

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE MINAS,
METALÚRGICA E DE MATERIAIS**

ANGÉLICA DUARTE LIMA

ANÁLISE DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL EM PORTO ALEGRE

**Porto Alegre
2020**

ANGÉLICA DUARTE LIMA

ANÁLISE DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL EM PORTO ALEGRE

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e Materiais da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia, modalidade Acadêmica.

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Porto Alegre

2020

ANGÉLICA DUARTE LIMA

ANÁLISE DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL EM PORTO ALEGRE

Esta dissertação foi analisada e julgada para a obtenção de título de mestre em Engenharia e aprovada em sua forma final pelo orientador e pela banca examinadora designada pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e Materiais da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Prof. Dr. Arno Krenzinger

Prof. Dr. Afonso Reguly

Aprovado em: 07/01/2020

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli (UFSC)

Prof. Dr. Mário Henrique Macagnan (UNISINOS)

Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin (PPGE3M – UFRGS)

AGRADECIMENTOS

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Materiais, Minas e Metalúrgica – PPGE3M, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa.

Ao Prof. Dr. Arno Krenzinger, pela orientação e conhecimento ao trabalho realizado.

À CAPES pela provisão da bolsa de mestrado.

Ao meu marido Gonzalo Laverde pela compreensão e apoio em todas as etapas. Obrigada por compreender todos os momentos em que precisei estar ausente.

Aos meus pais e irmãs pelo apoio incondicional durante esta trajetória.

Aos meus amigos e colegas em especial ao Cristiano Baierle pelo apoio e amizade.

A todos aqueles que contribuíram direta ou indiretamente para a conclusão desta etapa.

RESUMO

O Rio Grande do Sul tem se destacado no mercado nacional de energia solar, apesar dos níveis de radiação solar serem menores que no restante do território brasileiro, o estado é atualmente o segundo maior em percentual de instalações e em potência instalada de sistemas urbanos no país. Neste sentido, é importante conhecer a capacidade de geração da região. Esse estudo visa levantar as metodologias existentes para estimar o potencial de geração de energia fotovoltaica em sistemas de geração distribuída e aplicar uma metodologia em regiões da cidade de Porto Alegre. Inicialmente, 30 bairros foram escolhidos por critério de renda e levantada a área dos telhados de regiões por meio de inspeção visual de imagens de satélite da ferramenta virtual Google Earth e, posteriormente, foi estimado o potencial de geração de energia elétrica fotovoltaica. Na estimativa foi proposto um cenário prevendo ocupação de 70% da área das coberturas que apresentou uma capacidade de geração FV de 589,4 GWh. Os resultados foram comparados com a estimativa de consumo residencial. Com o estudo é possível concluir que a geração distribuída de energia FV tem potencial para atender 46% da demanda residencial da cidade.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico, Potencial Solar e Modelo Urbano

ABSTRACT

Rio Grande do Sul stands up in the national solar energy market, although the solar radiation level is less than the Brazilian territory standards, the state is the second major in percentage terms of installations and installed power from urban systems. On this sense it is important to know the power generation potentiality from the region. This study seeks to raise the existing methodologies to estimate the power generation potential of photovoltaic energy in distribution generation systems and apply a methodology in some regions of Porto Alegre city. At first were chosen 30 districts by income criteria and was measured the roof area of the region's through a visual inspection from satellite images take from the Google Earth virtual tool, later, was estimated the generative potential of photovoltaic energy. On this estimate was proposed the scenario forecasting an occupation of 70% of the roof area, that is showing a generation capacity FV of 589,4 GWh. Results were compared with an estimate of residential consume. With this study is possible to conclude that the distributed generation capacity of energy FV have the potential to attend 46% of the residential demand of the city.

Keywords: Photovoltaic Systems, Solar Potential e Urban Model

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Oferta de energia elétrica por fonte	10
Figura 2: Oferta de energia elétrica nos últimos dez anos.....	11
Figura 3: Ranking nacional de Potência instalada em Geração Distribuída Solar FV por UF	13
Figura 4: Componentes da radiação solar.....	17
Figura 5: (a) Ilustração para os ângulos da posição do Sol com relação a uma superfície do plano horizontal; (b) Ilustração para os ângulos da posição do Sol com relação a uma superfície inclinada no mesmo plano horizontal	17
Figura 6: Representação dos níveis em um semicondutor.....	19
Figura 7: Representação da junção PN.....	19
Figura 8: Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino	20
Figura 9: Curva I-V	21
Figura 10: Metodologia Lange (2012).....	13
Figura 11: Metodologia Rodríguez et al. (2017)	24
Figura 12: Metodologia Torres (2015)	25
Figura 13: Mapa solar Project Sunroof do Google.....	30
Figura 14: Mapa solar de São Francisco - Project Sunroof do Google.....	30
Figura 15: Energia anual para diversas configurações em Santa Maria - RS	32
Figura 16: Energia anual para diversas configurações em Porto Alegre - RS.....	32
Figura 17: Etapas da pesquisa	33
Figura 18: Utilização da ferramenta régua para dimensionar a área dos telhados....	35
Figura 19: Utilização das imagens do Google Street View para definir a altura das edificações	36
Figura 20: (a) edificações no Google Earth (b) trajetória do sol ao longo de um ano	36
Figura 21: Irradiação solar acumulada durante o ano de 2018	38
Figura 22: irradiação acumulada e área das coberturas	38
Figura 23: Análise do sombreamento nas coberturas das edificações.....	39
Figura 24: Tipologia dos telhados.....	40
Figura 25: Imagem dos telhados com formas complexas.....	41
Figura 26: Quantidade anual de conexão de Unidade de Geração Distribuída Fotovoltaica	46
Figura 27: Densidade de potência instalada fotovoltaica - GD.....	47

Figura 28: (a) Localização das UFV residencial (b) Localização das UFV comerciais.	47
Figura 29: Localização Geográfica das UFV em Porto Alegre	48
Figura 30: Macrozoneamento oficial da cidade de Porto Alegre	48
Figura 31: Irradiação solar anual.....	52
Figura 32: Irradiação solar anual.....	53
Figura 33: Irradiação solar anual.....	54
Figura 34: Irradiação solar anual.....	55
Figura 35: Irradiação solar anual.....	56
Figura 36: Comparativo da estimativa de consumo e capacidade teórica de geração de energia FV.....	56
Figura 37: Comparativo da estimativa de consumo e capacidade teórica de geração de energia FV.....	59
Figura 38: Irradiação solar anual.....	60
Figura 39: Irradiação solar anual.....	62
Figura 40: Comparativo da estimativa de consumo e capacidade teórica de geração de energia FV.....	64
Figura 41: Irradiação solar anual.....	64
Figura 42: Irradiação solar anual.....	13
Figura 43: Comparativo da estimativa de consumo e capacidade teórica de geração de energia FV.....	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Fontes de Energia na Geração Distribuída.....	13
Tabela 2: Referencial de Metodologias de levantamento de capacidade de geração FV.....	23
Tabela 3: Metodologias de estimativa de área das coberturas das edificações	26
Tabela 4: Fatores de redução da área dos telhados	28
Tabela 5: Fatores de redução do potencial FV	28
Tabela 6: Simuladores online para o dimensionamento de sistemas FV	31
Tabela 7: Fator de correção dos valores de Irradiação do Revit	37
Tabela 8: Proposição de uso das coberturas para cada tipologia	42
Tabela 9: Consumo de energia elétrica por concessionária em 2014	46
Tabela 10: UFV de geração distribuída por bairro	50
Tabela 11: Dados da macrozona Cidade Radiocêntrica	51
Tabela 12: Dados da amostragem na macrozona Cidade Radiocêntrica.....	52
Tabela 13: Potencial de instalação macrozona Cidade Radiocêntrica	58
Tabela 14: Dados da macrozona Corredor de Desenvolvimento	59
Tabela 15: Dados da amostragem no Corredor de Desenvolvimento	59
Tabela 16: Potencial de instalação anual e consumo anual	60
Tabela 17: Dados da macrozona Cidade de Transição.....	62
Tabela 18: Dados da amostragem na macrozona Cidade da Transição.....	62
Tabela 19: Potencial de instalação anual e consumo anual	64
Tabela 20: Dados da macrozona Eixo Lomba-Restinga	64
Tabela 21: Dados da amostragem na macrozona Cidade Jardim.....	65
Tabela 21: Potencial de instalação anual e consumo anual.....	67

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
BIM	<i>Building Information Modeling</i>
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
PBE	Programa Brasileiro de Etiquetagem
UNESP	Universidade Estadual Paulista
IEA	<i>International Energy Agency</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

GB	Irradiância Direta [W/m ²]
GD	Irradiância Difusa [W/m ²]
GR	Irradiância Refletida ou de Albedo [W/m ²]
GT	Irradiância Global no Plano Inclinado [W/m ²]
α	Altura ou Elevação Solar [°]
β	Inclinação da Superfície (de captação) [°]
γ_s	Ângulo Azimutal do Sol [°]
Θ_z	Ângulo Zenital [°]
Ω	Ângulo Horário do Sol (Hora Solar) [°]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	OBJETIVO GERAL.....	13
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	14
2	REFERENCIAL TEÓRICO	16
2.1	ENERGIA SOLAR	16
2.2	EFEITO FOTOVOLTAICO	18
2.3	CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	20
2.4	CURVA I-V	20
2.5	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	21
2.6	METODOLOGIAS PARA LEVANTAMENTO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	22
2.6.1	Área dos telhados	25
2.6.2	Irradiação solar	26
2.6.3	Fator de utilização dos telhados e fator de redução do potencial FV	27
2.6.4	Estimativa da capacidade de produção FV	29
2.6.5	Estimativa da capacidade de produção FV on line	29
2.7	EFEITOS DO SOMBREAMENTO.....	31
2.8	EFEITOS DO ÂNGULO DE INCLINAÇÃO	31
3	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	33
3.1	ETAPA 1: IDENTIFICAÇÃO NA LITERATURA DE METODOLOGIAS PARA DETERMINAR O POTENCIAL FOTOVOLTAICO EM ESPAÇO URBANO	33
3.2	ETAPA 2: ESCOLHA DA REGIÃO PARA ESTUDO	34
3.3	ETAPA 3: LEVANTAMENTO DA ÁREA DOS TELHADOS DE UMA PORÇÃO ESCOLHIDA DE CADA BAIRRO	34
3.4	ETAPA 4: VERIFICAÇÃO DA IRRADIAÇÃO SOLAR	35
3.5	ETAPA 5: ANÁLISE QUALITATIVA DAS SOMBRAS	39
3.6	ETAPA 6: LEVANTAMENTO DO NÚMERO DE EDIFICAÇÕES E CLASSIFICAÇÃO DAS TIPOLOGIAS DE CADA BAIRRO	39
3.7	ETAPA 7: CÁLCULO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	44
4	RESULTADOS	46
4.1	GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM PORTO ALEGRE ...	46

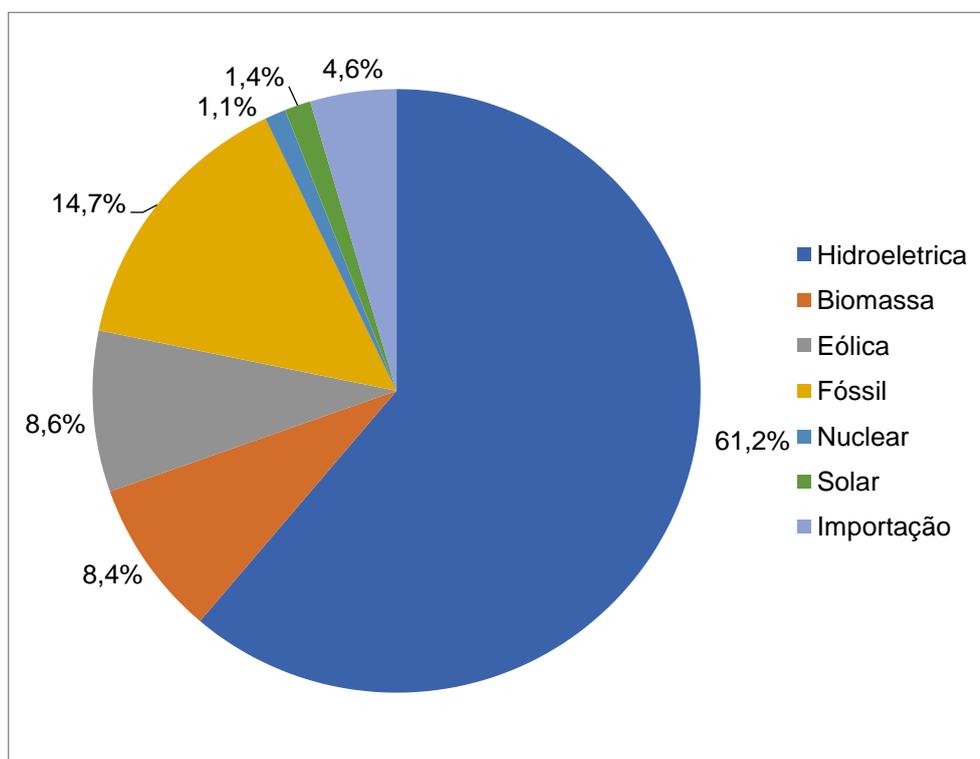
4.2	ANÁLISE DAS MACROZONAS SUMÁRIO	48
4.2.1	Cidade Radiocêntrica	50
4.2.2	Corredor de Desenvolvimento	58
4.2.3	Cidade da Transição	62
4.2.4	Cidade Jardim	64
4.3	CAPACIDADE TEÓRICA DOS BAIRROS E IMPACTO NA CIDADE	67
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	68
6	REFERÊNCIAS	70
	APÊNDICE A - Análise de sombras	77

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de um país é fortemente relacionado com o setor energético, questões econômicas, ambientais e técnicas devem ser levadas em conta (TOLMASQUIM, 2012). Nesse sentido, a expansão do consumo de energia elétrica configura-se um desafio de encontrar alternativas para tornar o consumo e a produção de energia mais eficientes, além da busca por fontes renováveis de energia (TORRES, 2015).

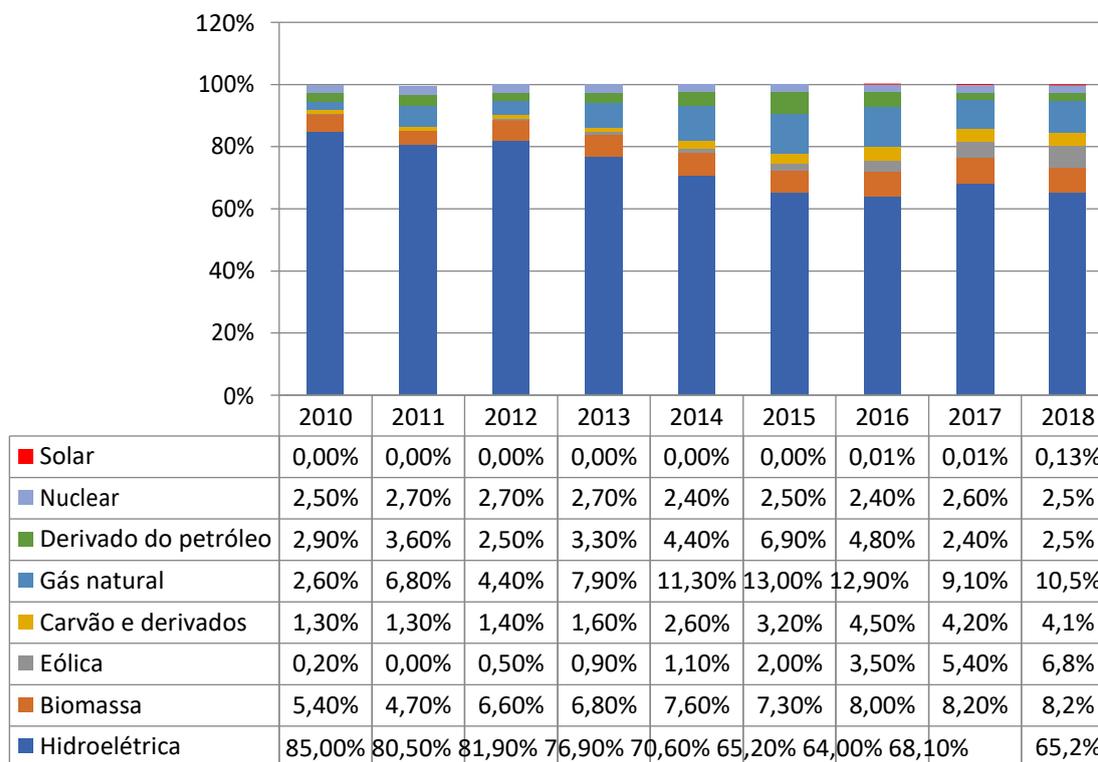
No Brasil, a geração hidroelétrica é a principal fonte de energia elétrica. A Figura 1 apresenta a distribuição da matriz elétrica no país apresentado pela ANEEL, referente aos dados de 2019. Ainda que pouco expressivo, nos últimos anos pode ser percebido um aumento de outras fontes na matriz energética do país (BEN, 2018), a Figura 2 mostra gráfico com BEN de 2010 a 2019, referentes aos anos de 2009 a 2018, neste não consta os dados de 2019.

Figura 1: Oferta de energia elétrica por fonte



Fonte: ANEEL (2020)

Figura 2: Oferta de energia elétrica nos últimos dez anos



Fonte: BEN (2010-2019)

O modelo predominante no sistema elétrico brasileiro é o centralizado, composto por grandes centrais de geração e extensas linhas de transmissão e distribuição. Ao longo de sua história, o país passou por diversas crises de abastecimento de energia, entre as causas atribuídas estão a carência de planejamento, o insuficiente investimento na área de geração e distribuição, o aumento da demanda, a redução de água nos reservatórios em períodos de estiagem entre outros (SILVA et al., 2018).

Em 2001, o déficit entre geração e consumo culminou no maior racionamento de energia do país. Isso expôs o risco de ter a matriz elétrica altamente dependente das usinas hidroelétricas e mostrou a necessidade de ampliação da participação de outras fontes de energia na matriz elétrica do país (SILVA et al., 2018).

O modelo oposto à geração centralizada ou tradicional é a Geração Distribuída (GD), onde a produção da energia elétrica ocorre na própria unidade consumidora ou conectada diretamente à rede de distribuição (TORRES, 2015). A GD se apresenta como uma alternativa de uso mais eficiente de recursos energéticos, com melhores

resultados econômicos, financeiros e ambientais (EPE, 2014). Entre as muitas vantagens da introdução da GD, pode-se citar a redução das perdas associadas ao transporte de energia, a maior diversificação da matriz energética, a possibilidade de escolha do recurso energético observando a disponibilidade local e o requerimento específico da carga, a melhoria na confiabilidade da rede elétrica, a redução de área ocupada pela usina de geração devido a possibilidade de uso de fachadas e cobertura dos empreendimentos, a possível vantagem econômica ao consumidor final, o alcance a áreas remotas e, entre outras, as vantagens políticas e sociais (RODRIGUES, 2002).

A Empresa de Pesquisa Energética (2017) aponta como fundamental a introdução da GD no planejamento energético nacional de longo prazo para aumentar a confiabilidade, melhorar a gestão de alocação de recursos, aumentar a eficiência energética sistêmica e aumentar a participação de energias renováveis na matriz.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2012) publicou a resolução normativa nº 482/2012, que estabelece condições gerais para microgeração e minigeração distribuída, permitindo ao consumidor gerar sua própria energia elétrica por fontes renováveis ou cogeração e transferir o excedente à rede de elétrica com um sistema de compensação. Esta resolução sofreu alterações em 2015 com a resolução normativa nº 687 e em 2017 com a resolução normativa 786 (ANEEL, 2017).

Dentre todas as fontes de Geração Distribuída, a solar representa 99,7% das unidades geradoras e é responsável por 88,4% da potência instalada de geração distribuída no Brasil (ANEEL, 2019). A Tabela 1 exibe a distribuição de energia conforme as fontes, no sistema para a geração distribuída.

O Rio Grande do Sul tem se destacado no mercado nacional de energia solar, estando em segundo lugar no país em potência instalada (ABSOLAR e ANEEL, 2019). A Figura 3 mostra o gráfico com a potência instalada em cada estado brasileiro. Nesse sentido, devido à representatividade do estado no mercado, torna-se importante entender a capacidade de geração de energia solar. Freitas et al. (2015) afirmam que quanto maior o conhecimento do potencial de uma região, mais fácil é criar políticas para evitar disparidade de oferta e demanda.

A literatura apresenta diversas metodologias para o levantamento da capacidade de geração, geralmente a escolha do método está relacionada com o tamanho da área a ser estudada, o grau de precisão desejado, os recursos disponíveis

entre outros. Rodriguez et al. (2017) afirmam que o mesmo modelo não pode ser aplicado a nível local, regional e continental.

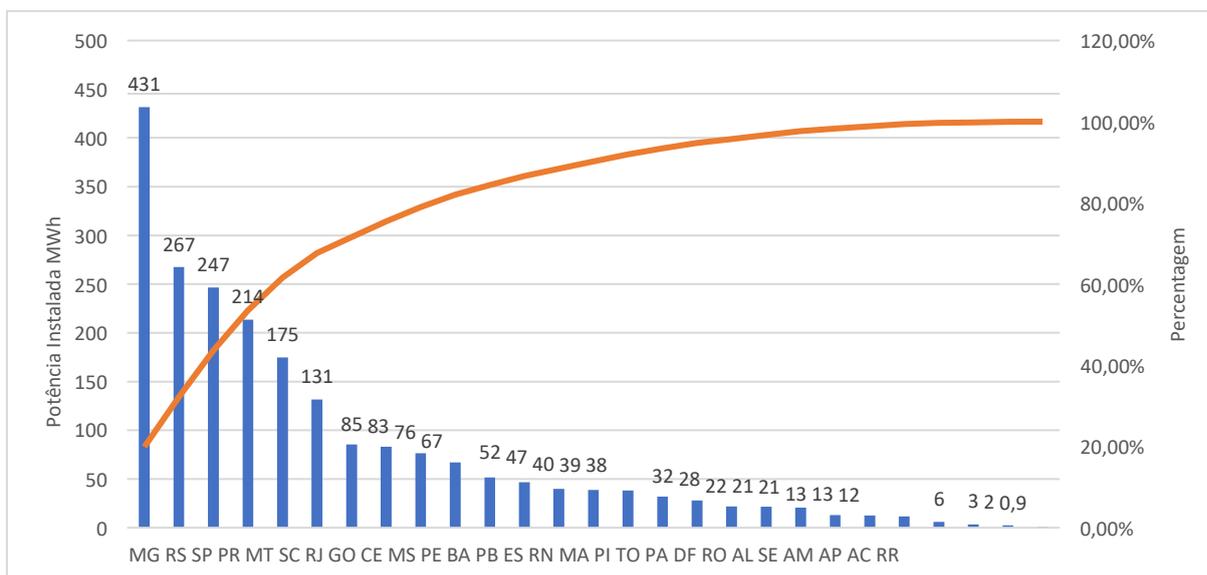
Tabela 1: Fontes de Energia na Geração Distribuída

Tipo	Quantidade	Quantidade de UC que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)	% Unidades	% Potência
CGH	100	8.472	96.682	0,06%	4,62%
EOL	60	104	10.361	0,04%	0,49%
UFV	166.551	209.463	1.925.502	99,78%	91,94%
UTE	211	4.525	61.754	0,13%	2,95%

Fonte: ANEEL (2020)

CGH: Central Geradora Hidrelétrica; EOL: Central Geradora Eólica; UFV: Central Geradora Solar Fotovoltaica; UTE: Usina Termelétrica

Figura 3: Ranking nacional de Potência instalada em Geração Distribuída Solar FV por UF



Fonte: ANEEL (2020)

1.1 OBJETIVO GERAL

Tendo em vista a relevância de conhecer a capacidade de geração de energia de uma região, o objetivo principal desta dissertação é estimar o potencial de geração distribuída fotovoltaica no município de Porto Alegre, considerando os mecanismos

legais e financeiros estabelecidos atualmente. Este resultado é importante para fornecer informações à tomada de decisão de gestores públicos.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Este estudo tem como objetivos específicos:

- Identificar os diferentes métodos existentes para estimativa do potencial de geração presentes na literatura;
- Ponderar sobre aspectos de probabilidade de efetivar instalações residenciais considerando a renda familiar;
- Aplicar redutores relativos à orientação e ocupação das coberturas de acordo com a tipologia dos telhados;
- Aplicar uma metodologia escolhida em regiões de bairros da cidade de Porto Alegre;
- Estimar o potencial de geração fotovoltaica.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

A estrutura do presente trabalho divide-se em cinco capítulos: Introdução, referencial teórico, procedimentos metodológicos, resultados e considerações finais.

No primeiro capítulo dessa dissertação é contextualizado o cenário de geração solar no Brasil.

No segundo capítulo são abordados os conceitos sobre produção de energia fotovoltaica e os métodos e ferramentas para o levantamento da capacidade de geração.

No terceiro capítulo é descrito a metodologia desse estudo. A pesquisa foi dividida em sete etapas: (i) Identificação na literatura de metodologias para determinar o potencial fotovoltaico em espaço urbano, (ii) Escolha da região para estudo, (iii) Levantamento da área dos telhados de uma porção de cada bairro escolhido, (iv) Verificação da irradiação solar, (v) Levantamento do número de edificações e classificação das tipologias de telhado em cada bairro; (vi) Análise qualitativa das sombras (vii) Cálculo da geração de energia elétrica.

No quarto capítulo são apresentados os resultados encontrados no estudo. Neste é exposto a capacidade de geração de energia solar de algumas regiões de bairros de Porto Alegre.

No quinto capítulo são expostas as considerações finais, apresentadas as limitações do trabalho e dificuldades da pesquisa e indicado sugestões para trabalhos futuros.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 ENERGIA SOLAR

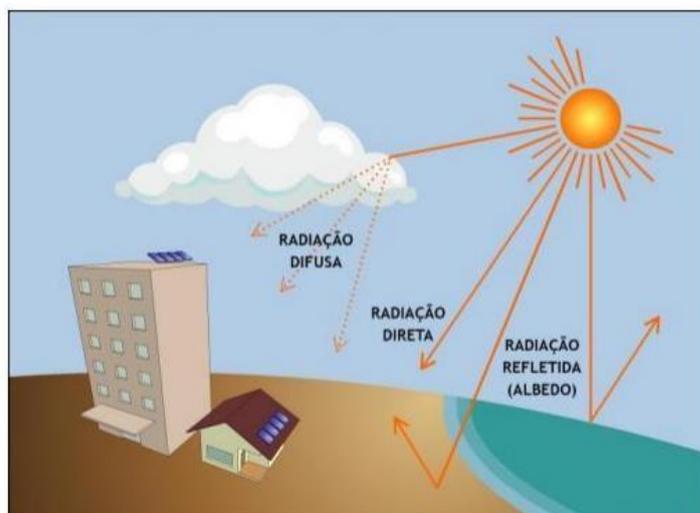
O Sol é a principal fonte de energia da Terra, ele é imprescindível para manutenção da vida no planeta, pois é responsável por fornecer luz e calor, além de influenciar nas estações do ano, correntes oceânicas, clima, cinturões de radiação e as auroras. Os cientistas estimam que o Sol esteja na sua meia vida e durará ainda 6,5 bilhões de anos (NASA, 2019).

A radiação solar incidente na atmosfera terrestre é relativamente constante, no entanto a radiação solar incidente na superfície da Terra depende de alguns fatores como a latitude do lugar, os efeitos atmosféricos (absorção e dispersão), variações locais na atmosfera (poluição, vapor de água, nuvens) e conforme a estação do ano, dia e a hora, pois está relacionado com a inclinação do eixo imaginário da Terra.

A radiação incidente na superfície da Terra pode ser dividida em duas componentes, direta e difusa. A componente direta é aquela proveniente diretamente do Sol, produzindo sombras nítidas. A componente difusa ocorre devido os raios solares sofrerem espalhamento e reflexões na atmosfera terrestre. Mesmo em um dia com céu totalmente limpo, pelo menos 20% da irradiância solar é difusa, já em um dia de céu nublado 100% da irradiância é difusa. A irradiância global em um plano inclinado (G_T), dada na Equação 2.1, leva em conta a irradiância direta (G_B), irradiância difusa (G_D) e irradiância de albedo (G_R). A irradiância de albedo ocorre quando a superfície estiver inclinada com relação à horizontal (PINHO E GALDINO, 2014). A Figura 4 apresenta as três componentes da irradiância.

$$G_T = G_B + G_D + G_R \quad (2.1)$$

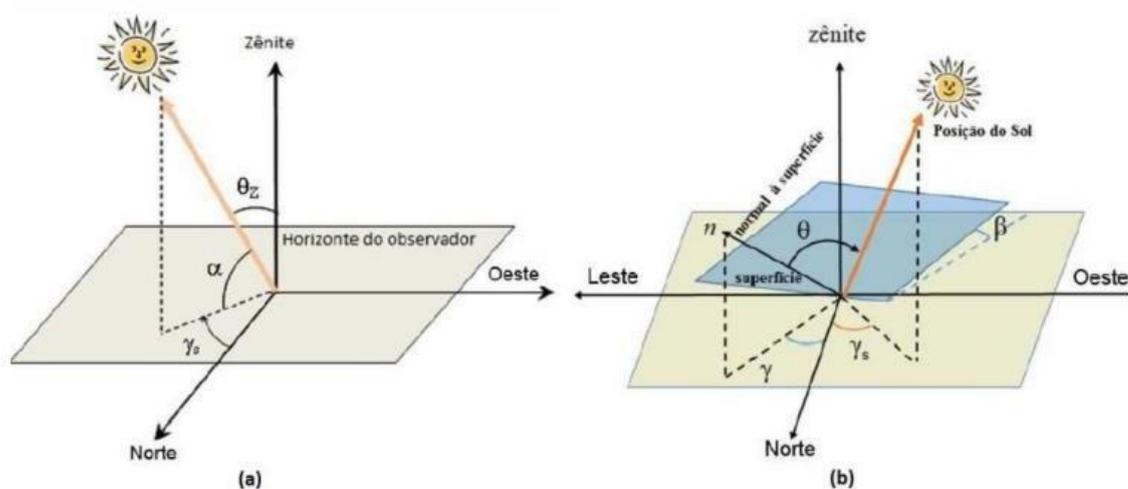
Figura 4:Componentes da radiação solar



Fonte: Viana (2010)

As relações geométricas entre os raios solares variam de acordo com o movimento aparente do sol e a superfície terrestre. A Figura 5 apresenta a ilustração dos raios solares com relação ao plano horizontal e com relação a uma superfície inclinada (PINHO E GALDINO, 2014).

Figura 5: (a) Ilustração para os ângulos da posição do Sol com relação a uma superfície do plano horizontal; (b) Ilustração para os ângulos da posição do Sol com relação a uma superfície inclinada no mesmo plano horizontal



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

São representados na ilustração os seguintes ângulos:

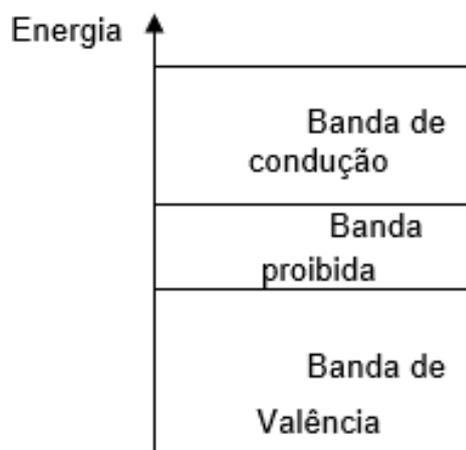
- Ângulo Zenital (θ_z): ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local (zênite);
- Altura ou Elevação Solar (α): ângulo entre os raios do Sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal (horizonte);
- Ângulo Azimutal do Sol (γ_s): é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção norte-sul (horizonte). O norte geográfico é a referência (0°) e, por convenção, positivo quando a projeção se encontrar a leste e negativo quando a oeste. ($-180^\circ < \gamma_s < +180^\circ$);
- Inclinação da superfície de captação (β): ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal [$0^\circ, 90^\circ$];
- Ângulo de incidência (θ): ângulo formado entre os raios do sol e a normal à superfície de captação;
- Ângulo Horário do Sol ou Hora Angular (ω): deslocamento angular Leste-Oeste do meridiano do Sol, a partir do meridiano local, e devido ao movimento de rotação da Terra.

2.2 EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico foi observado em 1839, pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel, que observou surgir uma diferença de potencial em eletrodos emergidos em uma solução ácida quando essa era iluminada. Em 1876 W. G. Adams e R. E. Day observaram o mesmo efeito em dispositivo sólido de Selênio (PINHO e GALDINO, 2014).

O efeito fotovoltaico ocorre com a incidência de luz na região de junção de dois materiais semicondutores com propriedades elétricas diferentes. Quando a energia de um fóton é maior ou igual à energia da banda proibida, o fóton é absorvido pelo material e excita um elétron para a banda de condução (PV CDroom, 2019). A Figura 6 mostra a representação dos níveis em um semicondutor.

Figura 6: Representação dos níveis em um semicondutor

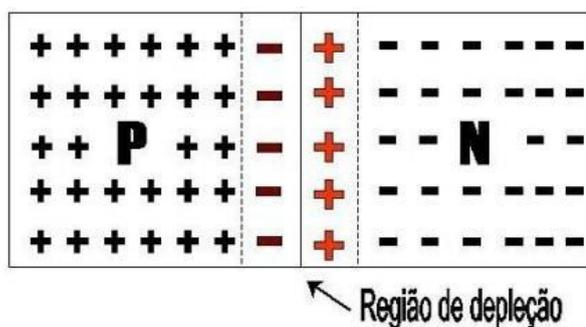


Fonte: Bühler (2007)

A geração fotovoltaica faz uso de semicondutores para converter a energia luminosa em eletricidade. O principal semicondutor utilizado na produção das células fotovoltaica é o silício (PINHO e GALDINO, 2014).

A dopagem aumenta a condutividade do material, por exemplo, uma amostra de silício puro dopado com átomos pentavalentes de um lado e átomos trivalentes do outro, forma a chamada junção PN. Como de um lado há excesso de elétrons e do outro excesso de lacunas ocorre a migração de elétrons do lado N para o lado P e conseqüentemente um aumento de lacunas do lado N. Essa migração gera uma região com acúmulo de cargas chamada de região de depleção. A Figura 7 mostra a representação da junção.

Figura 7: Representação da junção PN



Fonte: Bühler (2007)

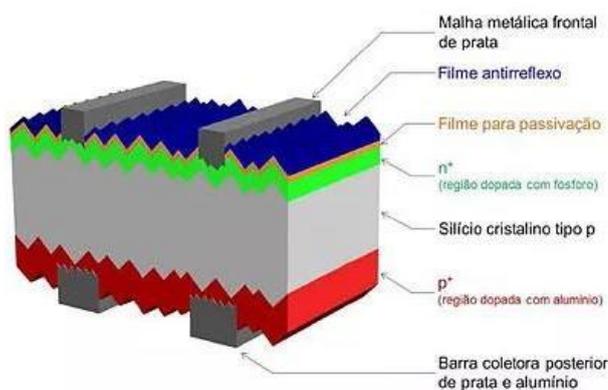
Devido ao campo elétrico gerado na região de depleção não há diferença de potencial entre o lado P e o N, entretanto se a junção for exposta a luz haverá a geração de pares elétrons-lacuna, dando origem a uma corrente na junção. Passará a circular uma corrente elétrica se as superfícies das regiões P e N forem conectadas por um condutor (BÜHLER, 2007).

2.3 CELULA FOTOVOLTAICA

A célula fotovoltaica é um dispositivo fabricado com material semicondutor, responsável pela conversão da energia solar em energia elétrica (efeito fotovoltaico).

Uma célula é formada por uma junção PN, o contato elétrico frontal e traseiro (malha metálica de prata e barra coletora de prata e alumínio) e filme para a passivação, para reduzir a recombinação dos portadores de carga minoritários na superfície frontal (PINHO E GALDINO; 2014). A estrutura de uma célula fotovoltaica de silício cristalino está representada na Figura 8.

Figura 8: Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino



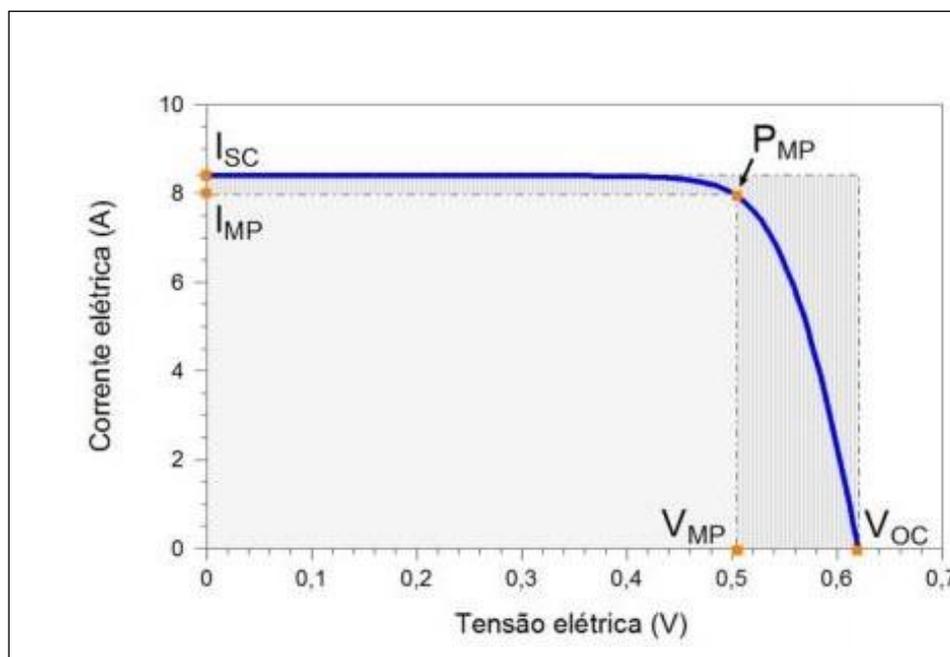
Fonte: Pinho e Galdino (2014)

2.4 CURVA I-V

A curva I-V (tensão x corrente) ou curva característica pode ser obtida pela simplificação da equação do diodo ideal. A Figura 9 apresenta a curva I-V de uma célula fotovoltaica de Si de 156 mm x 156 mm sob condições-padrão de ensaio. A

curva apresenta três pontos principais, a corrente elétrica de curto-circuito (I_{sc}), a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e o ponto de máxima potência ou de pico (P_{mp}) (Pinho e Galdino, 2014).

Figura 9: Curva I-V



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

2.5 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Rodrigues (2002) descreve a GD como sistemas flexíveis, de menor complexidade do que a geração centralizada, geralmente ao nível da baixa tensão em sistemas de pequeno porte, com objetivo de atender consumidores residenciais e comerciais, que investem em equipamentos para gerar sua própria energia. O autor também apresenta diversas vantagens, tanto ao consumidor quanto ao setor elétrico e à sociedade em geral. Os benefícios apontados podem ser o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, a redução no carregamento das redes, a melhoria da confiabilidade e qualidade, a redução de perdas pelo transporte de energia, o aumento do mix na geração, a redução de impactos ambientais, os fatores de classe econômica entre outros (RODRIGUES, 2002; ANEEL, 2018).

Nos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede (SFCR) a energia produzida é transferida para rede local, caso não seja consumida diretamente pela carga, não necessitando assim de um sistema armazenamento (PINHO E GALDINO; 2014).

A ANEEL (2012) publicou a regulamentação geração distribuída por meio da Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 e alterados nas REN nº 687/2015 e REN nº 786/2017, que apresenta as seguintes definições:

- 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 5 MW 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;
- 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.

2.6 METODOLOGIAS PARA LEVANTAMENTO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Diversos métodos para estimar a capacidade de geração de energia fotovoltaica são apresentados na literatura, um fator importante para escolha do método mais adequado é a escala, pois um mesmo modelo não pode ser aplicado à nível local regional e continental (RODRIGUEZ et al., 2017; LANGE, 2012).

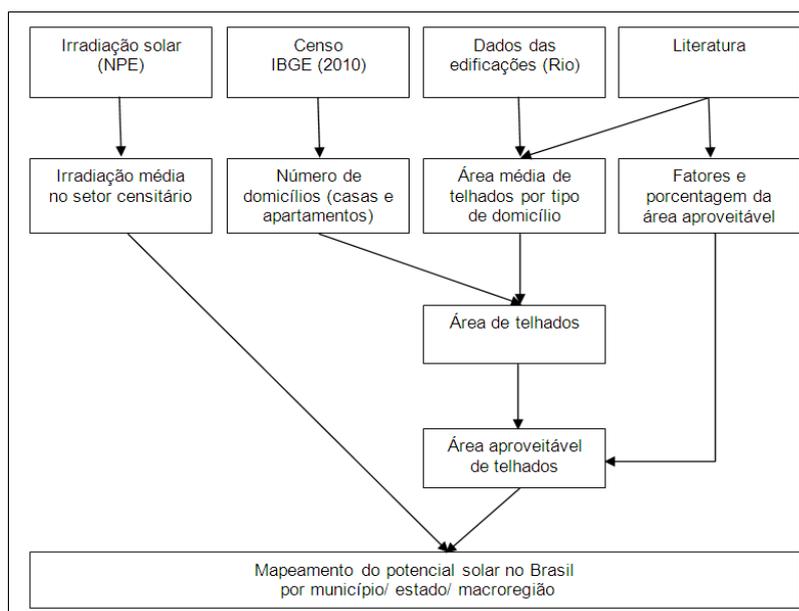
Neste sentido Lange (2012) classifica os métodos como local, regional e nacional/continental. A Tabela 2 apresenta referências de metodologias para levantamento da capacidade de geração de energia fotovoltaica em espaço urbano classificadas em escala local, regional, nacional e continental.

Tabela 2: Referencial de Metodologias de levantamento de capacidade de geração FV

Autor	Ano	Local	Escala
IEA - International Energy Agency	2001	23 IEA países	Continental
Chaudhari et al.	2004	EUA	Nacional
Frantzis et al.	2007	EUA	
Ladner e O'Neill	2009	Porto Rico	
Vardimon	2011	Israel	
Lange	2012	Brasil	
Rodríguez et al.	2017	Condado de Ludwigsburg Alemanha	Regional
Zhang et al.	2009	Newark, Delaware	Local
Ordonez et al.	2010	Andalusia, Espanha	
Torres R.	2015	Porto Alegre, Brasil	

Lange (2012) propôs uma metodologia de mapeamento da área potencial de telhados de edificações residenciais abrangendo todo o Brasil. Para construção da metodologia o autor considerou três aspectos, os dados de irradiação solar no país, a área de telhados existentes e fatores que podem afetar o uso dos espaços (áreas sombreadas e edifícios em que não seja possíveis instalações, tais como igrejas e patrimônios culturais). A Figura 10 apresenta o conceito geral da metodologia.

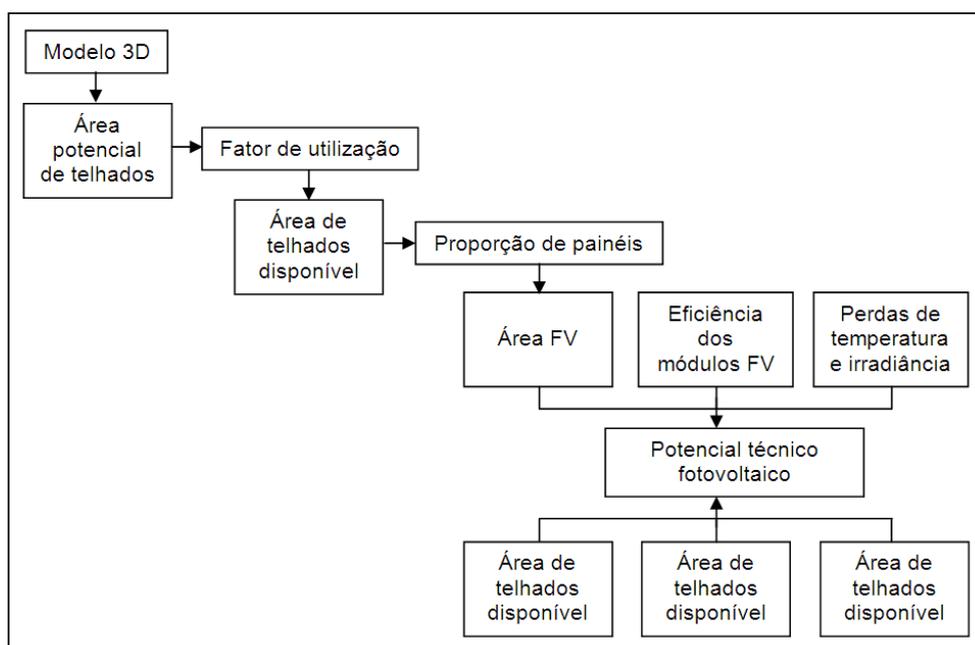
Figura 10: Metodologia Lange (2012)



Fonte: Adaptado Lange (2012)

Rodríguez et al. (2017) utilizaram modelos 3D combinados com simulação para estimar o potencial fotovoltaico do Condado de Ludwigsburg no sudoeste da Alemanha. Os pesquisadores criaram o modelo da região, para esta área foi aplicado um fator de utilização para encontrar a área de telhados disponível. O resultado apresentado é o potencial técnico e econômico, considerando dois cenários diferentes de eficiência fotovoltaica. A Figura 11 mostra a metodologia elaborada pelos autores.

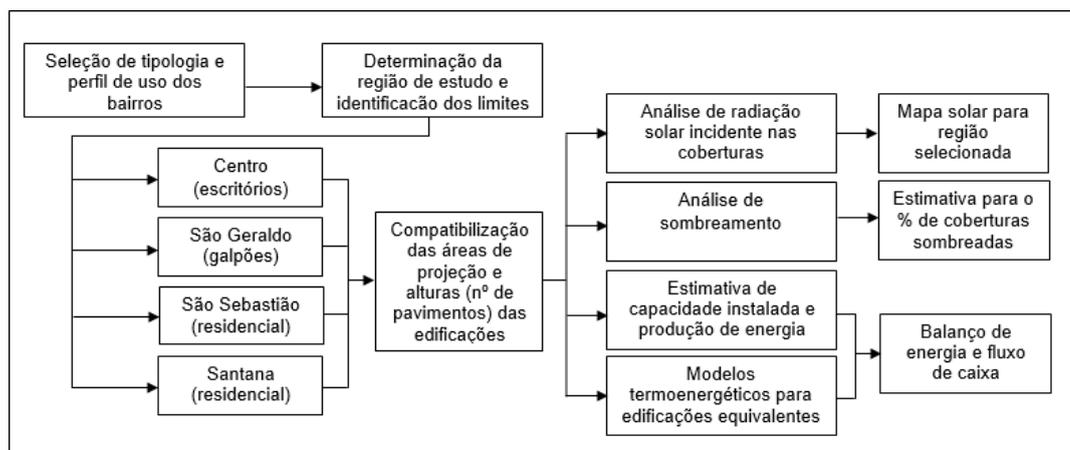
Figura 11: Metodologia Rodríguez et al. (2017)



Fonte: Adaptado Rodríguez et al. (2017)

Torres (2015) elaborou metodologia que utiliza ferramentas computacionais e aplicou o método em quatro regiões da cidade de Porto Alegre, no sul do Brasil. O autor primeiramente selecionou bairros dentro da cidade que atendiam premissas pré-definidas por ele, foram considerados os espaços residenciais, comerciais e industriais. Posteriormente o autor desenvolveu mapas geométricos 3D das edificações, analisou os efeitos do sombreamento, estimou a radiação solar incidente sobre a superfície dos telhados considerados, estimou a produção de energia fotovoltaica para diferentes perfis de edificações e realizou o balanço energético global anual para cada tipo de edificação estudada. Com os resultados obtidos o autor elaborou a montagem de mapas solares das regiões. O autor ainda apresenta análise financeira dos investimentos. A Figura 12 apresenta a metodologia considerada.

Figura 12: Metodologia Torres (2015)



Fonte: Adaptado Torres (2015)

Pode-se observar nas metodologias apresentadas uma sequência de etapas. Os autores primeiramente realizam a estimativa da área dos telhados, identificam a irradiação solar no local, definem um fator de utilização e posteriormente calculam o potencial de geração de energia fotovoltaica.

Nos tópicos seguintes, os principais métodos de cada etapa existentes serão apresentados.

2.6.1 Área dos telhados

Melius et al. (2013) classificam os métodos em (i) Método do valor constante, (ii) Seleção manual e (iii) Sistema de Informação Geográfica (SIG):

(i) Método do valor constante - Oferece um ponto de partida. Nele se estima uma configuração típica dos telhados e um multiplicador que pode ser aplicado a uma região inteira. Se baseia em suposições para as proporções dos dados considerados (quantidade de telhados inclinados, número de edifícios com orientações desejáveis, quantidade de espaço obstruído pelos componentes do prédio, sombras etc). Esse método pode também estimar o espaço disponível com base na densidade populacional de uma região.

(ii) Método da seleção manual - A seleção da área dos telhados é feita através de análise manual de fotos aéreas e inspeção visual de sombreamento. O método apresenta resultados precisos, mas demanda trabalho manual intensivo tornando difícil sua aplicação em grandes regiões.

(iii) Sistema de Informação Geográfica (SIG) - Utilizado principalmente com modelos 3D para determinar a área de cobertura disponível de uma região, identificar obstruções ou avaliar os efeitos de sombra nos edifícios.

A Tabela 3 apresenta alguns estudos com metodologias para o levantamento da área de telhados construídos.

Tabela 3: Metodologias de estimativa de área das coberturas das edificações

Metodologia	autor/local/ano
(i) Método do valor constante	Denholm e Margolis/2008; Lange (Brasil/ 2012)
(ii) Método da seleção manual	Ordonez et al./ Espanha/ 2010; Bergamasco e Asinari/ Italia/ 2011; Rampinelli e Scardueli/ Brasil/ 2016
(iii) Sistema de Informação Geográfica (SIG)	Chaudhari, / EUA / 2004; Torres (Brasil/ 2015); Rodriguez et al. (Alemanha/2017) Srecković et al./ 2016

Lange (2012) definiu por meio de dados das edificações a área média de telhado por domicílio e multiplicou pelo número de domicílios encontrado nos dados do censo demográfico do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Os valores encontrados foram agregados por municípios e estados para ter os valores referentes a todo país.

Rodriguez et al. (2015) utilizaram para a modelagem 3D o *software* CityGML com base em dados oficiais e fotografias aéreas. A modelagem apresenta a área total das 157.724 edificações consideradas.

Torres (2015) utilizou dados de três diferentes fontes para estimar a área dos telhados nas regiões estudadas. Dados de área de arquivo de Autocad, imagens do Google Earth Pro e dados de elevação da imagem do Google Maps. Estes dados foram utilizados para modelagem 3D no *software* para as simulações Autodesk Versari.

2.6.2 Irradiação solar

Para regiões extensas existem dois métodos para o levantamento dos recursos de energia solar: o primeiro é a utilização de uma rede de radiômetros em conjunto com técnicas de interpolação dos dados coletados. Já o segundo é o uso de modelos

computacionais usando relações empíricas ou da solução da equação de transferência radiativa na atmosfera (PEREIRA et al.; 2006).

Lange (2012) utilizou para estimar a irradiação solar dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar realizado sob coordenação do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

Torres (2015) realizou simulações com dados de irradiância contidos nos arquivos climáticos disponibilizado pelo Autodesk Green Building Studio, provenientes de estações meteorológicas virtuais. O autor utiliza o *software* EnergyPlus para as simulações.

Embora existam diversos estudos desenvolvendo *softwares* e algoritmos para avaliação da irradiação solar, os modelos 3D ainda não foram disponibilizados em domínio público em ampla escala (RODRÍGUEZ et al., 2017)

2.6.3 Fator de utilização dos telhados e fator de redução do potencial FV

O fator de utilização dos telhados e o fator de redução do potencial fotovoltaico são apresentados na literatura de duas formas, sendo a primeira quando os autores estipulam um valor para os fatores e a segunda forma quando especificam os critérios utilizados para a sua determinação. Os critérios encontrados na literatura são apresentados abaixo. As Tabelas 4 e 5 mostram respectivamente fatores de redução para área dos telhados e fatores de redução do potencial FV.

Principais fatores de redução da área dos telhados:

Restrições de construção: referem-se ao espaço já ocupado por elementos localizados no telhado, como elevadores, chaminés, escadas, tanques de água etc.

- Edifícios protegidos: este coeficiente pode ser aplicado a edifícios onde, por algum motivo, nenhuma instalação pode ser construída, devido às considerações históricas, por exemplo.
- Efeitos de sombreamento: considera o sombreamento produzido pelo próprio telhado ou por outros edifícios.
- Perda de orientação: considera a quantidade relativa da radiação solar que atinge a superfície devido seu azimute.
- Separação dos painéis FV: refere-se a distância pra evitar sombreamento recíproco.

- Relação de painéis FV: relação entre a área disponível e a área dos painéis.
- Área de serviço: espaço necessário para manutenção e acesso.

Principais fatores de redução do potencial FV:

- Eficiência dos módulos FV: refere-se à eficiência dos módulos FV dependendo da tecnologia usada.
- Perdas de temperatura e irradiância: trata-se da perda de eficiência por condições climáticas.
- Perdas por orientação: aborda as perdas devido o ângulo de incidência dos raios do sol.

Tabela 4: Fatores de redução da área dos telhados

Fatores	Autores
Restrições de construção	Bergamasco e Asinari (2011); Karteris et al. (2013); Melius et al. (2013); Rodriguez (2013); Mainzer et al., (2014); Byrne et al. (2015); Rodriguez et al. (2017)
Efeitos de sombreamento	Izquierdo et al. (2008); Wiginton et al. (2010); Bergamasco e Asinari (2011); Rodriguez (2013); Byrne et al. (2015); Rodriguez et al. (2017)
Separação dos painéis FV	Luque e Hegedus (2011)
Área de serviço	Byrne et al., 2015

Tabela 5: Fatores de redução do potencial FV

Fatores de redução do potencial FV	
Eficiência dos módulos FV	Green et al. (2017)
Perdas de temperatura e irradiância	Bergamasco e Asinari (2011)
Perdas por orientação	Bergamasco e Asinari (2011); Li et al. (2015)

Lange (2012) propôs 4 cenários e considera 2 fatores de utilização, com base em pesquisas bibliográficas. O autor usou para compor os cenários os valores de 0,9 e 0,3 e os chamou respectivamente de otimista e conservador.

Torres (2015) analisou os efeitos do sombreamento por meio de *software* de simulação e utilizou estes dados para a construção dos mapas solares das regiões analisadas. O autor apresentou fator de utilização dos telhados 0,4 e 0,7.

2.6.4 Estimativa da capacidade de produção FV

A estimativa de geração de energia elétrica pode ser realizada utilizando métodos analíticos ou numéricos (RAMPINELLI E SCARDUELI 2016).

Torres (2015) faz sua estimativa de potencial FV utilizando dados de verificação de eficiência energética do INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia), o autor utiliza dados de 50 modelos e 14 marcas para chegar a um valor médio de potência normalizada. Torres compara a capacidade de produção com o potencial de energia elétrica, encontrado por meio de simulações com o *software* Energy Plus.

Rampinelli e Scardueli (2016) utilizam para as simulações no RETScreen Software Suite. O *software* apresenta uma biblioteca com diversas tecnologias e modelos de módulos e oferece a possibilidade de entrada de dados para os inversores, além da configuração de inclinação dos módulos.

Rodriguez (2017) utiliza *software* SimStadt para as simulações. É necessário como entrada no *software* arquivo CityGML da região, e apresenta como saída a irradiância, área da cobertura, e rendimento anual de energia para cada edificação, além de apresentar dados 3D com os locais mais adequados para a instalação FV.

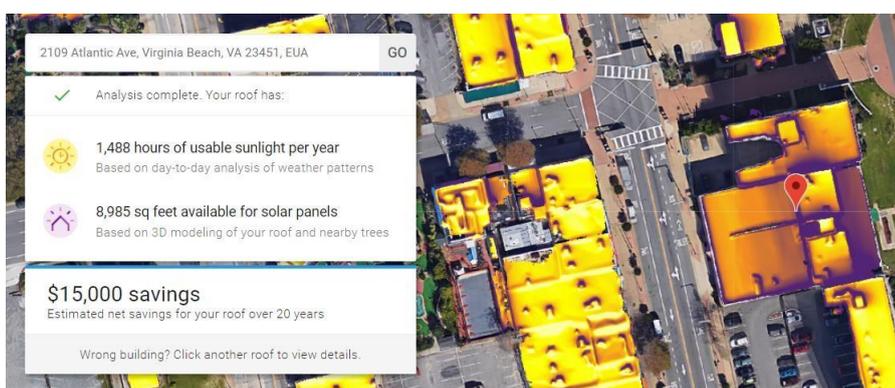
2.6.5 Estimativa da capacidade de produção FV on line

Algumas ferramentas *on line* para a estimativa do potencial de geração de energia solar têm sido desenvolvidas nos últimos anos. Essas ferramentas abertas ao usuário buscam orientar quanto a viabilidade de projetos de instalação solar em suas residências, comércio etc.

Uma dessas iniciativas é o Project Sunroof do Google, que está em fase de teste em algumas regiões dos Estados Unidos, e promete ser estendido a todo o país. No site é possível gerar para o endereço informado um relatório com a estimativa de radiação solar que atinge o telhado anualmente e a quantidade de painéis devem ser instalados. Se informado o gasto médio da conta de energia elétrica mensal o relatório

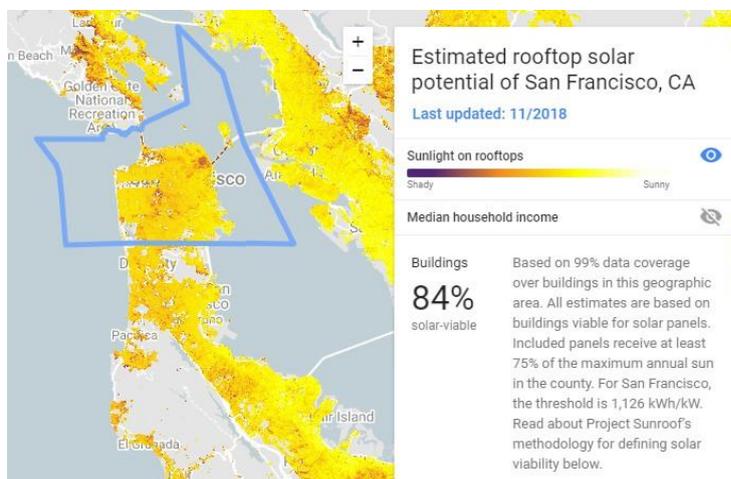
também vai mostrar a previsão de economia ao longo de 20 anos, a estimativa de *payback* e o potencial impacto ambiental. A Figura 13 mostra o mapa solar gerado no site e as informações apresentadas no relatório.

Figura 13: Mapa solar Project Sunroof do Google



Outra funcionalidade do Google Project Sunroof é aplicada a uma área. A pesquisa pode ser feita relativa à uma região, cidade ou estado. Para área consultada o site apresenta qual o percentual e a quantidade de telhados viáveis para instalação solar, as instalações solares existentes, a estimativa da capacidade de geração e o impacto ambiental se todas as instalações solares viáveis fossem implementadas. Na metodologia utilizada são considerados viáveis as coberturas que os painéis recebem no mínimo 75% da irradiação máxima anual da região. A Figura 14 mostra a busca em São Francisco no estado da Califórnia.

Figura 14: Mapa solar de São Francisco - Project Sunroof do Google



Diversas ferramentas de simulação para o dimensionamento de sistema fotovoltaico são disponibilizadas online, muitas destas com finalidade comercial disponível pela própria empresa fornecedora. A Tabela 6 apresenta alguns sites de simulação.

Tabela 6: Simuladores online para o dimensionamento de sistemas FV

Simulador	URL
Portal Solar	https://www.portalsolar.com.br/calculo-solar
América do Sol	http://americadosol.org/simulador/
Centrium Energy	https://www.aldo.com.br/CotacaoExpress/SimuladorSolar.aspx
BlueSol	https://bluesol.com.br/simulador-solar-resultado/
Payback Solar	https://play.google.com/store/apps/details?id=net.weg.paybacksolar&hl=pt_BR

2.7 EFEITOS DO SOMBREAMENTO

Bloqueios na radiação solar direta podem gerar perdas significativas na produção de energia FV, principalmente nas instalações em espaço urbano, onde há maior quantidade de elementos, tais como vegetação e construções próximas (RUSCHEL E KRENZINGER, 2017).

Chepp (2018) propõe e aplica uma metodologia para análise de perdas por sombreamento em instalações FV. No trabalho a autora apresenta o impacto do sombreamento conforme o posicionamento do painel (retrato ou paisagem) e o tipo de sombra.

2.8 EFEITOS DO ÂNGULO DE INCLINAÇÃO

No hemisfério sul, do ponto de vista geométrico a melhor orientação de instalação de sistemas fotovoltaicos é voltada para o norte geográfico e com a inclinação igual da latitude local. Modificações na orientação e ângulo de inclinação podem ter impactos pequenos na produção anual, tornando-se pouco significativos, mas efeitos de nebulosidade podem fazer com que o ângulo de inclinação ideal seja menor (GASPARIN E KRENZINGER, 2017).

Gasparin e Krenzinger (2017) realizam um estudo em dez cidades brasileiras analisando o desempenho de um sistema fotovoltaico em diferentes orientações do painel. Os autores afirmam que para uma faixa relativamente ampla de orientações e inclinações a variação da produção anual difere em 1% se comparado a instalação na posição de referência. A Figura 15 apresenta os resultados para a cidade de Santa

Maria, pode-se perceber com os resultados que para uma ampla de configurações as perdas são inferiores a 5%.

Figura 15: Energia anual para diversas configurações em Santa Maria – RS

azimute (°)	Sul					Oeste					Norte					Leste				
	180	225	270	290	310	320	330	340	350	0	10	20	30	40	50	70	90	135		
0	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92		
5	0.89	0.90	0.92	0.93	0.94	0.94	0.94	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.94	0.94	0.94	0.93	0.92	0.90		
10	0.86	0.88	0.92	0.94	0.95	0.96	0.96	0.97	0.97	0.97	0.97	0.96	0.96	0.95	0.93	0.91	0.87			
15	0.82	0.85	0.91	0.94	0.96	0.97	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.98	0.97	0.96	0.93	0.90	0.84			
20	0.77	0.81	0.90	0.94	0.97	0.98	0.99	0.99	1.00	1.00	0.99	0.98	0.97	0.96	0.93	0.89	0.81			
25	0.72	0.78	0.88	0.93	0.96	0.98	0.99	1.00	1.00	1.00	0.99	0.98	0.97	0.96	0.92	0.87	0.77			
30	0.67	0.74	0.87	0.92	0.96	0.97	0.99	0.99	1.00	1.00	0.99	0.98	0.97	0.95	0.91	0.86	0.73			
35	0.62	0.70	0.85	0.90	0.95	0.96	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.98	0.97	0.95	0.94	0.89	0.83	0.69		
40	0.57	0.66	0.82	0.88	0.93	0.95	0.96	0.97	0.98	0.98	0.97	0.97	0.96	0.94	0.92	0.87	0.81	0.65		
50	0.48	0.58	0.77	0.84	0.89	0.91	0.92	0.93	0.93	0.93	0.93	0.92	0.91	0.89	0.88	0.82	0.76	0.58		
60	0.40	0.51	0.71	0.78	0.83	0.84	0.86	0.86	0.87	0.87	0.86	0.86	0.85	0.83	0.82	0.77	0.70	0.51		
70	0.32	0.45	0.65	0.71	0.75	0.77	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.77	0.77	0.76	0.74	0.70	0.64		
80	0.27	0.40	0.58	0.64	0.67	0.68	0.68	0.68	0.68	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.66	0.63	0.57	0.39		
90	0.24	0.35	0.52	0.56	0.58	0.58	0.58	0.57	0.56	0.56	0.56	0.56	0.57	0.57	0.55	0.50	0.35			

Fonte: Gasparin e Krenzinger, 2017

Em 2018, a Secretaria de Minas e Energia do Rio Grande do Sul apresentam o Atlas Solar do Rio Grande do Sul, elaborado em parceria com empresas do setor e universidades. A Figura 16 mostra os resultados de diversas configurações para a cidade de Porto Alegre.

Figura 96: Energia anual para diversas configurações em Porto Alegre – RS

Ângulo de inclinação do painel (°)	90	21	24	29	34	40	45	49	53	55	56	55	55	55	54	52	49	45	40	35	29	25	21	19	
	85	23	27	32	38	44	49	54	58	60	61	61	61	61	59	57	53	49	44	38	33	28	23	21	
	80	25	30	35	41	47	59	58	62	65	67	67	67	67	66	64	61	57	53	47	42	36	30	26	24
	75	28	33	39	45	51	57	62	66	69	72	72	72	71	69	66	62	57	51	45	39	34	29	26	
	70	32	36	42	48	55	61	66	71	74	76	77	77	77	76	73	70	65	60	55	49	43	37	32	30
	65	36	40	46	52	58	64	70	74	78	81	82	82	82	80	78	74	70	64	58	52	46	41	36	35
	60	40	44	49	56	62	68	73	78	82	85	86	86	86	84	81	78	73	68	62	56	50	45	41	39
	55	45	48	53	60	65	71	77	81	85	88	90	90	89	88	85	81	76	71	65	60	50	49	45	44
	50	49	52	57	63	69	75	80	85	88	91	93	93	92	89	88	84	80	75	69	63	50	53	50	49
	45	54	56	61	67	73	78	83	87	91	94	94	95	95	92	90	87	83	78	72	67	62	57	54	53
	40	58	61	65	70	76	81	85	90	93	96	97	97	97	95	93	89	85	81	76	76	66	62	59	58
	35	63	66	70	74	79	83	88	92	95	97	98	99	98	97	94	91	87	83	79	74	70	66	64	63
	30	69	71	74	78	82	86	90	93	96	98	99	99	99	98	96	93	90	86	82	78	74	71	69	68
	25	74	75	78	81	84	88	91	94	97	99	99	99	99	98	97	94	91	88	84	81	78	76	74	73
	20	79	80	82	84	87	90	92	95	97	98	99	99	99	98	97	95	92	90	87	84	82	80	79	79
	15	83	84	85	87	90	92	95	97	98	99	99	99	99	98	98	97	95	92	90	87	85	84	83	83
	10	87	87	88	90	91	92	94	95	96	97	97	98	97	97	96	95	92	92	91	90	88	87	87	87
5	90	91	91	92	92	93	94	94	95	95	96	96	96	95	95	94	94	93	92	92	91	91	91	90	
0	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	
	195	210	225	240	255	270	285	300	315	330	345	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	
	Orientação do painel - azimute (°)																								

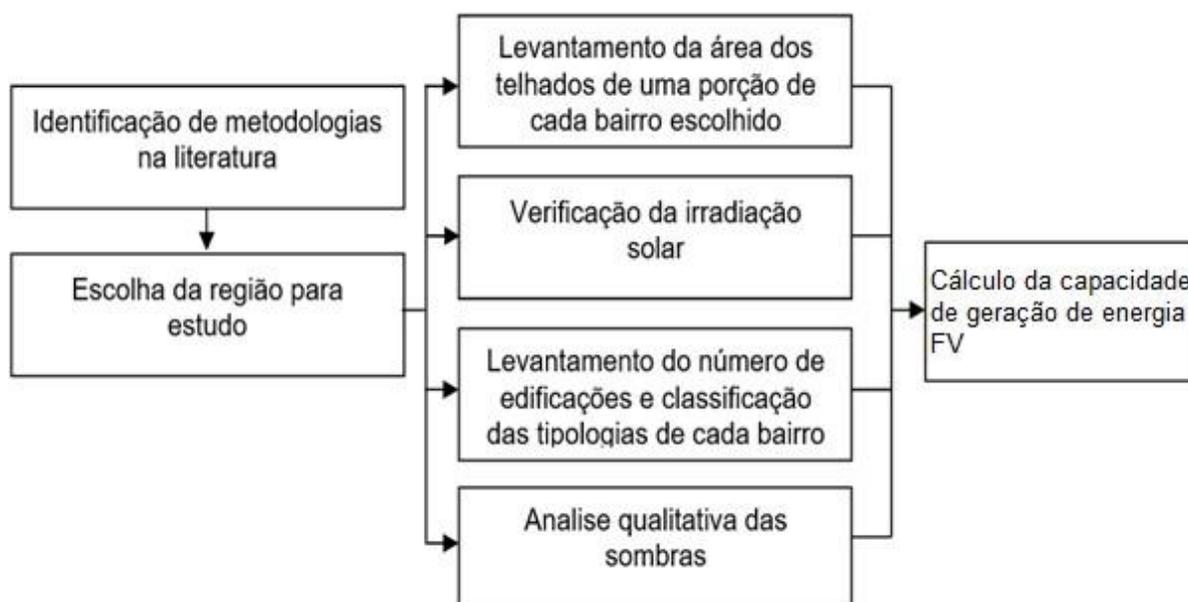
Fonte: Secretaria de Minas e Energia do Rio Grande do Sul, 2018. Adaptado.

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Este estudo pode ser classificado como de natureza aplicada, devido a característica prática, buscando soluções para questões concretas e como de abordagem quantitativa e qualitativa (GERHARDT e SILVEIRA, 2009).

A pesquisa foi realizada em sete etapas: (i) Identificação na literatura de metodologias para determinar o potencial fotovoltaico em espaço urbano; (ii) Escolha da região para estudo; (iii) Levantamento da área dos telhados da área amostral de cada bairro escolhido; (iv) Verificação da irradiação solar (v) Levantamento do número de edificações e classificação das tipologias de cada bairro; (vi) Análise qualitativa das sombras (vii) Cálculo da geração de energia elétrica. A Figura 17 apresenta as etapas da metodologia.

Figura 17: Etapas da pesquisa



3.1 ETAPA 1: IDENTIFICAÇÃO NA LITERATURA DE METODOLOGIAS PARA DETERMINAR O POTENCIAL FOTOVOLTAICO EM ESPAÇO URBANO

A metodologia de estudo da literatura foi a revisão narrativa, na qual não há critérios explícitos e sistemáticos para a busca. O objetivo da revisão foi encontrar os principais métodos mais usados para determinar o potencial fotovoltaico em espaço

urbano. Os artigos foram coletados do site Science Direct e limitado para os dez últimos anos.

3.2 ETAPA 2: ESCOLHA DA REGIÃO PARA ESTUDO

A cidade escolhida para o estudo foi Porto Alegre, capital do Rio Grande do Sul. A cidade possui área aproximada de 495 mil km² e uma população estimada em 1.479.101 (IBGE, 2018). A maior parte do consumo de energia elétrica é por parte dos setores residenciais e comerciais. Juntos, esses dois setores representam aproximadamente 60% do consumo da cidade, sendo o restante o setor industrial e outros (TORRES, 2015).

Foram escolhidos 30 bairros de Porto Alegre, tendo como critério para seleção a renda média da família. Carvalho (2017) afirma que famílias com renda superior a 10 salários mínimos tendem a ter maior ganho com a instalação, pois geralmente apresentam consumo de energia maior que o grupo com salários inferiores, sendo assim mais beneficiadas com o investimento. Além disto, pelo sistema atualmente vigente, são os proprietários responsáveis pela aquisição do sistema, e estas famílias de maior renda encontram maior facilidade de prover os recursos necessários, tanto por meio de recursos próprios ou por uma instituição de crédito.

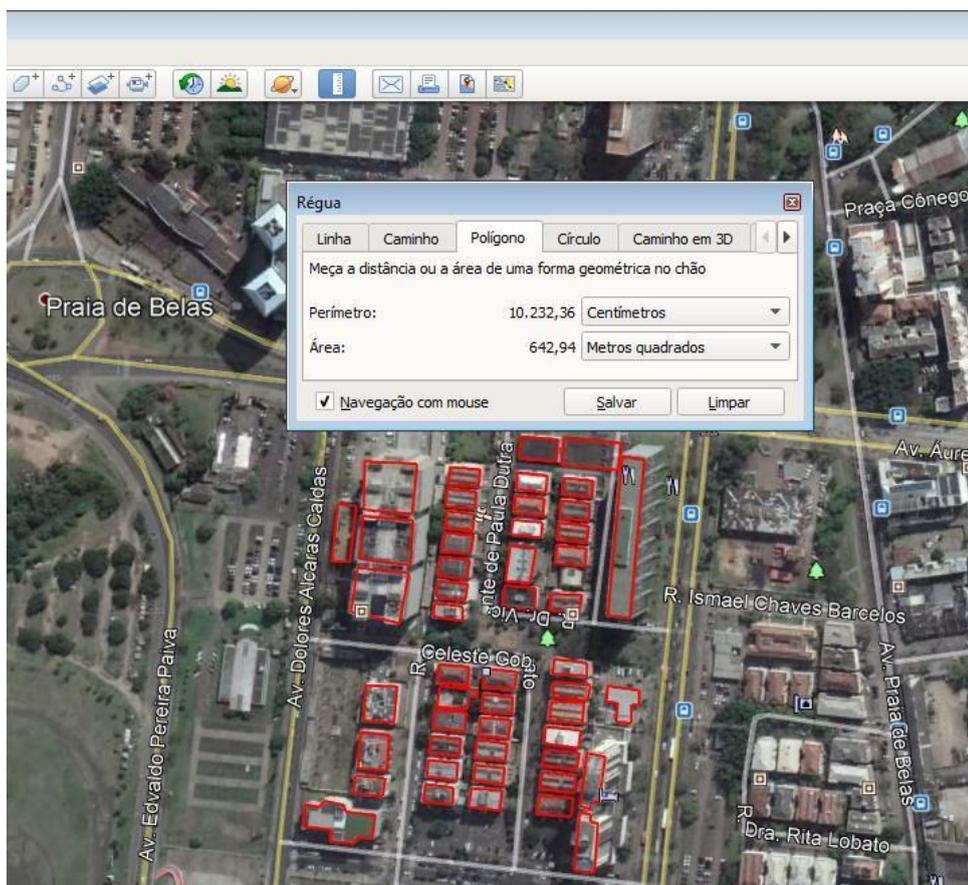
3.3 ETAPA 3: LEVANTAMENTO DA ÁREA DOS TELHADOS DE UMA PORÇÃO ESCOLHIDA DE CADA BAIRRO

Por ser uma análise em uma região relativamente pequena foi utilizado o método da seleção manual para o levantamento da área aproximada dos telhados existentes. O *software* utilizado para o levantamento foi o Google Earth Pro.

O Google Earth Pro é um *software* gratuito que oferece recursos de importação e exportação de dados geográficos. O *software* combina imagens de satélite com características do terreno e fornece imagens 3D (LIMA, 2012).

A partir das imagens de satélite com o uso da ferramenta régua foi possível determinar a área das coberturas das edificações. No entanto, ressalta-se que há algumas limitações no uso das imagens, devido as datas do acervo, a qualidade das imagens e a precisão da ferramenta (LIMA, 2012). A Figura 18 mostra a utilização da ferramenta régua.

Figura 18: Utilização da ferramenta régua para dimensionar a área dos telhados



Fonte: Google Earth (2019)

3.4 ETAPA 4: VERIFICAÇÃO DA IRRADIAÇÃO SOLAR

Para verificação da irradiação solar no local foi utilizado o Autodesk Revit, o software permite a construção de modelos BIM - Building Information Modeling, que permite a modelagem virtual de um objeto com as suas características e relaciona diversas informações da construção, com possibilidade de parametrizar dados das etapas da construção. Isso permite que diversos profissionais possam gerenciar simultaneamente os projetos (CAVALCANTI, 2016).

A primeira etapa para análise solar foi criar o modelo 3D. Para estimar a altura das edificações foram analisadas as imagens do Google Street View, e definido o valor fixo de 3 metros por pavimento e multiplicado pela quantidade de pavimentos. A Figura 19 mostra a imagem do Google Street View.

Figura19: Utilização das imagens do Google Street View para definir a altura das edificações



Fonte: Google Street View (2019)

Para cada bairro analisado foi desenvolvido um modelo 3D, com o valor aproximado do volume das edificações. Posteriormente para cada região foi feito uma representação visual do caminho do sol, do nascer ao pôr do sol durante um ano. A Figura 20 (a) apresenta os volumes 3D das edificações no Google Earth e a (b) imagem gerada no Revit com a trajetória do sol ao longo de um ano.

Figura 20: (a) edificações no Google Earth (b) trajetória do sol ao longo de um ano



(a)

(b)

O Revit permite a instalação do plugin Solar Analysis, para a análise da irradiação solar em um período estipulado. O Autodesk Revit usa para suas análises de energia os dados do Autodesk Climate Server, que é um banco de dados climáticos com informações de cerca de 1,6 milhão de estações meteorológicas virtuais e cerca de 2000 estações meteorológicas físicas, em lugares como aeroportos (AUTODESK, 2013). Contudo a estação mais próxima de Porto Alegre situa-se a mais de 80km de distância, logo a análise apresentada possui valor relativo e pode ser ajustado por um processo de proporção linear.

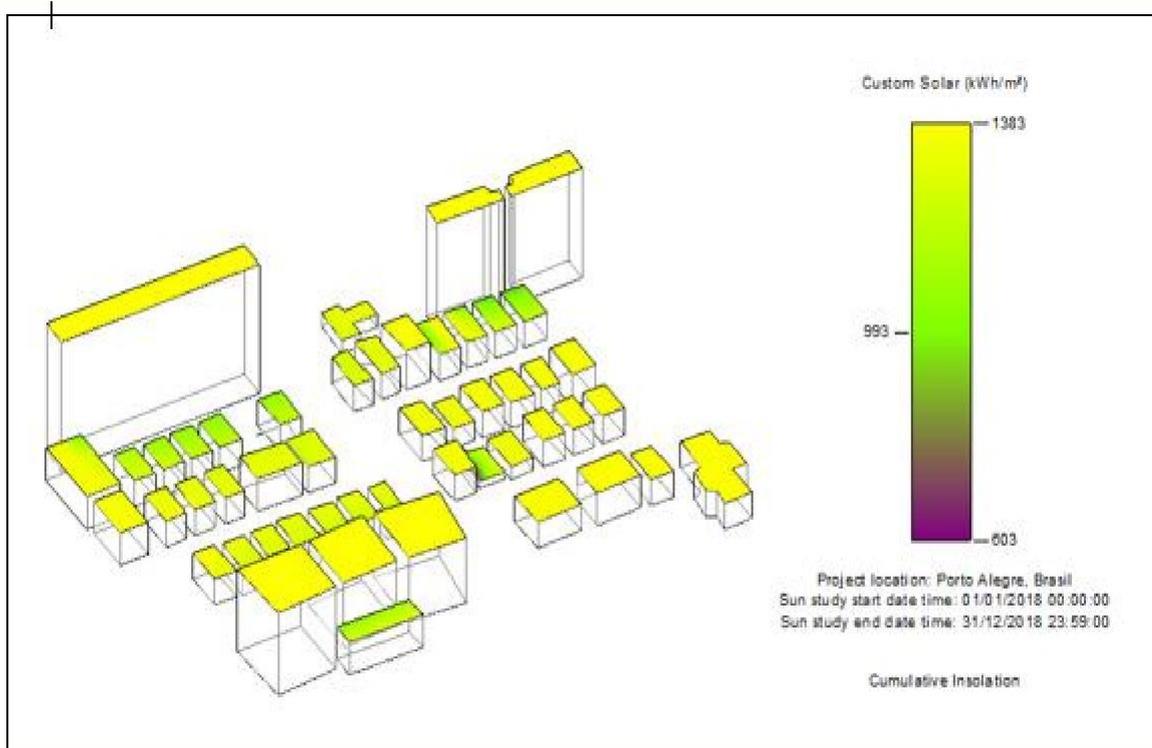
Neste sentido, para fazer com que o programa REVIT operasse foi necessário escolher uma base de dados e um ano específico. Foi escolhida uma estação fora de Porto Alegre (no Banco de Dados Porto Alegre não está incluída) e para o ano de 2018. O Atlas Solar do Rio Grande do Sul contempla valores médios de quase 20 anos, portanto com muito mais validade. Para manter a análise foi então realizada uma correção proporcional simplesmente multiplicando os dados do REVIT por um fator de correção conforme consta na Tabela 7.

Tabela 7: Fator de correção dos valores de Irradiação do Revit

(A) Valor indicado como radiação em superfície horizontal sem sombreamento acumulada em 2018 no REVIT	1.383 kWh/m ² .ano
(B) Valor acumulado anual horizontal analisado pelo Atlas Solar do RGS em Porto Alegre	1.562 kWh/m ²
(C) Valor acumulado anual em plano inclinado em 20 graus orientação Norte pelo Atlas Solar do RGS em Porto Alegre	1.678 kWh/m ²
Fator de correção (B/A) para plano horizontal F1	1,13
Fator de correção (C/A) para plano inclinado ideal F2	1,21

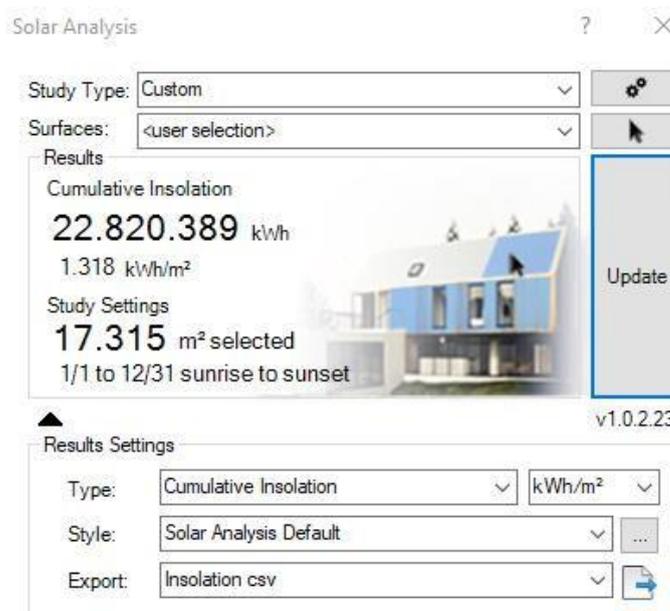
Para cada região estudada foi verificada a irradiação acumulada ao longo de um ano sobre as coberturas, foi considerado o ano de 2018. A Figura 21 apresenta a imagem gerada no *software*, a irradiação acumulada representada de maneira visual por cores conforme a escala. O software apresenta também os valores da área selecionada e da irradiação acumulada, a Figura 22 apresenta o quadro gerado pelo *software*.

Figura 21: Irradiação solar acumulada durante o ano de 2018



Fonte: Revit (2019)

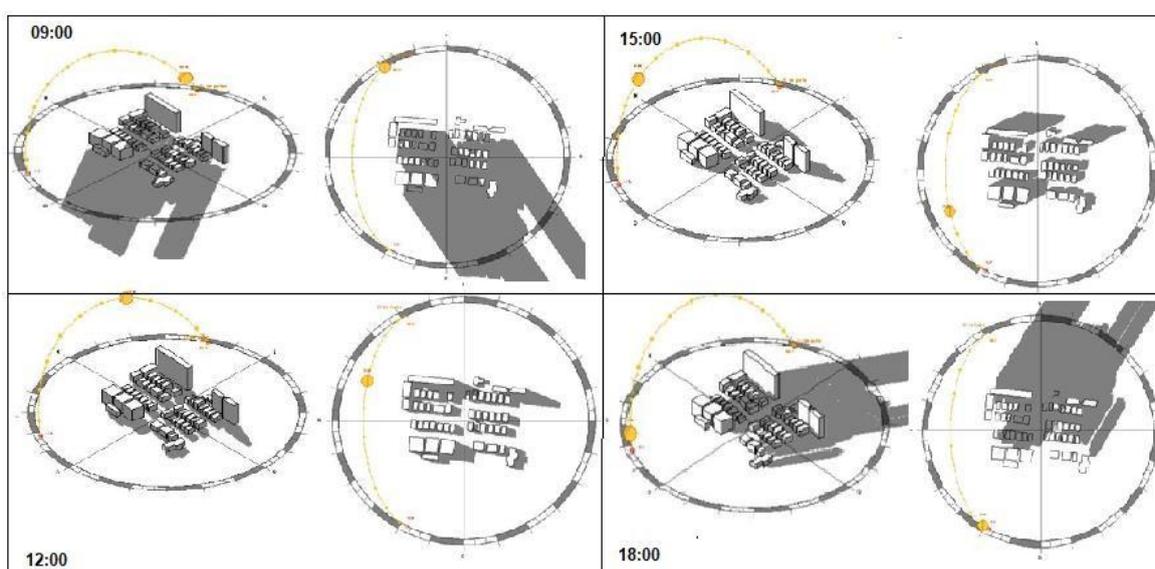
Figura 22: Irradiação acumulada e área das coberturas



3.5 ETAPA 5: ANÁLISE QUALITATIVA DAS SOMBRAS

O efeito do sombreamento pode ser significativo, essa etapa busca realizar uma análise visual das projeções visando apontar melhores áreas para instalações. As imagens das sombras projetadas geradas no estudo foram no Solstício de Verão e Solstício de Inverno nos horários das 09h, 12h, 15h e 18h para cada região. A Figura 23 apresenta as imagens geradas no Revit.

Figura 23: Análise do sombreamento nas coberturas das edificações



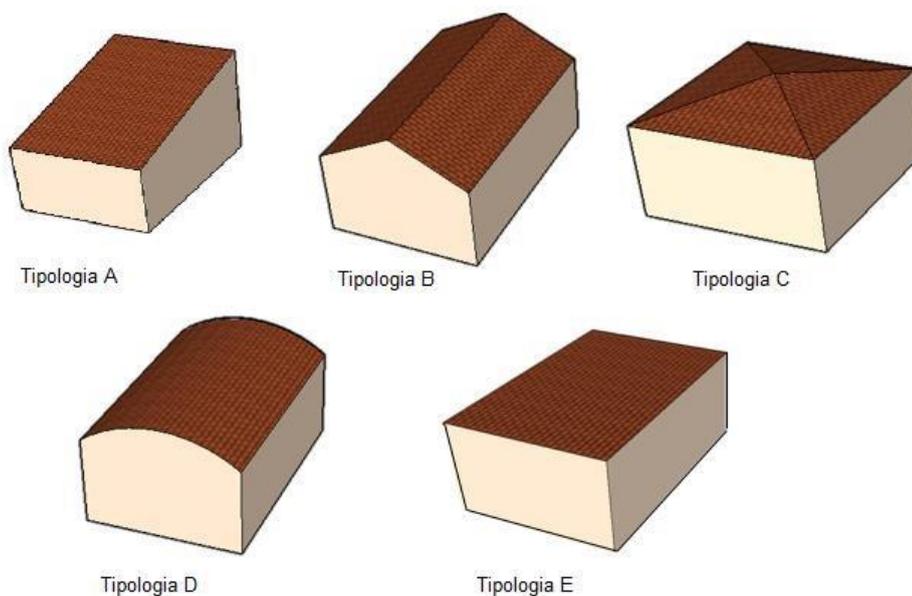
3.6 ETAPA 6: CÁLCULO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para calcular a capacidade de geração foram considerados a quantidade de edificações de cada bairro por meio de levantamento das imagens de satélite do Google. Os telhados foram classificados em cinco tipologias apresentadas na Figura 24.

Após levantada a quantidade de edificação de cada tipologia foram propostas possíveis orientações das coberturas. Cada tipologia apresenta muitas possibilidades de configurações, tendo em vista que a cidade analisada possui ruas em diversas orientações e geralmente as casas são alinhadas a elas. Foi atribuído um percentual igual para cada uma das possibilidades. Para a tipologia A foram definidas oito orientações (Norte, Sul, Leste, Oeste, Sudeste, Sudoeste, Nordeste e Noroeste), para

a B e a D foram quatro (Norte, Noroeste, Nordeste e simultaneamente Leste e Oeste) para a C foram duas (Norte e simultaneamente Nordeste e Noroeste) e para a E foi uma (Norte), sendo o percentual para cada orientação 12,5, 25%, 50% e 100% respectivamente.

Figura 24: Tipologias dos telhados



Fonte: Rampinelli e Scardueli (2016). Adaptado.

A área total dos telhados de cada bairro foi calculada multiplicando o número de edificações, encontrado por inspeção visual, pela área média das edificações, definida como a média das edificações das amostras dos bairros.

A área útil total das coberturas de cada bairro foram calculadas aplicando um percentual de uso dos telhados, um fator de redução devido a orientação e inclinação do telhado e um fator de utilização estimado. A Tabela 8 apresenta os valores considerados.

Foram considerados todos os telhados com inclinação de 20°, com exceção da tipologia plana. Para o telhado a 0° foi aplicado um fator de redução de 0,93.

Foi considerado o uso total da fração do telhado que tivesse inclinação para orientação Norte (N), Noroeste (NO), Nordeste (NE), Oeste (O) ou Leste (E), bem como as coberturas planas, pois essas orientações possuem um incentivo de ter melhor rendimento. Por outro lado, as faces dos telhados voltadas para Sul (S), Sudoeste (SO) e Sudeste (SE) não foram utilizadas. Então para um telhado com a

metade voltado para o S e outra metade para o N, será considerada a utilização de apenas 50% da cobertura.

Foi aplicado um fator de redução devido orientação, pois há perdas em comparação a posição ideal a N. Este fator foi chamado de Fator de Orientação (FO). Para faces voltadas para NO e NE esse fator é 0,97, para as voltadas E e O é 0,9.

Assim, por exemplo, a Tipologia A apresenta por definição oito orientações geográficas, com probabilidade de 12.5% para cada uma delas. A Tabela 8 apresenta as definições para todas as tipologias. Foram desconsideradas no cálculo as faces dos telhados voltados para o Sul, Sudeste e Sudoeste.

O método de levantamento de edificações utilizado apresenta algumas limitações, como por exemplo, as imagens de telhados coberto pela vegetação, a falta de clareza em algumas imagens, as edificações de uma mesma propriedade serem consideradas, as imagens desatualizadas, entre outras.

Para o estudo foram adotadas as seguintes simplificações e definições:

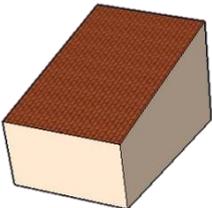
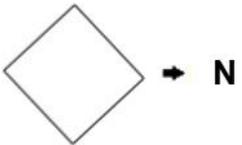
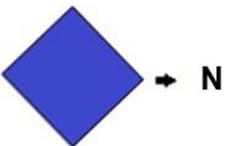
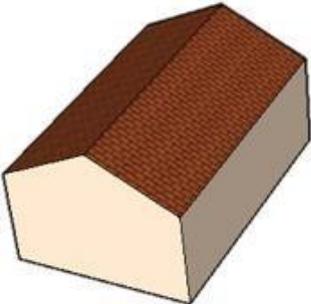
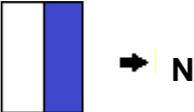
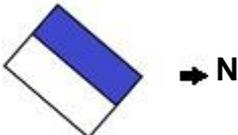
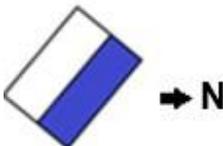
- Foram desconsideradas pequenas edificações e partes periféricas dos bairros que as edificações não tivessem acesso por ruas;
- Os telhados com formas complexas foram enquadrados em uma das cinco tipologias que melhor as representassem. A Figura 25 mostra exemplos de telhados complexos que foram enquadrados na tipologia B;
- Em função das simplificações foi definido um fator de utilização dos telhados de 70%.

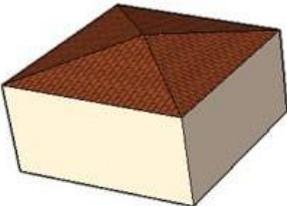
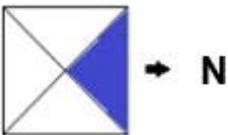
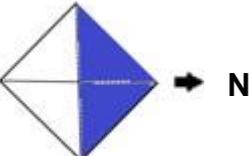
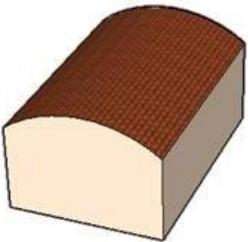
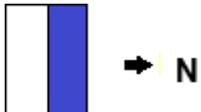
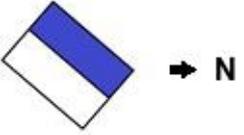
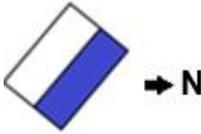
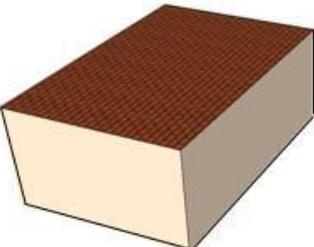
Figura 25: Imagem dos telhados com formas complexas



Fonte: Google maps.

Tabela 08: Proposição de uso das coberturas para cada tipologia

Tipologias	Orientação do telhado	Orientação da inclinação	% de cada tipologia	Utilização do telhado %	Fator de orientação
Tipologia A 		S	12,5%	0%	-
		SO ou SE	25%	0%	-
		NO ou NE	25%	100%	0,97
		N	12,5%	100%	1
		E ou O	25%	100%	0,9
Tipologia B 		N	25%	50%	1
		NO	25%	50%	0,97
		NE	25%	50%	0,97

		E e O	25%	100%	0,9
Tipologia C 		N	50%	25%	1
		NO e NE	50%	50%	0,97
Tipologia D 		N	25%	50%	1
		NO	25%	50%	0,97
		NE	25%	50%	0,97
		E e O	25%	100%	0,9
Tipologia E 		Todas	100%	100%	0,93

3.7 ETAPA 7: CÁLCULO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O cálculo da geração de energia foi calculado utilizando como premissa a densidade de potência de 148 Wp/m² (TORRES/2015) e a produtividade descrita para a cidade de Porto Alegre, em escala anual, com valor de 1303 kWh/kWp (SME/2018).

Para o cálculo do consumo de energia do bairro foram considerados estimativa de consumo per capita conforme a tipologia das casas e multiplicado pelo número de habitantes da região. Hansen (2000) apresenta estudo propondo padrão de consumo de energia elétrica por tipologia de edificações residenciais em Porto Alegre. A pesquisa classificou as edificações de Porto Alegre em 10 tipologias e apresentou suas localizações na cidade. Foi utilizado um questionário para levantar dados de renda, número de moradores número e uso de eletrodomésticos e consumo de energia elétrica.

As tipologias consideradas nesse estudo foram as 4, 5, 6, 7, 8, 9 e 10. Sendo essas respectivamente as residências com um pavimento em alvenaria, as residências de alvenaria com dois pavimentos, casas de alvenaria com dois pavimentos e forma irregular, as mansões, os blocos residenciais de 4 pavimentos sem pilotis, os edifícios residenciais de até 5 pavimentos com pilotis e os edifícios residenciais 10 a 16 pavimentos e cobertura.

No resultado do estudo Hansen (2000) apresenta um consumo per capita ao mês para as tipologias 4, 5 e 6, com aproximadamente 115 kWh/mês, para a tipologia 7 com aproximadamente 140 kWh/mês e para as tipologias 8, 9 e 10, com aproximadamente 90 kWh/mês.

Apesar de que cada bairro tenha predomínio de uma tipologia, foi considerado para todos os bairros o consumo como sendo a média aritmética do consumo destas tipologias.

A média do consumo das tipologias é 108 kWh/hab mês, mas tendo em vista que o crescimento do consumo de energia elétrica no Rio Grande do Sul nos últimos doze anos foi 22,2% (EPE, 2011; EPE 2018), esse estudo considera o consumo per capita de eletricidade por ano 1584 kWh/hab ano

O valor de consumo apresentado no estudo das tipologias é menor que o consumo per capita do Rio Grande do Sul apresentado no Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018. A média dos anos de 2013 a 2017 no Rio Grande do Sul é

2632,8 kWh/hab ano (EPE, 2018). Este valor também é menor que a apresentada nos indicadores de consumo per capita do observa POA, a média de 2010 a 2015 foi 2633 kWh/hab ano (Porto Alegre, 2019). Essa diferença se dá porque os relatórios utilizam o consumo total da cidade para determinar o consumo per capita, entrando neste também a parte comercial e industrial. Logo considerou-se mais relevante usar a estimativa das tipologias, mesmo sendo um valor aproximado.

4 RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos com aplicação de metodologias existentes para o levantamento da capacidade de geração de energia fotovoltaica em espaço urbano para bairros selecionados.

4.1 GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM PORTO ALEGRE

O consumo de energia elétrica aumentou em Porto Alegre 6,40% de 2010 a 2015, variando de 3.373.456.676 kWh para 3.589.470.415 kWh. A cidade é abastecida pela concessionária CEEE, nesse contexto, pode-se observar a relevância do consumo residencial no consumo de energia elétrica, sendo o de maior valor, conforme apresentado na Tabela 9.

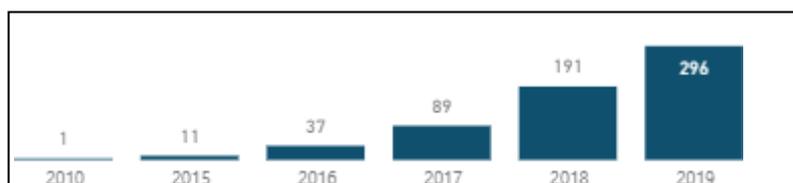
Tabela 9: Consumo de energia elétrica por concessionária em 2014

Concessionárias	Residencial	Rural	Comercial	Industrial	Outros
CEE	33,34%	6,67%	27,82%	22,68%	8,48%
AES Sul	31,74%	9,93%	15,56%	35,35%	7,42%
RGE	27,63%	7,92%	16,27%	40,76%	7,42%
Total das grandes concessionárias	31,24%	8,17%	19,88%	32,93%	7,7%

Fonte: CEEE (2015)

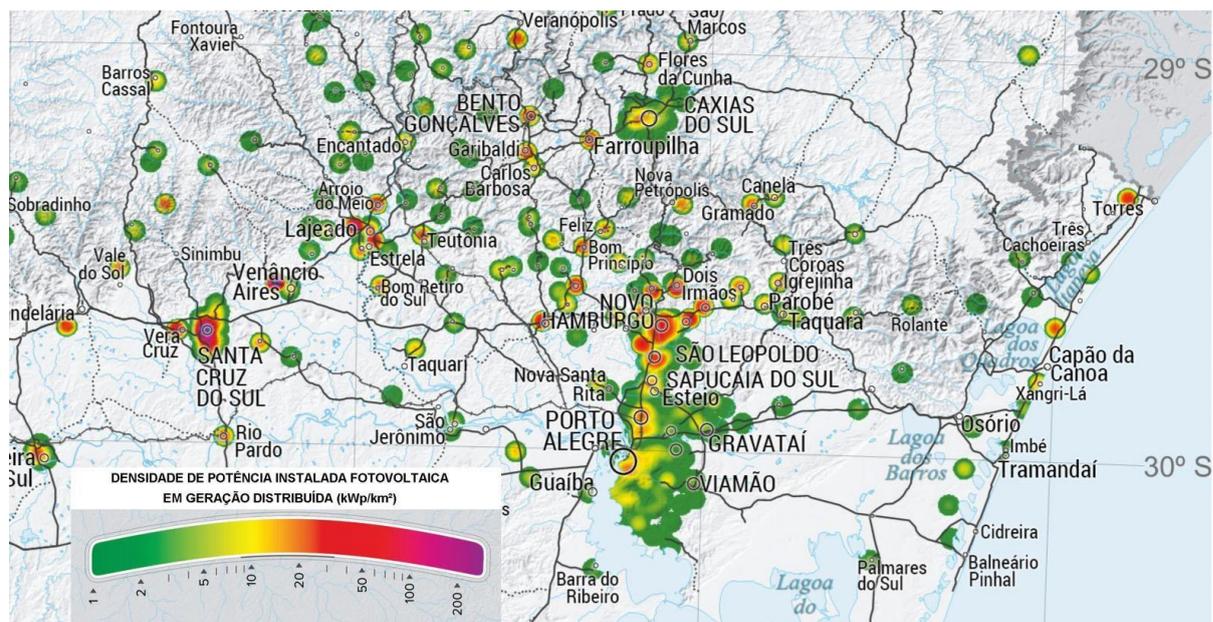
Atualmente Porto Alegre possui 625 unidades de Geração distribuída fotovoltaica, com potência total de 5153 kW. Apesar de não ser a cidade com maior capacidade instalada no estado, conforme mostra as áreas em vermelho no mapa da Figura 27, Porto Alegre tem apresentado um aumento anual significativo na quantidade de conexões, ilustrado pelo gráfico da Figura 26.

Figura 26: Quantidade anual de conexão de Unidade de Geração Distribuída Fotovoltaica



Fonte: ANEEL (2019)

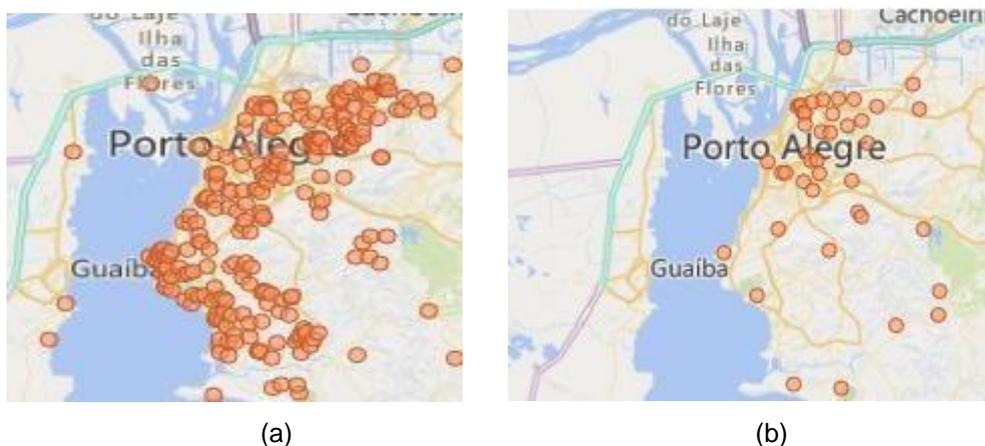
Figura 27: Densidade de potência instalada fotovoltaica - GD



Fonte: SME (2018)

Das 625 unidades de Geração distribuída fotovoltaica em Porto Alegre 521 são para consumo residencial com potência total de 2670 kW, 118 são para o consumo comercial com potência total de 2270 kW e as 14 unidades restantes são para consumo industrial e do poder público com potência total de 213 kW. A figura 28 (a) apresenta a localização A Figura 29 mostra a localização das UFV.

Figura 28: (a) Localização das UFV residencial (b) Localização das UFV comerciais.



Fonte: ANEEL (2019c)

- 1) Cidade Radiocêntrica;
- 2) Corredor de Desenvolvimento;
- 3) Cidade da Transição;
- 4) Restinga;
- 5) Cidade Jardim.

Figura 30: Macrozoneamento oficial da cidade de Porto Alegre



Fonte: Urbanidades (2009)

Foram escolhidos 30 bairros por critério de renda. A Tabela 10 apresenta a quantidade de UFV de geração distribuída FV existentes e a potência instalada por bairro.

Tabela 10: UFV de geração distribuída por bairro

Bairros	Quantidade de UFV	Pot. Instalada total (kW)	Pot. Máxima (kW)	Pot. Média (kW)
Auxiliadora	4	50,5	32	12,63
Bela Vista	2	7,4	5	3,70
Boa Vista	1	29,7	29,7	29,70
Bom Fim	1	10	10	10,00
Centro Histórico	3	77,6	72	25,87
Chácara das Pedras	11	88,35	22,51	8,03
Cidade Baixa	1	6	6	6,00
Cristo Redentor	1	3,96	3,96	3,96
Floresta	8	130,32	36	16,29
Guarujá	8	28,02	6	3,50
Higienópolis	2	7,29	4,29	3,65
Ipanema	10	49,78	20	4,98
Jardim Botânico	4	22	8	5,50
Jardim Isabel	1	3	3	3,00
Jardim Lindóia	4	16,65	6	4,16
Lomba do Pinheiro	1	8	8	8,00
Menino Deus	8	48,89	12,5	6,11
Moinhos de Vento	1	14,63	14,63	14,63
Pedra Redonda	5	177,6	156	35,52
Petrópolis	14	58,97	10,56	4,21
Praia de Belas	1	48,64	48,64	48,64
Rio Branco	5	28,49	14	5,70
Santana	3	17,08	8	5,69
Santo Antônio	5	16,86	6	3,37
Três Figueiras	7	35,04	10	5,01
Tristeza	18	170,35	50	9,46
Vila Assunção	16	116,57	24	7,29
Vila Conceição	9	38,64	6	4,29
Outros	381	2599,87	105	6,82

Fonte: ANEEL (2019c)

4.2.1 Cidade Radiocêntrica

Abrange o centro histórico da cidade, com áreas de proteção ao patrimônio cultural. Trata-se da porção urbanisticamente mais consolidada onde a cidade inicialmente desenvolveu-se. A Tabela 11 apresenta dados da região. Nessa área se encontra a maior diversidade de usos, com importantes áreas comerciais e grande concentração residencial (SMURB, 2019).

Tabela 11: Dados da macrozona Cidade Radiocêntrica

Bairro	Área (ha)	População	Densidade (hab/ha)	Renda média do responsável domicílio (SM/mês)	Nº de domicílios
Centro	228	39154	172	12,61	17254
Praia de Belas	204	2281	11	12,3	754
Auxiliadora	82	9683	118	19,57	3909
Bela Vista	92	11128	121	34,68	3355
Bom Fim	160	11630	55	15,8	3034
Cidade Baixa	79	16522	209	11,2	7821
Farroupilha	57	961	17	16,66	450
Floresta	167	14972	90	12,39	6012
Independência	40	6121	153	21,98	2761
Jardim Botânico	203	12521	62	12,32	4171
Menino Deus	215	30507	142	15,6	11495
Moinhos de Vento	82	7264	89	29,33	3127
Petrópolis	333	38155	115	20,37	13172
Rio Branco	136	21392	157	20,5	7319
Mont'Serrat	79	11236	142	24,07	3880
Santa Cecília	60	5768	96	14,53	2304
Santana	149	20723	139	13,93	8299
Santo Antônio	129	13161	102	11,03	5112

Fonte: SMURB (2019)

Nesta macrozona estão bairros com maior concentração de edifícios altos. Pode-se citar os bairros Bela vista, Petrópolis, Moinhos de Vento e o Mont'Serrat que começaram a sofrer uma verticalização na década de 90 (VELHO, 2014).

Foram analisados entre 29 e 50 edificações de cada bairro e calculada a área média das coberturas. A Tabela 12 apresenta dados destas áreas escolhidas dos bairros.

No Revit foi simulada a irradiação acumulada ao longo de um ano, o programa apresenta a irradiação média por m² das coberturas analisadas. Esses dados diferem da irradiação para cidade de Porto Alegre devido ao efeito do sombreamento de uma

edificação na outra, no entanto este efeito pode ser maior, pois outros elementos tais como vegetação, postes e outros não foram considerados. As figuras 31, 32, 33, 34 e 35 mostram a trajetória do movimento aparente do sol ao longo do ano de 2018 e o cumulativo da irradiação nas coberturas ao longo do mesmo ano para área escolhida.

Tabela 12: Dados da amostragem na macrozona Cidade Radiocêntrica

Bairro	Nº de Edificações (amostra)	Área média (m ²)	Irradiação Revit (kWh/m ²)
Centro	29	159	1659
Praia de Belas	50	375	1595
Auxiliadora	30	229	1585
Bela Vista	31	255	1562
Bom Fim	42	299	1632
Cidade Baixa	43	147	1642
Farroupilha	28	200	1589
Floresta	28	114	1584
Independência	28	175	1590
Jardim Botânico	30	130	1609
Menino Deus	31	248	1609
Moinhos de Vento	29	246	1609
Petrópolis	32	148	1609
Rio Branco	32	113	1595
Mont'Serrat	26	235	1609
Santa Cecília	36	213	1595
Santana	36	143	1595
Santo Antônio	34	121	1583

Nesse sentido, a análise visual das sombras nessa região apresenta uma cobertura de sombra maior ao longo dia. Velho (2014) utiliza imagens de satélite para gerar a imagem da fração de sombra, com objetivo de identificar áreas verticalizadas de Porto Alegre, o autor identifica maior concentração na macrozona Cidade Radiocêntrica. O bairro Santo Antônio apresenta um maior espaçamento entre as edificações, gerando menor sombreamento, o apêndice A apresenta imagem para análise visual das sombras.

Figura 31: Irradiação solar anual

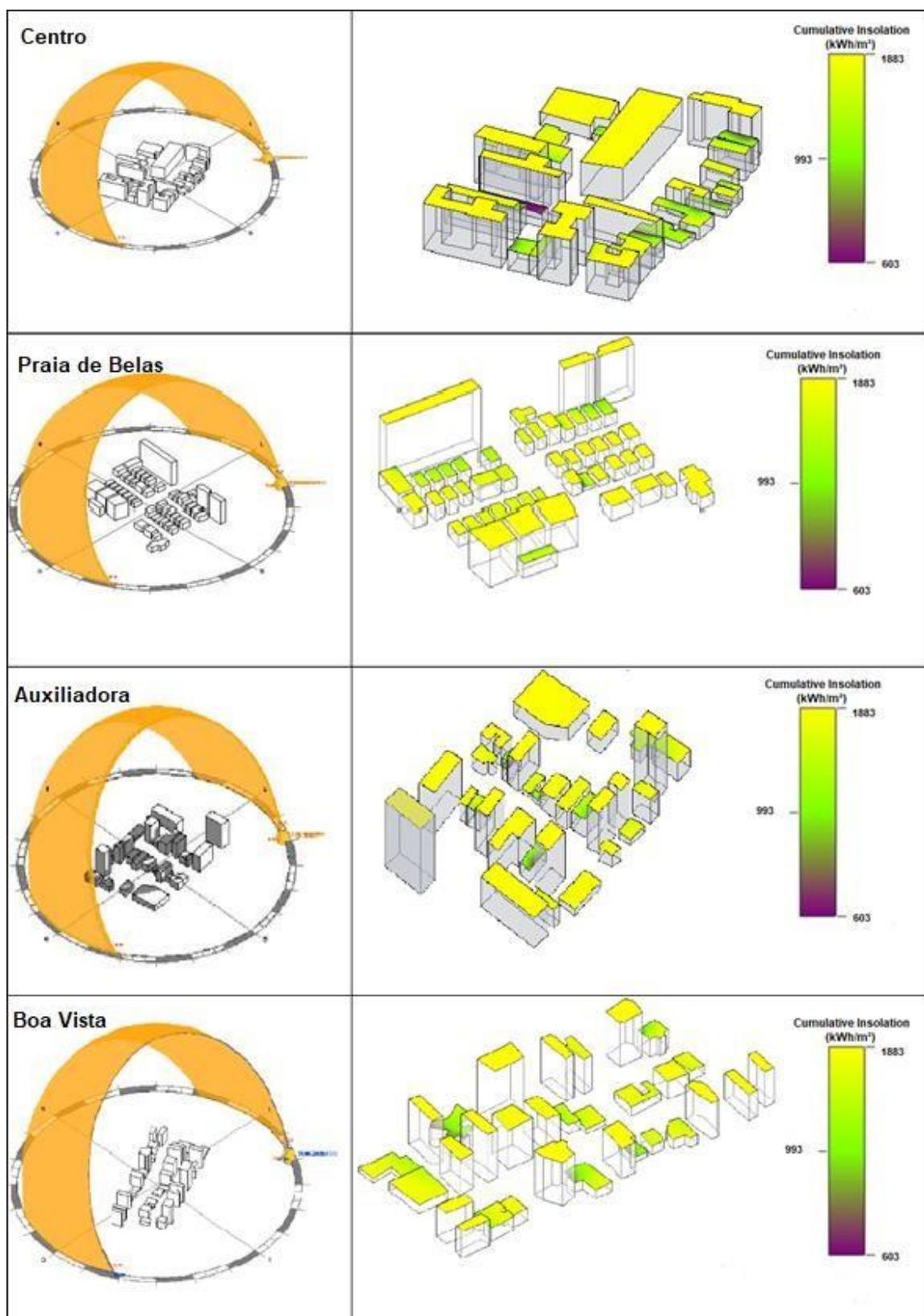


Figura 32: Irradiação solar anual

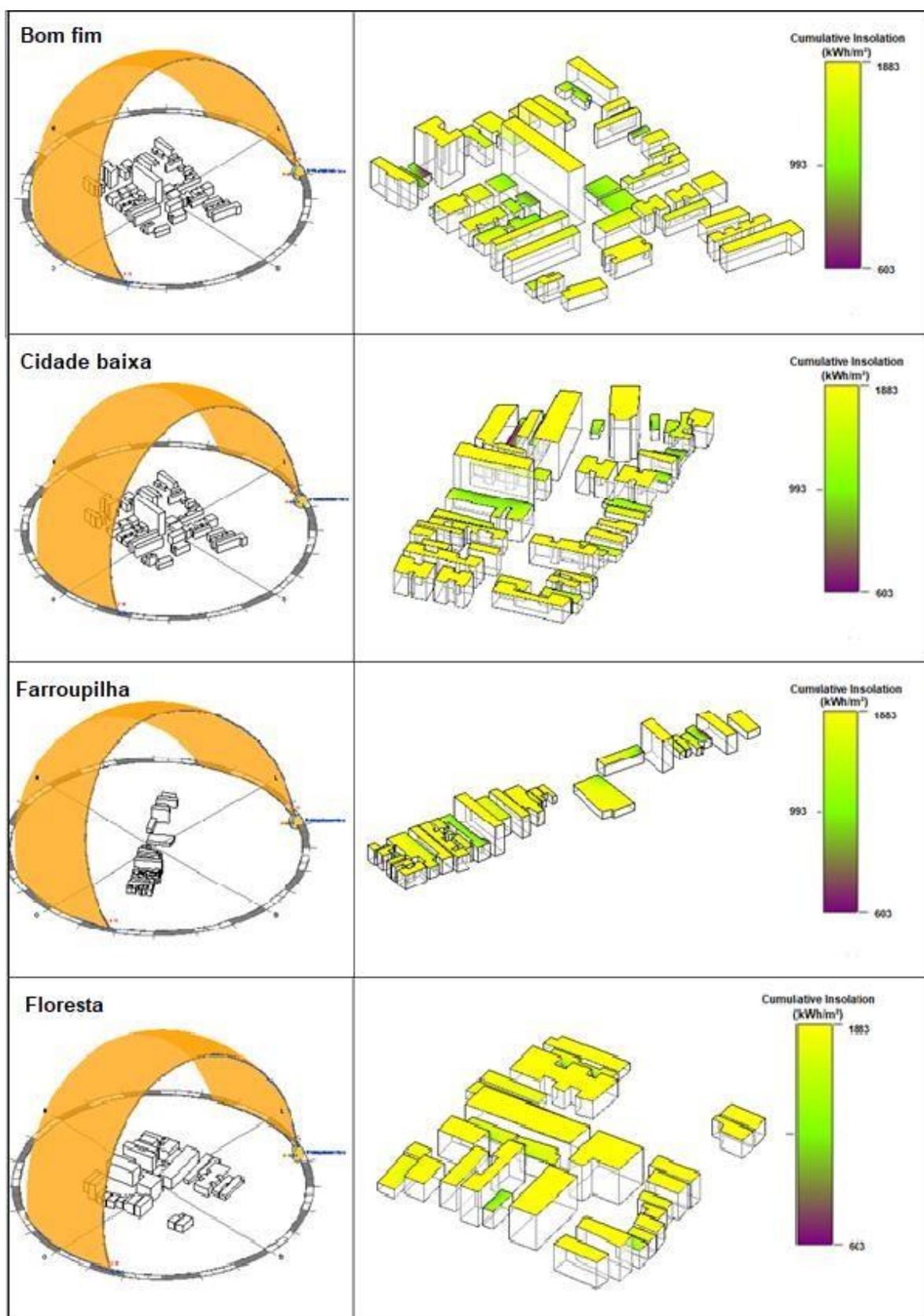


Figura 33: Irradiação solar anual

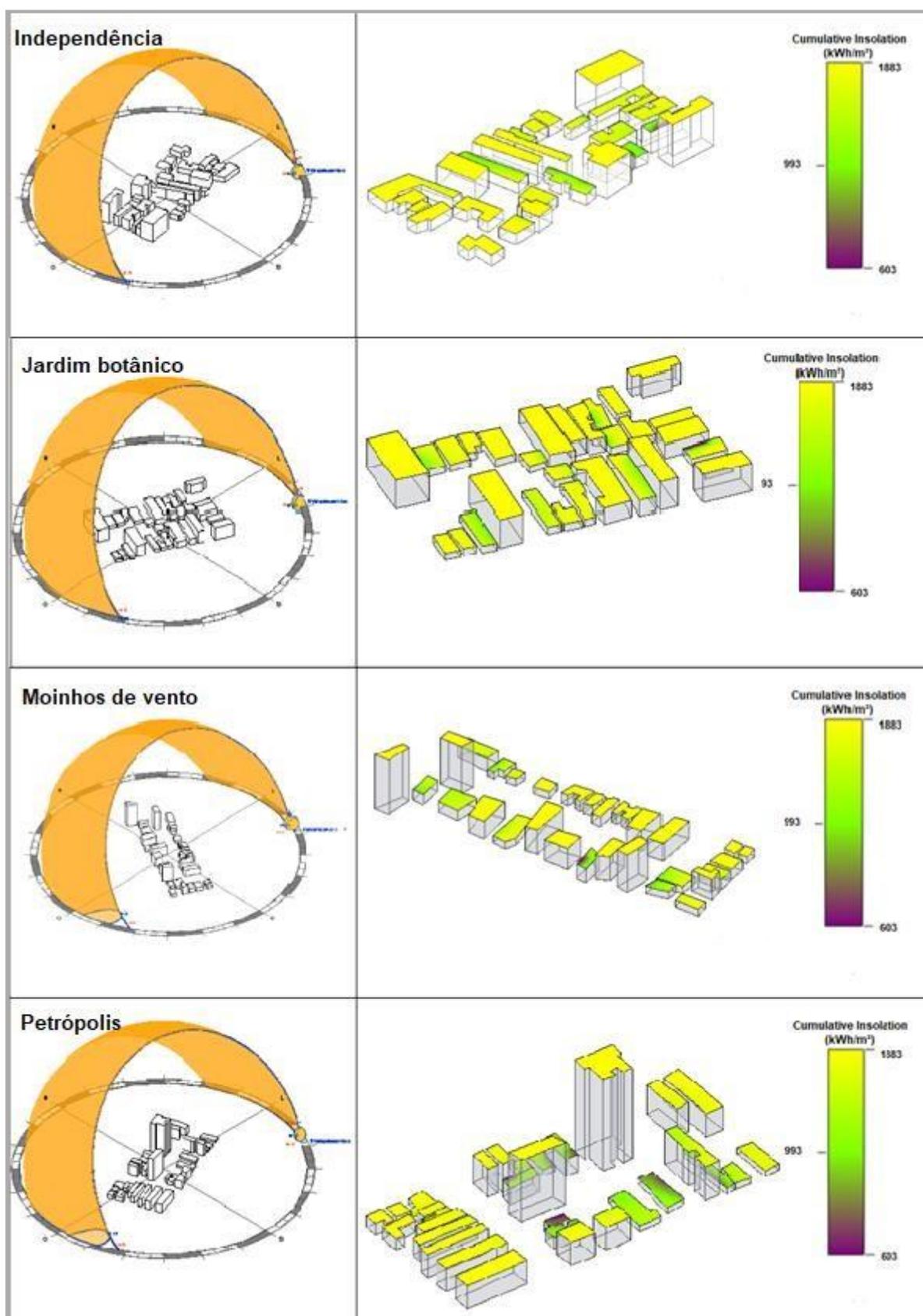


Figura 34: Irradiação solar anual

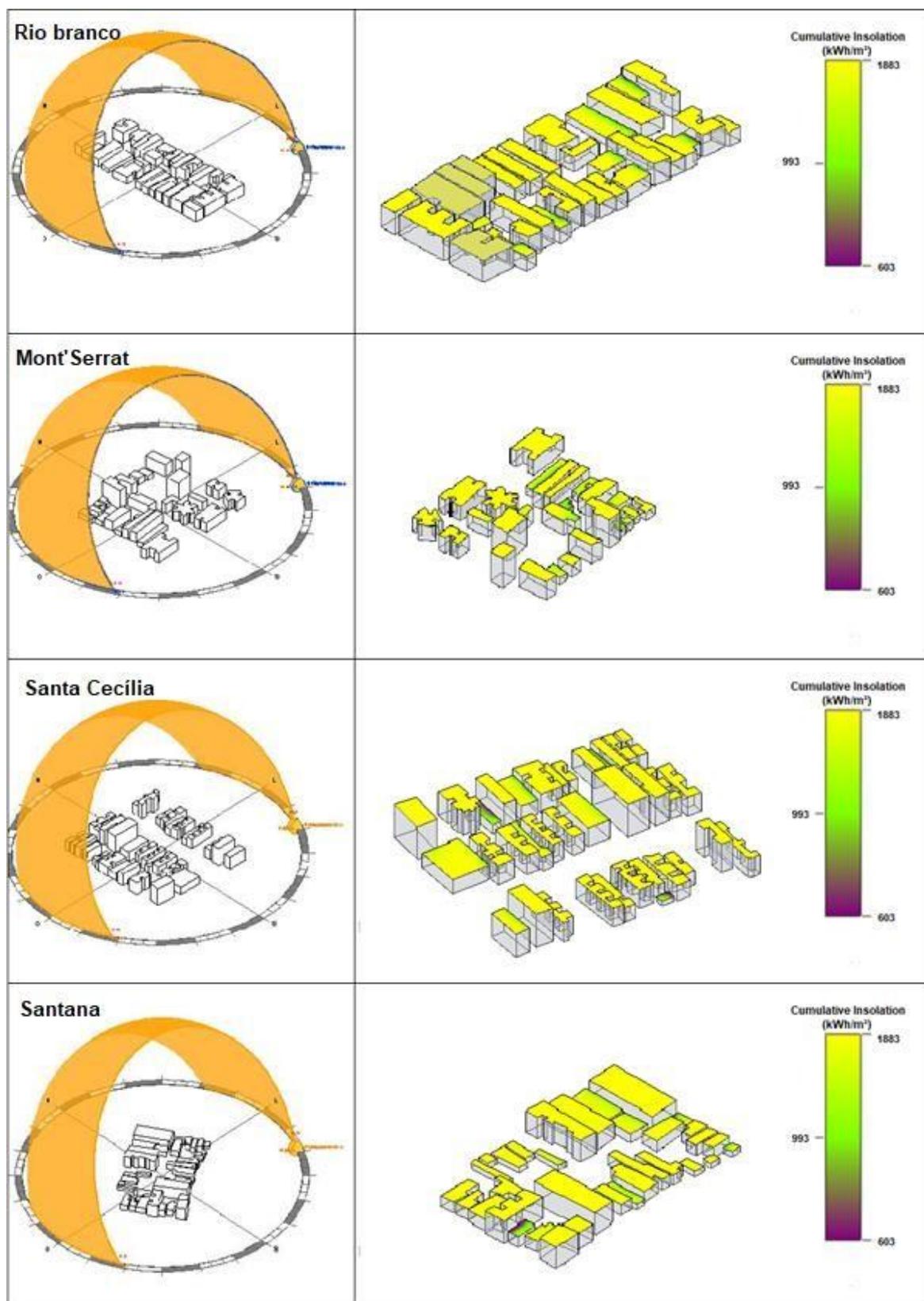


Figura 35: Irradiação solar anual

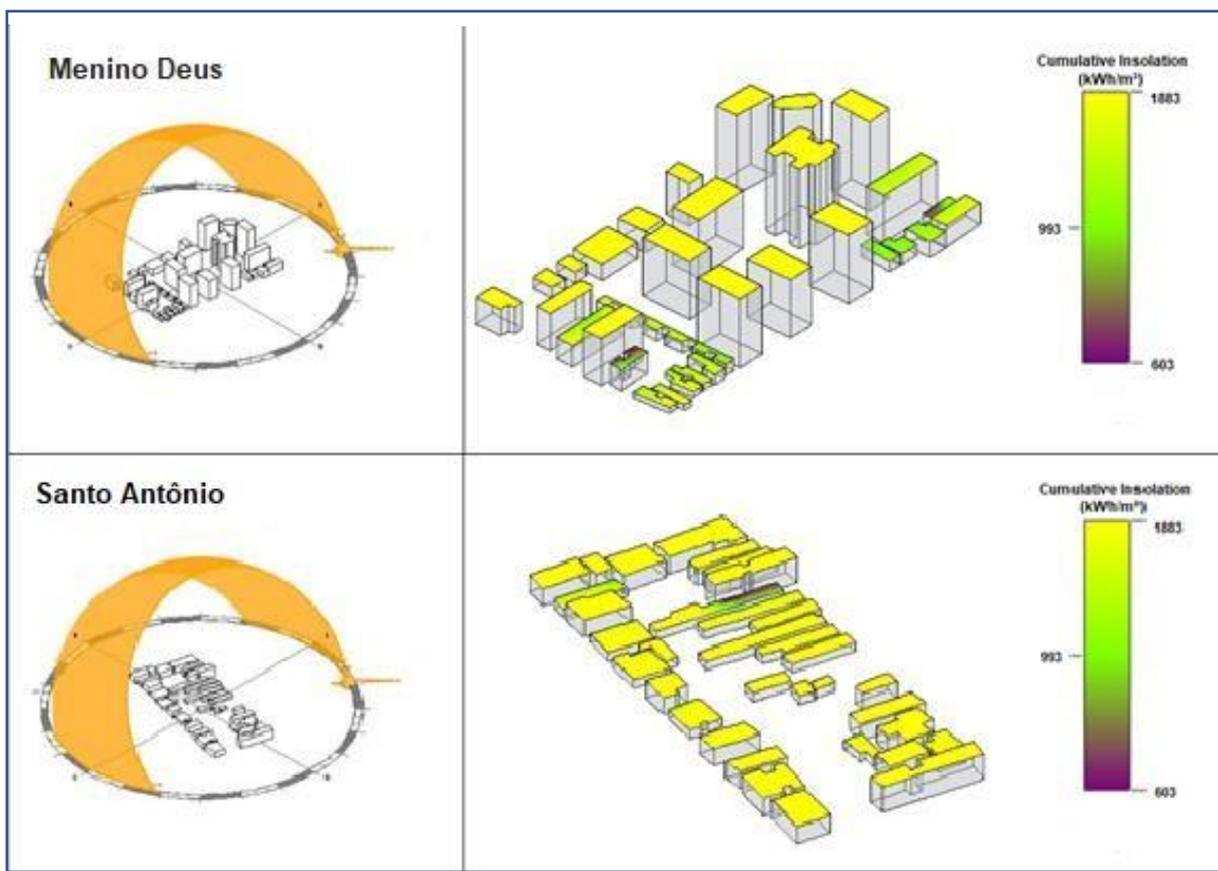
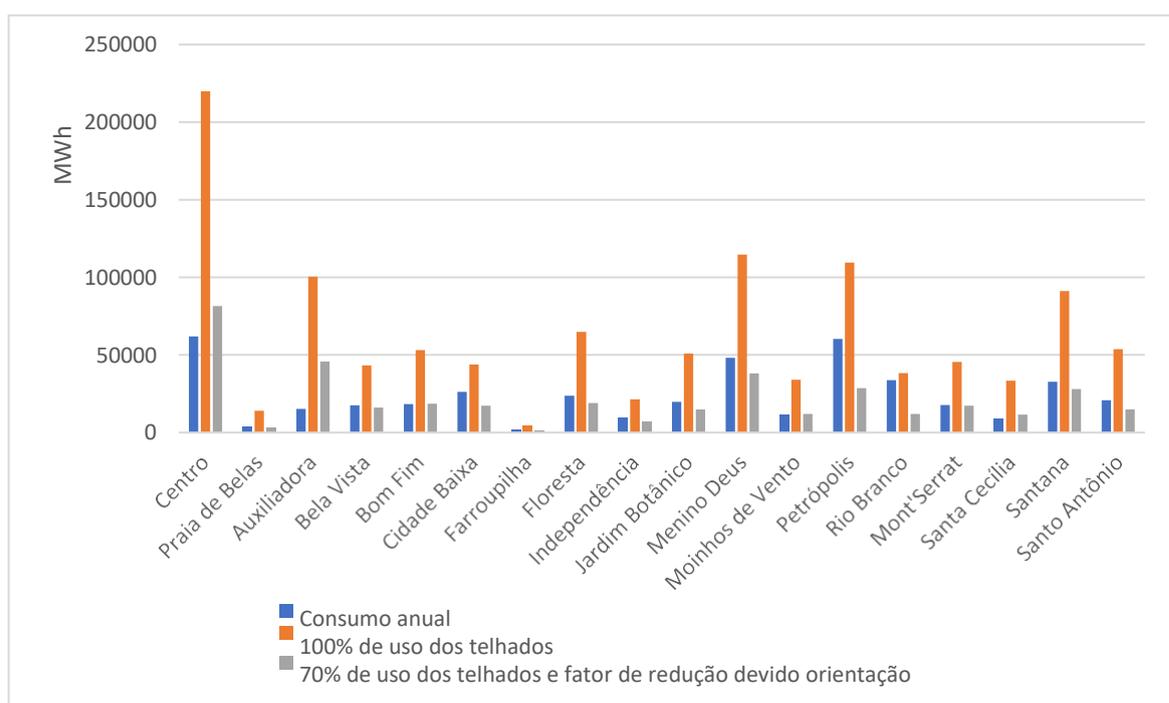


Figura 36: Comparativo da estimativa de consumo e capacidade teórica de geração de energia FV



O consumo anual residencial foi estimado com base no tamanho da população. Nesse contexto os bairros com maior consumo foram o Centro, Petrópolis, Menino Deus. Estes mesmos bairros também foram os que apresentam maior potencial de geração. A Tabela 13 apresenta dois cenários de potencial de instalação anual e estimativa de consumo anual.

Na figura 36 o gráfico compara a estimativa de consumo com a capacidade teórica de geração de energia solar FV em dois cenários, um sem nenhuma redução e outro com fator de redução devido à orientação e considerando 70% de uso.

Tabela 13: Potencial de instalação anual e consumo anual

Bairro	Consumo anual (MWh)	Capacidade Anual de Geração de Energia (MWh)		
		100% de uso dos telhados	Fator de redução devido orientação	70% de uso dos telhados e fator de redução devido orientação
Centro	62020	219921	116418	81492
Praia de Belas	3613	14161	4428	3100
Auxiliadora	15338	100421	65439	45807
Bela Vista	17627	43303	23115	16181
Bom Fim	18422	53097	26589	18612
Cidade Baixa	26171	43879	24871	17410
Farroupilha	1522	4475	1956	1369
Floresta	23716	64835	27274	19092
Independência	9696	21414	10229	7160
Jardim Botânico	19833	50835	21304	14913
Menino Deus	48323	114721	54618	38233
Moinhos de Vento	11506	34073	17138	11996
Petrópolis	60438	109432	41018	28713
Rio Branco	33885	38415	17274	12092
Mont'Serrat	17798	45455	24710	17297
Santa Cecília	9137	33353	16528	11570
Santana	32825	91221	40029	28020
Santo Antônio	20847	53771	21413	14989

4.2.2 Corredor de Desenvolvimento

Esta é a região da cidade mais ao norte, tem como limite as cidades de Canoas e Cachoeirinha, a Tabela 14 apresenta dados da região. A denominação da região é

recente, baseado em estudos que apontam o grande potencial da região, isso se dá devido às fáceis condições de acesso pelas BRs 116 e 290 e pela linha de trem, além do aeroporto. Outro aspecto relevante da região é a presença de grandes espaços urbanos vazios que possibilitam novos empreendimentos (SMURB, 2019).

Tabela 14: Dados da macrozona Corredor de Desenvolvimento

Bairro	Área (ha)	População	Densidade (hab/ha)	Renda média do responsável domicílio (SM/mês)	Nº de domicílios
Boa Vista	160	8750	55	25,76	3034
Cristo Redentor	148	16455	111	10,61	5956
Higienópolis	103	10724	104	17,53	3396
Jardim Lindóia	79	7417	94	20,99	2500

Fonte: SMURB (2019)

Apesar de estar distante da região central a região caracteriza como uma zona de intensa ocupação urbana (VELHO, 2014).

Foram analisadas entre 22 e 33 edificações de cada bairro, a Tabela 15 apresenta os dados.

Tabela 15: Dados da amostragem no Corredor de Desenvolvimento

Bairro	Nº de Edificações (amostra)	Área média (m ²)	Irradiação Revit (kWh/m ²)
Boa Vista	22	187	1630
Cristo Redentor	29	331	1649
Higienópolis	33	225	1539
Jardim Lindóia	26	142	1641

Os bairros que apresentaram o maior consumo estimado foram os de maior capacidade anual de geração. Esses bairros foram o Cristo redentor e Higienópolis. A Tabela 16 apresenta uma estimativa de consumo por bairro e dois cenários para potencial de instalação. A Figura 37 apresenta gráfico comparativo de consumo e capacidade teórica de geração de energia FV.

Tabela 16: Potencial de instalação anual e consumo anual

Bairro	Consumo anual (MWh)	Capacidade Anual de Geração de Energia (MWh)		
		100% de uso dos telhados	Fator de redução devido orientação	70% de uso dos telhados e fator de redução devido orientação
Boa Vista	13767	47665	20807	14565
Cristo Redentor	26065	154161	65665	45965
Higienópolis	16987	84950	40792	28554
Jardim Lindóia	11749	32363	13057	9140

Devido à concentração de residências, pela alta ocupação urbana, as edificações são muito próximas, isto faz que haja projeções de sombra nas edificações e uma redução da irradiação, principalmente no bairro Higienópolis. A Figura 38 apresenta a imagem gerada no Revit com a irradiação acumulada durante um ano sobre as coberturas.

Figura 37: Comparativo da estimativa de consumo e capacidade teórica de geração de energia FV

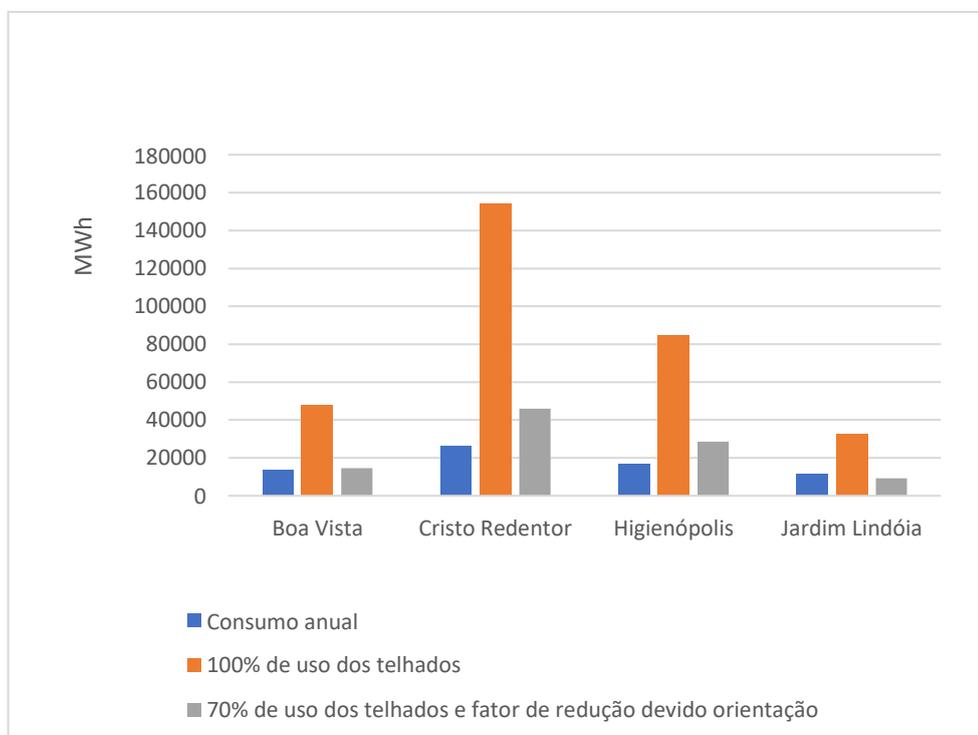
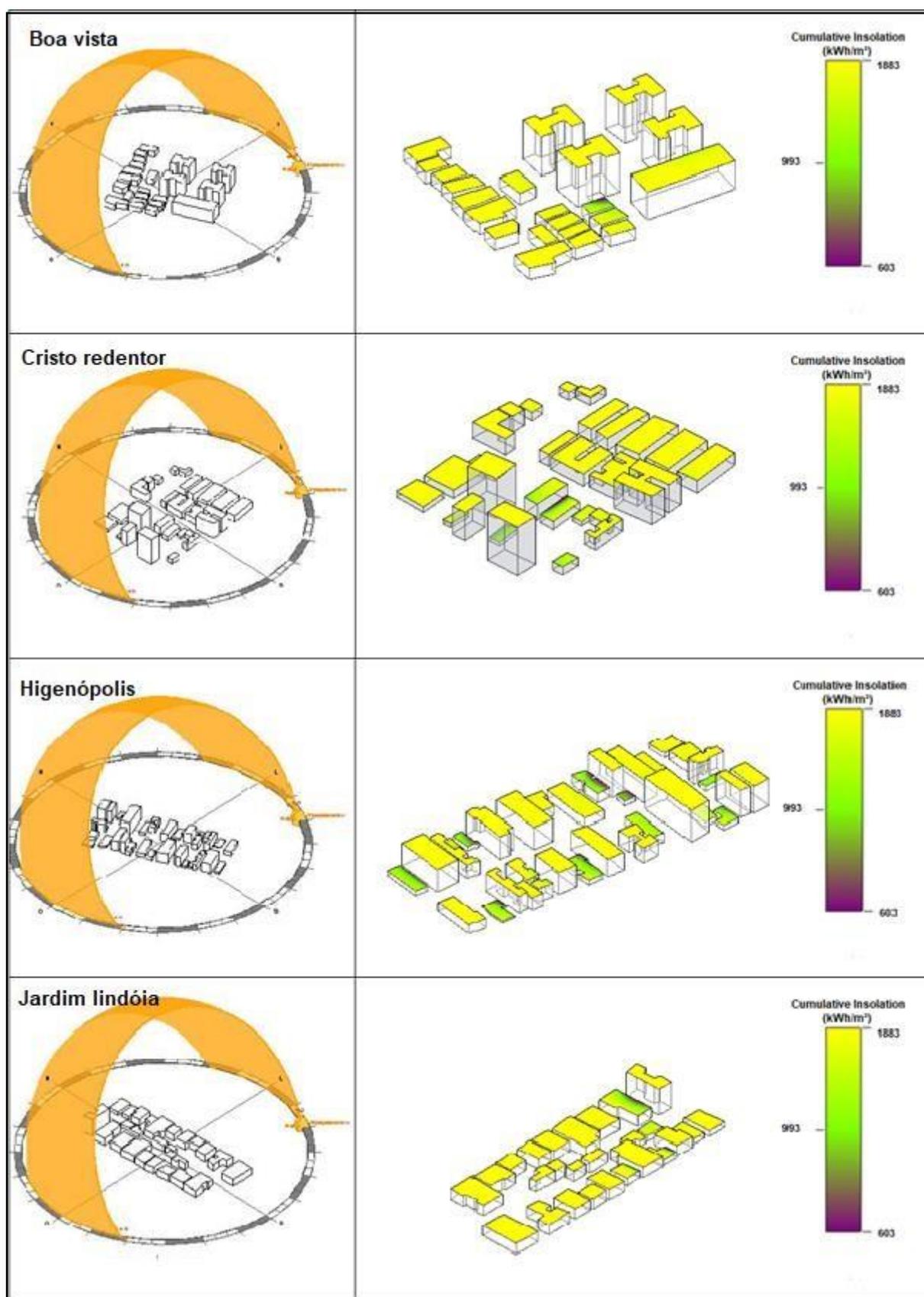


Figura 38: Irradiação solar anual



4.2.3 Cidade da Transição

Região caracterizada pela predominância residencial localizadas nas encostas de diversos morros (SMURB, 2019). Os bairros Chácara das Pedras e Três Figueiras sofreram um crescimento significativo na década de 90, atribuído à proximidade com o shopping Iguatemi construído nesta época (VELHO, 2014). A Tabela 17 apresenta dados da região.

Tabela 17: Dados da macrozona Cidade de Transição

Bairro	Área (ha)	População	Densidade (hab/ha)	Renda média do responsável domicílio (SM/mês)	Nº de domicílios
Chácara das Pedras	102	7471	73	20,68	2183
Três Figueiras	106	4070	38	37,00	1095

Fonte: SMURB (2019)

Foram analisadas nos bairros Chácara das Pedras e Três Figueiras 25 e 33 edificações respectivamente. Os bairros apresentam uma área média das edificações relativamente baixa, pois há um predomínio de moradia em casas, principalmente no bairro Três Figueiras. A Tabela 18 apresenta dados das edificações analisadas.

Tabela 18: Dados da amostragem na macrozona Cidade da Transição

Bairro	Nº de Edificações (amostra)	Área média (m ²)	Irradiação Revit (kWh/m ²)
Chácara das Pedras	25	103	1659
Três Figueiras	33	216	1661

Os bairros apresentam valor acumulativo anual de irradiação superior a 1600 kWh/m², isso se dá pelo perfil horizontal das edificações, que resulta em uma menor projeção de sombras. A Figura 39 mostram a trajetória do movimento aparente do Sol ao longo do ano de 2018 e o cumulativo da irradiação nos telhados da área.

A Tabela 19 apresenta o consumo estimado para os bairros e três cenários de capacidade anual de energia e a Figura 40 apresenta o gráfico comparativo entre a estimativa de consumo e a capacidade teórica.

Figura 39: Irradiação solar anual

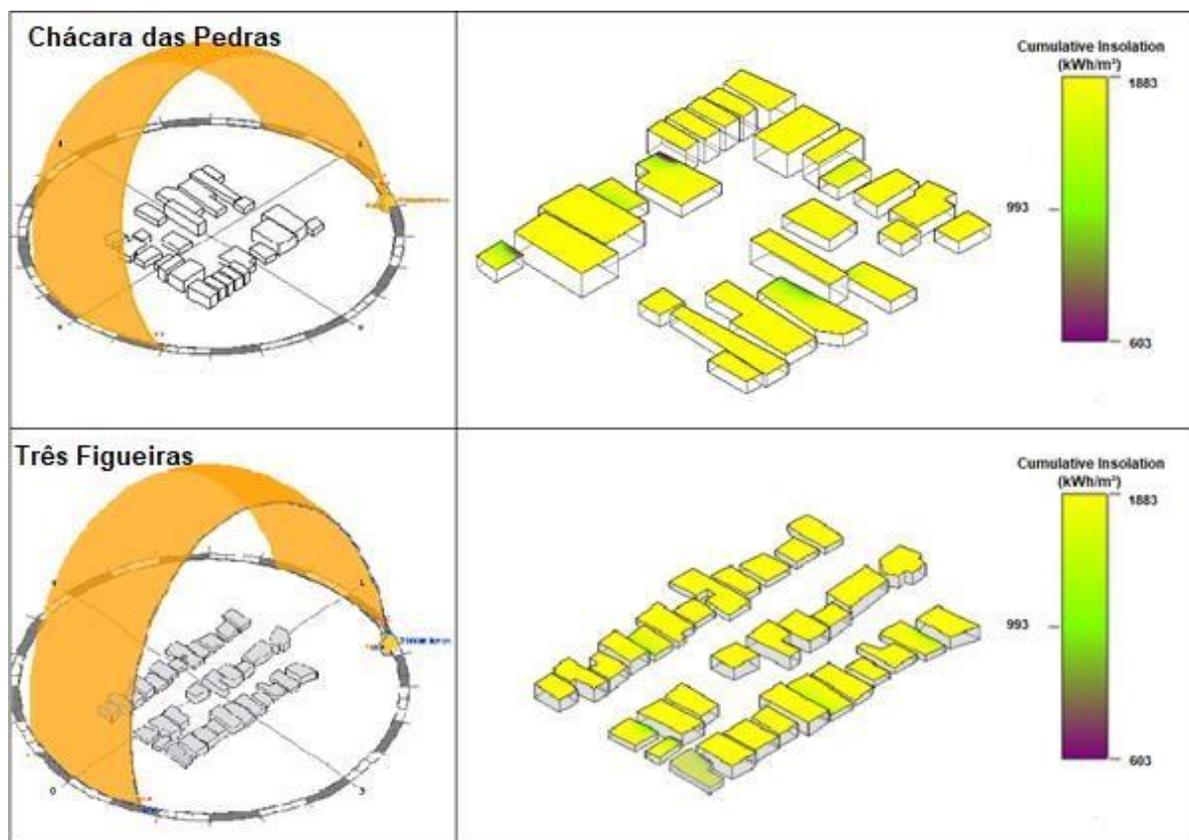


Figura 40: Comparativo da estimativa de consumo e capacidade teórica de geração de energia FV

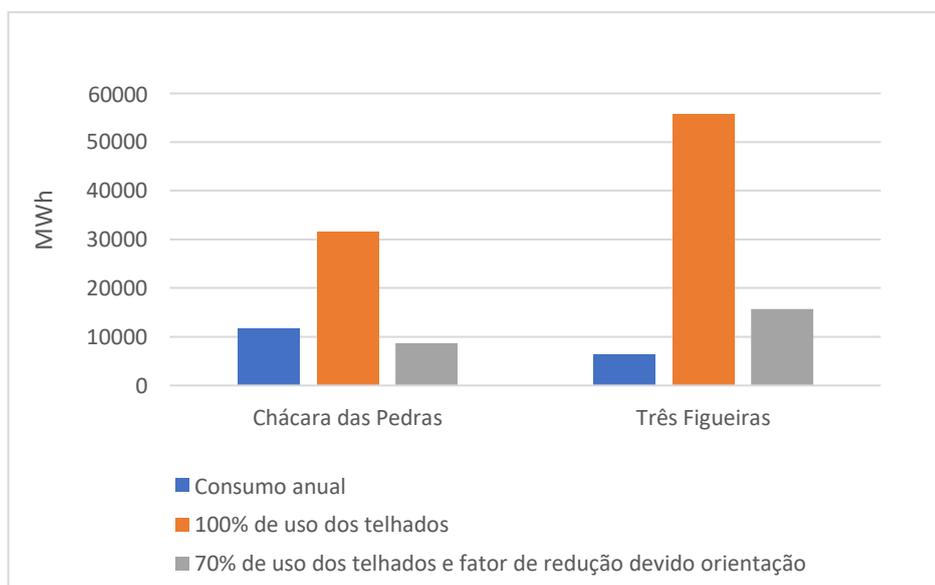


Tabela 19: Potencial de instalação anual e consumo anual

Bairro	Consumo anual (MWh)	Capacidade Anual de Geração de Energia (MWh)		
		100% de uso dos telhados	Fator de redução devido orientação	70% de uso dos telhados e fator de redução devido orientação
Chácara das Pedras	11834	31719	12332	8632
Três Figueiras	6446,9	55836	22427	15699

4.2.4 Cidade Jardim

Região localizada as margens do Guaíba e integrado a elementos naturais e referenciais patrimônios naturais, como o morro do osso. A área é caracterizada como uma região de baixa densidade populacional. A Tabela 20 apresenta os dados da macrozona Eixo Lomba-Restinga.

Tabela 20: Dados da macrozona Eixo Lomba-Restinga

Bairro	Área (ha)	População	Densidade (hab/ha)	Renda média do resp. domicílio (SM/mês)	Nº de domicílios
Guarujá	126	2612	21	12,62	746
Ipanema	398	15518	39	16,94	4834
Pedra Redonda	47	274	6	21,23	85
Tristeza	264	16198	61	14,57	5009
Vila Assunção	120	4418	37	27,74	1363
Vila Conceição	35	1349	39	11,96	446

Fonte: SMURB (2019)

Foram analisadas entre 24 e 38 edificações de cada bairro. A Tabela 21 apresenta os resultados da área considerada.

Nesta macrozona a tipologia predominante casas e condomínios de classe média, principalmente Espírito Santo e Guarujá (VELHO, 2014). Esse perfil de edificação favorece a instalação de sistemas fotovoltaicos, as Figuras 41 e 42 apresentam a Irradiação acumulada anual, e pode-se perceber essa baixa influência de projeções de sombra.

Tabela 21: Dados da amostragem na macrozona Cidade Jardim

Bairro	Nº de Edificações (amostra)	Área média (m ²)	Irradiação Revit (kWh/m ²)
Guarujá	33	136	1621
Ipanema	24	141	1660
Pedra Redonda	28	163	1670
Tristeza	29	155	1630
Vila Assunção	30	135	1627
Vila Conceição	25	170	1650

Figura 41: Irradiação solar anual

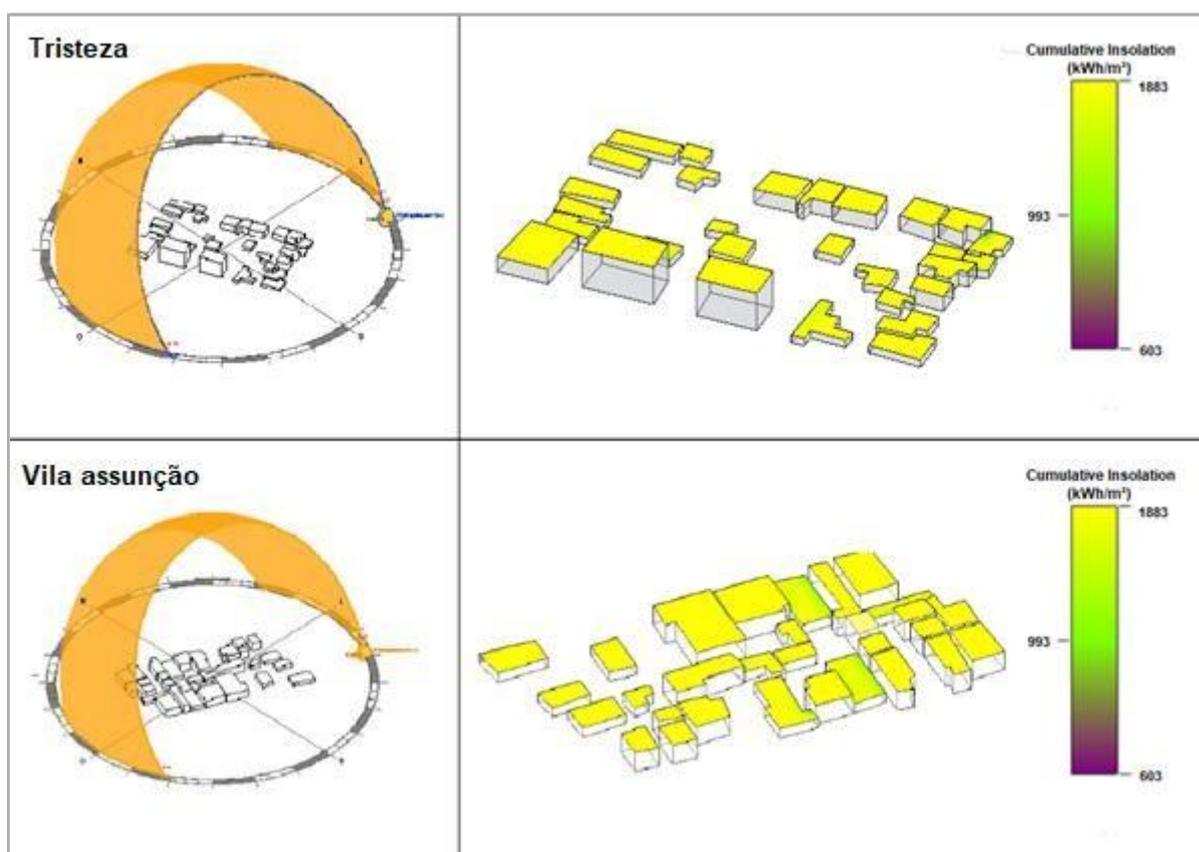


Figura 42: Irradiação solar anual

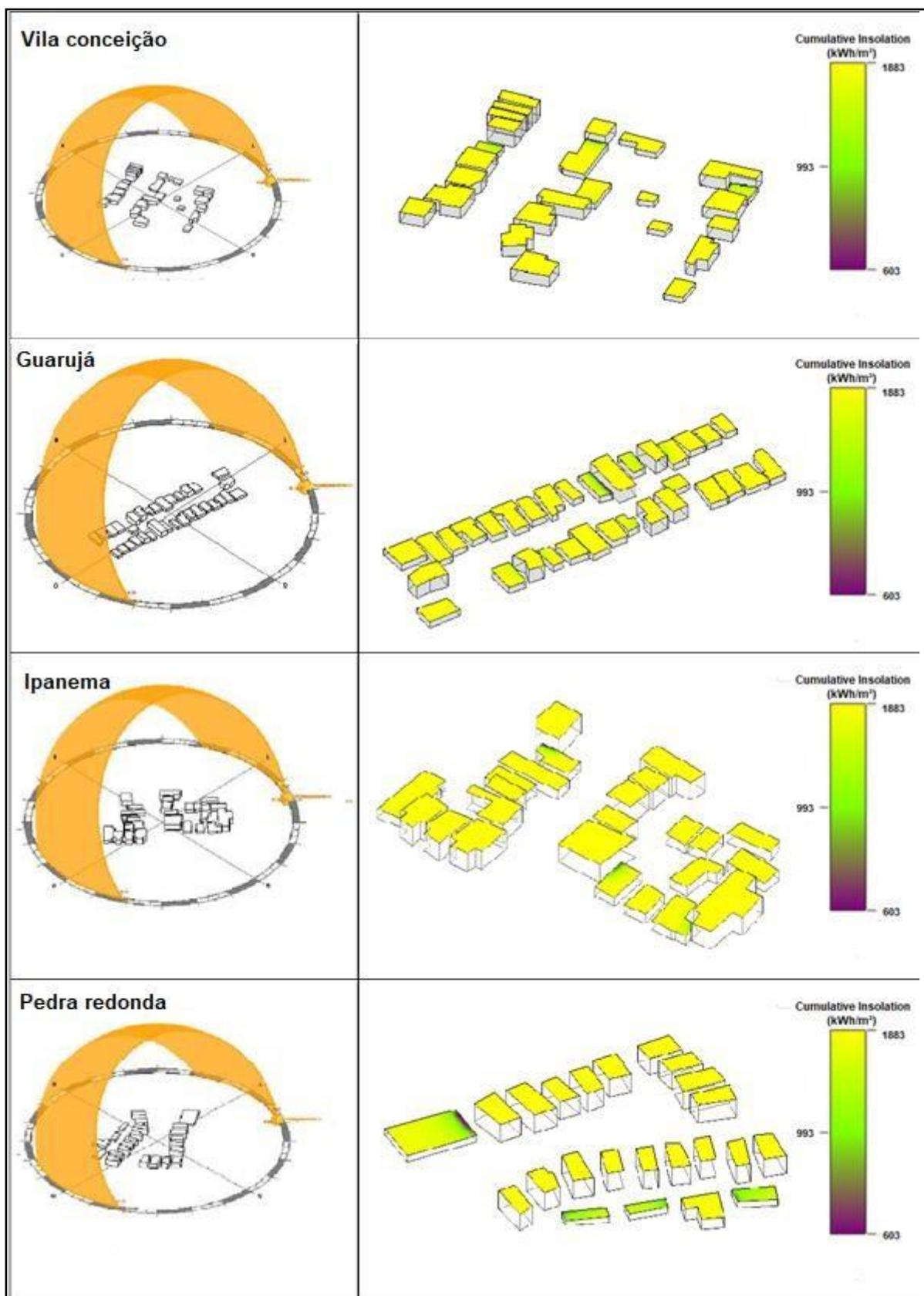
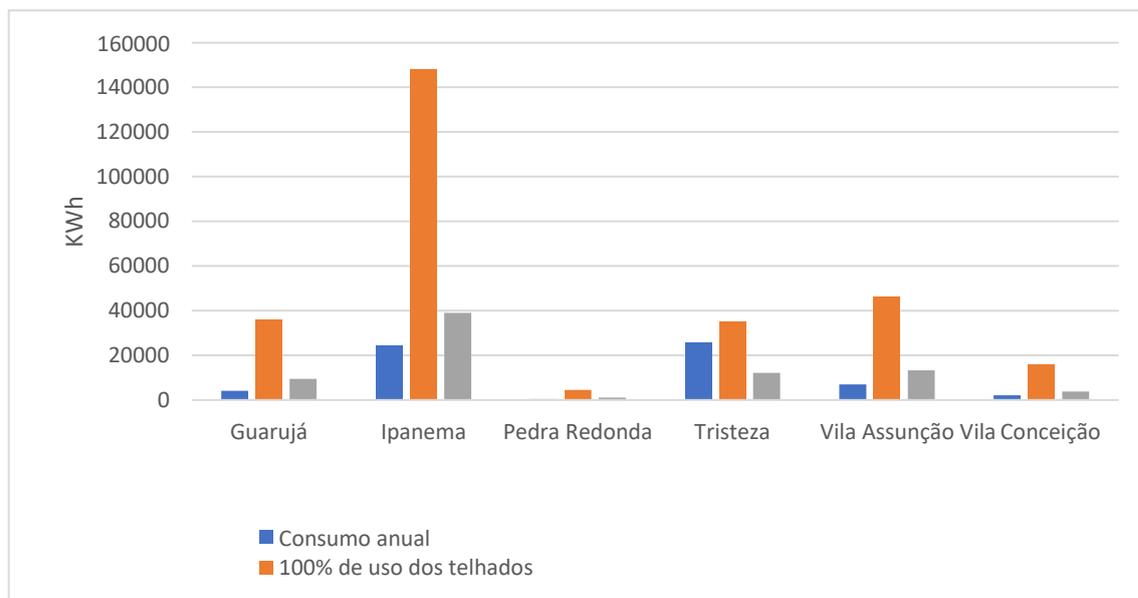


Figura 43: Comparativo da estimativa de consumo e capacidade teórica de geração de energia FV



Os bairros que apresentaram o maior consumo total estimado foram Tristeza e Ipanema. Estes bairros foram também os que apresentaram maior capacidade anual de geração. A Tabela 22 apresenta o consumo anual e apresenta uma estimativa de consumo por bairros e dois cenários para potencial de instalação e a Figura 43 apresenta um gráfico da capacidade teórica de geração de energia FV.

Tabela 22: Potencial de instalação anual e consumo anual

Bairro	Consumo anual (MWh)	Capacidade Anual de Geração de Energia (MWh)		
		100% de uso dos telhados	Fator de redução devido orientação	70% de uso dos telhados e fator de redução devido orientação
Guarujá	4137	35997	13466	9426
Ipanema	24581	148131	55686	38980
Pedra Redonda	434	4446	1615	1131
Tristeza	25658	35147	17353	12147
Vila Assunção	6998	46087	18974	13282
Vila Conceição	2137	15994	5446	3812

4.3 CAPACIDADE TEÓRICA DOS BAIRROS E IMPACTO NA CIDADE

Mesmo a área dos trinta bairros analisados representando apenas 9% da área total da cidade eles possuem 29% das unidades instaladas da cidade e 34% da potência instalada.

Com a metodologia a aplicada se encontrou um potencial teórico de geração anual de 842,0 GWh. Este valor já considerando a aplicação de um Fator de redução devido orientação. Se aplicar a este valor um fator de utilização de 70% o potencial teórico de geração anual vai para 589,4 GWh.

Em 2018 o consumo anual total de Porto Alegre foi 2953,3 GWh, já o consumo residencial foi 1287,2 GWh (FEE, 2020), logo o valor calculado de capacidade de geração FV teria impacto de 20% na demanda total e 46% da demanda residencial de Porto Alegre.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo apresentou as principais metodologias de levantamento de potencial de energia FV em espaço urbano. Também foi aplicada uma metodologia em áreas da cidade de Porto Alegre. O estudo foi realizado em bairros com renda superior a dez salários mínimos, foram analisados 30 bairros em cinco macrozonas. Além de apresentar o panorama da GD fotovoltaica na cidade de Porto Alegre.

Por meio da análise bibliográfica, foi possível perceber que as metodologias seguiam a sequência de etapas, levantamento da área das coberturas, identificam a irradiação da região e posteriormente calculam o potencial teórico de geração de energia fotovoltaica.

A metodologia aplicada foi realizada em sete etapas, abrangendo as descritas na bibliografia. Nestas etapas foram assumidas algumas premissas e simplificações na metodologia.

O trabalho foi concentrado na análise dos bairros com maior renda familiar. Observando o cenário atual da geração distribuída, pode-se perceber que a região apresenta relevância, pois atualmente 34% da potência gerada por energia fotovoltaica distribuída na cidade, a pesar de representar 9% da área.

Pode-se observar o impacto do sombreamento na redução da irradiação acumulada ao longo do ano, principalmente em bairros mais verticais, mas o valor encontrado é possivelmente maior que o real, pois foram desconsiderados outros

elementos da área analisada que possivelmente projetariam sombras, tais como vegetação, chaminés, postes entre outros, além de não considerar a diferença de nível dos terrenos. Outras simplificações nesta etapa foram considerar planas as coberturas das edificações e desconsiderar a diferença de nível dos terrenos.

Foi realizado o cálculo da capacidade teórica de geração de energia elétrica. Quanto à área disponível coberturas foi proposto um fator de utilização de 70% devido à falta de dados da área aproveitável das coberturas, da inclinação e orientação dos telhados, de impedimentos legais, como tombamento histórico e de outros fatores.

O valor da capacidade teórica de geração de energia fotovoltaica anual, com um fator de utilização de 70%, para toda área analisada é 589,4 GWh, esse valor supriria a necessidade da região analisada e atenderia 20% da demanda de consumo residencial da cidade.

Este trabalho apresenta algumas limitações como a atualização das imagens de satélite observadas e sua falta de visibilidade devido a vegetação e as simplificações, tais como desconsiderar as pequenas edificações em uma mesma propriedade e em partes periféricas do bairro, enquadrar os telhados com formas complexas em uma das tipologias consideradas, considerar o ângulo de instalação para todos os painéis foi 20°, considerar somente algumas configurações de orientações das casas e realizar contagem da metade do bairro e considerar o valor duplicado, para alguns bairros maiores.

Para trabalhos futuros, sugere-se:

- a) Realizar análise econômica e financeira da viabilidade de instalação de energia FV distribuída;
- b) Aplicar em outras cidades e regiões, para uma avaliação mais detalhada, com menos simplificações;
- c) Reavaliar os dados climáticos disponibilizados pelo arquivo climático do Revit. Neste trabalho fez-se uso de uma correção, mas, é importante uma melhor avaliação destes dados climáticos e utilização sem correções;
- d) Analisar o percentual de sombras das imagens geradas pelo Rervis.

6 REFERÊNCIAS

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, 2019. Absolar projeta fonte solar liderando matriz em 2040. Disponível em: <<http://absolar.org.br/noticia/noticias-externas/absolar-projeta-fonte-solar-liderando-matriz-em-2040.html>>. Acesso em: 06 de dezembro 2019.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017. Outorgas e Registros de Geração: Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd.asp>>. Acesso em: 20 jun. 2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018. Geração Distribuída. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 28 de agosto 2019.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019a. Geração Distribuída . Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjVlTlIIMjltN2E5MzBkN2ZiMzVklwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 03 de dezembro 2019.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019b. Geração Distribuída - Unidades consumidoras com geração distribuída da Unidade da Federação. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd_estadual_detalhe.asp?uf=RS >. Acesso em: 08 de janeiro 2020.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020. Geração Distribuída. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 20 de agosto 2019.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020. Matriz de Energia Elétrica. Disponível em: < <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 20 de janeiro 2020.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020. Geração Distribuída. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp>. Acesso em: 20 de janeiro 2020.

AUTODESK, 2013. Climate Server: A Hidden Gem in GBS. Disponível em: < <https://blogs.autodesk.com/insight/climate-server-a-hidden-gem-in-gbs/#>>. Acesso em: 05 de agosto 2019.

BERGAMASCO, L., ASINARI, P., 2011b. Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area: Piedmont Region (Italy). Sol. Energy 85, 1041–1055.

BÜHLER, A. J. Determinação de parâmetros fotovoltaicos a partir de ensaio de curvas características sem iluminação. Dissertação de mestrado. Programa de pós-graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

BYRNE, J.; TAMINIAU, J.; KURDGELASHVILI, L.; KIM, K.N.; 2015. A review of the solar city concept and methods to assess rooftop solar electric potential, with an illustrative application to the city of Seoul. Renew. Sustain. Energy Rev. 41, 830–844.

CARVALHO, M. M. Impactos econômicos da ampliação do uso de energia solar residencial em Minas Gerais. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte-MG, 2017

CAVALCANTI, M. N. A. A utilização do sistema BIM (building information modeling) no planejamento de custos da construção civil. Projeto de graduação. Engenharia Civil da Escola Politécnica do Rio de Janeiro, 2018.

CHAUDUARI, M.; FRANTZIS, L.; HOFF, T.E. (2004). PV Grid Connected Market Potential Under a Cost Breakthrough Scenario. 2004-117373. Navigant Consulting.

CHEPP, E. D; Metodologia para análise de perdas por sombreamento em instalações fotovoltaicas. Dissertação de mestrado. Programa de pós-graduação em Engenharia

de Minas, Metalúrgica e de Materiais da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

DENHOLM, P.; MARGOLIS, R. (2008). Supply Curves for Rooftop Solar PV-Generated Electricity for the United States. NREL/TP-6A0-44073. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. BEN 2009. Balanço Energético Nacional 2009 - Ano Base 2008.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. BEN 2010. Balanço Energético Nacional 2010 - Ano Base 2009.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. BEN 2011. Balanço Energético Nacional 2011 - Ano Base 2010.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética BEN 2012. Balanço Energético Nacional 2012 - Ano Base 2011.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. BEN 2013. Balanço Energético Nacional 2013 - Ano Base 2012.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. BEN 2014. Balanço Energético Nacional 2014 - Ano Base 2013.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. BEN 2015. Balanço Energético Nacional 2015 - Ano Base 2014.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. BEN 2016. Balanço Energético Nacional 2016 - Ano Base 2015.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. BEN 2017. Balanço Energético Nacional 2017 - Ano Base 2015.

EPE- Empresa de Pesquisa Energética. BEN 2018. Balanço Energético Nacional 2018 - Ano Base 2017.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. BEN 2019. Balanço Energético Nacional 2019 - Ano Base 2018.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. 2014. Nota Técnica EPE: Avaliação da Eficiência Energética e Geração Distribuída para os próximos 10 anos (2014-2023).

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. 2017. Estudos da Demanda EPE: Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2017-2026).

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. 2011. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011 - Ano Base 2010.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. 2018. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018 - Ano Base 2017.

FRANTZIS, L.; GRAHAM, S.; PAIDIPATI, J. (2007). California Rooftop Photovoltaic (PV) Resource Assessment and Growth Potential by County. CEC-500-2007-048. Navigant Consulting.

FREITAS, S.; CATITA, C.; REDWEIK, P.; BRITO, M.C. Modelling solar potential in the urban environment: State-of-the-art review. Renew. Sustain. Energy, 915–931, (2015).

GASPARIN, F. P.; KRENZINGER, A. Desempenho de um sistema fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel. Revista Brasileira de Energia Solar Ano 8 Volume VIII Número 1 Julho de 2017 p.10-17

GERHARDT, T. E.; SILVEIRA, D. T. Métodos de pesquisa / Coordenado pela Universidade Aberta do Brasil – UAB/UFRGS e pelo Curso de Graduação Tecnológica – Planejamento e Gestão para o Desenvolvimento Rural da SEAD/UFRGS. – Porto

Alegre: Editora da UFRGS, 2009. Disponível em: <
<http://www.ufrgs.br/cursopgdr/downloadsSerie/derad005.pdf>>. Acesso em Março
2018.

GREEN, M.A.; EMERY, K.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W., DUNLOP, E.D., 2016. Solar cell efficiency tables (version 47). Prog. Photovoltaics Res. Appl. 24, 3–11.

HANSEN, A. M. D. Padrões de consumo de energia elétrica em diferentes tipologias de edificações residenciais, em Porto Alegre. Dissertação de mestrado. Programa de pós-graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2000.

IEA - International Energy Agency. (2001). Potential for Building Integrated Photovoltaics. IEA-PVPS T7-4. Paris: International Energy Agency.

KARTERIS, M.; SLINI, T., PAPADOPOULOS, A.M., 2013. Urban solar energy potential in Greece: a statistical calculation model of suitable built roof areas for photovoltaics. Energy Build. 62, 459–468.

LADNER, G. H.P.; O'NEILL, C. E. (2009). Determining Realistic Photovoltaic Generation Targets in an Isolated Power System. IEEE Power & Energy Society General Meeting, July 26–30, 2009. Calgary, Alberta Canada.

LANGE, W. J. Metodologia de mapeamento da área potencial de telhados de edificações residenciais no Brasil para fins de aproveitamento energético fotovoltaico. Rio de Janeiro: Terragis, 2012.

LI, D., LIU, G., LIAO, S., 2015. Solar potential in urban residential buildings. Sol. Energy 111, 225–235.

LIMA, R.N.S. Google Earth aplicado a pesquisa e ensino da geomorfologia. Revista de Ensino de Geografia, Uberlândia, v. 3, n. 5, p. 17-30, jul./dez. 2012.

MAINZER, K.; FATH, K., MCKENNA, R., STENGEL, J., FICHTNER, W., SCHULTMANN, F., 2014. A high-resolution determination of the technical potential for residential-roof-mounted photovoltaic systems in Germany. *Sol. Energy* 105, 715–731.

MELIUS, J., Margolis, R., Ong, S., 2013. Estimating rooftop suitability for PV: A Review of Methods, Patents, and Validation Techniques. Technical Report NREL/TP-6A20-60593

NASA. Our Sun. National Aeronautics and Space Administration. Disponível em: <<https://solarsystem.nasa.gov/solar-system/sun/in-depth/>> Acesso em: Abril de 2019.

ORDONEZ, J.; JADRAQUE, E.; ALEGRE, J.; MARTINEZ, G. (2010). "Analysis of the Photovoltaic Solar Energy Capacity of Residential Rooftops in Andalusia (Spain)." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (14); pp. 2122–2130.

PEREIRA, E. B. et al. Atlas brasileiro de energia solar. São José dos Campos, 2006. INPE.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. 2014 1 ed. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB.

PROCEMPA. Consumo total de eletricidade per capita. Disponível em: <http://portoalegremanalise.procempa.com.br/?regiao=1_5_295> Acesso em: Outubro de 2019.

PVCDROM. Properties of Sunlight. Disponível em: <<https://www.pveducation.org/pvcdrom/welcome-to-pvcdrom/properties-of-sunlight>> Acesso em: Maio 2019.

RAMPINELLI, G. A.; SCARDUELLI, C. Desenvolvimento de Metodologia para Mapeamento da Estimativa de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos em Áreas Urbanas. *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, 106-124, (2016).

RODRIGUES, C. Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída; O caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Dissertação de mestrado. Programa de pós-graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002).

RODRIGUEZ, L.R., et al. Assessment of the photovoltaic potential at urban level based on 3D city models: A case study and new methodological approach, *Solar Energy*, 146 (2017), pp. 264-275

RUSCHEL, C. S; KRENZINGER, A. Efeito do sombreamento no desempenho de uma usina solar fotovoltaica. *Revista Brasileira de Energia Solar*, vol. 8, N.1, p.18-25, jul. 2017.

SILVA J. L. S. et al. Análise do avanço da geração distribuída no Brasil. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado: Brasil 2018.

SME - Secretaria de Minas e Energia do Rio Grande do Sul (2018). *Altas Solar do Rio Grande do Sul*. Porto Alegre 2018.

SMURB – Secretaria Municipal de Urbanismo. *As Caras da Cidade*. Disponível em: <http://www2.portoalegre.rs.gov.br/spm/default.php?p_secao=193> Acesso em: Abril 2019.

SRECKOVIC, N., et al. Determining roof surfaces suitable for the installation of PV (photovoltaic) systems, based on LiDAR (Light DetectionAndRanging) data, pyranometermeasurements, anddistribution network configuration. *Energy*, 404–414, (2016) 96.

TOLMASQUIM, M.T. Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil. *Estudos Avançados*, 2012. vol 26 (74), 249–260.

TORRES, R. G. Desenvolvimento de metodologia para avaliação do potencial de utilização de sistemas de energia solar fotovoltaica em meios urbanos. Dissertação

de mestrado. Programa de pós-graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

URBANIDADES, 2009. Macrozoneamento. Disponível em: <<https://urbanidades.arq.br/2009/02/24/macrozoneamento/>>. Acesso em 15 de fevereiro 2018.

VARDIMON, R. (2011). "Assessment of the Potential for Distributed Photovoltaic Electricity Production in Israel." *Renewable Energy* (36); pp. 591–594.

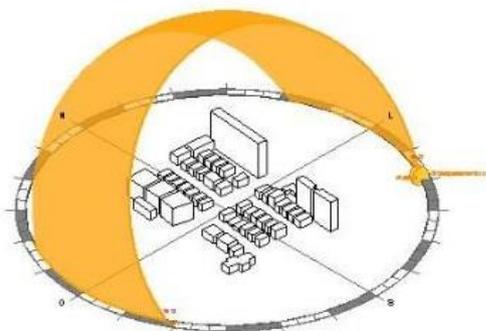
VELHO, L. F. Análise da temperatura de superfície e da ocupação urbana no município de Porto Alegre. tese (Doutorado); 2014, Porto Alegre.

VIANA, T. S. Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no Brasil;165f. tese (Doutorado); 2010, Florianópolis.

ZHANG, X.; WALKER, R.; SALISBURY, M.; HROMIKO, R.; SCHREIBER, J. (2009). *Creating a Solar City: Determining the Potential of Solar Rooftop Systems in the City of Newark*. University of Delaware, Center for Energy and Environmental Policy.

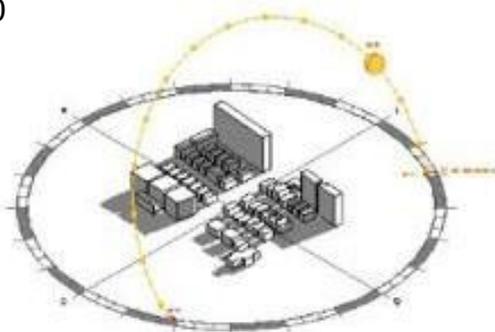
APÊNDICE A - Análise de sombras

Praia de Belas

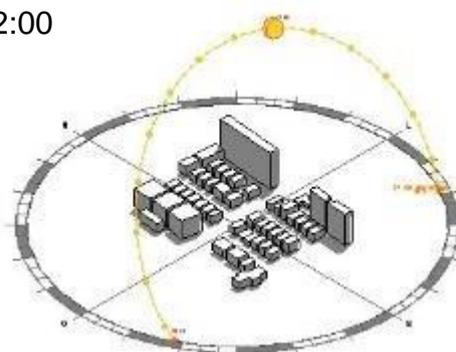


Solstício de Verão

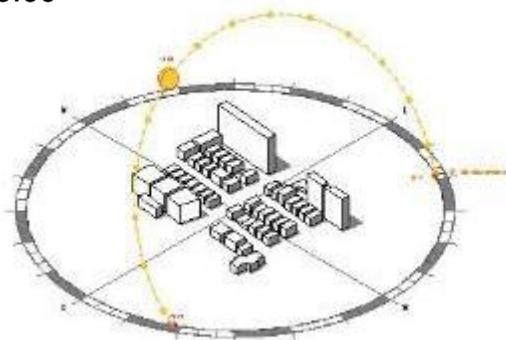
9:00



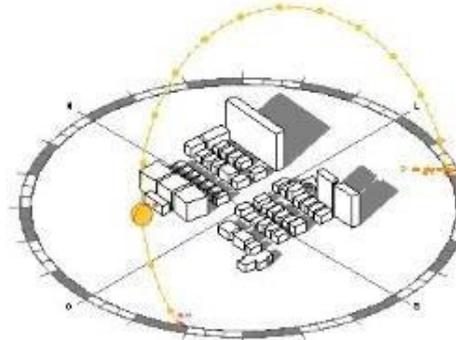
12:00



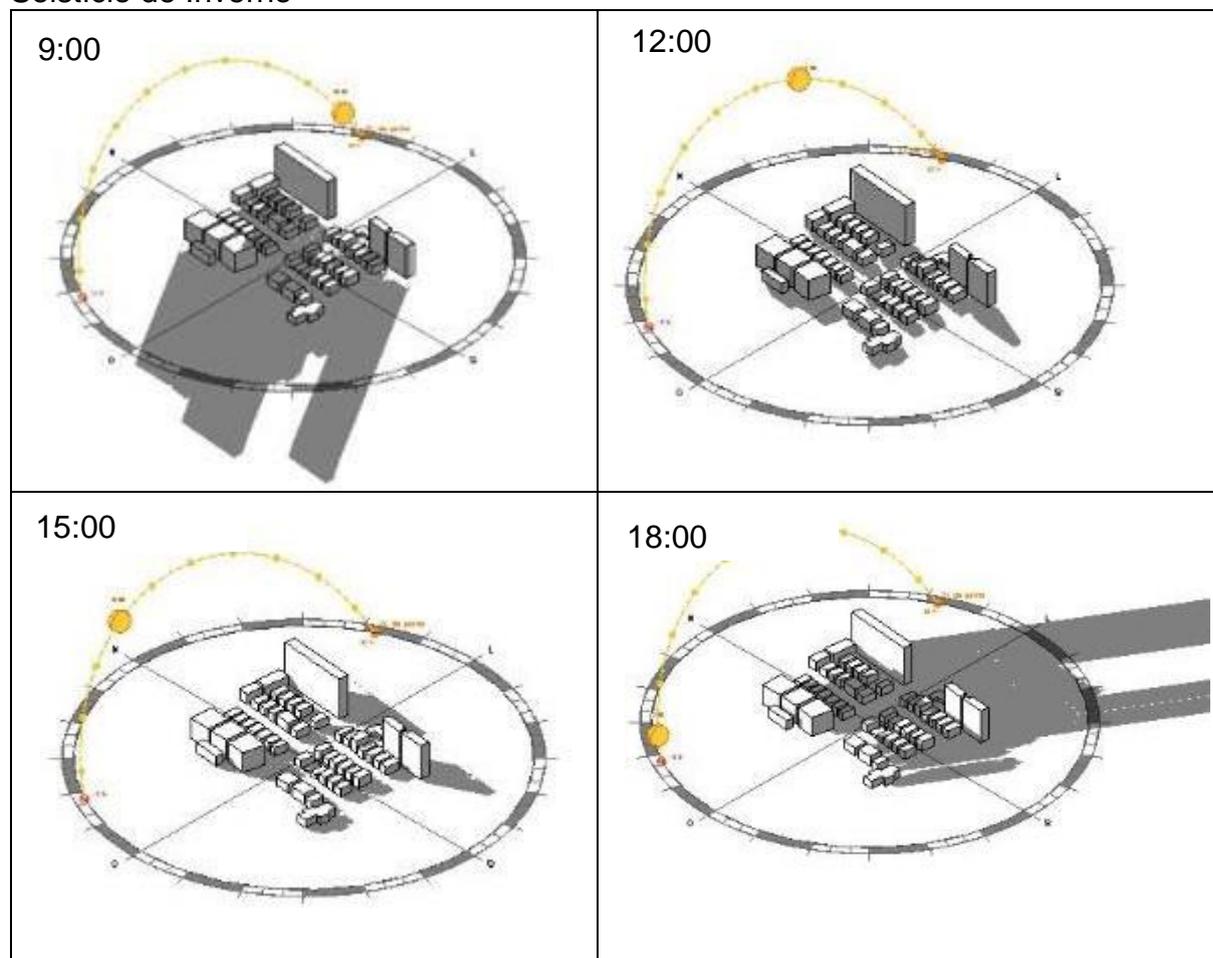
15:00



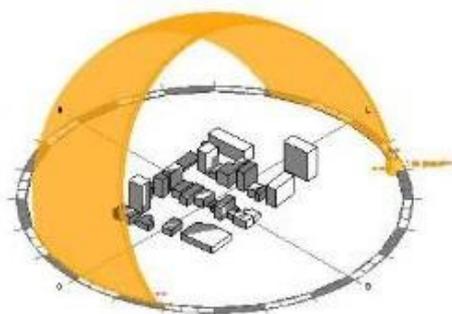
18:00



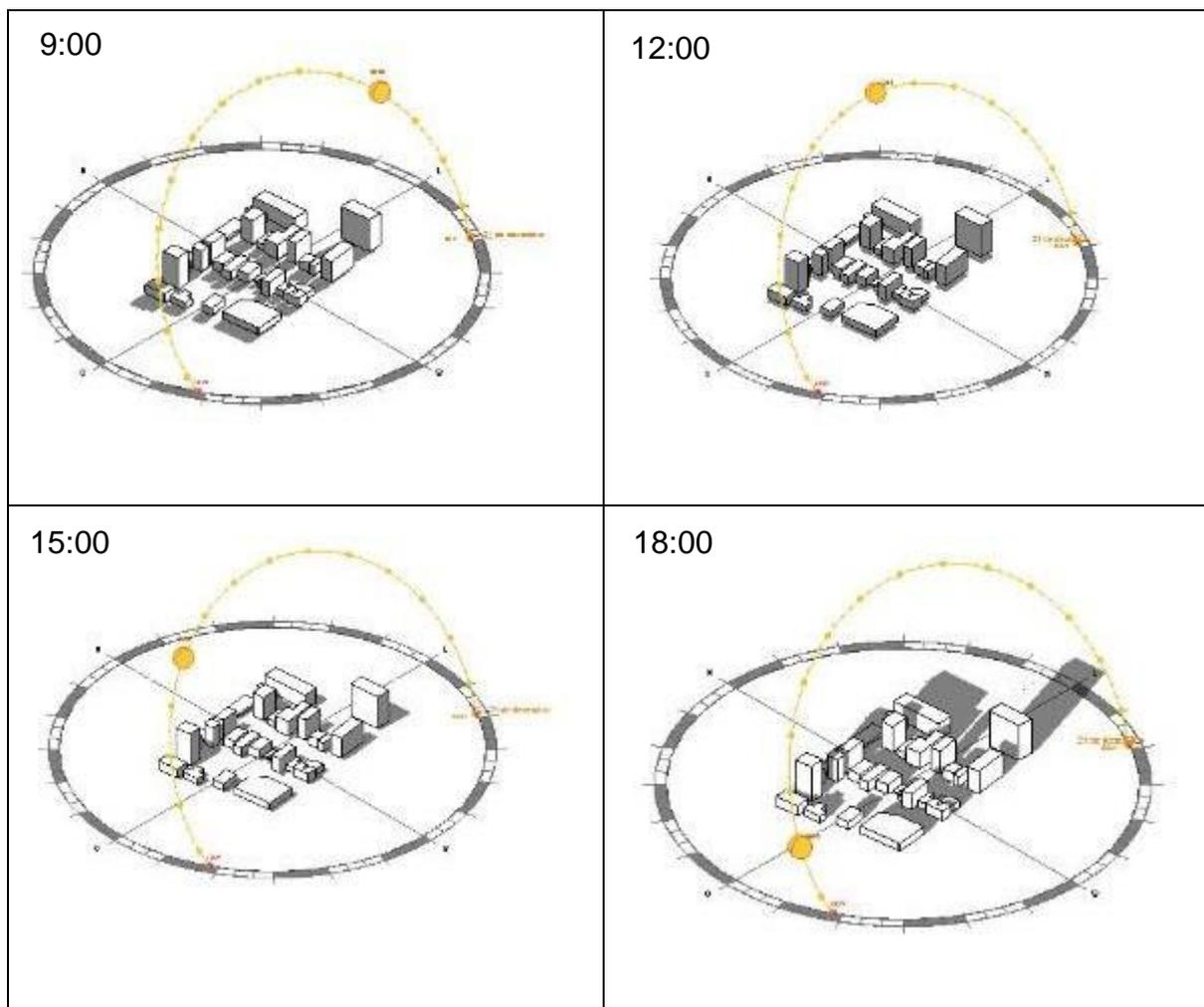
Solstício de Inverno



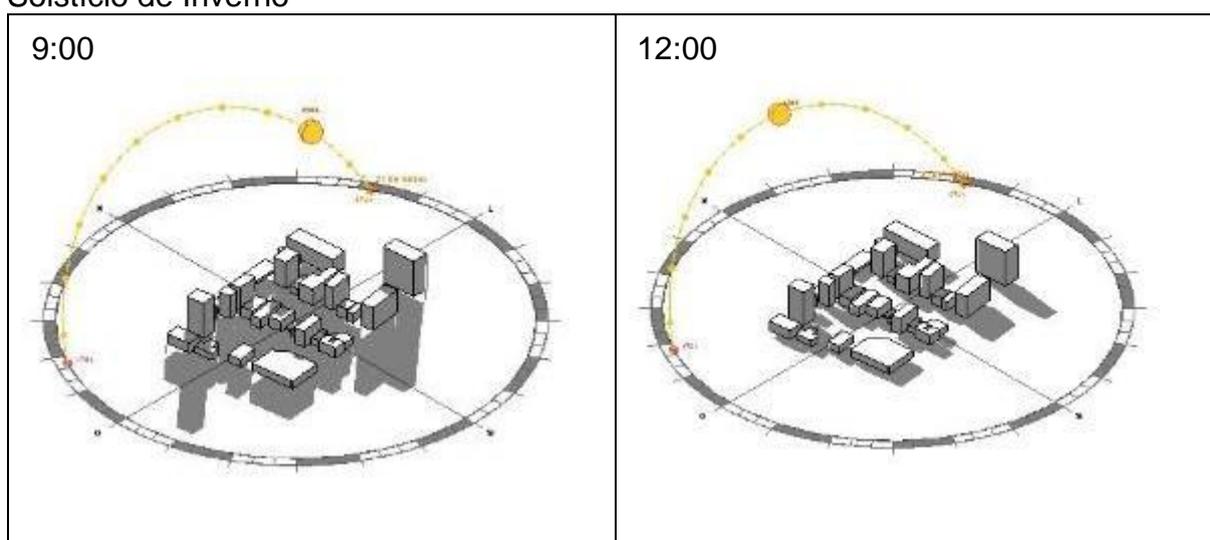
Auxiliadora

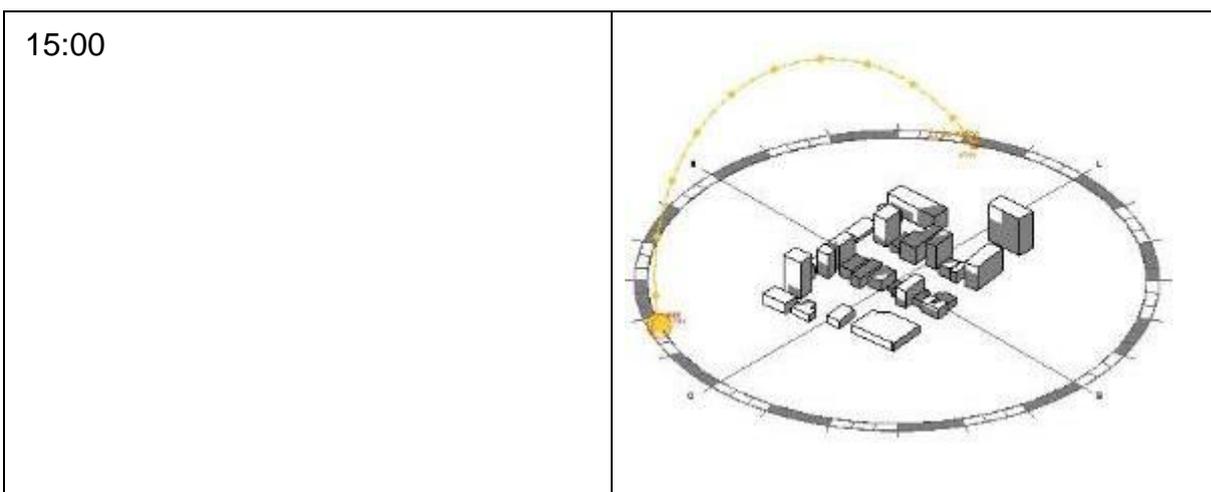


Solstício de Verão

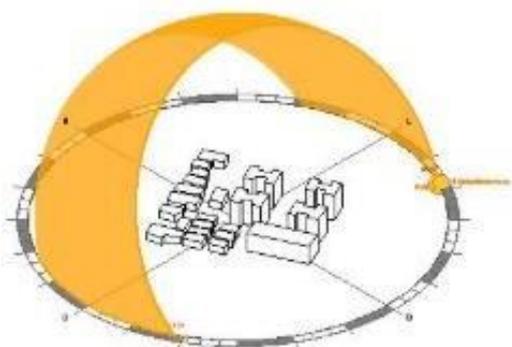


Solstício de Inverno

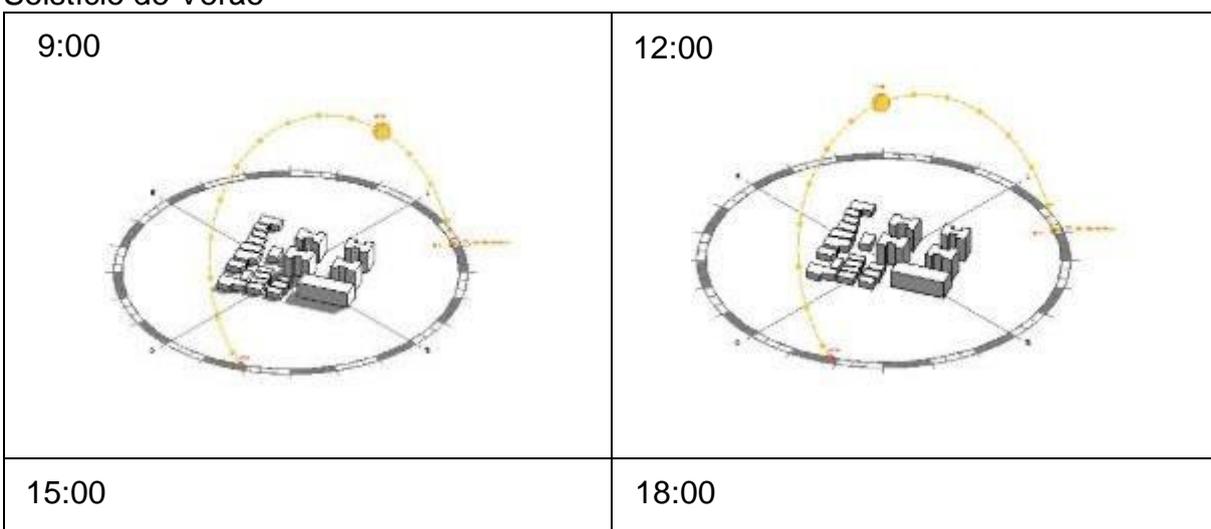


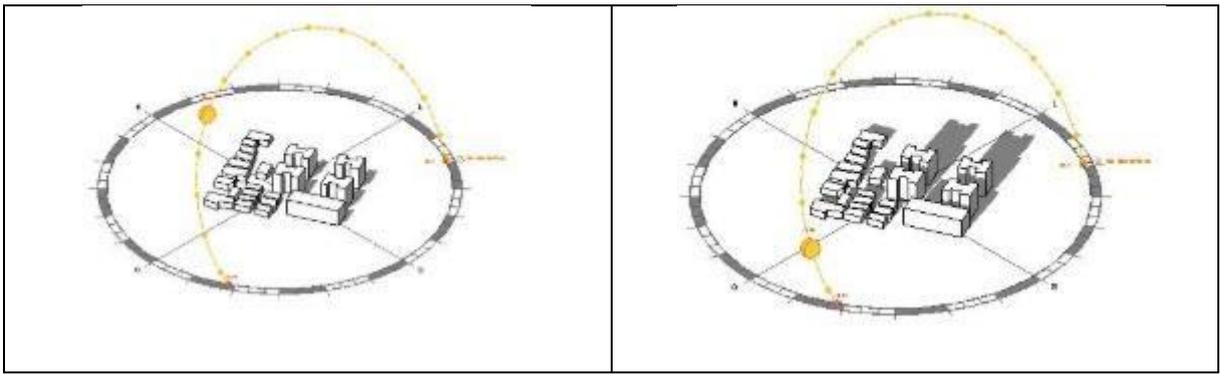


Boa Vista

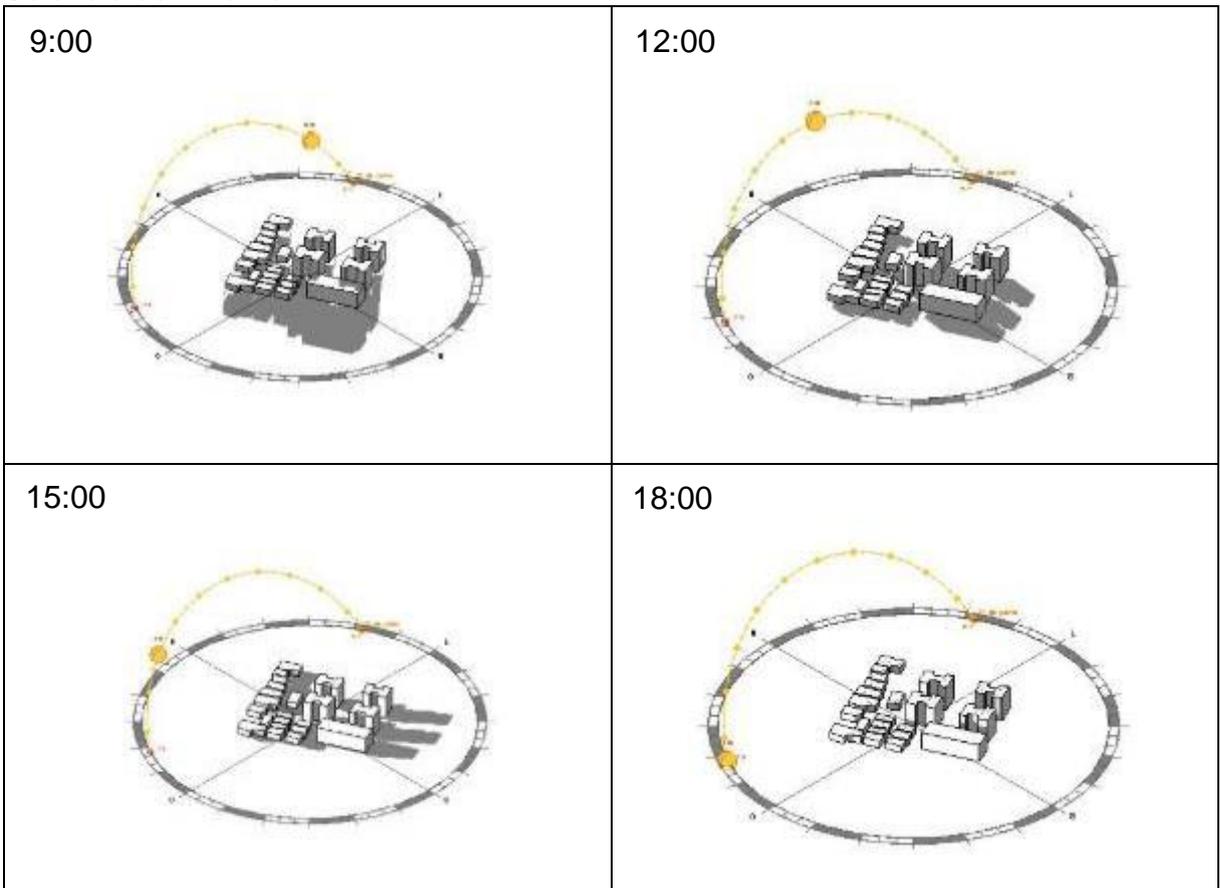


Solstício de Verão

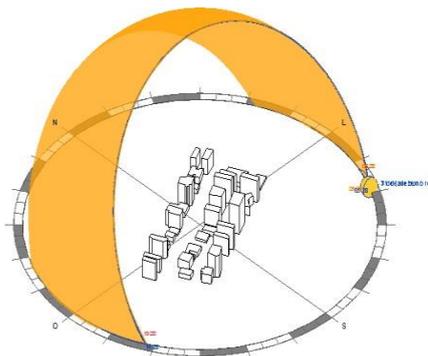




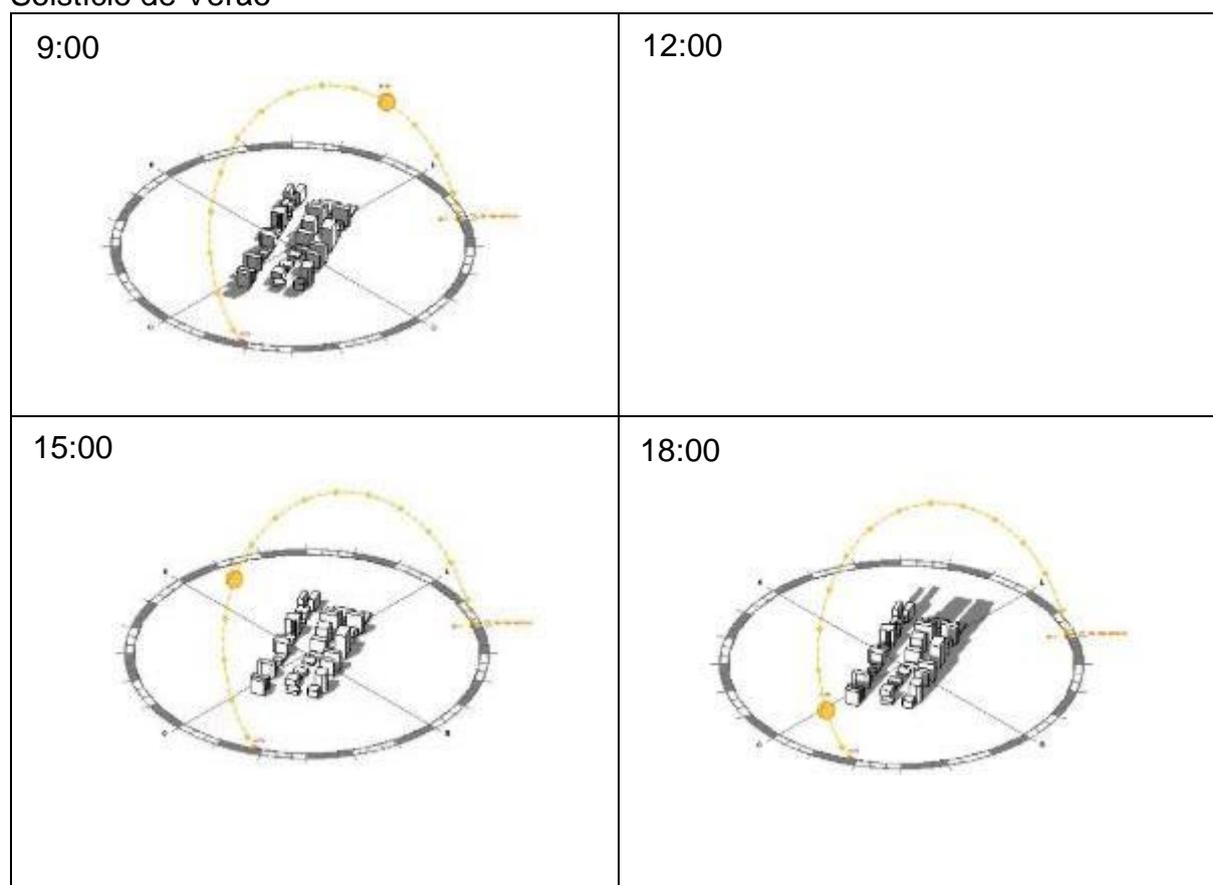
Solstício de Inverno



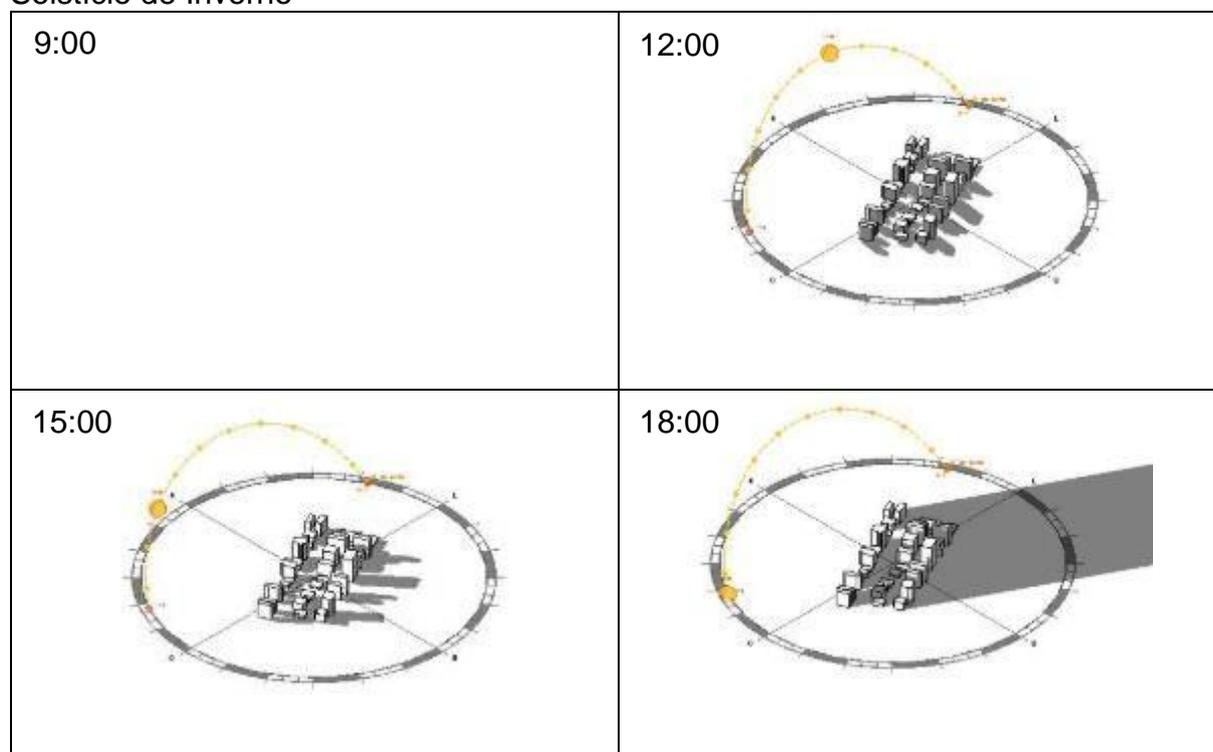
Bela Vista



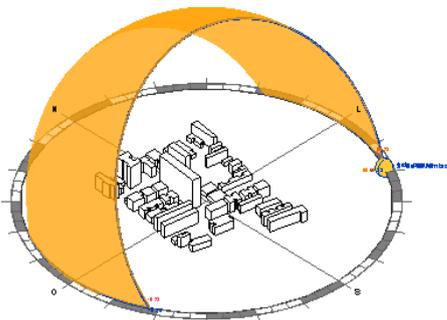
Solstício de Verão



Solstício de Inverno



Bom Fim



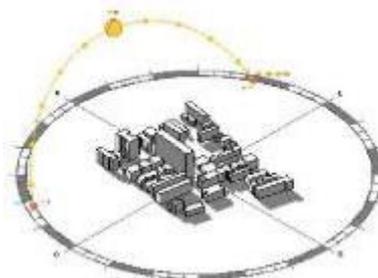
Solstício de Verão

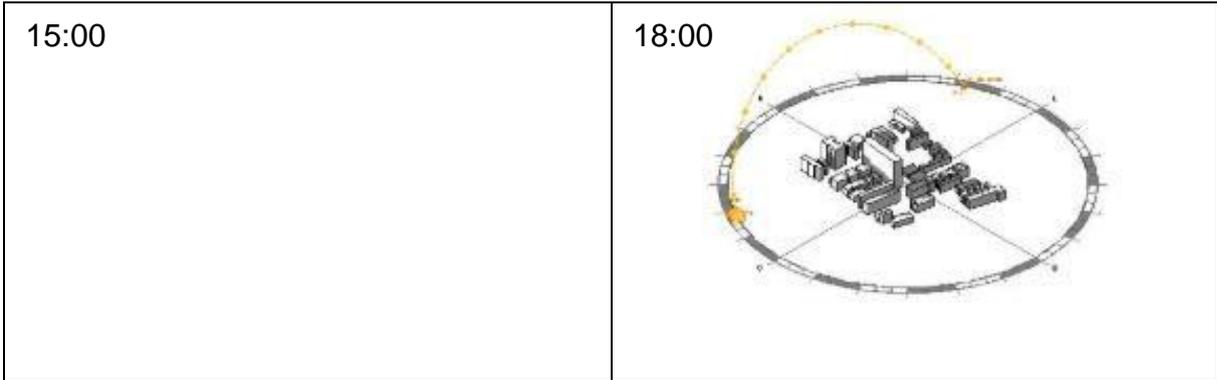
9:00	12:00
15:00	18:00



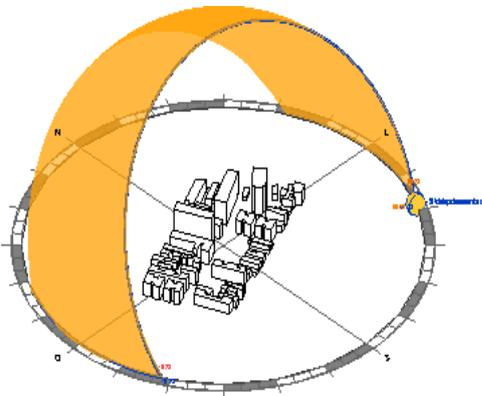
Solstício de Inverno

9:00	12:00
------	-------

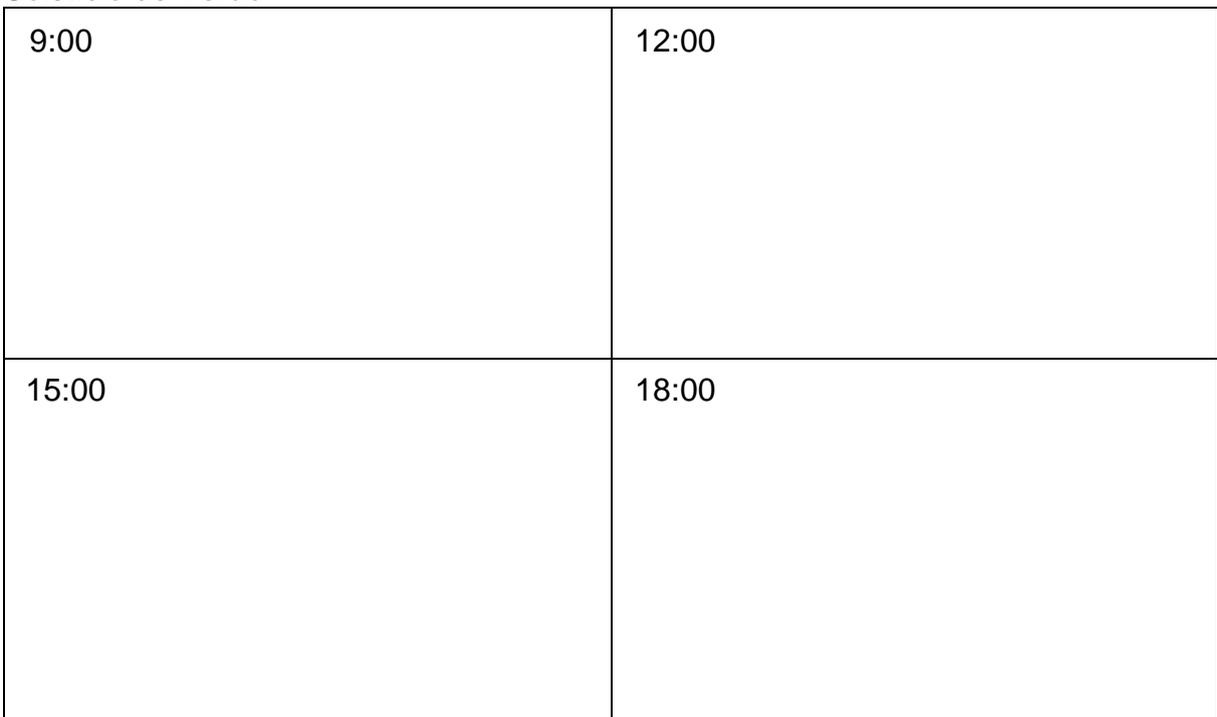




Cidade Baixa



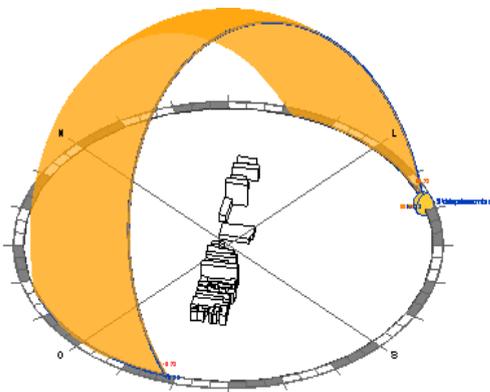
Solstício de Verão



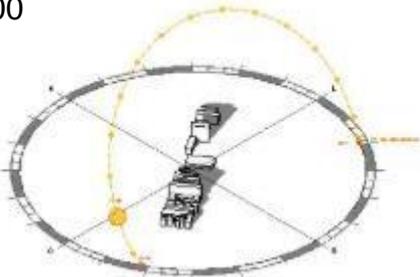
Solstício de Inverno

9:00	12:00
15:00	18:00

Farroupilha



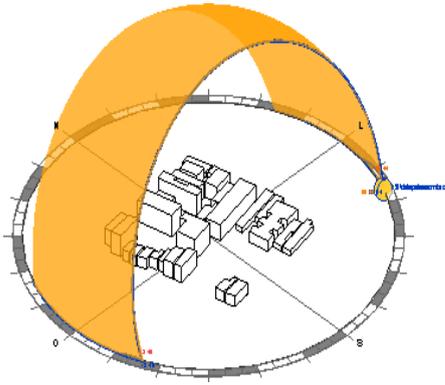
Solstício de Verão

9:00	12:00
15:00	18:00 

Solstício de Inverno

9:00 	12:00 
15:00	15:00

Floresta

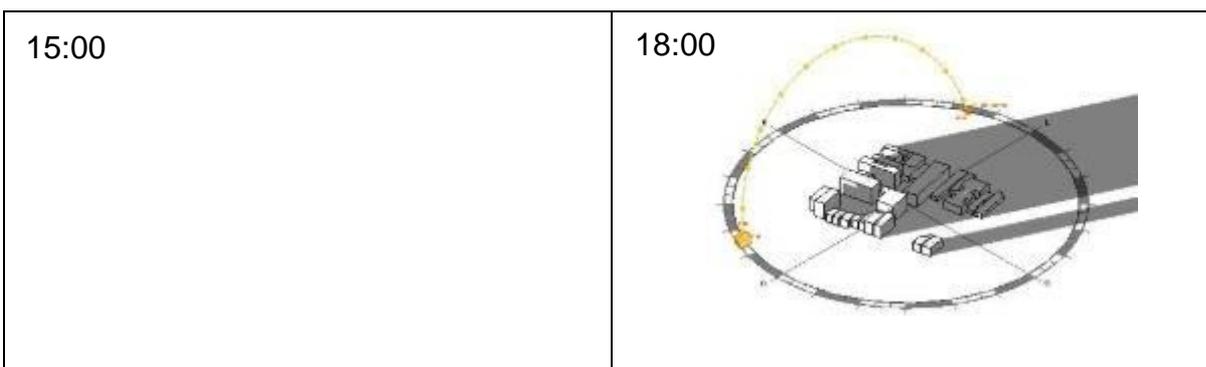


Solstício de Verão

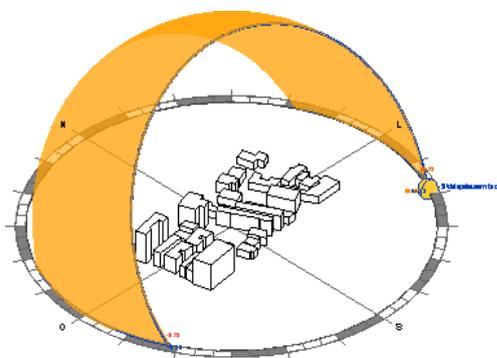
<p>9:00</p>	<p>12:00</p>
<p>15:00</p>	<p>15:00</p>

Solstício de Inverno

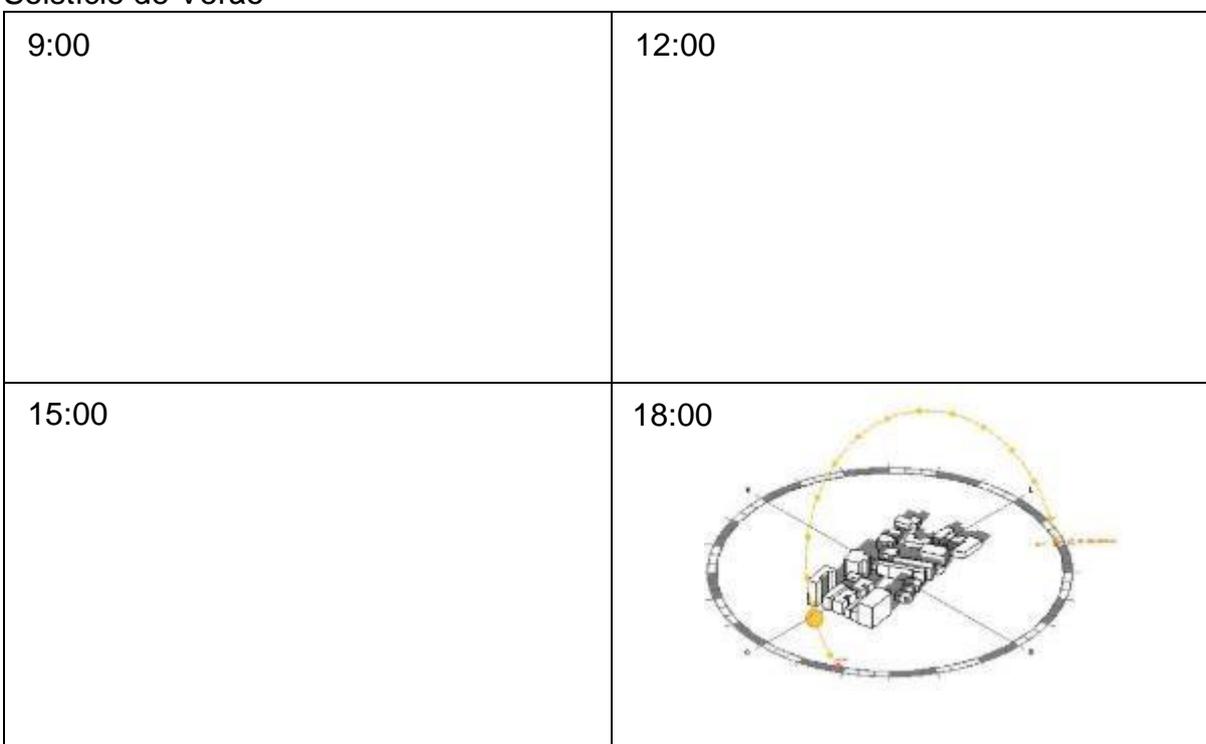
<p>9:00</p>	<p>12:00</p>
-------------	--------------



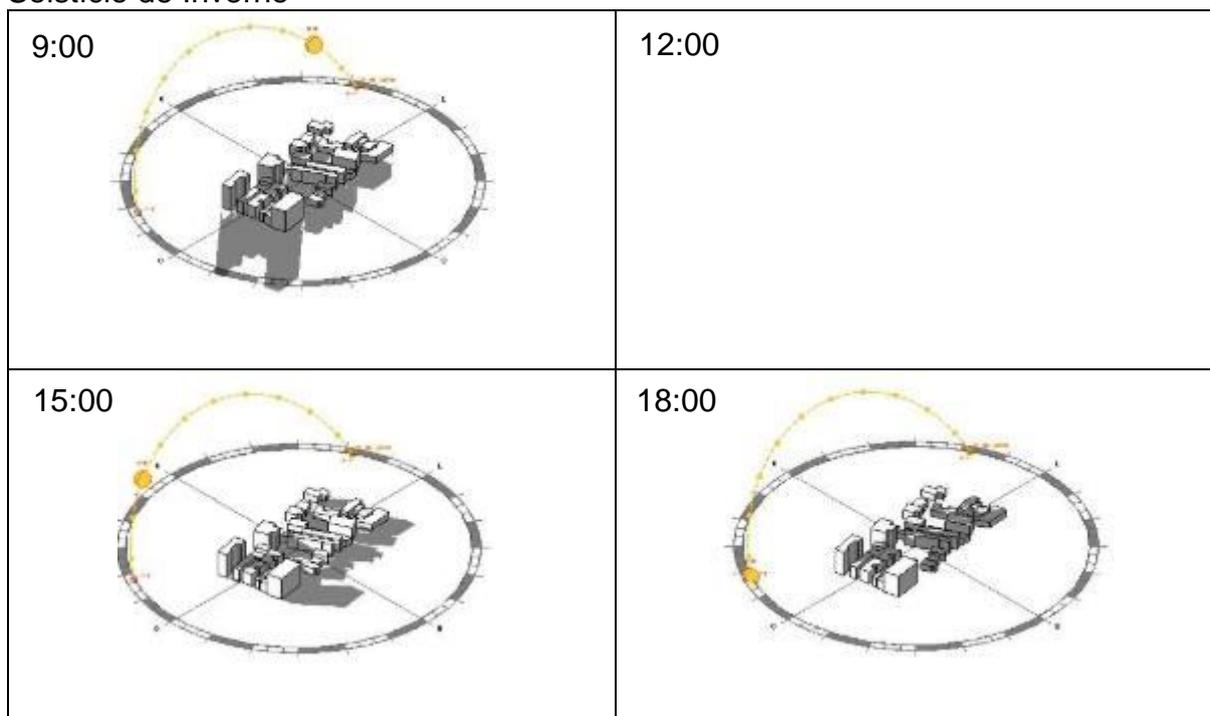
Independência



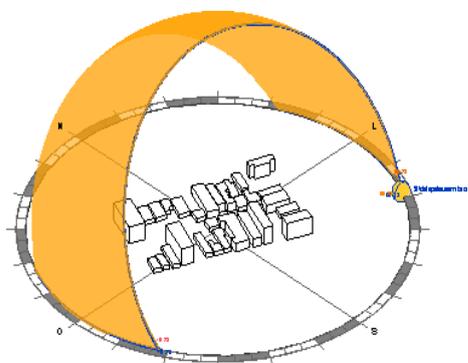
Solstício de Verão



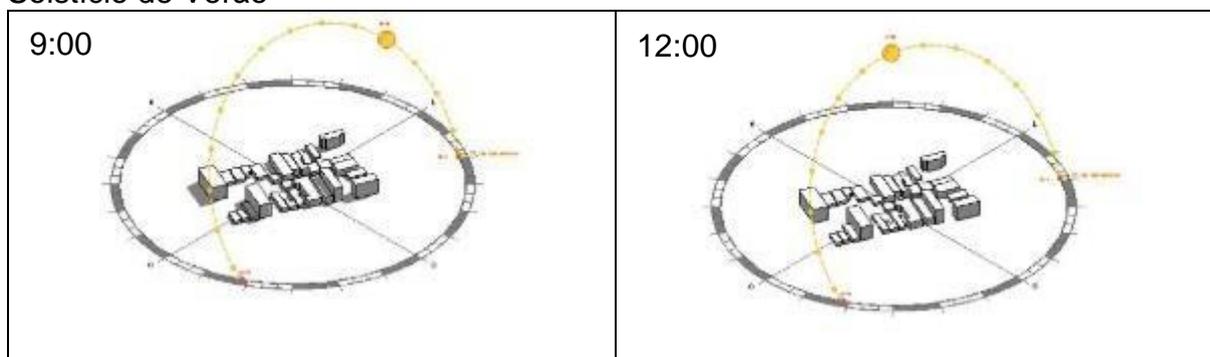
Solstício de Inverno

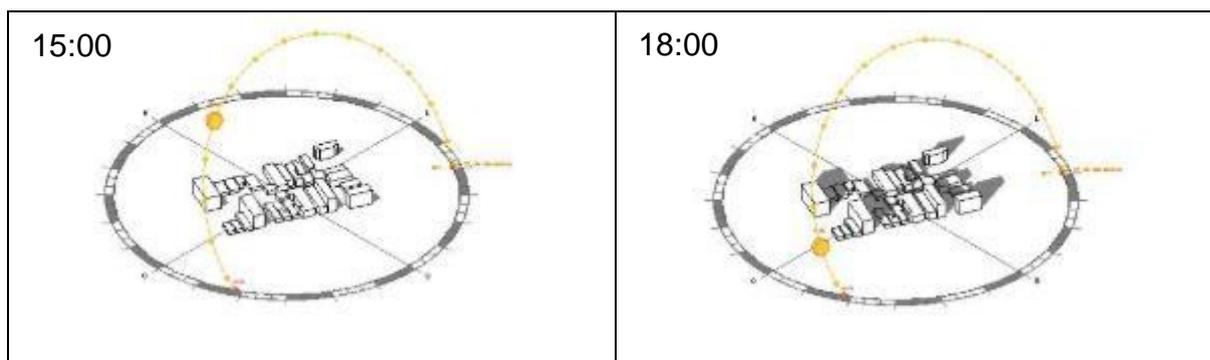


Jardim Botânico

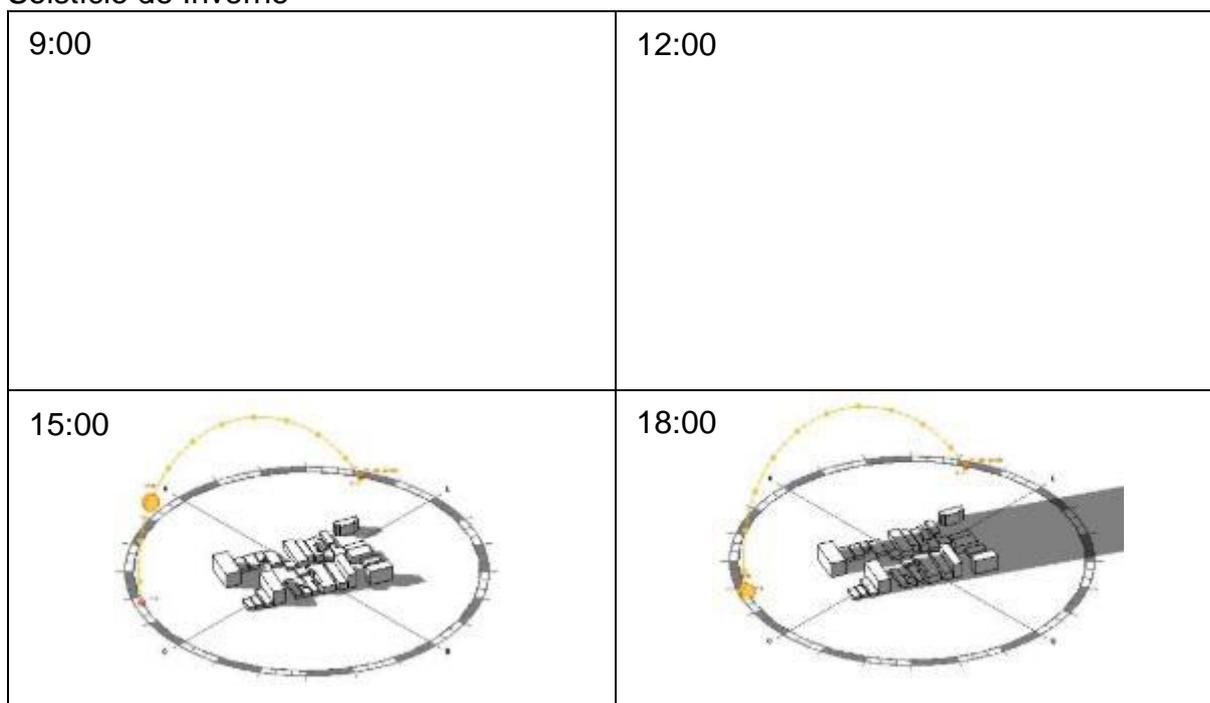


Solstício de Verão

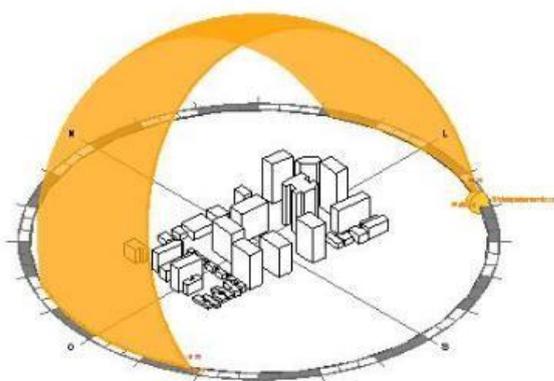




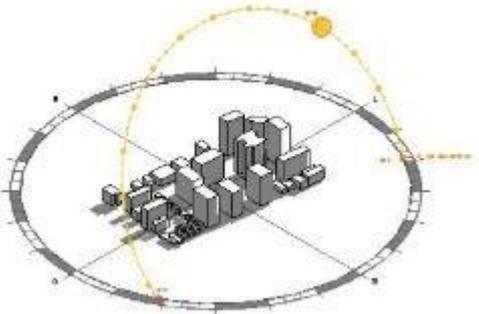
Solstício de Inverno



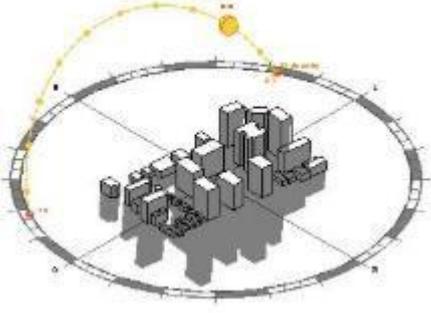
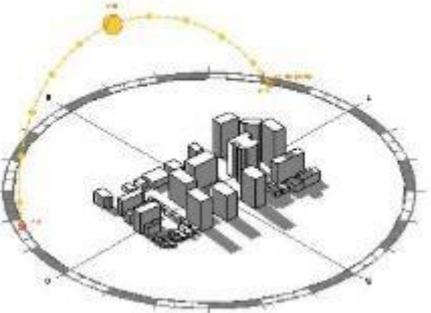
Menino Deus

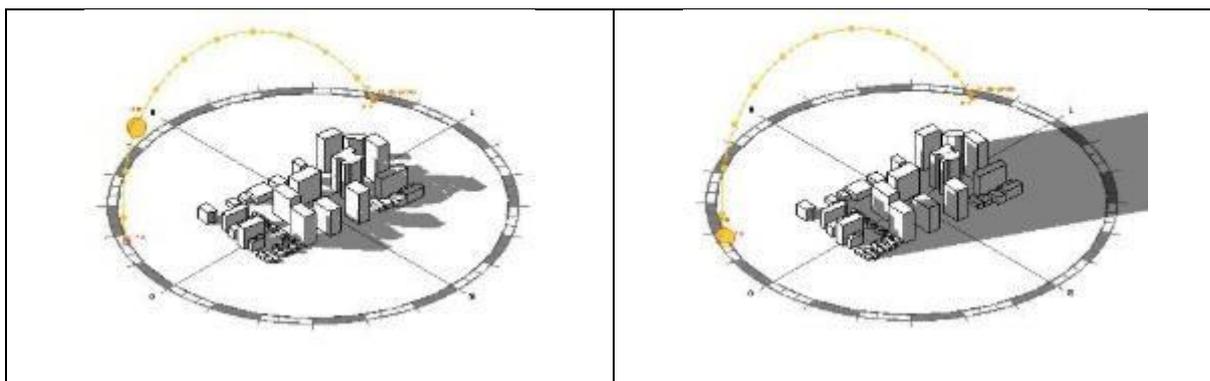


Solstício de Verão

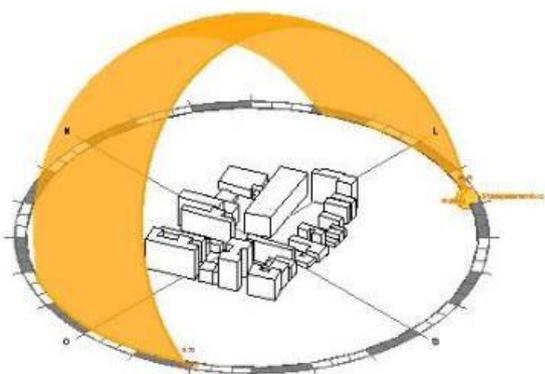
<p>9:00</p> 	<p>12:00</p>
<p>15:00</p>	<p>18:00</p>

Solstício de Inverno

<p>9:00</p> 	<p>12:00</p> 
<p>15:00</p>	<p>18:00</p>

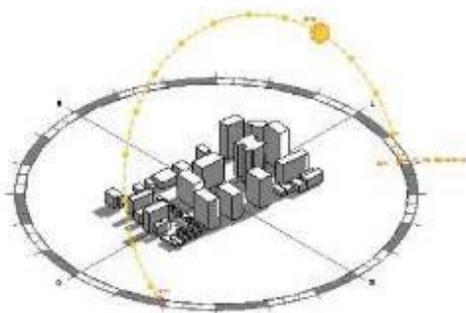


Centro



Solstício de Verão

9:00

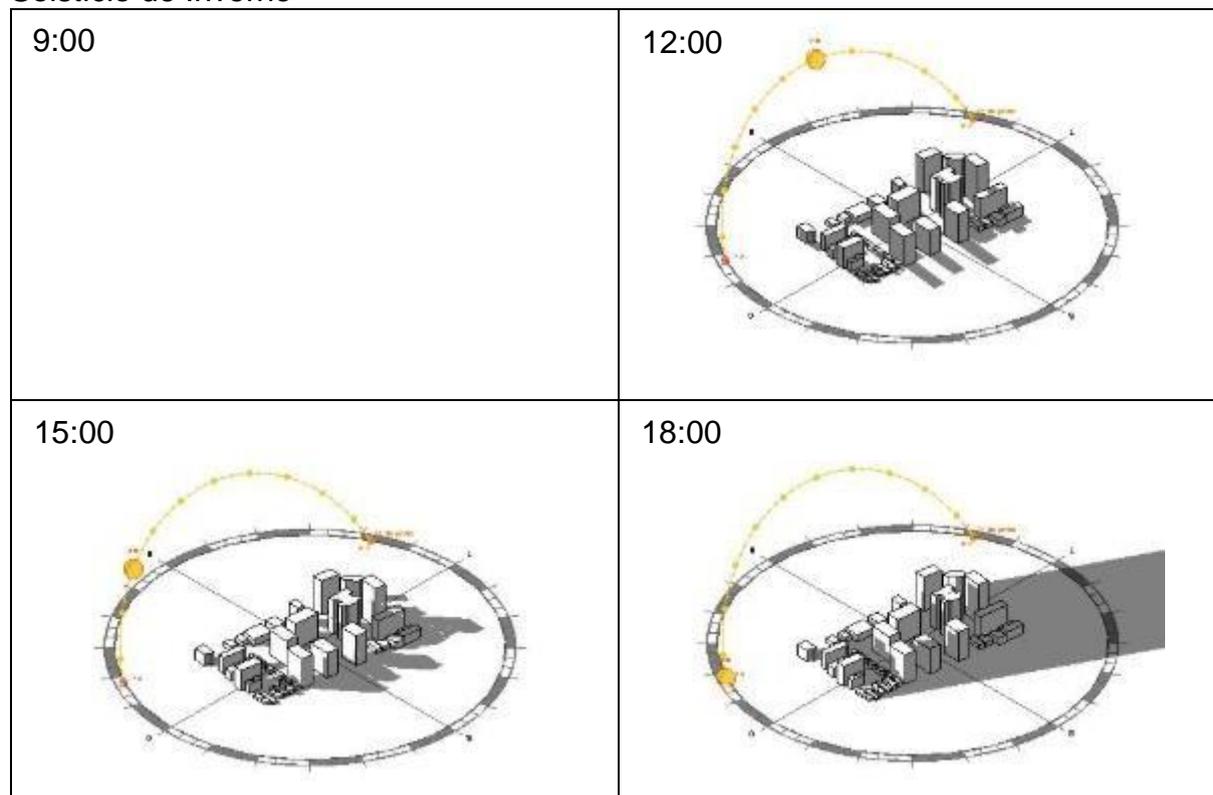


12:00

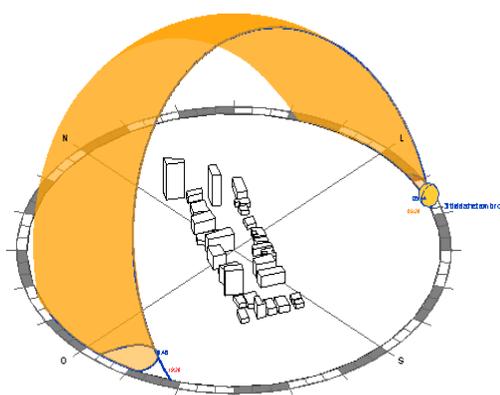
15:00

18:00

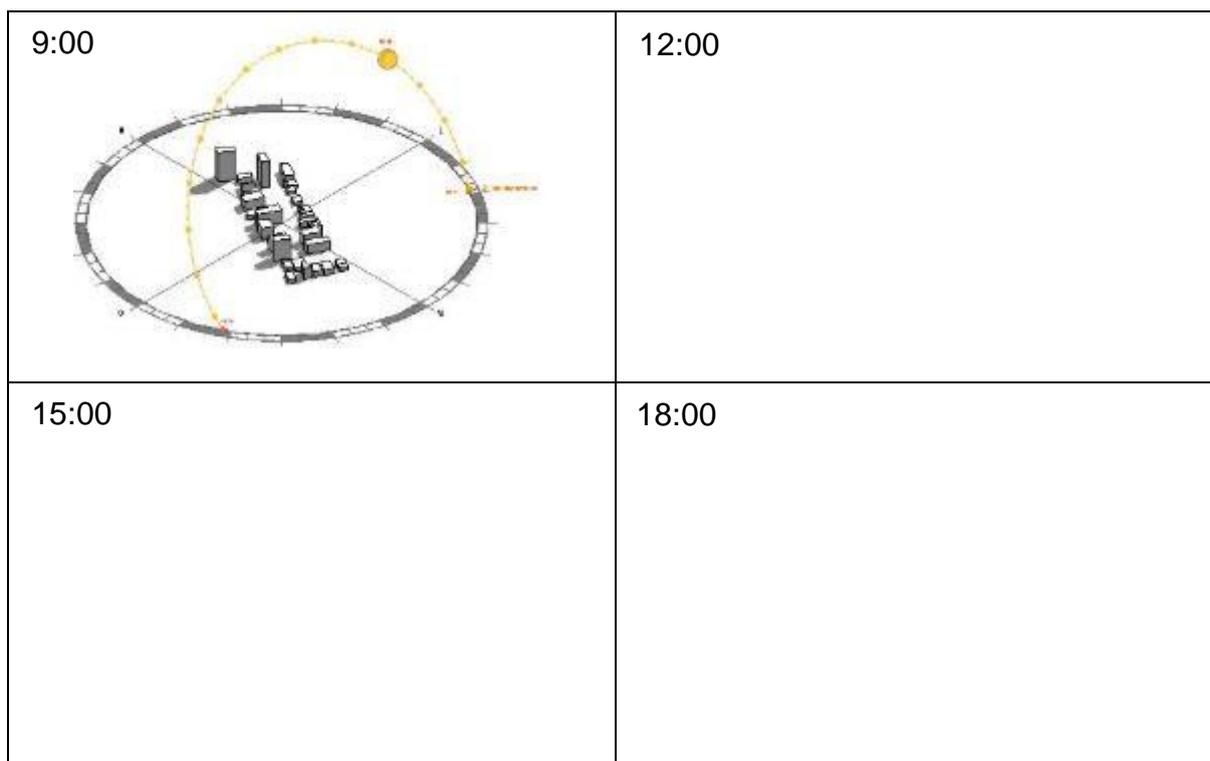
Solstício de Inverno



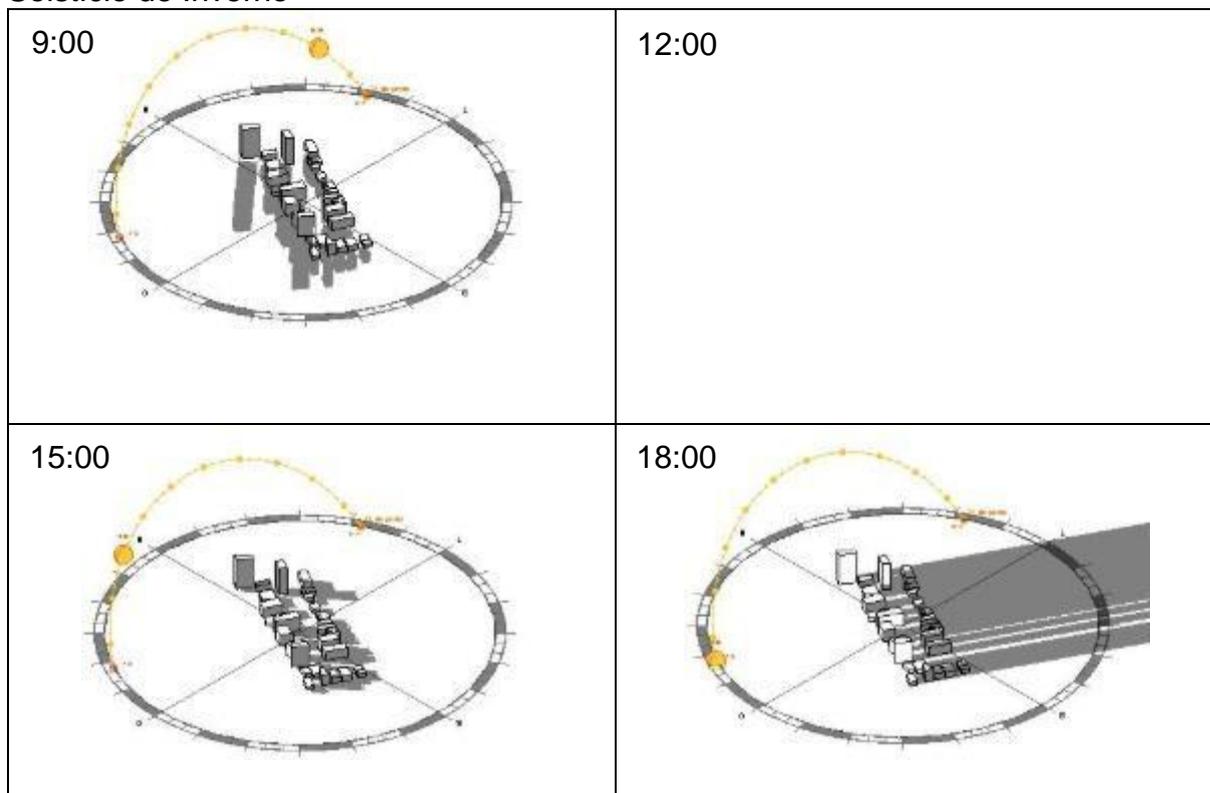
Moinhos de Ventos



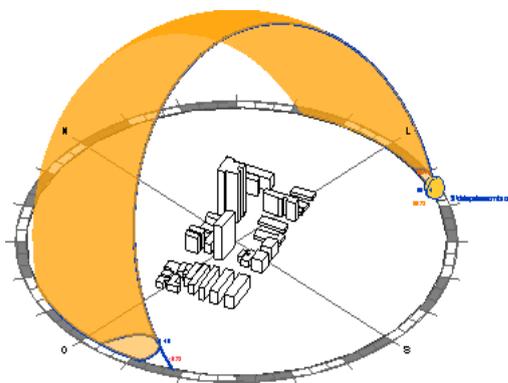
Solstício de Verão



Solstício de Inverno



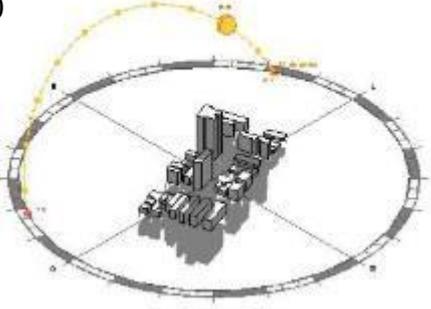
Petrópolis

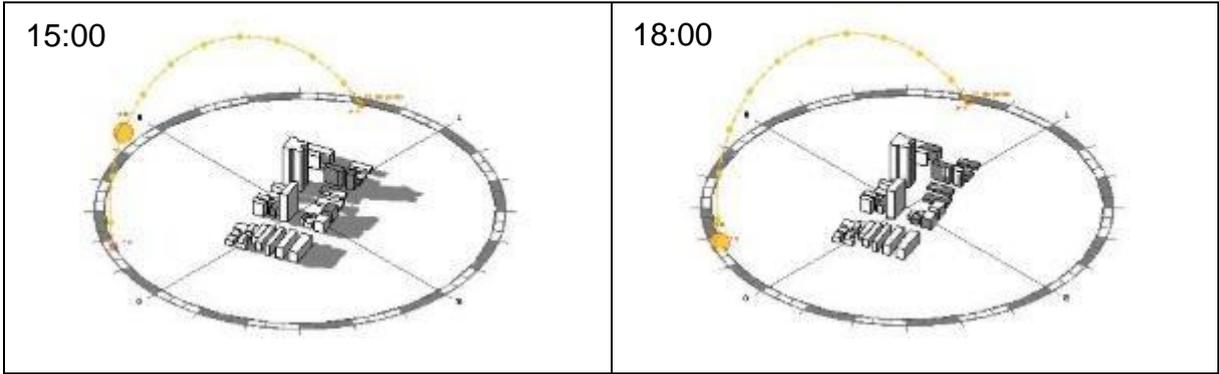


Solstício de Verão

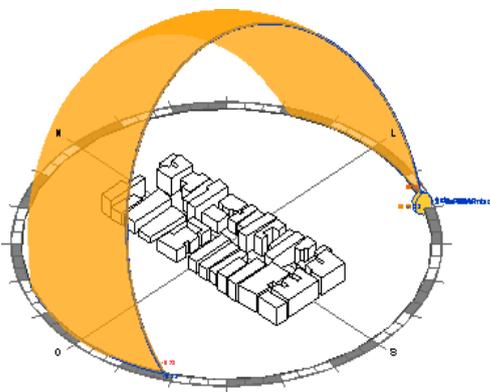
9:00	12:00
15:00	18:00

Solstício de Inverno

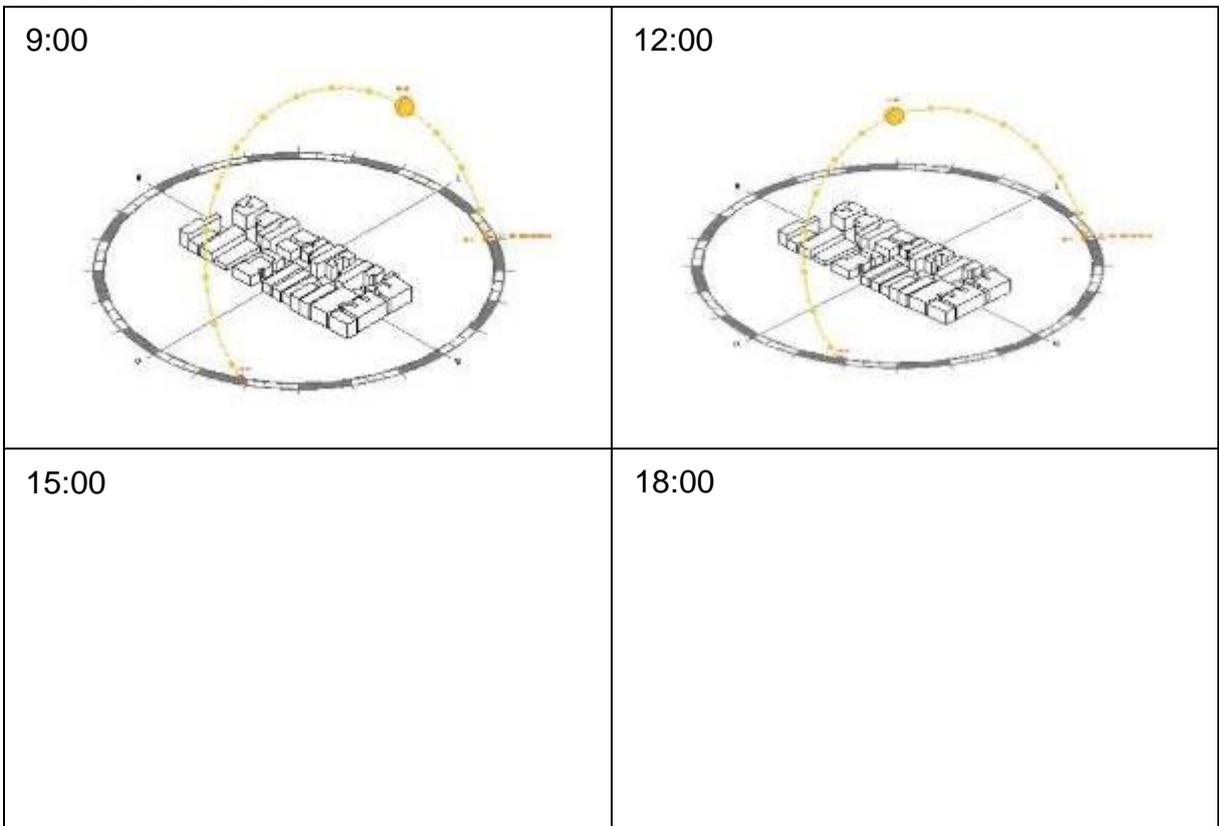
<p>9:00</p> 	12:00
---	-------



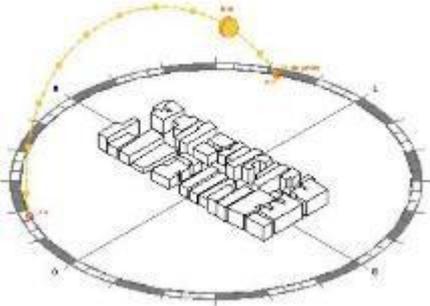
Rio Branco



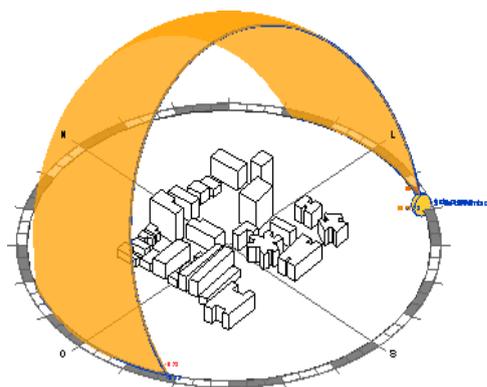
Solstício de Verão



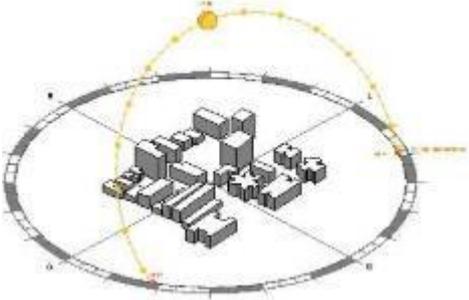
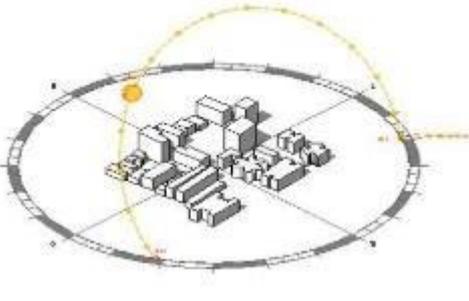
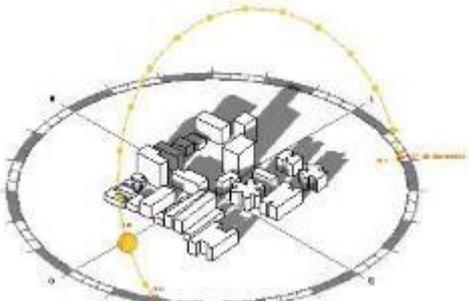
Solstício de Inverno

9:00 	12:00
15:00	18:00

Mont'Serrat



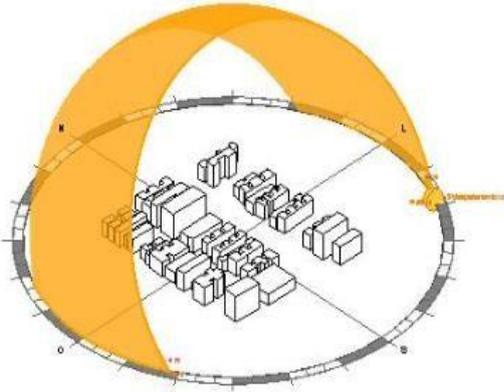
Solstício de Verão

9:00	12:00 
15:00 	18:00 

Solstício de Inverno

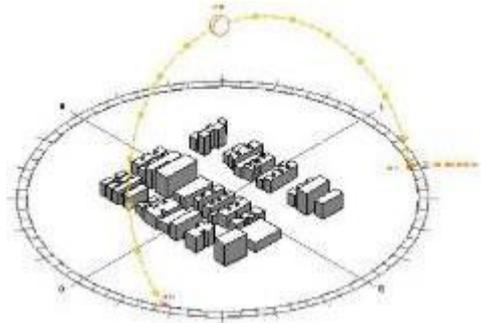
9:00	12:00
15:00	18:00

Santa Cecília



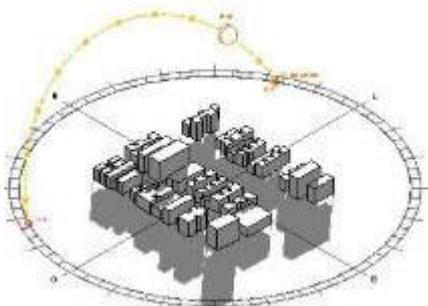
Solstício de Verão

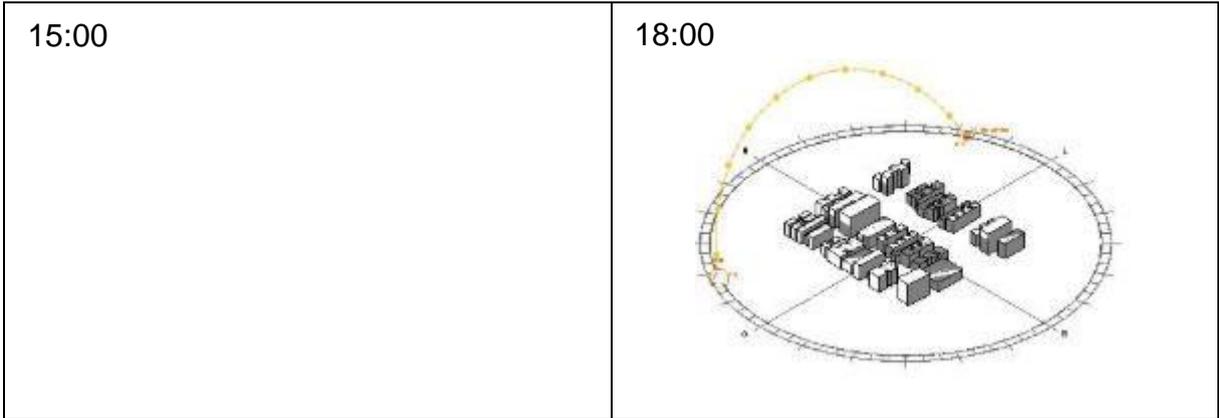
9:00	12:00
15:00	18:00



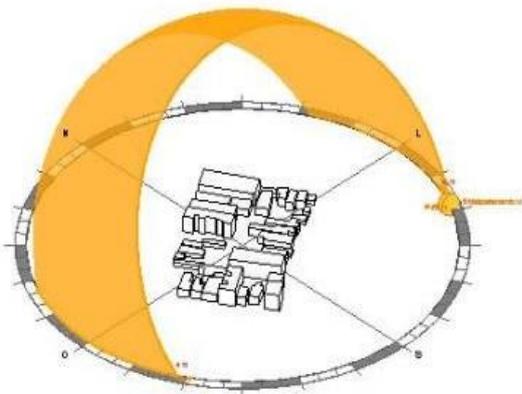
Solstício de Inverno

9:00	12:00
------	-------

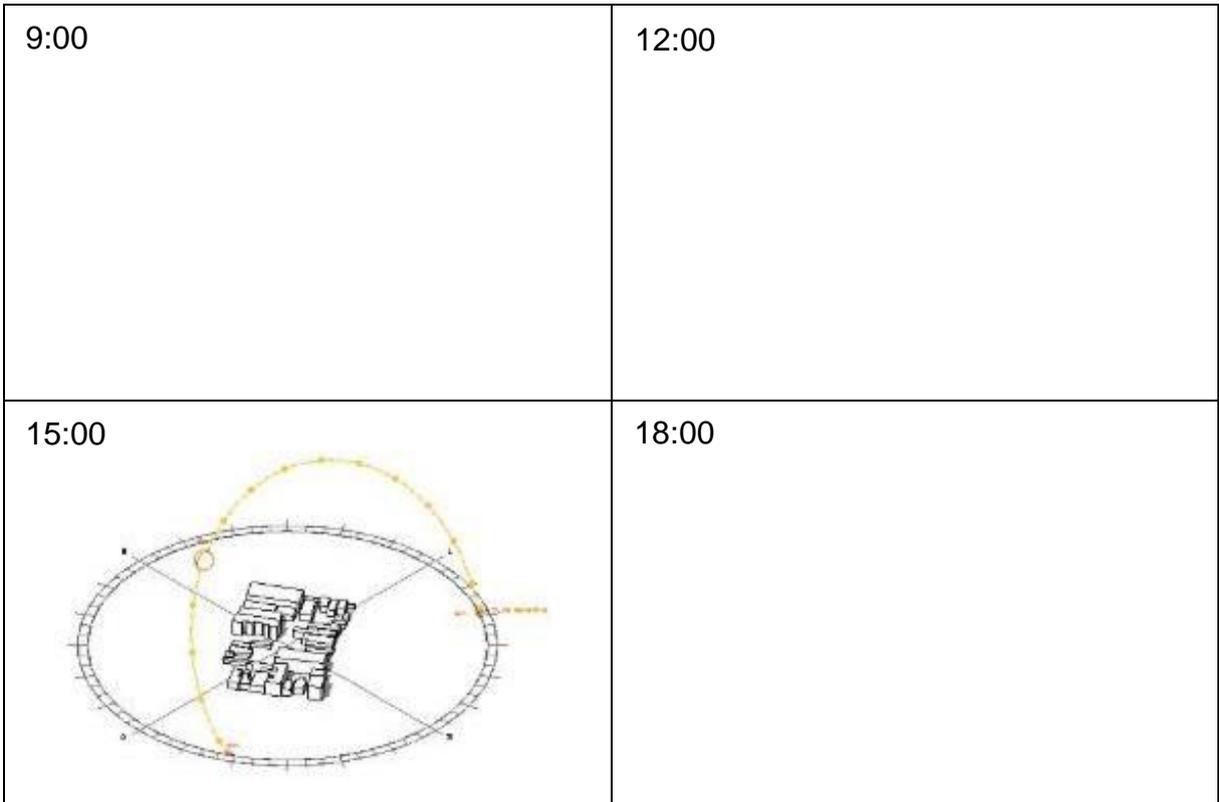




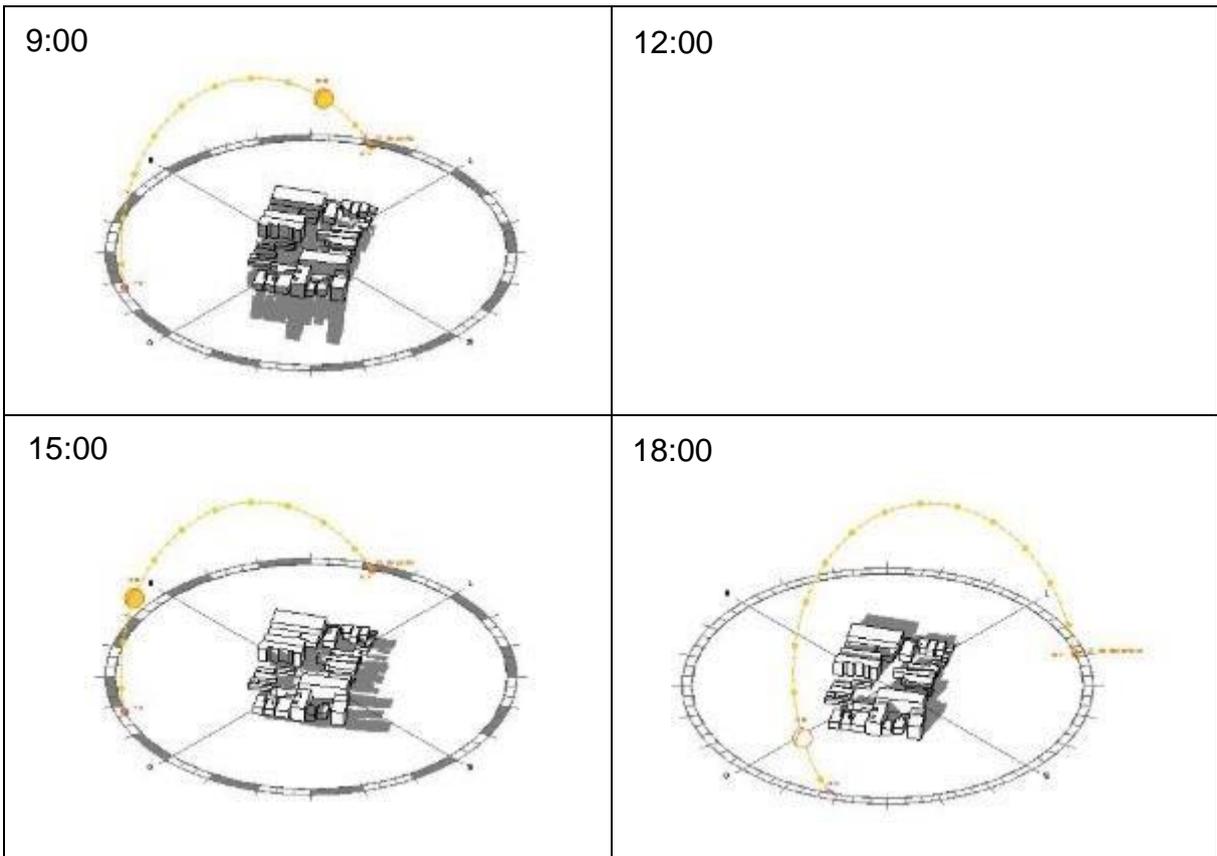
Santana



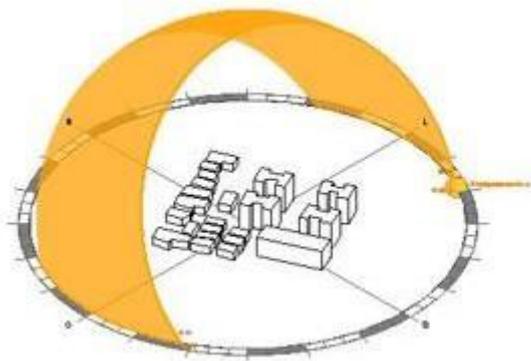
Solstício de Verão



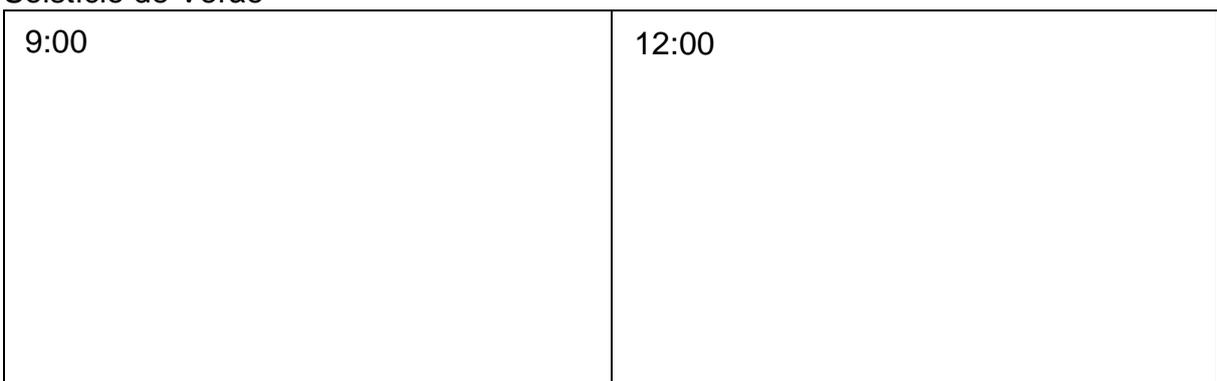
Solstício de Inverno



Boa Vista



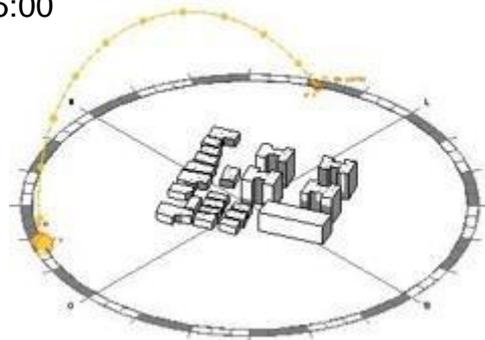
Solstício de Verão



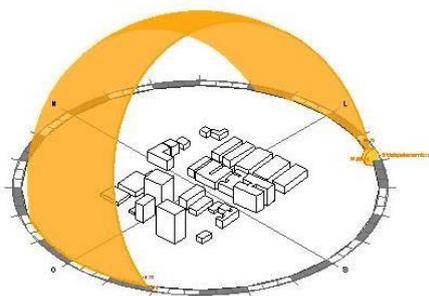
15:00	18:00
-------	-------

Solstício de Inverno

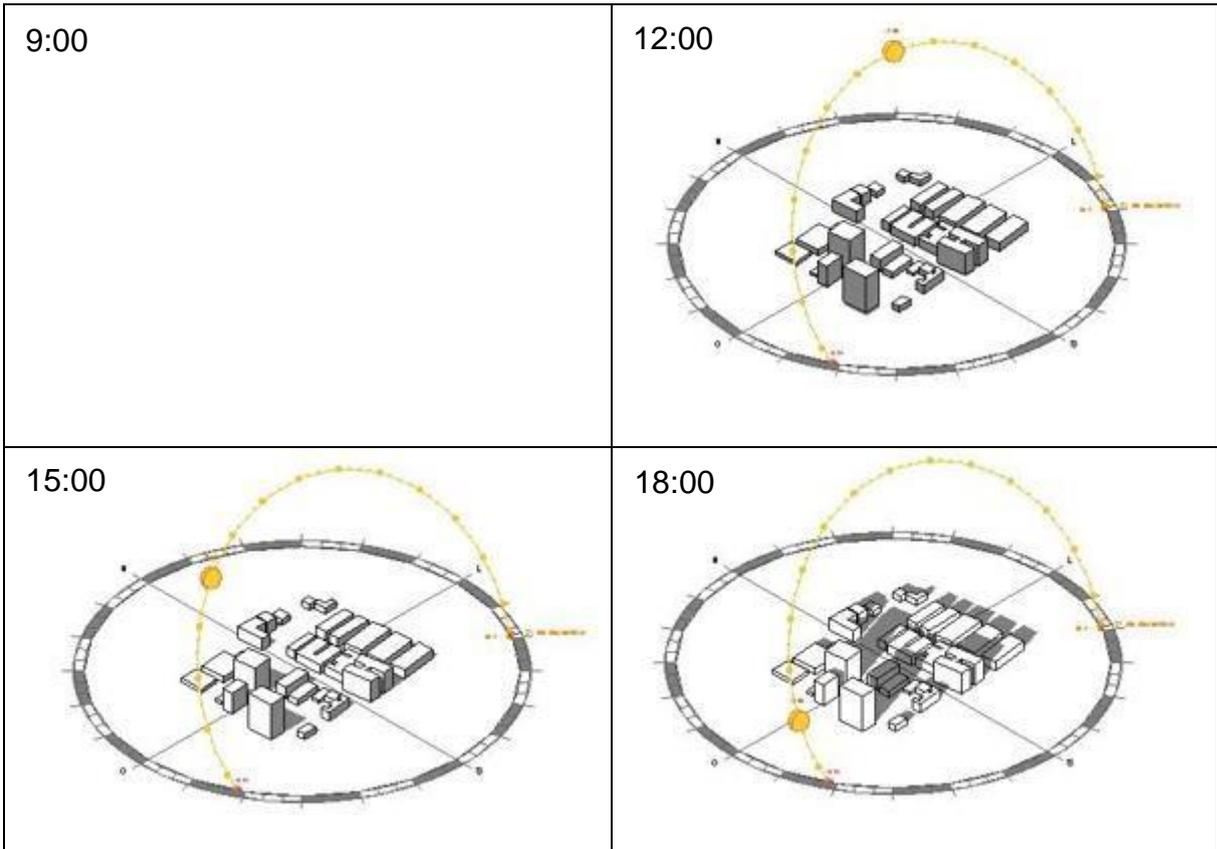
9:00	12:00
15:00	15:00



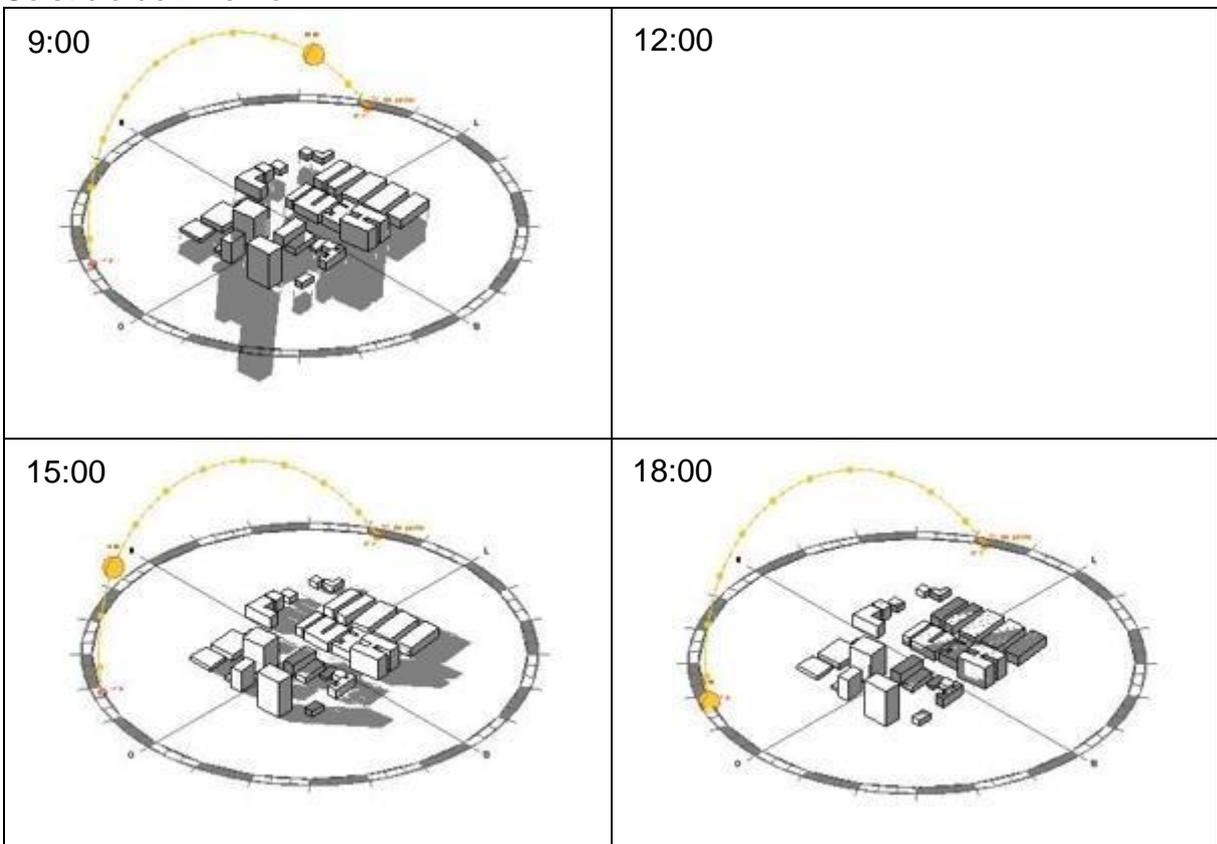
Cristo Redentor



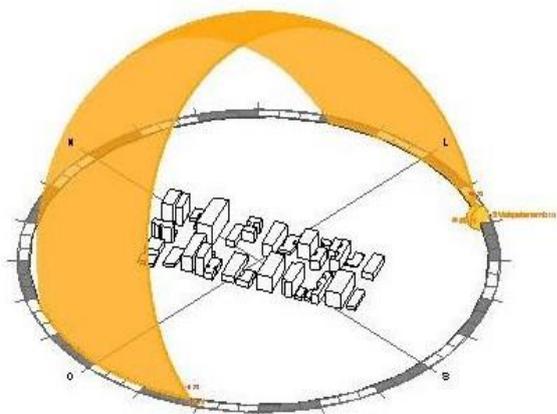
Solstício de Verão



Solstício de Inverno



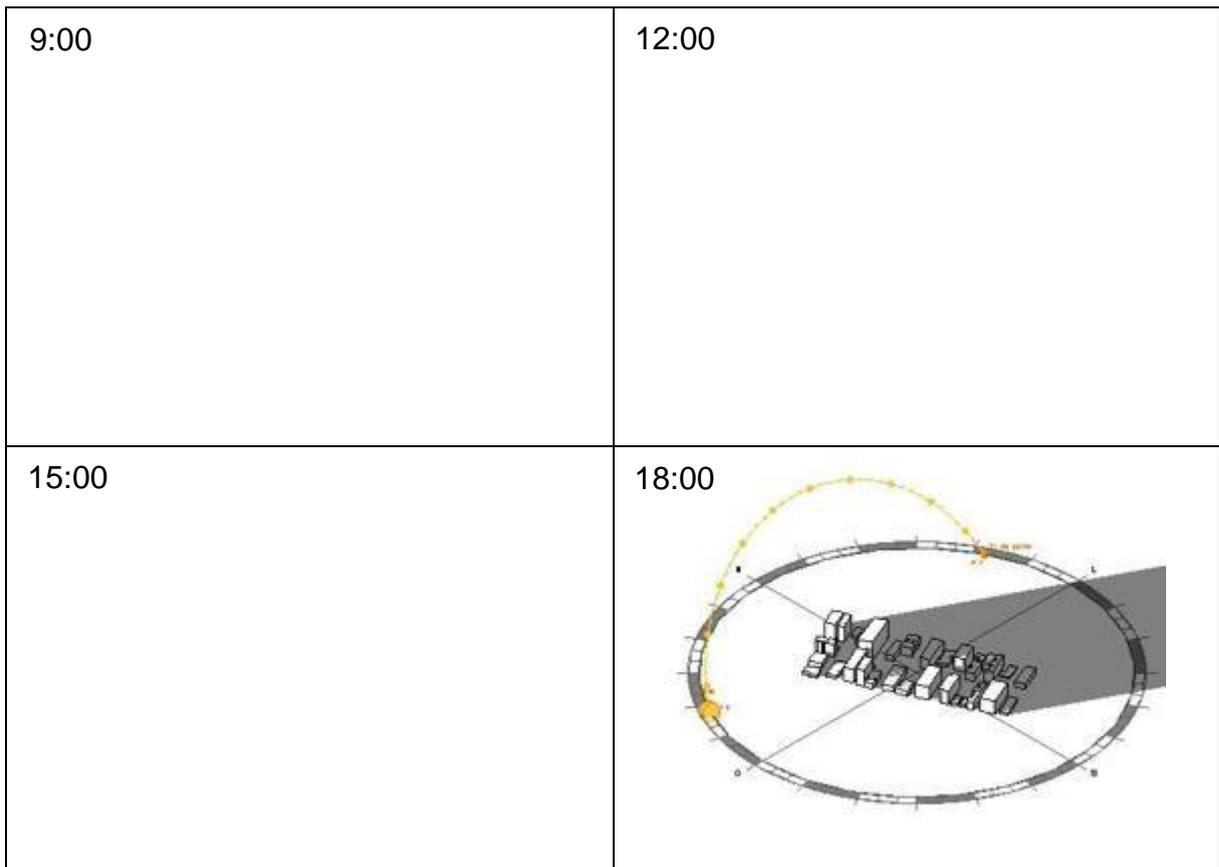
Higienópolis



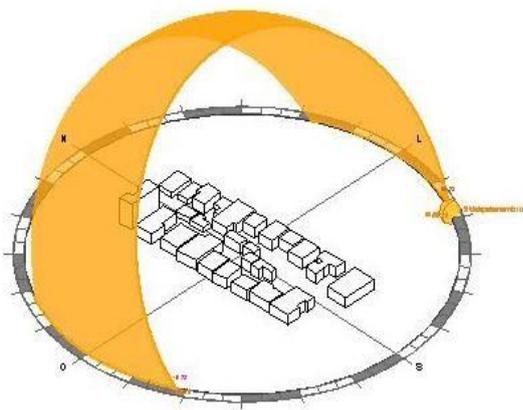
Solstício de Verão

9:00	12:00
15:00	18:00

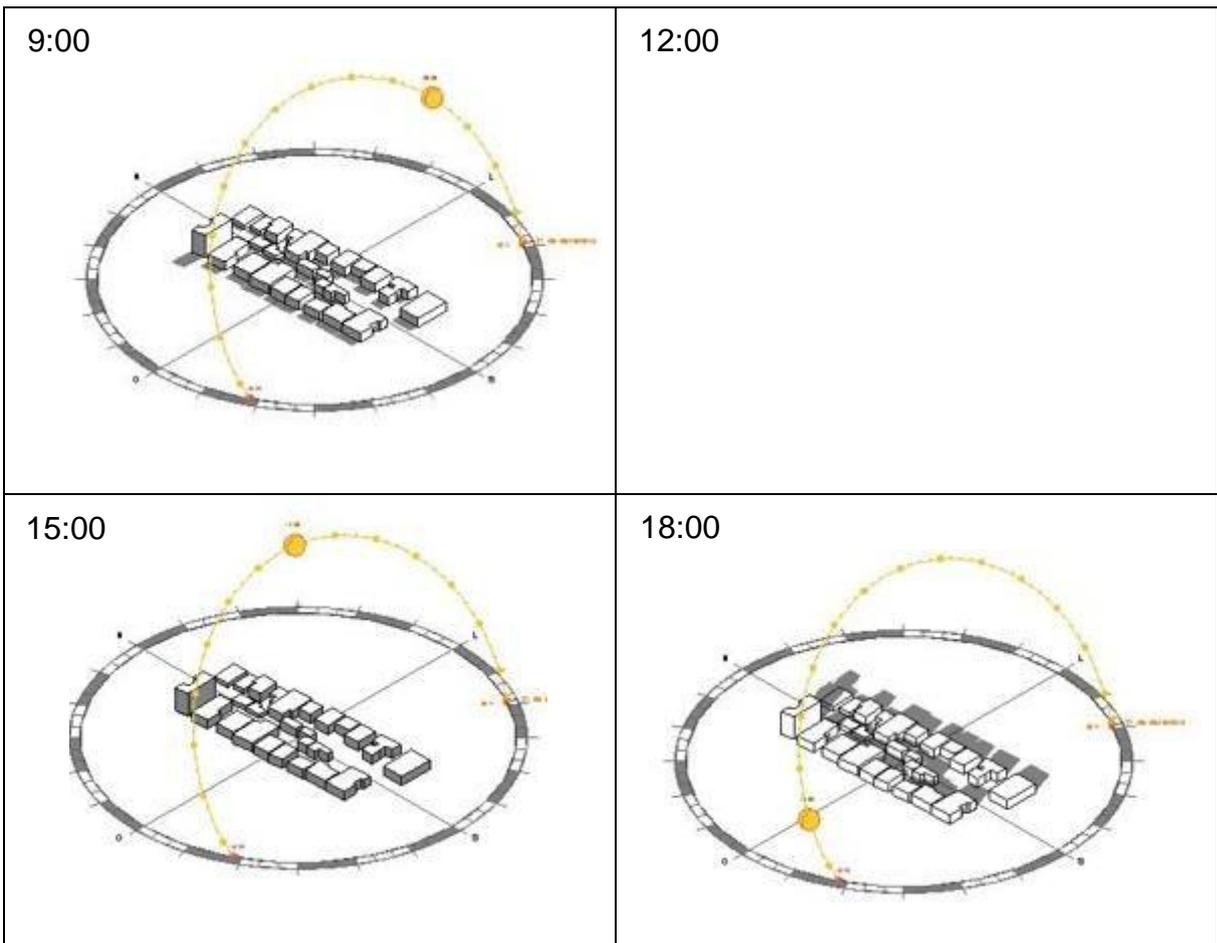
Solstício de Inverno



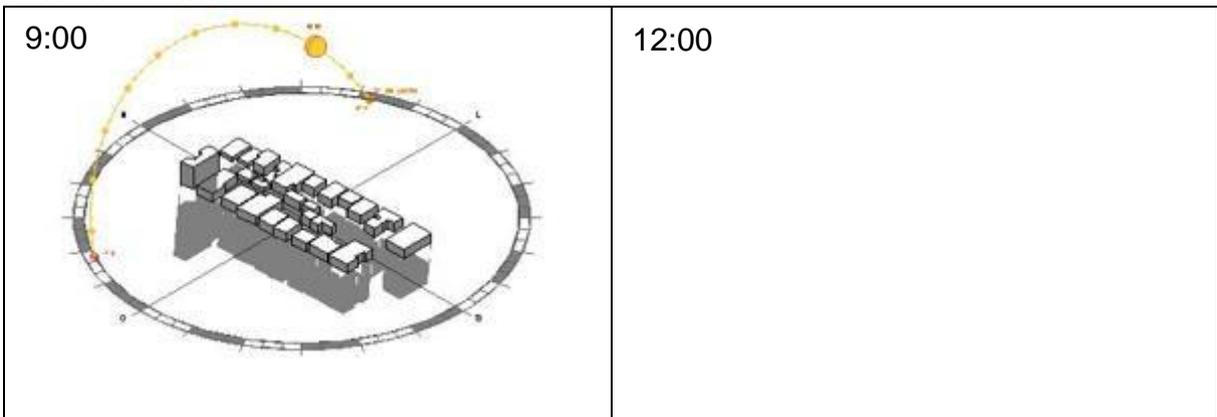
Jardim Lindóia



Solstício de Verão



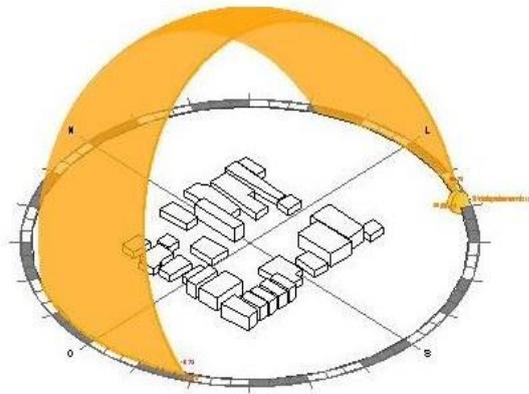
Solstício de Inverno



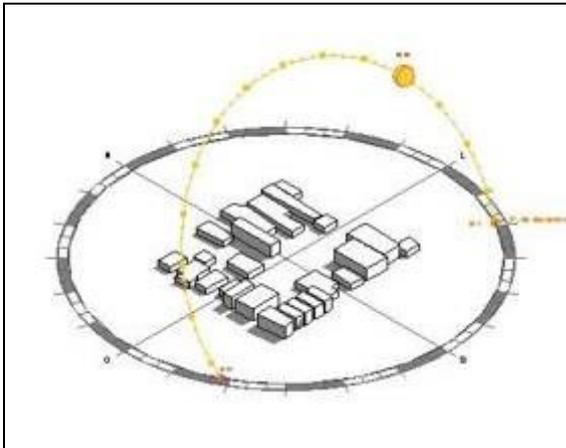
15:00

18:00

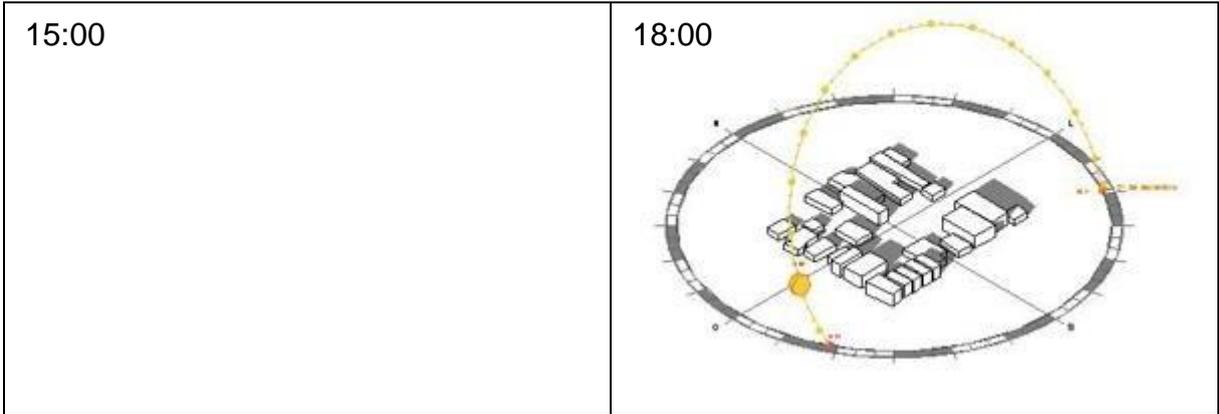
Chácara das Pedras



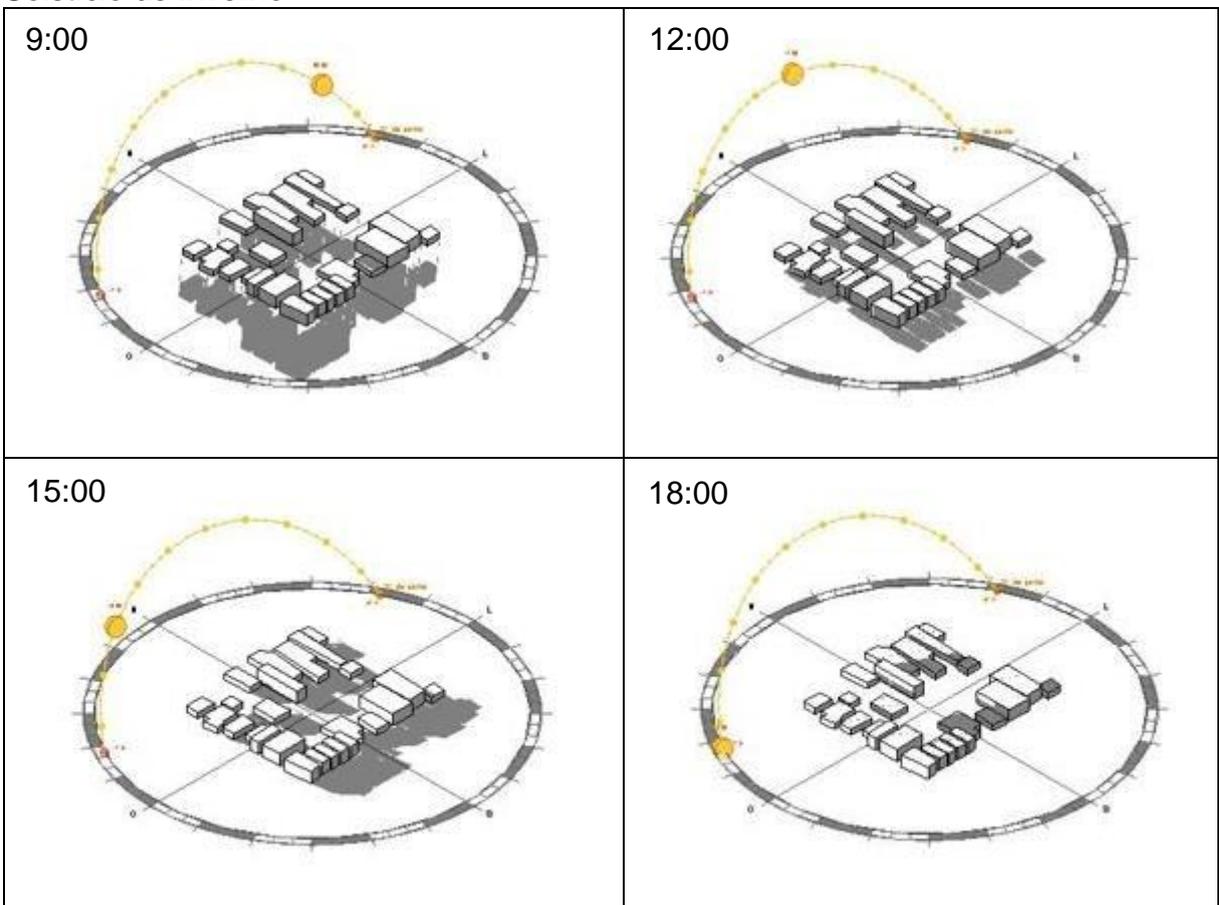
Solstício de Verão



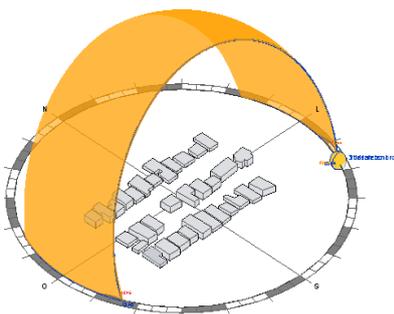
12:00



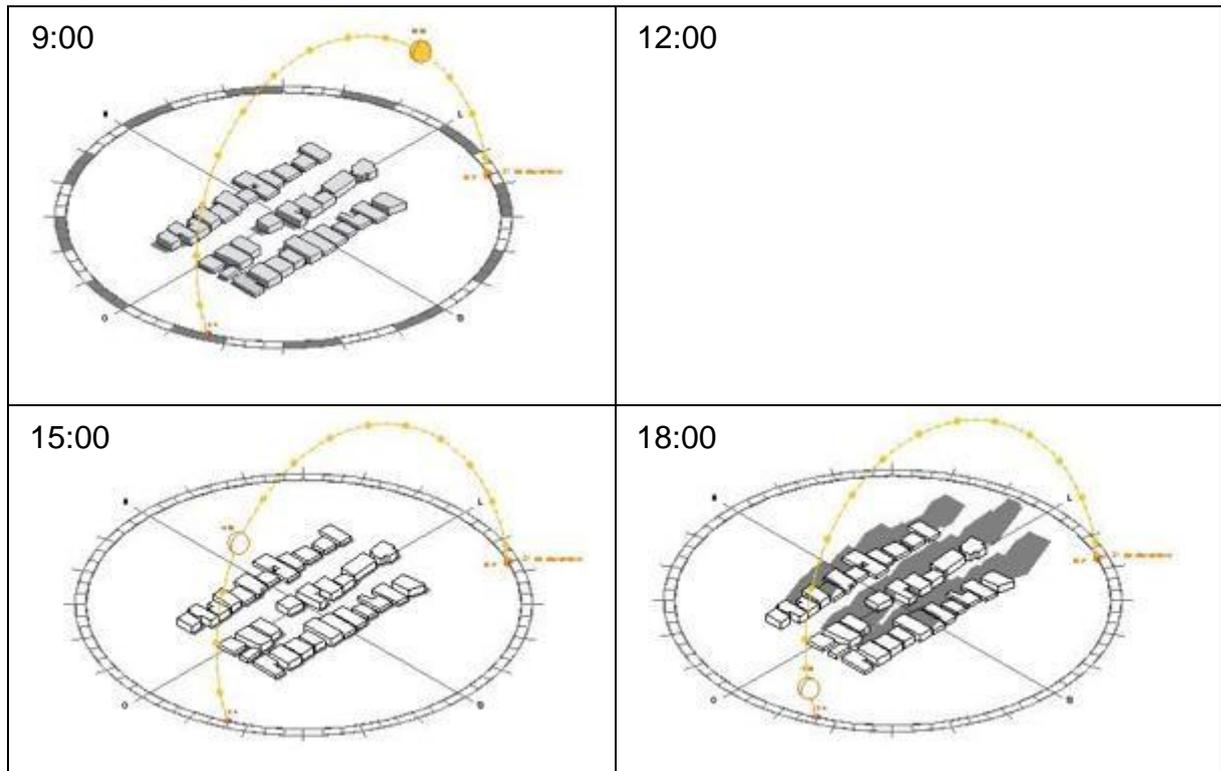
Solstício de Inverno



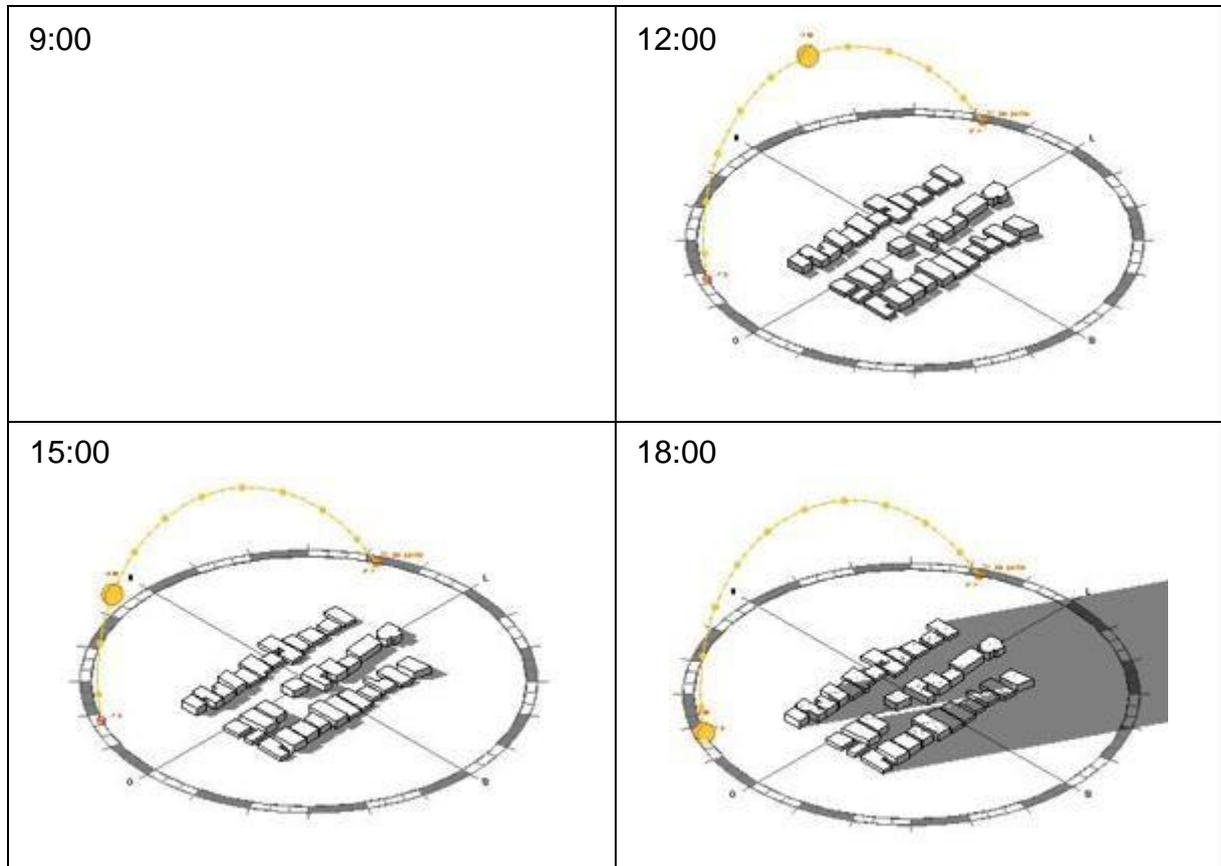
Três Figueiras



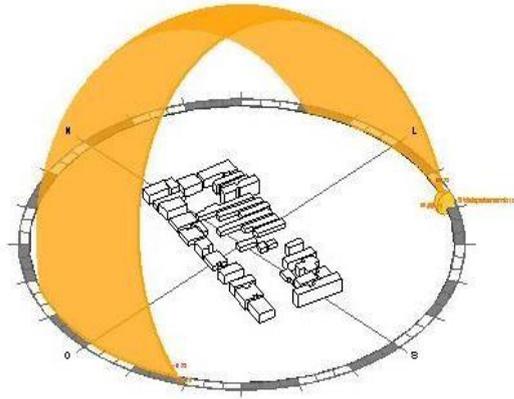
Solstício de Verão



Solstício de Inverno



Santo Antônio

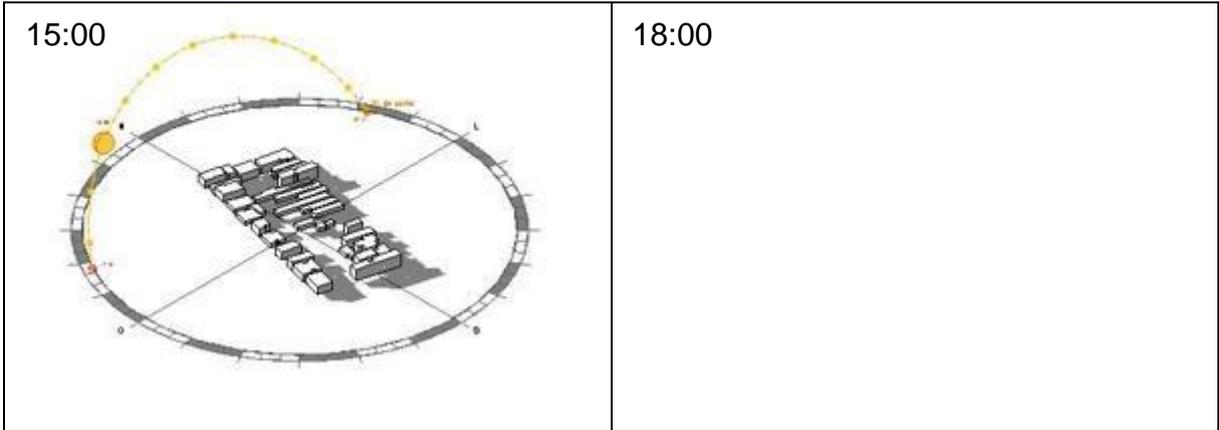


Solstício de Verão

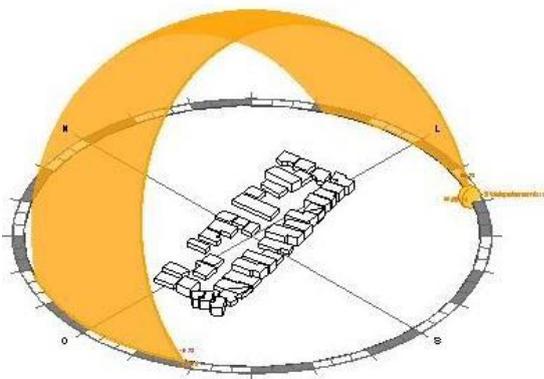
<p>9:00</p>	<p>12:00</p>
<p>15:00</p> <p>A diagram of the Santo Antônio site at 15:00. A yellow path is shown, starting from the top and curving around the building complex. The path is composed of small yellow dots connected by thin lines. The building complex is shown in a perspective view within the circular boundary.</p>	<p>18:00</p> <p>A diagram of the Santo Antônio site at 18:00. A yellow path is shown, starting from the top and curving around the building complex. The path is composed of small yellow dots connected by thin lines. The building complex is shown in a perspective view within the circular boundary.</p>

Solstício de Inverno

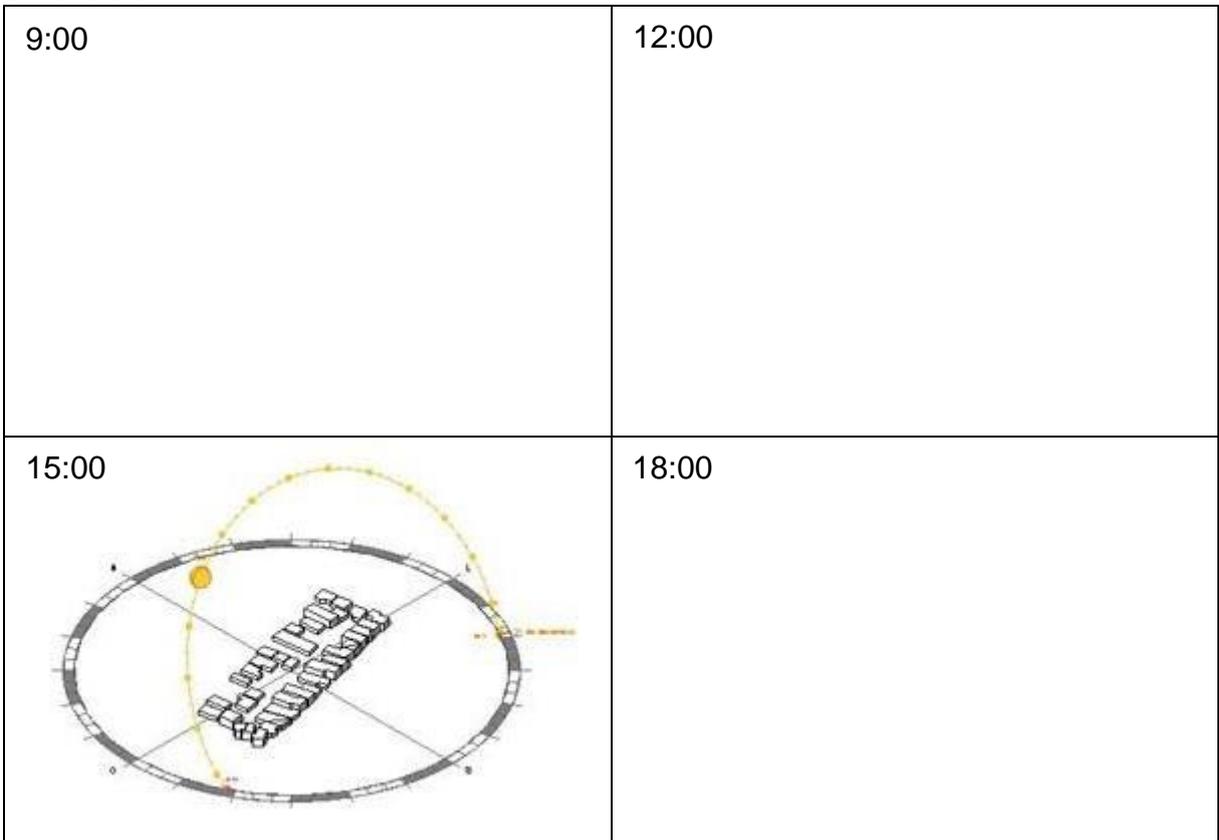
<p>9:00</p>	<p>12:00</p>
-------------	--------------



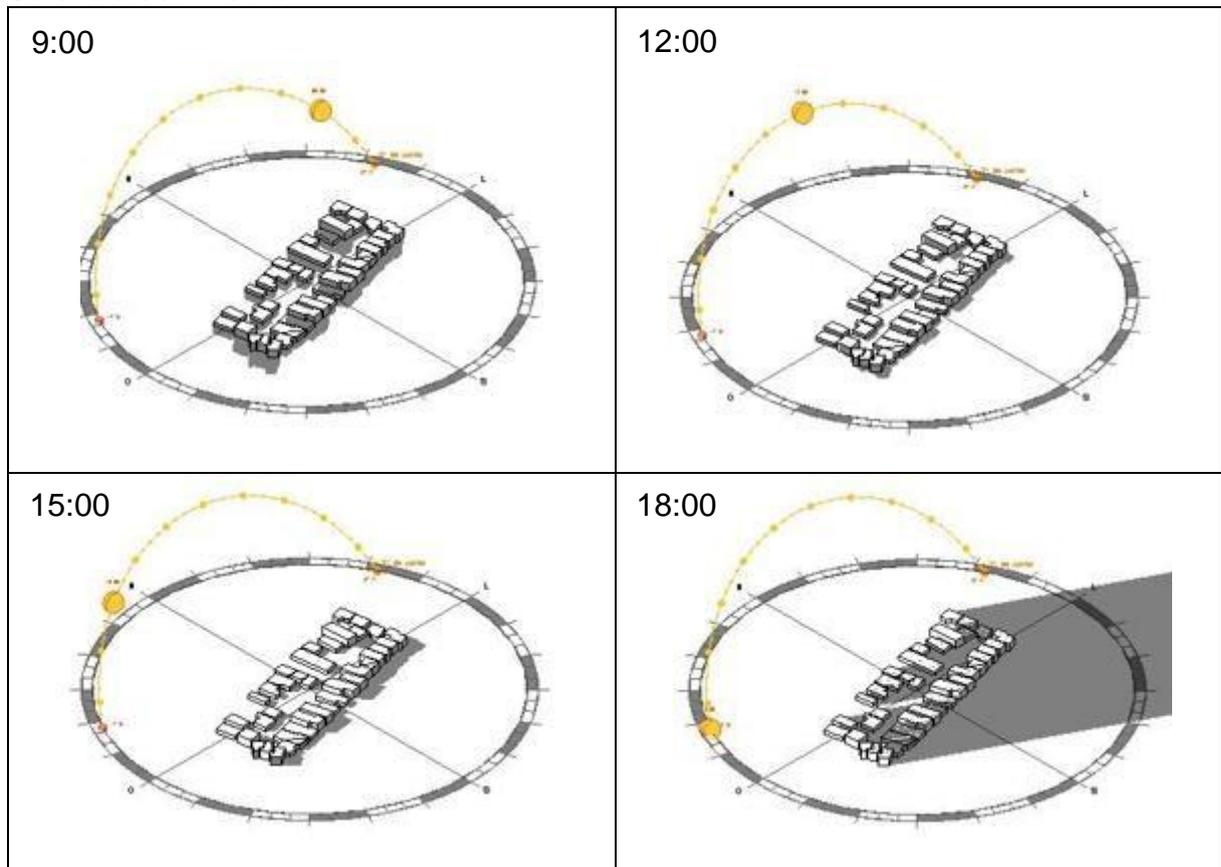
Espírito Santo



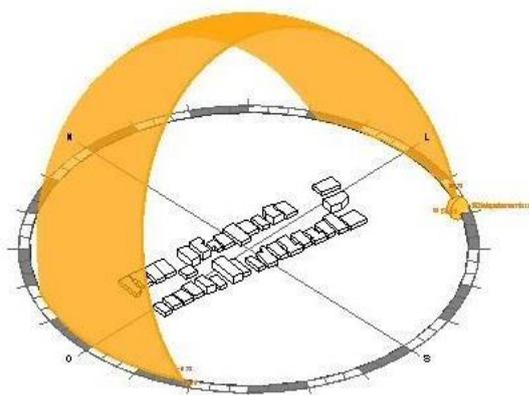
Solstício de Verão



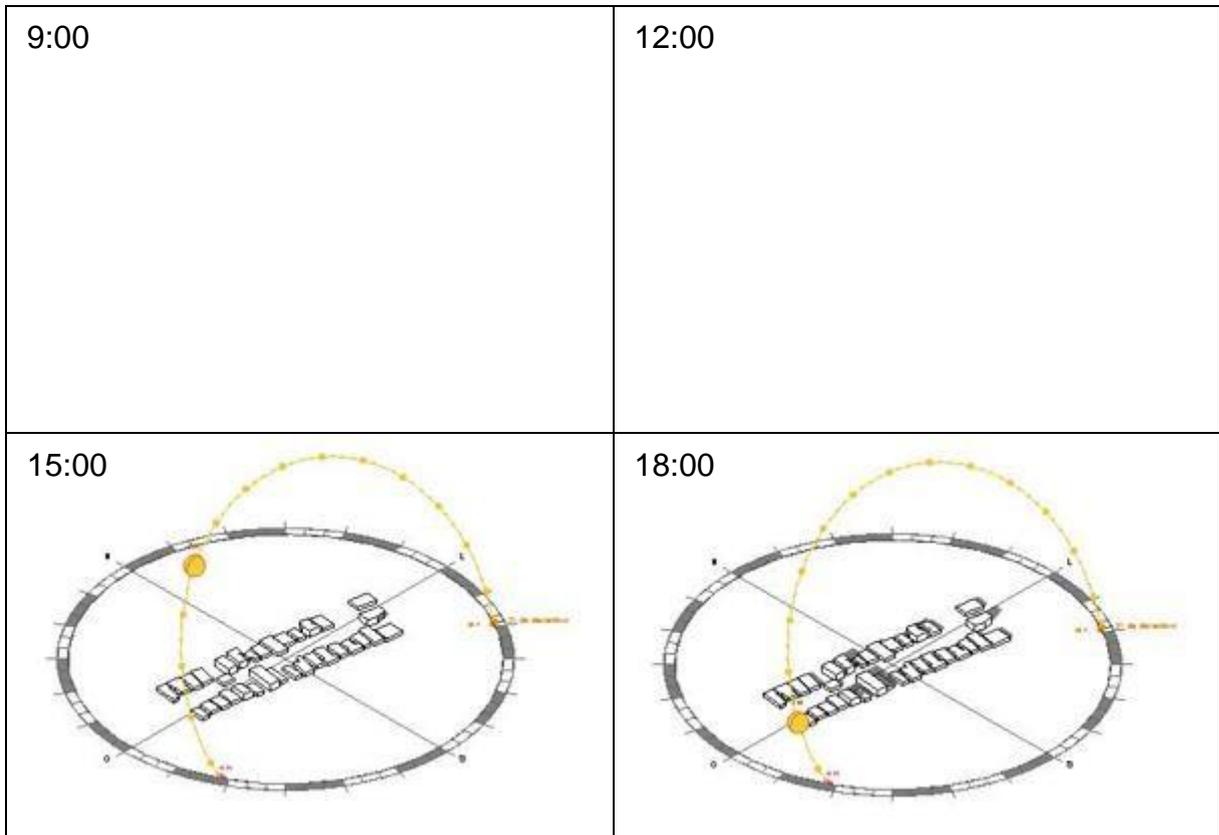
Solstício de Inverno



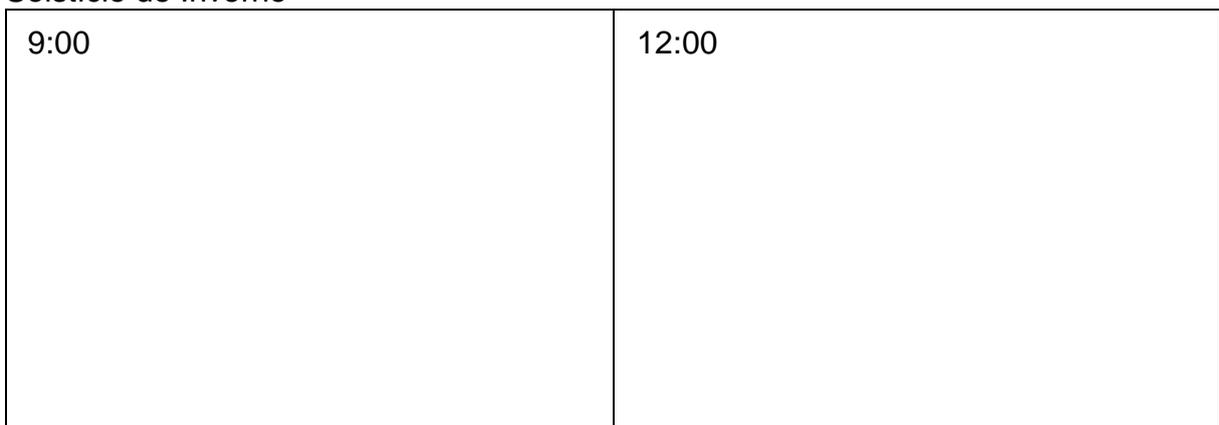
Guarujá



Solstício de Verão

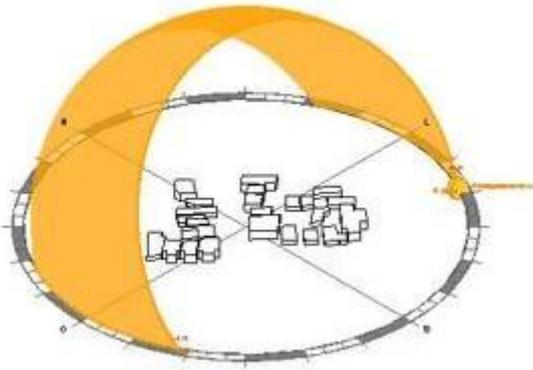


Solstício de Inverno



15:00	18:00
-------	-------

Ipanema



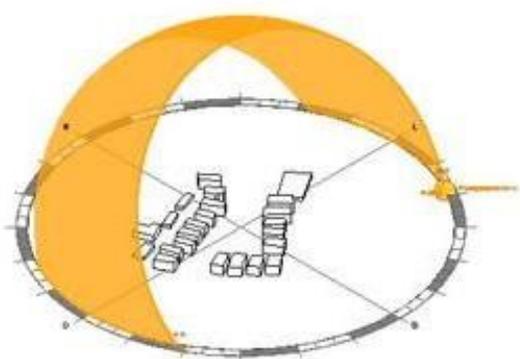
Solstício de Verão

9:00	12:00
15:00	18:00

Solstício de Inverno

9:00	12:00
15:00	18:00

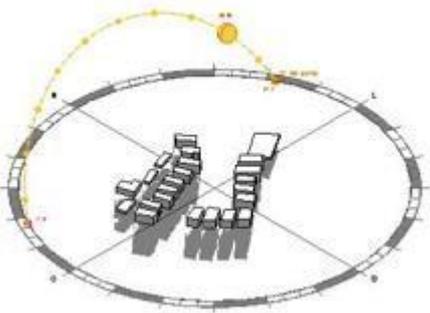
Pedra Redonda

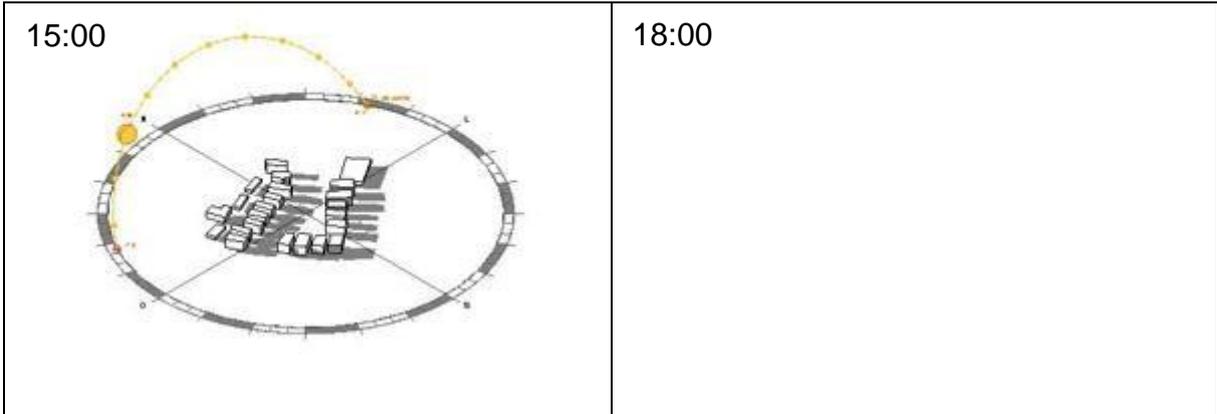


Solstício de Verão

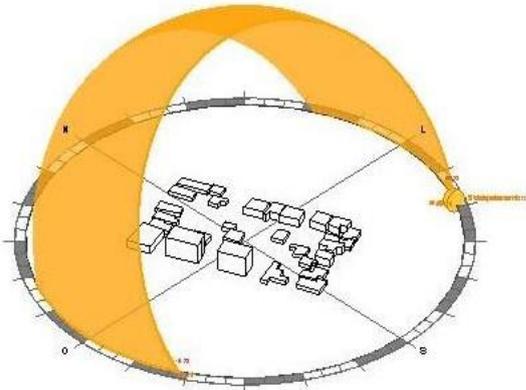
9:00	12:00
15:00	18:00

Solstício de Inverno

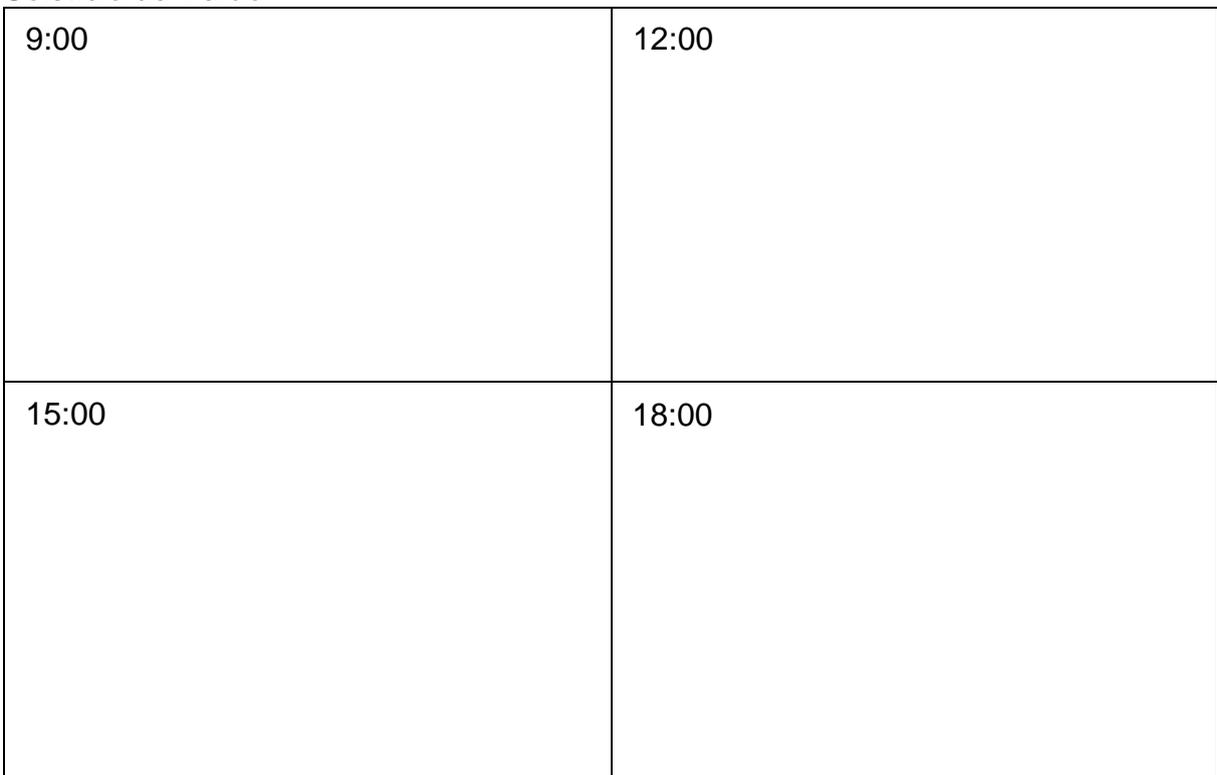
9:00 	12:00
---	-------



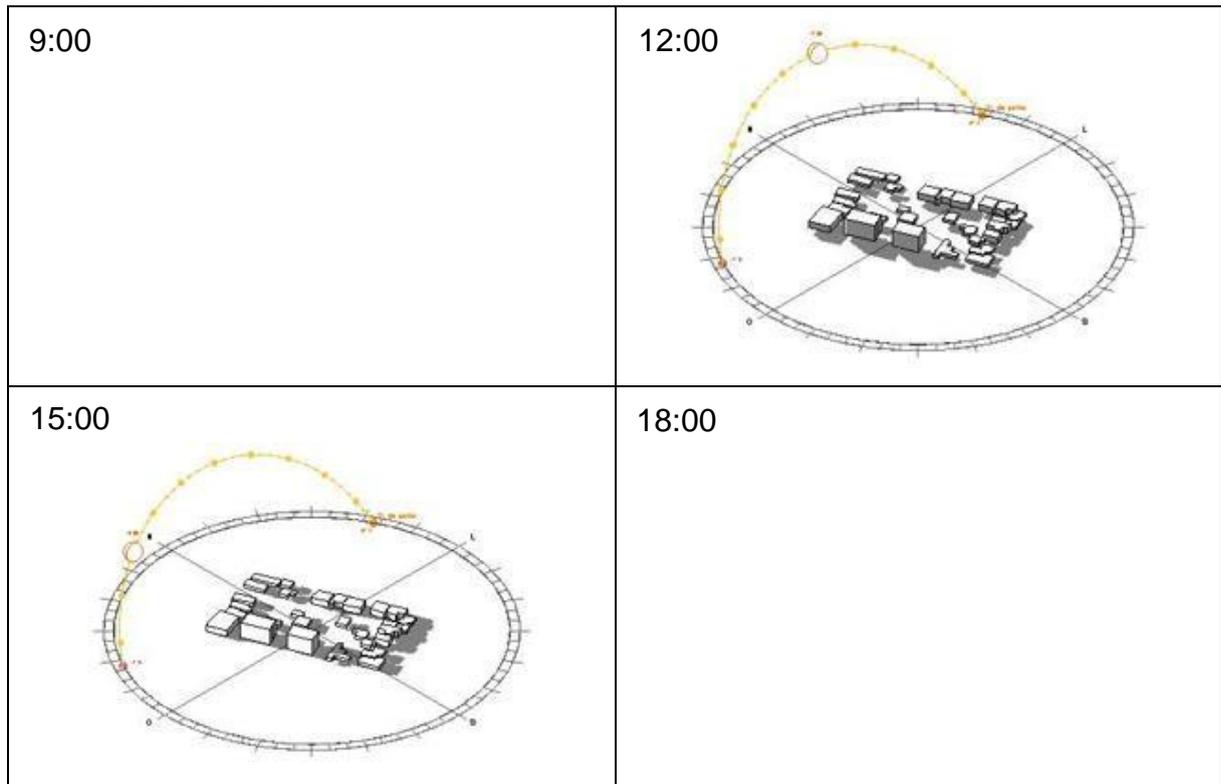
Tristeza



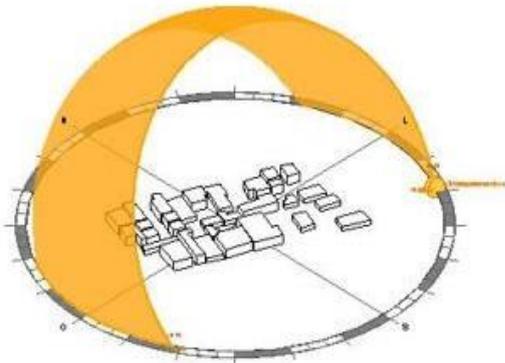
Solstício de Verão



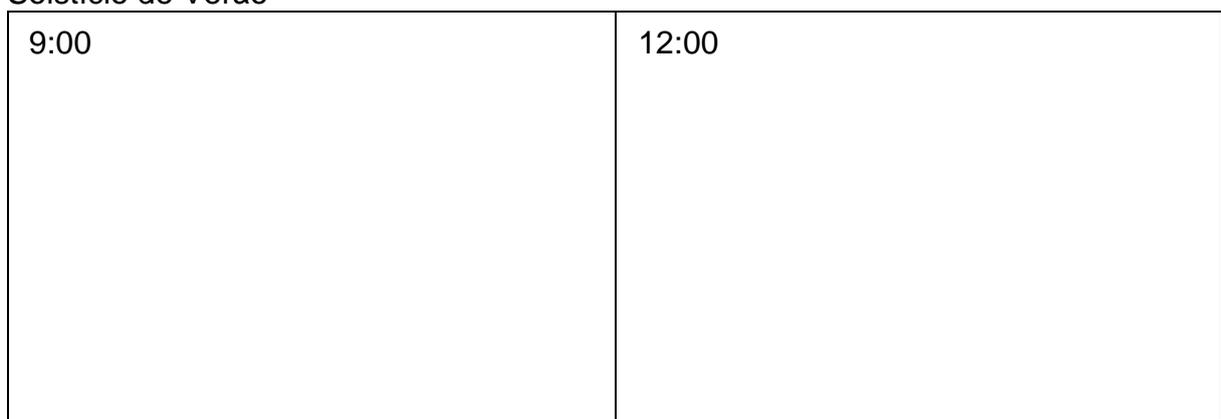
Solstício de Inverno

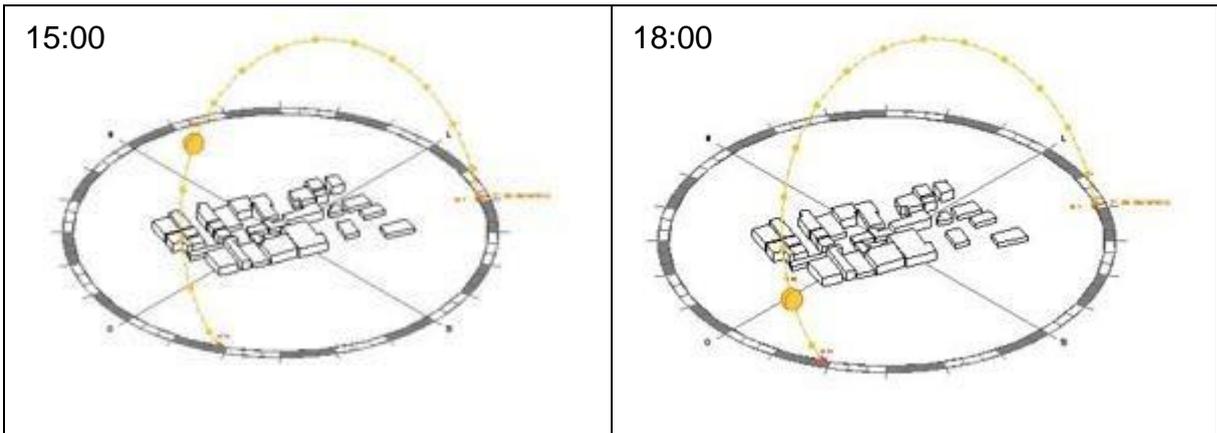


Vila Assunção

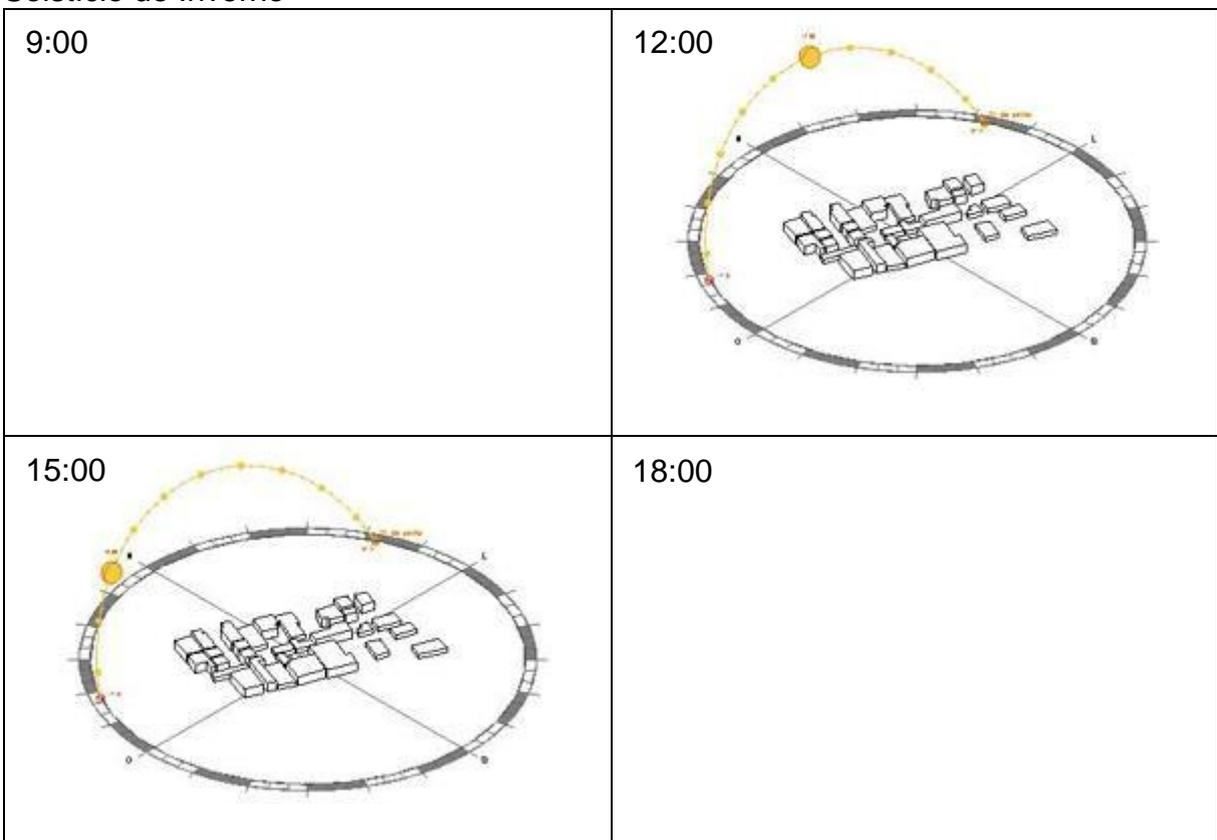


Solstício de Verão

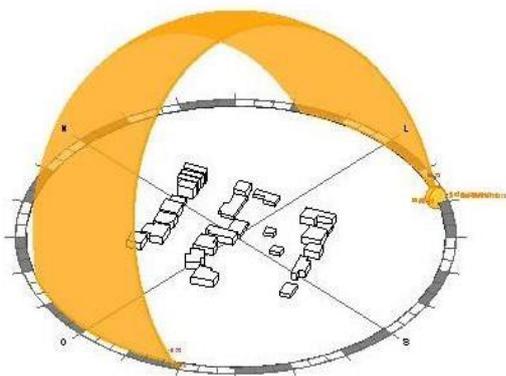




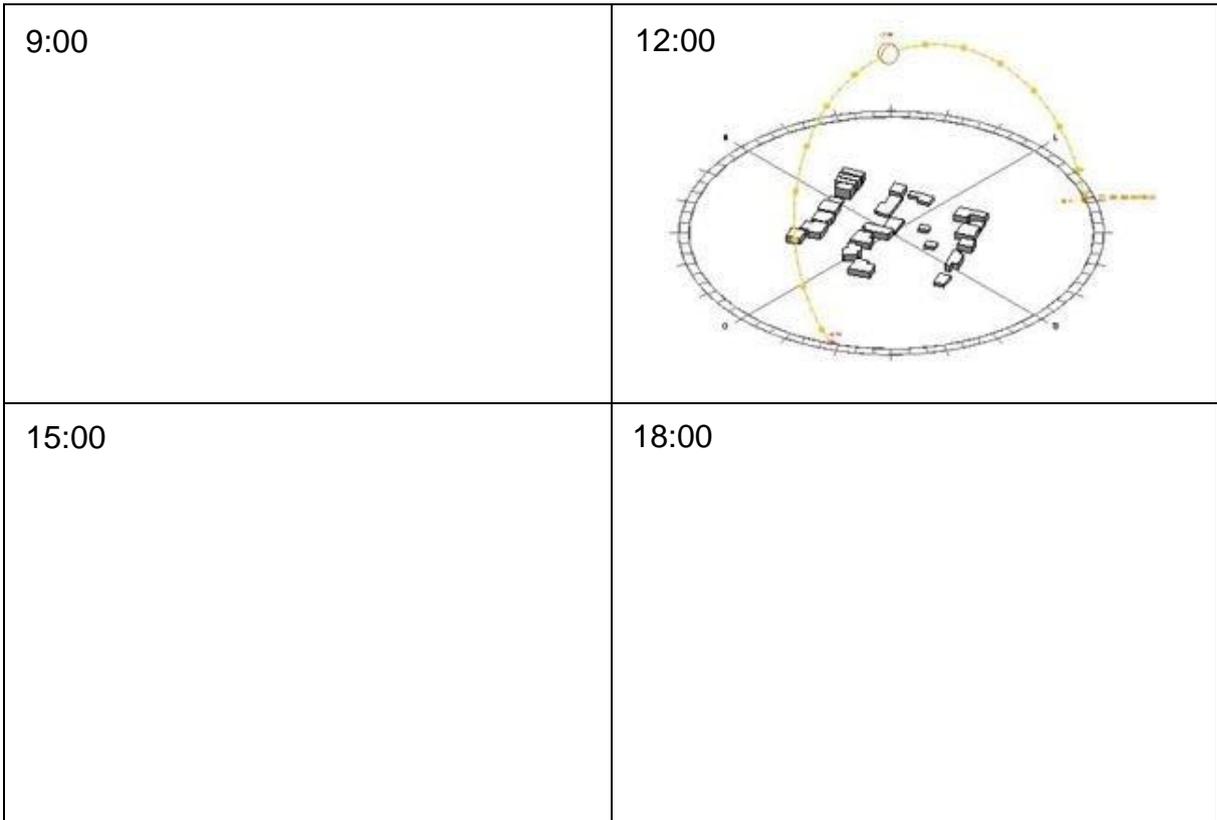
Solstício de Inverno



Vila Conceição



Solstício de Verão



Solstício de Inverno

