão, contratando menor custo para o Estado ou a maior economia de energia. Ambos modelos a serem pensados e estruturados numa política pública.

II. Parcerias público privadas (PPP)

Neste modelo o Estado não investirá nos projetos e uma empresa privada fará o aporte de recursos e a gestão da geração, operação e manutenção das usinas geradoras de energia (local ou remota). A PPP pode ser ampliada para eficiência energética também. Notícias veiculadas na mídia indicam que São Paulo chegou a elaborar estudos iniciais para uma PPP para energia solar nas escolas públicas.

III. Financiamento via bancos de fomento (Desenvolve SP, Banco do Brasil, BNDES, outros)

O financiamento de sistemas de geração distribuída e projetos de eficiência energética via bancos e agências de fomento é bastante procurado por todos os Estados do Brasil. As melhores condições são aquelas cujos juros permitem mensalidades do financiamento menores que a economia gerada com as ações de economia de energia e geração via GD. Um ponto a ser destravado na maioria dos casos de financiamento é a garantia real solicitada por todos os financiadores. Uma das alternativas para solucionar esta questão é estruturar um fundo garantidor para mitigar os riscos associados ao financiamento.

IV. Utilizar recursos dos fundos setoriais e dos programas de eficiência energética (PEE) e pesquisa e desenvolvimento (P&D) das concessionárias de distribuição de energia elétrica no Estado de São Paulo (AES Eletropaulo, CPFL, EDP Bandeirantes, outras)

A utilização destes recursos é comum nos diversos Estados da federação. Recursos alocados nestes fundos, no PEE e P&D são regulamentados por

agências públicas, em particular pela ANEEL e agências estaduais, alocando uma porcentagem da receita operacional das concessionárias que são utilizadas para financiar projetos a fundo perdido e ou com taxas de juros subsidiadas.

Em todos os casos, se adotando uma estratégia bem estruturada e com visão de longo prazo, o Estado pode aproveitar as recomendações deste trabalho para subsidiar o desenvolvimento de uma política energética e eficiência energética ou política indústria de equipamentos de energia para geração distribuída, promovendo o desenvolvimento e avanço tecnológico, produção de equipamentos e geração de renda, além dos empregos de instalação de sistemas de energia solar.

Um assunto polêmico, porque não encontra respaldo no marco regulatório, é a compensação de crédito de energia elétrica entre as concessionárias de energia dentro do mesmo estado, ou mesmo da compensação de energia interestadual. Se essa modalidade fosse autorizada, seria possível gerar energia nas localidades com maior irradiação solar no estado, noroeste Paulista, e compensar esta energia na cidade de São Paulo, que não possui área livre disponível e menor irradiação solar.

O Estado de São Paulo, entre os maiores consumidores de energia do país, poderá capitanear esta discussão junto aos agentes do setor e viabilizar este tema. As barreiras ao assunto parecem ser mais de ordem fiscal, que poderia ser resolvida se houvesse um acordo entre as concessionárias. Mesmo porque, a energia distribuída compensada não recolhe ICMS (principal imposto estadual que incide sobre a venda de energia), para usinas abaixo de 1 MW, e, portanto, já não haveria um problema de recolhimento de imposto. Ademais, o Estado não paga ICMS para si mesmo, facilitando mais ainda esta análise para o setor público.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em 12 de setembro de 2018.

BASE Aerofotogrametria e Projetos S/A. **Modelo Digital de Superfície**. Disponível em: <<http://www.baseaerofoto.com.br/produtos/modelo-digital-de-superficie/>>. Acessado em 22/05/2018.

CRESESB. Atlas Solarimétrico do Brasil. 2000. Disponível em <[www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas Solarimetrico do Brasil 2000.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf)>. Acesso em 29 mai. 2018

EPE, Balanço Energético Nacional 2017, Ano base 2016, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, 2017.

EPE, Balanço Energético Nacional 2018, Relatório Síntese, Ano base 2017, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, 2018.

ESRI. **Modeling solar radiation**. Disponível em: <<http://desktop.arcgis.com/en/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/modeling-solar-radiation.htm>>. Acessado em 23/05/2018.

ESRI. **Understanding solar radiation analysis**. Disponível em: <<http://desktop.arcgis.com/en/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/understanding-solar-radiation-analysis.htm>>. Acessado em 23/05/2018.

GREENER, Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 2º Semestre 2018, Greener. Disponível em < <https://www.greener.com.br/pesquisas-de-mercado/> >. Acessado em 17 de setembro de 2018.

LSGeo Consultoria & Treinamentos. **Modelos de Elevação (MDE, MDT e MDS), qual a diferença entre eles?**. 20 de junho de 2017. Disponível em: <<https://lsgeoconsultoria.wixsite.com/lsgeo/single-post/2017/06/20/Modelos-de-Eleva%C3%A7%C3%A3o-MDE-MDT-e-MDS-qual-a-diferen%C3%A7a-entre-eles>>. Acessado em 22/05/2018.

ONU, Transformando nosso Mundo: A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, Organização das Nações Unidas, 2015. Disponível em <<https://nacoesunidas.org/wp-content/uploads/2015/10/agenda2030-pt-br.pdf>>. Acesso em 17 de setembro de 2018.

PEREIRA, E. B., *et al.* Atlas Brasileiro de Energia Solar, INPE: São José dos Campos, 2ªed. 2017.

RECHNER PHOTOVOLTAIC. Die Sonneneinstrahlung in Deutschland. Disponível em : <<https://www.rechnerphotovoltaik.de/photovoltaik/voraussetzungen/sonneneinstrahlung>>. Acesso em: 05 jun.2018

RENEWABLE ENERGY CONCEPTS. Sonnenkarte - Geografische Lage. Disponível em: <<http://www.renewable-energy-concepts.com>>. Acesso em 29 maio de 2018

REN21, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Highlights of the REN21 Renewables, Global Status Report in perspective, 2018.

SECRETARIA DE ENERGIA E MINERAÇÃO. Energia Solar Paulista, Levantamento Potencial. São Paulo. 2013. Disponível em: <http://www.energia.sp.gov.br/wp-content/uploads/2016/06/2.-atlas_energia_solar_estado_sao_paulo.pdf>. Acesso em 29 mai. 2018

1. APÊNDICE I - Potencial de Geração de Energia Solar, por município e concessionária, no Estado de São Paulo, considerando 20% de perdas.

CPFL - Paulista – Valor da Tarifa de Energia: R\$ 0,523 kWh

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Águas de Lindóia	4,90	149,04	R\$ 77,95
Águas de São Pedro	4,80	146,00	R\$ 76,36
Agudos	4,90	149,04	R\$ 77,95
Altair	5,10	155,13	R\$ 81,13
Altinópolis	5,00	152,08	R\$ 79,54
Alto Alegre	5,10	155,13	R\$ 81,13
Álvaro de Carvalho	5,00	152,08	R\$ 79,54
Alvinlândia	4,90	149,04	R\$ 77,95
Americana	4,90	149,04	R\$ 77,95
Américo Brasiliense	5,00	152,08	R\$ 79,54
Amparo	4,90	149,04	R\$ 77,95
Analândia	4,90	149,04	R\$ 77,95
Araçatuba	5,10	155,13	R\$ 81,13
Aramina	5,20	158,17	R\$ 82,72
Araraquara	5,00	152,08	R\$ 79,54
Arealva	5,00	152,08	R\$ 79,54
Areiópolis	4,90	149,04	R\$ 77,95
Ariranha	5,10	155,13	R\$ 81,13
Avaí	4,90	149,04	R\$ 77,95
Avanhandava	5,10	155,13	R\$ 81,13
Bady Bassitt	5,10	155,13	R\$ 81,13
Balbinos	5,00	152,08	R\$ 79,54
Bálsamo	5,10	155,13	R\$ 81,13
Barbosa	5,10	155,13	R\$ 81,13
Bariri	5,00	152,08	R\$ 79,54
Barra Bonita	5,00	152,08	R\$ 79,54
Barretos	5,10	155,13	R\$ 81,13
Barrinha	5,10	155,13	R\$ 81,13
Batatais	5,00	152,08	R\$ 79,54
Bauru	5,00	152,08	R\$ 79,54
Bebedouro	5,10	155,13	R\$ 81,13
Bento de Abreu	5,10	155,13	R\$ 81,13
Bilac	5,10	155,13	R\$ 81,13
Birigui	5,10	155,13	R\$ 81,13
Boa Esperança do Sul	5,00	152,08	R\$ 79,54

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Bocaina	5,00	152,08	R\$ 79,54
Bofete	4,80	146,00	R\$ 76,36
Boracéia	5,00	152,08	R\$ 79,54
Borebi	4,90	149,04	R\$ 77,95
Botucatu	4,90	149,04	R\$ 77,95
Braúna	5,10	155,13	R\$ 81,13
Brejo Alegre	5,10	155,13	R\$ 81,13
Brodowski	5,00	152,08	R\$ 79,54
Brotas	4,90	149,04	R\$ 77,95
Buritizal	5,20	158,17	R\$ 82,72
Cabrália Paulista	4,90	149,04	R\$ 77,95
Cafelândia	5,00	152,08	R\$ 79,54
Cajobi	5,10	155,13	R\$ 81,13
Cajuru	5,00	152,08	R\$ 79,54
Campinas	4,90	149,04	R\$ 77,95
Campos Novos Paulista	4,90	149,04	R\$ 77,95
Cândido Rodrigues	5,10	155,13	R\$ 81,13
Capivari	4,90	149,04	R\$ 77,95
Cássia dos Coqueiros	4,90	149,04	R\$ 77,95
Cedral	5,10	155,13	R\$ 81,13
Charqueada	4,80	146,00	R\$ 76,36
Clementina	5,10	155,13	R\$ 81,13
Colina	5,10	155,13	R\$ 81,13
Colômbia	5,20	158,17	R\$ 82,72
Coroados	5,10	155,13	R\$ 81,13
Cosmópolis	4,90	149,04	R\$ 77,95
Cravinhos	5,00	152,08	R\$ 79,54
Cristais Paulista	5,10	155,13	R\$ 81,13
Descalvado	5,00	152,08	R\$ 79,54
Dobrada	5,00	152,08	R\$ 79,54
Dois Córregos	4,90	149,04	R\$ 77,95
Dourado	5,00	152,08	R\$ 79,54
Duartina	4,90	149,04	R\$ 77,95
Dumont	5,10	155,13	R\$ 81,13
Elías Fausto	4,90	149,04	R\$ 77,95
Embaúba	5,10	155,13	R\$ 81,13
Espírito Santo do Pinhal	4,90	149,04	R\$ 77,95
Fernando Prestes	5,10	155,13	R\$ 81,13
Fernão	4,90	149,04	R\$ 77,95
Franca	5,10	155,13	R\$ 81,13

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Gabriel Monteiro	5,10	155,13	R\$ 81,13
Gália	4,90	149,04	R\$ 77,95
Garça	5,00	152,08	R\$ 79,54
Gavião Peixoto	5,00	152,08	R\$ 79,54
Getulina	5,00	152,08	R\$ 79,54
Glicério	5,10	155,13	R\$ 81,13
Guaíçara	5,10	155,13	R\$ 81,13
Guaimbê	5,00	152,08	R\$ 79,54
Guaíra	5,20	158,17	R\$ 82,72
Guapiaçu	5,10	155,13	R\$ 81,13
Guará	5,10	155,13	R\$ 81,13
Guaraci	5,20	158,17	R\$ 82,72
Guarantã	5,00	152,08	R\$ 79,54
Guararapes	5,10	155,13	R\$ 81,13
Guariba	5,00	152,08	R\$ 79,54
Guataporã	5,00	152,08	R\$ 79,54
Herculândia	5,00	152,08	R\$ 79,54
Hortolândia	4,90	149,04	R\$ 77,95
Iacanga	5,10	155,13	R\$ 81,13
Ibaté	4,90	149,04	R\$ 77,95
Ibirá	5,10	155,13	R\$ 81,13
Ibitinga	5,00	152,08	R\$ 79,54
Icém	5,10	155,13	R\$ 81,13
Igaraçu do Tietê	5,00	152,08	R\$ 79,54
Igarapava	5,10	155,13	R\$ 81,13
Ipiguá	5,10	155,13	R\$ 81,13
Ipuã	5,20	158,17	R\$ 82,72
Itaju	5,00	152,08	R\$ 79,54
Itapira	4,90	149,04	R\$ 77,95
Itápolis	5,00	152,08	R\$ 79,54
Itapuí	5,00	152,08	R\$ 79,54
Itatiba	4,80	146,00	R\$ 76,36
Itatinga	4,70	142,96	R\$ 74,77
Itirapuã	5,00	152,08	R\$ 79,54
Ituverava	5,10	155,13	R\$ 81,13
Jaborandi	5,10	155,13	R\$ 81,13
Jaboticabal	5,10	155,13	R\$ 81,13
Jaci	5,10	155,13	R\$ 81,13
Jardinópolis	5,10	155,13	R\$ 81,13
Jaú	5,00	152,08	R\$ 79,54

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Jeriquara	5,10	155,13	R\$ 81,13
José Bonifácio	5,10	155,13	R\$ 81,13
Júlio Mesquita	5,00	152,08	R\$ 79,54
Lençóis Paulista	4,90	149,04	R\$ 77,95
Lindóia	4,90	149,04	R\$ 77,95
Lins	5,00	152,08	R\$ 79,54
Lucélia	5,10	155,13	R\$ 81,13
Lucianópolis	4,90	149,04	R\$ 77,95
Luís Antônio	5,00	152,08	R\$ 79,54
Luiziânia	5,10	155,13	R\$ 81,13
Lupércio	4,90	149,04	R\$ 77,95
Macatuba	5,00	152,08	R\$ 79,54
Marília	5,00	152,08	R\$ 79,54
Matão	5,00	152,08	R\$ 79,54
Miguelópolis	5,20	158,17	R\$ 82,72
Mineiros do Tietê	4,90	149,04	R\$ 77,95
Mirassol	5,10	155,13	R\$ 81,13
Mirassolândia	5,10	155,13	R\$ 81,13
Mombuca	4,90	149,04	R\$ 77,95
Monte Alegre do Sul	4,80	146,00	R\$ 76,36
Monte Alto	5,10	155,13	R\$ 81,13
Monte Aprazível	5,10	155,13	R\$ 81,13
Monte Azul Paulista	5,10	155,13	R\$ 81,13
Monte Mor	4,90	149,04	R\$ 77,95
Morro Agudo	5,10	155,13	R\$ 81,13
Morungaba	4,80	146,00	R\$ 76,36
Motuca	5,00	152,08	R\$ 79,54
Neves Paulista	5,10	155,13	R\$ 81,13
Nova Europa	5,00	152,08	R\$ 79,54
Nova Granada	5,10	155,13	R\$ 81,13
Nova Odessa	4,90	149,04	R\$ 77,95
Nuporanga	5,10	155,13	R\$ 81,13
Ocaçu	5,00	152,08	R\$ 79,54
Olímpia	5,10	155,13	R\$ 81,13
Onda Verde	5,10	155,13	R\$ 81,13
Oriente	5,00	152,08	R\$ 79,54
Orlândia	5,10	155,13	R\$ 81,13
Palestina	5,10	155,13	R\$ 81,13
Palmares Paulista	5,10	155,13	R\$ 81,13
Paraíso	5,10	155,13	R\$ 81,13

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Pardinho	4,70	142,96	R\$ 74,77
Patrocínio Paulista	5,00	152,08	R\$ 79,54
Paulínia	4,90	149,04	R\$ 77,95
Paulistânia	4,90	149,04	R\$ 77,95
Pederneiras	5,00	152,08	R\$ 79,54
Pedregulho	5,10	155,13	R\$ 81,13
Penápolis	5,10	155,13	R\$ 81,13
Piacatu	5,00	152,08	R\$ 79,54
Pindorama	5,00	152,08	R\$ 79,54
Piracicaba	4,90	149,04	R\$ 77,95
Pirajuí	5,00	152,08	R\$ 79,54
Pirangi	5,10	155,13	R\$ 81,13
Piratininga	4,90	149,04	R\$ 77,95
Pitangueiras	5,10	155,13	R\$ 81,13
Poloni	5,10	155,13	R\$ 81,13
Pompéia	5,00	152,08	R\$ 79,54
Pongaí	5,10	155,13	R\$ 81,13
Pontal	5,10	155,13	R\$ 81,13
Potirendaba	5,10	155,13	R\$ 81,13
Pradópolis	5,00	152,08	R\$ 79,54
Pratânia	4,90	149,04	R\$ 77,95
Presidente Alves	5,00	152,08	R\$ 79,54
Promissão	5,10	155,13	R\$ 81,13
Queiroz	5,00	152,08	R\$ 79,54
Quintana	5,00	152,08	R\$ 79,54
Rafard	4,90	149,04	R\$ 77,95
Reginópolis	5,00	152,08	R\$ 79,54
Restinga	5,00	152,08	R\$ 79,54
Ribeirão Bonito	4,90	149,04	R\$ 77,95
Ribeirão Corrente	5,10	155,13	R\$ 81,13
Ribeirão Preto	5,00	152,08	R\$ 79,54
Rifaina	5,10	155,13	R\$ 81,13
Rincão	5,00	152,08	R\$ 79,54
Rio das Pedras	4,90	149,04	R\$ 77,95
Rubiácea	5,10	155,13	R\$ 81,13
Sabino	5,10	155,13	R\$ 81,13
Sales Oliveira	5,10	155,13	R\$ 81,13
Saltinho	4,90	149,04	R\$ 77,95
Santa Adélia	5,10	155,13	R\$ 81,13
Santa Bárbara d'Oeste	4,90	149,04	R\$ 77,95

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Santa Cruz da Esperança	5,00	152,08	R\$ 79,54
Santa Ernestina	5,00	152,08	R\$ 79,54
Santa Lúcia	5,00	152,08	R\$ 79,54
Santa Maria da Serra	4,80	146,00	R\$ 76,36
Santa Rosa de Viterbo	5,00	152,08	R\$ 79,54
Santo Antônio da Alegria	5,00	152,08	R\$ 79,54
Santo Antônio do Aracanguá	5,10	155,13	R\$ 81,13
Santo Antônio do Jardim	4,80	146,00	R\$ 76,36
Santópolis do Aguapeí	5,10	155,13	R\$ 81,13
São Carlos	4,90	149,04	R\$ 77,95
São Joaquim da Barra	5,10	155,13	R\$ 81,13
São José da Bela Vista	5,10	155,13	R\$ 81,13
São José do Rio Preto	5,10	155,13	R\$ 81,13
São Manuel	4,90	149,04	R\$ 77,95
São Pedro	4,80	146,00	R\$ 76,36
São Simão	5,00	152,08	R\$ 79,54
Serra Azul	5,00	152,08	R\$ 79,54
Serra Negra	4,90	149,04	R\$ 77,95
Serrana	5,00	152,08	R\$ 79,54
Sertãozinho	5,10	155,13	R\$ 81,13
Severínia	5,10	155,13	R\$ 81,13
Socorro	4,90	149,04	R\$ 77,95
Sumaré	4,90	149,04	R\$ 77,95
Tabatinga	5,00	152,08	R\$ 79,54
Taiaçu	5,10	155,13	R\$ 81,13
Taiúva	5,10	155,13	R\$ 81,13
Tanabi	5,10	155,13	R\$ 81,13
Taquaral	5,10	155,13	R\$ 81,13
Taquaritinga	5,10	155,13	R\$ 81,13
Terra Roxa	5,10	155,13	R\$ 81,13
Torrinha	4,90	149,04	R\$ 77,95
Trabiju	5,00	152,08	R\$ 79,54
Ubarana	5,10	155,13	R\$ 81,13
Uchoa	5,10	155,13	R\$ 81,13
Uru	5,10	155,13	R\$ 81,13
Valinhos	4,80	146,00	R\$ 76,36
Valparaíso	5,10	155,13	R\$ 81,13
Vera Cruz	5,00	152,08	R\$ 79,54
Viradouro	5,10	155,13	R\$ 81,13

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Vista Alegre do Alto	5,10	155,13	R\$ 81,13

CPFL – Piratininga – Valor da Tarifa de Energia: R\$ 0,490 kWh

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Alumínio	4,70	142,96	R\$ 70,05
Araçariguama	4,70	142,96	R\$ 70,05
Araçoiaba da Serra	4,70	142,96	R\$ 70,05
Boituva	4,80	146,00	R\$ 71,54
Campo Limpo Paulista	4,70	142,96	R\$ 70,05
Capela do Alto	4,70	142,96	R\$ 70,05
Cubatão	3,80	115,58	R\$ 56,64
Ibiúna	4,50	136,88	R\$ 67,07
Indaiatuba	4,80	146,00	R\$ 71,54
Iperó	4,80	146,00	R\$ 71,54
Itu	4,80	146,00	R\$ 71,54
Itupeva	4,80	146,00	R\$ 71,54
Jundiaí	4,70	142,96	R\$ 70,05
Louveira	4,80	146,00	R\$ 71,54
Mairinque	4,70	142,96	R\$ 70,05
Porto Feliz	4,80	146,00	R\$ 71,54
Praia Grande	3,90	118,63	R\$ 58,13
Salto	4,80	146,00	R\$ 71,54
Salto de Pirapora	4,70	142,96	R\$ 70,05
Santos	3,90	118,63	R\$ 58,13
São Roque	4,70	142,96	R\$ 70,05
São Vicente	4,10	124,71	R\$ 61,11
Sorocaba	4,70	142,96	R\$ 70,05
Várzea Paulista	4,70	142,96	R\$ 70,05
Vinhedo	4,80	146,00	R\$ 71,54
Votorantim	4,70	142,96	R\$ 70,05

CPFL – Santa Cruz – Valor da tarifa de Energia: R\$ 0,548 kWh

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Águas de Santa Bárbara	4,90	149,04	R\$ 81,67
Alambari	4,70	142,96	R\$ 78,34
Arandu	4,80	146,00	R\$ 80,01
Avaré	4,80	146,00	R\$ 80,01
Bernardino de Campos	4,90	149,04	R\$ 81,67
Caconde	4,90	149,04	R\$ 81,67
Canitar	4,90	149,04	R\$ 81,67
Casa Branca	5,00	152,08	R\$ 83,34
Cerqueira César	4,80	146,00	R\$ 80,01
Chavantes	4,90	149,04	R\$ 81,67
Divinolândia	5,00	152,08	R\$ 83,34
Espírito Santo do Turvo	4,90	149,04	R\$ 81,67
Guareí	4,70	142,96	R\$ 78,34
Holambra	4,9	149,04	R\$ 81,67
Iaras	4,80	146,00	R\$ 80,01
Ipaussu	4,90	149,04	R\$ 81,67
Itaí	4,80	146,00	R\$ 80,01
Itapetininga	4,60	139,92	R\$ 76,67
Itobi	5,00	152,08	R\$ 83,34
Jaguariúna	4,9	149,04	R\$ 81,67
Manduri	4,80	146,00	R\$ 80,01
Mococa	5	152,08	R\$ 83,34
Óleo	4,90	149,04	R\$ 81,67
Ourinhos	4,90	149,04	R\$ 81,67
Paranapanema	4,70	142,96	R\$ 78,34
Pedreira	4,9	149,04	R\$ 81,67
Piraju	4,80	146,00	R\$ 80,01
Santa Cruz do Rio Pardo	4,90	149,04	R\$ 81,67
São José do Rio Pardo	5,00	152,08	R\$ 83,34
São Miguel Arcanjo	4,50	136,88	R\$ 75,01
São Pedro do Turvo	4,90	149,04	R\$ 81,67
São Sebastião da Gramma	5,00	152,08	R\$ 83,34
Sarapuí	4,70	142,96	R\$ 78,34
Sarutaiá	4,80	146,00	R\$ 80,01
Taguaí	4,80	146,00	R\$ 80,01
Tapiratiba	4,90	149,04	R\$ 81,67
Taquarituba	4,70	142,96	R\$ 78,34
Tejupá	4,80	146,00	R\$ 80,01
Timburi	4,80	146,00	R\$ 80,01

Municípios	Irradiação (kWh/m²d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m²m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m²m)
Ubirajara	4,90	149,04	R\$ 81,67

EDP BANDEIRANTES – Valor da Tarifa de Energia: R\$ 0,526 kWh

Municípios	Irradiação (kWh/m²d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m²m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m²m)
Aparecida	4,60	139,92	R\$ 73,60
Biritiba-Mirim	4,40	133,83	R\$ 70,40
Caçapava	4,60	139,92	R\$ 73,60
Cachoeira Paulista	4,70	142,96	R\$ 75,20
Canas	4,70	142,96	R\$ 75,20
Caraguatatuba	4,20	127,75	R\$ 67,20
Cruzeiro	4,60	139,92	R\$ 73,60
Ferraz de Vasconcelos	4,40	133,83	R\$ 70,40
Guararema	4,50	136,88	R\$ 72,00
Guaratinguetá	4,70	142,96	R\$ 75,20
Guarulhos	4,40	133,83	R\$ 70,40
Itaquaquecetuba	4,40	133,83	R\$ 70,40
Jacareí	4,50	136,88	R\$ 72,00
Jambeiro	4,60	139,92	R\$ 73,60
Lorena	4,60	139,92	R\$ 73,60
Mogi das Cruzes	4,40	133,83	R\$ 70,40
Monteiro Lobato	4,40	133,83	R\$ 70,40
Pindamonhangaba	4,60	139,92	R\$ 73,60
Poá	4,40	133,83	R\$ 70,40
Potim	4,60	139,92	R\$ 73,60
Roseira	4,60	139,92	R\$ 73,60
Salesópolis	4,50	136,88	R\$ 72,00
Santa Branca	4,60	139,92	R\$ 73,60
São José dos Campos	4,50	136,88	R\$ 72,00
São Sebastião	4,20	127,75	R\$ 67,20
Suzano	4,40	133,83	R\$ 70,40
Taubaté	4,60	139,92	R\$ 73,60
Tremembé	4,60	139,92	R\$ 73,60

ELEKTRO – Valor da Tarifa de Energia: R\$ 0,532 kWh

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Aguai	5,00	152,08	R\$ 80,91
Águas da Prata	4,90	149,04	R\$ 79,29
Álvares Florence	5,20	158,17	R\$ 84,14
Américo de Campos	5,10	155,13	R\$ 82,53
Andradina	5,10	155,13	R\$ 82,53
Angatuba	4,70	142,96	R\$ 76,05
Anhembi	4,90	149,04	R\$ 79,29
Anhumas	5,00	152,08	R\$ 80,91
Aparecida d'Oeste	5,20	158,17	R\$ 84,14
Apiaí	4,20	127,75	R\$ 67,96
Arapeí	4,60	139,92	R\$ 74,44
Araras	4,90	149,04	R\$ 79,29
Areias	4,70	142,96	R\$ 76,05
Artur Nogueira	4,90	149,04	R\$ 79,29
Arujá	4,40	133,83	R\$ 71,20
Aspásia	5,20	158,17	R\$ 84,14
Atibaia	4,70	142,96	R\$ 76,05
Auriflama	5,10	155,13	R\$ 82,53
Bananal	4,60	139,92	R\$ 74,44
Barão de Antonina	4,80	146,00	R\$ 77,67
Barra do Chapéu	4,20	127,75	R\$ 67,96
Barra do Turvo	4,00	121,67	R\$ 64,73
Bertioga	4,00	121,67	R\$ 64,73
Bom Jesus dos Perdões	4,70	142,96	R\$ 76,05
Bom Sucesso de Itararé	4,40	133,83	R\$ 71,20
Buri	4,60	139,92	R\$ 74,44
Buritama	5,10	155,13	R\$ 82,53
Cabreúva	4,80	146,00	R\$ 77,67
Caieiras	4,50	136,88	R\$ 72,82
Cajati	4,10	124,71	R\$ 66,34
Campina do Monte Alegre	4,60	139,92	R\$ 74,44
Campos do Jordão	4,50	136,88	R\$ 72,82
Cananéia	3,90	118,63	R\$ 63,11
Capão Bonito	4,40	133,83	R\$ 71,20
Cardoso	5,20	158,17	R\$ 84,14
Castilho	5,10	155,13	R\$ 82,53
Cerquillo	4,80	146,00	R\$ 77,67
Cesário Lange	4,80	146,00	R\$ 77,67
Conchal	4,90	149,04	R\$ 79,29

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Conchas	4,90	149,04	R\$ 79,29
Cordeirópolis	4,90	149,04	R\$ 79,29
Coronel Macedo	4,70	142,96	R\$ 76,05
Corumbataí	4,90	149,04	R\$ 79,29
Cosmorama	5,10	155,13	R\$ 82,53
Cunha	4,70	142,96	R\$ 76,05
Dirce Reis	5,10	155,13	R\$ 82,53
Dolcinópolis	5,20	158,17	R\$ 84,14
Dracena	5,10	155,13	R\$ 82,53
Eldorado	3,90	118,63	R\$ 63,11
Engenheiro Coelho	4,90	149,04	R\$ 79,29
Estiva Gerbi	4,90	149,04	R\$ 79,29
Estrela do Norte	5,00	152,08	R\$ 80,91
Estrela d'Oeste	5,10	155,13	R\$ 82,53
Euclides da Cunha Paulista	5,00	152,08	R\$ 80,91
Fartura	4,80	146,00	R\$ 77,67
Fernandópolis	5,10	155,13	R\$ 82,53
Flora Rica	5,10	155,13	R\$ 82,53
Floreal	5,10	155,13	R\$ 82,53
Flórida Paulista	5,10	155,13	R\$ 82,53
Francisco Morato	4,60	139,92	R\$ 74,44
Franco da Rocha	4,60	139,92	R\$ 74,44
Gastão Vidigal	5,10	155,13	R\$ 82,53
General Salgado	5,10	155,13	R\$ 82,53
Guapiara	4,30	130,79	R\$ 69,58
Guaraçaí	5,10	155,13	R\$ 82,53
Guarani d'Oeste	5,20	158,17	R\$ 84,14
Guarujá	4,10	124,71	R\$ 66,34
Guzolândia	5,10	155,13	R\$ 82,53
Igaratá	4,40	133,83	R\$ 71,20
Iguape	4,10	124,71	R\$ 66,34
Ilha Comprida	4,10	124,71	R\$ 66,34
Ilha Solteira	5,10	155,13	R\$ 82,53
Ilhabela	4,30	130,79	R\$ 69,58
Indiaporã	5,20	158,17	R\$ 84,14
Ipeúna	4,80	146,00	R\$ 77,67
Iporanga	4,00	121,67	R\$ 64,73
Iracemápolis	4,90	149,04	R\$ 79,29
Irapuru	5,10	155,13	R\$ 82,53
Itaberá	4,70	142,96	R\$ 76,05

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Itanhaém	4,10	124,71	R\$ 66,34
Itaóca	4,10	124,71	R\$ 66,34
Itapeva	4,60	139,92	R\$ 74,44
Itapirapuã Paulista	4,10	124,71	R\$ 66,34
Itaporanga	4,80	146,00	R\$ 77,67
Itapura	5,10	155,13	R\$ 82,53
Itararé	4,70	142,96	R\$ 76,05
Itariri	4,10	124,71	R\$ 66,34
Itirapina	4,80	146,00	R\$ 77,67
Jacupiranga	4,00	121,67	R\$ 64,73
Jales	5,10	155,13	R\$ 82,53
Jarinu	4,80	146,00	R\$ 77,67
Joanópolis	4,70	142,96	R\$ 76,05
Jumirim	4,90	149,04	R\$ 79,29
Junqueirópolis	5,10	155,13	R\$ 82,53
Juquiá	3,90	118,63	R\$ 63,11
Lagoinha	4,60	139,92	R\$ 74,44
Laranjal Paulista	4,80	146,00	R\$ 77,67
Lavínia	5,10	155,13	R\$ 82,53
Lavrinhas	4,70	142,96	R\$ 76,05
Leme	4,90	149,04	R\$ 79,29
Limeira	4,90	149,04	R\$ 79,29
Lourdes	5,10	155,13	R\$ 82,53
Macaubal	5,10	155,13	R\$ 82,53
Macedônia	5,20	158,17	R\$ 84,14
Magda	5,10	155,13	R\$ 82,53
Mairiporã	4,60	139,92	R\$ 74,44
Marabá Paulista	5,10	155,13	R\$ 82,53
Mariápolis	5,20	158,17	R\$ 84,14
Marinópolis	5,10	155,13	R\$ 82,53
Meridiano	5,10	155,13	R\$ 82,53
Mesópolis	5,10	155,13	R\$ 82,53
Mira Estrela	5,20	158,17	R\$ 84,14
Miracatu	4,00	121,67	R\$ 64,73
Mirandópolis	5,10	155,13	R\$ 82,53
Mirante do Paranapanema	5,00	152,08	R\$ 80,91
Mogi Guaçu	4,90	149,04	R\$ 79,29
Mogi Mirim	4,90	149,04	R\$ 79,29
Monções	5,10	155,13	R\$ 82,53
Mongaguá	3,90	118,63	R\$ 63,11

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Monte Castelo	5,10	155,13	R\$ 82,53
Murutinga do Sul	5,10	155,13	R\$ 82,53
Narandiba	5,00	152,08	R\$ 80,91
Natividade da Serra	4,60	139,92	R\$ 74,44
Nazaré Paulista	4,60	139,92	R\$ 74,44
Nhandeara	5,10	155,13	R\$ 82,53
Nipoã	5,10	155,13	R\$ 82,53
Nova Campina	4,60	139,92	R\$ 74,44
Nova Canaã Paulista	5,20	158,17	R\$ 84,14
Nova Castilho	5,10	155,13	R\$ 82,53
Nova Guataporanga	5,10	155,13	R\$ 82,53
Nova Independência	5,10	155,13	R\$ 82,53
Nova Luzitânia	5,10	155,13	R\$ 82,53
Orindiúva	5,10	155,13	R\$ 82,53
Ouro Verde	5,10	155,13	R\$ 82,53
Ouroeste	5,20	158,17	R\$ 84,14
Pacaembu	5,10	155,13	R\$ 82,53
Palmeira d'Oeste	5,20	158,17	R\$ 84,14
Panorama	5,10	155,13	R\$ 82,53
Paraibuna	4,60	139,92	R\$ 74,44
Paranapuã	5,20	158,17	R\$ 84,14
Pariquera-Açu	4,00	121,67	R\$ 64,73
Parisi	5,10	155,13	R\$ 82,53
Paulicéia	5,10	155,13	R\$ 82,53
Paulo de Faria	5,10	155,13	R\$ 82,53
Pedranópolis	5,20	158,17	R\$ 84,14
Pedro de Toledo	4,10	124,71	R\$ 66,34
Pereira Barreto	5,10	155,13	R\$ 82,53
Pereiras	4,80	146,00	R\$ 77,67
Peruíbe	4,10	124,71	R\$ 66,34
Piedade	4,70	142,96	R\$ 76,05
Pilar do Sul	4,60	139,92	R\$ 74,44
Piquete	4,40	133,83	R\$ 71,20
Piracaia	4,70	142,96	R\$ 76,05
Pirapozinho	5,10	155,13	R\$ 82,53
Pirassununga	5,00	152,08	R\$ 80,91
Planalto	5,10	155,13	R\$ 82,53
Pontalinda	5,10	155,13	R\$ 82,53
Pontes Gestal	5,10	155,13	R\$ 82,53
Populina	5,10	155,13	R\$ 82,53

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Porangaba	4,80	146,00	R\$ 77,67
Porto Ferreira	5,00	152,08	R\$ 80,91
Quadra	4,80	146,00	R\$ 77,67
Queluz	4,40	133,83	R\$ 71,20
Redenção da Serra	4,60	139,92	R\$ 74,44
Registro	4,00	121,67	R\$ 64,73
Ribeira	4,20	127,75	R\$ 67,96
Ribeirão Branco	4,40	133,83	R\$ 71,20
Ribeirão Grande	4,40	133,83	R\$ 71,20
Rio Claro	4,90	149,04	R\$ 79,29
Riolândia	5,10	155,13	R\$ 82,53
Riversul	4,70	142,96	R\$ 76,05
Rosana	5,00	152,08	R\$ 80,91
Rubinéia	5,20	158,17	R\$ 84,14
Sandovalina	5,00	152,08	R\$ 80,91
Santa Albertina	5,20	158,17	R\$ 84,14
Santa Clara d'Oeste	5,20	158,17	R\$ 84,14
Santa Cruz da Conceição	4,90	149,04	R\$ 79,29
Santa Cruz das Palmeiras	5,00	152,08	R\$ 80,91
Santa Fé do Sul	5,20	158,17	R\$ 84,14
Santa Gertrudes	4,90	149,04	R\$ 79,29
Santa Isabel	4,40	133,83	R\$ 71,20
Santa Mercedes	5,10	155,13	R\$ 82,53
Santa Rita do Passa Quatro	5,00	152,08	R\$ 80,91
Santa Rita d'Oeste	5,20	158,17	R\$ 84,14
Santa Salete	5,20	158,17	R\$ 84,14
Santana da Ponte Pensa	5,20	158,17	R\$ 84,14
Santo Antônio de Posse	4,90	149,04	R\$ 79,29
Santo Antônio do Pinhal	4,70	142,96	R\$ 76,05
São Bento do Sapucaí	4,70	142,96	R\$ 76,05
São Francisco	5,20	158,17	R\$ 84,14
São João da Boa Vista	4,90	149,04	R\$ 79,29
São João das Duas Pontes	5,10	155,13	R\$ 82,53
São João de Iracema	5,10	155,13	R\$ 82,53
São João do Pau d'Alho	5,10	155,13	R\$ 82,53
São José do Barreiro	4,60	139,92	R\$ 74,44
São Luís do Paraitinga	4,70	142,96	R\$ 76,05
Sebastianópolis do Sul	5,10	155,13	R\$ 82,53
Sete Barras	3,90	118,63	R\$ 63,11
Silveiras	4,80	146,00	R\$ 77,67

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Sud Mennucci	5,10	155,13	R\$ 82,53
Suzanópolis	5,20	158,17	R\$ 84,14
Taciba	5,00	152,08	R\$ 80,91
Tambaú	5,00	152,08	R\$ 80,91
Tapiraí	4,90	149,04	R\$ 79,29
Taquarivaí	4,50	136,88	R\$ 72,82
Tarabai	5,10	155,13	R\$ 82,53
Tatuí	4,80	146,00	R\$ 77,67
Teodoro Sampaio	5,00	152,08	R\$ 80,91
Tietê	4,90	149,04	R\$ 79,29
Torre de Pedra	4,80	146,00	R\$ 77,67
Três Fronteiras	5,20	158,17	R\$ 84,14
Tupi Paulista	5,10	155,13	R\$ 82,53
Turiúba	5,10	155,13	R\$ 82,53
Turmalina	5,10	155,13	R\$ 82,53
Ubatuba	4,00	121,67	R\$ 64,73
União Paulista	5,10	155,13	R\$ 82,53
Urânia	5,20	158,17	R\$ 84,14
Valentim Gentil	5,10	155,13	R\$ 82,53
Vargem Grande do Sul	5,00	152,08	R\$ 80,91
Vitória Brasil	5,10	155,13	R\$ 82,53
Votuporanga	5,10	155,13	R\$ 82,53
Zacarias	5,10	155,13	R\$ 82,53

ENEL - SP – Valor da Tarifa de Energia: R\$ 0,516 kWh

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Barueri	4,50	136,88	R\$ 70,63
Cajamar	4,50	136,88	R\$ 70,63
Carapicuíba	4,50	136,88	R\$ 70,63
Cotia	4,50	136,88	R\$ 70,63
Diadema	4,30	130,79	R\$ 67,49
Embu	4,50	136,88	R\$ 70,63
Embu-Guaçu	4,20	127,75	R\$ 65,92
Itapecerica da Serra	4,40	133,83	R\$ 69,06
Itapevi	4,50	136,88	R\$ 70,63
Jandira	4,50	136,88	R\$ 70,63

Municípios	Irradiação (kWh/m²d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m²m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m²m)
Juquitiba	4,20	127,75	R\$ 65,92
Mauá	4,20	127,75	R\$ 65,92
Osasco	4,50	136,88	R\$ 70,63
Pirapora do Bom Jesus	4,70	142,96	R\$ 73,77
Ribeirão Pires	4,20	127,75	R\$ 65,92
Rio Grande da Serra	4,20	127,75	R\$ 65,92
Santana de Parnaíba	4,50	136,88	R\$ 70,63
Santo André	4,30	130,79	R\$ 67,49
São Bernardo do Campo	4,30	130,79	R\$ 67,49
São Caetano do Sul	4,40	133,83	R\$ 69,06
São Lourenço da Serra	4,20	127,75	R\$ 65,92
São Paulo	4,40	133,83	R\$ 69,06
Taboão da Serra	4,40	133,83	R\$ 69,06
Vargem Grande Paulista	4,50	136,88	R\$ 70,63

ENERGISA – Sul Sudeste – Valor da Tarifa de Energia: R\$ 0,497 kWh

Municípios	Irradiação (kWh/m²d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m²m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m²m)
Adamantina	5,10	155,13	R\$ 77,10
Adolfo	5,00	152,08	R\$ 75,59
Alfredo Marcondes	5,10	155,13	R\$ 77,10
Álvares Machado	5,10	155,13	R\$ 77,10
Arco-Íris	5,00	152,08	R\$ 75,59
Assis	4,90	149,04	R\$ 74,07
Bastos	5,00	152,08	R\$ 75,59
Borá	5,00	152,08	R\$ 75,59
Borborema	5,00	152,08	R\$ 75,59
Bragança Paulista	4,80	146,00	R\$ 72,56
Caiabu	5,10	155,13	R\$ 77,10
Caiuá	5,10	155,13	R\$ 77,10
Cândido Mota	4,90	149,04	R\$ 74,07
Catanduva	5,00	152,08	R\$ 75,59
Catiguá	5,00	152,08	R\$ 75,59
Cruzália	4,90	149,04	R\$ 74,07
Echaporã	5,00	152,08	R\$ 75,59
Elisiário	5,00	152,08	R\$ 75,59
Emilianópolis	5,10	155,13	R\$ 77,10

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Florínia	4,90	149,04	R\$ 74,07
Iacri	5,00	152,08	R\$ 75,59
Ibirarema	4,90	149,04	R\$ 74,07
Iepê	5,00	152,08	R\$ 75,59
Indiana	5,10	155,13	R\$ 77,10
Inúbia Paulista	5,10	155,13	R\$ 77,10
Irapuã	5,00	152,08	R\$ 75,59
Itajobi	5,10	155,13	R\$ 77,10
João Ramalho	5,00	152,08	R\$ 75,59
Lutécia	5,00	152,08	R\$ 75,59
Maracáí	4,90	149,04	R\$ 74,07
Marapoama	5,00	152,08	R\$ 75,59
Martinópolis	5,10	155,13	R\$ 77,10
Mendonça	5,00	152,08	R\$ 75,59
Nantes	5,00	152,08	R\$ 75,59
Nova Aliança	5,00	152,08	R\$ 75,59
Novo Horizonte	5,00	152,08	R\$ 75,59
Oscar Bressane	5,00	152,08	R\$ 75,59
Osvaldo Cruz	5,10	155,13	R\$ 77,10
Palmital	4,90	149,04	R\$ 74,07
Paraguaçu Paulista	5,00	152,08	R\$ 75,59
Parapuã	5,00	152,08	R\$ 75,59
Pedra Bela	4,80	146,00	R\$ 72,56
Pedrinhas Paulista	4,90	149,04	R\$ 74,07
Pinhalzinho	4,80	146,00	R\$ 72,56
Piquerobi	5,10	155,13	R\$ 77,10
Platina	4,90	149,04	R\$ 74,07
Pracinha	5,10	155,13	R\$ 77,10
Presidente Bernardes	5,10	155,13	R\$ 77,10
Presidente Epitácio	5,10	155,13	R\$ 77,10
Presidente Prudente	5,10	155,13	R\$ 77,10
Presidente Venceslau	5,10	155,13	R\$ 77,10
Quatá	5,10	155,13	R\$ 77,10
Rancharia	5,00	152,08	R\$ 75,59
Regente Feijó	5,00	152,08	R\$ 75,59
Ribeirão do Sul	4,90	149,04	R\$ 74,07
Ribeirão dos Índios	5,10	155,13	R\$ 77,10
Rinópolis	5,00	152,08	R\$ 75,59
Sagres	5,10	155,13	R\$ 77,10
Sales	5,00	152,08	R\$ 75,59

Municípios	Irradiação (kWh/m ² d)	Potencial mensal de geração de energia fotovoltaica (kWh/m ² m)	Potencial de economia tarifa (R\$/kWh/m ² m)
Salmourão	5,00	152,08	R\$ 75,59
Salto Grande	4,90	149,04	R\$ 74,07
Santo Anastácio	5,10	155,13	R\$ 77,10
Santo Expedito	5,10	155,13	R\$ 77,10
Tabapuã	5,00	152,08	R\$ 75,59
Tarumã	4,90	149,04	R\$ 74,07
Tuiuti	4,80	146,00	R\$ 72,56
Tupã	5,00	152,08	R\$ 75,59
Urupês	5,00	152,08	R\$ 75,59
Vargem	4,80	146,00	R\$ 72,56

2. APÊNDICE II – Arquivo Excel com Unidades geradoras em autoconsumo remoto para compensação do consumo agrupado por CNPJ

3. ANEXO I – Especificações Técnicas dos Equipamentos Considerados no Estudo

Especificações do módulo aplicado no estudo.

Tipo de módulo	JKM340 PP - 72H - V	
	STC	NOCT
Potência máxima (P _{máx.})	340 Wp	254 W
Tensão máxima (V _{mp})	38,20 V	36,00 V
Corrente máxima (I _{mp})	8,90 A	7,06 A
Tensão do circuito aberto (V _{oc})	47,50 V	44,60 V
Tensão de curto - circuito (I _{sc})	9,22 A	7,45 A
Eficiência do módulo STC (%)	17,25%	17,25%
Temperatura de operação (°C)	-40°C~+85°C	-40°C~+85°C
Tensão máxima do sistema	1500VDC (IEC)	1500VDC (IEC)
Amperagem máxima do fusível	15A	15A
Tolerância de potência	0~+3%	0~+3%
Coeficientes de temperatura de P _{máx}	-0.40%/°C	-0.40%/°C
Coeficientes de temperatura de V _{oc}	-0.30%/°C	-0.30%/°C
Coeficientes de temperatura de I _{sc}	0.06%/°C	0.06%/°C
Temperatura nominal de operação da célula	45±2°C	45±2°C

NOCT: Irradiação 800W/m²

Temperatura ambiente 20°C AM= 1,5

Velocidade do Vento 1m/s

* Tolerância de medição de potência: ± 3%

Especificações do Inversor Solar Monofásico

Dados da Entrada CC	1500 - NS	3000 - NS	5000D - NS
Max. Potência Fotovoltaica (W)	1950	3900	6500
Max. Tensão CC (V)	450	500	580
Faixa de Operação SPMP (MPPT) (V)	80 ~ 400	80 ~ 450	125 ~ 550
Tensão CC de Partida (V)	80	80	120
Corrente CC Máxima (A)	10	15	11/11
Nº Strings/ MPPT	MC4 / Phoenix / Amphenol		
Conector CC	5		
Dados da Saída CA			
Potência CA Nominal (W)	1500	3000	5000
Max. Potência CA (W)	1500	3000	5000
Max. Corrente CA (A)	7,5	13,5	22,8
Saída Nominal CA	60Hz; 220Vca		
Faixa de Operação CA	57,5~62Hz; 176~242Vca		
THD	< 5%		
Fator de Potência	Unitário		0,95 indutivo 0,95 capacitivo
Conexão CA	Monofásica / Bifásica		
Eficiência			
Max. Eficiência	97,00%	97,50%	97,80%
Eficiência SPMP (MPPT)	> 99,9%	> 99,9%	> 99,9%
Segurança do Equipamento			
Moitoramento de corrente de fuga	Integrado		
Proteção Anti-ilhamento	AFD (Active Frequency Drift)		
Monitoramento de Rede	VDE 0126-1-1, EN50438, G83/2, AS4777 .2/.3		VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, G83/59, AS4777 .2/.3, EN50438
NBR (Normas Brasileiras)	ABNT NBR 16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116		
Normas de Referência			
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4		
Segurança	IEC 62109-1&-2, AS3100		
Dados Gerais			
Dimensões (L*A*P) (mm)	344*312,5*135		347*431*150
Peso Líquido (Kg)	7,5	8,5	14
Ambiente de Operação	Interno ou Externo		
Montagem	Fixação em parede		
Temperatura de Operação	.- 25 ~ 60°C		
Umidade relativa	0~95%		
Altitude	4000m (> 3000m com derate)		
Grau de Proteção IP	IP 65		
Topologia	Sem Transformador		

Ventilação	Convecção Natural
Nível de Ruído (dB)	<25
Display	LCD 2 Linhas x 16 caracteres (Português)
Comunicação	Wi-Fi, USB2.0 E RS485 (MODBUS RTU)
Cor	vermelho
Garantia (anos)	5/10/15/20/25 (a combinar)

Especificações do Inversor Solar Trifásico

Dados da Entrada CC	14K - DT	20K - DT	25K DT
Max. Potência Fotovoltaica (W)	18200	26000	32500
Max. Tensão CC (V)	1000	1000	1000
Faixa de Operação SPMP (MPPT) (V)	260 ~ 850	260 ~ 850	260 ~ 850
Tensão CC de Partida (V)	250	250	250
Corrente CC Máxima (A)	27/27	22/22	27/27
Nº Strings/ MPPT	6/2 (permite paralelo)	4/2 (permite paralelo)	6/2 (permite paralelo)
Conector CC	MC IV, SUNCLIX (opcional)		
Consumo em Standby / MPPT	10	10	10
Dados da Saída CA			
Potência CA Nominal (W)	14000	20000	25000
Max. Potência CA (W)	14000	20000	25000
Max. Corrente CA (A)	37	30	37
Saída Nominal CA	60Hz; 220/127Vca	60Hz; 380/220Vca	
Faixa de Operação CA	57,5 ~62 Hz; 101,6 ~139,7 Vca	57,5 ~ 62Hz; 176 ~242VCA	
THD	< 5%		
Fator de Potência	Unitário (0,9 Capacitivo / 0,9 Indutivo)		
Conexão CA	Trifásico (3F + N + T)		
Eficiência			
Max. Eficiência	98,20%		98,40%
Eficiência SPMP (MPPT)	> 99,9%		
Segurança do Equipamento			
Moitoramento de corrente de fuga	Integrado		
Proteção Anti-ilhamento	AFD (Active Frequency Drift)		
Monitoramento de Rede	VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, G83/59, AS4777 .2/.3, EN50438		
NBR (Normas Brasileiras)	ABNT NBR 16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116		
Normas de Referência			
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4		
Segurança	IEC 62109-1&-2, AS3100		
Dados Gerais			
Dimensões (L*A*P) (mm)	516*650*203		
Peso Líquido (Kg)	39		
Ambiente de Operação	Interno ou Externo		
Montagem	Fixação em parede		
Temperatura de Operação	.- 25 ~ 60°C		
Umidade relativa	0~95%		
Altitude	4000m (> 3000m com derate)		

Grau de Proteção IP	IP 65
Topologia	Sem Transformador
Ventilação	Ventilação Forçada
Nível de Ruído (dB)	<45
Display	5" LCD (Português)
Comunicação	Wi-Fi, USB2.0 E RS485 (MODBUS RTU)
Cor	vermelho
Garantia (anos)	5/10/15/20/25 (a combinar)

4. ANEXO II – Atas das reuniões das visitas de campo

ATA DE REUNIÃO - PROJETO ENERGIA SOLAR		
INFORMAÇÃO GERAL		
Data: 21/06/2018	Hora: 09:00	Local: APAE São Vicente
Descrição: Apoio ao Governo do Estado de São Paulo no desenvolvimento de conhecimento, informações e ferramentas para disseminar o uso de sistemas de energia solar fotovoltaica em edifícios públicos no Estado.		
Participantes: Antonio Iris Mazza – Presidente APE São Vicente Sávio Mourão - Coord. Projetos Rodrigo Poppi - Especialista Energia Carlos Eduardo Miranda Mano - Tecnólogo Especialista		Participantes da Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo/ Subsecretaria de Energias Renováveis Sergio Barillari - Assessor Técnico Marília Fanucchi- Assessora Especial
PRINCIPAIS ITENS		
<ol style="list-style-type: none"> O convênio entre o BID e a Secretaria de Energia do Estado de São Paulo foi apresentado. Foram comentados os critérios de seleção de prédios para recebimento do projeto básico e oportunidade de seleção para a implantação do projeto piloto. Condicionantes locais: <ol style="list-style-type: none"> A instituição realiza controle diário do consumo energético e de consumo de água. São 3 entradas de energia em função da unificação de diferentes imóveis. Não há viabilidade de instalação no telhado da quadra que deve ser substituído com o tempo. Foi informado que caso a APAE seja selecionada para instalação, é solicitado que seja mantida a instalação por 12 meses, período de acompanhamento de resultados do projeto, e posteriormente fica disponível para que a APAE complemente o sistema para a totalidade do seu consumo energético. Em termos de mudança energética a instituição vem substituindo as lâmpadas por tecnologia Led conforme queimam. Apenas no Salão Social, que foi reformado, todas foram substituídas. Foi informado que caso a APAE seja selecionada serão realizadas visitas de manutenção durante um ano e que as técnicas de manutenção serão repassadas para a equipe local para continuidade e melhor aproveitamento do equipamento. Foi solicitada autorização para examinar e fotografar as instalações elétricas do prédio e a situação dos telhados com um sobrevoo de drone. Foram solicitadas as informações de planta baixa do prédio, diagrama unifilar da instalação elétrica e consumo de energia dos últimos 12 meses. Foram solicitadas informações complementares sobre as atividades da instituição, número de colaboradores e assistidos, regras operacionais para economia de energia, número de equipamentos já substituídos por led. Foi realizada a vistoria das instalações e o sobrevoo de drone regularmente. Foi solicitado que o contrato que estabeleça o relacionamento com a APAE possibilite a utilização dos dados para pesquisa científica por universidades. O Presidente é professor universitário. Foi solicitado à APAE São Vicente que realizasse a adequação do disjuntor de entrada do edifício apontado para compatibilizar com os padrões de instalação da Concessionária de energia local. 		





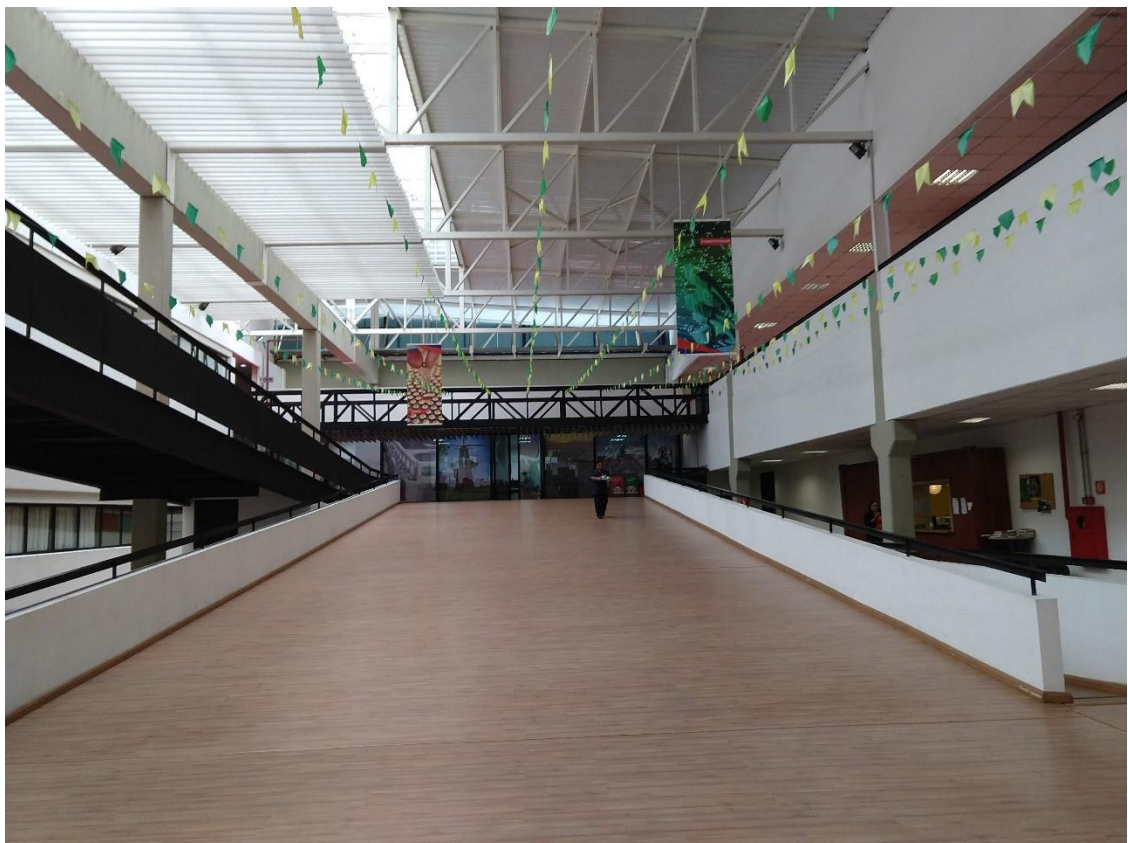
ATA DE REUNIÃO - PROJETO ENERGIA SOLAR		
INFORMAÇÃO GERAL		
Data: 21/06/2018	Hora: 14:00	Local: Centro Paraolímpico Brasileiro
Descrição: Apoio ao Governo do Estado de São Paulo no desenvolvimento de conhecimento, informações e ferramentas para disseminar o uso de sistemas de energia solar fotovoltaica em edifícios públicos no Estado.		
Participantes: Gilberta Rothschild - Secretaria de Estado dos Direitos da Pessoa com Deficiência Mei Ling - Arquiteta Centro Paraolímpico Marcos Antônio Garcia - Gerente de Operações Centro Paraolímpico Brasileiro Hitoshi - Centro Paraolímpico Brasileiro Sávio Mourão- Coord. Projetos Rodrigo Poppi - Especialista Energia Carlos Eduardo Miranda Mano - Tecnólogo Especialista		Participantes da Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo/ Subsecretaria de Energias Renováveis Sergio Barillari- Assessor Técnico Marília Fanucchi- Assessora Especial
PRINCIPAIS ITENS		
<ol style="list-style-type: none"> 1. O convênio entre o BID e a Secretaria de Energia do Estado de São Paulo foi apresentado. 2. Foram comentados os critérios de seleção de prédios para recebimento do projeto básico e oportunidade de seleção para a implantação do projeto piloto. 3. A equipe local apresentou o histórico da obra e das atividades da instituição no Centro Paraolímpico Brasileiro. 4. Foi comentado pelos gestores das instalações das ações de redução de consumo por mudança comportamental (contrato de manutenção da automação energética), e eficiência energética realizados e em elaboração (substituição de lâmpadas de vapor metálico, sistema de automação predial). 5. Sugeriu-se que seja negociada a demanda contratada para adequação de custos. 6. Foi solicitada autorização para examinar e fotografar as instalações elétricas do prédio e um sobrevoo de drone. Fomos convidados para conhecer as instalações do prédio. 7. Foram solicitadas as informações de planta baixa do prédio, diagrama unifilar da instalação elétrica e consumo de energia dos últimos 12 meses. <ol style="list-style-type: none"> a. Existem incrementos relevantes de usos e usuários na edificação nos últimos 12 meses. b. Podem acontecer eventos específicos com maior consumo energético. 8. Foram solicitadas informações complementares sobre as atividades da instituição, número de colaboradores e visitantes, regras operacionais para economia de energia e outras contribuições que sejam relevantes. 9. Foi realizada a vistoria das instalações e o sobrevoo de drone regularmente e encontrados diversos locais possíveis para a instalação. 10. Não houve solicitação complementar de ajustes dos equipamentos atualmente instalados em caixas de força, transformadores ou cabine primária. 		





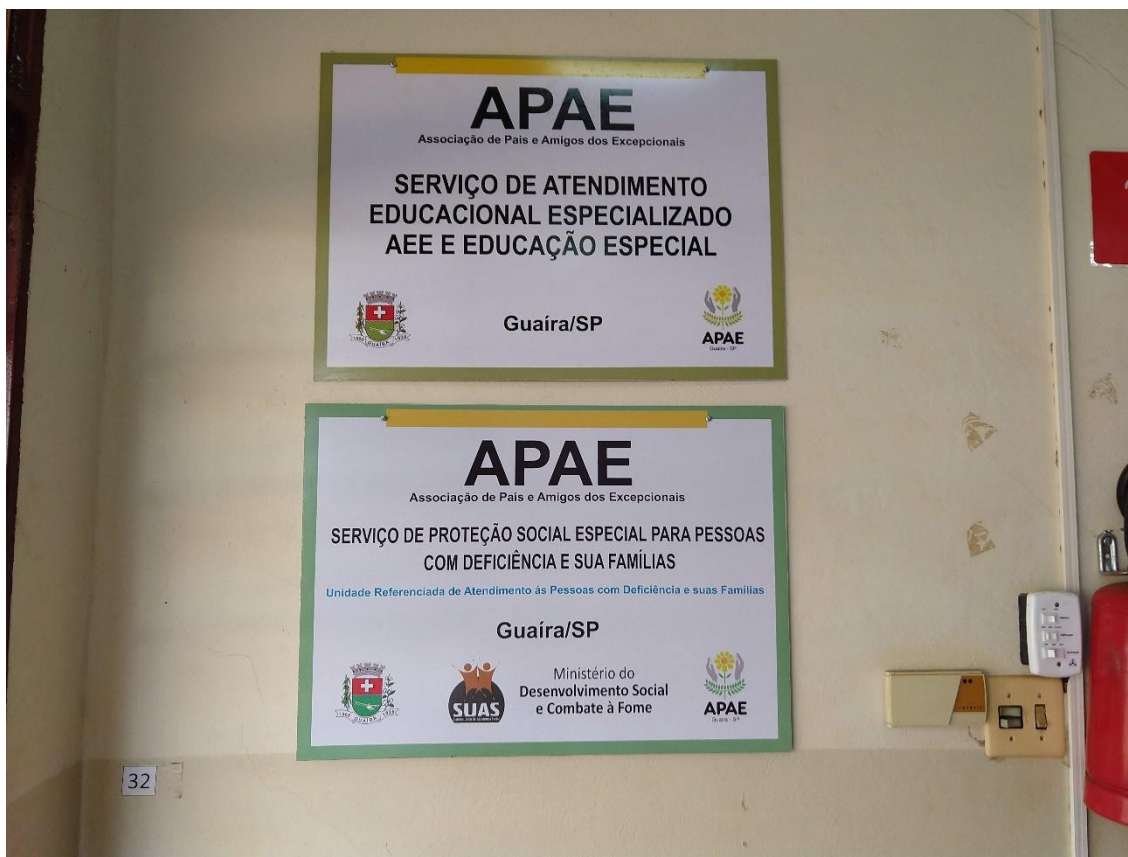


ATA DE REUNIÃO - PROJETO ENERGIA SOLAR		
INFORMAÇÃO GERAL		
Data: 29/06/2018	Hora: 14:00	Local: Secretaria de Desenvolvimento
Descrição: Apoio ao Governo do Estado de São Paulo no desenvolvimento de conhecimento, informações e ferramentas para disseminar o uso de sistemas de energia solar fotovoltaica em edifícios públicos no Estado.		
Participantes: Bruno de Freitas Gomes - Assessor da SDECTI José Erick Andrade de Sousa - SDECTI; Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Tecnologia, Ciência e Inovação - SDTCI; Sávio Mourão - Coord. Projetos Rodrigo Poppi - Especialista Energia Carlos Eduardo Miranda Mano - Tecnólogo Especialista Nathalia Schmuziger – Analista ambiental		Participantes da Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo/ Subsecretaria de Energias Renováveis Sergio Barillari - Assessor Técnico Marília Fanucchi - Assessora Especial
PRINCIPAIS ITENS		
<ol style="list-style-type: none"> O convênio entre o BID e a Secretaria de Energia do Estado de São Paulo foi apresentado. Foram comentados os critérios de seleção de prédios para recebimento do projeto básico e oportunidade de seleção para a implantação do projeto piloto. Bruno informou que já receberam consultores e projetos para instalação de geração distribuída e não houve andamento por dificuldades para contratação. Foi indicado o risco de não haver sustentação suficiente na estrutura do telhado para suportar os módulos. Existe grande flutuação de profissionais trabalhando das dependências do prédio, que é dividido entre diferentes pastas, mas a conta é toda paga pela Secretaria de Desenvolvimento. Foi solicitada autorização para examinar e fotografar as instalações elétricas do prédio e a situação dos telhados com um sobrevoo de drone. Foram solicitadas as informações de planta baixa do prédio e consumo de energia dos últimos 12 meses. Foram solicitadas informações complementares sobre número de colaboradores atuando na edificação. Foi realizada a vistoria das instalações e o sobrevoo de drone regularmente. Condicionantes locais: <ol style="list-style-type: none"> Não existe acesso direto para o telhado da edificação. A suspeita de não haver sustentabilidade suficiente para os módulos foi descartada na avaliação técnica. Ficou combinado que caso elaborado, o projeto contemplaria parte da geração em Car Port, para não “esconder” toda a estrutura e permitir visibilidade da tecnologia. Não foram apontadas necessidades de adequação da entrada ou painéis de energia. 		





ATA DE REUNIÃO - PROJETO ENERGIA SOLAR		
INFORMAÇÃO GERAL		
Data: 02/07/2018	Hora: 15:30	Local: APAE Guaíra
Descrição: Apoio ao Governo do Estado de São Paulo no desenvolvimento de conhecimento, informações e ferramentas para disseminar o uso de sistemas de energia solar fotovoltaica em edifícios públicos no Estado.		
Participantes: Renato da Silva dos Santos - Presidente Apae Guaíra Carla Inês Bruno de Melo – Diretora Renata Cravo Siqueira Saud - Coordenadora Marcos - Financeiro Sávio Mourão - Coord. Projetos Rodrigo Poppi- Especialista Energia Carlos Eduardo Mirando Mano - Tecnólogo Especialista		Participantes da Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo/ Subsecretaria de Energias Renováveis Sergio Barillari - Assessor Técnico Marília Fanucchi - Assessora Especial
PRINCIPAIS ITENS		
<ol style="list-style-type: none"> O convênio entre o BID e a Secretaria de Energia do Estado de São Paulo foi apresentado. Foram comentados os critérios de seleção de prédios para recebimento do projeto básico e oportunidade de seleção para a implantação do projeto piloto. Condicionantes locais: <ol style="list-style-type: none"> APAE Guaíra recebeu verba de 220 mil reais para realizar manutenção geral no prédio. Não há necessidade de manutenção nos telhados, apenas paredes. Não haverá interferência em condicionantes ao projeto. Foi solicitada autorização para examinar e fotografar as instalações elétricas do prédio e a situação do telhado com um sobrevoo de drone. O consórcio ficou de encaminhar o padrão da CPFL para a instituição. Foi comentado dos exemplos de mudança comportamental para a economia de energia que a instituição já possui: ar condicionado apenas após as 9h, menos luzes acesas, etc. Foi comentado das atividades de eficiência energética realizadas: substituição as lâmpadas por led quando queimam. Foram recebidas as informações de planta baixa do prédio, diagrama unifilar da instalação elétrica e consumo de energia dos últimos 12 meses. Foram solicitadas informações complementares sobre as atividades da instituição, número de colaboradores e assistidos, regras operacionais para economia de energia, número de equipamentos já substituídos por led, e o contato com o arquiteto do projeto para verificar arquivo em DWG que não funcionou no momento. <ol style="list-style-type: none"> Arquivo foi aberto sem problemas em 03/07. Foi realizada a vistoria das instalações e o sobrevoo de drone regularmente. Observações: <ol style="list-style-type: none"> São duas entradas de energia sob o mesmo CNPJ. 		



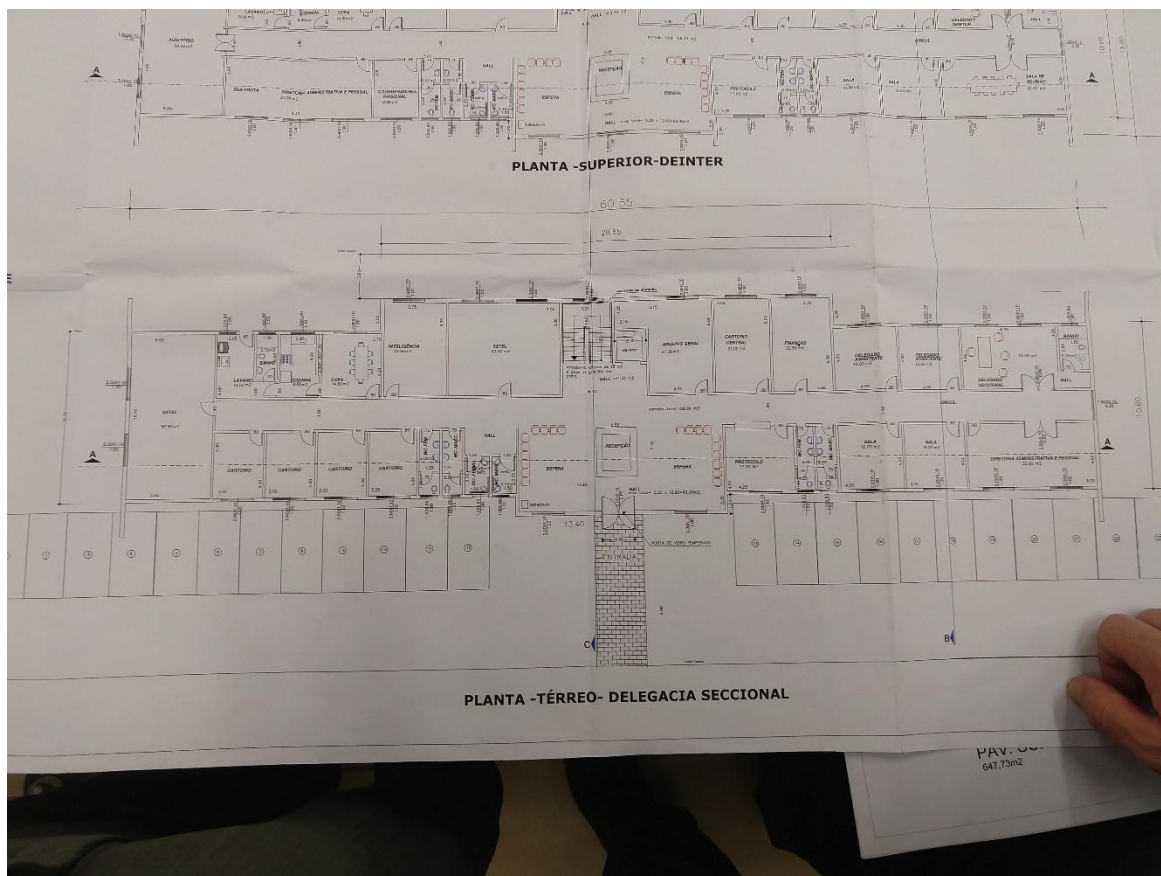


ATA DE REUNIÃO - PROJETO ENERGIA SOLAR		
INFORMAÇÃO GERAL		
Data: 03/07/2018	Hora: 10:30	Local: DEINTER 9 Piracicaba
Descrição: Apoio ao Governo do Estado de São Paulo no desenvolvimento de conhecimento, informações e ferramentas para disseminar o uso de sistemas de energia solar fotovoltaica em edifícios públicos no Estado.		
Participantes: Paulo Fernando Grunfeld Villaça Koch – Delegado Vanilde Blumer Bueno - Núcleo de Finanças Solange Benedita Camargo - Diretora Administração Financeira. Sávio Mourão - Coord. Projetos Rodrigo Poppi - Especialista Energia Carlos Eduardo Mirando Mano- Tecnólogo Especialista		Participantes da Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo/ Subsecretaria de Energias Renováveis Sergio Barillari - Assessor Técnico Marília Fanucchi - Assessora Especial
PRINCIPAIS ITENS		
<ol style="list-style-type: none"> 1. Em conversa inicial foi informada a substituição do diretor da instituição do Sr. Paulo Bicudo para o Sr. Paulo Coque. 2. Foi sugerida uma reunião com o Sr. Paulo Bicudo em São Paulo para potencializar e multiplicar a instalação de GD em outras unidades da Secretaria de Segurança Pública. O convênio entre o BID e a Secretaria de Energia do Estado de São Paulo foi apresentado. 3. A equipe já vivenciou projeto similar de eficiência energética realizado pela CPFL no DEINTER 2 Campinas na década de 2000. Contatos no relatório fotográfico. 4. Foi sugerido que seja incluído no banco de preços da CPOS o item Kit fotovoltaico e os serviços de projeto, instalação e manutenção. Sem essa referência no banco de preços as unidades da SSP não podem realizar a contratação ou aquisição. 5. Foi contratado recentemente projeto e execução de manutenção do telhado em função de goteiras. Por ser uma área sensível para o estudo foi passado o contato do engenheiro responsável pelo projeto para verificação das modificações necessárias e para compatibilizar os projeto de manutenção com a possibilidade da instalação dos módulos. <ol style="list-style-type: none"> a. José Mario Andrello – Petra Consultoria 19-3601-4972 19-97165-1200 contato @petraconsultoria.com.br b. O contato realizado indicou não haver restrições. As obras afetarão o sistema de calhas. Telhado será mantido. 6. No prédio existem dois departamentos com CNPJs diferentes mas apenas o DEINTER 9 paga a conta 7. Foram comentados os critérios de seleção de prédios para recebimento do projeto básico e oportunidade de seleção para a implantação do projeto piloto. 8. Foram apontadas ações de redução de consumo por mudança comportamental (redução de lâmpadas acesas, desligar monitores). Não existem ações de específicas de eficiência energética realizados. <ol style="list-style-type: none"> a. Uma sala de controle de dados possui sistema de refrigeração 24 horas. 9. Foi solicitada autorização para examinar e fotografar as instalações elétricas do prédio e um sobrevoo de drone. 10. Os sistemas visitados encontram-se em ordem. Existem diversos espaços disponíveis para instalação. 11. Foram solicitadas as informações de planta baixa do prédio (fotografias batidas da planta no próprio dia), diagrama unifilar da instalação elétrica, consumo de energia dos últimos 12 meses, equipes que trabalham do prédio e média flutuante de presos. 		

- a. Presos utilizam banho de água quente.
12. Não houve solicitação complementar de ajustes dos equipamentos atualmente instalados em caixas de força, transformadores ou cabine primária.
13. O potencial projeto pode ser limitado a 75kWp para evitar que o sistema deva ser convertido para média tensão. O estudo deve indicar outras medidas de eficiência energética e mudança comportamental para reduzir o consumo para que o projeto em 75kWp compense a totalidade ou maior parte da conta.







Acabei de chegar do Banco do Brasil
Segundo o gerente Sr. Selton, tel. (19) 9.9986-2302 , e-mail 6624empresas5049@bb.com.br , a cor
está aberta.

Banco do Brasil 001
Agência nº 6624-9 – Americana - SP
Conta Corrente nº 1.159.804-2
Amanhã estarei lhes visitando.
At.:



Engº José Mario Andrello
Diretor

(19) 3601-4972 | 97165-1200 | 99781-1563
contato@petraconsultoria.com.br

Rua Luiz Delbem, 10 - Vila Pavan
13.465-110 - Americana / SP

www.petraconsultoria.com.br

De: José Mario Andrello - Petra Consultoria Técnica [mailto:contato@petraconsultoria.com.br]
Enviada em: segunda-feira, 4 de junho de 2018 18:41
Para: 'Danilo - Petra Consultoria' <gestaodenegocios@petraconsultoria.com.br>; 'DEINTER 9/
DEINTER 9/Sede DEINTER 9' <financas.d9@policiacivil.sp.gov.br>
RES: RES: RES: RES: RES: Petra Consultoria > Polícia Civil de Piracicaba (Deinter

DEPARTAMENTO DE POLÍCIA JUDICIÁRIA DE SÃO
PAULO INTERIOR - DEINTER 2 – CAMPINAS
DIRETOR: **DR. KLEBER ANTONIO TORQUATO ALTALE**
*19/06

Rua Marechal Deodoro, 135 – Botafogo – Campinas/SP CEP
13010-300
Fones (19) 3231-7653 / PABX/FAX: 3233-4008 / 3236-2208
3234-5630 (sala de meios)
VOIP: 15100
E-MAIL: kaltale@sp.gov.br
Fones: (19) 3433-8718
Celular: (19) 98182-7755
Celular institucional: / (11) 99993-8228 - ID-55*4975*151

8

5. ANEXO III – Mídia Digital Contendo o Banco de Dados, incluindo arquivos MXD



NIPPON KOEI LAC

NIPPON KOEI LATIN AMERICA - CARIBBEAN CO., LTD

4, Kojimachi 5-Chome, Chiyoda-ku
Tóquio 102 8539, Japão
Tel: +81 3 5276-3596 / +81 3 5276-3596
eiiti.kurokawa@nklac.com

NIPPON KOEI LAC DO BRASIL LTDA

Rua Claudio Soares, 72 – cjs 302 e 303 – Pinheiros
São Paulo/SP, CEP: 05422-030, Brasil
Tel. +55 11 3284-6550
comercial.br@nklac.com
www.nklac.com

cobrape

CIA. BRASILEIRA DE PROJETOS E EMPREENDIMENTOS

Rua Fradique Coutinho, 212- Pinheiros
7º, 9º e 10º andares
São Paulo/SP, CEP: 05416-000, Brasil
Tel. +55 11 3897-8000
comercial@cobrape.com.br
www.cobrape.com.br