



Universidade Federal do Espírito Santo
Centro de Artes
Programa de Pós-Graduação em Arquitetura e Urbanismo

Anderson Azevedo Fraga

**Potencial de Adoção do Conceito Zero Energy para Edifícios
Comerciais em Vitória-ES**

Vitória
2020



Universidade Federal do Espírito Santo
Centro de Artes
Programa de Pós-Graduação em Arquitetura e Urbanismo

Anderson Azevedo Fraga

**Potencial de Adoção do Conceito Zero Energy para Edifícios
Comerciais em Vitória-ES**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Arquitetura e Urbanismo da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Arquitetura e Urbanismo, na área de concentração de Arquitetura e Urbanismo.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Cristina Engel de Alvarez

Vitória
2020

ANDERSON AZEVEDO FRAGA

"POTENCIAL DE ADOÇÃO DO CONCEITO ZERO ENERGY PARA
EDIFICAÇÕES COMERCIAIS DE VITÓRIA-ES"

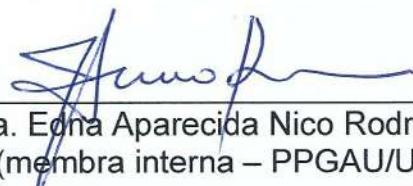
Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Arquitetura e Urbanismo da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito final para a obtenção do grau de Mestre em Arquitetura e Urbanismo.

Aprovada em 09 de março de 2020.

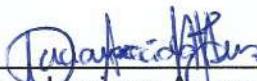
Comissão Examinadora



Profa. Dra. Cristina Engel de Alvarez
(orientadora – PPGAU/UFES)



Profa. Dra. Edna Aparecida Nico Rodrigues
(membra interna – PPGAU/UFES)



Profa. Dra. Luciana Aparecida Netto de Jesus
(membra externa – UFES)

Ficha catalográfica disponibilizada pelo Sistema Integrado de
Bibliotecas - SIBI/UFES e elaborada pelo autor

Fraga, Anderson Azevedo, 1989-
F811p Potencial de adoção do conceito Zero Energy para edificações
comerciais em Vitória - ES / Anderson Azevedo Fraga. - 2020.
 164 f. : il.

Orientadora: Cristina Engel de Alvarez.
Dissertação (Mestrado em Arquitetura e Urbanismo) -
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro de Artes.

1. Edifícios comerciais. 2. Balanço energético. 3. Energia
elétrica - Consumo. 4. Energia elétrica - Produção. I. Alvarez,
Cristina Engel de. II. Universidade Federal do Espírito Santo.
Centro de Artes. III. Título.

CDU: 72

A inteligência é o farol que nos guia, mas é a vontade que nos faz caminhar.
Érico Veríssimo

Agradecimentos

À minha mãe, Marilene, e meu pai, Nilson, por todo o suporte até aqui, principalmente emocional. Dedico essa conquista a vocês especialmente, que não tiveram a mesma oportunidade que tive e, mesmo assim, fizeram o possível e o impossível para garantir minha educação. Amo vocês.

À Úrsula, por me aguentar durante toda esta difícil caminhada e suportar todas as encrenças e momentos em que o mestrado me fez perder a cabeça. Sempre esteve comigo e eu a agradeço de todo o meu coração. Te amo.

À Cris, por me proporcionar a oportunidade de evoluir intelectualmente e como ser humano. Termino esta etapa e devo a ela o voto de confiança depositado em mim. Serei eternamente grato a você, Cris, e espero não a ter decepcionado. Conte comigo sempre.

À Jéssica, Lohane, Bruna, Nayara, por todo o suporte acadêmico e pela amizade ímpar que desenvolvemos. Pelos cafezinhos e risadas gostosas durante os momentos mais angustiantes da dissertação. Um grande beijo e estarei aqui sempre que precisarem.

Ao Filipe e Lucas, grandes amigos que levarei pra sempre comigo. Sempre tínhamos alguma piada para fazer nas horas mais oportunas, e sempre estávamos dispostos a ajudar uns aos outros.

À Júlia e a Lara por me auxiliarem no desenvolvimento das partes braçais. Emprestaram-me a paciência, suas mãos e suas amizades em um momento bastante importante para mim. Grandes amigas, agradeço imensamente a ajuda que tive de vocês neste trabalho. Muito obrigado!

À Edna, por todas as orientações, ensinamentos e por todas as contribuições valorosas; à Luciana pela disponibilidade em participar da avaliação do meu trabalho. Espero que tenham gostado.

A todos os meus amigos do LPP e professores, vocês moram no meu coração e se precisarem de alguma coisa, é só chamar. A todos os amigos que não foram citados aqui, mas que de alguma forma foram igualmente importantes nesta trajetória, me ajudaram a construir este projeto e hoje sou grato a todos vocês.

À CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) agradeço a bolsa concedida, o que viabilizou a realização desta pesquisa.

Muito obrigado a todos.

Resumo

O consumo de energia no uso de edificações vem crescendo gradativamente ao longo das últimas décadas, fruto do desenvolvimento industrial e da revolução tecnológica que vem acompanhando este movimento. A emissão de gases poluentes e a modificação do clima são consequências desse cenário de desenvolvimento e consumo. Aliado a esses fatores, as edificações contribuem para o agravamento desse cenário, uma vez que o uso destas acarreta em impactos negativos significativos ao meio ambiente. Em contraponto, edificações energeticamente eficientes vêm se tornando pré-requisito para o planejamento de novos ambientes construídos, modificando a forma como a comunidade percebe a relação entre a edificação e o consumo de energia. Este trabalho tem como objetivo estudar o potencial de aplicação do conceito Zero Energy para edificações comerciais, com o intuito de verificar a validade do método para o cenário construtivo brasileiro adotando como estudo de caso uma edificação em Vitória (ES). Metodologicamente, este estudo foi desenvolvido com base em três grandes etapas, onde a primeira consistiu em realizar o levantamento das edificações dentro de um recorte territorial pré-estabelecido, selecionar as características construtivas e arquitetônicas mais frequentes entre elas e construir modelos representativos do cenário observado; a segunda consistiu em submeter os modelos representativos à simulações computacionais para avaliar o desempenho energético, as possíveis formas de eficientização e de produção de energia; e por fim, a terceira etapa, na qual foi realizada avaliação dos resultados e da viabilidade econômica de implantação do sistema de produção de energia. Os resultados mostraram que as estratégias de implementação de sistemas de condicionamento de ar, de equipamentos e iluminação mais eficientes são muito importantes para a economia de energia. É perceptível que a proposição de soluções construtivas e arquitetônicas mais eficientes em relação ao desempenho energético associado a técnicas de obtenção de energia podem resultar em uma edificação com o balanço energético nulo ou próximo ao nulo. Esses resultados indicam que a adoção desse conceito para novas edificações é factível e cada vez mais acessível à comunidade.

Palavras-chave: zero energy buildings; balanço energético nulo; edifício de escritório.

Abstract

The energy consumption in using a building is growing in constant pace in the last decades, coming from the industrial development and technological revolution which comes together with this movement. The emission of Greenhouse Gas and climate change are consequences of these scenario of development and consumption. Allied to these factors, buildings contribute to the worsening of this scenario, since the use of these constructions mean negative impacts on the environment. In contrast, energy efficient buildings have become a must-do for planning new built environments, changing the way the community perceives the relationship between the building and energy consumption. This work aims to study the potential application of the Zero Energy concept for commercial buildings in Vitória, in order to verify the validity of the method for the Brazilian construction scenario and contribute to the dissemination of this form of building planning. Therefore, this study was developed based on three major stages, as the first consisted of surveying the buildings within a pre-established territorial outline, selecting the most frequent construction and architectural characteristics among them and build representative models of the observed scenario; the second stage consisted of subjecting the representative models to computer simulations to show the energy performance of the buildings surveyed, ways to optimize and, thus, reduce the energy consumption of the models and forms of solar energy production applied to the reference buildings; and finally, the third stage, in which the results were evaluated and the economic feasibility of implementing the energy production system were done. The results showed that the strategies for implementing more efficient air conditioning systems, equipment and lighting are very important for energy savings. The combination of construction and architectural modifications for materials with higher energy performance provide the environment to achieve zero energy or near zero energy states. These results indicate that the adoption of this way of thinking about building is feasible and increasingly accessible to the community.

Keywords: Zero Energy Buildings; near Zero Energy Buildings; office buildings.

Lista de Abreviaturas

ABVIDRO – Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANAEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica

ARSP – Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo

ASHRAE – American Society of Heating, Refrigerating and Air-conditioning Engineers

ASPE – Agência de Serviços Públicos de Energia do Espírito Santo

CB3E – Centro Brasileiro de Eficiência Energética em Edificações

CBCS – Conselho Brasileiro de Construção Sustentável

CNI – Confederação Nacional da Industria

DOE – Department of Energy of United States of America

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IEA – International Energy Agency

INCAPER – Instituto Capixaba de Pesquisa, Assistência Técnica e Extensão Rural

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PMV – Prefeitura Municipal de Vitória

SIN – Sistema Interligado Nacional

SINDUSCON – Sindicato da Indústria da Construção Civil do Espírito Santo

UNDP – United Nations Development Programme

Lista de Figuras

1	Diagrama de interação entre a edificação e as variáveis externas.	18
2	Relação entre demanda energética e créditos para edificação NZEB.	18
3	Rendimento solar anual brasileiro.	23
4	Mapa do total anual de irradiação solar direta normal.	24
5	Radiação solar no plano inclinado do ES.	25
6	Esquema de geração de energia por célula fotovoltaica.	26
7	Componentes fotovoltaicos integrados a fachada do edifício Boulder Commons, localizado em Boulder, Colorado (EUA).	27
8	Esquema simplificado da metodologia criada.	39
9	Fatores utilizados como parâmetros de configuração volumétrica dos modelos genéricos.	49
10	Estrutura arquitetônica dos modelos genéricos.	50
11	Conformação do pavimento térreo e estacionamentos.	52
12	Painéis fotovoltaicos sobre as proteções solares da fachada oeste e cobertura.	54
13	Detalhe da proteção solar de 1 m de comprimento da fachada oeste (a); carta solar da proteção solar de 1m (b)	59
14	Descrição simplificada dos blocos de simulação.	61
15	Sequência de etapas de simulação.	62
16	<i>Softwares</i> mais utilizados em simulação de eficiência de edificações.	64
17	Interface de configuração dos modelos genéricos no <i>plug-in OpenStudio</i>	65
18	Colagem da interface de inserção de dados das propriedades térmicas e de materiais.	65
19	Interface de configuração dos sistemas de condicionamento de ar.	66
20	Saídas da simulação em processo de finalização.	67
21	Modelos genéricos simplificados.	68
22	Interface do <i>Parametric Analysis Tool</i>	68
23	Deslocamento de torres dos modelos genéricos sobre as áreas de estacionamento. O volume tracejado demonstra a posição original da torre antes do deslocamento.	73
24	Consumo <i>versus</i> medidas do modelo genérico de 8 pavimentos.	79
25	Consumo <i>versus</i> medidas do modelo genérico de 19 pavimentos.	80
26	Gráfico dos blocos de simulação das variáveis de vidro, orientação solar e do sistemas de condicionamento de ar e medidas de redução de carga dos modelos genérico de 8 (esq.) e 19 pavimentos (dir.)	81
27	Gráficos dos blocos de simulação de paredes, 3, e coberturas, 4, dos modelos genéricos de 8 (esq.) e 19 pavimentos (dir.).	82
28	Gráficos dos blocos de simulação de PAF _T dos modelos genérico de 8 (esq.) e 19 pavimentos (dir.).	82
29	Bloco de simulações de protetores solares dos modelos genérico de 8 (esq.) e 19 pavimentos (dir.).	83
30	Sistemas, consumo e produção de energia elétrica do modelo genérico de 8 pavimentos.	84
31	Sistemas, consumo e produção de energia elétrica do modelo genérico de 19 pavimentos.	85

32	Consumo final mensal, Consumo vs. Produção de energia e Desvio Padrão das médias de produção de energia do modelo genérico otimizado de 8 pavimentos.	85
33	Consumo final mensal, Consumo vs. Produção de energia e Desvio Padrão das médias de produção de energia do modelo genérico otimizado de 19 pavimentos.	86

Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Relação entre demanda energética e créditos para edificação NZEB.

Gráfico 2 - Oferta interna de energia elétrica no Brasil (a) e a participação setorial de consumo de eletricidade (b).

Gráfico 3 - Evolução da geração de energia elétrica por fonte renovável e não-renovável no Espírito Santo.

Gráfico 4 - Consumo de energia elétrica no Espírito Santo por classe.

Gráfico 5

Gráfico 6

Gráfico 7

Gráfico 8

Gráfico 9

Gráfico 10

Lista de Tabelas

1	Tecnologias de células fotovoltaicas.	28
2	Características climáticas de Vitória.	36
3	Parâmetros arquitetônicos a serem analisados	38
4	Características observadas em campo e em pesquisas anteriores.	40
5	Padrões de uso e ocupação	44
6	Relação entre o COP e as Classes de Eficiência Energética de Condicionadores de ar.	47
7	Densidades de Potência de Iluminação definidas pelo INI-C e as Classes de Eficiência Energética.	48
8	Parâmetros arquitetônicos dos modelos genéricos.	51
9	Zonas térmicas dos modelos genéricos.	53
10	Zonas térmicas dos modelos genéricos.	55
11	Propriedades físicas das paredes e coberturas propostas.	57
12	Propriedades físicas dos vidros adotados para os modelos genéricos.	58
13	<i>Measures</i> utilizadas e os parâmetros correlacionados.	69
14	Módulos fotovoltaicos utilizados e a área disponível para implantação.	72
15	Resultados da classificação de desempenho energético dos modelos genéricos iniciais.	77
16	Tarifas e impostos para a modalidade tarifária convencional.	86
17	Produção de energia e custo de implantação dos sistemas fotovoltaicos.	88
18	Levantamento das edificações de escritório de Vitória.	92
19	Resultados de otimização para o modelo genérico de 8 pavimentos.	102
20	Resultados de otimização para o modelo genérico de 19 pavimentos.	106
21	Resultados das simulações de produção de energia no <i>PVSyst</i> para o modelo genérico de 8 pavimentos.	110
22	Resultados das simulações de produção de energia no <i>PVSyst</i> para o modelo genérico de 19 pavimentos.	130

Sumário

1	Introdução	11
1.1	Questionamentos	13
1.2	Objetivos	13
2	Referencial Teórico	14
2.1	Introdução ao conceito <i>Zero Energy</i>	14
2.1.1	<i>Near Zero Energy</i>	16
2.1.2	Métrica para balanço energético nulo	17
2.2	Cenários energéticos e a matriz elétrica brasileira	18
2.2.1	Potencial de geração de energia solar no Brasil e no Espírito Santo	22
2.2.2	Energia solar fotovoltaica	25
2.2.3	Legislação para a eficiência energética	28
2.3	Conceitos para a avaliação termoenergética	29
2.3.1	Parâmetros de conforto térmico	29
2.3.2	Estratégias passivas	31
2.3.3	Estratégias ativas	33
2.4	Caracterização climática e socioeconômica da cidade de Vitória	35
2.5	Caracterização da tipologia de referência	36
3	Metodologia	39
3.1	Levantamento das características dos edifícios de escritório de Vitória	40
3.1.1	Consumo de energia elétrica das edificações	42
3.1.2	Padrões de uso e ocupação em edifícios de escritório	43
3.2	Padrões de conforto	44
3.2.1	Conforto térmico	45
3.2.2	Conforto lumínico	45
3.3	Níveis de eficiência energética	46
3.3.1	Determinação da classe de eficiência energética dos modelos genéricos	46
3.3.2	Eficiência energética do sistema de condicionamento de ar	47
3.3.3	Eficiência energética do sistema iluminação artificial e equipamentos	47
3.4	Definição dos modelos genéricos	48
3.4.1	Composição dos modelos genéricos	49
3.4.2	Parâmetros arquitetônicos dos modelos genéricos	54
3.4.3	Volume e encadeamento das simulações	59
3.5	Simulações	62
3.5.1	Processo de modelagem	63
3.5.2	Simplificação dos modelos genéricos e parametrização dos cenários	67
3.5.3	Processo de modelagem	69
3.5.4	Estimativa de produção de energia	70
3.5.5	Simulação de geração de energia	71
3.6	Avaliação de resultados	74
3.6.1	Análise de viabilidade econômica	74
3.6.2	Análise de variáveis sobre consumo e produção de energia	75
4	Resultados e discussão	76
4.1	Classificação de desempenho energético dos modelos genéricos	76

4.2	Impacto das variáveis sobre o consumo anual de energia elétrica	77
4.3	Geração de energia solar fotovoltaica	83
4.4	Análise de viabilidade econômica	86
5	Considerações Finais	89
6	Apêndices	92
6.1	Apêndice A	92
6.2	Apêndice B	102
6.3	Apêndice C	106
7	Anexos	110
7.1	Anexo I	110
7.2	Anexo II	130

1 Introdução

A energia elétrica é um recurso essencial para o desenvolvimento econômico de um país, para a qualidade de vida da população e para a manutenção do meio ambiente por meio de seu uso eficiente (**Fonseca2016**). A importância do uso racional e eficiente deste recurso torna imprescindível a conservação e redução do seu desperdício para a sustentabilidade do ambiente em que se vive.

Desde a crise do petróleo, ocorrida nos anos de 1970, a eficiência energética tem a função de proporcionar condições para suprir à demanda futura de energia. Esta gestão eficiente do consumo de energia é essencial para reduzir o impacto energético de setores como o de edificações, o qual consome de 36 a 40% da energia total final global. A necessidade de expansão dos setores econômicos provoca demanda por energia elétrica. Esta busca resulta em desperdícios oriundos da falta de políticas públicas efetivas, de investimento em tecnologia e de fiscalização sobre o consumo deste insumo (**InternationalEnergyAgency-IEA2019; InternationalEnergyAgency-IEA2019a; UnitedNations-UnitedNations2017**).

Em contraponto à demanda e ineficiência energética, as edificações comerciais, em particular as de escritório, podem desempenhar funções estratégicas como minimizar o uso energético e produzir eletricidade, aproximando ou equalizando a zero a razão entre a produção e o consumo de energia. Estas edificações são denominadas edificações com balanço energético nulo, ou *Zero Energy Buildings – ZEB* (**Crawley2009; Torcellini2006; Kurnitski2011; Kurnitski2011a; Torcellini2015**).

Calcula-se que a tendência de adoção desta forma de projetar edificações crescerá até 2050, haja vista que a publicação de normas e regulamentações acerca do tema vêm crescendo ao redor do mundo (**UnitedNationsEnvironmentProgramme-UNEP2019**). Com a introdução de uma ZEB, a exploração de recursos renováveis complementares como a energia solar, e a utilização de tecnologia solar fotovoltaica, surgem como opção para minimizar as consequências negativas causadas por condições climáticas, de infraestrutura e socioeconômicas adversas (**Pikas2014; Pikas2017**).

A quantidade de radiação solar recebida no Brasil, por exemplo, alcança a ordem de 1.013 MWh, nível acima de países com grande capacidade de geração de energia solar. Este fato torna viável a adoção deste recurso como forma de reduzir o uso de fontes de energia fósseis e como economia no consumo de água. A disponibilidade de energia solar no Brasil alcança cerca de 6,5 kWh/m² ao ano e, no Espírito Santo, entre 4,8 a 5,2 kWh/m² ao ano (**AgenciadeRegulacaodeServicosPublicosdoEspíritoSanto-ARSP2019; Didone2014; InternationalEnergyAgency-IEA2018**).

A relação entre fontes da matriz energética brasileira é composta por 45% de fontes

renováveis e 55% de fontes não-renováveis de energia. Há, ainda, a previsão de que a parcela de geração de eletricidade por meio de fontes renováveis, que em 2018 era de 83,3%, atinja 87% até 2040 (**EmpresadePesquisaEnergetica-EPE2017**). No entanto, há controvérsias na classificação da fonte hidrelétrica como renovável, considerando a dependência da água, dos ciclos de chuva e dos impactos gerados na construção das usinas (**Leme2012**).

Dentro do contexto de segurança energética, a crise brasileira, ocorrida em 2001, provocou mudanças no planejamento do fornecimento de energia elétrica, com o posterior surgimento de medidas atenuantes às dificuldades de cunho ambiental e de infraestrutura da época. Em seu ápice, no ano de 1999, o país passou pelo período popularmente denominado “apagão”, o qual representou a falta de fornecimento em 70% do território nacional. O consumo de energia elétrica, entre os anos de 1990 e 2000, sofreu aumento de 49%, enquanto a capacidade instalada foi expandida em 35%, ocasionando o descompasso entre consumo e fornecimento nesta época (**Conejero2016; Tolmasquim2000**).

Verifica-se também que a centralização de geração de energia representa fragilidade para o modelo de comercialização utilizado no Brasil (**Pinto2017**). Logo, as mudanças observadas sobre a incorporação e aumento da participação de fontes renováveis de energia no mix energético brasileiro, além da inserção de edificações com alto desempenho energético como as ZEB's, pode servir como uma das respostas necessárias visando a segurança energética e elevando a confiabilidade do SIN - Sistema Interligado Nacional (**EmpresadePesquisaEnergetica-EPE2017a**).

No âmbito estadual, o Espírito Santo vem apresentando redução na produção de energia limpa nos últimos 8 anos, quando comparado proporcionalmente ao consumo de fontes tradicionais. Existe ainda a parcela de geração de energia elétrica oriunda de fontes não-renováveis de energia, como usinas termelétricas, correspondendo a 65% de toda a capacidade instalada em operação do Espírito Santo, restando 35% de fontes renováveis, composta por usinas hidrelétricas, com participação de 34%, e geradores de energia solar fotovoltaica, com 1% (**AgenciadeRegulacaodeServicosPublicosdoEspiritoSanto-ARSP2019; EnergiasdePortugal-EDP2017**).

Sabe-se que as edificações comerciais no Brasil utilizam majoritariamente a eletricidade, em especial as edificações de escritório, com aproximadamente 92% do consumo total, enquanto edificações de uso não-comercial utilizam fontes de energia diversificadas. Assim, a redução superficial de consumo de energia destas edificações nos últimos 5 anos, quando comparado com os outros setores econômicos, é da ordem de 2,74%, o que reforça a importância em proporcionar o aumento da eficiência energética para o segmento de edificações comerciais (**AgenciadeRegulacaodeServicosPublicosdoEspiritoSanto-ARSP2019**).

AgenciadeRegulacaodeServicosPublicosdoEspiritoSanto-ARSP2019; EmpresadePesquisaEner

À vista destes dados, a presente pesquisa objetivou avaliar o potencial de adoção do conceito *Zero Energy* enquanto uma das possíveis estratégias visando a redução dos problemas energéticos e ambientais relacionados às edificações de escritório, como forma de contribuir aos novos mecanismos para planejar e projetar o ambiente construído. Da mesma forma, busca-se evidenciar medidas que propiciem a redução do impacto do consumo energético vinculado ao uso destes edifícios.

1.1 Questionamentos

Considerando que:

- Existe uma parcela de energia elétrica proveniente de fontes fósseis no Estado e que este quadro pode se agravar ao longo do tempo, visto a falta de representatividade das fontes alternativas de geração de energia na matriz energética do Espírito Santo;
- A demanda energética das edificações comerciais poderia ser reduzida, se desde a fase projetual fosse considerada as potencialidades e restrições ambientais do entorno;
- A micro e mini geração de energia elétrica é uma possibilidade que deve ser incrementada no Brasil, principalmente considerando o potencial de queda de custos na implementação de fontes de geração de energia elétrica descentralizada;
- Os componentes da edificação, como envoltória e os sistemas de conforto termoenergético, são subutilizados ou mal dimensionados no âmbito do recorte territorial considerado, acarretando a baixa eficiência energética do edifício.

A pergunta foi estabelecida a partir do seguinte questionamento: considerando as características do ambiente construído no âmbito da Região Metropolitana da Grande Vitória, é possível desenvolver edificações cujos valores de demanda e produção de energia elétrica resultem em nulo ou quase nulo?

1.2 Objetivos

Diante do exposto, o objetivo principal desta pesquisa foi avaliar a aplicabilidade do conceito *Zero Energy* em edificações comerciais, especificamente de escritório, com estudo de caso para o município de Vitória (ES). Este setor foi selecionado por apresentar padrões amplamente difundidos de uso e ocupação, de equipamentos e da conformação

do espaço, que não só viabilizam a adoção de tecnologias de produção de energia elétrica, como também facilita a análise de desempenho termoenergético, quando comparado às edificações do setor industrial e do setor residencial.

Visando alcançar os resultados esperados, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Identificar os parâmetros aplicáveis às edificações de escritório inerentes ao conceito *Zero Energy* e *Near Zero Energy*, assim como sua viabilidade econômica;
- Mapear e diagnosticar as edificações comerciais concluídas a partir de 2003, em Vitória – ES, como recorte da pesquisa, com a caracterização da envoltória e dos sistemas de iluminação e condicionamento de ar;
- Identificar métodos para a geração energética e formas de racionalização do consumo de energia, estabelecendo diretrizes para situações semelhantes.

2 Referencial Teórico

Este capítulo trata das referências utilizadas para o desenvolvimento da pesquisa. O referencial teórico foi organizado, em grande parte, com base nos estudos de **Didone2014**, **Didone2014a**, **Kurnitski2011a** e **Torcellini2006**. Estas referências tratam das definições sobre *Zero Energy Buildings*, sobre conforto ambiental por meio de estratégias passivas e ativas, a eficiência energética voltada a edificações e a produção de energia elétrica por meio de tecnologias fotovoltaicas. Estes autores foram escolhidos por serem referências em pesquisas posteriores as publicações citadas e apresentarem metodologias e embasamentos teóricos importantes para o desenvolvimento de pesquisas sobre o tema *Zero Energy*. Da mesma forma, foram utilizados conceitos abordados pela Instrução Normativa Inmetro para Classe de Eficiência Energética de Edificações Comerciais, de Serviços e Públícas – INI-C (2018) e pelas normas NBR 15.220 (2019), e *The American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers – ASHRAE Standard 55* (2017), 140 (2017) e 90.1 (2010). O contexto socioeconômico e climático de Vitória, assim como a caracterização da tipologia de referência para suporte metodológico das simulações e constituição dos modelos genéricos foram abordados neste capítulo.

2.1 Introdução ao conceito *Zero Energy*

Define-se que um edifício *Zero Energy* – ZEB, ou em português, balanço energético nulo, é uma edificação energeticamente eficiente onde, considerada a fonte energética, a energia elétrica fornecida pela concessionária é anualmente menor ou igual à quantidade de energia renovável exportada pela edificação para a rede (**Torcellini2006**; **U.S.DepartmentofEnergy**)

U.S.DepartmentofEnergy-USDOE2015).

Domingos2014 define que o balanço energético nulo pressupõe uma arquitetura adequada ao uso de elementos construtivos e equipamentos de alta eficiência energética, aliado ao desempenho da fonte geradora de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

A redução do consumo de energia em novas edificações ou em processo de melhoria pode ser alcançada por meio de projetos integrados à tecnologias de produção de energia, com adoção de soluções energeticamente eficientes, e por programas de economia de energia (U.S.DepartmentofEnergy-USDOE2015).

Torcellini2006 estabelecem quatro definições acerca das formas de se atingir o ZEB em edificações de baixo consumo de energia, ou comumente denominadas *Low-Energy Buildings*. Dentre as formas estudadas estão:

- *Zero Site Energy*, ou energia local zero ou ainda energia da edificação (U.S.DepartmentofEnergy-USDOE2015), onde é avaliada a potencialidade de produção de energia elétrica para a edificação utilizando os recursos presentes no local, ou on-site, onde o edifício está implantado. É minimamente avaliado o consumo dos sistemas de condicionamento de ar, de aquecimento quando existente, ventilação, cargas de equipamentos e de sistema de iluminação;
- *Zero Source Energy*, ou fonte de energia zero, trata-se do conceito onde é levado em consideração toda a cadeia de produção total anual de energia utilizada pela edificação e de consumo de energia primária do edifício. Esta avaliação leva em conta a eletricidade, combustíveis utilizados em processamento e transporte de materiais e componentes para o local da edificação, entre outros aspectos;
- *Zero Energy Cost*, ou custo de energia zero, é avaliada a razão, no mínimo igual, entre a quantidade total de dinheiro que é arrecadado com a venda de energia produzida on-site à concessionaria, e a quantidade total paga pela utilização de serviços e energia consumida ao longo do ano; e
- *Zero Energy Emissions*, ou emissão zero, onde a edificação produz uma quantidade de energia renovável livre de emissão de GEE ao menos igual a quantidade de energia consumida proveniente de fontes de energia emissoras de GEE.

As definições descritas para o ZEB, que avaliam fontes de energia variadas, os custos atrelados à implantação da edificação, a avaliação do ciclo de vida dos materiais e componentes, assim como emissões de GEE, demandam pesquisas e desenvolvimento de metodologia particular para cada meio de avaliação. Portanto, para este trabalho foi estabelecido o recorte de avaliação para as edificações utilizando recursos on-site, classificado como *Zero Site Energy*. Tal recorte justifica-se em função da exclusividade dada pela definição sobre a utilização de fontes de energia renováveis locais, disponíveis

no sítio onde a edificação foi implantada, utilizada para pesquisa em detrimento das outras definições que tratam de formas de avaliação não abordadas nesta pesquisa.

Didone2014 e **Athienitis2015** definem que o planejamento de uma edificação *Zero Energy* considera a integração de estratégias energéticas e soluções passivas; de otimização da edificação em seu projeto, execução e operação; e a utilização de tecnologia de produção de energia solar fotovoltaica, entre outras formas de produção de energia, considerando a forma da edificação e soluções que aproveitem a disponibilidade de energia elétrica solar para o meio urbano, aquecimento solar e luz natural.

A **InternationalEnergyAgency-IEA2014** publicou um estudo detalhado de 30 edificações *Zero Energy* em vários países e em diversas situações climáticas. O “*Towards Net Zero Energy Solar Buildings: A review of 30 Net ZEBs case studies*” foi parâmetro para o desenvolvimento de referências para o planejamento de edificações energeticamente nulas. Este estudo concluiu que é possível atingir o balanço energético nulo para diversos usos residenciais e comerciais da realidade construtiva americana.

A respeito da nomenclatura utilizada para descrever uma edificação que atinge o equilíbrio entre consumo e produção de energia, na série de Guias Avançados de Projeto Energético – AEDG (**AmericanSocietyofHeatingRefrigeratingandAir-ConditioningEngineers-AS**), há a utilização do termo *Zero Energy* em oposição aos termos *Net Zero Energy* e *Zero Net Energy* em consonância com os termos utilizados pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos, da mesma forma para as políticas federais e municipais de desempenho energético em vigor. O Departamento de Energia dos Estados Unidos também utiliza o termo *Zero Energy* justificando que a inserção de “*Net*” não adiciona significado substancial a expressão (**U.S.DepartmentofEnergy-USDOE2015a**). Este trabalho utilizou a nomenclatura em consonância com a AEDG da norma americana ASHRAE e demais artigos científicos que adotam *Zero Energy* como balanço energético nulo.

2.1.1 *Near Zero Energy*

Baseado na norma europeia EN 15603:2008, a definição sobre o conceito proposta por **Kurnitski2011a** para edificações *Near Net Zero Energy*, nZEB, e em português, próximo ao balanço energético nulo, se apoia na premissa do aproveitamento máximo de recursos para produção de energia, implementando mecanismos à edificação de forma que este aproveitamento aconteça, e a utilização à nível ótimo da energia primária, para um consumo maior que 0 kWh/m² ao ano. Segundo os autores, são pontos importantes para atender a definição do conceito:

- O custo otimizado e considerável aproveitamento técnico do uso da energia primária; e

- A porcentagem de energia primária coberta pela geração de energia proveniente de fontes renováveis.

A nomenclatura adotada, tal qual para *Zero Energy*, foi *Near Zero Energy*, em concordância com a nomenclatura encontrada nos estudos consultados e com o termo *Zero Energy* adotado anteriormente (**AmericanSocietyofHeatingRefrigeratingandAir-ConditioningEngineers-ASHRAE**). A variação do conceito de balanço energético nulo é adotada como parâmetro de avaliação para a presente pesquisa, uma vez que se adequa ao cenário energético e tecnológico do recorte territorial estabelecido, ou seja, a Região Metropolitana da Grande Vitória, no Espírito Santo.

2.1.2 Métrica para balanço energético nulo

Um edifício energeticamente balanceado produz, consome e, eventualmente, exporta energia para a concessionária quando as condições climáticas e energéticas são favoráveis para este cenário. A avaliação depende de definição do espaço utilizado para geração de energia, *on-site* ou *off-site*, e do tempo avaliado deste processo, horário, mensal ou, mais comumente, anual (**AmericanSocietyofHeatingRefrigeratingandAir-ConditioningEngineers-ASHRAE**).

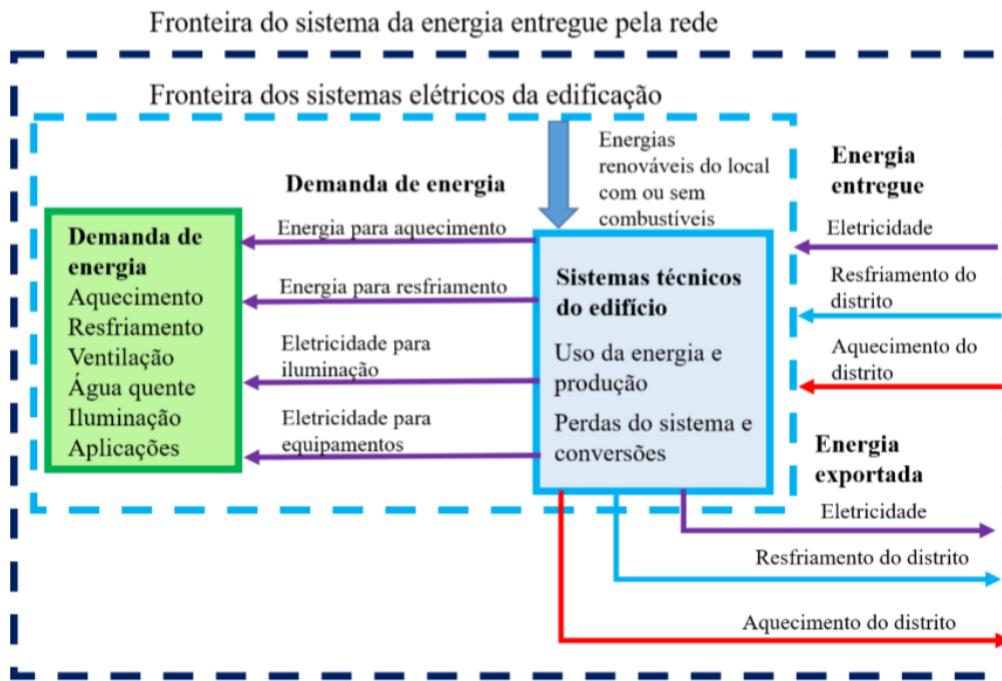
Métodos de avaliação foram desenvolvidas para contemplar as variações de se atingir o balanço energético nulo como demanda/geração de energia e exportação/importação de energia. O primeiro método é direcionado ao *Zero Site Energy*, o que permite avaliar anualmente as opções de produção de energia elétrica *on-site* e a demanda de energia calculada. O segundo método é normalmente aplicado ao *Zero Source Energy*, onde são balanceadas as fontes de energia, carga de energia e interação com a rede da concessionária (**Didone2014a**).

Para tal, é determinada a interação energética entre a concessionária e a edificação, como observado na Figura 1.

Foram desconsideradas as medidas que envolviam sistema de aquecimento, por não condizer com a realidade observada no recorte territorial e por ser uma medida de inclusão facultativa em regulamentações nacionais (**InstitutoNacionaldeMetrologiaNormalizacaoeQualidadeIndustrial-INMETRO2018a**).

De forma a estabelecer a métrica necessária para a avaliação do balanço energético da edificação, devem ser conhecidos os componentes de uso final de energia, a energia primária total utilizada pela edificação, os custos com o consumo de energia elétrica, e a quantidade de energia exportada à concessionária. Da mesma forma, devem ser definidos o período de balanço a ser analisado e eventuais créditos provenientes de fornecimento de energia à concessionária. Esta relação é ilustrada no 2.

Figura 1: Diagrama de interação entre a edificação e as variáveis externas.



Fonte: adaptado de Kurnitski et al. (2011, tradução nossa)

2.2 Cenários energéticos e a matriz elétrica brasileira

O cenário energético mundial vem apresentando progressos quanto ao desenvolvimento da eficiência energética e da busca de fontes limpas e renováveis de energia. A criação de políticas de redução de consumo energético, assim como a promoção de congressos, eventos e demais incentivos à pesquisa e desenvolvimento acadêmico apontam melhorias neste âmbito da energia (InternationalEnergyAgency-IEA2014).

Estudo desenvolvido pela UnitedNations2017 aponta que 103 países definiram a eficiência energética e uso de energias renováveis como parte importante do seu

Figura 2: Relação entre demanda energética e créditos para edificação NZEB.



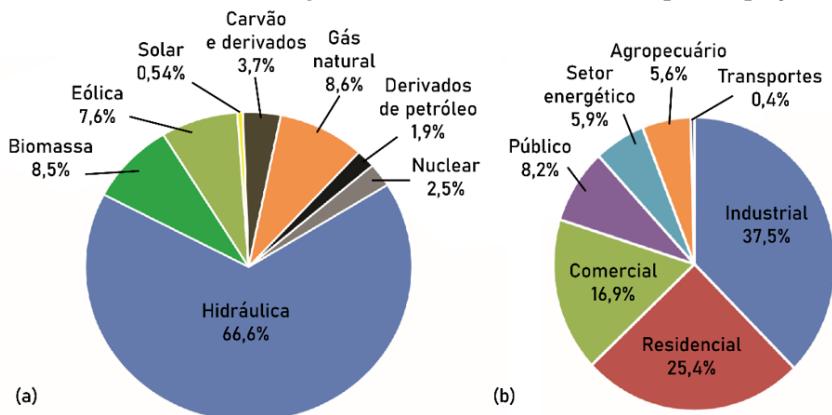
Fonte: adaptado de Kurnitski et al. (2011, tradução nossa)

planejamento estratégico, e destes, 79 são países emergentes e em desenvolvimento. Constatata-se, ainda, que o consumo de energia poderia ter sido 12% maior em 2017 caso as políticas públicas mencionadas anteriormente não tivessem sido implementadas desde o ano 2000 (**InternationalEnergyAgency-IEA2019b**).

Entre os países emergentes e em desenvolvimento, nota-se que há um esforço para redução de consumo de energia, o que reflete em fatores como o aumento da segurança energética, aumento na competitividade industrial, redução de emissão de poluentes e da degradação ambiental, expansão ao acesso de energia, além da indução ao crescimento econômico (**BancoMundial2018**). Entretanto, de acordo com **Abramovay2010; Abramovay2014**, a matriz energética mundial ainda será predominantemente composta por fontes fósseis de energia até meados do século XXI.

No Brasil, a taxa de consumo energético, assim como em outros países, é definida pelo aquecimento econômico e cenários estabelecidos para o desenvolvimento esperado para o país. Nesse sentido, espera-se que o Brasil, até 2026, apresente crescimento econômico e, concomitantemente, consuma energia de forma modesta. Projeta-se que este crescimento seja da ordem de 1,9% ao ano até a metade da década analisada, com variações que definem o crescimento do consumo em 2,3% anuais, indicando otimismo para o setor de energia brasileiro (**EmpresadePesquisaEnergetica-EPE2017; EmpresadePesquisaEnergetica-EPE2017a**).

Gráfico 2 - Oferta interna de energia elétrica no Brasil (a) e a participação setorial (b).



Fonte: adaptado de EPE (2019).

Em 2018, a geração hídrica respondeu por 66,6% da oferta interna entre as fontes de produção de energia elétrica no Brasil, seguido do gás natural, com 8,6%, da biomassa, com 8,5% e de outras fontes, 16,3%, como mostrado no Gráfico 1. Deste modo, as centrais hidráulicas de serviço público e de autoprodução contribuíram para expansão da capacidade total instalada de geração de energia elétrica, com acréscimo de 3.864 MW dos 5.728 MW, ou 67,5% do total adicionado (**EmpresadePesquisaEnergetica-EPE2019**).

Esta contribuição para a expansão energética, além da representação na oferta interna de energia elétrica, demonstra a importância da fonte para o país. Entretanto, fontes renováveis de energia elétrica, como a solar e a eólica, representam uma alternativa a momentos de condição desfavorável para oferta hídrica, como registrado em 2017, quando foi verificada queda de 3,4% da energia hidráulica disponibilizada em relação ao ano anterior (**EmpresadePesquisaEnergetica-EPE2018**).

A representatividade nacional da fonte solar na geração de energia elétrica aumentou em 316,1% entre os anos de 2017 e 2018, crescendo de 832 GWh para 3.431 GWh. A potência instalada solar fotovoltaica atingiu 1.798 MW em 2018, 47,99% potência a mais disponível em relação ao ano anterior, com 935MW (**EmpresadePesquisaEnergetica-EPE2019**; **EmpresadePesquisaEnergetica-EPE2019a**).

Vale ressaltar o avanço na oferta de energia elétrica proveniente de micro e mini geração distribuída, saltando de 359 GW, em 2017, para 828 GW, em 2018, resultando em um aumento de 131%. A contribuição para este crescimento se deu majoritariamente pela energia solar, com 63,5%, enquanto as fontes hídrica, gás natural, eólica e outras fontes renováveis contribuíram, respectivamente, em 19,1%, 1,8%, 1,7% e 13,9% (**EmpresadePesquisaEnergetica-EPE2019**).

O entendimento sobre a matriz elétrica nacional e a disponibilidade de fontes de geração de energia elétrica serve como importante base para a definição de medidas de produção de energia, assim como para o balanço energético das edificações. Este mapeamento de fontes energéticas indica a potencialidade de geração de energia descentralizada, reforçado pelo crescimento no número de geradoras de energia solar fotovoltaica no país e pelo avanço da oferta de energia elétrica oriunda de micro e mini geração distribuída (**EmpresadePesquisaEnergetica-EPE2019**; **EmpresadePesquisaEnergetica-EPE2019a**; **Pereira2017**).

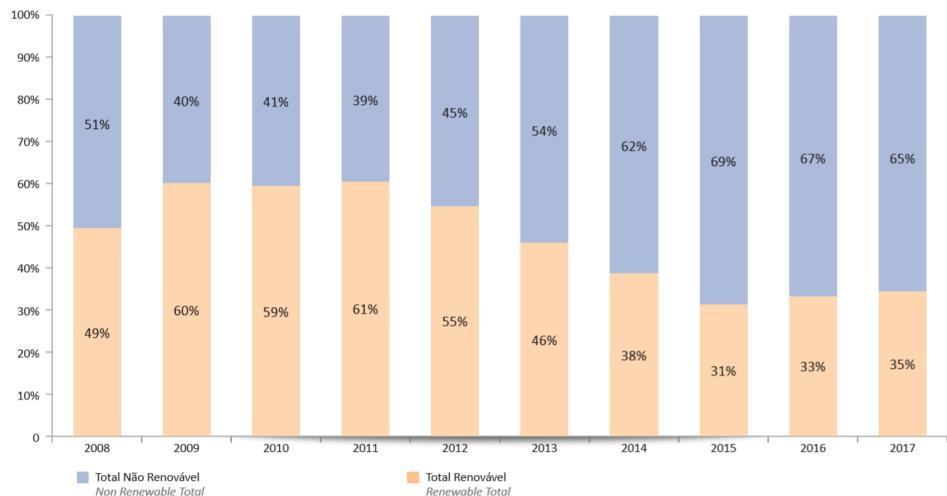
Assim, a utilização de fontes renováveis de energia representa um aspecto importante para as edificações Zero Energy aplicadas ao cenário brasileiro. Visto que é significativo o potencial de uso da energia solar como fonte de produção de energia renovável, este recurso pode resultar em reduções importantes no consumo de energia para uma parcela de consumidores dos setores industrial, residencial e comercial, com quase 79,8% de participação no consumo de energia elétrica, como apresentado no Gráfico 2b

(Cronemberger2012; EmpresadePesquisaEnergetica-EPE2019; Sorgato2018; Sudhakar2019).

A composição da matriz elétrica do Espírito Santo mostra que a predominância da geração de energia elétrica por fonte é termelétrica, ou térmica de gases de processo, em 2018, com 35,10%, enquanto a parcela de participação da fonte hidrelétrica é de 24,72% (AgenciadeRegulacaodeServicosPublicosdoEspíritoSanto-ARSP2018).

A evolução na geração de energia elétrica aponta que as fontes renováveis de energia estão regredindo em participação, como mostrado no Gráfico 3 que entre os anos de 2009 a 2012, compunham mais da metade da geração de energia, e atualmente estão em um patamar de 35%.

Gráfico 3 - Evolução da geração de energia elétrica por fonte renovável e não-renovável no Espírito Santo.

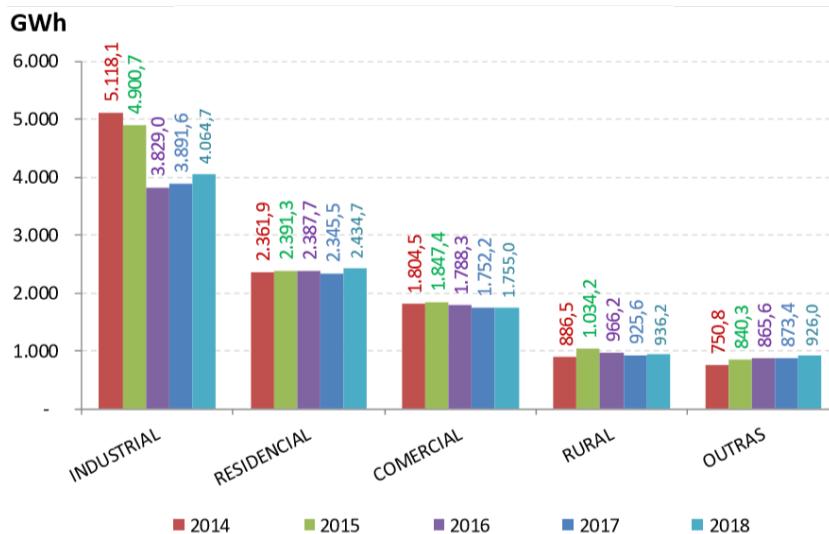


Fonte: adaptado de ARSP (2018).

O Espírito Santo conta ainda com uma parcela geradora solar fotovoltaica, inaugurada em 2016 com capacidade de 1GW, de 2.820 usinas fotovoltaicas, configurando 28,8 MW de potência instalada e geração de 8 GW (AgenciadeRegulacaodeServicosPublicosdoEspíritoSanto-ARSP2019).

Observa-se que houve uma sensível variação no consumo de energia elétrica no Espírito Santo entre os anos de 2016 e 2018. Houve o aumento de consumo das classes residencial e industrial, compensado pela redução das classes comercial e rural, como observado no Gráfico 4. O consumo de energia elétrica no Estado, em 2018, foi predominantemente da classe industrial, perfazendo 40,2%, seguido pela classe residencial, com 24,1%, comercial, consumindo 17,3%, rural, com 9,3% e outros consumidores, com 9,1% (AgenciadeRegulacaodeServicosPublicosdoEspíritoSanto-ARSP2019).

Gráfico 4 - Consumo de energia elétrica no Espírito Santo por classe.



Fonte: adaptado de ARSP (2019).

2.2.1 Potencial de geração de energia solar no Brasil e no Espírito Santo

A avaliação do potencial de geração de energia estritamente solar se justifica, principalmente, pela natural abundância do recurso disponível em território nacional (Pereira2017). Além da disponibilidade de energia solar, a versatilidade da tecnologia fotovoltaica para adaptar-se ao meio urbano e a redução de custo de instalação e manutenção são fatores importantes que tornam a tecnologia acessível em detrimento de outras formas de geração de energia provenientes de fontes renováveis, tais como a eólica, a geotérmica, a maremotriz, a biomassa, entre outras (AgenciadeRegulacaodeServicosPublicosdoEspiritoSanto-Didone2014; Didone2014a; InternationalEnergyAgency-IEA2019b; UnitedNationsEnvironment-

A oferta de energia solar no país varia de acordo com a região analisada, dada as dimensões continentais do país. Segundo Pereira2017, a região Nordeste apresentou a menor variabilidade interanual de energia solar, indicando maior estabilidade na produção de energia solar, com valores entre 5,39 e 5,59 kWh/m². Já a região Sudeste apresentou a maior variabilidade interanual, com médias entre 4,97 e 5,11 kWh/m² entre os anos de 2005 e 2015. A abrangência deste rendimento energético anual pode ser observada na Figura 3.

Figura 3: Rendimento solar anual brasileiro.



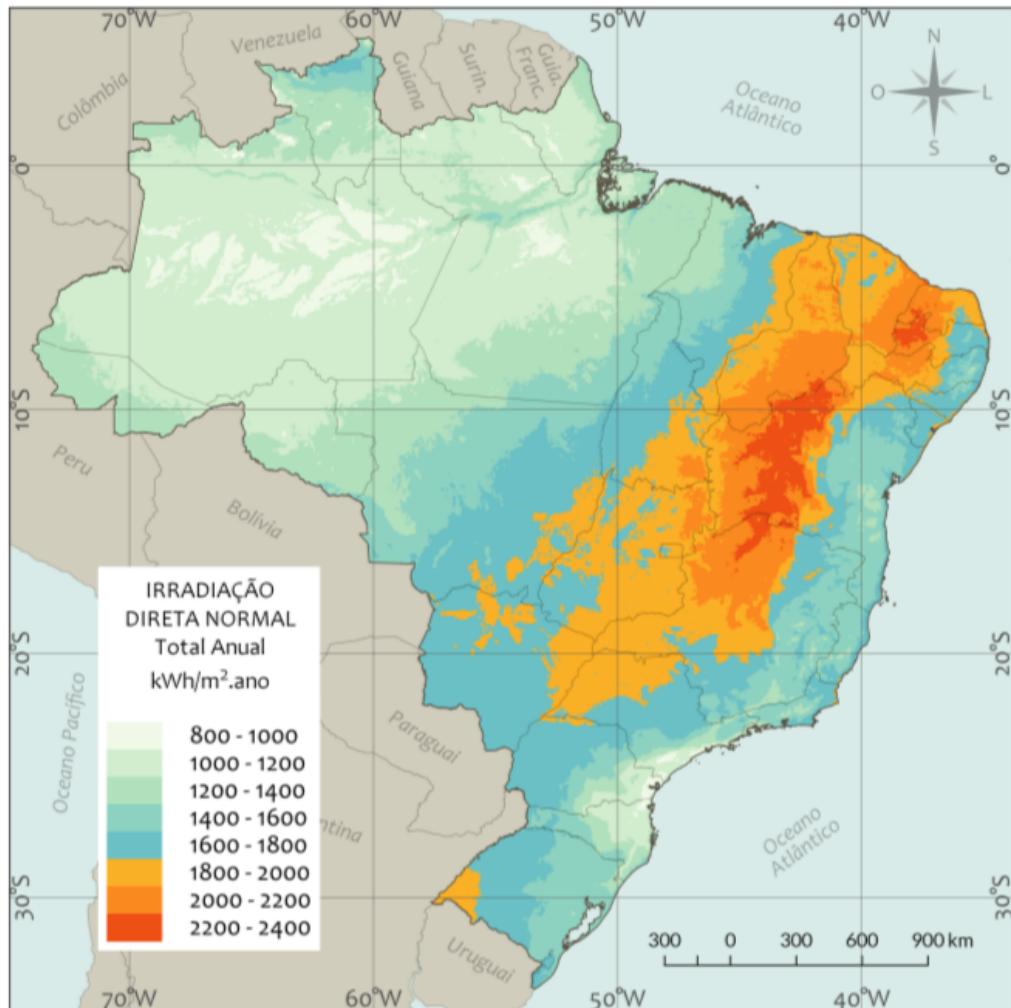
Fonte: adaptado de Pereira et al. (2017).

Os resultados de **Cronemberger2012**, após a conclusão do estudo em 78 cidades brasileiras, apontaram que o Brasil é caracterizado como um país em baixa latitude e com alta disponibilidade e uniformidade de radiação solar. Esta conclusão apontou a potencialidade das cidades brasileiras para a geração de energia solar, tanto em superfícies planas quanto nas coberturas quanto em superfícies verticais como as fachadas.

Pereira2017 complementam acerca do potencial brasileiro em gerar energia solar. Os autores mencionam que mesmo nos locais menos ensolarados do Brasil, como as regiões Sul e Norte, apresentadas na Figura 4, é possível gerar mais eletricidade solar do que no local mais ensolarado da Alemanha, país com maior parque solar do mundo. As regiões Sul e Norte brasileiras recebem menos irradiação solar por apresentarem as latitudes mais

altas e, assim, com maiores diferenças entre a duração do dia; e nebulosidade frequente, reduzindo a irradiância solar na superfície receptora. Isto indica a característica do país para a produção de energia solar.

Figura 4: Mapa do total anual de irradiação solar direta normal.



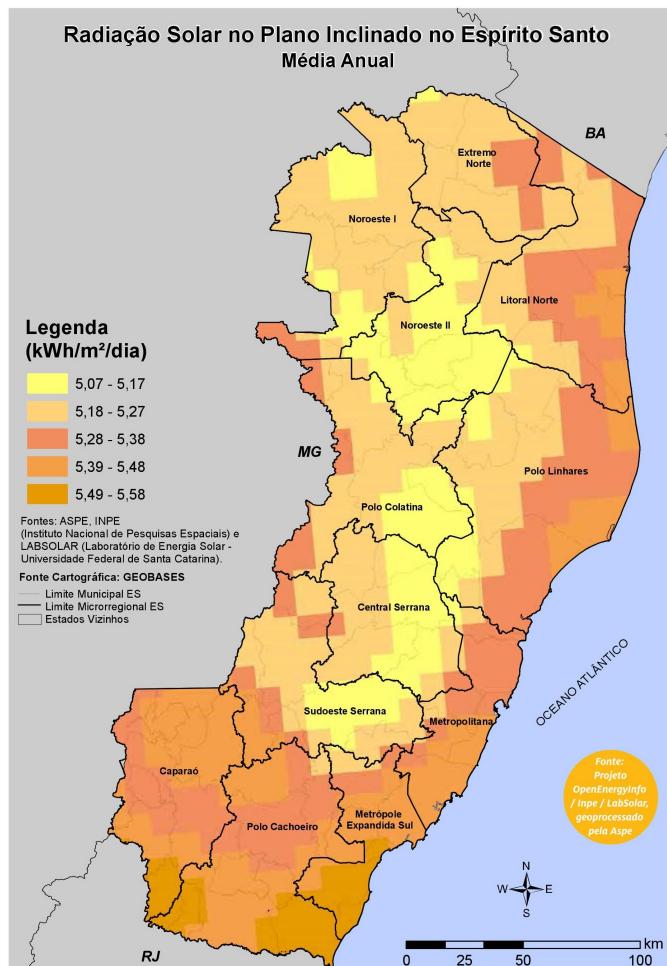
Fonte: adaptado de Pereira et al. (2017).

Outro ponto importante no estudo de Pereira 2017 foi a constatação de que a geração máxima nos estados da região Sudeste, nos meses de verão, coincide com os máximos de demanda registrados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, para a mesma região. Esta coincidência entre gerações máximas de energia elétrica pode aliviar os períodos de pico de demanda de energia elétrica no país.

O Espírito Santo gerou cerca de 8 GW de energia elétrica proveniente de energia solar em 2018. Esta geração foi realizada por empreendimentos particulares, visto que o estado não abriga usinas solares cadastradas junto ao SIN (EmpresadePesquisaEnergetica-EPE2019a). O estado também apresenta variação no nível de radiação menor do que em estados com maior produção de energia solar como a Bahia, com variação de 6,5 kWh/m²/dia (Agencia de Servicos Publicos de Energia do Estado do Espírito Santo-ASPE2013).

A Região Metropolitana da Grande Vitória – RGMV, em particular Vitória, apresenta variação baixa, entre 5,39 a 5,48 kWh/m²/dia, como exposto na Figura 5. Esta variação indica que a geração de energia elétrica pode ser melhor aproveitada em comparação a outros estados com maior potência instalada ([AgenciadeServicosPublicosdeEnergiadoEstado do ES](#)).

Figura 5: Radiação solar no plano inclinado do ES.



Fonte: adaptado de ARSP (2013).

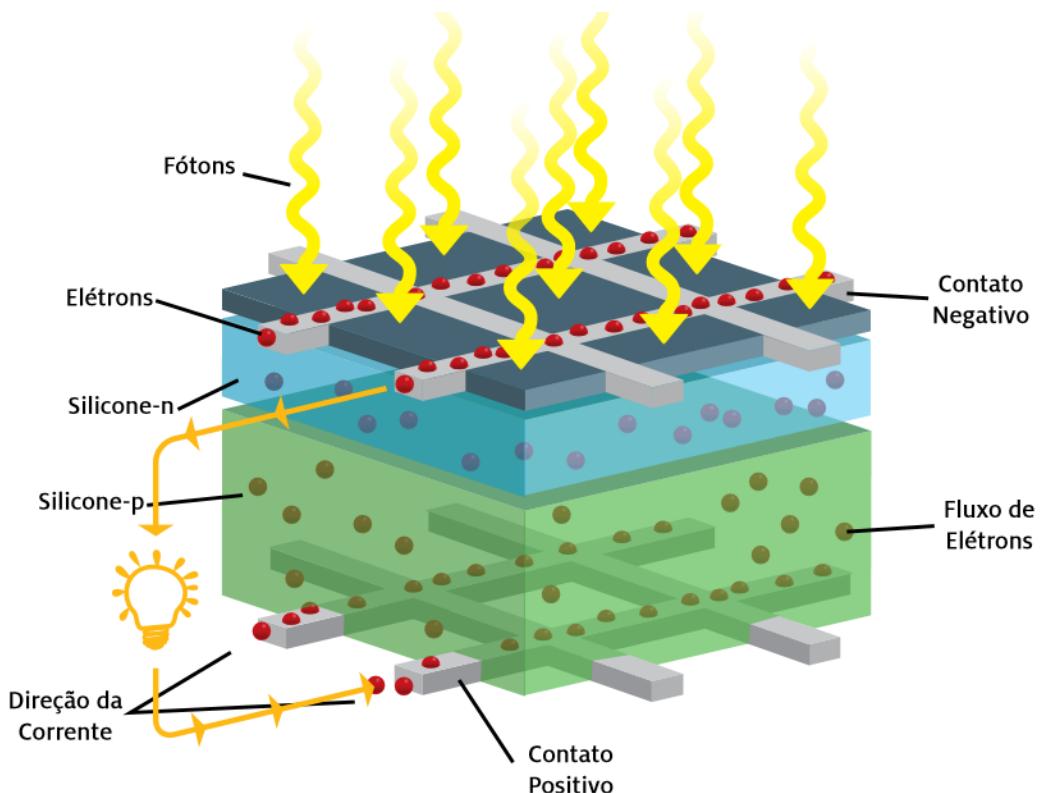
2.2.2 Energia solar fotovoltaica

As tecnologias de geração de energia fotovoltaica vêm evoluindo ao longo dos últimos anos. Este segmento está em pleno crescimento quando observado o acesso técnico e econômico ao sistema de geração de energia à população ([Pereira2017](#)). Equipamentos fotovoltaicos são fonte promissora de diversidade em produção de energia, dada a versatilidade de aplicação e integração entre sistemas para a envoltória da edificação ([Sorgato2018](#)).

A geração de energia elétrica por meio de células fotovoltaicas ocorre pela conversão de radiação incidente sobre a área da célula em uma diferença de potencial entre suas

extremidades. Esta célula é constituída por duas camadas de elementos semicondutores dopados positiva e negativamente, normalmente silício, o que propicia o ordenamento da corrente de elétrons, como exemplificado na Figura 6.

Figura 6: Esquema de geração de energia por célula fotovoltaica.



Fonte: adaptado de ARSP (2013).

Desde 1883, quando a primeira célula fotovoltaica foi constituída, a eficiência de conversão das células avançou, partindo de 1% a uma taxa de 19% para os módulos comercializados atualmente. Além da eficiência, o custo desta tecnologia foi barateado, aumentando o potencial de acesso pela população. Os custos para a implementação da tecnologia saíram de US\$ 100/Wp, no início da década de 1970, até US\$ 0,39/Wp, em 2016 (Agencia de Servicos Publicos de Energia do Estado do Espirito Santo-ASPE2013; Pereira2017).

Uma vantagem atribuída à aplicação de tecnologias fotovoltaicas na envoltória é a relação direta entre quantidade de área de fachada exposta à radiação solar e a quantidade em potencial de produção de energia solar fotovoltaica (Veloso2017). Outro fato importante é a verificação da viabilidade econômica em climas tropicais como as cidades brasileiras apresentam (Didone2014; Sorgato2018).

A versatilidade alcançada pela tecnologia é verificada pela facilidade de adaptação das células fotovoltaicas para envoltória das edificações. Os componentes fotovoltaicos integrados ao edifício, ou *Building Integrated Photovoltaic – BIPV*, e os componentes fotovoltaicos adicionados/anexados a edificação, ou *Building Added/Attached Photovoltaic*

– BAPV, são formas de introdução das células para aproveitar a área disponível de fachada para produção de energia elétrica (**American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers**, 2019) como apresentado pela Figura 7.

Figura 7: Componentes fotovoltaicos integrados a fachada do edifício Boulder Commons, localizado em Boulder, Colorado (EUA).



Fonte: adaptado de ASHRAE (2019).

As edificações recebem a radiação solar de acordo com a latitude e a orientação solar onde estão situadas. Estas características influenciam diretamente na produção de energia fotovoltaica de um painel, onde a inserção dos painéis depende da orientação das superfícies das células fotovoltaicas voltadas para a posição perpendicular em relação a latitude do local. Este posicionamento tende a maximizar a incidência de radiação sobre as células e, assim, a produção de energia. Regiões com diferentes latitudes tendem a apresentar variabilidades de fotoperíodo, onde as baixas latitudes geram menos energia com os painéis posicionados verticalmente e mais energia para os posicionados horizontalmente, sendo que o inverso aplica-se às regiões com altas latitudes (Pereira2017).

No exemplo da Figura 7, o edifício comercial *Boulder Commons*, localizado em Boulder, Colorado, exemplifica a utilização de um sistema BIPV para geração de energia solar fotovoltaica em uma região de alta latitude, com a utilização de painéis posicionados horizontal e verticalmente (**American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers**, 2019).

Pereira2017). Dentre as tecnologias de células fotovoltaicas disponíveis no mercado, destacam-se as tecnologias de silício cristalino e filmes finos. As características gerais desses componentes são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1: Tecnologias de células fotovoltaicas.

Tecnologia	Média anual total	Área/kWp
Silício cristalino		
Monocristalino	20,67	8m ²
Policristalino	29,00	7m ²
Filmes finos		
Silício amorfo (a-SI)	76,92%	15m ²
Telureto de cadmio (Cd-Te)	181,04	10m ²
Disseleno de cobre-índio-gálio (CIGS)	2,05	10m ²

Fonte: ARSP (2013).

2.2.3 Legislação para a eficiência energética

As políticas adotadas internacionalmente demonstram a urgência na busca de soluções relacionadas a mitigação do consumo de energia e redução de emissão de GEE, além de buscar, também, a redução dos impactos ambientais indiretamente relacionados ao ambiente construído (InternationalMonetaryFund-IMF2018; InternationalEnergyAgency-IEA2018).

A Diretiva Europeia EPDB/31 (2010) estabeleceu como meta o balanço energético próximo a zero para novas edificações até dezembro de 2020. Nos Estados Unidos, o U.S.DepartmentofEnergy-USDOE2015 apresentou medidas e programas para balanço energético nulo para as edificações comerciais e residenciais. O Departamento definiu como meta alcançar o balanço energético nulo em edificações residenciais até 2020 e edificações comerciais até 2025. Novas edificações comerciais, a partir de 2015, deveriam apresentar um plano de redução de energia desde sua concepção.

No Brasil, desde outubro de 2003 o Programa Nacional de Eficiência Energética em Edificações – PROCEL EDIFICA (Brasil2001; Brasil2001a) atua de forma conjunta com o poder público, privado e a comunidade acadêmica para promover o uso racional da energia elétrica e recursos naturais em edificações. Nesta pesquisa, este marco legal foi utilizado como critério temporal de seleção para as edificações em Vitória concluídas após o início do programa, sendo então estabelecido o recorte temporal de estudos para edificações construídas após 2003.

Outro marco legal importante para o contexto desta pesquisa foi a Resolução Normativa nº 687 de 2015, substituindo a resolução precedente nº 482 de 2012, que trata sobre micro e mini geração de energia elétrica. Este conceito consiste em uma central geradora de energia elétrica que utilize fontes renováveis, com potência instalada superior a 75 kW e/ou capacidade instalada menor que 3 MW, classificado como mini

geração; e potência instalada menor ou igual a 75 kW, classificado como micro geração (Agencia Nacional de Energia Eletrica ANEEL 2015). Com a regulamentação de micro e mini geração em território nacional, foi viabilizada a geração de energia descentralizada, característica importante para a coprodução de energia para uma edificação com balanço energético nulo.

Posteriormente, a Instrução Normativa nº 02 de 2014 institui a obrigatoriedade de submeter as edificações públicas ao Programa Brasileiro de Etiquetagem – PBE EDIFICA. Da mesma forma, foram criadas regulamentações relacionadas à eficiência energética e à certificações de edifícios de uso comercial e residencial, denominados Instrução Normativa Inmetro para a Classe de Eficiência Energética de Edificações Comerciais, de Serviços e Públicas,INI-C, e Instrução Normativa Inmetro para a Classe de Eficiência Energética de Edificações Residenciais,INI-R (Dalbem 2017; Instituto Nacional de Metrologia Norma

Os níveis de eficiência estabelecidos pelo regulamento partem do mais eficiente, classificado como “A”, para o menos eficiente, classificado como nível “E”. O regulamento classifica por meio de uma etiqueta indicativa do nível de eficiência energética da envoltória da edificação, dos sistemas de iluminação artificial e de condicionamento de ar (Instituto Nacional de Metrologia Norma

Dada a abrangência de cenários do regulamento e a utilização de referências como normas nacionais e internacionais para o desenvolvimento dos parâmetros de avaliação, oINI-C foi adotado como ferramenta de qualificação da eficiência energética e otimização dos modelos genéricos apresentados na etapa de metodologia. Esta escolha foi baseada na proximidade das características construtivas e de materiais sugeridas pela Instrução Normativa à realidade brasileira, sendo este fator pouco presente ou inexistente nas normas e regulamentos avaliadas.

2.3 Conceitos para a avaliação termoenergética

A definição dos conceitos e parâmetros essenciais para a avaliação termoenergética são apresentados sucintamente neste subcapítulo. Estes conceitos serviram como apoio para o desenvolvimento das estratégias passivas e ativas, assim como para o controle e avaliação de saída de dados das simulações computacionais. Os conceitos colocados neste capítulo serão incorporados em modelos genéricos, que reúnem as características mais frequentes observadas na amostra de edifícios reunida nesta pesquisa.

2.3.1 Parâmetros de conforto térmico

Segundo a norma americana ASHRAE Fundamentals (American Society of Heating Refrigerating and Air Conditioning Engineers, 2013), a sensação de conforto térmico é a situação onde a temperatura do corpo é mantida

dentro de um limite confortável, a umidade da pele é baixa e o esforço fisiológico para manter estas condições é minimizado. Adicionalmente, a faixa de temperatura de conforto em ambientes como um escritório transita entre temperaturas acima de 21°C e abaixo de 24°C. Com base nessas definições e para avaliar o estado de conforto térmico dos ocupantes de um edifício de escritórios, aplicam-se modelos preditivos para avaliação desta condição do ambiente.

Em se tratando de edificações condicionadas artificialmente, um dos modelos utilizados para esta avaliação é o Voto Médio Predito e Porcentagem Preditada de Insatisfeitos, ou *Predicted Mean Vote – PMV*, juntamente ao *Predicted Percentage of Dissatisfied – PPD*.

Publicado em 1970 por Povl Ole Fanger, este modelo é utilizado por normas como a ISO 7730, para avaliar o conforto térmico de um ambiente por meio de um questionário aplicado aos ocupantes da edificação avaliada (**AmericanSocietyofHeatingRefrigeratingandAir-ConditioningEngineers-ASHRAE2017a**). Entretanto, este modelo apresenta discrepâncias quando aplicado à realidade brasileira, além de ser um modelo inviável para cenários que utilizem ventilação natural (**Rupp2016**). Estes fatores tornaram sua utilização inapropriada para o presente estudo. Outra forma de avaliação do conforto térmico no local de trabalho, como o ambiente condicionado de um escritório, é o modelo de conforto adaptativo. Este modelo avalia a adaptação do usuário em diferentes campos como o fisiológico, o comportamental e o psicológico (**AmericanSocietyofHeatingRefrigeratingandAir-ConditioningEngineers-ASHRAE2017a**) e pode ser expresso pela Equação 1.

$$t_c = 24,2 + 0,42 \times (t_{ext} - 22) \exp - \left(\frac{T_{ext} - 22}{24\sqrt{2}} \right)^2 \quad (1)$$

Onde:

t_c é a temperatura de conforto; e

t_{ext} é a temperatura externa ou temperatura de bulbo seco.

A temperatura de conforto auxilia a definir o set point de acionamento do sistema de condicionamento de ar temperatura para o ambiente analisado. Dada as condições de adaptação proporcionadas pelo ambiente avaliado e os ajustes naturais feitos pelos ocupantes deste espaço, a temperatura do ar aceitável em ambientes de escritório, por exemplo, pode variar entre 17°C a 31°C (**AmericanSocietyofHeatingRefrigeratingandAir-ConditioningEngineers-ASHRAE2017a**).

Associado ao modelo de conforto adaptativo, a ventilação híbrida é uma alternativa de controle de temperatura e redução de consumo de energia ao combinar a ventilação natural com o sistema de condicionamento de ar da edificação. Esta forma de controle térmico representa uma opção para avaliar o consumo de energia (**AmericanSocietyofHeatingRefrigeratingandAir-ConditioningEngineers-ASHRAE2017a**).

Contudo, a ventilação híbrida não foi observada como solução corrente entre as edificações

de Vitória e, de acordo com **Shaviv2001; Zhang2014; Navarro2016; SCHULZE2018; Sudhakar2019**, dificuldades foram identificadas quanto a implementação deste sistema, dentre elas:

- A necessidade de uma ferramenta computacional a parte que simule a influência da ventilação natural sobre a edificação;
- A intermitência da ventilação, fundamental para o funcionamento do sistema; e
- A configuração, em caráter individual, de materiais e componentes que reduzam a ação da umidade dentro do ambiente construído onde a ventilação natural atuará.

Assim, conclui-se que ambos os modelos de conforto ambiental PMV/PPD e conforto adaptativo apresentados são válidos para mensurar o conforto de um ambiente, diferindo entre ambientes controlado e real. Desta forma, foi utilizado o modelo de conforto adaptativo como forma de avaliar a efetividade do condicionamento de ar, por se adequar a proposta da pesquisa ao possibilitar ajustes de conforto térmico voltados ao comportamento do usuário.

2.3.2 Estratégias passivas

As estratégias passivas são definidas pela adoção de medidas que não utilizem energia elétrica para controlar as condições de conforto e redução do consumo de energia de um ambiente construído. Estas medidas, normalmente aplicadas à envoltória, tem como função tornar o edifício o mais confortável e eficiente possível, reduzindo a necessidade de arrefecimento e iluminação artificial suplementares (**AmericanSocietyofHeatingRefrigerating and Air Conditioning Engineers2015; Hensen2012; U.S.DepartmentofEnergy-USDOE2011**).

Nesse sentido, destacam-se os elementos externos de sombreamento, o isolamento térmico da cobertura, a adoção de vidros com baixo fator solar e o uso de materiais termicamente reflexivos para a envoltória. Além disso, considerando o contexto climático de locais com climas quentes e úmidos, é recomendado um Percentual Total de Abertura na Fachada – PAF_T, entre 30% e 50% (**Didone2014a**).

Segundo a **AssociacaoBrasileiradeNormasTecnicas-ABNT2003** por meio da Norma Brasileira nº 15220, medidas que isolem a cobertura termicamente são necessárias para o aumento da eficiência energética e do desempenho térmico da edificação, principalmente para as concebidas em apenas um pavimento. Estas medidas são comumente adotadas como estratégias passivas para climas quentes, aliadas à ventilação natural e o resfriamento das massas térmicas expostas diretamente à radiação solar. Complementarmente, busca-se o controle da iluminação natural do ambiente utilizando elementos de proteção solar, com o intuito de explorar a iluminação natural e a proteção

contra a radiação solar.

Didone2014 aborda o balanço energético nulo em edifícios de escritório do Brasil e Alemanha, parametrizando as variáveis de altura, largura e comprimento. A autora estipulou a produção de energia por meio de módulos fotovoltaicos semitransparentes localizados nas janelas, proteções solares e na cobertura, concluindo que as células fotovoltaicas utilizadas são válidas para obter a condição de *Zero Energy* nas edificações avaliadas, apesar da pouca produção dos elementos inseridos na janela e nas proteções solares. Os resultados obtidos por **Didone2014a** mostraram que a otimização aplicada aos edifícios de escritórios das cidades de Florianópolis e Fortaleza foi eficaz, utilizando módulos fotovoltaicos na cobertura e na fachada, tornando as edificações energeticamente平衡adas.

Segundo **Noguchi2016**, para obter sucesso na implementação de estratégias passivas, é essencial aliar o conforto do ambiente ao clima da região analisada. Usufruir de soluções para o microclima da edificação e das características climáticas locais é fundamental para elevar a qualidade de vida dos habitantes e do ambiente construído. Dentre as estratégias passivas disponíveis, vale destacar as mais importantes para climas tropicais, tais como:

- Escolha de orientação solar apropriada;
- Estudo da volumetria da edificação;
- Adaptação do Percentual Total de Abertura da Fachada – PAF_T;
- Escolha de materiais e componentes adequados, como vidros mais eficientes;
- Valer-se da iluminação natural como fonte luminosa complementar;
- Estudo e aplicação de proteção solar como meio de condicionamento térmico e lumínico do espaço; e
- Cobertura com isolamento térmico;

Como a escala proposta para este trabalho está restrita à edificação de escritório, estratégias passivas que fogem desta escala não foram abordadas. Pode-se mencionar como estratégias que fogem desta escala as soluções de paisagismo, vegetação e corpos d'água, tratados como microclima, e a disposição da edificação em relação ao entorno. Da mesma forma, estratégias que são direcionadas a edificações não-comerciais não foram consideradas.

2.3.3 Estratégias ativas

As estratégias ativas são medidas que irão complementar a otimização inicial proporcionada por medidas passivas e, no caso deste trabalho, os esforços foram concentrados em aplicar medidas de aumento de eficiência sobre os sistemas de condicionamento de ar, de iluminação artificial e de equipamentos. Segundo a *International Energy Agency (InternationalEnergyAgency-IEA2014)*, as estratégias ativas importantes, considerando o contexto brasileiro, abrangem:

- O controle otimizado dos sistemas de condicionamento de ar, integrado com os sistemas passivos de refrigeração do ar;
- Sistemas integrados de geração de energia por fonte renovável, auxiliados pela iluminação natural, por sistemas fotovoltaicos e de cogeração de energia; e
- Sistemas automatizados de controle térmico, elevando a segurança e eficiência energética;

À semelhança das medidas de integração de sistemas propostas pelo IEA em relação às recomendações propostas pelo INI-C (**Instituto Nacional de Metrologia Normalização e Qualidade Industrial**) devem ser observadas a relação de adaptação ao lugar, uma vez que ambas referências adotam conceitos e normas internacionais para a elaboração de seus estudos específicos.

As edificações de escritório brasileiras utilizam sistemas de condicionamento de ar variados, e a disponibilidade e aplicação desses sistemas tem impacto direto no desempenho energético final do edifício. Em muitos casos, a escolha adequada do tipo mais eficiente, segundo sua tecnologia e funcionamento, é fundamental para garantir melhor desempenho e menor consumo de energia (**Kamal2019; Shin2019**). Dentre os sistemas de condicionamento de ar disponíveis em território nacional, pode-se citar (**Conselho Brasileiro de Construção Sustentável**).

- Sistema Central de Água Gelada – CAG/*Fancoil*, sistema este que contempla dois tipos de funcionamento: o sistema de condensação a água e a ar. No primeiro, o sistema a água gelada é distribuída entre os pavimentos até os fancoils, e nestes a água resfria o ar que é insulado no ambiente. No segundo sistema, o ar é resfriado por fluido refrigerante. Há ainda a opção pela automatização e não-automatização da distribuição de ar, denominados, respectivamente, Volume de Ar Variável – VAV e Volume de Ar Constante – VAC. Este sistema foi observado como o mais recorrente entre as edificações levantadas;
- Volume Refrigerante Variável, ou *Variable Refrigerant Flow – VRF*, é o sistema que resfria o ar por meio de fluido refrigerante, distribuindo unidades condensadoras modularmente para cada pavimento da edificação. Esta forma de distribuição do sistema VRF difere do sistema CAG/*Fancoil*, que concentra esta central no pavimento técnico, próximo ao reservatório de água. As condensadoras do VRF,

assim, distribuem o ar refrigerado para cada evaporadora, e esta, equipada com sensores e set point de temperatura previamente configurados, proporciona o controle de temperatura para cada zona térmica implantada. Como o sistema CAG/*Fancoil*, utiliza sistema de condensação a ar e a água;

- *Self-contained* é um sistema que concentra todo o ciclo de refrigeração do ar em uma máquina, comportando evaporadora, condensadora e compressor. É normalmente instalada na casa de máquina dos pavimentos; e
- *Split* é a classificação atribuída ao sistema de arrefecimento feito por *splits*, *multiplits* e ar condicionado de janela – ACJ. Como a automação neste tipo de sistema é rara, limitando-se a programação de acionamento e de desligamento do sistema, foi pouco observado nos edifícios de escritório da amostra coletada, provavelmente em função do ano em que os edifícios foram projetados, quando a relação custo/benefício dessa tecnologia não era compensatória.

O sistema VRF oferece alta eficiência energética, custo-benefício e alto coeficiente de performance disponível em relação aos sistemas tradicionais disponíveis no mercado. É também utilizado como objeto de análises mais complexas, como deep learning sobre desempenho e vida útil do VRF, ou análises estatísticas para detecção de falhas no arrefecimento, demonstrando sua aplicabilidade e longevidade em relação às demais soluções apresentadas (Cao2016; Guo2018; Liu2010; Teke2014; Wang2014). Este sistema é indicado para simulações com área total condicionada maior que 4000 m², por possuir maior controle de temperatura por meio do ajuste de set point para cada zona térmica (Instituto Nacional de Metrologia Normalização e Qualidade Industrial-INMETRO2016).

O Guia Avançado de Planejamento Energético para Pequenos e Médios Edifícios Comerciais, ou *Advanced Energy Design Guide for Small to Medium Office Buildings* – AEDG, disponibilizado pela ASHRAE, propõe recomendações para a redução do consumo de energia em edificações comerciais em 30%, 50% e 100%, ou *Zero Energy*. Estas reduções ocorrem por meio da adoção de estratégias passivas e ativas.

Ao analisar estas recomendações, verifica-se a relação entre o AEDG e o INI-C acerca da proposição de medidas de redução de consumo de energia. Esta relação de semelhança é evidenciada quando analisado aspectos como adoção de materiais energeticamente mais eficientes, de equipamentos e sistemas de condicionamento de ar e iluminação artificial com alto desempenho energético (American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers-ASHRAE2014; American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers-ASHRAE2019).

Entre estas recomendações, destacam-se as medidas para o aumento da eficiência

do sistema de iluminação e de equipamentos em 30%, no mínimo, por meio de implementação de controles de luminosidade das lâmpadas, sensores fotoelétricos controlando o acionamento do sistema de iluminação, além do correto dimensionamento dos aparelhos de iluminação para os ambientes ([AmericanSocietyofHeatingRefrigeratingandAir-ConditioningEngineers-ASHRAE](#)).

O INI-C propõe melhorias para os equipamentos e para o sistema de iluminação com o intuito de alcançar o nível de eficiência energética, indicado pela etiqueta “A”. Para isso, é definido que ambos os requisitos apresentem redução mínima de consumo em 30%, assim como é proposto pelo AEDG ([InstitutoNacionaldeMetrologiaNormalizacaoeQualidadeIndustrial](#)). As modificações sugeridas são:

- A redução da Densidade de Potência de Iluminação Limite – DPIL, de 9,10 W/m², correspondendo a uma redução de 31,20% em relação ao DPIL de etiqueta “D”, 14,10 W/m²; e
- A sugestão de redução de consumo para equipamentos, onde a Densidade de Potência de Equipamentos – DPE, é de 9,7 W/m², acompanhando o aumento de eficiência da edificação junto à Densidade de Carga Interna – DCI, e da DPIL.

2.4 Caracterização climática e socioeconômica da cidade de Vitória

O Espírito Santo integra a região de alto desenvolvimento socioeconômico do Brasil, estando posicionado em 7º lugar, com índice de 0,740, e sua capital, Vitória, está entre os municípios com índice classificado como “muito alto” de desenvolvimento humano, com 0,845 ([UnitedNationsEnvironmentProgramme-UNEP2019; InstitutoBrasileirodeGeografiaeEstatística-IBGE](#)). Apresenta, entretanto, indicadores discretos quando comparados aos outros estados pertencentes à Região Sudeste, por exemplo ([Cacador2013](#)).

Apesar da condição discreta de desenvolvimento do estado, Vitória apresentou um perceptível crescimento em suas atividades econômicas e em seu porte empresarial entre os anos de 2002 a 2012 ([PrefeituraMunicipaldeVitoria-PMV2012](#)). Este crescimento pode ter sido resultado do crescimento da qualidade de vida e desenvolvimento verificado após o 2º ciclo de desenvolvimento econômico, ocorrido entre os anos de 1960 e 2000, alavancada pela produção de commodities e diversificação econômica no período ([Cacador2013](#)).

Consequentemente, foi observado o aumento da produção de empreendimentos como edificações comerciais e residenciais ([SindicatodaIndustriadaConstrucaoCivildoEspíritoSanto-SIC](#)). Como resultado deste aumento de volume de produção e desenvolvimento econômico da cidade, ocorreu a necessidade de expansão da oferta de energia elétrica para suplantar estes eventos, assim como o progressivo aumento no consumo energético, que cresceu a

uma taxa de 5,8% ao ano (**Amarante2009**).

Para a caracterização do contexto climático da capital do Espírito Santo, foram coletados dados climáticos por meio de arquivo climático contendo a série de medições meteorológicas de Vitória do ano de 2018 (**Instituto Nacional de Meteorologia-INMET2018**). Estas informações são importantes dados de entrada para as simulações e análises termoenergéticas realizadas no âmbito desta pesquisa. Os dados coletados seguem apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Características climáticas de Vitória.

Dados climático	Média anual total
Temperatura de bulbo seco (°C) - média mínima mensal	20,67
Temperatura de bulbo seco (°C) - média máxima mensal	29,00
Umidade relativa do ar (%) - média diária mensal	76,92%
Direção dos ventos (graus) - média diária mensal	181,04
Velocidade do vento (m/s) - média diária mensal	2,05
Radiação horizontal global (Wh/m ²) - média diária mensal	425,62
Nebulosidade (%) - média diária mensal	69,08%
Iluminância horizontal global (lux) - média diária mensal	50019,06

Fonte: adaptado de INMET (2018).

2.5 Caracterização da tipologia de referência

Didone2014 utiliza um banco de dados de 1103 edificações brasileiras para determinar as propriedades construtivas e uso de energia elétrica, e desta amostra, 35 edificações foram selecionadas para análise das características energéticas e construtivas delimitadas pela autora. As principais propriedades construtivas enunciadas pela autora foram paredes externas feitas por blocos cerâmicos com argamassa em ambas as faces, cobertura composta por laje de concreto e, em alguns casos, telhas cerâmicas, e o piso de concreto.

Costa2017 destacam as principais características dos edifícios de escritório presentes em Brasília, onde estes, em sua maioria, apresentam características como forma retangular, orientação solar da fachada principal para Leste, 1 a 28 pavimentos-tipo, PAF_T entre 50% a 75% e mais de 70% das edificações levantadas não apresentavam proteção solar. Os vidros empregados não possuíam performance adequada para redução da influência térmica e luminosa da radiação solar, sendo o vidro incolor e o vidro fumê os mais empregados. No entanto, é importante ressaltar a atipicidade de Brasília, visto ser uma cidade planejada cujo Plano Piloto condiciona a forma – retangular – e orientação das edificações.

Sorgato2018 definem em seu artigo uma edificação comercial de escritório genérica de pequeno porte como uma edificação com 600 m² de área de piso, 4 pavimentos-tipo, e

dimensões de 30 metros de comprimento por 12 metros profundidade e 14 metros de altura. Esta edificação foi submetida às condições climáticas de 6 cidades brasileiras – Rio de Janeiro, São Paulo, Florianópolis, Curitiba, Brasília e Belém – a fim de avaliar a produção de energia solar fotovoltaica e validade do balanço energético nulo em diferentes regiões do país. O estudo apontou que todas as edificações atingiram o balanço energético nulo.

O **Conselho Brasileiro de Construção Sustentável-CBCS2015**, por meio do Relatório Final de Desempenho Energético, descreve que edificações comerciais podem ser segmentadas em três tipos. O primeiro abrange todos os tipos de uso aplicados ao comércio sobre o espaço utilizado, tais como hotéis, shoppings, centros comerciais e edifícios públicos. A segunda tipologia é a edificação comercial corporativa, caracterizada por edifícios com mais de 10 pavimentos, com salas que normalmente ocupam completamente o pavimento, limitando-se a 1 ou 2 ambientes. Estas edificações são necessariamente ocupadas apenas por uma ou duas empresas ou entidades públicas. Por fim, a terceira tipologia, a edificação comercial de escritórios, é configurada com cerca de 700 m² de área de piso, com altura que varia entre 60 a 120 metros e com 10 a 20 pavimentos-tipo. Estas edificações de escritório contêm salas com usos variados e proprietários autônomos.

A maior frequência de ocorrência de número de pavimento observada por **Bernabe2012** foi de 15 pavimentos. A conclusão foi baseada no Plano Diretor Urbano – PDU, em vigor à época da pesquisa, aplicado nas regiões onde os edifícios de escritório foram selecionados. Da mesma forma, foi constatado que nas zonas onde as edificações foram construídas o gabarito praticado é livre, mesma característica observada no levantamento. Mantendo a exigência de gabarito livre para as zonas urbanas utilizadas nesta pesquisa, o último PDU de Vitória, publicado em 22 de maio de 2018, após a revisão realizada entre os anos de 2015 e 2017, restringe o gabarito em áreas próximas ao cone de aterrisagem do aeroporto, zona onde se situa apenas uma edificação da amostra desta pesquisa (**Prefeitura Municipal de Vitoria-PMV2018**).

Alguns parâmetros arquitetônicos destacados por **Lamberts2006**, **Bernabe2012**, e **Fonseca2016** como importantes para a avaliação do consumo de energia das edificações de escritório foram organizados na Tabela 3.

Tabela 3: Parâmetros arquitetônicos a serem analisados

Parâmetro	Descrição
Fator Forma (FA)	Razão entre a área da envoltória e o volume total da edificação
Forma do edifício	Retangular, quadrada, circular, irregular (BERNABÉ, 2012; FONSECA et al., 2016; LAMBERTS; GHISI; RAMOS, 2006).
Fator Altura (FA)	Razão entre a área da projeção da cobertura e a área construída (INMETRO, 2018).
Número da área do pavimento	(BERNABÉ, 2012; FONSECA et al., 2016; INMETRO, 2018; LAMBERTS; GHISI; RAMOS, 2006).
Percentual de Abertura da Fachada (PAF)	Razão entre as áreas de abertura envidraçada, ou com fechamento transparente ou translúcido, de cada fachada e a área total da fachada da edificação (FONSECA et al., 2016; INMETRO, 2018; LAMBERTS; GHISI; RAMOS, 2006; WERNECK et al., 2017).
Fator solar do vidro (FS)	Razão entre o ganho de calor que entra em um ambiente através de uma abertura e a radiação solar incidente nesta mesma abertura (INMETRO, 2018).
Proteção solar	Ângulos de sombreamento externo das aberturas envidraçadas / orientação solar.

Fonte: autor (2019).

As referências selecionadas contribuem para a compreensão de definições utilizadas sobre o tema do trabalho, além de dados sobre as condições energéticas e ambientais necessárias para a implementação do conceito *Zero Energy* aplicado à edificações.

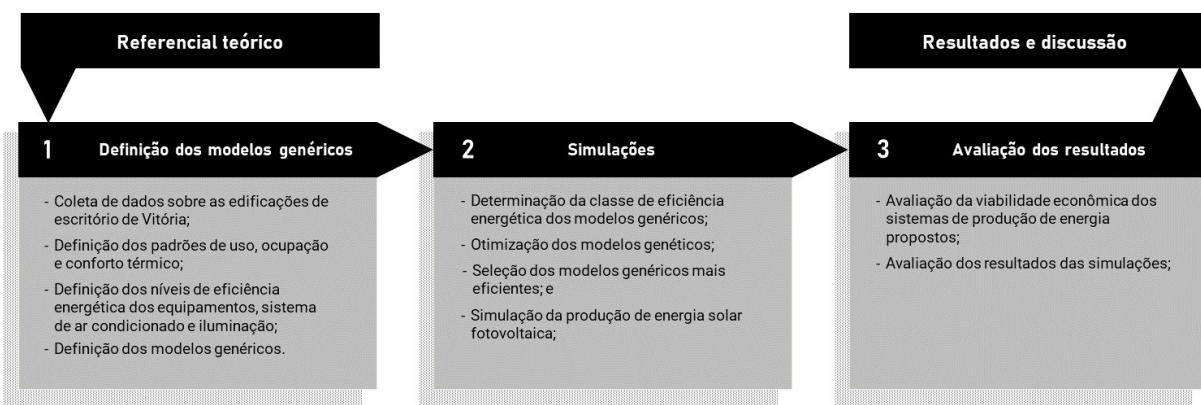
3 Metodologia

Assim, neste capítulo são apresentadas as três principais etapas utilizadas na metodologia para esta pesquisa. Estas etapas podem ser descritas como:

- i. Definição dos modelos genéricos. A etapa de definição dos modelos foi elaborada em 3 partes, dentre as quais:
 - a. Coleta de dados sobre as características das edificações comerciais, especificamente de escritório, em Vitória (ES);
 - b. Levantamento e definição das variáveis sobre os padrões de uso e ocupação das salas de escritório, assim como padrões de conforto e níveis de eficiência energética dos equipamentos de condicionamento de ar e iluminação;
 - c. Estabelecimento dos modelos genéricos com o intuito de evidenciar o consumo total final de energia elétrica por meio da determinação da classe de eficiência energética da edificação, proposta pela INI-C, e o potencial de otimização e produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis.
- ii. Simulações. Nesta etapa são avaliadas as características mais influentes no consumo energético da edificação de referência e o potencial de geração de energia solar. Ambas as avaliações serão feitas por meio de simulação computacional. As simulações foram fractionadas em 3 partes, dentre as quais:
 - a. Simulação dos modelos real e de referência, onde é feita a determinação da classe de desempenho energético das edificações observadas em campo;
 - b. Otimização dos modelos genéricos, representando a etapa onde são implementadas estratégias passivas e ativas visando a eficientização da edificação;

Com a aplicação da metodologia, simplificada no Fluxograma da Figura 8, busca-se identificar se há condições para o balanço energético nulo total ou parcial dos modelos analisados.

Figura 8: Esquema simplificado da metodologia criada.



Fonte: autor (2019).

3.1 Levantamento das características dos edifícios de escritório de Vitória

As edificações de escritório de Vitória selecionadas após a definição do recorte territorial, apresentam características que foram complementadas aos atributos observados em edificações comerciais brasileiras, como suporte as informações não encontradas *in loco*. As características com maior frequência de ocorrência no levantamento realizado são apresentadas na Tabela 4. Todavia, a amostra coletada abrange edifícios iniciados em 2003 e concluídos até o fim do primeiro trimestre de 2018, data do início do levantamento. Este fato inviabiliza aplicar a última revisão do Plano à amostra.

Foram considerados para o levantamento atributos como gabarito, número de pavimentos-tipo, número de salas por pavimento-tipo, dimensão e forma, altura dos pavimentos-tipo. Não foram consideradas as dimensões dos lotes onde as edificações da amostra estacam implantadas, já que este atributo não foi pertinente ao objetivo do trabalho. Estes parâmetros foram reunidos em consulta ao material técnico disponibilizado pelas construtoras, visitas a campo e complementação de dados utilizando a ferramenta computacional *Google Street View*.

Os trabalhos de LAMBERTS2006; AmericanSocietyofHeatingRefrigeratingandAir-Conditioning Engineers2012; BERNABÉ2012; RAMOS2013; DIDONE2014; DIDONE2014a; ConselhoBrasileirodeConstrucaoSustentavel2016; FONSECA2016; WERNECK2017; InstitutoNacionaldeMetrologiaNormalizacaoeQualidadeIndustriais2018; foram utilizados como principais fontes de informação para a análise de envoltória e sistema de iluminação e condicionamento de ar.

Tabela 4: Características observadas em campo e em pesquisas anteriores.

Parâmetro	Descrição	Referências
Gabarito	24 a 60 m (8 a 19 pav.)	Levantamento <i>in loco</i> e referências (BERNABÉ, 2012; CBCS, 2015; FONSECA et al., 2016; LAMBERTS; GHISI; RAMOS, 2006; RAMOS et al., 2013).
Altura do pavimento	3 m	Levantamento <i>in loco</i> .
Planta-baixa (forma)	Retangular	Levantamento <i>in loco</i> e referências (FONSECA et al., 2016; INMETRO, 2018).
Dimensão das salas por pav.-tipo	40 m ²	Foi fixado a área das salas (zonas térmicas) de acordo com a média de ofertas de salas observadas em levantamento <i>in loco</i> .

Continua

Conclusão		
Componentes da parede	Bloco cerâmico, 8 furos; 14x19x29 cm; argamassa de assentamento	Levantamento <i>in loco</i> .
Proteção solar	Sem proteção	Levantamento <i>in loco</i> e referências (FONSECA et al., 2016; WERNECK et al., 2017).
Cobertura	Laje impermeabilizada com 20 cm de espessura	Levantamento <i>in loco</i> e referências (CB3E; ABIVIDRO, 2015).
Vidros	Laminado; Reflexivo; 8 mm; Verde	(FONSECA et al., 2016; INMETRO, 2018).
PAF _T	30%; 50%; 80%	Levantamento <i>in loco</i> e referências.
Orientação solar da fachada principal	Sul	Levantamento <i>in loco</i> e referências.
Densidade de Carga de Iluminação Limite – DCIL	14,1 W/m ²	Consulta pública do RTQ-C (INMETRO, 2018).
Densidade de Carga de Equipamentos – DCE	9,7 W/m ²	Consulta pública do RTQ-C (INMETRO, 2018).
Absortância/transmitância das paredes	0,59 (cor camurça)/3,75	Valores consultados na NBR 15220-2 e referências (ABNT, 2003; FONSECA et al., 2016; INMETRO, 2018).
Absortância/transmitância das coberturas	0,65 (concreto aparente)/2,06	Valores consultados na NBR 15220-2 e referências (ABNT, 2003; FONSECA et al., 2016; INMETRO, 2018).

Fonte: autor (2019).

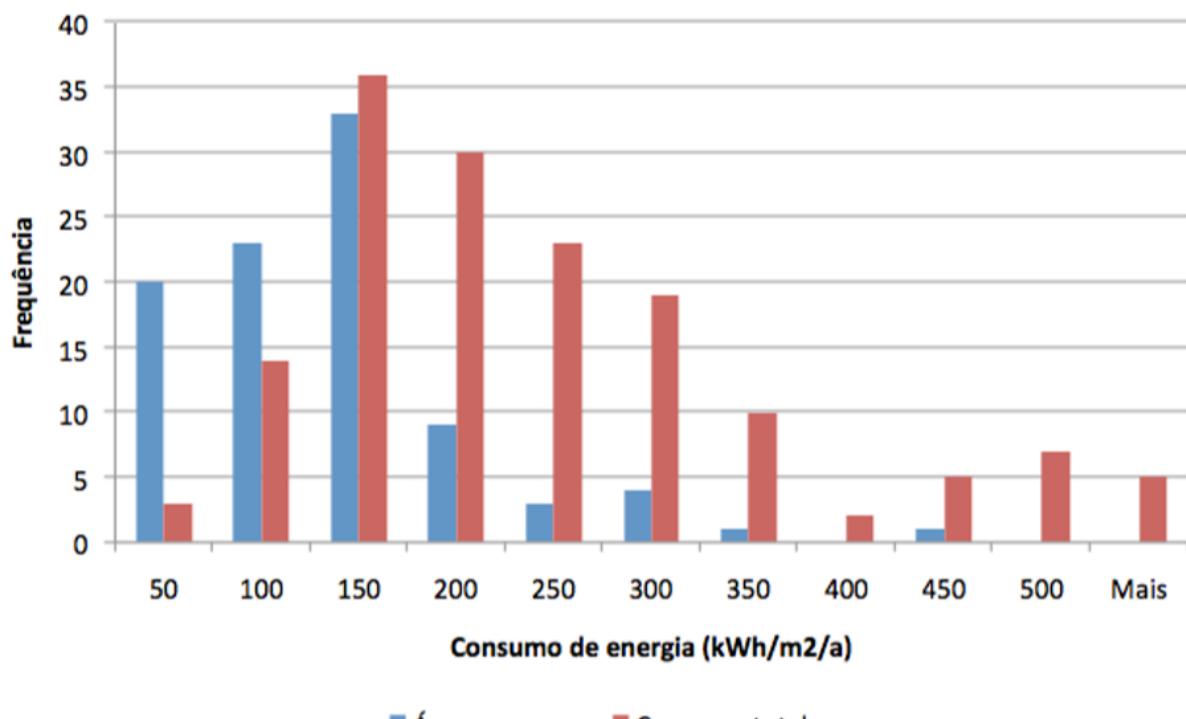
As informações coletadas nos estudos e em levantamento formam a base conceitual para determinar os aspectos arquitetônicos relevantes para compor os modelos genéricos e, posteriormente, determinar os parâmetros de otimização e do consumo energético padrão aproximado para um edifício de escritório. Além disso, a quantidade de simulações necessárias para determinar o consumo de energia dos modelos genéricos é identificada por meio da organização dos dados coletados em campo e, assim, a resultante do número de variáveis.

3.1.1 Consumo de energia elétrica das edificações

O consumo de energia elétrica em edificações de escritório no Brasil é determinado principalmente por sua tipologia. As configurações predominantes no Brasil compreendem, em sua maioria, pequenas edificações, abaixo de 8 pavimentos, a edifícios grandes, acima de 15 pavimentos (Carlo2008; Ramos2013; ConselhoBrasileirodeConstrucaoSustentavel-CBCS2015; Fonseca2016).

Correlacionado às tipologias arquitetônicas, os dados de consumo de energia, expressos em Intensidade de Uso de Energia – IUE, kWh/m²/ano, foram necessários para validação das simulações iniciais quanto ao consumo de energia esperado dos modelos. Visto que a calibração dos modelos genéricos não foi possível, pois eles não dispunham de memorial de massa como ferramenta de comparação ao consumo simulado computacionalmente, foram adotados como método de comparação os valores médios registrados no Relatório Final do CBCS (2015), como mostra o Histograma no Gráfico 5. Foi relacionado o consumo de energia das edificações levantadas à frequência de ocorrência da quantidade de pavimentos de edificações comerciais brasileiras e suas respectivas áreas comuns.

Gráfico 5 - Consumo energético em edificações de escritório brasileiras.



Fonte: adaptado de CBCS (2015).

Logo, os dados de IUE adotados para a comparação e avaliação inicial do consumo energético dos modelos foram baseados nos valores máximo e mínimo estabelecidos pelo CBCS (2015). A média entre o consumo em áreas comuns e total relacionado à frequência de quantidade de pavimentos define a quantidade total de consumo de

energia para cada tipologia.

Os autores do Relatório atribuem 133 kWh/m²/ano aos edifícios de pequeno porte, e 268 kWh/m²/ano às edificações de grande porte. Vale ressaltar que os dados de consumo energético, assim como a média apontada no Relatório, de 191 kWh/m²/ano, desprezam as distorções causadas por edificações com particularidades de consumo como datacenters ou erros de cálculo de área útil.

Ao estabelecer as Intensidades de Uso de Energia equivalentes a cada modelo, assim como os padrões de uso e ocupação, pode-se estimar o consumo de energia durante determinado período.

3.1.2 Padrões de uso e ocupação em edifícios de escritório

Os padrões de uso e ocupação da edificação foram baseados em normas, regulamentos, relatórios técnicos e referências acadêmicas que consideraram os níveis de atividades desenvolvidas nos ambientes, tratadas neste trabalho como zonas térmicas, como apresentado na Tabela ??.

Como o intuito do trabalho foi criar modelos genéricos que representassem minimamente o cenário encontrado na cidade de Vitória, as características de uso e ocupação escolhidas foram integradas como forma de aproximar as tipologias ao cenário observado. Dentre elas, pode-se citar:

- O nível metabólico apresentado em atividades de escritório;
- O horário de funcionamento dos escritórios, determinando os intervalos de tempo de ocupação total e parcial, onde, respectivamente, a capacidade máxima e parcial de ocupação das zonas térmicas é atingida;
- A densidade de pessoas por metro quadrado para cada zona térmica;
- A temperatura de conforto em cada zona térmica, de acordo com as normas de conforto térmico consultadas; e
- A umidade relativa do ar nos ambientes de escritório.

A obtenção dos dados acerca da atividade desempenhada nas edificações de escritório, além do horário de funcionamento e densidade de ocupação serão utilizados para estimar o consumo de energia elétrica do espaço utilizado por meio de simulação computacional.

Tabela 5: Padrões de uso e ocupação

Parâmetro	Descrição	Referências
Atividades	Escritório: Leve Fator metabólico: 0,9 met	As salas de escritório da cidade são utilizadas, em sua maioria, para atividades especializadas de âmbito jurídico, relacionadas à construção civil, a saúde e atividades financeiras.
Horário de funcionamento	Ocupação total: 8h às 12h; 13h às 18h Ocupação parcial (50%): 12h às 13h	Segundo normas e pesquisas sobre o horário de funcionamento de escritórios, o início da ocupação se dá às 6h e pode se estender até às 24h. Entretanto, visando a aproximação às condições praticadas no mercado brasileiro, adota-se a redução de ocupação durante o horário de almoço, denominada ocupação parcial.
Densidade de ocupação	0,14 pessoas/m ²	(CONSELHO BRASILEIRO DE CONSTRUÇÃO SUSTENTÁVEL - CBCS, 2015; LAMBERTS; GHISI; RAMOS, 2006; MORAES; PEREIRA, 2014).
Temperatura de controle	24°C	Temperatura limite de acionamento do sistema de condicionamento de ar (ASHRAE, 2010, 2017a; INMETRO, 2010a).
Nível de iluminância de referência	500 lux	Iluminância mínima (entorno de trabalho) para atividades visuais (ASHRAE, 2010; ABNT, 2013).
Umidade Relativa Interna	40%-60%	Faixa recomendada pela ASHRAE 55 (2017a).

Fonte: autor (2019).

3.2 Padrões de conforto

O conforto térmico e de iluminação natural são parâmetros essenciais para a avaliação da qualidade do ambiente em que se vive. Não obstante, é necessário estabelecer padrões de conforto para a simulação de desempenho termoenergético do modelo genérico. Os próximos subitens tratam dos parâmetros adotados para a posterior inserção de dados e informações nos processos de simulação.

3.2.1 Conforto térmico

Utilizando os conceitos de conforto adaptativo, foi calculada a temperatura de conforto (t_c) descrita pela **American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers-ASHRAE 2017a** e assim estipulada a faixa de temperaturas de conforto e set point para controle de temperatura dos ambientes dos modelos genéricos. Este modelo avalia a adaptação do usuário em diferentes campos como o fisiológico, o comportamental e o psicológico (**American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers-ASHRAE 2017a**) e pode ser expresso pela Equação 1 tratada no Referencial Teórico.

Foram utilizadas as temperaturas de bulbo seco máximas e mínimas como valores representantes da temperatura externa da edificação (**Instituto Nacional de Meteorologia-INMET 2017a**). Estes dados de temperatura serão fundamentais para a caracterização do meio em que o modelo genérico será simulado, influenciando no desempenho simulado da envoltória e dos sistemas de condicionamento de ar e iluminação.

3.2.2 Conforto lumínico

A norma NBR/ISO CIE 8995-1 (**Associação Brasileira de Normas Técnicas-ABNT 2013**) determina que a condição de conforto visual em ambientes de escritório requer valor igual ou maior que 500 lux de iluminância de entorno imediato da tarefa a ser desempenhada (**Associação Brasileira de Normas Técnicas-ABNT 2013; Ramos 2013**). Assegurar a iluminância é uma condição importante para garantir o conforto, desempenho e segurança visual aos usuários, seja por fonte luminosa artificial ou natural.

Para que a iluminação interna se mantenha dentro do padrão estabelecido por norma, foi necessário calcular o Fator de Luz Diurna – FDL, como forma de verificar se a adoção de iluminância proposta pela norma seria adequada às condições empregadas aos modelos de referência. Este fator, uma vez incorporado nas rotinas de simulação computacional, influencia diretamente nas condições de iluminação no ambiente, indicando se estão adequadas para a realização de tarefas que exigem um determinado volume de iluminação.

Considerando a ocupação anual parcial dos ambientes, foi possível estabelecer a relação entre a iluminância interna desejada, 500 lux, e a mediana da iluminância difusa horizontal externa, dado retirado do arquivo climático de Vitória (**Instituto Nacional de Metrologia-INMET 2017a**) de 50019,16 lux. Assim, o FLD necessário para manter a iluminância interna das salas de escritório durante o período de ocupação levantado pode ser expresso pela Equação 2.

$$FLD = \frac{E_{interna}}{E_{externa}} * 100 \quad (2)$$

Onde:

FLD é o Fluxo de Luz Diurna, em porcentagem;

$E_{interna}$ é a iluminância interior em um ponto de um plano, em lux; e

$E_{externa}$ é a iluminância externa simultânea em um plano horizontal, em lux.

Concluída a caracterização dos padrões de conforto a serem avaliados, são definidos os parâmetros para os níveis de eficiência energética esperados dos equipamentos de condicionamento de ar e iluminação artificial presentes no modelo genérico. A partir desta definição embasada em regulamentos como o INI-C, é possível estimar a otimização de consumo energético da edificação proposta.

3.3 Níveis de eficiência energética

Os níveis de eficiência dos aparelhos utilizados na manutenção do conforto da edificação exercem importante papel quando há a necessidade de racionamento do consumo energético. Para tal, estes aparelhos são avaliados segundo critérios de desempenho energético e, ao final dessa avaliação, é atribuído um índice representativo da eficiência energética alcançada. Os índices de desempenho apresentados neste trabalho foram baseados na Instrução Normativa Inmetro para Classe de Eficiência Energética de Edificações Comerciais, de Serviços e Públicas – INI-C.

3.3.1 Determinação da classe de eficiência energética dos modelos genéricos

As primeiras simulações energéticas servem como meio de ajuste e verificação de erros entre os dados de saída de consumo energético e intensidade de uso de energia. Os resultados das simulações iniciais foram comparados às análises feitas de Determinação de Classe de Desempenho Energético, baseado na metodologia do INI-C, e nos resultados apresentados pelo Relatório Final de Desempenho Energético do CBCS. A partir da discrepância dos valores obtidos entre as simulações iniciais e as referências selecionadas, foram realizados ajustes a fim de adequar o modelo computacional à tolerância estabelecida.

Os modelos genéricos foram avaliados segundo a definição da Instrução Normativa, onde é definido que o Modelo Real representa a edificação a ser classificada, enquanto o Modelo de Referencia representa a edificação com baixo desempenho energético. Desta forma, os edifícios propostos são comparados com um modelo de baixa performance, evidenciando, assim, seu desempenho energético. As variáveis analisadas para a comparação com o Modelo de Referência foram o consumo de energia térmica, elétrica e primária dos modelos.

A partir do diagnóstico de desempenho energético dos modelos genéricos, foram implementadas as otimizações e medidas de produção de energia em contraponto

ao consumo energético constatado em simulação.

3.3.2 Eficiência energética do sistema de condicionamento de ar

Os sistemas de condicionamento de ar presentes em edifícios de escritório são compostos basicamente por dois tipos de equipamentos: ar-condicionado Split e o Sistema Central de Água Gelada – CAG (Conselho Brasileiro de Construção Sustentável-CBCS2015).

Segundo o Instituto Nacional de Metrologia Normalização e Qualidade Industrial-INMETRO2018, esses equipamentos são classificados segundo a capacidade de resfriamento e a potência absorvida pelos motores em pleno funcionamento. Esta relação é representada pelo Coeficiente de Performance – COP, expresso em W/W. O COP para equipamentos de ar condicionado é categorizado segundo uma Classe de Eficiência Energética – CEE, como apresentado na Tabela 6.

Tabela 6: Relação entre o COP e as Classes de Eficiência Energética de Condicionadores de ar.

Classes	Densidade de Potência de Iluminação (DPI – W/m²)	
A	3,23	<CEE
B	3,02	<CEE = < 3,23
C	2,81	<CEE = < 3,02
D	2,60	<CEE = < 2,81

Fonte: adaptado de INMETRO (2018).

Esta classificação atribuída ao sistema de ar condicionado dos modelos genéricos, juntamente ao nível de eficiência energética do sistema de iluminação, é essencial para a etapa de simulação e identificação do consumo final de energia dos modelos genéricos, representantes do cenário observado dentro do recorte territorial.

Como o sistema mais frequente observado nas edificações levantadas foi o Sistema Central de Água Gelada – CAG, com volume de ar constante, e este, tomando como base os modelos mais populares do mercado brasileiro, possui COP base próximo a classe “D” por demandar muita energia à sua operação, foi utilizado o valor de COP indicado à classe “D” pela tabela da INI-C. Posterior a etapa de determinação de classe, foi feita a substituição dos aparelhos pertencentes à classe “D” – 2,60, para a classe “A” – 3,23 como forma de otimização utilizando estratégia ativa de redução de consumo de energia.

3.3.3 Eficiência energética do sistema iluminação artificial e equipamentos

A eficiência do sistema de iluminação e equipamentos de um edifício de escritório, tal qual o sistema de condicionamento de ar, representa uma parcela importante no consumo final de energia elétrica da edificação (American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers-ASHRAE, 2017).

Conselho Brasileiro de Construção Sustentável-CBCS2015).

Dessa forma, para certificar que o sistema de iluminação artificial seja energeticamente eficiente e reduza o impacto desse sistema no consumo de energia elétrica, é avaliada a razão entre o somatório das potências das lâmpadas e reatores instalados e a área de um ambiente ou zona térmica, razão denominada como Densidade de Potência de Iluminação – DPI, expressa em W/m². O mesmo procedimento é aplicado aos equipamentos, definidos pela Densidade de Potência de Equipamentos – DPE, expressa em W/m². A união das duas densidades é definida pela Densidade de Carga Interna – DCI.

Após a avaliação do DPI, os equipamentos de iluminação artificial são classificados segundo a classe de eficiência energética estabelecida pelo PBE/Inmetro, conforme a Tabela 7.

Tabela 7: Densidades de Potência de Iluminação definidas pelo INI-C e as Classes de Eficiência Energética.

Classes	Densidade de Potência de Iluminação (DPI – W/m ²)
A	8,50
B	10,40
C	12,20
D	14,10

Fonte: adaptado de INMETRO (2018).

Assim como o sistema de condicionamento de ar, a definição da DPI possibilita classificar o sistema de iluminação artificial do modelo genérico segundo sua eficiência energética. Para a determinação da classe de eficiência energética, o procedimento é o mesmo adotado para definição do COP para a etapa de simulação, e neste caso, como os equipamentos elétricos e de iluminação não foram levantados nominalmente, partiu-se da situação requerida e indicada pelo INI-C, com DPI classe “D”, de 14,10 W/m², e equipamentos com DPE de 9,7 W/m². Desta forma, espera-se que seja evidenciada a influência do sistema de iluminação no contexto geral de otimização da edificação.

3.4 Definição dos modelos genéricos

Com base no INI-C (2018) e no levantamento das edificações de escritório de Vitória, foram propostos dois tipos de modelos genéricos como base para o estudo das modificações de otimização e de produção de energia. Estes modelos representam os dois cenários de ambiente construído mais observados na cidade de Vitória. Estes cenários são formados por edificações mais baixas, com 8 pavimentos, e as mais altas, com 19 pavimentos. As dimensões utilizadas como referência para a construção dos modelos genéricos foram

resultado dos valores médios observados nas edificações que compõe o levantamento.

As características predominantes aplicadas aos modelos genéricos foram:

- Número de pavimentos;
- Forma - retangular;
- Altura - gabarito e dimensões das fachadas;
- Layout interno dos pavimento-tipo;
- Ausência de proteção solar;
- Percentual Total de Área de Abertura da Fachada.

A composição dos modelos é baseada nas características predominantes e nos dados coletados *in site*.

3.4.1 Composição dos modelos genéricos

A composição construtiva atribuída aos modelos utilizados neste trabalho mostra fundamentalmente os parâmetros necessários para a avaliação do desempenho energético segundo o INI-C. Os atributos utilizados serviram como ponto de partida para as análises subsequentes sugeridas nas etapas metodológicas e estão dispostos no Fluxograma da Figura 9.

Figura 9: Fatores utilizados como parâmetros de configuração volumétrica dos modelos genéricos.

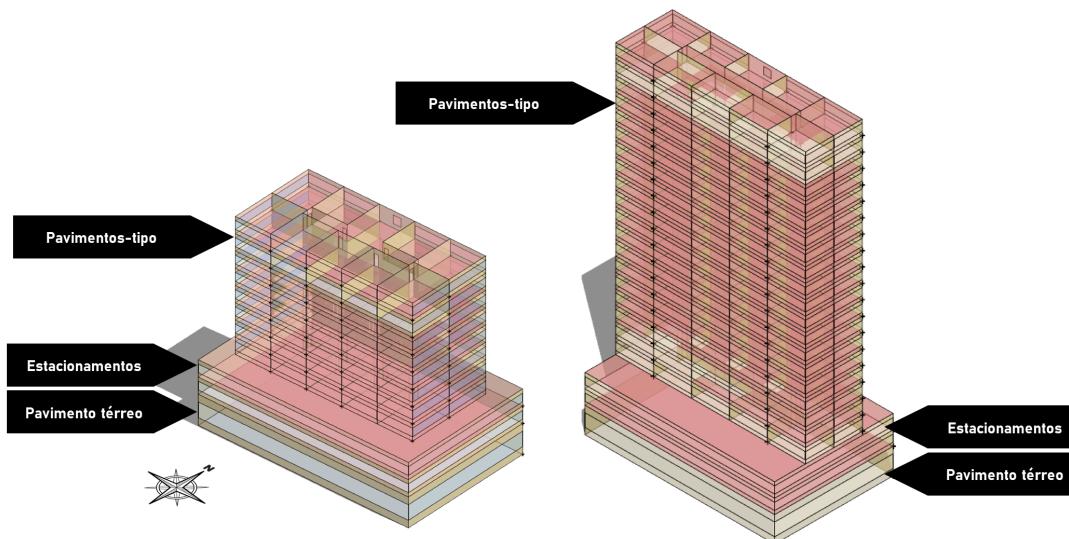


Fonte: autor (2019)

Apresentados na Tabela 7 e exemplificado na Figura 10, os atributos estudados foram

Fator de Forma, FF, Fator Altura, FA, Percentual de Área de Abertura da Fachada Total, PAFT, Ângulo Vertical de Sombreamento, AVS, e Ângulo Horizontal de Sombreamento, AHS.

Figura 10: Estrutura arquitetônica dos modelos genéricos.



Fonte: autor (2019).

O PAF_T e as propriedades do vidro utilizados para os modelos genéricos, como Fator Solar – FS, ou Solar Heat Gain Coefficient – SHGC, foram adotados considerando as médias desses atributos coletados in loco e complementados por dados extraídos do Catálogo de Propriedades Térmicas e Óticas de Vidro ([Centro Brasileiro de Eficiência Energética em Edificações e Assessoria Brasileira de Normas Técnicas-ABNT2003](#)), da NBR 15220 (2003) e do INI-C ([Instituto Nacional de Metrologia Normalização e Qualidade Industrial-INMETRO2018](#)), como forma de tornar genéricos os dados empregados, como apresentado na Tabela 8.

Tabela 8: Parâmetros arquitetônicos dos modelos genéricos.

Parâmetro	Descrição	Referências
Dados dimensionais dos pavimentos-tipo		
Número de pavimento (un)	8	19
Proporção geométrica – pav. tipo (m – Comprimento x Largura)	33,75x16	40x12
Altura do pavimento-tipo (m)	3	3
Área total construída – pavimentos-tipo (m ²)	4.320	9.120
Área de projeção da cobertura - Apcob (m ²)	843,75	640,00
Área de projeção do edifício - Ape (m ²)*	1000	1000
Área total construída - Atot (m ²)	7.320	12.120
Volume Total da Edificação - Vtot (m ³)	24.360	38.760
Área da envoltória - Aenv (m ²)	5.430,30	8.890,00
Fator de Forma (FF)	0,222	0,229
Fator Altura (FA)	0,125	0,052
Fator Solar (FS)	0,44	0,44
Transmitância do vidro (W/m ² K)	5,6	5,6
Área de aberturas das fachadas – Aabert (m ²)	1.501,80	3.152,40
PAF _T (%)	50%	50%
Ângulo Vertical (AVS) e Horizontal (AHS) de Sombreamento (°)	0	0

Fonte: autor (2019); *A Ape contempla a área de projeção do pavimento térreo e estacionamentos.

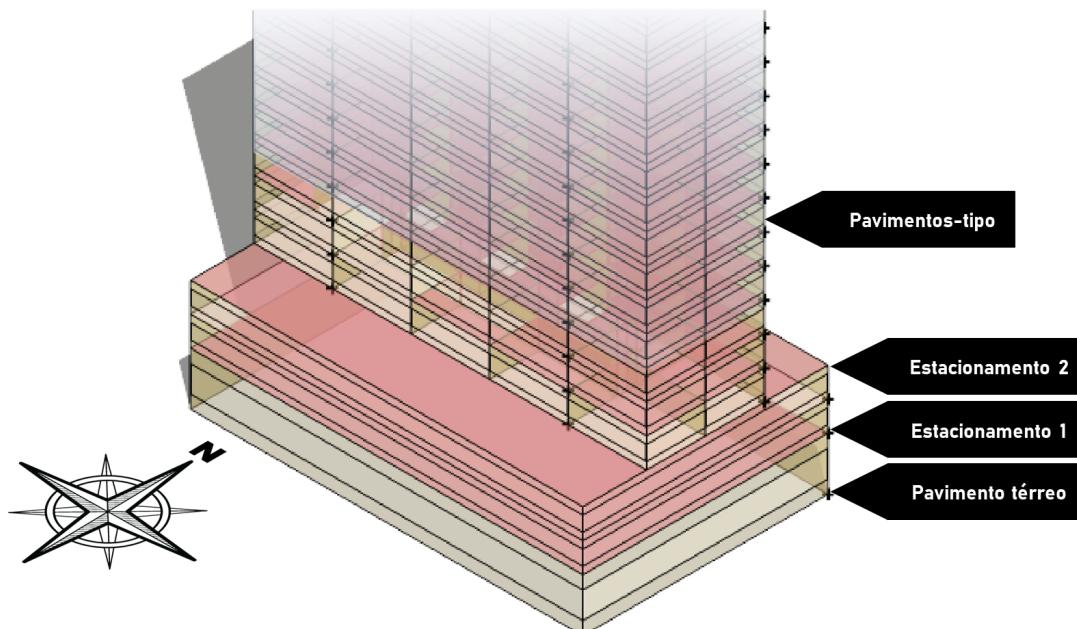
Segundo o INI-C, publicado pelo Instituto Nacional de Metrologia Normalização e Qualidade Industrial, a utilização do Ângulo de Obstrução Vertical – AOV, para a simulação de obstruções solares parciais e totais são critérios opcionais que dependem da condição real levantada. Apesar da obstrução solar lateral ter sido uma condição observada em algumas edificações de Vitória, com base na observação da frequência de ocorrência, este atributo não foi considerado para o presente trabalho dada a configuração e disposição das edificações do recorte territorial em relação ao lote, que possibilitaram utilizar cenários sem obstrução solar. Além disso, para o estudo da incidência de radiação solar sobre a edificação e como ponto de partida para a implementação das estratégias passivas aos modelos genéricos, foi definido a fachada principal com orientação Sul, de acordo com a frequência de ocorrência observada na amostragem.

O pavimento térreo e dois pavimentos de estacionamentos (Figura 11), foram centralizados na base das torres em ambos os modelos, com dimensões idênticas e de forma genérica, com o intuito de evidenciar a influência sobre o consumo energético total por meio do número de pavimentos. Contudo, o uso e ocupação destas áreas se torna de baixa relevância, uma vez que as atividades de maior permanência se dão nos ambientes da torre.

Estes pavimentos compreendem características arquitetônicas apresentadas em todas as edificações selecionadas em levantamento. Posteriormente, na etapa de produção de

energia, foi proposto o deslocamento dos pavimentos abaixo da torre para aproveitamento de área para inserção de painéis fotovoltaicos.

Figura 11: Conformação do pavimento térreo e estacionamentos.



Fonte: autor (2019).

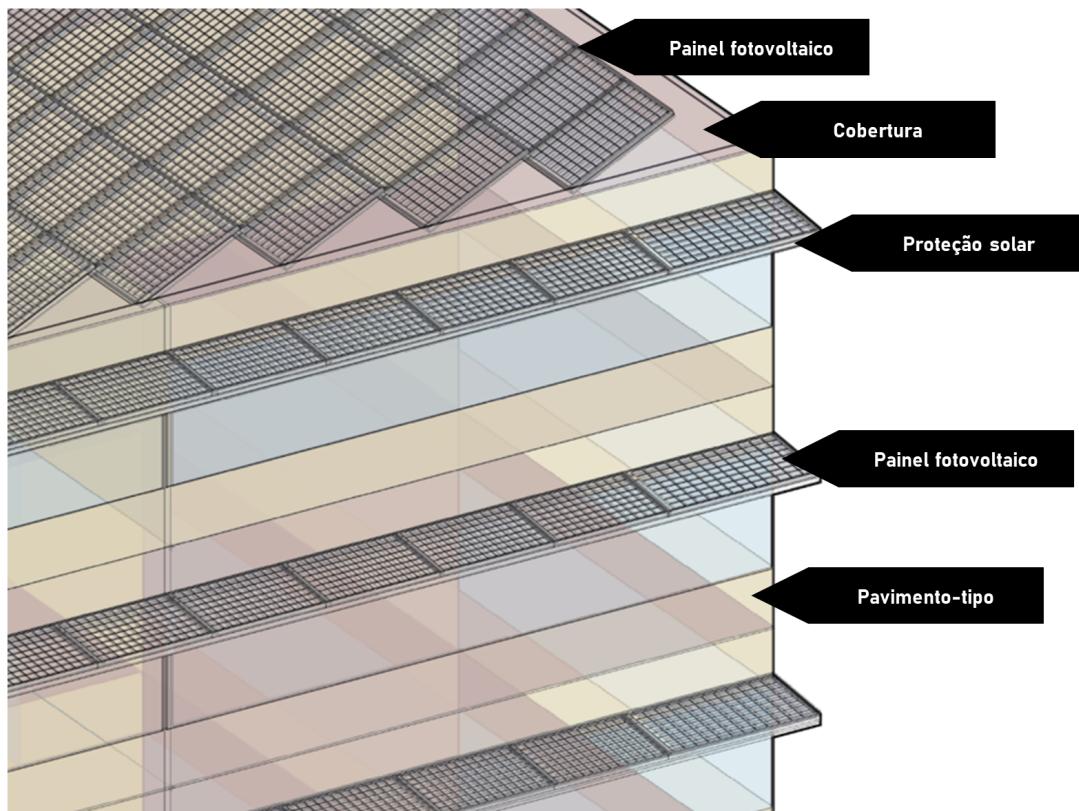
Os modelos são distinguidos principalmente pela área de projeção, número de pavimentos, pelo volume total e área da envoltória. Esses fatores resultam diretamente em Fator de Forma e Fator Altura distintos para cada modelo, amparando um dos objetivos específicos desta pesquisa sobre identificar as características mais influentes no consumo de energia elétrica. As zonas térmicas também formam características distintas entre os modelos genéricos, variando as áreas úteis, como apresentado na Tabela 9.

Tabela 9: Zonas térmicas dos modelos genéricos.

Zonas térmicas - modelo genérico de 8 pavimentos	Zonas térmicas - modelo genérico de 19 pavimentos
Quantidade de zonas: 11	Quantidade de zonas: 11
Área de projeção da torre: 843,75 m ²	Área de projeção da torre: 640,00 m ²
Área da zona térmica "a": 54,00 m ²	Área da zona térmica "a": 48,00 m ²
Área da zona térmica "b": 47,25 m ²	Área da zona térmica "b": 40,00 m ²
Área da zona térmica "c+d": 87,75 m ²	Área da zona térmica "c+d": 88,00 m ²
Largura do pavimento-tipo (x): 16,00 m	Largura do pavimento-tipo (x): 12,00 m
Comprimento do pavimento-tipo (y): 33,75 m	Comprimento do pavimento-tipo (y): 40,00 m
Dimensões das aberturas das zonas térmicas – N/S: 6,70x1,51 m	Dimensões das aberturas das zonas térmicas – N/S: 7,95x1,51 m
Dimensões das aberturas das zonas térmicas – L/O: 7,95x1,51 m	Dimensões das aberturas das zonas térmicas – L/O: 5,95x1,51 m
Dimensões das aberturas das zonas térmicas – circ.: 1,49x1,51 m	Dimensões das aberturas das zonas térmicas – circ.: 1,49x1,51 m
Dimensões das zonas térmicas – Pav. térreo e garagens: 40 x 25 m	
Dimensões das aberturas das zonas térmicas – Pav. térreo e gar.: 39,95x1,51 m (N/S); 24,95x1,51 m (L/O)	
Fonte: autor (2019).	

Foram propostas, na etapa de otimização, proteções solares horizontais para as aberturas, que servem como proteção à radiação solar direta e controle de iluminação natural em horários predeterminados – 9, 12 e 15 horas. Este controle de horários de incidência solar se deu pelo comprimento das proteções solares propostas. Esta solução foi adotada como estratégia passiva. Utilizou-se, também, a área para proteção solar como espaço para exploração de energia solar por meio de painéis fotovoltaicos sobre os elementos protetores, como exemplificado na Figura 12 (Didone2014a).

Figura 12: Painéis fotovoltaicos sobre as proteções solares da fachada oeste e cobertura.



Fonte: autor (2019).

3.4.2 Parâmetros arquitetônicos dos modelos genéricos

A preparação para o início das simulações é precedida pela definição dos parâmetros arquitetônicos e das variáveis contidas em cada um destes. Com base no levantamento in loco e no referencial teórico, são inicialmente modificados os atributos arquitetônicos em três fases: envoltória, sistemas de iluminação e condicionamento de ar. As modificações foram implementadas de forma ordenada, a fim de evidenciar a influência de cada medida proposta no consumo final de energia elétrica da edificação genérica. As medidas propostas para análise por meio de simulação computacional estão apresentadas na Tabela 10.

Tabela 10: Zonas térmicas dos modelos genéricos.

	Parâmetros	Variáveis	Descrição
1 Orientação Solar	a	0°	
	b	90°	Orientação solar da fachada principal.
	c	180°	
	d	270°	
2 Vidro com baixo Fator Solar	a	FS: 0,44	Foram simuladas duas situações aplicas aos modelos genéricos: a primeira utilizando o vidro levantado in loco (a) e o modelo mais eficiente comercializado no mercado brasileiro (b) (CB3E; ABIVIDRO, 2015).
	b	FS: 0,16	
3 Percentual de Área de Abertura da Fachada Total – PAF _T	a	30%	As aberturas das fachadas foram definidas de acordo com as indicações de programas de economia de energia como PROCEL EDIFICA e o <i>Advanced Energy Design Guide for Small to Medium Office Buildings</i> (Guia Avançado de Planejamento Energético para Edificações de Escritório de Pequeno e Médio Porte) da ASHRAE (ASHRAE et al., 2014, 2019; FERRADOR FILHO; AGUIAR; KNISS, 2018).
	b	50%	
	c	80%	
4 Sistema de Condicionamento de Ar	a	CAG/Fancoil	Foram adotados para a simulação o sistema de condicionamento de ar observado em levantamento, sendo este o Sistema Central de Água Gelada (CAG), o sistema individual <i>Split</i> , e o <i>Variable Refrigerant Fluid–VRF</i> (CBCS, 2015).
	b	Split	
	c	VRF	
5 Transmitância térmica da parede da envoltória	a	2,46 W/m ² K	Valores de transmitância baseados Anexo Geral V – Catálogo de Propriedades Térmicas de Paredes, Coberturas e Vidros (INMETRO, 2013).
	b	0,38 W/m ² K	
	c	0,32 W/m ² K	
6 Transmitância térmica da cobertura	a	3,73 W/m ² K	Valores de transmitância baseados Anexo Geral V – Catálogo de Propriedades Térmicas de Paredes, Coberturas e Vidros (INMETRO, 2013).
	b	0,55 W/m ² K	

Continua

Conclusão		
7 Proteção Solar		As proteções solares foram indicadas de acordo com a relação entre os horários de proteção e a incidência de luz solar nas salas avaliadas. O limite de dimensão destas proteções foi estabelecido segundo o Plano Diretor vigente.
8 Medidas de Redução de Carga de Energia Elétrica: Iluminação	a FS: 0,44	As medidas de redução de carga para iluminação foram organizadas de acordo com as indicações do <i>Advanced Energy Design Guide for Small to Medium Office Buildings</i> (Guia Avançado de Planejamento Energético para Edificações de Escritório de Pequeno e Médio Porte) da ASHRAE (ASHRAE et al., 2019).
9 Medidas de Redução de Carga de Energia Elétrica: Equipamentos	a n/a	As medidas de redução de carga para equipamentos foram organizadas de acordo com as indicações do <i>Advanced Energy Design Guide for Small to Medium Office Buildings</i> (Guia Avançado de Planejamento Energético para Edificações de Escritório de Pequeno e Médio Porte) da ASHRAE (ASHRAE et al., 2019).

Fonte: autor (2019).

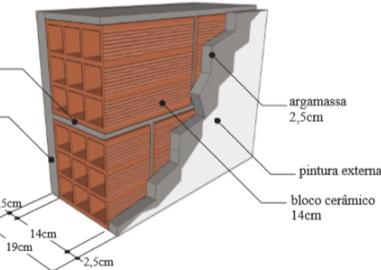
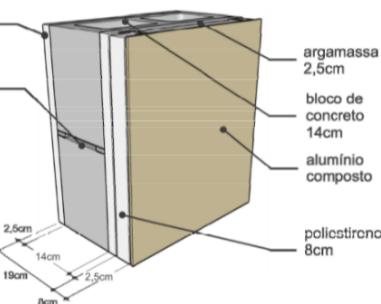
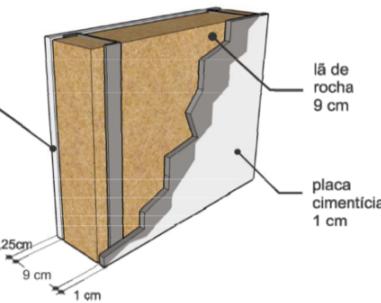
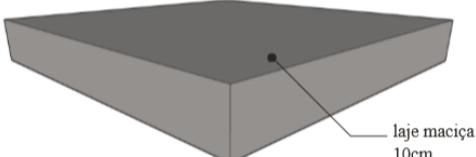
As variáveis de sistema de condicionamento de ar e medidas de redução de carga de energia elétrica foram adotadas como estratégias ativas de redução de consumo de energia. Dentre as variáveis, pode-se definir que:

- O Sistema Central de Água Gelada – CAG, apresenta COP de referência de 2,93, entretanto, este parâmetro foi elevado para aproximadamente 5,00, com base no modelo padrão da ferramenta de simulação adotada e em modelos encontrados no mercado brasileiro. Esta modificação tem a finalidade de evidenciar a performance dos equipamentos propostos como substitutos aos sistemas utilizados nas edificações comerciais de escritório de Vitória. Desta forma, além do CAG, foram avaliados os sistemas VRF e Split, com configuração de COP de referência de 5,00;
- As medidas de redução de carga de energia elétrica têm por função aumentar a eficiência energética dos componentes dos sistemas de iluminação e equipamentos da edificação proposta. Estes critérios são recomendados por guias (American Society of Heating and Refrigerating Engineers, 2013) e instruções normativas (Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial, 2013) voltadas à mitigação de consumo de energia.

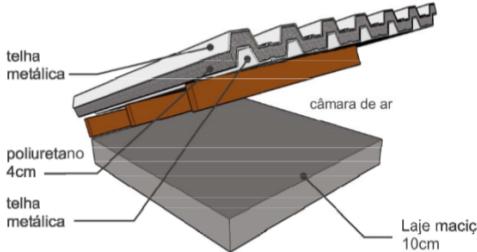
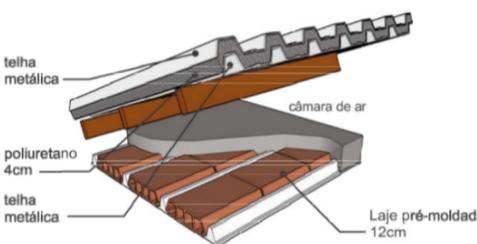
As estratégias passivas foram aplicadas por meio da modificação dos aspectos construtivos como baixa transmitância térmica para vidros, paredes e cobertura, proteções solares sobre as aberturas da fachada e alteração do PAF_T. As alterações de paredes e cobertura propostas tem como objetivo reduzir a transmissão térmica de radiação solar entre ambientes e reduzir a carga térmica sobre o último pavimento. Estas modificações são sugeridas para os componentes onde há maior área exposta à ação térmica do Sol. As

propriedades das paredes e coberturas são apresentadas na Tabela 11.

Tabela 11: Propriedades físicas das paredes e coberturas propostas.

Paredes			
Esquema Volumétrico	Transmitância térmica W/(m ² K)	Carga térmica (kJ/m ² K)	Descrição
 <p>argamassa de assentamento 1,5cm argamassa 2,5cm 2,5cm 14cm 19cm 2,5cm</p> <p>pintura externa bloco cerâmico 14cm</p>	1,85	161	Argamassa interna (2,5cm); Bloco cerâmico (14,0 x 19,0 x 29,0 cm); Argamassa externa (2,5cm); Pintura externa (α).
 <p>argamassa 2,5cm argamassa de assentamento 1,5cm 2,5cm 14cm 19cm 2,5cm 8cm</p> <p>argamassa 2,5cm bloco de concreto 14cm alumínio composto poliestireno 8cm</p>	0,32	228	Argamassa interna (2,5 cm); Bloco de concreto (14,0 x 19,0 x 39,0 cm); Argamassa externa (2,5 cm); Poliestireno (8 cm); Placa de alumínio composto.
 <p>placa de gesso 1,25cm lã de rocha 9 cm 1,25cm 9 cm 1 cm</p> <p>lã de rocha 9 cm placa cimentícia 1 cm</p>	0,38	269	Placa de gesso (1,25 cm); Lã de rocha (9 cm); Placa cimentícia (1 cm).
Coberturas			
 <p>laje maciça 10cm</p>	3,73	220	Laje maciça (10 cm); Sem telhamento.
Continua			

Conclusão

 	<p>0,55 230</p> <p>0,53 176</p>	<p>Laje pré-moldada (12 cm) (concreto 4 cm + EPS 7 cm + argamassa (1 cm); Câmara de ar (>5,0 cm); Telha metálica (0,1 cm); Poliuretano (4,0 cm); Telha metálica (0,1 cm).</p> <p>Laje macia (10,0 cm); Câmara de ar (>5,0 cm); Telha metálica (0,1 cm); Poliestireno (isopor) (4,0 cm); Telha metálica (0,1 cm).</p>
--	---	--

Fonte: autor (2019).

A mudança de composição de vidro baseou-se na melhoria do desempenho energético para as zonas térmicas, onde a transmissão de radiação solar para o interior dos ambientes fosse mitigada, sem prejudicar o aproveitamento de luz natural (**Centro Brasileiro de Eficiencia Energética, 2013; Associação Brasileira de Normas Técnicas-ABNT 2013a; Instituto Nacional de Metrologia Normalização e Qualidade Industrial, 2017; Ferreira, 2017**) INSTITUTO..., 2013). Para tal, foi adotado o modelo mais eficiente, com baixa emissividade, como destacado na Tabela 12.

Tabela 12: Propriedades físicas dos vidros adotados para os modelos genéricos.

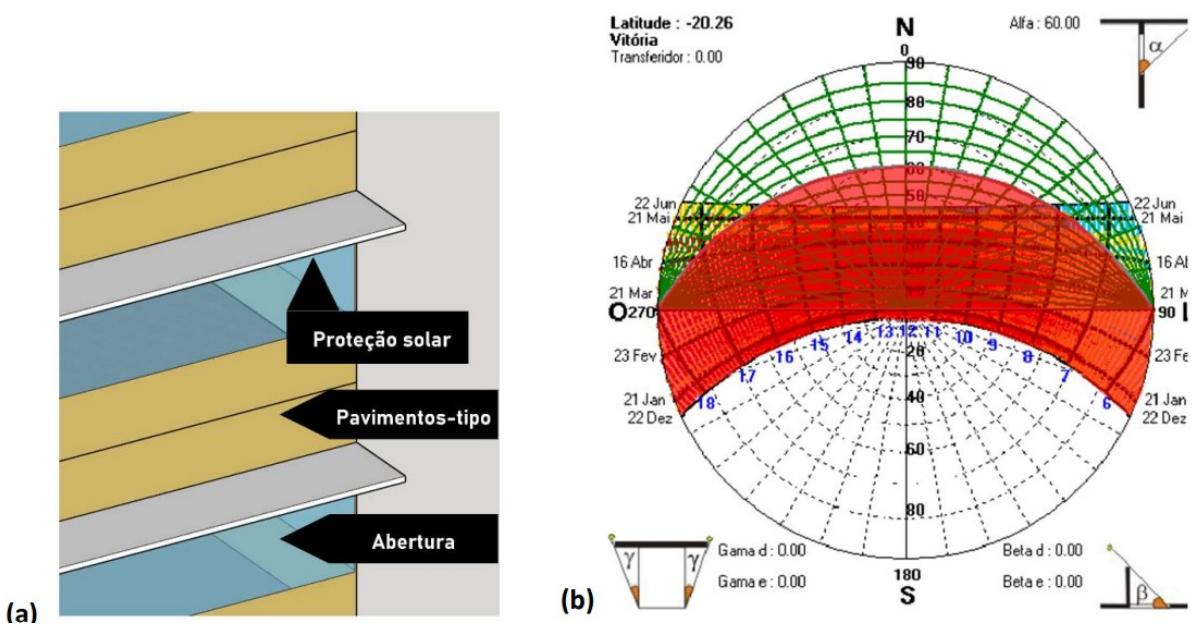
Propriedade dos vidros		
Fabricante	CEBRAE	CEBRAE
Nome	Reflecta Incolor	COOL-LITE ST 108
Espessura	8 mm	6 mm
Transmitância solar	0,350	0,064
Refletância solar externa (1)	0,350	0,381
Refletância visível interna (2)	0,340	0,485
Transmitância visível	0,320	0,078
Refletância visível externa (1)	0,480	0,444
Refletância visível interna (2)	0,510	0,377
Emissividade externa (1)	0,840	0,837
Emissividade interna (2)	0,840	0,147
Condutividade	1,000	1,000
Processo	Laminado Incolor	Monolítico
Transmitância ou U-value	5,700	3,608
Fator Solar ou SHGC	0,440	0,160

Fonte: autor (2019).

O PAF_T foi implementado, variando entre 30%, 50% e 80%, com a finalidade de evidenciar a influência sobre o consumo de energia relacionado às dimensões das

aberturas e a área opaca das fachadas. Por relacionar componentes como a parede e o vidro, é um parâmetro de grande importância para o processo de determinação da eficiência energética. Foram dimensionadas as proteções solares para cada um dos modelos, com base na incidência de orientação solar das edificações levantadas e no nível de obstrução vertical observado. Com o objetivo de bloquear a radiação solar direta presente nos horários mais quentes do dia, foram propostos brises fixos horizontais sobre as fachadas dos modelos genéricos entre os horários de 9 horas até às 16 horas. A escolha destes horários e a incidência de radiação solar direta é baseada em estudos de Hensen e Lamberts (**Hensen2012**).

Figura 13: Detalhe da proteção solar de 1 m de comprimento da fachada oeste (a); carta solar da proteção solar de 1m (b)



Fonte: autor (2019)

3.4.3 Volume e encadeamento das simulações

Com a confirmação do número de parâmetros e variáveis necessários para a etapa de simulação, foi analisada a quantidade de interações entre as variáveis definidas. Esta análise visou apontar a viabilidade de execução do volume de simulação para a determinação da eficiência energética dos modelos com o aparato computacional disponível.

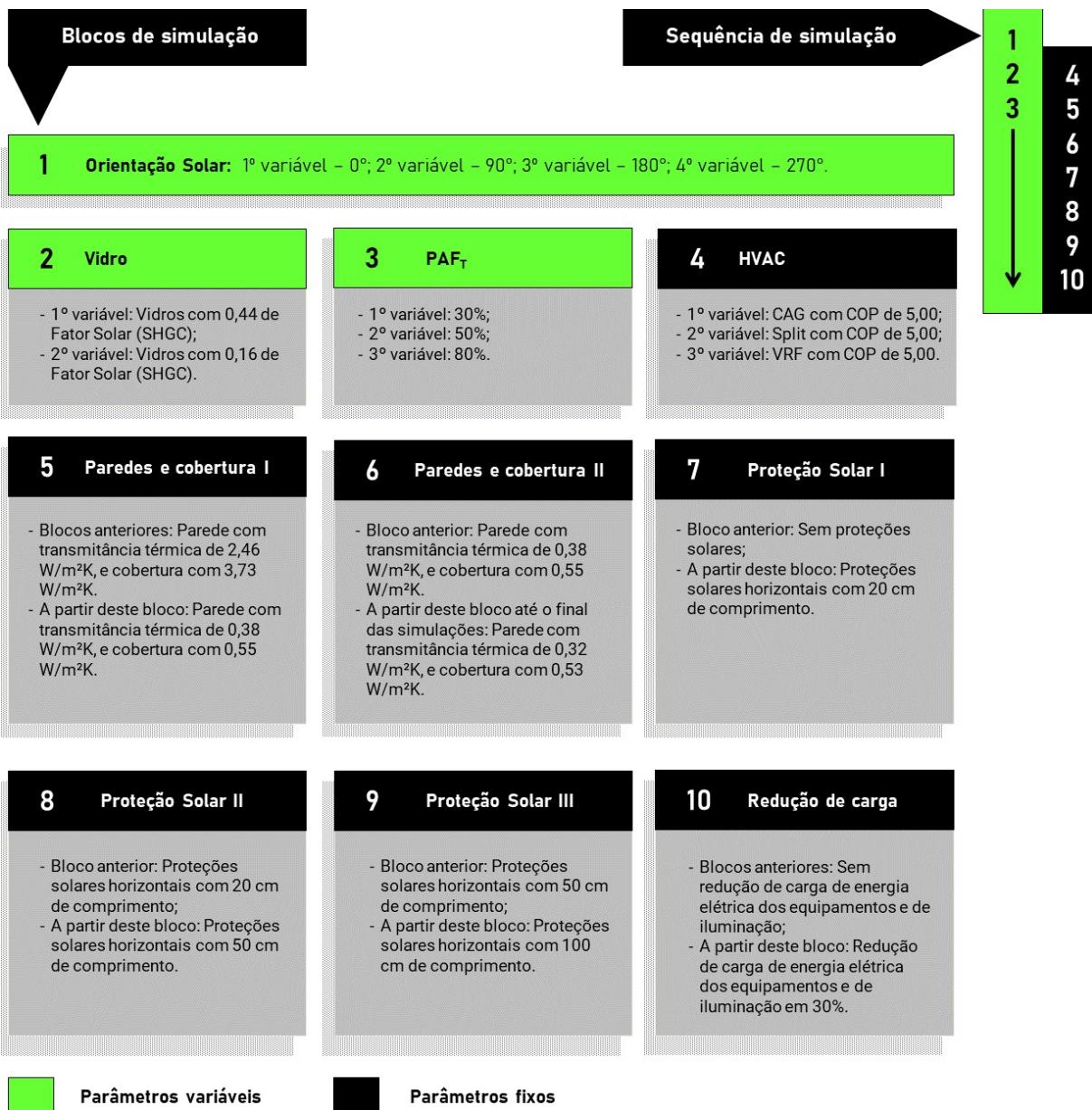
Para tal, utilizou-se uma análise combinatória simples, onde foram combinados entre si os números de 9 parâmetros e 24 variáveis, como apresentado na Tabela 9. O resultado da análise, sem importância de ordem entre os elementos e sem repetição de ordem entre as variáveis, foi de 1.307.504 possibilidades de combinação. Considerando que a capacidade computacional disponível para a análise de todas essas possibilidades é limitada e que o tempo de simulação para cada possibilidade, neste trabalho tratada

como cenário, é curto (**Werneck2017**), porém, dado o volume de cenários, torna-se impraticável dentro do tempo de desenvolvimento estipulado para a conclusão do trabalho.

Dada a quantidade de combinações, optou-se pela fixação de 6 parâmetros, ou seja, sistemas de condicionamento de ar; medidas de redução de carga de energia de iluminação e equipamentos; transmitâncias de paredes, cobertura e proteção solar; e alteração de 3 parâmetros, de forma sequencial, sendo eles o PAF_T ; vidro; e a orientação solar, criando, assim, 192 cenários para cada modelo genérico, totalizando 384 cenários.

A criação destes cenários tem como finalidade a redução do volume de simulações e evidenciar a influência das variáveis arquitetônicas sobre as edificações criadas. Baseado em ASHRAE et al. (**AmericanSocietyofHeatingRefrigeratingandAir-ConditioningEngineers-ASHRAE2013**), Costa (**Costa2018**), e Veloso (**Veloso2017**), os cenários foram segmentados em 10 blocos de simulação, segmentação esta apresentada pela Figura 14. Os blocos de simulação com variáveis fixas representam as implementações incrementais de medida de redução de consumo de energia, enquanto os blocos com variáveis aleatórias são implementados em todos os cenários.

Figura 14: Descrição simplificada dos blocos de simulação.



Fonte: autor (2019)

Tendo em vista os parâmetros apresentados na Tabela 10, os blocos de simulação são compostos por características básicas atribuídas para a envoltória, materiais e componentes, sistemas de condicionamento de ar, iluminação e equipamentos, características estas representadas pelas variáveis “a”. Da mesma forma, as implementações de redução de consumo de energia são apresentadas pelas variáveis “b”, “c” e “d”.

Do primeiro ao terceiro bloco de simulações, compostos por 32 cenários, foram variadas as características de orientação solar, vidros e PAF_T das edificações propostas. Concomitante à implementação do bloco de simulação 2, o sistema de condicionamento de ar “a”, sistema presente no levantamento, foi substituído pela opção “b”, sistema mais eficiente

proposto. Deste ponto em diante, os blocos 4 a 10 foram implementados sequencialmente aos blocos de simulação 1 a 3. Todavia, as variáveis foram analisadas isoladamente cujas análises encontram-se relatadas no capítulo sobre o impacto das variáveis sobre o consumo anual de energia elétrica.

Após os blocos 1 a 3 iniciados, foram inseridos, ao longo da sequência de simulações, os 7 blocos de simulação com variáveis fixas, compostos por 24 cenários cada. Estes blocos são compostos por sistemas de condicionamento de ar, alteração dos parâmetros de composição construtiva de paredes e cobertura, inserção de proteções solares e medidas de redução de consumo de carga de energia elétrica para equipamentos e iluminação. Estas variáveis fixas foram implementadas de forma incremental e sequencial, de acordo com a finalização da simulação precedente, a fim de evidenciar a influência de cada medida sobre o consumo energético.

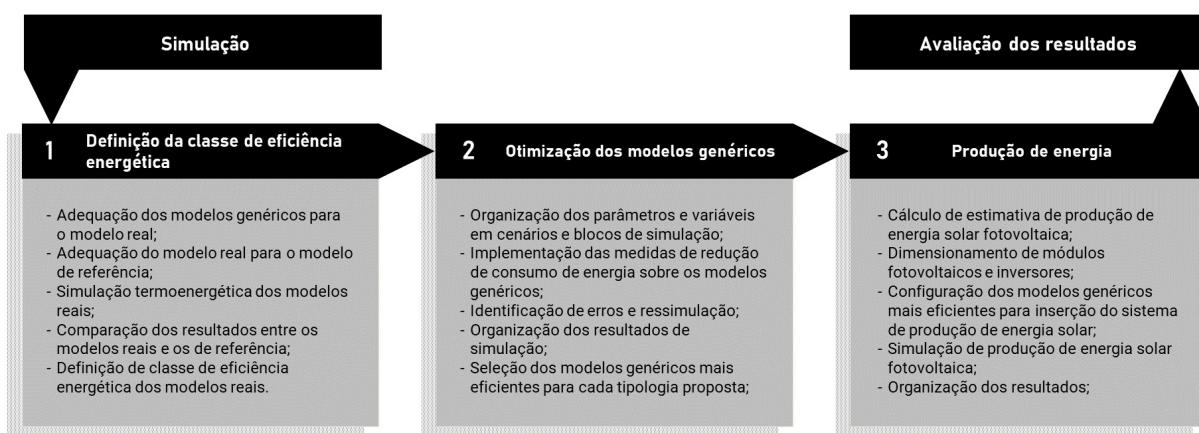
Com a conclusão do encadeamento de sequência das simulações, pôde-se desenvolver o processo de modelagem dedicado aos blocos de simulação.

3.5 Simulações

A etapa de simulação computacional foi determinada para averiguar o potencial das soluções propostas para os modelos genéricos e, desta maneira, verificar se os conceitos zero energy e near zero energy podem proporcionar resultados que minorem o consumo de energia das edificações criadas.

Foram planejadas três etapas de simulações, conforme o Figura 15, onde os resultados foram processados e verificado o nível de eficiência energética alcançado.

Figura 15: Sequência de etapas de simulação.



Fonte: autor (2019)

3.5.1 Processo de modelagem

Na etapa de modelagem foi realizada a composição dos modelos genéricos utilizando ferramentas computacionais de simulação de eficiência energética. Nesta fase foram configurados e ajustados os parâmetros incorporados aos modelos, como as características volumétricas, dados de desempenho dos equipamentos e soluções arquitetônicas.

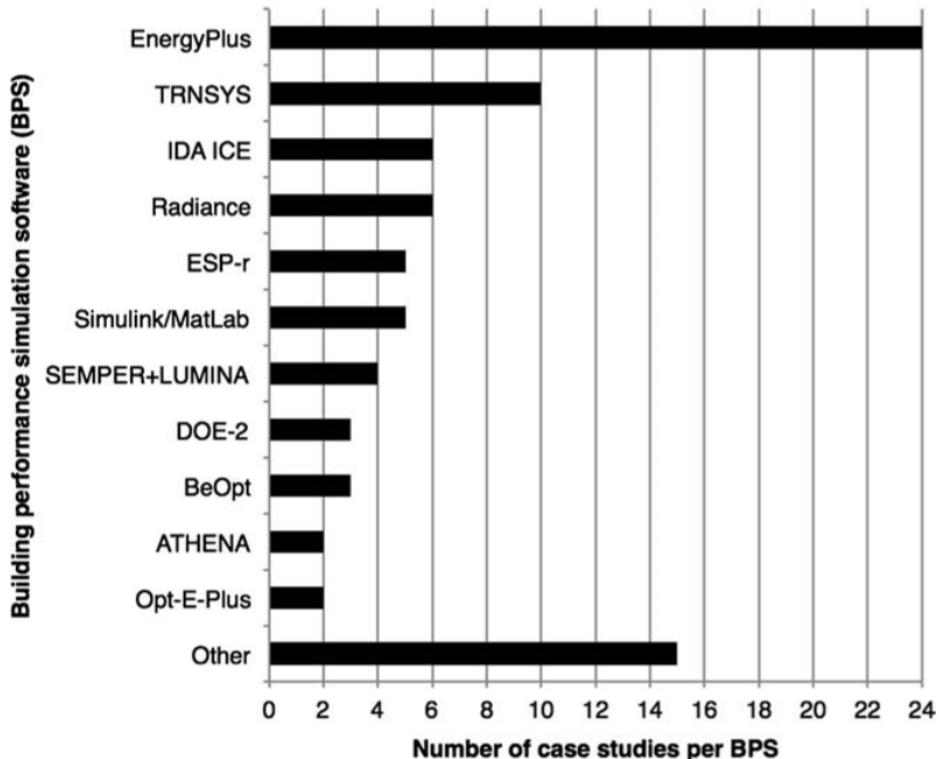
Trabalhos como o de Didoné (**Didone2014**), que realizou um estudo paramétrico de estratégias para edificações com balanço energético nulo no Brasil, utilizou o *EnergyPlus* como principal ferramenta para simulação dos cenários termoenergéticos propostos. Carlo (**Carlo2008**), que desenvolveu uma metodologia de avaliação da eficiência energética para a envoltória de edificações não-residenciais, também utilizou essa ferramenta por reunir funções que auxiliariam na simulação de desempenho termoenergético e de parâmetros econômicos para verificação do consumo energético do modelo proposto.

Outros autores aplicam o *EnergyPlus* por ser um software open source ou seja, software livre, amplamente utilizado pela comunidade científica e por reduzir os esforços no desenvolvimento de modelos matemáticos complexos para simulação de cenários termoenergéticos, auxiliando na otimização energética dos modelos propostos em estudo (**Vuong2015; Dahanayake2017; Shen2018; Kamal2019**).

Portanto, a escolha da ferramenta mais apropriada para a modelagem dos parâmetros escolhidos como recurso ao processo de simulação da metodologia foi necessária. Seguindo a premissa de que a ferramenta deveria ser de livre acesso, ser validada em âmbito acadêmico e apresentar o maior volume de utilização em estudos de caso possível, como exemplificado na Figura 16, foi adotado o software de simulação de energia em edificações *EnergyPlus* 9.1.0-08d2e308bb (**U.S.DepartmentofEnergy-USDOE2011; Athienitis2015**).

Da mesma forma, segundo Brackney et al. (**Brackney2018**), para facilitar o processo de configuração volumétrica e energética dos modelos, foram utilizadas ferramentas de suporte, que forneceram a interface entre o simulador e a ferramenta de modelagem. Estas ferramentas foram o *SketchUp* 2017 trial version, versão 17.0.18899 (**TrimbleInc.2019**), para modelagem computacional tridimensional do edifício, e as extensões open-source para *SketchUp*, *OpenStudio* v2.8.0, e a ferramenta de análise paramétrica *Parametric Analysis Tool – PAT*.

Figura 16: Softwares mais utilizados em simulação de eficiência de edificações.



Fonte: adaptado de Athienitis; O'Brien (2015, tradução nossa).

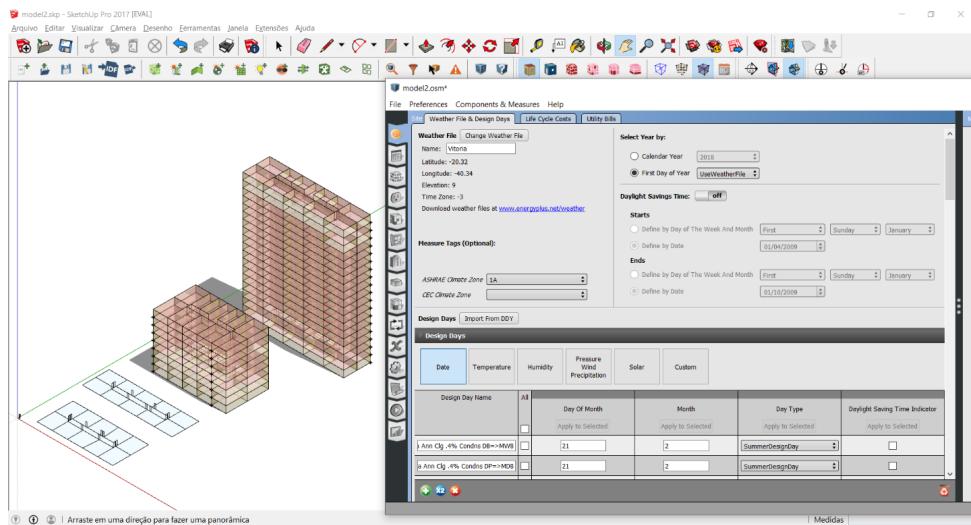
O início do processo de modelagem se dá pela configuração da volumetria utilizando as ferramentas internas do software de simulação computacional. Foram criadas as zonas térmicas das torres e dos pavimentos térreo e garagens, dimensões de aberturas externas e internas de cada zonas, assim como a quantidade de pavimentos-tipo das torres de cada modelo, definições de superfícies como piso, paredes e teto, e as áreas comuns de circulação horizontal e vertical, como ilustrado na Figura 17.

As janelas foram dimensionadas com cerca de 50% do PAF_T, com tamanhos variados, e com infiltração de ar padrão de 0,0003 m³/h/m² de área externa, como previamente definido na composição dos modelos genéricos. Todavia, as portas foram inseridas com medidas padrão reunidas em levantamento. Estas foram modeladas de acordo com as dimensões mais frequentes observadas no levantamento realizado, com 0,70 metros por 2,10 metros, e com infiltração de ar padrão da ferramenta de 0,0003 m³/h/m² de área de piso interna.

Concluída a configuração da volumetria, inicia-se a composição dos dados do sítio onde o modelo genérico está implantado. Assim, foi inserido o arquivo climático de Vitória com os dados climáticos de 2018, no formato *EnergyPlus Weather – EPW*, juntamente aos dias úteis do ano selecionado, no formato *Design Conditions Design Days Data – DDY* (**Instituto Nacional de Meteorologia-INMET2018**). Da mesma forma,

foram configurados os dados da zona climática definida pela ASHRAE, 1A, similar à zona climática do recorte territorial.

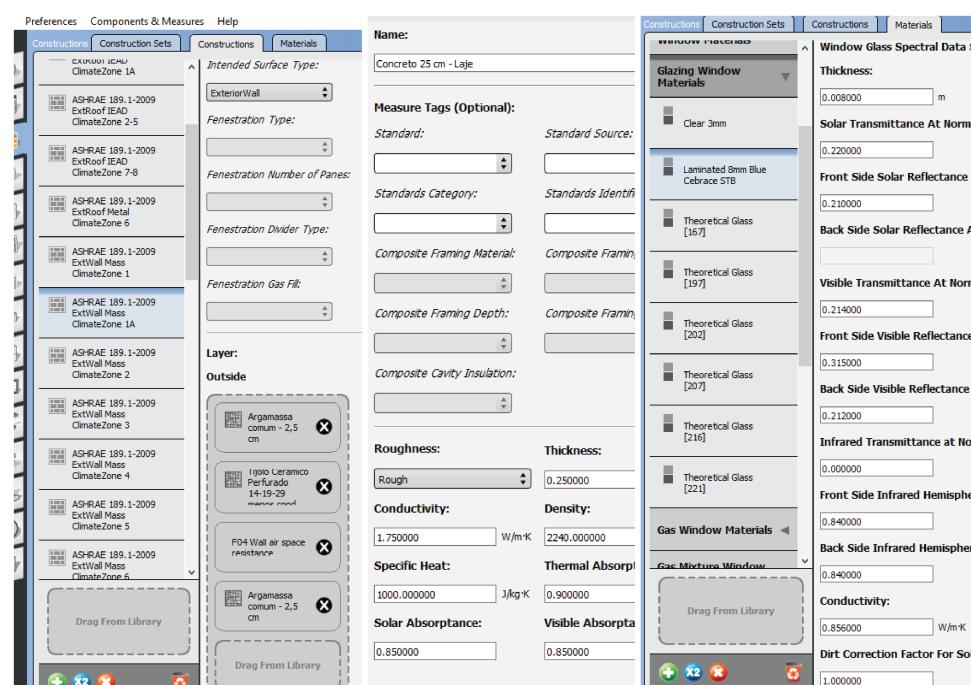
Figura 17: Interface de configuração dos modelos genéricos no *plug-in OpenStudio*.



Fonte: autor, (2019).

Concluída a etapa de geometrização e modelagem tridimensional da edificação, é dado início às configurações da envoltória, onde são atribuídos os dados de entrada característicos do empreendimento, como os valores de propriedades térmicas dos elementos construtivos, os dados de ocupação, por meio de schedules para vestimenta, horários de utilização dos ambientes, aberturas, iluminação e equipamentos, como exemplificado na Figura 18.

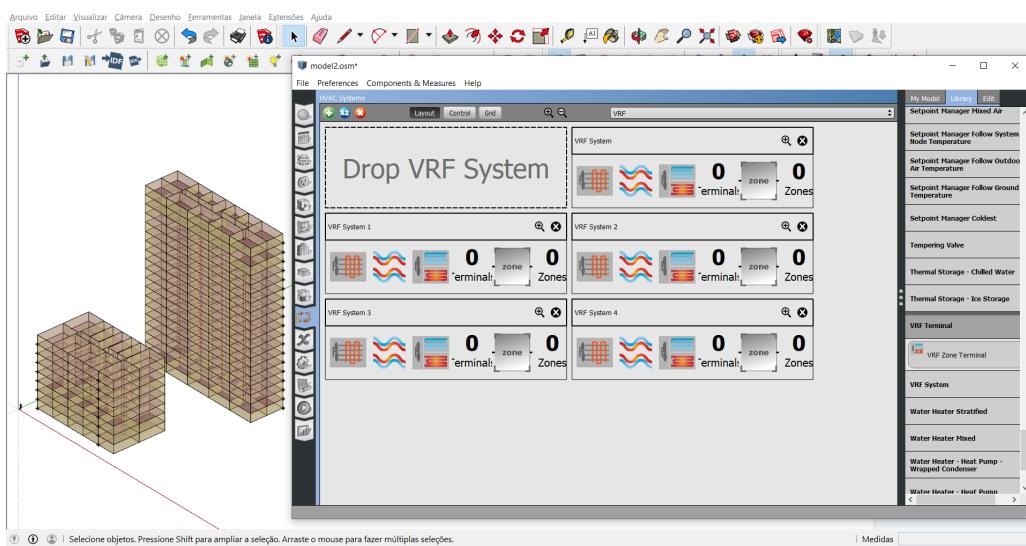
Figura 18: Colagem da interface de inserção de dados das propriedades térmicas e de materiais.



Fonte: autor, (2019).

Em seguida, foram configurados o sistema de condicionamento de ar, apresentado pela Figura 19, segundo as características definidas para os modelos genéricos. Da mesma forma, foram implementadas medidas de parametrização das variáveis, medidas estas denominadas *measures*, com a finalidade de reduzir o tempo total de processamento e simulação dos cenários. As *measures* adotadas parametrizaram as mudanças de orientação solar, de componentes construtivos, de equipamentos de ar-condicionado e redução de carga de energia.

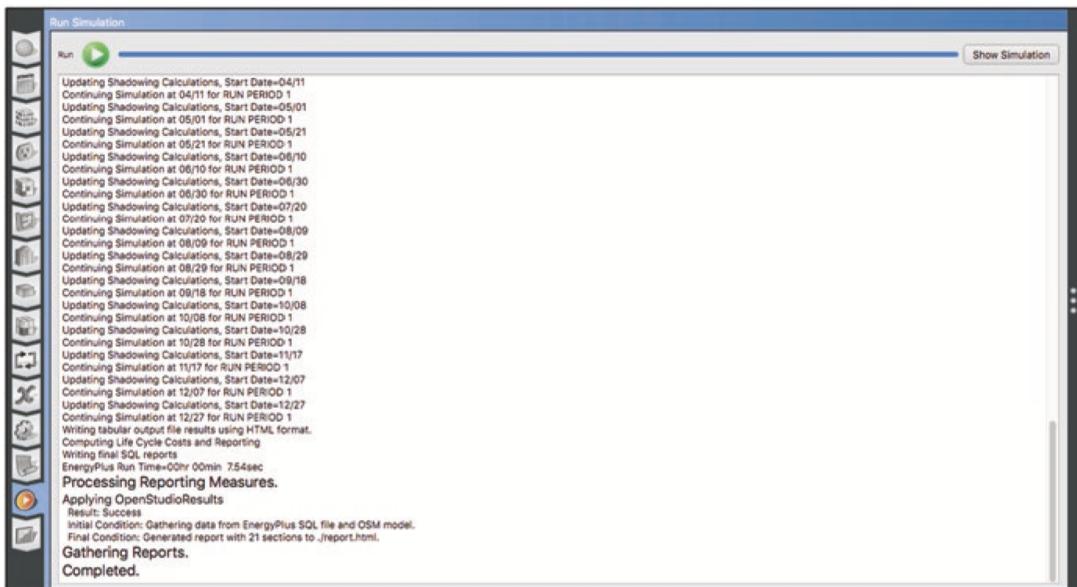
Figura 19: Interface de configuração dos sistemas de condicionamento de ar.



Fonte: autor, (2019).

Após as configurações de envoltória e sistemas concluídas, foram selecionadas as variáveis de saída relevantes à análise e feito a simulação teste, como exemplificado na Figura 20. Desta forma os resultados foram concentrados nos dados de saída mais pertinentes, reduzindo o tempo total de simulação. Posteriormente, os modelos foram simplificados geometricamente, utilizando o recurso multiply, como abordado no subcapítulo sobre simplificação dos modelos genéricos (**Brackney2018**).

Figura 20: Saídas da simulação em processo de finalização.



Fonte: adaptado de Brackney et al. (2018).

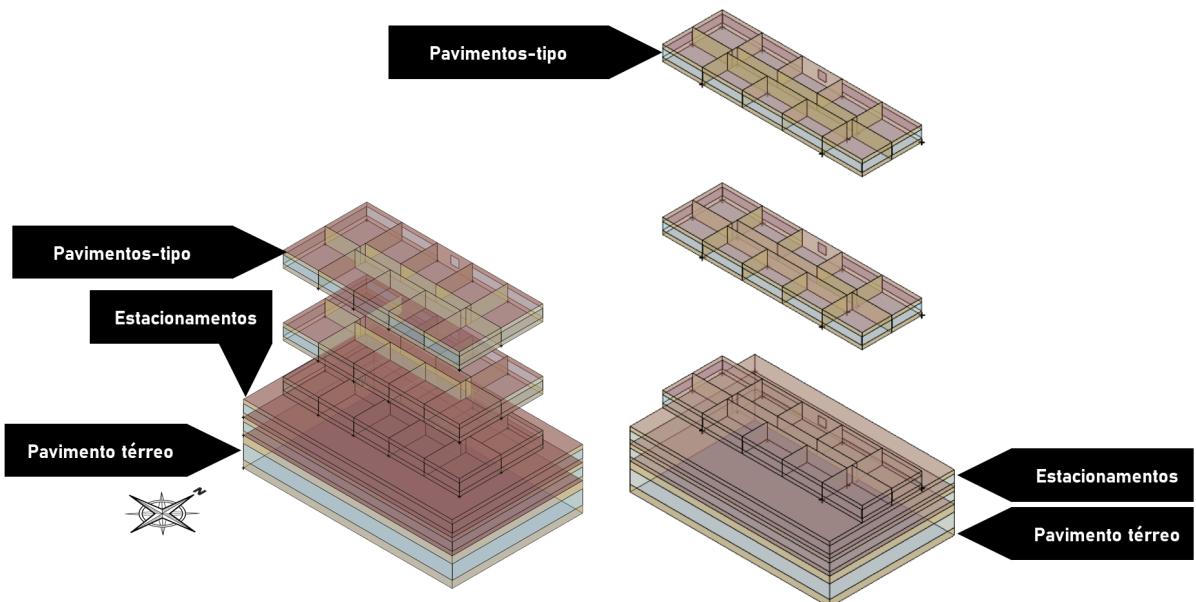
3.5.2 Simplificação dos modelos genéricos e parametrização dos cenários

A simulação energética e análise de um único cenário requer a utilização da ferramenta básica de modelagem, construção e revisão, que neste caso foi a ferramenta *OpenStudio*. Entretanto, como este trabalho analisa vários cenários pertinentes a mais do que um modelo, foi necessária uma ferramenta mais robusta, que proporcionasse simulações simultâneas dos cenários construídos. Para esta finalidade, a ferramenta de parametrização PAT foi utilizada.

Entretanto, um requisito necessário para que as simulações ocorram de forma simultânea e consumam pouco tempo de recurso computacional é a simplificação dos modelos. Esta simplificação consiste em reduzir o número de zonas térmicas a serem simuladas por meio da subtração de pavimentos que não sofrem influência da radiação solar e intempéries em uma edificação.

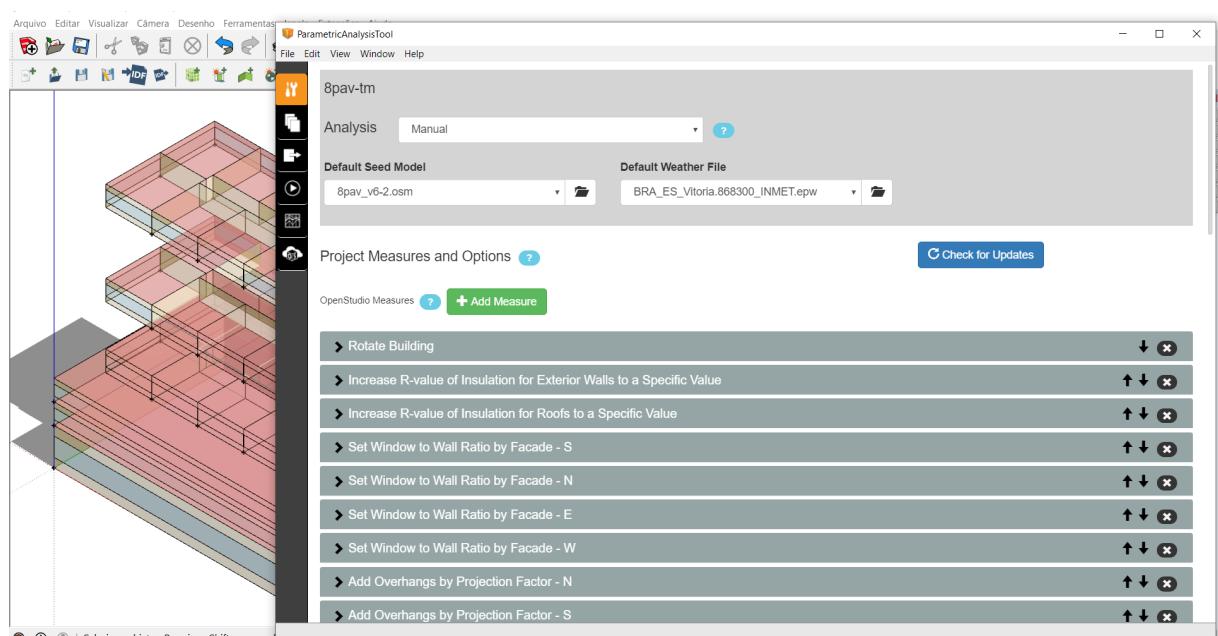
Diante do exposto, o primeiro e o último pavimento, juntamente ao pavimento intermediário a eles, foram mantidos, como apresentado na Figura 21. Este recurso de redução de tempo de simulação é possível utilizando a função multiply disponibilizado pelo *EnergyPlus* (U.S.DepartmentofEnergy-USDOE2019). Esta função tem como característica replicar os pavimentos selecionados a fim de multiplicar o número de zonas térmicas, área de piso e energia consumida pela carga interna virtualmente, substituindo as zonas térmicas modeladas e excluídas anteriormente.

Figura 21: Modelos genéricos simplificados.



Fonte: autor, (2019).

Assim, a partir dos modelos simplificados, foram configurados os 368 cenários utilizando a ferramenta PAT, processo ilustrado pela Figura 22. Desta forma, estes cenários que abrangem a etapa de otimização dos modelos genéricos foram simulados simultaneamente, reduzindo o tempo total de simulação e obtenção de resultados.

Figura 22: Interface do *Parametric Analysis Tool*.

Fonte: autor, (2019).

3.5.3 Processo de modelagem

A partir da etapa de otimização, as informações reunidas sobre as estratégias passivas e ativas utilizadas neste trabalho serviram como base de dados para a configuração das measures no processo de simulações da PAT. As measures de estratégias ativas, como as medidas substituição do sistema de condicionamento de ar e de redução de carga de energia elétrica, foram executadas, respectivamente, no primeiro e no último bloco de simulações, compreendendo as reduções ativas de Intensidade de Uso de Energia e consumo final energético.

Concomitantemente, os blocos de simulação implementados entre as medidas ativas de redução de energia englobaram as estratégias passivas, como mudança de PAF_T, de componentes construtivos e alterações volumétricas e de orientação solar das fachadas. O processo de simulação dos cenários obedeceu a sequência de implementação das medidas para redução de consumo de energia disposta na Tabela 13.

Tabela 13: *Measures* utilizadas e os parâmetros correlacionados.

Measure	Parâmetro alvo	Inputs
ZEGD VRF with DOAS; Add aPSZ-HP to each zone	Sistema de Condicionamento de Ar	a CAG/Fancoil
		b Split
		c VRF
Rotate Building	Orientação solar	a 0°
		b 90°
		c 180°
		d 270°
Increase R-value of Insulation for Exterior Walls to a Specific Value	Transmitância térmica da parede da envoltória	a 2,46 W/m ² K
		b 0,38 W/m ² K
		c 0,32 W/m ² K
Increase R-value of Insulation for Roofs to a Specific Value	Transmitância térmica da cobertura	a 3,73 W/m ² K
		b 0,55 W/m ² K
		c 0,53 W/m ² K
Set Window to Wall Ratio by Facade	Percentual de Área de Abertura da Fachada Total	a 30%
		b 50%
		c 80%
Add overhangs by Projection Factor	Proteção solar	a 20 cm
		b 50 cm
		c 100 cm
Reduce Lighting Loads by Percentage	Medidas de Redução de Carga de Energia Elétrica: Iluminação	a n/a
		b 30%
Reduce Equipment Loads by Percentage	Medidas de Redução de Carga de Energia Elétrica: Equipamentos	a n/a
		b 30%
Add, Remove or Replace Window	Vidros com transmitância térmica baixa	a 0,44 W/m ² K
		b 0,16 W/m ² K

Fonte: autor (2019).

Com estas medidas, buscou-se atingir a eficiência energética necessária para o balanço energético dos modelos propostos, complementando a economia com produção de energia de fontes renováveis.

3.5.4 Estimativa de produção de energia

Para esta pesquisa, foi aplicado o sistema de produção de energia fotovoltaica, tanto por ser a mais usual nesse tipo de edificação como, também, pela complexidade da análise de custos para os outros sistemas, que inviabilizaria a conclusão da avaliação dentro do tempo disponível para o desenvolvimento do trabalho.

A geração de energia solar foi avaliada a partir da área disponível para a implantação dos painéis fotovoltaicos. A área considerada para a produção de energia é constituída pela área de cobertura, de estacionamento, áreas opacas das fachadas e das proteções solares (**Didone2014**). Assim como a verificação de disponibilidade de áreas, os dados sobre a irradiação solar, radiação global difusa e anual, e a temperatura média anual de Vitória, extraídos do arquivo climático da cidade, foram considerados para a estimativa de produção de energia (**Instituto Nacional de Meteorologia-INMET2018; Pereira2017**).

A estimativa de produção de energia solar foi calculada com base no estudo de Palaoro (**Palaoro2019**) sobre dimensionamento de sistema fotovoltaico. Esta estimativa, necessária para suprir a demanda energética das edificações propostas, foi essencial para a obtenção de dados para a simulação computacional de geração de energia solar fotovoltaica.

Inicialmente foi calculada a energia de geração, $E_{geração}$, como exposto na Equação 3.

$$E_{geração} = \frac{V_m}{30} \quad (3)$$

Onde:

$E_{geração}$ representa a quantidade de energia de geração, em kWh/mês; e

V_m é o valor médio de consumo da edificação.

Uma vez conhecida a energia de geração, foi estimada a quantidade de energia que cada módulo produziria diariamente, E_m . De acordo com a Equação 4, tem-se:

$$E_m = E_s \times A_m \times \eta_m \quad (4)$$

Onde:

E_m é a quantidade estimada de energia produzida pelo módulo, expressa em Wh/dia;

E_s é a irradiação solar, em Wh/m²/dia;

A_m compreende a área da superfície do módulo, em m²; e

η_m é a eficiência do módulo.

Com as estimativas de geração de energia geral e por cada módulo diariamente, foram calculadas a quantidade de módulos necessários para atender a estimativa de geração de energia. A quantidade de módulos, N_m , é resultado da razão entre a quantidade de energia gerada, $E_{geração}$, sobre a quantidade de energia gerada por cada módulo individualmente, E_m . Desta forma, como expresso pela Equação 5, tem-se que:

$$N_m = \frac{E_{geração}}{E_m} \quad (5)$$

Os módulos e inversores foram pesquisados de acordo com as dimensões e especificações estimadas por meio das equações demonstradas neste capítulo, como apresentado na Tabela 14. O sistema fotovoltaico indicado ao cenário dos modelos genéricos foi de porte comerciais, dada a demanda de energia calculada. Os inversores foram dimensionados de forma a aproveitar a potência máxima nominal dos módulos, evitando o subdimensionamento e inadequação entre inversores e módulos durante o processo de geração de energia do sistema fotovoltaico.

3.5.5 Simulação de geração de energia

A simulação de produção de energia solar foi realizada por meio da ferramenta PVsyst, versão v6.8.1 (**Cronemberger2012**). Esta ferramenta foi utilizada por disponibilizar a análise de desempenho e dimensionamento do sistema de produção de energia solar necessário para empreendimentos do porte da edificação proposta nesta pesquisa. Complementarmente a ferramenta, foi feito um levantamento dos módulos fotovoltaicos comercializados no Brasil de acordo com a aplicação destes componentes sobre a envoltória, como módulos monocristalinos de silício, m-Si, e filme fino de Telúrio de Cádmio, Cd-Te (**Didone2014; Werneck2017; Sorgato2018**). Estas tecnologias foram escolhidas por serem indicadas para a aplicação sobre as superfícies horizontais, como a cobertura e o estacionamento, e verticais, como as fachadas.

Tabela 14: Módulos fotovoltaicos utilizados e a área disponível para implantação.

Características		Modelo genérico de 8 pavimentos		
		Cobertura e estacionamento	Proteção solar	Fachada
Módulo	Módulo	SunPower SPR-E20-435-COM	SunPower SPR-E20-435-COM	First Solar FS-4122-2
	Tecnologia	m-SI	m-SI	Cd-Te
	Potência máx. (Wp)	435	435	122,5
	Tensão máx. (V)	324	648	376
	Potência Nominal - STC (kWp)	150	100,92	274,22
	Nº de módulos	345	232	2238
	Eficiência (%)	19	19	17
Inversor	Área ocupada (m ²)	746	501	1612
	Modelo	Fronius International IG Plus 150 V-3	Fronius International ECO 25.0-3-S	Fronius International IG Plus 150 V-3
	Nº de inversores	10	6	14
	Potência máx. total (kWac)	120	50	84
	Tensão de entrada (V)	230-500	580-850	230-500
	Eficiência (%)	97,9	97,9	97,9
	Modelo genérico de 19 pavimentos			
Características		Cobertura e estacionamento	Proteção solar	Fachada
Módulo	Módulo	SunPower SPR-E20-435-COM	SunPower SPR-E20-435-COM	First Solar FS-4122-2
	Tecnologia	Si-mono	Si-mono	Cd-Te
	Potência máx. (Wp)	435	435	122,5
	Tensão máx. (V)	324	648	376
	Potência Nominal - STC (kWp)	150	243,40	479,70
	Nº de módulos	345	560	3917
	Eficiência (%)	19	19	17
Inversor	Área ocupada (m ²)	746	745	2820
	Modelo	Fronius International IG Plus 150 V-3	Fronius International ECO 25.0-3-S	Fronius International IG Plus 150 V-3
	Nº de inversores	10	13	22
	Potência máx. total (kWac)	162	125	250
	Tensão de entrada (V)	580-850	580-850	580-850
	Eficiência (%)	97,9	97,9	97,7

Fonte: autor, (2019).

Foram simulados cenários de acordo com a aplicação da proteção solar proposta assim como para cada PAF_T. Todavia, com a dimensão dos equipamentos de proteção solar definida, de acordo com a Tabela 14, foi levantada a quantidade de área disponível para a implantação dos módulos fotovoltaicos, segundo a incidência de irradiação solar sobre

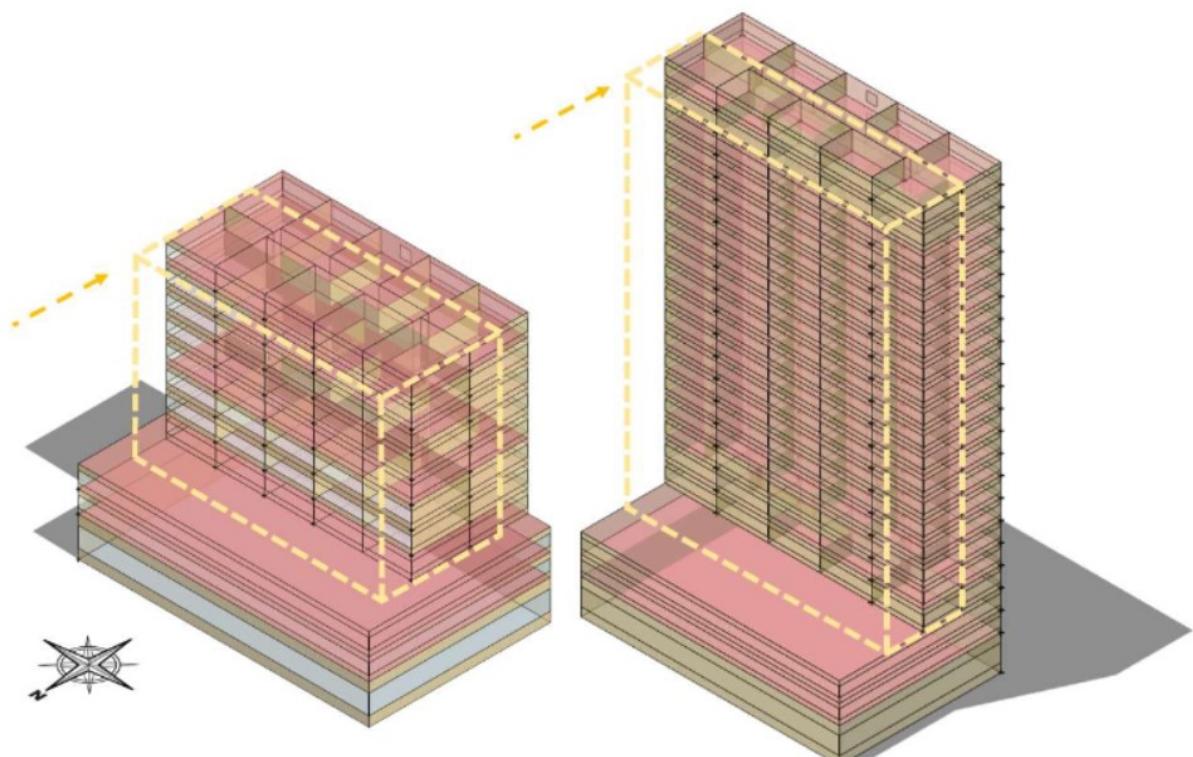
a superfície dos modelos e da latitude de Vitória.

Foi considerado 70% da área do segundo pavimento de estacionamento para a instalação da estrutura de suporte aos módulos fotovoltaicos. Esta estrutura desempenharia a função de cobertura para os veículos, uma vez que esta área é descoberta e apresenta áreas de manobra e acesso as vagas. Além disso, a inclinação dos módulos foi configurada da seguinte forma:

- A área da cobertura e estacionamento com inclinação de 20°;
- Os módulos da fachada com 90° por estarem instalados nas superfícies opacas da fachada, perpendiculares ao piso; e
- Os módulos instalados nas proteções solares com inclinação de 5°, a fim de aumentar a incidência solar sobre os módulos sem comprometer a fachada, dificultar o depósito de sedimentos e facilitar a manutenção do sistema.

Para atingir a máxima produção de energia solar fotovoltaica, foi proposto o deslocamento das torres dos modelos para maior exposição da área de estacionamento à radiação solar, como exemplificado na Figura 23. Vale lembrar que Plano Diretor vigente sobre o recorte territorial não limita a cobertura da área de cobertura do estacionamento em relação aos lotes circundantes, uma vez que a área em questão não está ao nível do térreo, permitindo a implementação das coberturas com painéis fotovoltaicos.

Figura 23: Deslocamento de torres dos modelos genéricos sobre as áreas de estacionamento. O volume tracejado demonstra a posição original da torre antes do deslocamento.



Fonte: autor, (2019).

3.6 Avaliação de resultados

Foram examinados os aspectos econômicos da implantação das tecnologias propostas para produção de energia das edificações, sendo avaliados os cenários onde os modelos genéricos de 8 e 19 pavimentos foram mais eficientes, relacionando o custo de implementação das modificações propostas. Além do custo, foi avaliada a influência dos parâmetros estudados sobre os modelos genéricos, de forma estatística, por meio da análise de sensibilidade entre as variáveis adotadas e os resultados alcançados.

3.6.1 Análise de viabilidade econômica

A mudança de equipamentos de iluminação e condicionamento de ar, instalação de protetores solares e os custos da implantação de tecnologias de produção de energia estão entre as modificações propostas para a redução do consumo de energia elétrica. Os custos de instalação e manutenção do sistema de produção de energia fotovoltaica foi obtida por meio de consulta a empresas locais que comercializam painéis fotovoltaicos, além de publicações acadêmicas recentes acerca do tema.

A análise de viabilidade financeira dos cenários simulados foi realizada por meio do cálculo do Valor Presente Líquido – VPL, e payback (**CasarottoFilho2010; Puccini2011**). Segundo Puccini (**Puccini2011**), VPL é definido como a diferença entre o valor investido em um tempo inicial $t = 0$, e o valor presente da riqueza futura gerada pelo projeto. Esta definição pode ser expressa pela Equação 6.

$$VPL_{modgen} = V_r - InvestimentoTotal \quad (6)$$

Juntamente ao VLP, será calculado o Valor de Retorno, V_r , e desta forma, foram definidos parâmetros que compõe esta análise como o período do investimento, a tarifa de energia elétrica e a Taxa Mínima de Atratividade, com base nos dados sobre a inflação média lançados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE. Estes parâmetros estão descritos na Equação 7 (**Puccini2011**).

$$V_r = A \times \left\{ \frac{1 - \left[\frac{1}{(1+i)^n} \right]}{i} \right\} \quad (7)$$

Onde:

V_r é o valor de retorno;

A é o recebimento anual sucessivo;

n representa o período definido do investimento; e

i é a taxa mínima de atratividade do investimento.

Nesse sentido, definem-se as seguintes condições:

- Se $VPL > 0$, o investimento produziu ganhos – projeto aceito;
- Se $VPL = 0$, o investimento e os ganhos foram equilibrados – projeto aceito; e
- Se $VPL < 0$, o investimento foi maior que os ganhos – projeto a rejeitar.

A partir da validade do projeto, seja ele com produção de lucro ou equilibrado entre investimento e ganhos, deve ser avaliado o tempo de retorno do investimento – payback. Esta análise verifica se o somatório das parcelas anuais é igual ao investimento inicial (**CasarottoFilho2010**). Para tal, define-se então que o payback pode ser representado pela Equação 8.

$$\text{Payback} = \frac{\text{Investimento inicial}}{\text{Pagamento por período}} \quad (8)$$

Após a conclusão da análise de viabilidade econômica, são apresentados os dados resultantes da aplicação da metodologia proposta e discussão acerca das possibilidades observadas por meio desta apresentação de resultados.

3.6.2 Análise de variáveis sobre consumo e produção de energia

A análise do impacto das variáveis foi aplicada sobre os resultados com o intuito de evidenciar o nível de influência destas sobre o consumo final de energia dos modelos genéricos. Esta análise foi baseada no processamento de dados provenientes dos resultados de simulação. A aplicação sequencial e ordenada das medidas de redução de consumo de energia na etapa de otimização facilitou a plotagem de gráficos e a compreensão dos dados de saída para cada bloco de simulação.

Assim como a análise da etapa de otimização, os resultados de geração de energia foram submetidos à verificação de erro e desvio padrão, como descrito nas Equação 9 e Equação 10, com a finalidade de corrigir os resultados para imprecisões de medição e depreciação da performance do sistema estudado.

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n - 1}} \quad (9)$$

Onde:

S é o desvio padrão normal;

X_i é a i -ésima observação da amostral;

X é a média da amostra;

n é o tamanho da amostra;

$$ep = \frac{S}{\sqrt{n}} \quad (10)$$

Onde:

ep é o erro padrão da amostra;

S é o desvio padrão da amostra;

n é o tamanho da amostra;

4 Resultados e discussão

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos sobre o potencial de balanço energético nulo e quase nulo para as edificações propostas. No primeiro momento, os modelos foram classificados segundo a classe de eficiência energética disposta pelo INI-C, seguidos das otimizações que resultaram na análise de impacto das medidas implementadas. Após as otimizações foram avaliados os sistemas de produção de energia solar fotovoltaica propostos, e a capacidade de geração de energia anual.

Verificou-se que a otimização e as estratégias ativas e passivas proporcionaram as condições necessárias para o balanço energético dos modelos. Ao final das simulações de consumo e produção de energia, foi analisada a viabilidade econômica das soluções propostas. Esta análise mostrou condições econômicas favoráveis de implantação do sistema de produção de energia proposto aos modelos. Estes dados foram expressos em gráficos e tabelas a fim de facilitar a compreensão dos resultados alcançados.

4.1 Classificação de desempenho energético dos modelos genéricos

Para a determinação da classe de eficiência energética dos modelos genéricos, segundo a metodologia descrita pelo INI-C, é exigida a comparação entre dois cenários definidos como modelo real e o modelo de referência. Desta forma, foram configurados os cenários para a identificação do consumo total de energia térmica, elétrica e de energia primária, como descrito no capítulo 3. Como resultado, foi constatada a baixa eficiência energética dos modelos, como exposto na Tabela 15.

Tabela 15: Resultados da classificação de desempenho energético dos modelos genéricos iniciais.

Descrição	Variável	Modelo Real	Modelo de Referência
Classe de desempenho energético - modelo de 8 pavimentos			
Consumo total de energia térmica	CTEt (kWh/ano)	418197	443178
Consumo total de energia elétrica - CTEe	CTEe (kWh/ano)	1086401	1142584
Consumo de energia primária da edificação selecionada	CEP real/ref (kWh/ano)	2198258,3	2315630,2
Etiqueta da edificação real			D
Classe de desempenho energético - modelo de 19 pavimentos			
Consumo total de energia térmica	CTEt (kWh/ano)	1115708	1137261
Consumo total de energia elétrica - CTEe	CTEe (kWh/ano)	2643097	2676556
Consumo de energia primária da edificação selecionada	CEP real/ref (kWh/ano)	5456234	5533476,7
Etiqueta da edificação real			D

Fonte: autor (2019).

O desempenho enérgico dos modelos ampara a necessidade de otimização, quanto as características construtivas e de sistemas das edificações, para tornar as condições de performance propícias ao balanço energético.

4.2 Impacto das variáveis sobre o consumo anual de energia elétrica

A etapa de otimização possibilitou visualizar a influência das variáveis sobre o consumo anual final das edificações para cada cenário definido. Os resultados da implementação das medidas ativas de redução de consumo de energia, disponíveis nos Apêndices deste trabalho, demonstraram maior peso entre as variáveis de estratégia ativa, pertencentes aos blocos de simulação 2, 3 e 9, e passivas, formadas pelos blocos de simulação 1, e de 4 a 10, como exposto nos Gráficos 4 e 5.

Nota-se que as variáveis de estratégias ativas reduziram significativamente o consumo anual, com curvas de queda expressivas, direcionando a média de consumo para baixo, posicionando alguns cenários abaixo da média linear, como observado entre os blocos de simulação 1 ao 7 do Gráfico 4. Este comportamento se estende até o bloco de simulação 7 no modelo de 19 pavimentos, desempenho demonstrado no Gráfico 5. Os blocos de simulação compostos por variáveis passivas apresentaram constância de forma e estreitamento ao longo do avanço das implementações das medidas. O estreitamento gradativo da amplitude da curva de consumo final anual em ambos os resultados sugere que o avanço cumulativo das medidas de mitigação de consumo é importante para o sucesso do processo de adequação da edificação ao conceito *Zero Energy*.

A tendência ascendente das curvas de consumo, a partir do bloco de simulação 4, é causada pela alteração do PAF_T, partindo da menor razão, de 30%, até alcançar a maior razão entre área de fachada e área de aberturas envidraçadas, com 80%. Esta medida aponta a importância da adoção de aberturas menores, em torno de 30%, para a melhor

relação entre o PAF_T e o consumo energético da edificação.

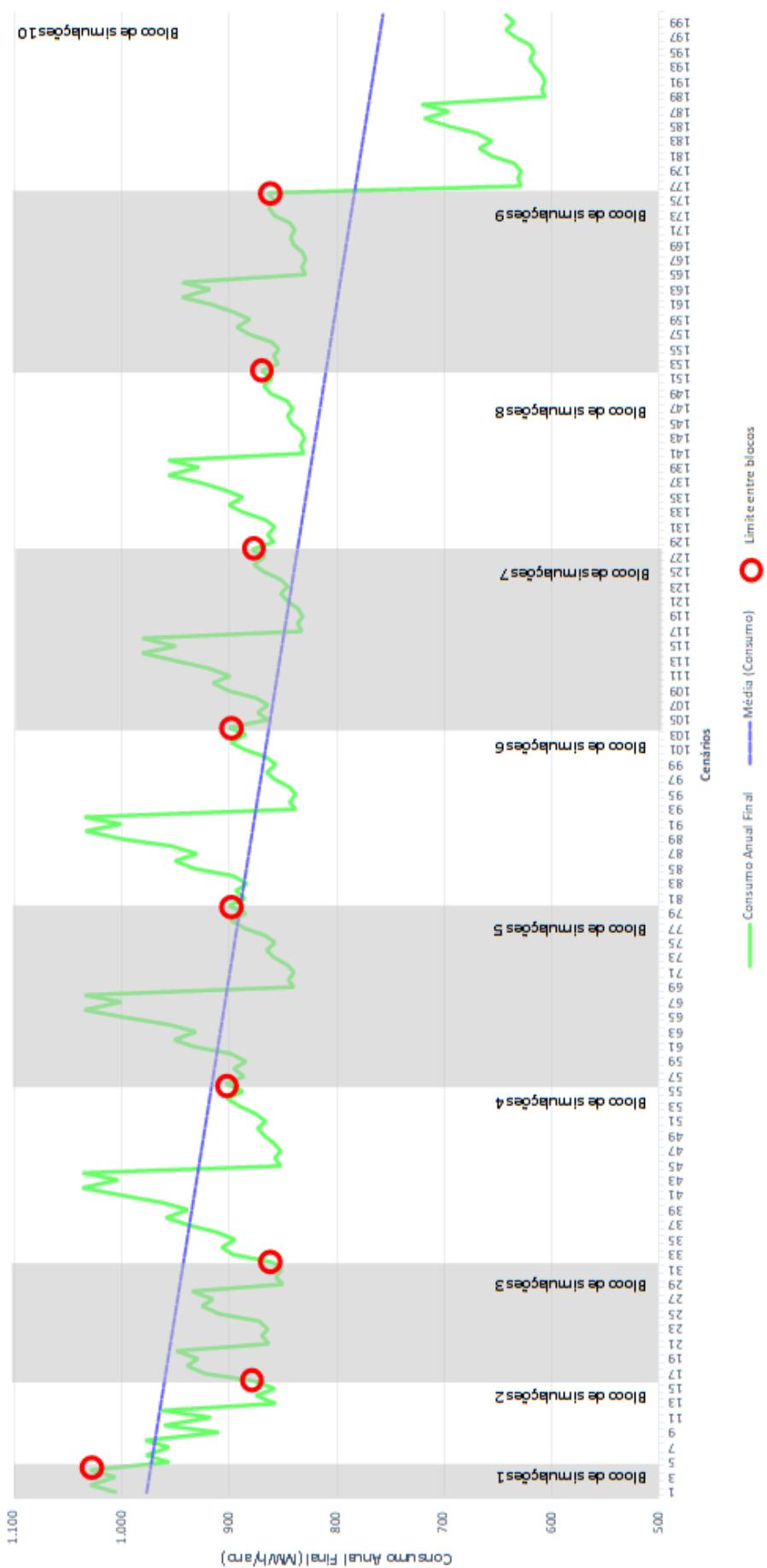
Os gráficos serviram como instrumento de tomada de decisão acerca da seleção dos melhores cenários para a etapa de simulação de geração de energia solar fotovoltaica. Além disso, os gráficos facilitaram a visualização da importância de cada estratégia adotada para o balanço energético nulo das edificações avaliadas. A leitura dos gráficos pode ser feita da seguinte forma:

- Os gráficos consistem em evidenciar o impacto das medidas adotadas no consumo da edificação. Para tal, foi definida a comparação entre o desempenho dos modelos por meio do percentual de redução de consumo de energia entre as edificações. Esta comparação desconsidera a escala dos gráficos, já que ambos correspondem a edificações de portes diferentes, e considera o comportamento das medidas aplicadas por meio de análise das curvas de consumo;
- Os pontos na cor laranja representam cada cenário montado, os quais variam entre 4 conjuntos de implementação sequencial de medidas de redução de energia. Cada conjunto de cenários pertencentes aos 10 blocos de simulação estão definidos e representados nos Gráficos 4 e 5;
- As curvas em verde representam a tendência de aumento ou redução de consumo de energia entre a simulação dos cenários;
- Como a mudança entre os tipos de vidro avaliados, foi necessário realizar novas simulações de todos os blocos anteriores a esta medida, sendo essa etapa representada pelas curvas acentuadas entre conjuntos de cenários, como, por exemplo, observado na curva entre os cenários 12 e 13 do bloco de simulação 10, na página 93.

A redução de consumo provocada pela implementação de equipamentos e iluminação mais eficientes atinge o patamar de 22,48% de redução global, assim como o sistema de arrefecimento, com 34,78% para o modelo de 19 pavimentos. As reduções no modelo de 8 pavimentos foram tênuas, da ordem de 16,09 e 16,66%, respectivamente, para os sistemas de arrefecimento, e equipamentos e iluminação, como observado na Figura 21.

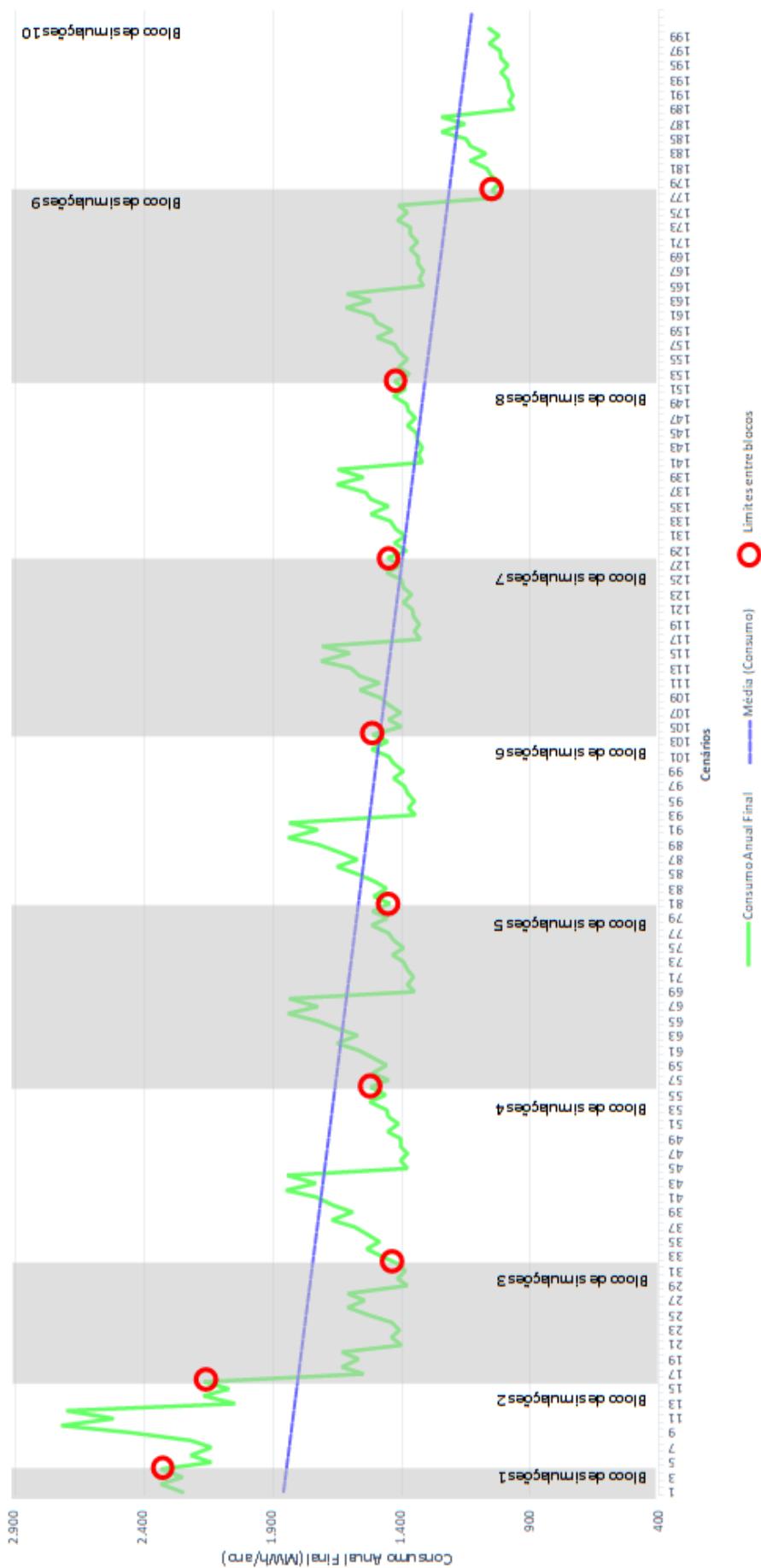
Entretanto, cabe mencionar que o desempenho de controle térmico do sistema Split para o modelo de 19 pavimentos, nos cenários iniciais, provocou maior consumo de energia em relação aos dois outros sistemas de arrefecimento avaliados, CAG e VRF, em 22,73%. Após a implementação do vidro mais eficiente, houve redução do consumo em cerca de 24,91%, superando ligeiramente em performance o sistema CAG. Em contraste a esta observação do Split para o modelo de 19 pavimentos, este sistema obteve comportamento semelhante ao sistema VRF para a edificação de 8 pavimentos, com considerável performance e redução de consumo de energia. O *Split* apresentou controle satisfatório das médias de temperatura de conforto das zonas térmicas. A diferença de desempenho dos sistemas de condicionamento de ar entre os dois modelos pode ser atribuída a diferença de carga térmica entre as edificações, onde o modelo de 8 pavimentos apresenta menor carga térmica e menor exposição à radiação solar em comparação ao modelo de 19 pavimentos.

Figura 24: Consumo *versus* medidas do modelo genérico de 8 pavimentos.



Fonte: autor, (2020). Legenda: Bloco de simulações 1 a 3 – Blocos com implementação do vidro, orientações solares e sistemas de condicionamento de ar; Bloco de simulações 4 –Bloco com implementação das variações de PAF_T; Bloco de simulações 5 e 6 – Blocos com implementação de paredes e coberturas; Bloco de simulações 7 e 8 e 9 – Blocos com implementação das proteções solares; Bloco de simulações 10 – Blocos com implementação das medidas de redução de carga.

Figura 25: Consumo *versus* medidas do modelo genérico de 19 pavimentos.

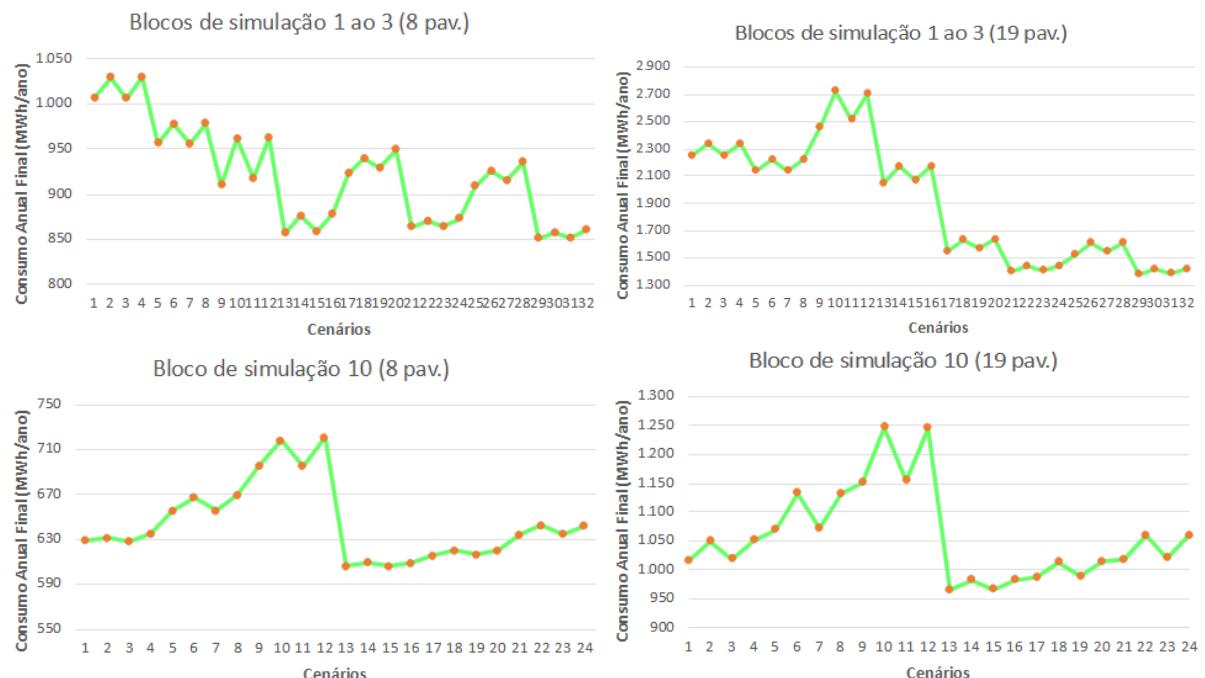


Fonte: autor, (2020). Legenda: Bloco de simulações 1 a 3 – Blocos com implementação do vidro, orientações solares e sistemas de condicionamento de ar; Bloco de simulações 4 –Bloco com implementação das variações de PAF_T; Bloco de simulações 5 e 6 – Blocos com implementação de paredes e coberturas; Bloco de simulações 7 e 8 e 9 – Blocos com implementação das proteções solares; Bloco de simulações 10 – Blocos com implementação das medidas de redução de carga.

Como os vidros foram utilizados em todos os cenários, a importância da variável se torna mais visível quando comparado com todas as variáveis, assim como apresentado na Figura 26. Verifica-se que, ao longo das implementações de medidas passivas, a influência é reduzida de 14,40% para 4,00%, conforme observado anteriormente nos blocos de simulação 3 e 4.

Em ambos os resultados foi notado que a implementação de componentes construtivos com menor transmitância térmica acentua a diferença os cenários entre os modelos otimizados e os não-otimizados. Estes resultados retratam a importância das estratégias ativas para a redução do consumo total anual.

Figura 26: Gráfico dos blocos de simulação das variáveis de vidro, orientação solar e do sistemas de condicionamento de ar e medidas de redução de carga dos modelos genérico de 8 (esq.) e 19 pavimentos (dir.)



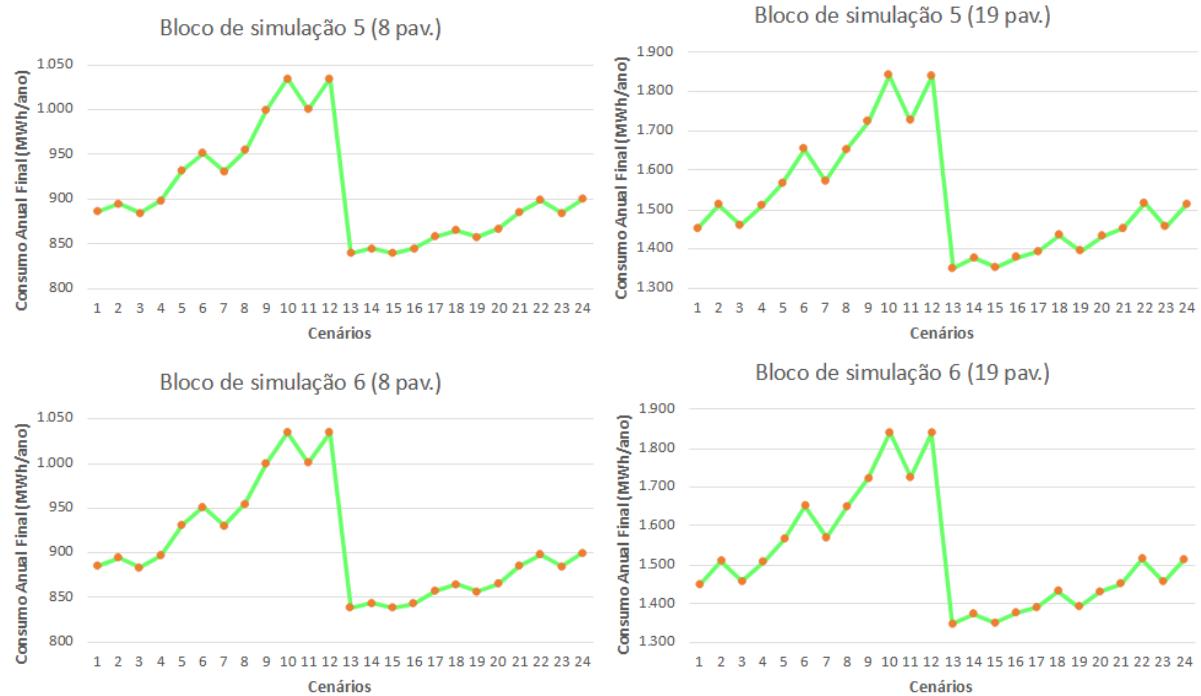
Fonte: autor, (2020).

As características das paredes e cobertura, blocos de simulação 5 e 6 respectivamente, na Figura 22, quando observadas isoladamente, são medidas importantes na redução de consumo, que neste caso representam 20%, entre os componentes construtivos observados in loco e os componentes mais eficientes propostos para comparação. É verificada a suavização da curva de consumo entre o segundo conjunto de simulações, retratado pelos cenários 13 a 24, em relação ao primeiro conjunto, de 1 a 12, o que sinaliza a importância da envoltória e da redução da ação da radiação solar sobre os ambientes internos da edificação. A escala de consumo entre as edificações é acentuada nestes cenários, dada a semelhança do comportamento das curvas, porém, com amplitudes de 50 MW para o modelo de 8 pavimentos, e quase 200 MW para o modelo de 19 pavimentos.

A influência destes componentes sobre o consumo final, junto ao vidro com baixa emissividade, atinge o patamar de 26,72% para a análise do resultado isolado, como exposto na Figura 27. Verifica-se, também, que as mudanças provocadas pela implementação

das estratégias passivas, ao longo do processo de otimização, reduzem a relevância do vidro com menor transmitância térmica para a composição construtiva e performance energética dos modelos.

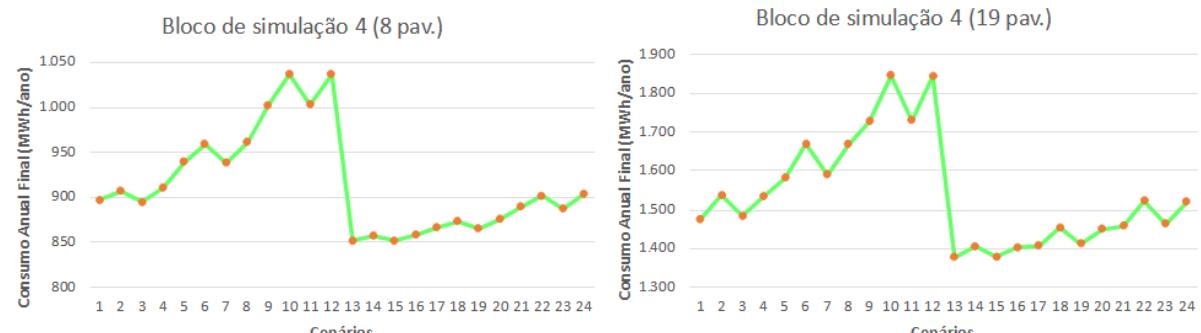
Figura 27: Gráficos dos blocos de simulação de paredes, 3, e coberturas, 4, dos modelos genéricos de 8 (esq.) e 19 pavimentos (dir.).



Fonte: autor, (2020).

As alterações sobre as variáveis do Percentual de Área de Abertura da Fachada Total, presentes na Figura 28, representaram pouco impacto sobre o consumo final total quando comparado com as outras medidas implementadas. Entretanto, cabe citar que esta variável, quando observada isoladamente, corresponde a mesma grandeza de redução de consumo que as variáveis de componentes construtivos, reduzindo o consumo nos cenários simulados em cerca 18,95% e 26,71% para as edificações de 8 e 19 pavimentos, respectivamente.

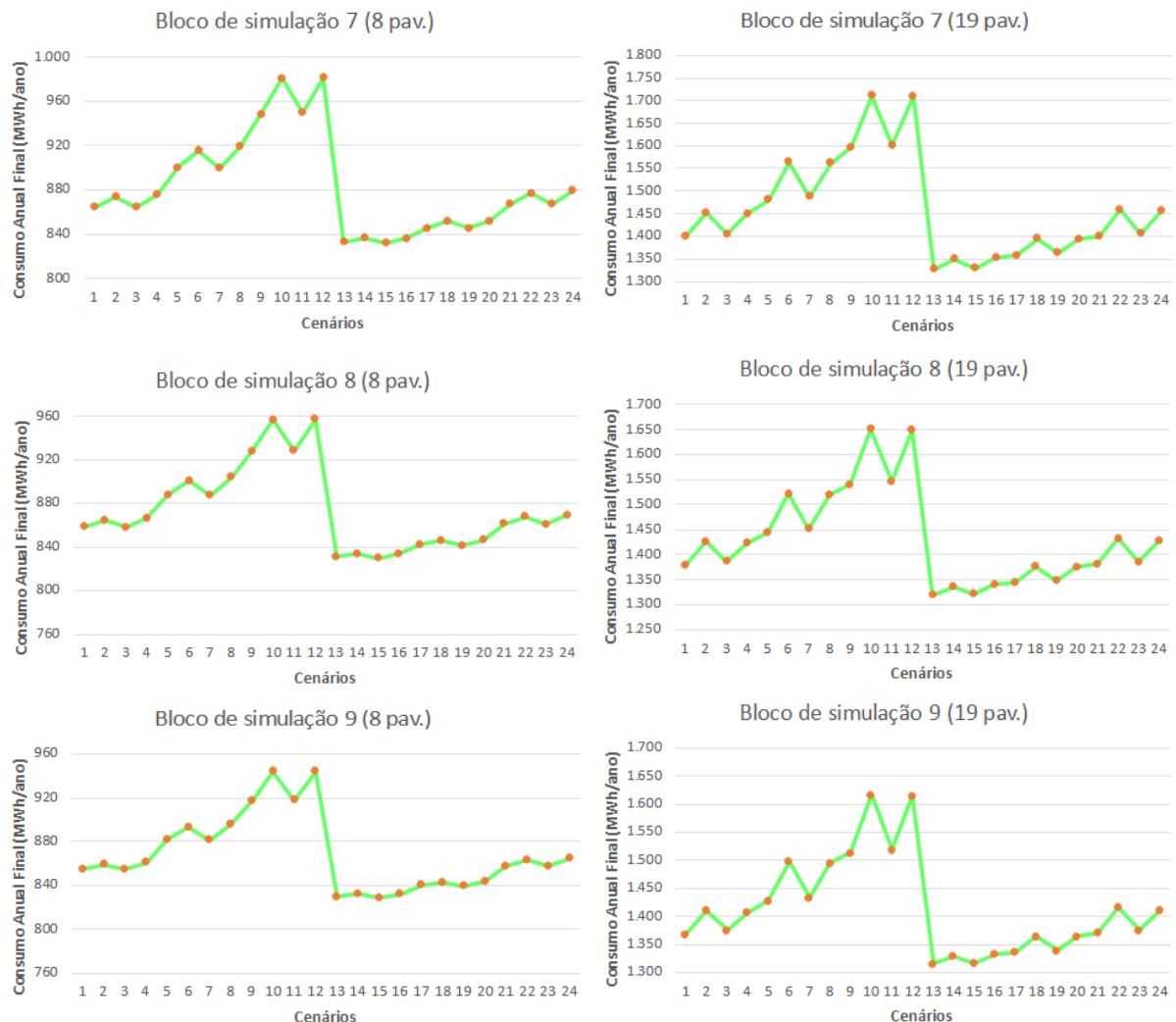
Figura 28: Gráficos dos blocos de simulação de PAF_T dos modelos genérico de 8 (esq.) e 19 pavimentos (dir.).



Fonte: autor, (2020).

A implementação das proteções solares, Figura 29, apresentou redução de 6,96% sobre o consumo total entre os blocos de simulação 5 e 6. Além desta redução, nota-se o estreitamento entre os cenários 12 e 13 neste bloco, em 23,52%, reduzindo em 3,19% a em relação aos blocos anteriores. Nota-se também a suavização da curva nos cenários 13 a 24 em ambas as simulações do modelo de 8 pavimentos, o que sugere a influência sobre o consumo ao controlar a quantidade de luz e de radiação no ambiente, por meio da implantação de proteções solares e de vidros mais eficientes.

Figura 29: Bloco de simulações de protetores solares dos modelos genérico de 8 (esq.) e 19 pavimentos (dir.).



Fonte: autor, (2020).

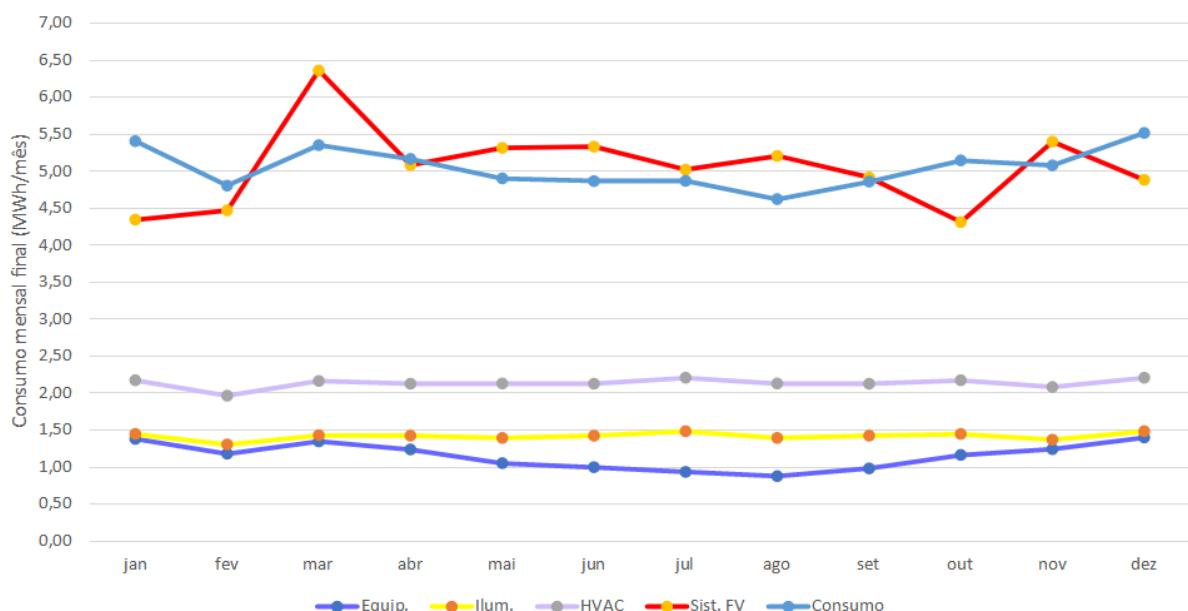
4.3 Geração de energia solar fotovoltaica

Os modelos genéricos mais eficientes reduziram globalmente o consumo de energia elétrica, quando comparados com os modelos sem otimização, em cerca de 39,76% para o modelo genérico otimizado mais eficiente, de 8 pavimentos, e 57,07% para o modelo genérico otimizado mais eficiente, de 19 pavimentos. A partir destes resultados, foram selecionados os modelos mais eficientes entre os cenários simulados para cada tipologia e foram simuladas a implementação dos sistemas de produção de energia solar

fotovoltaica.

Observa-se que a energia elétrica gerada ao longo do ano, supriu a demanda de energia da edificação de 8 pavimentos para metade do ano e ligeiramente igualado em dois meses, abril e junho, como demonstrado no Gráfico 7. Anualmente, esta diferença é reduzida, produzindo maior energia do que a demanda anual, atingindo o balanço energético nulo, como apresentado no Gráfico 9. Nota-se, também, a proporção dos sistemas de condicionamento de ar – HVAC, iluminação e equipamentos em relação à produção de energia, correspondendo entre 30 a 40% da composição do consumo para cada sistema avaliado. Os resultados com as configurações detalhadas dos equipamentos especificados estão descritos no Anexo I e II deste trabalho.

Figura 30: Sistemas, consumo e produção de energia elétrica do modelo genérico de 8 pavimentos.

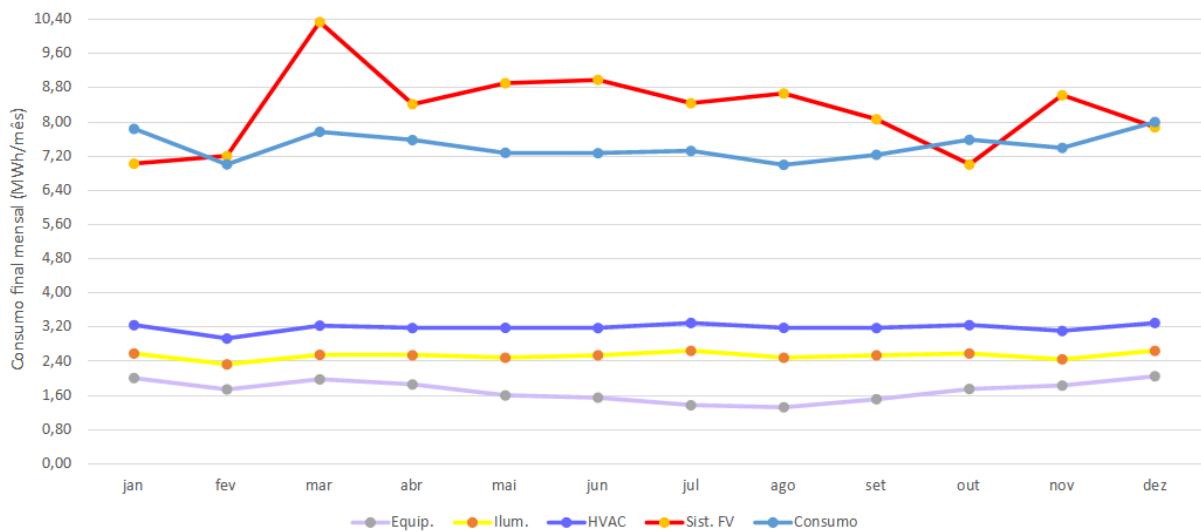


Fonte: autor, (2020).

O desempenho do sistema de produção de energia fotovoltaica do modelo de 19 pavimentos atendeu à demanda anual. Nos meses de outubro e janeiro a demanda não foi correspondida, sendo quase nula a relação entre demanda e produção em dezembro, como observado no Gráfico 8. Observa-se que a proporção dos sistemas percebida no modelo de 8 pavimentos, em relação à produção de energia, é similarmente constatada neste modelo de 19 pavimentos.

Os resultados de produção de energia para este modelo evidenciaram as características mais importantes para proporcionar maior geração de energia, como a área de fachada exposta a radiação solar e a relação entre a quantidade de pavimentos e a área de piso da edificação. Estes resultados de produção de energia em relação ao consumo foram importantes para indicar a potencialidade das edificações com dimensões como o modelo genérico proposto.

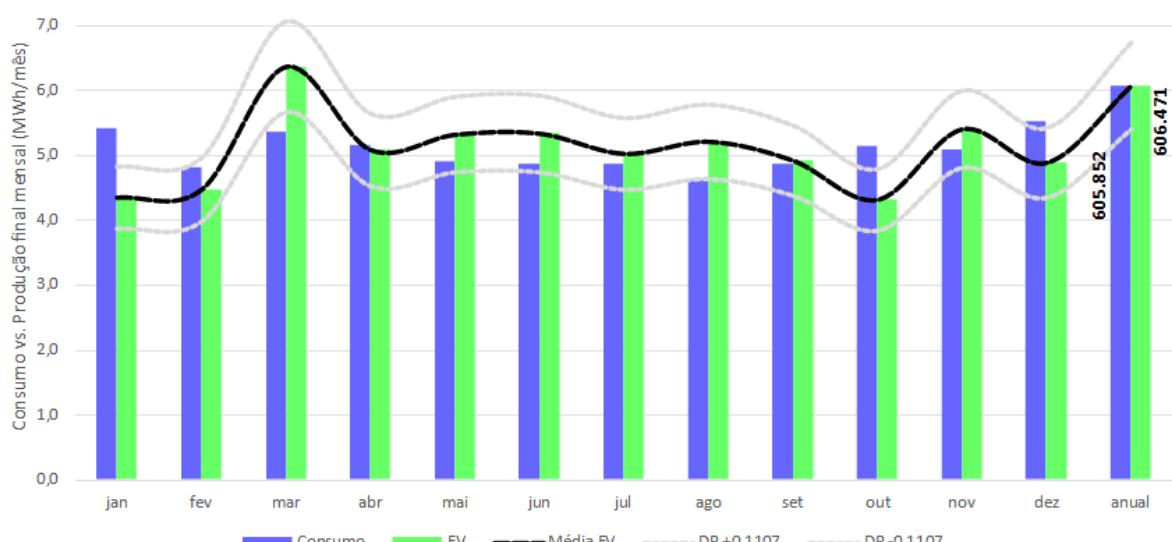
Figura 31: Sistemas, consumo e produção de energia elétrica do modelo genérico de 19 pavimentos.



Fonte: autor, (2020).

No Gráfico 9 e 14 são dispostas as médias mensais de consumo e produção de energia dos modelos genéricos otimizados de 8 e 19 pavimentos, respectivamente, assim como as médias anuais, as curvas tracejadas de média de produção de energia solar fotovoltaica e seus desvios padrões máximos e mínimos. Verificam-se os limites do sistema fotovoltaico para o modelo de 8 pavimentos, onde a relação quase nula entre geração e consumo de energia mensal é notada ao longo do ano simulado. Esta relação representa uma média anual de produção de energia superior ao consumo em 1,02%, o que atesta o estado *Zero Energy* para o modelo avaliado. Entretanto, a curva de desvio padrão mínimo mostra que em um cenário de pouca produção, o modelo seria dependente da energia fornecida pela concessionaria para atender as demandas mensais.

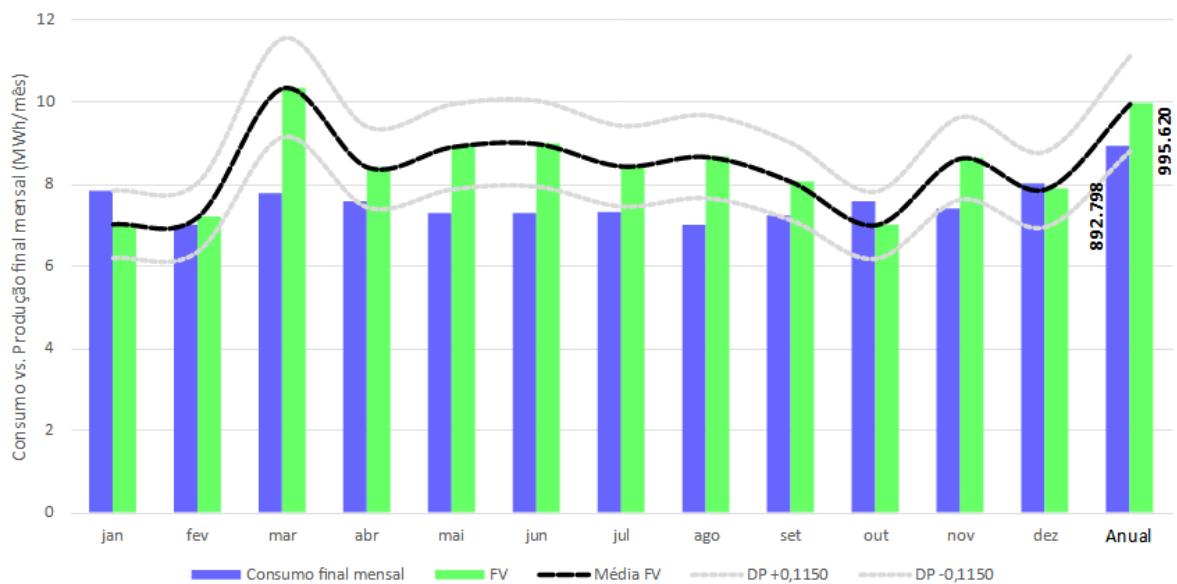
Figura 32: Consumo final mensal, Consumo vs. Produção de energia e Desvio Padrão das médias de produção de energia do modelo genérico otimizado de 8 pavimentos.



Fonte: autor, (2020).

Entretanto, para o cenário ótimo simulado para o modelo genérico otimizado de 19 pavimentos, percebe-se que não há a mesma dependência da Rede Pública para o fornecimento de energia. Este fato é constatado em um cenário onde a curva de desvio padrão mínimo seja a média de produção de energia do sistema sugerido, apresentando resultados superiores ao consumo na maior parte do ano.

Figura 33: Consumo final mensal, Consumo vs. Produção de energia e Desvio Padrão das médias de produção de energia do modelo genérico otimizado de 19 pavimentos.



Fonte: autor, (2020).

4.4 Análise de viabilidade econômica

Os dados tarifários necessários para o cálculo de Custo Anual de Energia, CAE, foram elaborados conforme a atualização da concessionaria para o mês de janeiro de 2020. A edificação proposta é classificada como comercial e está alocada no subgrupo B3, modalidade tarifária convencional. Para o mês estudado, foi atribuído à Tarifa de Energia, TE, um acréscimo proveniente da bandeira amarela vigente. As Tarifas de Uso de Sistema de Distribuição, TUSD, e os impostos fiscais ICMS, PIS e COFINS para o período estão demonstrados na Tabela 16.

Tabela 16: Tarifas e impostos para a modalidade tarifária convencional.

Tarifas e impostos	Valor
TE + Bandeira amarela	0,26484
TUSD	0,27440
ICMS	25%
PIS+CONFINS	1,57%

Fonte: autor, (2020).

Para o cálculo de custo anual de energia, levou-se em consideração o consumo anual dos modelos otimizados de 8 e 19 pavimentos mais eficientes energeticamente, sendo 605.853 kWh/ano e 965.186 kWh/ano, seus respectivos consumos anuais de energia.

Na Equação 11 é estabelecido o custo anual de energia sem impostos, considerando TE e TUSD.

$$\begin{aligned}
 Custo_{8pav} &= E_{consumida} \times (TE + TSUD) \\
 Custo_{8pav} &= 605.853 \times (0,26484 + 0,27440) \\
 Custo_{8pav} &= 326.700,17 \text{ reais} \\
 Custo_{19pav} &= E_{consumida} \times (TE + TSUD) \\
 Custo_{19pav} &= 965.186 \times (0,26484 + 0,27440) \\
 Custo_{19pav} &= 520.166,89 \text{ reais}
 \end{aligned} \tag{11}$$

Entretanto, os custos sofrem tributação de impostos pela distribuidora de energia, o que foi considerado para a composição real do custo anual de energia, como definido pela EDP e apresentado na Equação 12.

$$\begin{aligned}
 Custo_{8pav} &= \frac{Custo_{s/imposto}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \\
 Custo_{8pav} &= \frac{326.700,17}{1 - 0,2675} \\
 Custo_{8pav} &= 444.913,75 \text{ reais} \\
 Custo_{19pav} &= \frac{Custo_{s/imposto}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \\
 Custo_{19pav} &= \frac{520.166,89}{1 - 0,2675} \\
 Custo_{19pav} &= 708.384,70 \text{ reais}
 \end{aligned} \tag{12}$$

Na Tabela ?? são apresentadas a quantidade de energia gerada no ano, assim como os custos dos sistemas de geração de energia solar fotovoltaica indicados, sendo que o custo de instalação por kWp dos sistemas foi orçado, em janeiro de 2020, em 784 reais para o filme fino Cd-Te (**Sorgato2018**) e 3.682 reais para o sistema mono-Si sugerido, segundo a média de preço do mercado local.

Tabela 17: Produção de energia e custo de implantação dos sistemas fotovoltaicos.

Modelo genérico de 8 pavimentos			
Características	Cobertura e estacionamento	Proteção Solar	Fachada
Módulo	SunPower	SunPower	
	SPR-E20-435-COM	SPR-E20-435-COM	First Solar FS-4122-2
Inversor	Fronius	Fronius	Fronius
	International IG Plus 150 V-3	International ECO 25.0-3-S	International IG Plus 150 V-3
Energia gerada (MWh/ano)	236,40	154,42	215,65
Custo total por potência instalada (R\$)	552.300,00	371.587,44	214.988,48
Energia total gerada (MWh/ano)			606,47
Custo total dos sistemas instalados (R\$)			1.138.875,92
Modelo genérico de 19 pavimentos			
Características	Cobertura e estacionamento	Proteção Solar	Fachada
Módulo	SunPower	SunPower	
	SPR-E20-435-COM	SPR-E20-435-COM	First Solar FS-4122-2
Inversor	Fronius	Fronius	Fronius
	International ECO 27.0-3-S	International IG Plus 120 V-3	International IG Plus 150 V-3
Energia gerada (MWh/ano)	236,40	370,02	397,12
Custo total por potência instalada (R\$)	552.300,00	896.198,80	376.084,80
Energia total gerada (MWh/ano)			1003,54
Custo total dos sistemas instalados (R\$)			1.824.583,60

Fonte: autor, (2020).

Os valores de retorno, V_r , dos custos de implementação dos sistemas foram calculados com base na taxa de atratividade Selic de 4,5% para o período de janeiro de 2020, representada pela incógnita i . Além disso, foram utilizados o custo anual de energia, A , e a vida útil especificada pela fabricante dos módulos utilizados, de 25 anos, representada pela incógnita n .

$$V_{ret8pav} = 444.913,75 \times \left\{ \frac{1 - \left[\frac{1}{(1+0,045)^{25}} \right]}{0,045} \right\}$$

$$V_{ret8pav} = 6.597.274,05 \text{ reais}$$

$$V_{ret19pav} = 708.384,70 \times \left\{ \frac{1 - \left[\frac{1}{(1+0,045)^{25}} \right]}{0,045} \right\}$$

$$V_{ret19pav} = 10.504.070,01 \text{ reais}$$

O valor de retorno calculado dos investimentos é utilizado para estipular o valor presente, VP, de cada um dos sistemas propostos.

$$V_{8pav} = 6.597.274,05 - 1.138.875,92 = 5.458.398,13$$

$$V_{19pav} = 10.504.070,01 - 1.824.583,60 = 8.679.486,41$$

Assim, constata-se que os sistemas de produção de energia propostos aos modelos genéricos são economicamente viáveis, visto que os VP's são positivos. Da mesma forma, o *payback* da implantação dos sistemas estudados é de 2,55 anos para o modelo de 8 pavimentos e 2,57 anos para o modelo de 19 pavimentos. Vale mencionar que as variações das taxas de energia e a perda de eficiência do sistema ao longo da vida útil não foram consideradas na avaliação de viabilidade econômica (**Sorgato2018**).

Os resultados indicam, para o modelo de edificação adotado, a teórica viabilidade de utilização do conceito *Zero Energy* para as edificações comerciais de escritório de pequeno, médio e grande porte para o recorte territorial utilizado. As condições climáticas e urbanas favoráveis, juntamente a adoção de materiais e componentes adequados ao cenário brasileiro, priorizando soluções que proporcionaram a máxima extração dos recursos energéticos on site foram essenciais para alcançar o balanço energético nulo.

5 Considerações Finais

O conceito *Zero Energy* vem ganhando repercussão no cenário brasileiro nos últimos anos, visto que este conceito vai ao encontro à frequente discussão sobre a necessidade de diversificação da matriz elétrica e do significativo avanço na geração de energia solar fotovoltaica no Brasil. Estas são realidades cada vez mais próximas do consumidor comum. Simbolizando a importância do tema acerca da economia de energia elétrica nacional, o Ministério de Minas e Energia, por meio de portaria publicada em dezembro de 2018, lança o Plano Anual de Aplicação de Recursos (PAR-2018) do PROCEL. Em dezembro de 2019 foi publicada a chamada pública, fruto do PAR-2018. Esta chamada pública descreve o projeto “Concurso NZEB – Edificações Near Zero Energy Building”, onde é proposta a construção de quatro edificações *Near Zero Energy* em território nacional, a fim de monitorar e avaliar a aplicabilidade do conceito.

O barateamento progressivo do custo de instalação e manutenção dos sistemas de produção de energia solar e de outras fontes menos populares, porém direcionadas a

escala da edificação, são pontos positivos e um atrativo para o engajamento a respeito do balanço energético nulo. Entretanto, contrariamente a esta evolução de cenário acerca da energia solar, políticas públicas buscam penalizar a progressão deste setor com tributações sobre a energia gerada e sobre a comercialização de painéis em território nacional (Warth2019a; Warth2019). A mini e micro geração também demonstram potencial de desenvolvimento no Brasil, e em especial, no Espírito Santo, contando com usinas de geração solar de pequeno porte no interior do estado, além de regulamentações e normas que favorecem à implantação e expansão deste segmento no país.

O caminho para a popularização dos métodos de redução de consumo de energia e da preocupação com a sustentabilidade no ambiente construído passa pela disseminação de conhecimento e desenvolvimento de conceitos levados a público.

Este trabalho aponta para uma alternativa ao modo construtivo convencional, indicando formas de tornar a edificação eficiente e produtiva, do ponto de vista energético, utilizando estratégias que resultem em um ambiente construído mais eficaz. Para tal, buscou-se construir um cenário que viabilizasse a observação de evidências do balanço energético nulo de um edifício.

Assim, foram verificadas dificuldades em levantar as características das edificações para a construção da tipologia genérica, uma vez que as fontes de informação sobre consumo de energia ou dados técnicos sobre o processo construtivo das edificações estudadas era de difícil acesso.

A escolha da cidade de Vitoria para o desenvolvimento da pesquisa teve como objetivo facilitar a obtenção de dados, o que não se confirmou na maioria dos casos do levantamento em campo. As edificações de escritório por si só apresentam dificuldades em obtenção de informações, uma vez que possuem muitos proprietários e abriga uma complexidade maior em termos de número de usuários e horários de ocupação. Contudo, a quantidade de estudos em relação ao tema, tanto nacional quanto internacionalmente, facilitou o preenchimento de lacunas de informação para a modelagem da tipologia genérica proposta.

Em seguida, a proposição de modelos computacionais que reunissem os atributos levantados em campo resultou em testes de ferramentas para a avaliação de confiabilidade e complexidade. O *EnergyPlus*, juntamente ao *plug-in OpenStudio*, se destacaram por serem ferramentas gratuitas, *open-source*, e de ampla utilização no meio acadêmico. Entretanto, esta escolha se mostrou limitada em aspectos que exigiram análises mais específicas de variáveis, ou de simulações que requeriam maior poder de processamento por apresentar uma quantidade de dados acima da capacidade de processamento da ferramenta de simulação, limitando o alcance dos resultados pretendidos para a pesquisa.

Inicialmente, a função destes modelos foi atestar a baixa eficiência energética das edificações observadas Vitória, servindo como objeto para melhorias dos aspectos construtivos e energéticos. No entanto, as restrições de equipamento e de tempo para simulação foram cruciais para a determinação de resultados mais abrangentes, exigindo adaptações e simplificações de processo de simulação e análise de dados para a validação do método proposto. A simulação paramétrica necessária para a análise aleatória dos cenários, de forma plena, foi impossibilitada, em parte, devido aos custos financeiros exigidos pela ferramenta. Os recursos computacionais disponíveis seriam incapazes de processar a grande quantidade de variáveis simultaneamente, o que resulta

normalmente na utilização do processamento de dados via nuvem. Este recurso é oferecido pela ferramenta, porém, por meio de um servidor pago estrangeiro, o que tornou financeiramente inviável a adoção deste tipo de simulação para a metodologia.

Contudo, os resultados obtidos se mostraram satisfatórios para constatar a potencialidade de adoção do conceito *Zero Energy* para as edificações propostas, assim como para os futuros edifícios do recorte territorial utilizado. O estudo econômico sobre a implantação dos sistemas propostos de produção de energia solar fotovoltaica e o resultado positivo reforça o alcance e a viabilidade de implementação da tecnologia.

Porém, foi observado que edificações de menor porte, como o modelo de 8 pavimentos utilizado nesta pesquisa, podem enfrentar dificuldades em atingir o estado *Zero Energy*, principalmente se estas construções estiverem em meio a outras com altura maior ou mais próximas, dificultando a produção de energia solar. Observou-se que a área de fachada e de piso são características importantes na produção de energia das tipologias estudadas, contrariando o senso comum para uma edificação com 19 pavimentos e toda a demanda energética que esta apresenta, o que impediria seu balanço energético nulo.

Os parâmetros de construção dos modelos computacionais foram definidos de forma a tornar suas atribuições genéricas, o que resultou na potencialidade de autonomia energética dos edifícios de escritório de Vitória. Além das atribuições genéricas, os resultados alcançados nesta pesquisa representam o objetivo final de proporcionar ferramentas e dados para incentivar o estudo do tema e dar suporte a futuros trabalhos.

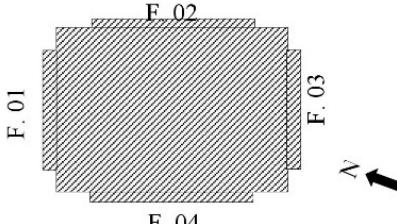
O processo de elaboração desta pesquisa demonstra que a forma como o consumo de energia é abordada hoje é passível de reavaliação. Esta reavaliação é importante principalmente em aspectos práticos, como na utilização de equipamentos energeticamente eficientes, de investimento em tecnologias de maior eficiência energética aplicadas ao ambiente construído e a reeducação dos usuários destes espaços. Estas medidas são parte integrante de um processo maior de configuração e de adaptação do ambiente edificado à conscientização do uso racional de energia.

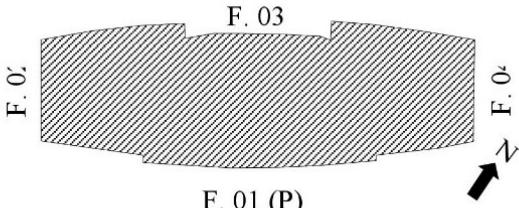
Por fim, a continuidade deste trabalho é fundamental para refinar os resultados alcançados, estendendo a metodologia criada a outras tipologias como a residencial, às edificações públicas, ou relacionar o balanço energético nulo a um conjunto de edificações, estudando diferentes escalas de consumo e produção de energia, por exemplo. Estudos de implementação do conceito *Zero Energy* direcionados a comunidade em situação de vulnerabilidade socioeconômica, aplicado a habitações de interesse social, também representam tópicos relevantes a um estudo aprofundado. A integração de novas ferramentas ao ato de projetar, principalmente as que consideram o planejamento do uso e geração de energia do edifício, é significativo como complemento ao processo construtivo praticado no Brasil.

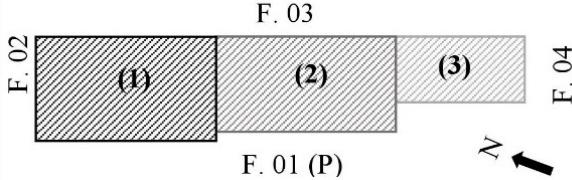
6 Apêndices

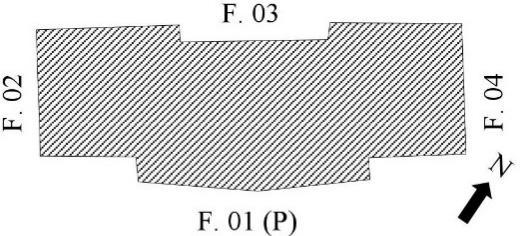
6.1 Apêndice A

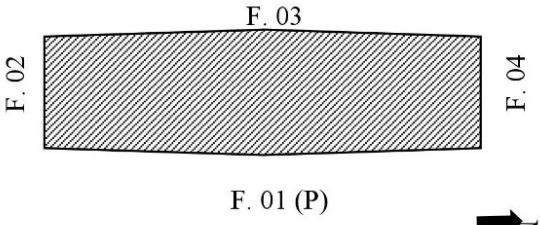
Tabela 18: Levantamento das edificações de escritório de Vitória.

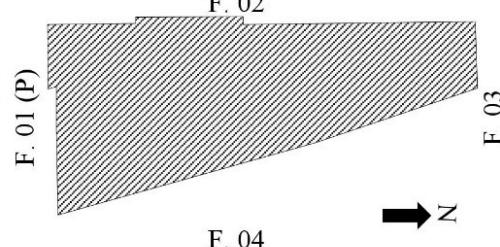
Edifício 01 - Vértice Empresarial Enseada	
Endereço: R. Tenente Mário Francisco Brito, 420, Enseada do Suá, Vitória – ES	
Data da conclusão: 2016	Construtora: Morar
1 - Registro Fotográfico	2 - Características Gerais
	Área total construída: 14.269 m ² Nº. total de pavimentos: 21 Área média de cada escritório/sala: 33 m ² Área do pavimento tipo: 751 m ² Nº. de pavimentos-tipo: 16 Nº. de escritórios/salas por pavimento: 20 Altura pé-direito: 2,87 m (3 m) Geometria: Quadrado Orientação solar (fachada principal): Sudoeste
	3 - Tipologia Arquitetônica
	3.1 - Forma e orientação do pavimento tipo
	
Figura 1: Perspectiva externa da fachada principal (sudoeste) do edifício Vértice	
4 - Características Construtivas Gerais	
4.1 - Técnico Construtivo - Materiais	
Estrutura	
Lajes	Lajes entre pisos de 20 cm
Paredes internas	Drywall com espessura de 14,8 cm
Paredes externas	Bloco de concreto com espessura de 23,4 cm
Composição construtiva da envoltória	Esquadrias de alumínio com vidro laminado com 8 mm no total
5. Características das Fachadas	
Fachada 1	
Largura (m): 26,5	Área (m ²): 1669,5
Altura (m): aprox. 63	Cor: Bege
Fachada 2	
Largura (m): 26,5	Área (m ²): 1669,5
Altura (m): aprox. 63	Cor: Bege
Fachada 3	
Largura (m): 26,5	Área (m ²): 1669,5
Altura (m): aprox. 63	Cor: Bege
Fachada 4	
Largura (m): 26,5	Área (m ²): 1669,5
Altura (m): aprox. 63	Cor: Bege
PAFT:	Fachadas: 42%
Vidro:	CEBRACE Habitat refletivo laminado cinza - 4mm; Float bronze - 4mm
6 - Características de Iluminação e Condicionamento de Ar	
Iluminação: N/A	
Condicionamento de ar: Splits	
Equipamentos: N/A	

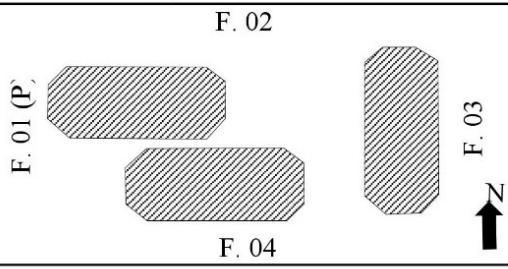
Edifício 02 - Affinity Work	
Endereço: R. José Alexandre Buaiz, 350 - Enseada do Suá, Vitória - ES	
Data da conclusão: 2016	Construtora: Lorenge
1 - Registro Fotográfico	2 - Características Gerais
	Área total construída: 7.146,66 m ² Nº. total de pavimentos: 22 Área média de cada escritório/sala: 28 m ² Área do pavimento tipo: 485,30 m ² Nº. de pavimentos-tipo: 19 Nº. médio de escritórios/salas por pavimento: Altura pé-direito: 2,8 m (3 m) Geometria: Retangular Orientação solar (fachada principal): Sudeste
	3 - Tipologia Arquitetônica
	3.1 - Forma e orientação do pavimento tipo
	
Figura 1: Perspectiva externa da fachada principal (sudeste) do edifício Affinity Work	
4 - Características Construtivas Gerais	
4.1 - Técnico Construtivo - Materiais	
Estrutura	ACM e alvenaria convencional
Lajes	Laje Nervurada 20 cm
Paredes internas	Drywall com 16 cm de espessura
Paredes externas	Bloco cerâmico com espessura de 16 cm (fachadas laterais) e
Composição construtiva da envoltória	Esquadrias em alumínio branco e vidro laminado azul refletivo 8 mm
5 - Características das Fachadas	
Fachada 1	
Largura (m): aprox. 44	Área (m ²): 2904
Altura (m): aprox. 66	Cor: Azul
Fachada 2	
Largura (m): aprox. 11	Área (m ²): 726
Altura (m): aprox. 66	Cor: Azul
Fachada 3	
Largura (m): aprox. 44	Área (m ²): 2904
Altura (m): aprox. 66	Cor: Azul
Fachada 4	
Largura (m): aprox. 11	Área (m ²): 726
Altura (m): aprox. 66	Cor: Azul
PAFT:	Fachada principal: 85%; Laterais: 15%
Vidro:	Vidro reflexivo azul laminado - 8 mm
6 - Características de Iluminação e Condicionamento de Ar	
Iluminação: N/A	
Condicionamento de ar: CAG/Fancoil	
Equipamentos: N/A	

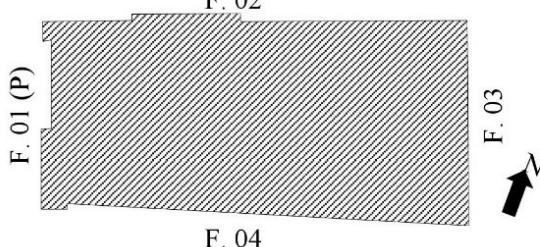
Edifício 03 - Enseada Trade Center	
Endereço: R. Professor Almeida Cousin - Enseada do Suá, Vitória - ES	
Data da conclusão: 2013	Construtora: Lorenge
1 - Registro Fotográfico	2 - Características Gerais
	Área total construída: aprox. 16.682 m ² Nº. total de pavimentos: 19 Área média de cada escritório/sala: 26 Área do pavimento tipo: 425 m ² (1); 281 m ² (2); 252 m ² (3); Nº. de pavimentos-tipo: 17 Nº. de escritórios/salas por pavimento: 17 Altura pé-direito: 2,8 m (3 m) Geometria: Retangular Orientação solar (fachada principal): Sul
	3 - Tipologia Arquitetônica
	3.1 - Forma e orientação do pavimento tipo
	
Figura 1: Perspectiva externa da fachada principal (sul) do edifício Enseada Trade Center	
4 - Características Construtivas Gerais	
4.1 - Técnico Construtivo - Materiais	
Estrutura	Concreto estrutural
Lajes	Laje entre piso: Nervurada com 27,5 cm de espessura Laje da cobertura: Laje impermeabilizada
Paredes internas	Drywall com 16 cm de espessura
Paredes externas	Bloco cerâmico com espessura de 16 cm (fachadas laterais) e
Composição construtiva da envoltória	Esquadrias em alumínio branco e vidro laminado azul refletivo 8 mm
5. Características das Fachadas	
Fachada 1	
Largura (m): (1); (2); (3);	Área (m ²):
Altura (m): aprox. 74 (1); 65 (2); 40 (3);	Cor: Branco
Fachada 2	
Largura (m): (1); (2); (3);	Área (m ²):
Altura (m): aprox. 74 (1); 65 (2); 40 (3);	Cor: Branco
Fachada 3	
Largura (m):	Área (m ²):
Altura (m): aprox. 74 (1); 65 (2); 40 (3);	Cor: Branco
Fachada 4	
Largura (m):	Área (m ²):
Altura (m): aprox. 74 (1); 65 (2); 40 (3);	Cor: Branco
PAFT:	Fachada principal e fundos:35%; Lateral direita:15%; Lateral direita: 8%.
Vidro:	Vidro reflexivo azul laminado - 8 mm
6 - Características de Iluminação e Condicionamento de Ar	
Iluminação: N/A	
Condicionamento de ar: Splits; CAG/Fancoil	
Equipamentos: N/A	

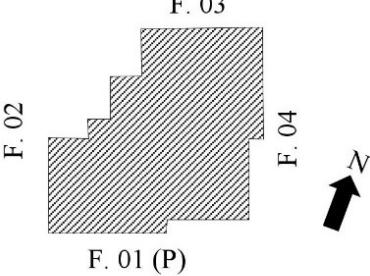
Edifício 04 - Petro Tower Business	
Endereço: Av. Nossa Sra. dos Navegantes, n. 451 - Enseada do Suá, Vitória - ES	
Data da conclusão:	Construtora: Lorenge
1 - Registro Fotográfico	2 - Características Gerais
	<p>Área total construída: 15.461,50 m² Nº. total de pavimentos: 20 Área média de cada escritório/sala: 32 m² Área do pavimento tipo: 909,50 m² Nº. de pavimentos-tipo: 17 Nº. médio de escritórios/salas por pavimento: 15 Altura pé-direito: 2,95 m (3 m) Geometria: Retangular Orientação solar (fachada principal): Sul</p>
	3 - Tipologia Arquitetônica
	3.1 - Forma e orientação do pavimento tipo
	
Figura 1: Perspectiva externa da fachada principal (sul) do edifício Petro Tower Business	
4 - Características Construtivas Gerais	
4.1 - Técnico Construtivo - Materiais	
Estrutura	Concreto estrutural
Lajes	Laje entre piso: Pretendida com 20 cm de espessura Laje da cobertura: Laje impermeabilizada
Paredes internas	Alvenaria convencional
Paredes externas	Alvenaria convencional; ACM; Vidro
Composição construtiva da envoltória	Esquadrias em alumínio e vidro refletivo antélio com espessura de 6 mm na cor prata
5. Características das Fachadas	
Fachada 1	
Largura (m): aprox. 49	Área (m ²): 2820
Altura (m): aprox. 60	Cor: Bege, Azul e Branco
Fachada 2	
Largura (m): aprox. 28	Área (m ²): 1260
Altura (m): aprox. 60	Cor: Bege e Azul
Fachada 3	
Largura (m): aprox. 49	Área (m ²): 2820
Altura (m): aprox. 60	Cor: Bege e Azul
Fachada 4	
Largura (m): aprox. 28	Área (m ²): 1260
Altura (m): aprox. 60	Cor: Bege e Azul
PAFT:	Fachada principal: 38%; Fachada lateral: 37%; Fundos: 10%
Vidro:	Vidro refletivo Antélio prata - 6mm
6 - Características de Iluminação e Condicionamento de Ar	
Iluminação: N/A	
Condicionamento de ar: CAG/Fancoil	
Equipamentos: N/A	

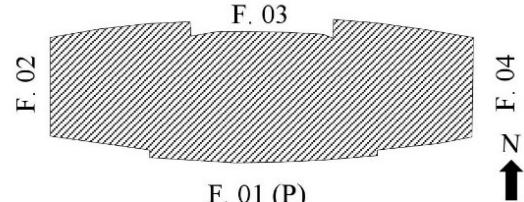
Edifício 05 - Work Center Office	
Endereço: R. José Alexandre Buaiz, 300 - Enseada do Suá, Vitória - ES	
Data da conclusão: N/A	Construtora: Lorenge
1 - Registro Fotográfico	2 - Características Gerais
	<p>Área total construída: Nº. total de pavimentos: 20 Área média de cada escritório/sala: 55 m² Área do pavimento tipo: 863,28 m² Nº. de pavimentos-tipo: 17 Nº. médio de escritórios/salas por pavimento: Altura pé-direito: 2,94 m (3 m) Geometria: Retangular Orientação solar (fachada principal): Sudeste</p>
	3 - Tipologia Arquitetônica
	3.1 - Forma e orientação do pavimento tipo
	
Figura 1: Perspectiva externa da fachada principal (sudeste) do edifício Work Center	
4 - Características Construtivas Gerais	
4.1 - Técnico Construtivo - Materiais	
Estrutura	Concreto estrutural
Lajes	Laje entre piso: nervurada com 30 cm de espessura Laje da cobertura: laje impermeabilizada
Paredes internas	Drywall com 16 cm de espessura
Paredes externas	Bloco cerâmico com espessura de 16 cm (fachadas laterais) e
Composição construtiva da envoltória	Esquadrias em alumínio e vidro refletivo azul com espessura de 10 mm
5 - Características das Fachadas	
Fachada 1	
Largura (m): aprox. 45	Área (m ²): 2.400
Altura (m): aprox. 60	Cor: Branco e azul
Fachada 2	
Largura (m): aprox. 15	Área (m ²): 3.600
Altura (m): aprox. 60	Cor: Branco e azul
Fachada 3	
Largura (m): aprox. 45	Área (m ²): 2.400
Altura (m): aprox. 60	Cor: Branco e azul
Fachada 4	
Largura (m): aprox. 15	Área (m ²): 3.600
Altura (m): aprox. 60	Cor: Branco e azul
PAFT:	Fachada principal: 54%; Fundos: 45%; Fachadas laterais: 16%
Vidro:	Vidro refletivo azul laminado - 10mm
6 - Características de Iluminação e Condicionamento de Ar	
Iluminação: N/A	
Condicionamento de ar: CAG/Fancoil	
Equipamentos: N/A	

Edifício 06 - Global Tower	
Endereço: Av. Nossa Sra. dos Navegantes, 955 - Enseada do Suá, Vitória - ES	
Data da conclusão: 2013	Construtora: Galwan
1 - Registro Fotográfico	2 - Características Gerais
	<p>Área total construída: N/A Nº. total de pavimentos: 22 Área média de cada escritório/sala: 47 m² Área do pavimento tipo: 470 a 1380 m² Nº. de pavimentos-tipo: 19 Nº. de escritórios/salas por pavimento: média de 10 salas por pavimento Altura pé-direito: 2,6 m (3 m) Geometria: Irregular Orientação solar (fachada principal): Sul</p>
	3 - Tipologia Arquitetônica
	3.1 - Forma e orientação do pavimento tipo
	
Figura 1: Perspectiva externa da fachada principal (sul) do edifício Global Tower	
3 - Características Construtivas Gerais	
3.1 - Técnico Construtivo - Materiais	
Estrutura	Laje entre piso: Protendida com 22 cm de espessura
Lajes	Laje da cobertura: Laje impermeabilizada
Paredes internas	Drywall
Paredes externas	Bloco cerâmico
Composição construtiva da envoltória	Esquadrias em alumínio e vidro laminado reflexivo azul com espessura de 8 mm
4. Características das Fachadas	
Fachada 1	
Largura (m): Variadas	Área (m ²): N/A
Altura (m): aprox. 66	Cor: Azul
Fachada 2	
Largura (m): Variadas	Área (m ²): N/A
Altura (m): aprox. 66	Cor: Azul
Fachada 3	
Largura (m): Variadas	Área (m ²): N/A
Altura (m): aprox. 66	Cor: Azul
Fachada 4	
Largura (m): Variadas	Área (m ²): N/A
Altura (m): Variadas	Cor: Azul
PAFT:	N/A
Vidro:	Vidro refletivo azul laminado - 8 mm
5 - Características de Iluminação e Condicionamento de Ar	
Illuminação: Escritório - 14,1 W/m ²	
Condicionamento de ar: CAG/Fancoil; Split	
Equipamentos: Escritório - 9,7 W/m ²	

Edifício 07 - América Centro Empresarial	
Endereço: Av. Fernando Ferrari, 29060-410, Brasil, 1080 - Mata da Praia - Vitória - ES	
Data da conclusão: 2012	Construtora: Morar/Cyrela
1 - Registro Fotográfico	2 - Características Gerais
	Área total construída: 7.359 m ² Nº. total de pavimentos: 8 Área média de cada escritório/sala: 70 m ² Área do pavimento tipo: 2.453 m ² Nº. de pavimentos-tipo: 8 (3 torres) Nº. de escritórios/salas por pavimento: média de 9,8 salas por pavimento Altura pé-direito: (3) Geometria: Retangular Orientação solar (fachada principal): Sudoeste
	3 - Tipologia Arquitetônica
	3.1 - Forma e orientação do pavimento tipo
	
4 - Características Construtivas Gerais	
4.1 - Técnico Construtivo - Materiais	
Estrutura	Alvenaria convencional
Lajes	Laje protendida 20 cm
Paredes internas	Gesso acartonado
Paredes externas	Alvenaria convencional
Composição construtiva da envoltória	Revestimento cerâmico, vidro.
5. Características das Fachadas	
Fachada 1	
Largura (m): 44,20	Área (m ²): 1060,8
Altura (m): aprox. 24	Cor: Branco
Fachada 2	
Largura (m): 18,00	Área (m ²): 432
Altura (m): aprox. 24	Cor: Branco
Fachada 3	
Largura (m): 44,20	Área (m ²): 1060,8
Altura (m): aprox. 24	Cor: Branco
Fachada 4	
Largura (m): 18,00	Área (m ²): 432
Altura (m): aprox. 24	Cor: Branco
PAFT:	Fachada principal: 35%; Fundos: 45%; Fachadas laterais: 45%
Vidro:	Vidro refletivo azul laminado - 6 mm
6 - Características de Iluminação e Condicionamento de Ar	
Illuminação: Escritório - 14,1 W/m ²	
Condicionamento de ar: CAG/Fancoil	
Equipamentos: Escritório - 9,7 W/m ²	

Edifício 08 - Omni Tower	
Endereço: Rua Gelu Vervloet dos Santos, nº 500, Jardim Camburi, Vitória - ES	
Data da conclusão: 2011	Construtora: Lorenge
1 - Registro Fotográfico	2 - Características Gerais
	Área total construída: 4.500 m ² Nº. total de pavimentos: 15 Área média de cada escritório/sala: 21 m ² Área do pavimento tipo: 300 Nº. de pavimentos-tipo: 12 Nº. de escritórios/salas por pavimento: 14 Altura pé-direito: (3 m) Geometria: Retangular Orientação solar (fachada principal): Sudoeste
	3 - Tipologia Arquitetônica
	3.1 - Forma e orientação do pavimento tipo
	
	4 - Características Construtivas Gerais
4.1 - Técnico Construtivo - Materiais	
Estrutura	Alvenaria convencional
Lajes	Laje protendida 20 cm
Paredes internas	Alvenaria convencional
Paredes externas	Alvenaria convencional
Composição construtiva da envoltória	Alvenaria, vidro.
5. Características das Fachadas	
Fachada 1	
Largura (m): aprox. 14	Área (m ²): 630
Altura (m): aprox. 45	Cor: Bege
Fachada 2	
Largura (m): aprox. 28	Área (m ²): 1260
Altura (m): aprox. 45	Cor: Bege
Fachada 3	
Largura (m): aprox. 14	Área (m ²): 630
Altura (m): aprox. 45	Cor: Bege
Fachada 4	
Largura (m): aprox. 28	Área (m ²): 1260
Altura (m): aprox. 45	Cor: Bege
PAFT:	Fachada principal: 45%; Fundos: 19%; Fachadas laterais: 45%
Vidro:	Vidro refletivo azul laminado - 6 mm
6 - Características de Iluminação e Condicionamento de Ar	
Iluminação: Escritório - 14,1 W/m ²	
Condicionamento de ar: CAG/Fancoil; Split	
Equipamentos: Escritório - 9,7 W/m ²	

Edifício 09 - Santorini Offices	
Endereço: R. das Palmeiras, 721 - Santa Lucia, Vitória - ES	
Data da conclusão: 2016	Imobiliária Courtier Netimóveis
1 - Registro Fotográfico	2 - Características Gerais
	Área total construída: 5028 Nº. total de pavimentos: 11 Área média de cada escritório/sala: 68 m ² Área do pavimento tipo: 390 Nº. de pavimentos-tipo: 8 Nº. de escritórios/salas por pavimento: 8 Altura pé-direito: (3 m) Geometria: Retangular Orientação solar (fachada principal): Sudeste
	3 - Tipologia Arquitetônica
	3.1 - Forma e orientação do pavimento tipo
	
Figura 1: Perspectiva externa da fachada principal (Sudeste) do edifício Santorini Offices	
4 - Características Construtivas Gerais	
4.1 - Técnico Construtivo - Materiais	
Estrutura	Concreto
Lajes	Laje protendida 20 cm
Paredes internas	Bloco cerâmico
Paredes externas	Bloco de concreto
Composição construtiva da envoltória	Alvenaria, vidro
5. Características das Fachadas	
Fachada 1	
Largura (m): 44,20	Área (m ²): 1.547
Altura (m): 35	Cor: Branco
Fachada 2	
Largura (m): 18,00	Área (m ²): 630
Altura (m): 35	Cor: Branco
Fachada 3	
Largura (m): 44,20	Área (m ²): 1.547
Altura (m): 35	Cor: Branco
Fachada 4	
Largura (m): 18,00	Área (m ²): 630
Altura (m): 35	Cor: Branco
PAFT:	N/A
Vidro:	Vidro refletivo azul laminado - 6 mm
6 - Características de Iluminação e Condicionamento de Ar	
Iluminação: Escritório - 14,1 W/m ²	
Condicionamento de ar: Split	
Equipamentos: Escritório - 9,7 W/m ²	

Edifício 10 - Impacto Empresarial	
Endereço: Av. Nossa Sra. da Penha, 2796, Santa Luiza, Vitória - ES	
Data da conclusão: 2014	Construtora: Impacto Engenharia
1 - Registro Fotográfico	2 - Características Gerais
	Área total construída: 5.595 m ² Nº. total de pavimentos: 16 Área média de cada escritório/sala: 34,91 m ² Área do pavimento tipo: 349,10 Nº. de pavimentos-tipo: 10 Nº. de escritórios/salas por pavimento: 10 Altura pé-direito: 3 Geometria: Retangular Orientação solar (fachada principal): Sudoeste
	3 - Tipologia Arquitetônica
	3.1 - Forma e orientação do pavimento tipo
	
Figura 1: Perspectiva externa da fachada principal (noroeste) do edifício Impacto Engenharia	
3 - Características Construtivas Gerais	
3.1 - Técnico Construtivo - Materiais	
Estrutura	Concreto
Lajes	Laje entre piso: Protendida com 22 cm de espessura Laje da cobertura: Laje impermeabilizada
Paredes internas	Drywall
Paredes externas	Bloco de concreto
Composição construtiva da envoltória	Esquadrias em alumínio e vidro laminado reflexivo azul com espessura de 10 mm
4. Características das Fachadas	
Fachada 1	
Largura (m): 12,00	Área (m ²): 528
Altura (m): 44	Cor: bege
Fachada 2	
Largura (m): 30,00	Área (m ²): 1.320
Altura (m): 44	Cor: bege
Fachada 3	
Largura (m): 12,00	Área (m ²): 528
Altura (m): 44	Cor: bege
Fachada 4	
Largura (m): 30,00	Área (m ²): 1.320
Altura (m): 44	Cor: bege
5 - Características de Iluminação e Condicionamento de Ar	
Iluminação: Escritório - 14,1 W/m ²	
Condicionamento de ar: CAG/Fancoil; Split	
Equipamentos: Escritório - 9,7 W/m ²	

6.2 Apêndice B

Tabela 19: Resultados de otimização para o modelo genérico de 8 pavimentos.

Resultados da etapa de otimização - Modelo genérico de 8 Pavimentos																								
Alternativas	Parâmetros e variáveis																							
	1			2			3			4			5			6			7			8		
	a	b	c	a	b	c	d	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	a	b	A	B	C	
BLOCO 1	C 1-1	X	X				X	X						X	X	X	137,49	1.006.397	0,0234					
	C 1-2	X		X	X			X						X	X	X	140,58	1.029.025	-0,0494					
	C 1-3	X			X	X								X	X	X	137,40	1.005.783	-0,0280					
	C 1-4	X				X	X	X						X	X	X	140,62	1.029.358	-0,0500					
BLOCO 2	C 2-1	X	X			X	X							X	X	X	130,62	956.077	-0,0277					
	C 2-2	X		X	X			X						X	X	X	133,55	977.574	-0,0830					
	C 2-3	X			X	X		X						X	X	X	130,53	955.494	-0,0661					
	C 2-4	X			X	X		X						X	X	X	133,59	977.890	-0,0768					
	C 2-5	X	X			X	X							X	X	X	124,23	909.353	-0,0564					
	C 2-6	X		X	X			X						X	X	X	131,28	960.956	-0,1415					
	C 2-7	X			X	X		X						X	X	X	125,29	917.122	-0,1351					
	C 2-8	X			X	X		X						X	X	X	131,47	962.342	-0,1410					
	C 2-9	X	X			X	X							X	X	X	116,97	856.250	-0,1323					
	C 2-10	X	X			X	X							X	X	X	119,58	875.328	-0,0968					
	C 2-11	X		X	X			X						X	X	X	117,20	857.919	-0,0801					
	C 2-12	X			X	X		X						X	X	X	119,92	877.786	-0,0907					
BLOCO 3	C 3-1	X	X			X	X							X	X	X	126,00	922.300	-0,0830					
	C 3-2	X	X			X	X							X	X	X	128,31	939.264	-0,0661					
	C 3-3	X		X	X		X							X	X	X	126,85	928.531	-0,0768					
	C 3-4	X		X	X		X							X	X	X	129,65	949.069	-0,0564					
	C 3-5	X	X			X	X							X	X	X	117,96	863.481	-0,1415					
	C 3-6	X	X			X	X							X	X	X	118,84	869.911	-0,1351					
	C 3-7	X		X	X		X							X	X	X	118,03	863.969	-0,1410					
	C 3-8	X		X	X		X							X	X	X	119,22	872.706	-0,1323					
	C 3-9	X	X			X	X							X	X	X	124,11	908.466	-0,0968					
	C 3-10	X	X			X	X							X	X	X	126,39	925.175	-0,0801					
	C 3-11	X	X			X	X							X	X	X	124,95	914.603	-0,0907					
	C 3-12	X		X	X		X							X	X	X	127,71	934.833	-0,0705					
	C 3-13	X	X			X	X							X	X	X	116,19	850.529	-0,1544					
	C 3-14	X	X			X	X							X	X	X	117,06	856.862	-0,1481					
	C 3-15	X		X	X		X							X	X	X	116,26	851.009	-0,1539					
	C 3-16	X		X	X		X							X	X	X	117,43	859.615	-0,1453					
BLOCO 4	C 4-1	X	X			X	X		X					X	X	X	122,53	896.894	-0,1083					
	C 4-2	X	X			X	X		X					X	X	X	123,89	906.872	-0,0983					
	C 4-3	X		X	X		X		X					X	X	X	122,23	894.703	-0,1104					
	C 4-4	X		X	X		X		X					X	X	X	124,35	910.272	-0,0950					
	C 4-5	X	X			X	X		X					X	X	X	128,31	939.624	-0,0658					
	C 4-6	X	X			X	X		X					X	X	X	131,03	959.114	-0,0464					
	C 4-7	X		X	X		X		X					X	X	X	128,17	938.181	-0,0672					
	C 4-8	X		X	X		X		X					X	X	X	131,31	961.192	-0,0443					
	C 4-9	X	X			X	X		X					X	X	X	136,92	1.002.256	-0,0035					
	C 4-10	X	X			X	X		X					X	X	X	141,64	1.036.817	0,0309					
	C 4-11	X		X	X		X		X					X	X	X	137,01	1.002.925	-0,0028					
BLOCO 4	C 4-12	X		X	X		X		X					X	X	X	141,64	1.036.808	0,0308					
	C 4-13	X	X			X	X		X					X	X	X	116,41	852.119	-0,1528					
	C 4-14	X	X			X	X		X					X	X	X	117,13	857.364	-0,1476					
	C 4-15	X		X	X		X		X					X	X	X	116,36	851.761	-0,1531					
	C 4-16	X		X	X		X		X					X	X	X	117,29	858.542	-0,1464					
	C 4-17	X	X			X	X		X					X	X	X	118,36	866.397	-0,1386					

Continua

Continuação												
C 4-18	X	X	X	X	X	X	X	X	119,35	873.628	-0,1314	
C 4-19	X	X	X	X	X	X	X	X	118,24	865.550	-0,1394	
C 4-20	X	X	X	X	X	X	X	X	119,60	875.841	-0,1292	
C 4-21	X	X	X	X	X	X	X	X	121,54	889.697	-0,1154	
C 4-22	X	X	X	X	X	X	X	X	123,19	901.758	-0,1034	
C 4-23	X	X	X	X	X	X	X	X	121,23	887.417	-0,1177	
C 4-24	X	X	X	X	X	X	X	X	123,40	903.268	-0,1019	
BLOCO 5												
C 5-1	X	X	X	X	X	X	X	X	121,08	886.275	-0,1188	
C 5-2	X	X	X	X	X	X	X	X	122,29	895.183	-0,1100	
C 5-3	X	X	X	X	X	X	X	X	120,82	884.397	-0,1207	
C 5-4	X	X	X	X	X	X	X	X	122,70	898.128	-0,1070	
C 5-5	X	X	X	X	X	X	X	X	127,36	932.272	-0,0731	
C 5-6	X	X	X	X	X	X	X	X	129,99	951.522	-0,0539	
C 5-7	X	X	X	X	X	X	X	X	127,18	930.978	-0,0744	
C 5-8	X	X	X	X	X	X	X	X	130,41	954.611	-0,0509	
C 5-9	X	X	X	X	X	X	X	X	136,59	999.875	-0,0059	
C 5-10	X	X	X	X	X	X	X	X	141,31	1.034.386	0,0284	
C 5-11	X	X	X	X	X	X	X	X	136,65	1.000.311	-0,0054	
C 5-12	X	X	X	X	X	X	X	X	141,30	1.034.336	0,0284	
C 5-13	X	X	X	X	X	X	X	X	114,72	839.747	-0,1651	
C 5-14	X	X	X	X	X	X	X	X	115,42	844.883	-0,1600	
C 5-15	X	X	X	X	X	X	X	X	114,72	839.786	-0,1650	
C 5-16	X	X	X	X	X	X	X	X	115,44	845.044	-0,1598	
C 5-17	X	X	X	X	X	X	X	X	117,27	858.436	-0,1465	
C 5-18	X	X	X	X	X	X	X	X	118,21	865.275	-0,1397	
C 5-19	X	X	X	X	X	X	X	X	117,15	857.511	-0,1474	
C 5-20	X	X	X	X	X	X	X	X	118,46	867.103	-0,1379	
C 5-21	X	X	X	X	X	X	X	X	120,95	885.383	-0,1197	
C 5-22	X	X	X	X	X	X	X	X	122,79	898.828	-0,1063	
C 5-23	X	X	X	X	X	X	X	X	120,85	884.594	-0,1205	
C 5-24	X	X	X	X	X	X	X	X	122,99	900.256	-0,1049	
BLOCO 6												
C 6-1	X	X	X	X	X	X	X	X	120,91	885.044	-0,1200	
C 6-2	X	X	X	X	X	X	X	X	122,15	894.139	-0,1110	
C 6-3	X	X	X	X	X	X	X	X	120,65	883.142	-0,1219	
C 6-4	X	X	X	X	X	X	X	X	122,52	896.864	-0,1083	
C 6-5	X	X	X	X	X	X	X	X	127,23	931.358	-0,0740	
C 6-6	X	X	X	X	X	X	X	X	129,86	950.611	-0,0549	
C 6-7	X	X	X	X	X	X	X	X	127,03	929.861	-0,0755	
C 6-8	X	X	X	X	X	X	X	X	130,38	954.347	-0,0511	
C 6-9	X	X	X	X	X	X	X	X	136,57	999.669	-0,0061	
C 6-10	X	X	X	X	X	X	X	X	141,29	1.034.225	0,0283	
C 6-11	X	X	X	X	X	X	X	X	136,63	1.000.133	-0,0056	
C 6-12	X	X	X	X	X	X	X	X	141,30	1.034.281	0,0283	
C 6-13	X	X	X	X	X	X	X	X	114,52	838.269	-0,1666	
C 6-14	X	X	X	X	X	X	X	X	115,26	843.692	-0,1612	
C 6-15	X	X	X	X	X	X	X	X	114,54	838.408	-0,1664	
C 6-16	X	X	X	X	X	X	X	X	115,21	843.361	-0,1615	
C 6-17	X	X	X	X	X	X	X	X	117,10	857.142	-0,1478	
C 6-18	X	X	X	X	X	X	X	X	118,10	864.525	-0,1404	
C 6-19	X	X	X	X	X	X	X	X	116,99	856.381	-0,1485	
C 6-20	X	X	X	X	X	X	X	X	118,20	865.256	-0,1397	
C 6-21	X	X	X	X	X	X	X	X	120,95	885.331	-0,1198	
C 6-22	X	X	X	X	X	X	X	X	122,68	897.997	-0,1072	
Continua												

Continuação												
C 6-23	X	X	X	X	X	X	X	X	120,82	884.375	-0,1207	
C 6-24	X	X	X	X	X	X	X	X	122,93	899.814	-0,1054	
C 7-1	X	X		X	X	X	X	X	118,10	864.506	-0,1405	
C 7-2	X	X		X	X	X	X	X	119,34	873.592	-0,1314	
C 7-3	X	X		X	X	X	X	X	118,09	864.392	-0,1406	
C 7-4	X	X		X	X	X	X	X	119,61	875.564	-0,1295	
C 7-5	X	X		X	X	X	X	X	122,95	900.025	-0,1051	
C 7-6	X	X		X	X	X	X	X	125,07	915.478	-0,0898	
C 7-7	X	X		X	X	X	X	X	122,89	899.572	-0,1056	
C 7-8	X	X		X	X	X	X	X	125,58	919.242	-0,0860	
C 7-9	X	X		X	X	X	X	X	129,55	948.294	-0,0572	
C 7-10	X	X		X	X	X	X	X	133,99	980.825	-0,0248	
C 7-11	X	X		X	X	X	X	X	129,74	949.678	-0,0558	
C 7-12	X	X		X	X	X	X	X	134,06	981.331	-0,0243	
C 7-13	X	X		X	X	X	X	X	113,79	832.964	-0,1718	
C 7-14	X	X		X	X	X	X	X	114,30	836.644	-0,1682	
C 7-15	X	X		X	X	X	X	X	113,64	831.881	-0,1729	
C 7-16	X	X		X	X	X	X	X	114,22	836.067	-0,1687	
C 7-17	X	X		X	X	X	X	X	115,47	845.244	-0,1596	
C 7-18	X	X		X	X	X	X	X	116,37	851.794	-0,1531	
C 7-19	X	X		X	X	X	X	X	115,47	845.206	-0,1597	
C 7-20	X	X		X	X	X	X	X	116,36	851.744	-0,1532	
C 7-21	X	X		X	X	X	X	X	118,50	867.414	-0,1376	
C 7-22	X	X		X	X	X	X	X	119,83	877.183	-0,1279	
C 7-23	X	X		X	X	X	X	X	118,44	867.017	-0,1380	
C 7-24	X	X		X	X	X	X	X	120,09	879.064	-0,1260	
C 8-1	X	X		X	X	X	X	X	117,23	858.139	-0,1468	
C 8-2	X	X		X	X	X	X	X	118,05	864.150	-0,1408	
C 8-3	X	X		X	X	X	X	X	117,18	857.789	-0,1471	
C 8-4	X	X		X	X	X	X	X	118,33	866.211	-0,1388	
C 8-5	X	X		X	X	X	X	X	121,23	887.433	-0,1177	
C 8-6	X	X		X	X	X	X	X	123,04	900.661	-0,1045	
C 8-7	X	X		X	X	X	X	X	121,18	887.008	-0,1181	
C 8-8	X	X		X	X	X	X	X	123,49	903.936	-0,1013	
C 8-9	X	X		X	X	X	X	X	126,75	927.797	-0,0775	
C 8-10	X	X		X	X	X	X	X	130,67	956.483	-0,0490	
C 8-11	X	X		X	X	X	X	X	126,79	928.125	-0,0772	
C 8-12	X	X		X	X	X	X	X	130,73	956.942	-0,0486	
C 8-13	X	X		X	X	X	X	X	113,47	830.592	-0,1742	
C 8-14	X	X		X	X	X	X	X	113,87	833.539	-0,1713	
C 8-15	X	X		X	X	X	X	X	113,31	829.439	-0,1753	
C 8-16	X	X		X	X	X	X	X	113,84	833.331	-0,1715	
C 8-17	X	X		X	X	X	X	X	115,02	841.917	-0,1629	
C 8-18	X	X		X	X	X	X	X	115,51	845.514	-0,1593	
C 8-19	X	X		X	X	X	X	X	114,90	841.064	-0,1638	
C 8-20	X	X		X	X	X	X	X	115,60	846.197	-0,1587	
C 8-21	X	X		X	X	X	X	X	117,62	860.967	-0,1440	
C 8-22	X	X		X	X	X	X	X	118,55	867.775	-0,1372	
C 8-23	X	X		X	X	X	X	X	117,55	860.467	-0,1445	
C 8-24	X	X		X	X	X	X	X	118,74	869.172	-0,1358	
C 9-1	X	X		X	X	X	X	X	116,72	854.369	-0,1505	
C 9-2	X	X		X	X	X	X	X	117,37	858.842	-0,1461	
C 9-3	X	X		X	X	X	X	X	116,70	854.242	-0,1507	
C 9-4	X	X		X	X	X	X	X	117,58	860.667	-0,1443	

Continua

Conclusão												
C 9-5	X	X		X	X	X	X	X	X	120,41	881.431	-0,1236
C 9-6	X	X		X	X	X	X	X	X	121,99	892.989	-0,1121
C 9-7	X	X		X	X	X	X	X	X	120,37	881.117	-0,1239
C 9-8	X	X		X	X	X	X	X	X	122,34	895.494	-0,1097
C 9-9	X	X		X	X	X	X	X	X	125,31	917.292	-0,0880
C 9-10	X	X		X	X	X	X	X	X	128,91	943.625	-0,0618
C 9-11	X	X		X	X	X	X	X	X	125,36	917.631	-0,0876
C 9-12	X	X		X	X	X	X	X	X	128,93	943.758	-0,0617
C 9-13	X	X		X	X	X	X	X	X	113,28	829.214	-0,1756
C 9-14	X	X		X	X	X	X	X	X	113,67	832.053	-0,1727
C 9-15	X	X		X	X	X	X	X	X	113,18	828.489	-0,1763
C 9-16	X	X		X	X	X	X	X	X	113,61	831.625	-0,1732
C 9-17	X	X		X	X	X	X	X	X	114,72	839.769	-0,1651
C 9-18	X	X		X	X	X	X	X	X	115,09	842.433	-0,1624
C 9-19	X	X		X	X	X	X	X	X	114,65	839.239	-0,1656
C 9-20	X	X		X	X	X	X	X	X	115,21	843.369	-0,1615
C 9-21	X	X		X	X	X	X	X	X	117,11	857.281	-0,1476
C 9-22	X	X		X	X	X	X	X	X	117,88	862.900	-0,1421
C 9-23	X	X		X	X	X	X	X	X	117,13	857.428	-0,1475
C 9-24	X	X		X	X	X	X	X	X	118,09	864.425	-0,1405
C 10-1	X	X		X	X	X	X	X	X	85,91	628.872	-0,3747
C 10-2	X	X		X	X	X	X	X	X	86,23	631.208	-0,3724
C 10-3	X	X		X	X	X	X	X	X	85,82	628.167	-0,3754
C 10-4	X	X		X	X	X	X	X	X	86,72	634.767	-0,3689
C 10-5	X	X		X	X	X	X	X	X	89,56	655.597	-0,3482
C 10-6	X	X		X	X	X	X	X	X	91,13	667.053	-0,3368
C 10-7	X	X		X	X	X	X	X	X	89,57	655.622	-0,3481
C 10-8	X	X		X	X	X	X	X	X	91,46	669.489	-0,3344
C 10-9	X	X		X	X	X	X	X	X	95,03	695.589	-0,3084
C 10-10	X	X		X	X	X	X	X	X	98,13	718.317	-0,2858
C 10-11	X	X		X	X	X	X	X	X	94,96	695.078	-0,3089
C 10-12	X	X		X	X	X	X	X	X	98,47	720.831	-0,2833
C 10-13	X	X		X	X	X	X	X	X	82,77	605.911	-0,3976
C 10-14	X	X		X	X	X	X	X	X	83,24	609.297	-0,3942
C 10-15	X	X		X	X	X	X	X	X	82,77	605.853	-0,3976
C 10-16	X	X		X	X	X	X	X	X	83,14	608.600	-0,3949
C 10-17	X	X		X	X	X	X	X	X	84,07	615.417	-0,3881
C 10-18	X	X		X	X	X	X	X	X	84,71	620.111	-0,3835
C 10-19	X	X		X	X	X	X	X	X	84,16	616.036	-0,3875
C 10-20	X	X		X	X	X	X	X	X	84,71	620.058	-0,3835
C 10-21	X	X		X	X	X	X	X	X	86,59	633.875	-0,3698
C 10-22	X	X		X	X	X	X	X	X	87,76	642.389	-0,3613
C 10-23	X	X		X	X	X	X	X	X	86,69	634.586	-0,3691
C 10-24	X	X		X	X	X	X	X	X	87,73	642.169	-0,3615

*A: EUI (kWh/m² ano); B: Eletricidade (kWh/ano); C: Eficiência em consumo.

6.3 Apêndice C

Tabela 20: Resultados de otimização para o modelo genérico de 19 pavimentos.

Resultados da etapa de otimização - Modelo genérico de 19 Pavimentos																														
Alt.	Parâmetros e variáveis																		A	B	C	D								
	1			2			3			4			5			6			7			8			9			A	B	C
	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b					
BLOCO 1	C 1-1	X		X			X		X				X		X	X		185,62	2.249.692	0,0531	-									
	C 1-2	X		X		X	X			X			X		X	X		192,68	2.335.339	0,0932	-									
	C 1-3	X		X	X		X			X			X		X	X		185,54	2.248.697	0,0526	-									
	C 1-4	X		X	X		X			X			X		X	X		192,71	2.335.669	0,0933	-									
	C 2-1	X		X	X		X			X			X		X	X		176,34	2.137.207	0,0004	-									
	C 2-2	X		X	X		X			X			X		X	X		183,05	2.218.572	0,0385	-									
BLOCO 2	C 2-3	X		X	X		X			X			X		X	X		176,26	2.136.262	0,0000	-									
	C 2-4	X		X	X		X			X			X		X	X		0,00	2.218.886	0,0387	-									
	C 2-5	X	X		X	X		X			X		X	X	X	X		202,60	2.455.483	0,1494	-									
	C 2-6	X		X	X		X			X			X		X	X		224,70	2.723.400	0,2748	-									
	C 2-7	X		X	X		X			X			X		X	X		207,54	2.515.411	0,1775	-									
	C 2-8	X		X	X		X			X			X		X	X		222,99	2.702.694	0,2652	-									
BLOCO 3	C 2-9	X	X		X	X		X			X		X	X	X	X		167,72	2.044.939	-0,0427	-									
	C 2-10	X		X	X		X			X			X		X	X		178,98	2.169.256	0,0154	-									
	C 2-11	X		X	X		X			X			X		X	X		170,76	2.069.561	-0,0312	-									
	C 2-12	X		X	X		X			X			X		X	X		178,97	2.169.058	0,0154	-									
	C 3-1	X	X		X	X		X			X		X	X	X	X		113,69	1.545.508	-0,3127	-									
	C 3-2	X		X	X		X			X			X		X	X		116,82	1.631.794	-0,2743	-									
BLOCO 3	C 3-3	X		X	X		X			X			X		X	X		114,30	1.567.581	-0,3029	-									
	C 3-4	X		X	X		X			X			X		X	X		116,87	1.632.558	-0,2740	-									
	C 3-5	X	X		X	X		X			X		X	X	X	X		115,42	1.398.844	-0,3779	-0,0949									
	C 3-6	X		X	X		X			X			X		X	X		118,60	1.437.411	-0,3608	-0,1191									
	C 3-7	X		X	X		X			X			X		X	X		116,04	1.406.383	-0,3746	-0,1028									
	C 3-8	X		X	X		X			X			X		X	X		118,65	1.438.039	-0,3605	-0,1191									
BLOCO 3	C 3-9	X	X		X	X		X			X		X	X	X	X		111,98	1.522.325	-0,3230	-									
	C 3-10	X		X	X		X			X			X		X	X		115,07	1.607.317	-0,2852	-									
	C 3-11	X		X	X		X			X			X		X	X		112,58	1.544.067	-0,3134	-									
	C 3-12	X		X	X		X			X			X		X	X		115,12	1.608.070	-0,2849	-									
	C 3-13	X	X		X	X		X			X		X	X	X	X		113,69	1.377.861	-0,3873	-0,0642									
	C 3-14	X		X	X		X			X			X		X	X		116,82	1.415.850	-0,3704	-0,0851									
BLOCO 4	C 3-15	X		X	X		X			X			X		X	X		114,30	1.385.287	-0,3840	-0,0706									
	C 3-16	X		X	X		X			X			X		X	X		116,87	1.416.468	-0,3701	-0,0852									
	C 4-1	X	X		X	X		X			X		X	X	X	X		121,73	1.475.322	-0,3439	-									
	C 4-2	X		X	X		X			X			X		X	X		126,83	1.537.156	-0,3164	-									
	C 4-3	X		X	X		X			X			X		X	X		122,40	1.483.453	-0,3403	-									
	C 4-4	X		X	X		X			X			X		X	X		126,64	1.534.881	-0,3174	-									
BLOCO 4	C 4-5	X	X		X	X		X			X		X	X	X	X		130,49	1.581.528	-0,2967	-									
	C 4-6	X		X	X		X			X			X		X	X		137,74	1.669.422	-0,2576	-									
	C 4-7	X		X	X		X			X			X		X	X		130,89	1.589.439	-0,2932	-									
	C 4-8	X		X	X		X			X			X		X	X		137,57	1.667.406	-0,2585	-									
	C 4-9	X		X	X		X			X			X		X	X		142,65	1.727.811	-0,2316	-									
	C 4-10	X		X	X		X			X			X		X	X		152,37	1.846.706	-0,1788	-									
BLOCO 4	C 4-11	X	X		X	X		X			X		X	X	X	X		142,80	1.730.711	-0,2303	-									
	C 4-12	X		X	X		X			X			X		X	X		152,19	1.844.500	-0,1797	-									
	C 4-13	X	X		X	X		X			X		X	X	X	X		113,57	1.376.442	-0,3879	-0,0670									
	C 4-14	X		X	X		X			X			X		X	X		115,95	1.405.283	-0,3751	-0,0858									
	C 4-15	X		X	X		X			X			X		X	X		113,70	1.378.022	-0,3872	-0,0711									
	C 4-16	X		X	X		X			X			X		X	X		115,66	1.401.775	-0,3766	-0,0867									
	C 4-17	X	X		X	X		X			X		X	X	X	X		116,00	1.405.917	-0,3748	-0,1110									

Continua

Continuação													
BLOCO 5	C 4-18	X	X	X	X	X	X	X	X	119,87	1.452.856	-0,3539	-0,1297
	C 4-19	X	X	X	X	X	X	X	X	116,45	1.411.317	-0,3724	-0,1121
	C 4-20	X	X	X	X	X	X	X	X	119,59	1.449.472	-0,3554	-0,1307
	C 4-21	X	X	X	X	X	X	X	X	120,27	1.457.692	-0,3518	-0,1563
	C 4-22	X	X	X	X	X	X	X	X	125,63	1.522.583	-0,3229	-0,1755
	C 4-23	X	X	X	X	X	X	X	X	120,72	1.463.142	-0,3493	-0,1546
	C 4-24	X	X	X	X	X	X	X	X	125,43	1.520.197	-0,3240	-0,1758
	C 5-1	X	X	X	X	X	X	X	X	119,73	1.451.136	-0,3547	-
	C 5-2	X	X	X	X	X	X	X	X	124,76	1.512.069	-0,3276	-
	C 5-3	X	X	X	X	X	X	X	X	120,39	1.459.083	-0,3511	-
	C 5-4	X	X	X	X	X	X	X	X	124,47	1.508.614	-0,3291	-
	C 5-5	X	X	X	X	X	X	X	X	129,24	1.566.353	-0,3034	-
	C 5-6	X	X	X	X	X	X	X	X	136,39	1.653.086	-0,2649	-
	C 5-7	X	X	X	X	X	X	X	X	129,64	1.571.261	-0,3013	-
	C 5-8	X	X	X	X	X	X	X	X	136,23	1.651.167	-0,2657	-
	C 5-9	X	X	X	X	X	X	X	X	142,11	1.722.364	-0,2341	-
	C 5-10	X	X	X	X	X	X	X	X	151,83	1.840.167	-0,1817	-
	C 5-11	X	X	X	X	X	X	X	X	142,32	1.724.933	-0,2329	-
	C 5-12	X	X	X	X	X	X	X	X	151,62	1.838.367	-0,1825	-
	C 5-13	X	X	X	X	X	X	X	X	118,38	1.349.869	-0,3997	-0,0698
	C 5-14	X	X	X	X	X	X	X	X	113,52	1.375.883	-0,3881	-0,0901
	C 5-15	X	X	X	X	X	X	X	X	111,63	1.352.917	-0,3984	-0,0728
	C 5-16	X	X	X	X	X	X	X	X	113,67	1.377.700	-0,3873	-0,0868
	C 5-17	X	X	X	X	X	X	X	X	114,87	1.392.206	-0,3809	-0,1112
	C 5-18	X	X	X	X	X	X	X	X	118,29	1.433.692	-0,3624	-0,1327
	C 5-19	X	X	X	X	X	X	X	X	114,99	1.393.647	-0,3802	-0,1130
	C 5-20	X	X	X	X	X	X	X	X	118,14	1.431.881	-0,3632	-0,1328
	C 5-21	X	X	X	X	X	X	X	X	119,76	1.451.483	-0,3545	-0,1573
	C 5-22	X	X	X	X	X	X	X	X	125,05	1.515.644	-0,3260	-0,1764
	C 5-23	X	X	X	X	X	X	X	X	120,13	1.456.014	-0,3525	-0,1559
	C 5-24	X	X	X	X	X	X	X	X	124,86	1.513.344	-0,3270	-0,1768
BLOCO 6	C 6-1	X	X	X	X	X	X	X	X	119,51	1.448.425	-0,3559	-
	C 6-2	X	X	X	X	X	X	X	X	124,54	1.509.389	-0,3288	-
	C 6-3	X	X	X	X	X	X	X	X	120,16	1.456.353	-0,3524	-
	C 6-4	X	X	X	X	X	X	X	X	124,27	1.506.136	-0,3302	-
	C 6-5	X	X	X	X	X	X	X	X	129,12	1.564.881	-0,3041	-
	C 6-6	X	X	X	X	X	X	X	X	136,25	1.651.306	-0,2657	-
	C 6-7	X	X	X	X	X	X	X	X	129,50	1.569.553	-0,3020	-
	C 6-8	X	X	X	X	X	X	X	X	136,07	1.649.122	-0,2666	-
	C 6-9	X	X	X	X	X	X	X	X	142,06	1.721.725	-0,2343	-
	C 6-10	X	X	X	X	X	X	X	X	151,79	1.839.708	-0,1819	-
	C 6-11	X	X	X	X	X	X	X	X	142,32	1.724.911	-0,2329	-
	C 6-12	X	X	X	X	X	X	X	X	151,64	1.837.911	-0,1827	-
	C 6-13	X	X	X	X	X	X	X	X	111,14	1.346.989	-0,4010	-0,0700
	C 6-14	X	X	X	X	X	X	X	X	113,25	1.372.647	-0,3896	-0,0906
	C 6-15	X	X	X	X	X	X	X	X	111,39	1.350.061	-0,3996	-0,0730
	C 6-16	X	X	X	X	X	X	X	X	113,49	1.375.447	-0,3883	-0,0868
	C 6-17	X	X	X	X	X	X	X	X	114,71	1.390.325	-0,3817	-0,1115
	C 6-18	X	X	X	X	X	X	X	X	118,08	1.431.178	-0,3636	-0,1333
	C 6-19	X	X	X	X	X	X	X	X	114,80	1.391.419	-0,3812	-0,1135
	C 6-20	X	X	X	X	X	X	X	X	117,97	1.429.806	-0,3642	-0,1330
	C 6-21	X	X	X	X	X	X	X	X	119,70	1.450.753	-0,3548	-0,1574
	C 6-22	X	X	X	X	X	X	X	X	124,99	1.514.869	-0,3263	-0,1766
	C 6-23	X	X	X	X	X	X	X	X	120,09	1.455.522	-0,3527	-0,1562

Continua

Continuação													
C 6-24	X	X	X	X	X	X	X	X	X	124,79	1.512.475	-0,3274	-0,1771
C 7-1	X	X		X	X	X	X	X	X	115,40	1.398.692	-0,3780	-
C 7-2	X	X		X	X	X	X	X	X	119,81	1.452.108	-0,3542	-
C 7-3	X	X		X	X	X	X	X	X	115,89	1.404.636	-0,3754	-
C 7-4	X		X	X	X	X	X	X	X	119,58	1.449.356	-0,3555	-
C 7-5	X	X		X	X	X	X	X	X	122,13	1.480.253	-0,3417	-
C 7-6	X	X		X	X	X	X	X	X	129,02	1.563.681	-0,3046	-
C 7-7	X	X		X	X	X	X	X	X	122,65	1.486.506	-0,3389	-
C 7-8	X		X	X	X	X	X	X	X	128,85	1.561.653	-0,3055	-
C 7-9	X	X		X	X	X	X	X	X	131,68	1.596.019	-0,2902	-
C 7-10	X	X		X	X	X	X	X	X	141,20	1.711.317	-0,2390	-
C 7-11	X	X		X	X	X	X	X	X	132,06	1.600.511	-0,2882	-
C 7-12	X		X	X	X	X	X	X	X	141,05	1.709.547	-0,2398	-
C 7-13	X	X		X	X	X	X	X	X	109,36	1.325.481	-0,4106	-0,0523
C 7-14	X		X	X	X	X	X	X	X	111,24	1.348.219	-0,4004	-0,0715
C 7-15	X		X	X	X	X	X	X	X	109,64	1.328.814	-0,4091	-0,0540
C 7-16	X		X	X	X	X	X	X	X	111,56	1.352.167	-0,3987	-0,0671
C 7-17	X	X		X	X	X	X	X	X	111,91	1.356.356	-0,3968	-0,0837
C 7-18	X	X		X	X	X	X	X	X	114,98	1.393.564	-0,3803	-0,1088
C 7-19	X		X	X	X	X	X	X	X	112,39	1.362.206	-0,3942	-0,0836
C 7-20	X		X	X	X	X	X	X	X	114,94	1.393.064	-0,3805	-0,1080
C 7-21	X	X		X	X	X	X	X	X	115,51	1.400.036	-0,3774	-0,1228
C 7-22	X	X		X	X	X	X	X	X	120,35	1.458.622	-0,3513	-0,1477
C 7-23	X		X	X	X	X	X	X	X	115,91	1.404.775	-0,3753	-0,1223
C 7-24	X		X	X	X	X	X	X	X	120,10	1.455.558	-0,3527	-0,1486
C 8-1	X	X		X	X	X	X	X	X	113,82	1.379.528	-0,3865	-
C 8-2	X	X		X	X	X	X	X	X	117,68	1.426.233	-0,3658	-
C 8-3	X		X	X	X	X	X	X	X	114,38	1.386.314	-0,3835	-
C 8-4	X		X	X	X	X	X	X	X	117,43	1.423.250	-0,3671	-
C 8-5	X	X		X	X	X	X	X	X	119,15	1.444.128	-0,3578	-
C 8-6	X	X		X	X	X	X	X	X	125,54	1.521.594	-0,3233	-
C 8-7	X		X	X	X	X	X	X	X	119,73	1.451.142	-0,3547	-
C 8-8	X		X	X	X	X	X	X	X	125,37	1.519.522	-0,3243	-
C 8-9	X	X		X	X	X	X	X	X	127,09	1.540.378	-0,3150	-
C 8-10	X	X		X	X	X	X	X	X	136,23	1.651.069	-0,2658	-
C 8-11	X	X		X	X	X	X	X	X	127,60	1.546.467	-0,3123	-
C 8-12	X		X	X	X	X	X	X	X	136,07	1.649.172	-0,2666	-
C 8-13	X	X		X	X	X	X	X	X	108,85	1.319.242	-0,4133	-0,0437
C 8-14	X	X		X	X	X	X	X	X	110,18	1.335.408	-0,4061	-0,0637
C 8-15	X	X		X	X	X	X	X	X	108,97	1.320.756	-0,4127	-0,0473
C 8-16	X		X	X	X	X	X	X	X	110,56	1.340.000	-0,4041	-0,0585
C 8-17	X	X		X	X	X	X	X	X	110,82	1.343.153	-0,4027	-0,0699
C 8-18	X	X		X	X	X	X	X	X	113,49	1.375.494	-0,3883	-0,0960
C 8-19	X	X		X	X	X	X	X	X	111,17	1.347.336	-0,4008	-0,0715
C 8-20	X		X	X	X	X	X	X	X	113,43	1.374.758	-0,3886	-0,0953
C 8-21	X	X		X	X	X	X	X	X	113,95	1.381.056	-0,3858	-0,1034
C 8-22	X	X		X	X	X	X	X	X	118,11	1.431.547	-0,3634	-0,1330
C 8-23	X	X		X	X	X	X	X	X	114,32	1.385.558	-0,3838	-0,1040
C 8-24	X		X	X	X	X	X	X	X	117,83	1.428.072	-0,3649	-0,1341
C 9-1	X	X		X	X	X	X	X	X	112,93	1.368.653	-0,3914	-
C 9-2	X	X		X	X	X	X	X	X	116,42	1.411.025	-0,3725	-
C 9-3	X	X		X	X	X	X	X	X	113,49	1.375.439	-0,3883	-
C 9-4	X		X	X	X	X	X	X	X	116,14	1.407.644	-0,3740	-
C 9-5	X	X		X	X	X	X	X	X	117,84	1.428.233	-0,3649	-

Continua

Conclusão														
C 9-6	X	X	X	X	X	X	X	X	X	123,57	1.497.700	-0,3340	-	
C 9-7	X	X	X	X	X	X	X	X	X	118,29	1.433.622	-0,3625	-	
C 9-8	X	X	X	X	X	X	X	X	X	123,37	1.495.233	-0,3351	-	
C 9-9	X	X	X	X	X	X	X	X	X	124,83	1.512.933	-0,3272	-	
C 9-10	X	X	X	X	X	X	X	X	X	133,39	1.616.633	-0,2811	-	
C 9-11	X	X	X	X	X	X	X	X	X	125,33	1.519.022	-0,3245	-	
BLOCO 9	C 9-12	X	X	X	X	X	X	X	X	133,21	1.614.461	-0,2820	-	
C 9-13	X	X	X	X	X	X	X	X	X	108,58	1.316.042	-0,4148	-0,0384	
C 9-14	X	X	X	X	X	X	X	X	X	109,68	1.329.378	-0,4088	-0,0579	
C 9-15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	108,61	1.316.408	-0,4146	-0,0429	
C 9-16	X	X	X	X	X	X	X	X	X	110,00	1.333.150	-0,4071	-0,0529	
C 9-17	X	X	X	X	X	X	X	X	X	110,31	1.336.956	-0,4055	-0,0639	
C 9-18	X	X	X	X	X	X	X	X	X	112,62	1.364.967	-0,3930	-0,0886	
C 9-19	X	X	X	X	X	X	X	X	X	110,51	1.339.375	-0,4044	-0,0657	
C 9-20	X	X	X	X	X	X	X	X	X	112,61	1.364.869	-0,3930	-0,0872	
C 9-21	X	X	X	X	X	X	X	X	X	113,13	1.371.164	-0,3902	-0,0937	
C 9-22	X	X	X	X	X	X	X	X	X	116,86	1.416.378	-0,3701	-0,1239	
C 9-23	X	X	X	X	X	X	X	X	X	113,48	1.375.400	-0,3884	-0,0945	
C 9-24	X	X	X	X	X	X	X	X	X	116,42	1.411.044	-0,3725	-0,1260	
C 10-1	X	X	X	X	X	X	X	X	X	83,29	1.015.594	-0,5484	-	
C 10-2	X	X	X	X	X	X	X	X	X	86,53	1.048.706	-0,5336	-	
C 10-3	X	X	X	X	X	X	X	X	X	84,00	1.018.047	-0,5473	-	
C 10-4	X	X	X	X	X	X	X	X	X	86,68	1.050.550	-0,5328	-	
C 10-5	X	X	X	X	X	X	X	X	X	88,18	1.068.800	-0,5247	-	
C 10-6	X	X	X	X	X	X	X	X	X	93,46	1.132.783	-0,4962	-	
C 10-7	X	X	X	X	X	X	X	X	X	88,46	1.072.150	-0,5232	-	
C 10-8	X	X	X	X	X	X	X	X	X	93,39	1.131.936	-0,4966	-	
C 10-9	X	X	X	X	X	X	X	X	X	94,96	1.150.950	-0,4882	-	
C 10-10	X	X	X	X	X	X	X	X	X	102,83	1.246.317	-0,4458	-	
C 10-11	X	X	X	X	X	X	X	X	X	95,26	1.154.503	-0,4866	-	
C 10-12	X	X	X	X	X	X	X	X	X	102,72	1.245.017	-0,4463	-	
BLOCO 10	C 10-13	X	X	X	X	X	X	X	X	79,64	965.186	-0,5708	-0,0496	
C 10-14	X	X	X	X	X	X	X	X	X	81,62	981.914	-0,5633	-0,0637	
C 10-15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	79,71	966.086	-0,5704	-0,0510	
C 10-16	X	X	X	X	X	X	X	X	X	81,00	981.722	-0,5634	-0,0655	
C 10-17	X	X	X	X	X	X	X	X	X	81,39	986.408	-0,5613	-0,0771	
C 10-18	X	X	X	X	X	X	X	X	X	83,57	1.012.917	-0,5496	-0,1058	
C 10-19	X	X	X	X	X	X	X	X	X	81,57	988.581	-0,5604	-0,0779	
C 10-20	X	X	X	X	X	X	X	X	X	83,63	1.013.617	-0,5492	-0,1045	
C 10-21	X	X	X	X	X	X	X	X	X	83,95	1.017.436	-0,5475	-0,1160	
C 10-22	X	X	X	X	X	X	X	X	X	87,39	1.059.147	-0,5290	-0,1502	
C 10-23	X	X	X	X	X	X	X	X	X	84,17	1.020.200	-0,5463	-0,1163	
C 10-24	X	X	X	X	X	X	X	X	X	87,39	1.059.117	-0,5290	-0,1493	

*A: EUI (kWh/m² ano); B: Eletricidade (kWh/ano); C: Eficiência em consumo; D: SHGC 0,16/S GHC 0,44

7 Anexos

7.1 Anexo I

Tabela 21: Resultados das simulações de produção de energia no PVsyst para o modelo genérico de 8 pavimentos.

PVSYST V6.81		29/11/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria								
Situation	Latitude	-20.32° S	Country	Brazil					
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Longitude	-40.34° W					
	Albedo	0.20	Altitude	9 m					
Meteo data:	Vitoria	Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY							
Simulation variant :	8pav_cob-est 75								
	Simulation date 29/11/19 15h57								
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt	20°	Azimuth	0°					
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Imported					
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	Si-mono	Model	SPR-E20-435-COM						
Original PVsyst database		Manufacturer	SunPower						
Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	69 strings					
Total number of PV modules	Nb. modules	345	Unit Nom. Power	435 Wp					
Array global power	Nominal (STC)	150 kWp	At operating cond.	136 kWp (50°C)					
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	324 V	I mpp	420 A					
Total area	Module area	746 m²	Cell area	677 m²					
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power	12.0 kWac					
Inverter pack	Nb. of inverters	10 units	Total Power	120 kWac					
			Phnom ratio	1.25					
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s					
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	13 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Module Quality Loss			Loss Fraction	2.5 %					
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP					
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %					
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.970	0.940	0.890	0.770	0.620	0.000

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		29/11/19	Page 2/4																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																	
Project : Modelo Gen - 8 pav																																																																																																																																	
Simulation variant : 8pav_cob-est 75																																																																																																																																	
Main system parameters <table> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>System type</td> <td colspan="2">No 3D scene defined, no shadings</td> </tr> <tr> <td></td> <td>tilt</td> <td>20°</td> <td>azimuth 0°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>SPR-E20-435-COM</td> <td>Pnom 435 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>345</td> <td>Pnom total 150 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>IG Plus 150 V-3</td> <td>Pnom 12.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>10.0</td> <td>Pnom total 120 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings			tilt	20°	azimuth 0°	PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom 435 Wp	PV Array	Nb. of modules	345	Pnom total 150 kWp	Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	10.0	Pnom total 120 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																				
PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings																																																																																																																															
	tilt	20°	azimuth 0°																																																																																																																														
PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom 435 Wp																																																																																																																														
PV Array	Nb. of modules	345	Pnom total 150 kWp																																																																																																																														
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac																																																																																																																														
Inverter pack	Nb. of units	10.0	Pnom total 120 kW ac																																																																																																																														
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																																
Main simulation results <table> <tr> <td>System Production</td> <td>Produced Energy</td> <td>236.4 MWh/year</td> <td>Specific prod.</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Performance Ratio PR</td> <td>79.48 %</td> <td>1575 kWh/kWp/year</td> </tr> </table>				System Production	Produced Energy	236.4 MWh/year	Specific prod.		Performance Ratio PR	79.48 %	1575 kWh/kWp/year																																																																																																																						
System Production	Produced Energy	236.4 MWh/year	Specific prod.																																																																																																																														
	Performance Ratio PR	79.48 %	1575 kWh/kWp/year																																																																																																																														
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 150 kWp</p> <p>Legend: Lc : Collection Loss (PV-array losses) Ls : System Loss (inverter, ...) YF: Produced useful energy (inverter output)</p> <table> <thead> <tr> <th>Month</th> <th>Lc (kWh/kWp/day)</th> <th>Ls (kWh/kWp/day)</th> <th>YF (kWh/kWp/day)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Jan</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Feb</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Mar</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Apr</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>May</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Jun</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Jul</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Aug</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Sep</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Oct</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Nov</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Dec</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> </tbody> </table>				Month	Lc (kWh/kWp/day)	Ls (kWh/kWp/day)	YF (kWh/kWp/day)	Jan	0.9	0.22	4.32	Feb	0.9	0.22	4.32	Mar	0.9	0.22	4.32	Apr	0.9	0.22	4.32	May	0.9	0.22	4.32	Jun	0.9	0.22	4.32	Jul	0.9	0.22	4.32	Aug	0.9	0.22	4.32	Sep	0.9	0.22	4.32	Oct	0.9	0.22	4.32	Nov	0.9	0.22	4.32	Dec	0.9	0.22	4.32																																																																										
Month	Lc (kWh/kWp/day)	Ls (kWh/kWp/day)	YF (kWh/kWp/day)																																																																																																																														
Jan	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Feb	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Mar	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Apr	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
May	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Jun	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Jul	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Aug	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Sep	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Oct	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Nov	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Dec	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
<p>Performance Ratio PR</p> <p>PR : Performance Ratio (Yf / Yr) : 0.795</p> <table> <thead> <tr> <th>Month</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Jan</td><td>0.795</td></tr> <tr><td>Feb</td><td>0.795</td></tr> <tr><td>Mar</td><td>0.791</td></tr> <tr><td>Apr</td><td>0.792</td></tr> <tr><td>May</td><td>0.777</td></tr> <tr><td>Jun</td><td>0.792</td></tr> <tr><td>Jul</td><td>0.792</td></tr> <tr><td>Aug</td><td>0.792</td></tr> <tr><td>Sep</td><td>0.792</td></tr> <tr><td>Oct</td><td>0.792</td></tr> <tr><td>Nov</td><td>0.789</td></tr> <tr><td>Dec</td><td>0.792</td></tr> </tbody> </table>				Month	PR	Jan	0.795	Feb	0.795	Mar	0.791	Apr	0.792	May	0.777	Jun	0.792	Jul	0.792	Aug	0.792	Sep	0.792	Oct	0.792	Nov	0.789	Dec	0.792																																																																																																				
Month	PR																																																																																																																																
Jan	0.795																																																																																																																																
Feb	0.795																																																																																																																																
Mar	0.791																																																																																																																																
Apr	0.792																																																																																																																																
May	0.777																																																																																																																																
Jun	0.792																																																																																																																																
Jul	0.792																																																																																																																																
Aug	0.792																																																																																																																																
Sep	0.792																																																																																																																																
Oct	0.792																																																																																																																																
Nov	0.789																																																																																																																																
Dec	0.792																																																																																																																																
8pav_cob-est 75 Balances and main results <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>January</td> <td>162.3</td> <td>81.98</td> <td>26.32</td> <td>148.1</td> <td>146.4</td> <td>18.57</td> <td>17.68</td> <td>0.795</td> </tr> <tr> <td>February</td> <td>159.4</td> <td>70.05</td> <td>25.76</td> <td>153.2</td> <td>151.5</td> <td>19.11</td> <td>18.19</td> <td>0.791</td> </tr> <tr> <td>March</td> <td>204.1</td> <td>66.76</td> <td>26.65</td> <td>215.2</td> <td>213.1</td> <td>26.38</td> <td>25.09</td> <td>0.777</td> </tr> <tr> <td>April</td> <td>142.8</td> <td>61.10</td> <td>25.34</td> <td>162.5</td> <td>161.0</td> <td>20.28</td> <td>19.30</td> <td>0.792</td> </tr> <tr> <td>May</td> <td>132.3</td> <td>50.38</td> <td>22.84</td> <td>165.0</td> <td>163.8</td> <td>20.83</td> <td>19.83</td> <td>0.801</td> </tr> <tr> <td>June</td> <td>124.3</td> <td>42.18</td> <td>21.98</td> <td>163.7</td> <td>162.6</td> <td>20.72</td> <td>19.72</td> <td>0.803</td> </tr> <tr> <td>July</td> <td>121.2</td> <td>48.65</td> <td>22.38</td> <td>153.9</td> <td>152.7</td> <td>19.56</td> <td>18.62</td> <td>0.806</td> </tr> <tr> <td>August</td> <td>136.2</td> <td>57.13</td> <td>21.69</td> <td>161.3</td> <td>159.9</td> <td>20.52</td> <td>19.54</td> <td>0.807</td> </tr> <tr> <td>September</td> <td>147.0</td> <td>65.43</td> <td>22.07</td> <td>157.7</td> <td>156.1</td> <td>19.98</td> <td>19.02</td> <td>0.804</td> </tr> <tr> <td>October</td> <td>145.5</td> <td>71.37</td> <td>24.41</td> <td>144.4</td> <td>142.8</td> <td>18.19</td> <td>17.30</td> <td>0.798</td> </tr> <tr> <td>November</td> <td>208.7</td> <td>71.08</td> <td>26.50</td> <td>190.0</td> <td>187.8</td> <td>23.46</td> <td>22.32</td> <td>0.783</td> </tr> <tr> <td>December</td> <td>188.5</td> <td>81.25</td> <td>26.86</td> <td>167.0</td> <td>165.0</td> <td>20.79</td> <td>19.79</td> <td>0.789</td> </tr> <tr> <td>Year</td> <td>1872.4</td> <td>767.36</td> <td>24.39</td> <td>1982.0</td> <td>1962.8</td> <td>248.38</td> <td>236.40</td> <td>0.795</td> </tr> </tbody> </table>					GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	162.3	81.98	26.32	148.1	146.4	18.57	17.68	0.795	February	159.4	70.05	25.76	153.2	151.5	19.11	18.19	0.791	March	204.1	66.76	26.65	215.2	213.1	26.38	25.09	0.777	April	142.8	61.10	25.34	162.5	161.0	20.28	19.30	0.792	May	132.3	50.38	22.84	165.0	163.8	20.83	19.83	0.801	June	124.3	42.18	21.98	163.7	162.6	20.72	19.72	0.803	July	121.2	48.65	22.38	153.9	152.7	19.56	18.62	0.806	August	136.2	57.13	21.69	161.3	159.9	20.52	19.54	0.807	September	147.0	65.43	22.07	157.7	156.1	19.98	19.02	0.804	October	145.5	71.37	24.41	144.4	142.8	18.19	17.30	0.798	November	208.7	71.08	26.50	190.0	187.8	23.46	22.32	0.783	December	188.5	81.25	26.86	167.0	165.0	20.79	19.79	0.789	Year	1872.4	767.36	24.39	1982.0	1962.8	248.38	236.40	0.795
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																									
January	162.3	81.98	26.32	148.1	146.4	18.57	17.68	0.795																																																																																																																									
February	159.4	70.05	25.76	153.2	151.5	19.11	18.19	0.791																																																																																																																									
March	204.1	66.76	26.65	215.2	213.1	26.38	25.09	0.777																																																																																																																									
April	142.8	61.10	25.34	162.5	161.0	20.28	19.30	0.792																																																																																																																									
May	132.3	50.38	22.84	165.0	163.8	20.83	19.83	0.801																																																																																																																									
June	124.3	42.18	21.98	163.7	162.6	20.72	19.72	0.803																																																																																																																									
July	121.2	48.65	22.38	153.9	152.7	19.56	18.62	0.806																																																																																																																									
August	136.2	57.13	21.69	161.3	159.9	20.52	19.54	0.807																																																																																																																									
September	147.0	65.43	22.07	157.7	156.1	19.98	19.02	0.804																																																																																																																									
October	145.5	71.37	24.41	144.4	142.8	18.19	17.30	0.798																																																																																																																									
November	208.7	71.08	26.50	190.0	187.8	23.46	22.32	0.783																																																																																																																									
December	188.5	81.25	26.86	167.0	165.0	20.79	19.79	0.789																																																																																																																									
Year	1872.4	767.36	24.39	1982.0	1962.8	248.38	236.40	0.795																																																																																																																									
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation DiffHor Horizontal diffuse irradiation T_Amb Ambient Temperature GlobInc Global incident in coll. plane																																																																																																																																	
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EArray Effective energy at the output of the array E_Grid Energy injected into grid PR Performance Ratio																																																																																																																																	

PVSYST V6.81		29/11/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria	Country	Brazil						
Situation	Latitude -20.32° S	Longitude -40.34° W							
Time defined as	Legal Time zone UT-3	Altitude	9 m						
Albedo	0.20								
Meteo data:	Vitoria	Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY							
Simulation variant :	8pav_Teste fachada L								
	Simulation date	29/11/19 13h52							
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt	90°	Azimuth -90°						
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Imported						
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	CdTe	Model	FS-4122-2 June 2015						
Original PVsyst database	Manufacturer	First Solar							
Number of PV modules	In series	4 modules	In parallel 93 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	372	Unit Nom. Power 122.5 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	45.6 kWp	At operating cond. 41.8 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	251 V	I mpp 167 A						
Total area	Module area	268 m²	Cell area 252 m ²						
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 12.0 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	3 units	Total Power 36 kWac						
			Pnom ratio 1.27						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	25 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 0.8 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.960	0.940	0.890	0.820	0.690	0.000

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		29/11/19	Page 2/4					
Grid-Connected System: Main results								
Project : Modelo Gen - 8 pav								
Simulation variant : 8pav_Testefachada L								
Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings						
PV Field Orientation	tilt	90°	azimuth -90°					
PV modules	Model	FS-4122-2 June 2015	Pnom 123 Wp					
PV Array	Nb. of modules	372	Pnom total 45.6 kWp					
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac					
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total 36.0 kW ac					
User's needs	Unlimited load (grid)							
Main simulation results								
System Production	Produced Energy	33.75 MWh/year	Specific prod. 741 kWh/kWp/year					
Performance Ratio PR	80.13 %							
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 45.6 kWp</p>								
<p>Performance Ratio PR</p>								
8pav_Testefachada L Balances and main results								
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	162.3	81.98	26.32	77.0	73.6	2.953	2.795	0.796
February	159.4	70.05	25.76	72.7	69.5	2.788	2.640	0.797
March	204.1	66.76	26.65	96.3	92.2	3.684	3.493	0.796
April	142.8	61.10	25.34	74.2	70.9	2.865	2.717	0.803
May	132.3	50.38	22.84	67.8	64.7	2.631	2.492	0.806
June	124.3	42.18	21.98	62.1	58.8	2.406	2.280	0.806
July	121.2	48.65	22.38	57.3	54.3	2.219	2.102	0.805
August	136.2	57.13	21.69	64.2	61.1	2.501	2.369	0.810
September	147.0	65.43	22.07	71.0	68.1	2.781	2.637	0.815
October	145.5	71.37	24.41	77.6	74.8	3.009	2.848	0.805
November	208.7	71.08	26.50	108.1	104.5	4.134	3.911	0.794
December	188.5	81.25	26.86	96.0	92.4	3.666	3.469	0.793
Year	1872.4	767.36	24.39	924.4	884.9	35.638	33.753	0.801
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation DiffHor Horizontal diffuse irradiation T_Amb Ambient Temperature GlobInc Global incident in coll. plane								
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EArray Effective energy at the output of the array E_Grid Energy injected into grid PR Performance Ratio								

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		29/11/19	Page 1/5						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria	Country	Brazil						
Situation	Latitude -20.32° S	Longitude -40.34° W							
Time defined as	Legal Time zone UT-3	Altitude	9 m						
Albedo	0.20								
Meteo data:	Vitoria	Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY							
Simulation variant :	8pav_Teste Fachada N								
	Simulation date	29/11/19 13h48							
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt	90°	Azimuth 0°						
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Imported						
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	CdTe	Model	FS-4122-2 June 2015						
Original PVsyst database	Manufacturer	First Solar							
Number of PV modules	In series	6 modules	In parallel 131 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	786	Unit Nom. Power 122.5 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	96.3 kWp	At operating cond. 88.3 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	376 V	I mpp 235 A						
Total area	Module area	566 m²	Cell area 531 m²						
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 12.0 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	7 units	Total Power 84 kWac						
			Pnom ratio 1.15						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	26 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 0.8 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.960	0.940	0.890	0.820	0.690	0.000

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		29/11/19	Page 2/5																																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																																	
Project : Modelo Gen - 8 pav																																																																																																																																																	
Simulation variant : 8pav_Teste Fachada N																																																																																																																																																	
Main system parameters <table> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>System type</td> <td colspan="2">No 3D scene defined, no shadings</td> </tr> <tr> <td></td> <td>tilt</td> <td>90°</td> <td>azimuth 0°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>FS-4122-2 June 2015</td> <td>Pnom 123 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>786</td> <td>Pnom total 96.3 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>IG Plus 150 V-3</td> <td>Pnom 12.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>7.0</td> <td>Pnom total 84.0 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings			tilt	90°	azimuth 0°	PV modules	Model	FS-4122-2 June 2015	Pnom 123 Wp	PV Array	Nb. of modules	786	Pnom total 96.3 kWp	Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	7.0	Pnom total 84.0 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																				
PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings																																																																																																																																															
	tilt	90°	azimuth 0°																																																																																																																																														
PV modules	Model	FS-4122-2 June 2015	Pnom 123 Wp																																																																																																																																														
PV Array	Nb. of modules	786	Pnom total 96.3 kWp																																																																																																																																														
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac																																																																																																																																														
Inverter pack	Nb. of units	7.0	Pnom total 84.0 kW ac																																																																																																																																														
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																																																
Main simulation results <table> <tr> <td>System Production</td> <td>Produced Energy</td> <td>79.22 MWh/year</td> <td>Specific prod.</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Performance Ratio PR</td> <td>80.07 %</td> <td>823 kWh/kWp/year</td> </tr> </table>				System Production	Produced Energy	79.22 MWh/year	Specific prod.		Performance Ratio PR	80.07 %	823 kWh/kWp/year																																																																																																																																						
System Production	Produced Energy	79.22 MWh/year	Specific prod.																																																																																																																																														
	Performance Ratio PR	80.07 %	823 kWh/kWp/year																																																																																																																																														
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 96.3 kWp</p> <p>Performance Ratio PR</p>																																																																																																																																																	
<p style="text-align: center;">8pav_Teste Fachada N</p> <p style="text-align: center;">Balances and main results</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>January</td> <td>162.3</td> <td>81.98</td> <td>26.32</td> <td>41.3</td> <td>39.3</td> <td>3.32</td> <td>3.12</td> <td>0.785</td> </tr> <tr> <td>February</td> <td>159.4</td> <td>70.05</td> <td>25.76</td> <td>50.0</td> <td>44.4</td> <td>3.80</td> <td>3.59</td> <td>0.746</td> </tr> <tr> <td>March</td> <td>204.1</td> <td>66.76</td> <td>26.65</td> <td>100.2</td> <td>89.5</td> <td>7.68</td> <td>7.32</td> <td>0.759</td> </tr> <tr> <td>April</td> <td>142.8</td> <td>61.10</td> <td>25.34</td> <td>103.8</td> <td>98.3</td> <td>8.43</td> <td>8.04</td> <td>0.805</td> </tr> <tr> <td>May</td> <td>132.3</td> <td>50.38</td> <td>22.84</td> <td>128.7</td> <td>124.8</td> <td>10.68</td> <td>10.20</td> <td>0.823</td> </tr> <tr> <td>June</td> <td>124.3</td> <td>42.18</td> <td>21.98</td> <td>140.0</td> <td>136.7</td> <td>11.65</td> <td>11.13</td> <td>0.826</td> </tr> <tr> <td>July</td> <td>121.2</td> <td>48.65</td> <td>22.38</td> <td>125.7</td> <td>122.4</td> <td>10.48</td> <td>10.01</td> <td>0.827</td> </tr> <tr> <td>August</td> <td>136.2</td> <td>57.13</td> <td>21.69</td> <td>114.3</td> <td>109.6</td> <td>9.48</td> <td>9.05</td> <td>0.823</td> </tr> <tr> <td>September</td> <td>147.0</td> <td>65.43</td> <td>22.07</td> <td>85.1</td> <td>78.4</td> <td>6.84</td> <td>6.52</td> <td>0.796</td> </tr> <tr> <td>October</td> <td>145.5</td> <td>71.37</td> <td>24.41</td> <td>58.4</td> <td>52.4</td> <td>4.51</td> <td>4.27</td> <td>0.759</td> </tr> <tr> <td>November</td> <td>208.7</td> <td>71.08</td> <td>26.50</td> <td>39.8</td> <td>37.0</td> <td>3.11</td> <td>2.92</td> <td>0.762</td> </tr> <tr> <td>December</td> <td>188.5</td> <td>81.25</td> <td>26.86</td> <td>40.2</td> <td>38.5</td> <td>3.23</td> <td>3.04</td> <td>0.785</td> </tr> <tr> <td>Year</td> <td>1872.4</td> <td>767.36</td> <td>24.39</td> <td>1027.5</td> <td>971.3</td> <td>83.21</td> <td>79.22</td> <td>0.801</td> </tr> </tbody> </table> <p>Legends:</p> <table> <tr> <td>GlobHor</td> <td>Horizontal global irradiation</td> <td>GlobEff</td> <td>Effective Global, corr. for IAM and shadings</td> </tr> <tr> <td>DiffHor</td> <td>Horizontal diffuse irradiation</td> <td>EArray</td> <td>Effective energy at the output of the array</td> </tr> <tr> <td>T_Amb</td> <td>Ambient Temperature</td> <td>E_Grid</td> <td>Energy injected into grid</td> </tr> <tr> <td>GlobInc</td> <td>Global incident in coll. plane</td> <td>PR</td> <td>Performance Ratio</td> </tr> </table>					GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	162.3	81.98	26.32	41.3	39.3	3.32	3.12	0.785	February	159.4	70.05	25.76	50.0	44.4	3.80	3.59	0.746	March	204.1	66.76	26.65	100.2	89.5	7.68	7.32	0.759	April	142.8	61.10	25.34	103.8	98.3	8.43	8.04	0.805	May	132.3	50.38	22.84	128.7	124.8	10.68	10.20	0.823	June	124.3	42.18	21.98	140.0	136.7	11.65	11.13	0.826	July	121.2	48.65	22.38	125.7	122.4	10.48	10.01	0.827	August	136.2	57.13	21.69	114.3	109.6	9.48	9.05	0.823	September	147.0	65.43	22.07	85.1	78.4	6.84	6.52	0.796	October	145.5	71.37	24.41	58.4	52.4	4.51	4.27	0.759	November	208.7	71.08	26.50	39.8	37.0	3.11	2.92	0.762	December	188.5	81.25	26.86	40.2	38.5	3.23	3.04	0.785	Year	1872.4	767.36	24.39	1027.5	971.3	83.21	79.22	0.801	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array	T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																																									
January	162.3	81.98	26.32	41.3	39.3	3.32	3.12	0.785																																																																																																																																									
February	159.4	70.05	25.76	50.0	44.4	3.80	3.59	0.746																																																																																																																																									
March	204.1	66.76	26.65	100.2	89.5	7.68	7.32	0.759																																																																																																																																									
April	142.8	61.10	25.34	103.8	98.3	8.43	8.04	0.805																																																																																																																																									
May	132.3	50.38	22.84	128.7	124.8	10.68	10.20	0.823																																																																																																																																									
June	124.3	42.18	21.98	140.0	136.7	11.65	11.13	0.826																																																																																																																																									
July	121.2	48.65	22.38	125.7	122.4	10.48	10.01	0.827																																																																																																																																									
August	136.2	57.13	21.69	114.3	109.6	9.48	9.05	0.823																																																																																																																																									
September	147.0	65.43	22.07	85.1	78.4	6.84	6.52	0.796																																																																																																																																									
October	145.5	71.37	24.41	58.4	52.4	4.51	4.27	0.759																																																																																																																																									
November	208.7	71.08	26.50	39.8	37.0	3.11	2.92	0.762																																																																																																																																									
December	188.5	81.25	26.86	40.2	38.5	3.23	3.04	0.785																																																																																																																																									
Year	1872.4	767.36	24.39	1027.5	971.3	83.21	79.22	0.801																																																																																																																																									
GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings																																																																																																																																														
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array																																																																																																																																														
T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid																																																																																																																																														
GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio																																																																																																																																														
PVSYST Evaluation mode																																																																																																																																																	

PVSYST V6.81		29/11/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria	Country	Brazil						
Situation	Latitude -20.32° S	Longitude -40.34° W							
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude 9 m							
Albedo 0.20									
Meteo data:	Vitoria	Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY							
Simulation variant :	8pav_Teste Fachada O								
	Simulation date	29/11/19 13h57							
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt 90°	Azimuth 90°							
Models used	Transposition Perez	Diffuse Imported							
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	CdTe	Model	FS-4122-2 June 2015						
Original PVsyst database	Manufacturer	First Solar							
Number of PV modules	In series	4 modules	In parallel 93 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	372	Unit Nom. Power 122.5 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	45.6 kWp	At operating cond. 41.8 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	251 V	I mpp 167 A						
Total area	Module area	268 m²	Cell area 252 m²						
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 12.0 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	3 units	Total Power 36 kWac						
			Pnom ratio 1.27						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	25 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 0.8 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.960	0.940	0.890	0.820	0.690	0.000

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		29/11/19	Page 2/4																																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																																	
Project : Modelo Gen - 8 pav																																																																																																																																																	
Simulation variant : 8pav_Teste Fachada O																																																																																																																																																	
Main system parameters <table> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>System type</td> <td colspan="2">No 3D scene defined, no shadings</td> </tr> <tr> <td></td> <td>tilt</td> <td>90°</td> <td>azimuth 90°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>FS-4122-2 June 2015</td> <td>Pnom 123 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>372</td> <td>Pnom total 45.6 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>IG Plus 150 V-3</td> <td>Pnom 12.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>3.0</td> <td>Pnom total 36.0 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings			tilt	90°	azimuth 90°	PV modules	Model	FS-4122-2 June 2015	Pnom 123 Wp	PV Array	Nb. of modules	372	Pnom total 45.6 kWp	Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total 36.0 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																				
PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings																																																																																																																																															
	tilt	90°	azimuth 90°																																																																																																																																														
PV modules	Model	FS-4122-2 June 2015	Pnom 123 Wp																																																																																																																																														
PV Array	Nb. of modules	372	Pnom total 45.6 kWp																																																																																																																																														
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac																																																																																																																																														
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total 36.0 kW ac																																																																																																																																														
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																																																
Main simulation results <table> <tr> <td>System Production</td> <td>Produced Energy</td> <td>34.84 MWh/year</td> <td>Specific prod. 765 kWh/kWp/year</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Performance Ratio PR</td> <td>80.32 %</td> <td></td> </tr> </table>				System Production	Produced Energy	34.84 MWh/year	Specific prod. 765 kWh/kWp/year		Performance Ratio PR	80.32 %																																																																																																																																							
System Production	Produced Energy	34.84 MWh/year	Specific prod. 765 kWh/kWp/year																																																																																																																																														
	Performance Ratio PR	80.32 %																																																																																																																																															
Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 45.6 kWp																																																																																																																																																	
<p style="text-align: center;">8pav_Teste Fachada O</p> <p style="text-align: center;">Balances and main results</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>January</td> <td>162.3</td> <td>81.98</td> <td>26.32</td> <td>74.1</td> <td>70.9</td> <td>2.843</td> <td>2.689</td> <td>0.797</td> </tr> <tr> <td>February</td> <td>159.4</td> <td>70.05</td> <td>25.76</td> <td>82.2</td> <td>78.9</td> <td>3.150</td> <td>2.983</td> <td>0.797</td> </tr> <tr> <td>March</td> <td>204.1</td> <td>66.76</td> <td>26.65</td> <td>116.1</td> <td>112.2</td> <td>4.439</td> <td>4.205</td> <td>0.795</td> </tr> <tr> <td>April</td> <td>142.8</td> <td>61.10</td> <td>25.34</td> <td>74.9</td> <td>72.1</td> <td>2.898</td> <td>2.746</td> <td>0.804</td> </tr> <tr> <td>May</td> <td>132.3</td> <td>50.38</td> <td>22.84</td> <td>69.1</td> <td>66.3</td> <td>2.682</td> <td>2.540</td> <td>0.806</td> </tr> <tr> <td>June</td> <td>124.3</td> <td>42.18</td> <td>21.98</td> <td>66.6</td> <td>63.7</td> <td>2.586</td> <td>2.451</td> <td>0.807</td> </tr> <tr> <td>July</td> <td>121.2</td> <td>48.65</td> <td>22.38</td> <td>68.8</td> <td>65.7</td> <td>2.682</td> <td>2.544</td> <td>0.812</td> </tr> <tr> <td>August</td> <td>136.2</td> <td>57.13</td> <td>21.69</td> <td>80.8</td> <td>77.8</td> <td>3.168</td> <td>3.003</td> <td>0.815</td> </tr> <tr> <td>September</td> <td>147.0</td> <td>65.43</td> <td>22.07</td> <td>82.2</td> <td>79.3</td> <td>3.227</td> <td>3.059</td> <td>0.817</td> </tr> <tr> <td>October</td> <td>145.5</td> <td>71.37</td> <td>24.41</td> <td>63.9</td> <td>61.3</td> <td>2.473</td> <td>2.339</td> <td>0.803</td> </tr> <tr> <td>November</td> <td>208.7</td> <td>71.08</td> <td>26.50</td> <td>91.5</td> <td>87.9</td> <td>3.507</td> <td>3.322</td> <td>0.796</td> </tr> <tr> <td>December</td> <td>188.5</td> <td>81.25</td> <td>26.86</td> <td>81.6</td> <td>78.3</td> <td>3.127</td> <td>2.960</td> <td>0.796</td> </tr> <tr> <td>Year</td> <td>1872.4</td> <td>767.36</td> <td>24.39</td> <td>951.9</td> <td>914.4</td> <td>36.780</td> <td>34.840</td> <td>0.803</td> </tr> </tbody> </table> <p>Legends:</p> <table> <tr> <td>GlobHor</td> <td>Horizontal global irradiation</td> <td>GlobEff</td> <td>Effective Global, corr. for IAM and shadings</td> </tr> <tr> <td>DiffHor</td> <td>Horizontal diffuse irradiation</td> <td>EArray</td> <td>Effective energy at the output of the array</td> </tr> <tr> <td>T_Amb</td> <td>Ambient Temperature</td> <td>E_Grid</td> <td>Energy injected into grid</td> </tr> <tr> <td>GlobInc</td> <td>Global incident in coll. plane</td> <td>PR</td> <td>Performance Ratio</td> </tr> </table>					GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	162.3	81.98	26.32	74.1	70.9	2.843	2.689	0.797	February	159.4	70.05	25.76	82.2	78.9	3.150	2.983	0.797	March	204.1	66.76	26.65	116.1	112.2	4.439	4.205	0.795	April	142.8	61.10	25.34	74.9	72.1	2.898	2.746	0.804	May	132.3	50.38	22.84	69.1	66.3	2.682	2.540	0.806	June	124.3	42.18	21.98	66.6	63.7	2.586	2.451	0.807	July	121.2	48.65	22.38	68.8	65.7	2.682	2.544	0.812	August	136.2	57.13	21.69	80.8	77.8	3.168	3.003	0.815	September	147.0	65.43	22.07	82.2	79.3	3.227	3.059	0.817	October	145.5	71.37	24.41	63.9	61.3	2.473	2.339	0.803	November	208.7	71.08	26.50	91.5	87.9	3.507	3.322	0.796	December	188.5	81.25	26.86	81.6	78.3	3.127	2.960	0.796	Year	1872.4	767.36	24.39	951.9	914.4	36.780	34.840	0.803	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array	T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																																									
January	162.3	81.98	26.32	74.1	70.9	2.843	2.689	0.797																																																																																																																																									
February	159.4	70.05	25.76	82.2	78.9	3.150	2.983	0.797																																																																																																																																									
March	204.1	66.76	26.65	116.1	112.2	4.439	4.205	0.795																																																																																																																																									
April	142.8	61.10	25.34	74.9	72.1	2.898	2.746	0.804																																																																																																																																									
May	132.3	50.38	22.84	69.1	66.3	2.682	2.540	0.806																																																																																																																																									
June	124.3	42.18	21.98	66.6	63.7	2.586	2.451	0.807																																																																																																																																									
July	121.2	48.65	22.38	68.8	65.7	2.682	2.544	0.812																																																																																																																																									
August	136.2	57.13	21.69	80.8	77.8	3.168	3.003	0.815																																																																																																																																									
September	147.0	65.43	22.07	82.2	79.3	3.227	3.059	0.817																																																																																																																																									
October	145.5	71.37	24.41	63.9	61.3	2.473	2.339	0.803																																																																																																																																									
November	208.7	71.08	26.50	91.5	87.9	3.507	3.322	0.796																																																																																																																																									
December	188.5	81.25	26.86	81.6	78.3	3.127	2.960	0.796																																																																																																																																									
Year	1872.4	767.36	24.39	951.9	914.4	36.780	34.840	0.803																																																																																																																																									
GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings																																																																																																																																														
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array																																																																																																																																														
T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid																																																																																																																																														
GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio																																																																																																																																														

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		01/12/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria	Country	Brazil						
Situation	Latitude -20.32° S	Longitude -40.34° W							
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude 9 m							
Meteo data:	Albedo 0.20								
	Vitoria	Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY							
Simulation variant :	8pav_fachada_T-L								
	Simulation date	01/12/19 22h02							
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt 90°	Azimuth -90°							
Models used	Transposition Perez	Diffuse Imported							
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	CdTe	Model	FS-4122-2 June 2015						
Original PVsyst database	Manufacturer	First Solar							
Number of PV modules	In series	4 modules	In parallel 49 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	196	Unit Nom. Power 122.5 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	24.01 kWp	At operating cond. 22.03 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	251 V	I mpp 88 A						
Total area	Module area	141 m²	Cell area 133 m²						
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 12.0 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	2 units	Total Power 24 kWac						
			Pnom ratio 1.00						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	47 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 0.8 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.960	0.940	0.890	0.820	0.690	0.000

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		01/12/19	Page 2/4																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																	
Project : Modelo Gen - 8 pav																																																																																																																																	
Simulation variant : 8pav_fachada_T-L																																																																																																																																	
Main system parameters <table> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>System type</td> <td colspan="2">No 3D scene defined, no shadings</td> </tr> <tr> <td></td> <td>tilt</td> <td>90°</td> <td>azimuth -90°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>FS-4122-2 June 2015</td> <td>Pnom 123 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>196</td> <td>Pnom total 24.01 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>IG Plus 150 V-3</td> <td>Pnom 12.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>2.0</td> <td>Pnom total 24.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings			tilt	90°	azimuth -90°	PV modules	Model	FS-4122-2 June 2015	Pnom 123 Wp	PV Array	Nb. of modules	196	Pnom total 24.01 kWp	Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 24.00 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																				
PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings																																																																																																																															
	tilt	90°	azimuth -90°																																																																																																																														
PV modules	Model	FS-4122-2 June 2015	Pnom 123 Wp																																																																																																																														
PV Array	Nb. of modules	196	Pnom total 24.01 kWp																																																																																																																														
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac																																																																																																																														
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 24.00 kW ac																																																																																																																														
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																																
Main simulation results <table> <tr> <td>System Production</td> <td>Produced Energy</td> <td>17.77 MWh/year</td> <td>Specific prod. 740 kWh/kWp/year</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Performance Ratio PR</td> <td>80.07 %</td> <td></td> </tr> </table>				System Production	Produced Energy	17.77 MWh/year	Specific prod. 740 kWh/kWp/year		Performance Ratio PR	80.07 %																																																																																																																							
System Production	Produced Energy	17.77 MWh/year	Specific prod. 740 kWh/kWp/year																																																																																																																														
	Performance Ratio PR	80.07 %																																																																																																																															
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 24.01 kWp</p> <table> <tr> <td>Jan</td> <td>Feb</td> <td>Mar</td> <td>Apr</td> <td>May</td> <td>Jun</td> <td>Jul</td> <td>Aug</td> <td>Sep</td> <td>Oct</td> <td>Nov</td> <td>Dec</td> </tr> <tr> <td>0.39 kWh/kWp/day</td> <td>0.11 kWh/kWp/day</td> <td>2.03 kWh/kWp/day</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	0.39 kWh/kWp/day	0.11 kWh/kWp/day	2.03 kWh/kWp/day																																																																																																															
Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec																																																																																																																						
0.39 kWh/kWp/day	0.11 kWh/kWp/day	2.03 kWh/kWp/day																																																																																																																															
<p>Performance Ratio PR</p> <table> <tr> <td>Jan</td> <td>Feb</td> <td>Mar</td> <td>Apr</td> <td>May</td> <td>Jun</td> <td>Jul</td> <td>Aug</td> <td>Sep</td> <td>Oct</td> <td>Nov</td> <td>Dec</td> </tr> <tr> <td>0.801</td> </tr> </table>				Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	0.801	0.801	0.801	0.801	0.801	0.801	0.801	0.801	0.801	0.801	0.801	0.801																																																																																																						
Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec																																																																																																																						
0.801	0.801	0.801	0.801	0.801	0.801	0.801	0.801	0.801	0.801	0.801	0.801																																																																																																																						
<p style="text-align: center;">8pav_fachada_T-L Balances and main results</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>January</td> <td>162.3</td> <td>81.98</td> <td>26.32</td> <td>77.0</td> <td>73.6</td> <td>1.556</td> <td>1.471</td> <td>0.795</td> </tr> <tr> <td>February</td> <td>159.4</td> <td>70.05</td> <td>25.76</td> <td>72.7</td> <td>69.5</td> <td>1.469</td> <td>1.390</td> <td>0.796</td> </tr> <tr> <td>March</td> <td>204.1</td> <td>66.76</td> <td>26.65</td> <td>96.3</td> <td>92.2</td> <td>1.941</td> <td>1.840</td> <td>0.796</td> </tr> <tr> <td>April</td> <td>142.8</td> <td>61.10</td> <td>25.34</td> <td>74.2</td> <td>70.9</td> <td>1.509</td> <td>1.430</td> <td>0.803</td> </tr> <tr> <td>May</td> <td>132.3</td> <td>50.38</td> <td>22.84</td> <td>67.8</td> <td>64.7</td> <td>1.386</td> <td>1.311</td> <td>0.805</td> </tr> <tr> <td>June</td> <td>124.3</td> <td>42.18</td> <td>21.98</td> <td>62.1</td> <td>58.8</td> <td>1.267</td> <td>1.199</td> <td>0.805</td> </tr> <tr> <td>July</td> <td>121.2</td> <td>48.65</td> <td>22.38</td> <td>57.3</td> <td>54.3</td> <td>1.169</td> <td>1.105</td> <td>0.803</td> </tr> <tr> <td>August</td> <td>136.2</td> <td>57.13</td> <td>21.69</td> <td>64.2</td> <td>61.1</td> <td>1.318</td> <td>1.246</td> <td>0.809</td> </tr> <tr> <td>September</td> <td>147.0</td> <td>65.43</td> <td>22.07</td> <td>71.0</td> <td>68.1</td> <td>1.465</td> <td>1.388</td> <td>0.814</td> </tr> <tr> <td>October</td> <td>145.5</td> <td>71.37</td> <td>24.41</td> <td>77.6</td> <td>74.8</td> <td>1.586</td> <td>1.500</td> <td>0.805</td> </tr> <tr> <td>November</td> <td>208.7</td> <td>71.08</td> <td>26.50</td> <td>108.1</td> <td>104.5</td> <td>2.178</td> <td>2.064</td> <td>0.795</td> </tr> <tr> <td>December</td> <td>188.5</td> <td>81.25</td> <td>26.86</td> <td>96.0</td> <td>92.4</td> <td>1.932</td> <td>1.828</td> <td>0.793</td> </tr> <tr> <td>Year</td> <td>1872.4</td> <td>767.36</td> <td>24.39</td> <td>924.4</td> <td>884.9</td> <td>18.777</td> <td>17.772</td> <td>0.801</td> </tr> </tbody> </table> <p>Legends:</p> <ul style="list-style-type: none"> GlobHor Horizontal global irradiation DiffHor Horizontal diffuse irradiation T_Amb Ambient Temperature GlobInc Global incident in coll. plane GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EArray Effective energy at the output of the array E_Grid Energy injected into grid PR Performance Ratio 					GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	162.3	81.98	26.32	77.0	73.6	1.556	1.471	0.795	February	159.4	70.05	25.76	72.7	69.5	1.469	1.390	0.796	March	204.1	66.76	26.65	96.3	92.2	1.941	1.840	0.796	April	142.8	61.10	25.34	74.2	70.9	1.509	1.430	0.803	May	132.3	50.38	22.84	67.8	64.7	1.386	1.311	0.805	June	124.3	42.18	21.98	62.1	58.8	1.267	1.199	0.805	July	121.2	48.65	22.38	57.3	54.3	1.169	1.105	0.803	August	136.2	57.13	21.69	64.2	61.1	1.318	1.246	0.809	September	147.0	65.43	22.07	71.0	68.1	1.465	1.388	0.814	October	145.5	71.37	24.41	77.6	74.8	1.586	1.500	0.805	November	208.7	71.08	26.50	108.1	104.5	2.178	2.064	0.795	December	188.5	81.25	26.86	96.0	92.4	1.932	1.828	0.793	Year	1872.4	767.36	24.39	924.4	884.9	18.777	17.772	0.801
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																									
January	162.3	81.98	26.32	77.0	73.6	1.556	1.471	0.795																																																																																																																									
February	159.4	70.05	25.76	72.7	69.5	1.469	1.390	0.796																																																																																																																									
March	204.1	66.76	26.65	96.3	92.2	1.941	1.840	0.796																																																																																																																									
April	142.8	61.10	25.34	74.2	70.9	1.509	1.430	0.803																																																																																																																									
May	132.3	50.38	22.84	67.8	64.7	1.386	1.311	0.805																																																																																																																									
June	124.3	42.18	21.98	62.1	58.8	1.267	1.199	0.805																																																																																																																									
July	121.2	48.65	22.38	57.3	54.3	1.169	1.105	0.803																																																																																																																									
August	136.2	57.13	21.69	64.2	61.1	1.318	1.246	0.809																																																																																																																									
September	147.0	65.43	22.07	71.0	68.1	1.465	1.388	0.814																																																																																																																									
October	145.5	71.37	24.41	77.6	74.8	1.586	1.500	0.805																																																																																																																									
November	208.7	71.08	26.50	108.1	104.5	2.178	2.064	0.795																																																																																																																									
December	188.5	81.25	26.86	96.0	92.4	1.932	1.828	0.793																																																																																																																									
Year	1872.4	767.36	24.39	924.4	884.9	18.777	17.772	0.801																																																																																																																									

PVSYST V6.81		01/12/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria		Country Brazil						
Situation	Latitude	-20.32° S	Longitude -40.34° W						
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude 9 m						
Meteo data:	Albedo	0.20							
	Vitoria	Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY							
Simulation variant :	8pav_fachada-T								
	Simulation date 01/12/19 21h53								
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt	90°	Azimuth 0°						
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Imported						
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	CdTe	Model	FS-4122-2 June 2015						
Original PVsyst database	Manufacturer	First Solar							
Number of PV modules	In series	4 modules	In parallel 79 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	316	Unit Nom. Power 122.5 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	38.7 kWp	At operating cond. 35.5 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	251 V	I mpp 142 A						
Total area	Module area	228 m²	Cell area 214 m ²						
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 12.0 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	3 units	Total Power 36 kWac						
			Pnom ratio 1.08						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	29 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 0.8 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.960	0.940	0.890	0.820	0.690	0.000

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		01/12/19	Page 2/4																																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																																	
Project : Modelo Gen - 8 pav																																																																																																																																																	
Simulation variant : 8pav_fachada-T																																																																																																																																																	
Main system parameters <table> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>System type</td> <td colspan="2">No 3D scene defined, no shadings</td> </tr> <tr> <td></td> <td>tilt</td> <td>90°</td> <td>azimuth 0°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>FS-4122-2 June 2015</td> <td>Pnom 123 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>316</td> <td>Pnom total 38.7 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>IG Plus 150 V-3</td> <td>Pnom 12.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>3.0</td> <td>Pnom total 36.0 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings			tilt	90°	azimuth 0°	PV modules	Model	FS-4122-2 June 2015	Pnom 123 Wp	PV Array	Nb. of modules	316	Pnom total 38.7 kWp	Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total 36.0 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																				
PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings																																																																																																																																															
	tilt	90°	azimuth 0°																																																																																																																																														
PV modules	Model	FS-4122-2 June 2015	Pnom 123 Wp																																																																																																																																														
PV Array	Nb. of modules	316	Pnom total 38.7 kWp																																																																																																																																														
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac																																																																																																																																														
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total 36.0 kW ac																																																																																																																																														
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																																																
Main simulation results <table> <tr> <td>System Production</td> <td>Produced Energy</td> <td>31.72 MWh/year</td> <td>Specific prod. 819 kWh/kWp/year</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Performance Ratio PR</td> <td>79.75 %</td> <td></td> </tr> </table>				System Production	Produced Energy	31.72 MWh/year	Specific prod. 819 kWh/kWp/year		Performance Ratio PR	79.75 %																																																																																																																																							
System Production	Produced Energy	31.72 MWh/year	Specific prod. 819 kWh/kWp/year																																																																																																																																														
	Performance Ratio PR	79.75 %																																																																																																																																															
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 38.7 kWp</p> <p>Performance Ratio PR</p>																																																																																																																																																	
<p style="text-align: center;">8pav_fachada-T Balances and main results</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>January</td> <td>162.3</td> <td>81.98</td> <td>26.32</td> <td>41.3</td> <td>39.3</td> <td>1.334</td> <td>1.250</td> <td>0.782</td> </tr> <tr> <td>February</td> <td>159.4</td> <td>70.05</td> <td>25.76</td> <td>50.0</td> <td>44.4</td> <td>1.528</td> <td>1.439</td> <td>0.744</td> </tr> <tr> <td>March</td> <td>204.1</td> <td>66.76</td> <td>26.65</td> <td>100.2</td> <td>89.5</td> <td>3.089</td> <td>2.935</td> <td>0.756</td> </tr> <tr> <td>April</td> <td>142.8</td> <td>61.10</td> <td>25.34</td> <td>103.8</td> <td>98.3</td> <td>3.388</td> <td>3.221</td> <td>0.802</td> </tr> <tr> <td>May</td> <td>132.3</td> <td>50.38</td> <td>22.84</td> <td>128.7</td> <td>124.8</td> <td>4.292</td> <td>4.081</td> <td>0.819</td> </tr> <tr> <td>June</td> <td>124.3</td> <td>42.18</td> <td>21.98</td> <td>140.0</td> <td>136.7</td> <td>4.683</td> <td>4.454</td> <td>0.822</td> </tr> <tr> <td>July</td> <td>121.2</td> <td>48.65</td> <td>22.38</td> <td>125.7</td> <td>122.4</td> <td>4.212</td> <td>4.006</td> <td>0.823</td> </tr> <tr> <td>August</td> <td>136.2</td> <td>57.13</td> <td>21.69</td> <td>114.3</td> <td>109.6</td> <td>3.812</td> <td>3.625</td> <td>0.820</td> </tr> <tr> <td>September</td> <td>147.0</td> <td>65.43</td> <td>22.07</td> <td>85.1</td> <td>78.4</td> <td>2.751</td> <td>2.613</td> <td>0.793</td> </tr> <tr> <td>October</td> <td>145.5</td> <td>71.37</td> <td>24.41</td> <td>58.4</td> <td>52.4</td> <td>1.815</td> <td>1.712</td> <td>0.757</td> </tr> <tr> <td>November</td> <td>208.7</td> <td>71.08</td> <td>26.50</td> <td>39.8</td> <td>37.0</td> <td>1.250</td> <td>1.170</td> <td>0.759</td> </tr> <tr> <td>December</td> <td>188.5</td> <td>81.25</td> <td>26.86</td> <td>40.2</td> <td>38.5</td> <td>1.299</td> <td>1.215</td> <td>0.782</td> </tr> <tr> <td>Year</td> <td>1872.4</td> <td>767.36</td> <td>24.39</td> <td>1027.5</td> <td>971.3</td> <td>33.453</td> <td>31.720</td> <td>0.798</td> </tr> </tbody> </table> <p>Legends:</p> <table> <tr> <td>GlobHor</td> <td>Horizontal global irradiation</td> <td>GlobEff</td> <td>Effective Global, corr. for IAM and shadings</td> </tr> <tr> <td>DiffHor</td> <td>Horizontal diffuse irradiation</td> <td>EArray</td> <td>Effective energy at the output of the array</td> </tr> <tr> <td>T_Amb</td> <td>Ambient Temperature</td> <td>E_Grid</td> <td>Energy injected into grid</td> </tr> <tr> <td>GlobInc</td> <td>Global incident in coll. plane</td> <td>PR</td> <td>Performance Ratio</td> </tr> </table>					GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	162.3	81.98	26.32	41.3	39.3	1.334	1.250	0.782	February	159.4	70.05	25.76	50.0	44.4	1.528	1.439	0.744	March	204.1	66.76	26.65	100.2	89.5	3.089	2.935	0.756	April	142.8	61.10	25.34	103.8	98.3	3.388	3.221	0.802	May	132.3	50.38	22.84	128.7	124.8	4.292	4.081	0.819	June	124.3	42.18	21.98	140.0	136.7	4.683	4.454	0.822	July	121.2	48.65	22.38	125.7	122.4	4.212	4.006	0.823	August	136.2	57.13	21.69	114.3	109.6	3.812	3.625	0.820	September	147.0	65.43	22.07	85.1	78.4	2.751	2.613	0.793	October	145.5	71.37	24.41	58.4	52.4	1.815	1.712	0.757	November	208.7	71.08	26.50	39.8	37.0	1.250	1.170	0.759	December	188.5	81.25	26.86	40.2	38.5	1.299	1.215	0.782	Year	1872.4	767.36	24.39	1027.5	971.3	33.453	31.720	0.798	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array	T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																																									
January	162.3	81.98	26.32	41.3	39.3	1.334	1.250	0.782																																																																																																																																									
February	159.4	70.05	25.76	50.0	44.4	1.528	1.439	0.744																																																																																																																																									
March	204.1	66.76	26.65	100.2	89.5	3.089	2.935	0.756																																																																																																																																									
April	142.8	61.10	25.34	103.8	98.3	3.388	3.221	0.802																																																																																																																																									
May	132.3	50.38	22.84	128.7	124.8	4.292	4.081	0.819																																																																																																																																									
June	124.3	42.18	21.98	140.0	136.7	4.683	4.454	0.822																																																																																																																																									
July	121.2	48.65	22.38	125.7	122.4	4.212	4.006	0.823																																																																																																																																									
August	136.2	57.13	21.69	114.3	109.6	3.812	3.625	0.820																																																																																																																																									
September	147.0	65.43	22.07	85.1	78.4	2.751	2.613	0.793																																																																																																																																									
October	145.5	71.37	24.41	58.4	52.4	1.815	1.712	0.757																																																																																																																																									
November	208.7	71.08	26.50	39.8	37.0	1.250	1.170	0.759																																																																																																																																									
December	188.5	81.25	26.86	40.2	38.5	1.299	1.215	0.782																																																																																																																																									
Year	1872.4	767.36	24.39	1027.5	971.3	33.453	31.720	0.798																																																																																																																																									
GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings																																																																																																																																														
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array																																																																																																																																														
T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid																																																																																																																																														
GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio																																																																																																																																														

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		01/12/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria	Country	Brazil						
Situation	Latitude -20.32° S	Longitude -40.34° W							
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude 9 m							
Meteo data:	Albedo 0.20								
	Vitoria	Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY							
Simulation variant :	8pav_fachada_T-O								
	Simulation date	01/12/19 21h59							
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt 90°	Azimuth 90°							
Models used	Transposition Perez	Diffuse Imported							
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	CdTe	Model	FS-4122-2 June 2015						
Original PVsyst database	Manufacturer	First Solar							
Number of PV modules	In series	4 modules	In parallel 49 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	196	Unit Nom. Power 122.5 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	24.01 kWp	At operating cond. 22.03 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	251 V	I mpp 88 A						
Total area	Module area	141 m²	Cell area 133 m²						
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 12.0 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	2 units	Total Power 24 kWac						
			Pnom ratio 1.00						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	47 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 0.8 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.960	0.940	0.890	0.820	0.690	0.000

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		01/12/19	Page 2/4																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																	
Project : Modelo Gen - 8 pav																																																																																																																																	
Simulation variant : 8pav_fachada_T-O																																																																																																																																	
Main system parameters <table> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>System type</td> <td colspan="2">No 3D scene defined, no shadings</td> </tr> <tr> <td></td> <td>tilt</td> <td>90°</td> <td>azimuth</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>FS-4122-2 June 2015</td> <td>Pnom</td> <td>123 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>196</td> <td>Pnom total</td> <td>24.01 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>IG Plus 150 V-3</td> <td>Pnom</td> <td>12.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>2.0</td> <td>Pnom total</td> <td>24.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings			tilt	90°	azimuth	90°	PV modules	Model	FS-4122-2 June 2015	Pnom	123 Wp	PV Array	Nb. of modules	196	Pnom total	24.01 kWp	Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom	12.00 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	24.00 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																															
PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings																																																																																																																															
	tilt	90°	azimuth	90°																																																																																																																													
PV modules	Model	FS-4122-2 June 2015	Pnom	123 Wp																																																																																																																													
PV Array	Nb. of modules	196	Pnom total	24.01 kWp																																																																																																																													
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom	12.00 kW ac																																																																																																																													
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	24.00 kW ac																																																																																																																													
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																																
Main simulation results <table> <tr> <td>System Production</td> <td>Produced Energy</td> <td>18.35 MWh/year</td> <td>Specific prod.</td> <td>764 kWh/kWp/year</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Performance Ratio PR</td> <td>80.28 %</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				System Production	Produced Energy	18.35 MWh/year	Specific prod.	764 kWh/kWp/year		Performance Ratio PR	80.28 %																																																																																																																						
System Production	Produced Energy	18.35 MWh/year	Specific prod.	764 kWh/kWp/year																																																																																																																													
	Performance Ratio PR	80.28 %																																																																																																																															
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 24.01 kWp</p> <p>Legend: Lc : Collection Loss (PV-array losses) Ls : System Loss (inverter, ...) Yf : Produced useful energy (inverter output)</p> <p>0.4 kWh/kWp/day 0.12 kWh/kWp/day 2.09 kWh/kWp/day</p>																																																																																																																																	
<p>Performance Ratio PR</p> <p>PR : Performance Ratio (Yf / Yr) : 0.803</p>																																																																																																																																	
<p style="text-align: center;">8pav_fachada_T-O</p> <p style="text-align: center;">Balances and main results</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>January</td> <td>162.3</td> <td>81.98</td> <td>26.32</td> <td>74.1</td> <td>70.9</td> <td>1.498</td> <td>1.415</td> <td>0.795</td> </tr> <tr> <td>February</td> <td>159.4</td> <td>70.05</td> <td>25.76</td> <td>82.2</td> <td>78.9</td> <td>1.660</td> <td>1.572</td> <td>0.797</td> </tr> <tr> <td>March</td> <td>204.1</td> <td>66.76</td> <td>26.65</td> <td>116.1</td> <td>112.2</td> <td>2.339</td> <td>2.219</td> <td>0.796</td> </tr> <tr> <td>April</td> <td>142.8</td> <td>61.10</td> <td>25.34</td> <td>74.9</td> <td>72.1</td> <td>1.527</td> <td>1.446</td> <td>0.804</td> </tr> <tr> <td>May</td> <td>132.3</td> <td>50.38</td> <td>22.84</td> <td>69.1</td> <td>66.3</td> <td>1.413</td> <td>1.337</td> <td>0.805</td> </tr> <tr> <td>June</td> <td>124.3</td> <td>42.18</td> <td>21.98</td> <td>66.6</td> <td>63.7</td> <td>1.362</td> <td>1.290</td> <td>0.807</td> </tr> <tr> <td>July</td> <td>121.2</td> <td>48.65</td> <td>22.38</td> <td>68.8</td> <td>65.7</td> <td>1.413</td> <td>1.339</td> <td>0.811</td> </tr> <tr> <td>August</td> <td>136.2</td> <td>57.13</td> <td>21.69</td> <td>80.8</td> <td>77.8</td> <td>1.669</td> <td>1.582</td> <td>0.815</td> </tr> <tr> <td>September</td> <td>147.0</td> <td>65.43</td> <td>22.07</td> <td>82.2</td> <td>79.3</td> <td>1.700</td> <td>1.611</td> <td>0.817</td> </tr> <tr> <td>October</td> <td>145.5</td> <td>71.37</td> <td>24.41</td> <td>63.9</td> <td>61.3</td> <td>1.303</td> <td>1.230</td> <td>0.801</td> </tr> <tr> <td>November</td> <td>208.7</td> <td>71.08</td> <td>26.50</td> <td>91.5</td> <td>87.9</td> <td>1.848</td> <td>1.750</td> <td>0.796</td> </tr> <tr> <td>December</td> <td>188.5</td> <td>81.25</td> <td>26.86</td> <td>81.6</td> <td>78.3</td> <td>1.647</td> <td>1.558</td> <td>0.795</td> </tr> <tr> <td>Year</td> <td>1872.4</td> <td>767.36</td> <td>24.39</td> <td>951.9</td> <td>914.4</td> <td>19.379</td> <td>18.348</td> <td>0.803</td> </tr> </tbody> </table> <p>Legends:</p> <ul style="list-style-type: none"> GlobHor: Horizontal global irradiation DiffHor: Horizontal diffuse irradiation T_Amb: Ambient Temperature GlobInc: Global incident in coll. plane GlobEff: Effective Global, corr. for IAM and shadings EArray: Effective energy at the output of the array E_Grid: Energy injected into grid PR: Performance Ratio 					GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	162.3	81.98	26.32	74.1	70.9	1.498	1.415	0.795	February	159.4	70.05	25.76	82.2	78.9	1.660	1.572	0.797	March	204.1	66.76	26.65	116.1	112.2	2.339	2.219	0.796	April	142.8	61.10	25.34	74.9	72.1	1.527	1.446	0.804	May	132.3	50.38	22.84	69.1	66.3	1.413	1.337	0.805	June	124.3	42.18	21.98	66.6	63.7	1.362	1.290	0.807	July	121.2	48.65	22.38	68.8	65.7	1.413	1.339	0.811	August	136.2	57.13	21.69	80.8	77.8	1.669	1.582	0.815	September	147.0	65.43	22.07	82.2	79.3	1.700	1.611	0.817	October	145.5	71.37	24.41	63.9	61.3	1.303	1.230	0.801	November	208.7	71.08	26.50	91.5	87.9	1.848	1.750	0.796	December	188.5	81.25	26.86	81.6	78.3	1.647	1.558	0.795	Year	1872.4	767.36	24.39	951.9	914.4	19.379	18.348	0.803
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																									
January	162.3	81.98	26.32	74.1	70.9	1.498	1.415	0.795																																																																																																																									
February	159.4	70.05	25.76	82.2	78.9	1.660	1.572	0.797																																																																																																																									
March	204.1	66.76	26.65	116.1	112.2	2.339	2.219	0.796																																																																																																																									
April	142.8	61.10	25.34	74.9	72.1	1.527	1.446	0.804																																																																																																																									
May	132.3	50.38	22.84	69.1	66.3	1.413	1.337	0.805																																																																																																																									
June	124.3	42.18	21.98	66.6	63.7	1.362	1.290	0.807																																																																																																																									
July	121.2	48.65	22.38	68.8	65.7	1.413	1.339	0.811																																																																																																																									
August	136.2	57.13	21.69	80.8	77.8	1.669	1.582	0.815																																																																																																																									
September	147.0	65.43	22.07	82.2	79.3	1.700	1.611	0.817																																																																																																																									
October	145.5	71.37	24.41	63.9	61.3	1.303	1.230	0.801																																																																																																																									
November	208.7	71.08	26.50	91.5	87.9	1.848	1.750	0.796																																																																																																																									
December	188.5	81.25	26.86	81.6	78.3	1.647	1.558	0.795																																																																																																																									
Year	1872.4	767.36	24.39	951.9	914.4	19.379	18.348	0.803																																																																																																																									

PVSYST V6.81		29/11/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria	Country	Brazil						
Situation	Latitude -20.32° S	Longitude -40.34° W							
Time defined as	Legal Time zone UT-3	Altitude	9 m						
Meteo data:	Albedo 0.20	Vitoria	Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY						
Simulation variant :	8pav_ps L	Simulation date	29/11/19 14h11						
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt 5°	Azimuth	-90°						
Models used	Transposition Perez	Diffuse	Imported						
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	Si-mono	Model	SPR-E20-435-COM						
Original PVsyst database	Manufacturer	SunPower							
Number of PV modules	In series	4 modules	In parallel 14 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	56	Unit Nom. Power 435 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	24.36 kWp	At operating cond. 22.09 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	259 V	I mpp 85 A						
Total area	Module area	121 m²	Cell area 110 m²						
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 12.0 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	2 units	Total Power 24 kWac						
			Pnom ratio 1.01						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	51 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.970	0.940	0.890	0.770	0.620	0.000

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		29/11/19	Page 2/4																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																	
Project : Modelo Gen - 8 pav																																																																																																																																	
Simulation variant : 8pav_ps L																																																																																																																																	
Main system parameters <table> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>System type</td> <td colspan="2">No 3D scene defined, no shadings</td> </tr> <tr> <td></td> <td>tilt</td> <td>5°</td> <td>azimuth -90°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>SPR-E20-435-COM</td> <td>Pnom 435 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>56</td> <td>Pnom total 24.36 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>IG Plus 150 V-3</td> <td>Pnom 12.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>2.0</td> <td>Pnom total 24.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings			tilt	5°	azimuth -90°	PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom 435 Wp	PV Array	Nb. of modules	56	Pnom total 24.36 kWp	Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 24.00 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																				
PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings																																																																																																																															
	tilt	5°	azimuth -90°																																																																																																																														
PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom 435 Wp																																																																																																																														
PV Array	Nb. of modules	56	Pnom total 24.36 kWp																																																																																																																														
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac																																																																																																																														
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 24.00 kW ac																																																																																																																														
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																																
Main simulation results <table> <tr> <td>System Production</td> <td>Produced Energy</td> <td>36.21 MWh/year</td> <td>Specific prod. 1487 kWh/kWp/year</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Performance Ratio PR</td> <td>79.53 %</td> <td></td> </tr> </table>				System Production	Produced Energy	36.21 MWh/year	Specific prod. 1487 kWh/kWp/year		Performance Ratio PR	79.53 %																																																																																																																							
System Production	Produced Energy	36.21 MWh/year	Specific prod. 1487 kWh/kWp/year																																																																																																																														
	Performance Ratio PR	79.53 %																																																																																																																															
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 24.36 kWp</p> <p>Legend: Lc : Collection Loss (PV-array losses) Ls : System Loss (inverter, ...) YF: Produced useful energy (inverter output)</p> <p>0.83 kWh/kWp/day 0.21 kWh/kWp/day 4.07 kWh/kWp/day</p>																																																																																																																																	
<p>Performance Ratio PR</p> <p>PR : Performance Ratio (Yf / Yr) : 0.795</p>																																																																																																																																	
<p style="text-align: center;">8pav_ps L</p> <p>Balances and main results</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>January</td> <td>162.3</td> <td>81.98</td> <td>26.32</td> <td>162.4</td> <td>160.3</td> <td>3.275</td> <td>3.107</td> <td>0.786</td> </tr> <tr> <td>February</td> <td>159.4</td> <td>70.05</td> <td>25.76</td> <td>158.6</td> <td>156.6</td> <td>3.203</td> <td>3.041</td> <td>0.787</td> </tr> <tr> <td>March</td> <td>204.1</td> <td>66.76</td> <td>26.65</td> <td>202.5</td> <td>200.2</td> <td>4.055</td> <td>3.853</td> <td>0.781</td> </tr> <tr> <td>April</td> <td>142.8</td> <td>61.10</td> <td>25.34</td> <td>142.7</td> <td>140.8</td> <td>2.922</td> <td>2.778</td> <td>0.799</td> </tr> <tr> <td>May</td> <td>132.3</td> <td>50.38</td> <td>22.84</td> <td>132.2</td> <td>130.4</td> <td>2.752</td> <td>2.618</td> <td>0.813</td> </tr> <tr> <td>June</td> <td>124.3</td> <td>42.18</td> <td>21.98</td> <td>123.9</td> <td>122.1</td> <td>2.590</td> <td>2.464</td> <td>0.816</td> </tr> <tr> <td>July</td> <td>121.2</td> <td>48.65</td> <td>22.38</td> <td>120.2</td> <td>118.4</td> <td>2.518</td> <td>2.395</td> <td>0.818</td> </tr> <tr> <td>August</td> <td>136.2</td> <td>57.13</td> <td>21.69</td> <td>134.8</td> <td>132.8</td> <td>2.815</td> <td>2.678</td> <td>0.815</td> </tr> <tr> <td>September</td> <td>147.0</td> <td>65.43</td> <td>22.07</td> <td>146.0</td> <td>144.1</td> <td>3.025</td> <td>2.876</td> <td>0.809</td> </tr> <tr> <td>October</td> <td>145.5</td> <td>71.37</td> <td>24.41</td> <td>146.5</td> <td>144.6</td> <td>2.996</td> <td>2.842</td> <td>0.797</td> </tr> <tr> <td>November</td> <td>208.7</td> <td>71.08</td> <td>26.50</td> <td>210.0</td> <td>207.9</td> <td>4.179</td> <td>3.965</td> <td>0.775</td> </tr> <tr> <td>December</td> <td>188.5</td> <td>81.25</td> <td>26.86</td> <td>189.5</td> <td>187.4</td> <td>3.788</td> <td>3.595</td> <td>0.779</td> </tr> <tr> <td>Year</td> <td>1872.4</td> <td>767.36</td> <td>24.39</td> <td>1869.3</td> <td>1845.7</td> <td>38.119</td> <td>36.212</td> <td>0.795</td> </tr> </tbody> </table>					GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	162.3	81.98	26.32	162.4	160.3	3.275	3.107	0.786	February	159.4	70.05	25.76	158.6	156.6	3.203	3.041	0.787	March	204.1	66.76	26.65	202.5	200.2	4.055	3.853	0.781	April	142.8	61.10	25.34	142.7	140.8	2.922	2.778	0.799	May	132.3	50.38	22.84	132.2	130.4	2.752	2.618	0.813	June	124.3	42.18	21.98	123.9	122.1	2.590	2.464	0.816	July	121.2	48.65	22.38	120.2	118.4	2.518	2.395	0.818	August	136.2	57.13	21.69	134.8	132.8	2.815	2.678	0.815	September	147.0	65.43	22.07	146.0	144.1	3.025	2.876	0.809	October	145.5	71.37	24.41	146.5	144.6	2.996	2.842	0.797	November	208.7	71.08	26.50	210.0	207.9	4.179	3.965	0.775	December	188.5	81.25	26.86	189.5	187.4	3.788	3.595	0.779	Year	1872.4	767.36	24.39	1869.3	1845.7	38.119	36.212	0.795
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																									
January	162.3	81.98	26.32	162.4	160.3	3.275	3.107	0.786																																																																																																																									
February	159.4	70.05	25.76	158.6	156.6	3.203	3.041	0.787																																																																																																																									
March	204.1	66.76	26.65	202.5	200.2	4.055	3.853	0.781																																																																																																																									
April	142.8	61.10	25.34	142.7	140.8	2.922	2.778	0.799																																																																																																																									
May	132.3	50.38	22.84	132.2	130.4	2.752	2.618	0.813																																																																																																																									
June	124.3	42.18	21.98	123.9	122.1	2.590	2.464	0.816																																																																																																																									
July	121.2	48.65	22.38	120.2	118.4	2.518	2.395	0.818																																																																																																																									
August	136.2	57.13	21.69	134.8	132.8	2.815	2.678	0.815																																																																																																																									
September	147.0	65.43	22.07	146.0	144.1	3.025	2.876	0.809																																																																																																																									
October	145.5	71.37	24.41	146.5	144.6	2.996	2.842	0.797																																																																																																																									
November	208.7	71.08	26.50	210.0	207.9	4.179	3.965	0.775																																																																																																																									
December	188.5	81.25	26.86	189.5	187.4	3.788	3.595	0.779																																																																																																																									
Year	1872.4	767.36	24.39	1869.3	1845.7	38.119	36.212	0.795																																																																																																																									
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation DiffHor Horizontal diffuse irradiation T_Amb Ambient Temperature GlobInc Global incident in coll. plane																																																																																																																																	
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EArray Effective energy at the output of the array E_Grid Energy injected into grid PR Performance Ratio																																																																																																																																	

PVSYST V6.81		29/11/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria		Country Brazil						
Situation	Latitude	-20.32° S	Longitude -40.34° W						
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude 9 m						
Meteo data:	Albedo	0.20							
	Vitoria	Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY							
Simulation variant :	8pav_ps N								
	Simulation date	29/11/19 14h09							
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt	5°	Azimuth 0°						
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Imported						
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	Si-mono	Model	SPR-E20-435-COM						
Original PVsyst database		Manufacturer	SunPower						
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel 12 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	120	Unit Nom. Power 435 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	52.2 kWp	At operating cond. 47.3 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	648 V	I mpp 73 A						
Total area	Module area	259 m²	Cell area 235 m²						
Inverter	Model	ECO 25.0-3-S							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	580-850 V	Unit Nom. Power 25.0 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	2 units	Total Power 50 kWac						
			Pnom ratio 1.04						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	148 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.970	0.940	0.890	0.770	0.620	0.000

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		29/11/19	Page 2/4																																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																																	
Project : Modelo Gen - 8 pav																																																																																																																																																	
Simulation variant : 8pav_ps N																																																																																																																																																	
Main system parameters <table> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>System type</td> <td colspan="2">No 3D scene defined, no shadings</td> </tr> <tr> <td></td> <td>tilt</td> <td>5°</td> <td>azimuth 0°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>SPR-E20-435-COM</td> <td>Pnom 435 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>120</td> <td>Pnom total 52.2 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>ECO 25.0-3-S</td> <td>Pnom 25.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>2.0</td> <td>Pnom total 50.0 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings			tilt	5°	azimuth 0°	PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom 435 Wp	PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total 52.2 kWp	Inverter	Model	ECO 25.0-3-S	Pnom 25.00 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 50.0 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																				
PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings																																																																																																																																															
	tilt	5°	azimuth 0°																																																																																																																																														
PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom 435 Wp																																																																																																																																														
PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total 52.2 kWp																																																																																																																																														
Inverter	Model	ECO 25.0-3-S	Pnom 25.00 kW ac																																																																																																																																														
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 50.0 kW ac																																																																																																																																														
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																																																
Main simulation results <table> <tr> <td>System Production</td> <td>Produced Energy</td> <td>81.92 MWh/year</td> <td>Specific prod.</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Performance Ratio PR</td> <td>81.85 %</td> <td>1569 kWh/kWp/year</td> </tr> </table>				System Production	Produced Energy	81.92 MWh/year	Specific prod.		Performance Ratio PR	81.85 %	1569 kWh/kWp/year																																																																																																																																						
System Production	Produced Energy	81.92 MWh/year	Specific prod.																																																																																																																																														
	Performance Ratio PR	81.85 %	1569 kWh/kWp/year																																																																																																																																														
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 52.2 kWp</p> <p>Performance Ratio PR</p>																																																																																																																																																	
<p style="text-align: center;">8pav_ps N</p> <p style="text-align: center;">Balances and main results</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>January</td> <td>162.3</td> <td>81.98</td> <td>26.32</td> <td>161.2</td> <td>159.2</td> <td>6.973</td> <td>6.824</td> <td>0.811</td> </tr> <tr> <td>February</td> <td>159.4</td> <td>70.05</td> <td>25.76</td> <td>160.0</td> <td>158.1</td> <td>6.918</td> <td>6.774</td> <td>0.811</td> </tr> <tr> <td>March</td> <td>204.1</td> <td>66.76</td> <td>26.65</td> <td>209.0</td> <td>206.7</td> <td>8.943</td> <td>8.764</td> <td>0.803</td> </tr> <tr> <td>April</td> <td>142.8</td> <td>61.10</td> <td>25.34</td> <td>148.6</td> <td>146.7</td> <td>6.499</td> <td>6.361</td> <td>0.820</td> </tr> <tr> <td>May</td> <td>132.3</td> <td>50.38</td> <td>22.84</td> <td>140.7</td> <td>139.0</td> <td>6.255</td> <td>6.120</td> <td>0.833</td> </tr> <tr> <td>June</td> <td>124.3</td> <td>42.18</td> <td>21.98</td> <td>134.0</td> <td>132.4</td> <td>5.984</td> <td>5.856</td> <td>0.837</td> </tr> <tr> <td>July</td> <td>121.2</td> <td>48.65</td> <td>22.38</td> <td>129.3</td> <td>127.7</td> <td>5.792</td> <td>5.665</td> <td>0.839</td> </tr> <tr> <td>August</td> <td>136.2</td> <td>57.13</td> <td>21.69</td> <td>143.0</td> <td>141.2</td> <td>6.384</td> <td>6.246</td> <td>0.837</td> </tr> <tr> <td>September</td> <td>147.0</td> <td>65.43</td> <td>22.07</td> <td>150.9</td> <td>149.0</td> <td>6.680</td> <td>6.535</td> <td>0.830</td> </tr> <tr> <td>October</td> <td>145.5</td> <td>71.37</td> <td>24.41</td> <td>146.9</td> <td>145.1</td> <td>6.430</td> <td>6.288</td> <td>0.820</td> </tr> <tr> <td>November</td> <td>208.7</td> <td>71.08</td> <td>26.50</td> <td>207.5</td> <td>205.3</td> <td>8.846</td> <td>8.666</td> <td>0.800</td> </tr> <tr> <td>December</td> <td>188.5</td> <td>81.25</td> <td>26.86</td> <td>186.3</td> <td>184.1</td> <td>7.987</td> <td>7.821</td> <td>0.804</td> </tr> <tr> <td>Year</td> <td>1872.4</td> <td>767.36</td> <td>24.39</td> <td>1917.4</td> <td>1894.5</td> <td>83.690</td> <td>81.920</td> <td>0.818</td> </tr> </tbody> </table> <p>Legends:</p> <table> <tr> <td>GlobHor</td> <td>Horizontal global irradiation</td> <td>GlobEff</td> <td>Effective Global, corr. for IAM and shadings</td> </tr> <tr> <td>DiffHor</td> <td>Horizontal diffuse irradiation</td> <td>EArray</td> <td>Effective energy at the output of the array</td> </tr> <tr> <td>T_Amb</td> <td>Ambient Temperature</td> <td>E_Grid</td> <td>Energy injected into grid</td> </tr> <tr> <td>GlobInc</td> <td>Global incident in coll. plane</td> <td>PR</td> <td>Performance Ratio</td> </tr> </table>					GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	162.3	81.98	26.32	161.2	159.2	6.973	6.824	0.811	February	159.4	70.05	25.76	160.0	158.1	6.918	6.774	0.811	March	204.1	66.76	26.65	209.0	206.7	8.943	8.764	0.803	April	142.8	61.10	25.34	148.6	146.7	6.499	6.361	0.820	May	132.3	50.38	22.84	140.7	139.0	6.255	6.120	0.833	June	124.3	42.18	21.98	134.0	132.4	5.984	5.856	0.837	July	121.2	48.65	22.38	129.3	127.7	5.792	5.665	0.839	August	136.2	57.13	21.69	143.0	141.2	6.384	6.246	0.837	September	147.0	65.43	22.07	150.9	149.0	6.680	6.535	0.830	October	145.5	71.37	24.41	146.9	145.1	6.430	6.288	0.820	November	208.7	71.08	26.50	207.5	205.3	8.846	8.666	0.800	December	188.5	81.25	26.86	186.3	184.1	7.987	7.821	0.804	Year	1872.4	767.36	24.39	1917.4	1894.5	83.690	81.920	0.818	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array	T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																																									
January	162.3	81.98	26.32	161.2	159.2	6.973	6.824	0.811																																																																																																																																									
February	159.4	70.05	25.76	160.0	158.1	6.918	6.774	0.811																																																																																																																																									
March	204.1	66.76	26.65	209.0	206.7	8.943	8.764	0.803																																																																																																																																									
April	142.8	61.10	25.34	148.6	146.7	6.499	6.361	0.820																																																																																																																																									
May	132.3	50.38	22.84	140.7	139.0	6.255	6.120	0.833																																																																																																																																									
June	124.3	42.18	21.98	134.0	132.4	5.984	5.856	0.837																																																																																																																																									
July	121.2	48.65	22.38	129.3	127.7	5.792	5.665	0.839																																																																																																																																									
August	136.2	57.13	21.69	143.0	141.2	6.384	6.246	0.837																																																																																																																																									
September	147.0	65.43	22.07	150.9	149.0	6.680	6.535	0.830																																																																																																																																									
October	145.5	71.37	24.41	146.9	145.1	6.430	6.288	0.820																																																																																																																																									
November	208.7	71.08	26.50	207.5	205.3	8.846	8.666	0.800																																																																																																																																									
December	188.5	81.25	26.86	186.3	184.1	7.987	7.821	0.804																																																																																																																																									
Year	1872.4	767.36	24.39	1917.4	1894.5	83.690	81.920	0.818																																																																																																																																									
GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings																																																																																																																																														
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array																																																																																																																																														
T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid																																																																																																																																														
GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio																																																																																																																																														

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		29/11/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria	Country	Brazil						
Situation	Latitude -20.32° S	Longitude -40.34° W							
Time defined as	Legal Time zone UT-3	Altitude	9 m						
Meteo data:	Albedo 0.20	Vitoria	Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY						
Simulation variant :	8pav_ps O								
	Simulation date	29/11/19 14h19							
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt 5°	Azimuth	90°						
Models used	Transposition Perez	Diffuse	Imported						
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	Si-mono	Model	SPR-E20-435-COM						
Original PVsyst database	Manufacturer	SunPower							
Number of PV modules	In series	4 modules	In parallel 14 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	56	Unit Nom. Power 435 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	24.36 kWp	At operating cond. 22.09 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	259 V	I mpp 85 A						
Total area	Module area	121 m²	Cell area 110 m²						
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 12.0 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	2 units	Total Power 24 kWac						
			Pnom ratio 1.01						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	51 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.970	0.940	0.890	0.770	0.620	0.000

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		29/11/19	Page 2/4																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																	
Project : Modelo Gen - 8 pav																																																																																																																																	
Simulation variant : 8pav_ps O																																																																																																																																	
Main system parameters <table> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>System type</td> <td colspan="2">No 3D scene defined, no shadings</td> </tr> <tr> <td></td> <td>tilt</td> <td>5°</td> <td>azimuth 90°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>SPR-E20-435-COM</td> <td>Pnom 435 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>56</td> <td>Pnom total 24.36 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>IG Plus 150 V-3</td> <td>Pnom 12.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>2.0</td> <td>Pnom total 24.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings			tilt	5°	azimuth 90°	PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom 435 Wp	PV Array	Nb. of modules	56	Pnom total 24.36 kWp	Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 24.00 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																				
PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings																																																																																																																															
	tilt	5°	azimuth 90°																																																																																																																														
PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom 435 Wp																																																																																																																														
PV Array	Nb. of modules	56	Pnom total 24.36 kWp																																																																																																																														
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac																																																																																																																														
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 24.00 kW ac																																																																																																																														
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																																
Main simulation results <table> <tr> <td>System Production</td> <td>Produced Energy</td> <td>36.29 MWh/year</td> <td>Specific prod.</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Performance Ratio PR</td> <td>79.53 %</td> <td>1490 kWh/kWp/year</td> </tr> </table>				System Production	Produced Energy	36.29 MWh/year	Specific prod.		Performance Ratio PR	79.53 %	1490 kWh/kWp/year																																																																																																																						
System Production	Produced Energy	36.29 MWh/year	Specific prod.																																																																																																																														
	Performance Ratio PR	79.53 %	1490 kWh/kWp/year																																																																																																																														
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 24.36 kWp</p> <table> <tr> <td>Jan</td> <td>Feb</td> <td>Mar</td> <td>Apr</td> <td>May</td> <td>Jun</td> <td>Jul</td> <td>Aug</td> <td>Sep</td> <td>Oct</td> <td>Nov</td> <td>Dec</td> </tr> <tr> <td>~5.2</td> <td>~5.8</td> <td>~5.5</td> <td>~4.8</td> <td>~4.2</td> <td>~3.8</td> <td>~3.5</td> <td>~4.2</td> <td>~4.5</td> <td>~4.5</td> <td>~6.8</td> <td>~6.0</td> </tr> </table>				Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	~5.2	~5.8	~5.5	~4.8	~4.2	~3.8	~3.5	~4.2	~4.5	~4.5	~6.8	~6.0																																																																																																						
Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec																																																																																																																						
~5.2	~5.8	~5.5	~4.8	~4.2	~3.8	~3.5	~4.2	~4.5	~4.5	~6.8	~6.0																																																																																																																						
<p>Performance Ratio PR</p> <table> <tr> <td>Jan</td> <td>Feb</td> <td>Mar</td> <td>Apr</td> <td>May</td> <td>Jun</td> <td>Jul</td> <td>Aug</td> <td>Sep</td> <td>Oct</td> <td>Nov</td> <td>Dec</td> </tr> <tr> <td>~0.80</td> <td>~0.79</td> <td>~0.79</td> <td>~0.80</td> <td>~0.81</td> <td>~0.81</td> <td>~0.81</td> <td>~0.81</td> <td>~0.80</td> <td>~0.80</td> <td>~0.79</td> <td>~0.79</td> </tr> </table>				Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	~0.80	~0.79	~0.79	~0.80	~0.81	~0.81	~0.81	~0.81	~0.80	~0.80	~0.79	~0.79																																																																																																						
Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec																																																																																																																						
~0.80	~0.79	~0.79	~0.80	~0.81	~0.81	~0.81	~0.81	~0.80	~0.80	~0.79	~0.79																																																																																																																						
<p style="text-align: center;">8pav_ps O</p> <p style="text-align: center;">Balances and main results</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>January</td> <td>162.3</td> <td>81.98</td> <td>26.32</td> <td>161.8</td> <td>159.8</td> <td>3.265</td> <td>3.097</td> <td>0.786</td> </tr> <tr> <td>February</td> <td>159.4</td> <td>70.05</td> <td>25.76</td> <td>159.9</td> <td>158.1</td> <td>3.228</td> <td>3.065</td> <td>0.787</td> </tr> <tr> <td>March</td> <td>204.1</td> <td>66.76</td> <td>26.65</td> <td>205.6</td> <td>203.4</td> <td>4.118</td> <td>3.912</td> <td>0.781</td> </tr> <tr> <td>April</td> <td>142.8</td> <td>61.10</td> <td>25.34</td> <td>142.8</td> <td>141.0</td> <td>2.926</td> <td>2.781</td> <td>0.799</td> </tr> <tr> <td>May</td> <td>132.3</td> <td>50.38</td> <td>22.84</td> <td>132.5</td> <td>130.7</td> <td>2.758</td> <td>2.624</td> <td>0.813</td> </tr> <tr> <td>June</td> <td>124.3</td> <td>42.18</td> <td>21.98</td> <td>124.8</td> <td>123.0</td> <td>2.609</td> <td>2.482</td> <td>0.817</td> </tr> <tr> <td>July</td> <td>121.2</td> <td>48.65</td> <td>22.38</td> <td>122.1</td> <td>120.3</td> <td>2.560</td> <td>2.435</td> <td>0.819</td> </tr> <tr> <td>August</td> <td>136.2</td> <td>57.13</td> <td>21.69</td> <td>137.5</td> <td>135.7</td> <td>2.874</td> <td>2.734</td> <td>0.816</td> </tr> <tr> <td>September</td> <td>147.0</td> <td>65.43</td> <td>22.07</td> <td>147.8</td> <td>145.8</td> <td>3.059</td> <td>2.907</td> <td>0.807</td> </tr> <tr> <td>October</td> <td>145.5</td> <td>71.37</td> <td>24.41</td> <td>144.1</td> <td>142.2</td> <td>2.946</td> <td>2.795</td> <td>0.796</td> </tr> <tr> <td>November</td> <td>208.7</td> <td>71.08</td> <td>26.50</td> <td>207.2</td> <td>205.0</td> <td>4.123</td> <td>3.911</td> <td>0.775</td> </tr> <tr> <td>December</td> <td>188.5</td> <td>81.25</td> <td>26.86</td> <td>187.2</td> <td>185.0</td> <td>3.741</td> <td>3.550</td> <td>0.779</td> </tr> <tr> <td>Year</td> <td>1872.4</td> <td>767.36</td> <td>24.39</td> <td>1873.4</td> <td>1850.0</td> <td>38.207</td> <td>36.294</td> <td>0.795</td> </tr> </tbody> </table>					GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	162.3	81.98	26.32	161.8	159.8	3.265	3.097	0.786	February	159.4	70.05	25.76	159.9	158.1	3.228	3.065	0.787	March	204.1	66.76	26.65	205.6	203.4	4.118	3.912	0.781	April	142.8	61.10	25.34	142.8	141.0	2.926	2.781	0.799	May	132.3	50.38	22.84	132.5	130.7	2.758	2.624	0.813	June	124.3	42.18	21.98	124.8	123.0	2.609	2.482	0.817	July	121.2	48.65	22.38	122.1	120.3	2.560	2.435	0.819	August	136.2	57.13	21.69	137.5	135.7	2.874	2.734	0.816	September	147.0	65.43	22.07	147.8	145.8	3.059	2.907	0.807	October	145.5	71.37	24.41	144.1	142.2	2.946	2.795	0.796	November	208.7	71.08	26.50	207.2	205.0	4.123	3.911	0.775	December	188.5	81.25	26.86	187.2	185.0	3.741	3.550	0.779	Year	1872.4	767.36	24.39	1873.4	1850.0	38.207	36.294	0.795
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																									
January	162.3	81.98	26.32	161.8	159.8	3.265	3.097	0.786																																																																																																																									
February	159.4	70.05	25.76	159.9	158.1	3.228	3.065	0.787																																																																																																																									
March	204.1	66.76	26.65	205.6	203.4	4.118	3.912	0.781																																																																																																																									
April	142.8	61.10	25.34	142.8	141.0	2.926	2.781	0.799																																																																																																																									
May	132.3	50.38	22.84	132.5	130.7	2.758	2.624	0.813																																																																																																																									
June	124.3	42.18	21.98	124.8	123.0	2.609	2.482	0.817																																																																																																																									
July	121.2	48.65	22.38	122.1	120.3	2.560	2.435	0.819																																																																																																																									
August	136.2	57.13	21.69	137.5	135.7	2.874	2.734	0.816																																																																																																																									
September	147.0	65.43	22.07	147.8	145.8	3.059	2.907	0.807																																																																																																																									
October	145.5	71.37	24.41	144.1	142.2	2.946	2.795	0.796																																																																																																																									
November	208.7	71.08	26.50	207.2	205.0	4.123	3.911	0.775																																																																																																																									
December	188.5	81.25	26.86	187.2	185.0	3.741	3.550	0.779																																																																																																																									
Year	1872.4	767.36	24.39	1873.4	1850.0	38.207	36.294	0.795																																																																																																																									
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation DiffHor Horizontal diffuse irradiation T_Amb Ambient Temperature GlobInc Global incident in coll. plane																																																																																																																																	
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EArray Effective energy at the output of the array E_Grid Energy injected into grid PR Performance Ratio																																																																																																																																	

7.2 Anexo II

Tabela 22: Resultados das simulações de produção de energia no PVsyst para o modelo genérico de 19 pavimentos.

PVSYST V6.81		28/11/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria	Country	Brazil						
Situation		Latitude	-20.32° S						
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3						
		Albedo	0.20						
Meteo data:	Vitoria	Altitude	9 m						
		Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY							
Simulation variant :	v4-sunpower/fronius								
	Simulation date	28/11/19 23h52							
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt	20°	Azimuth 0°						
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Imported						
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	Si-mono	Model	SPR-E20-435-COM						
Original PVsyst database		Manufacturer	SunPower						
Number of PV modules	In series	5 modules							
Total number of PV modules	Nb. modules	345	In parallel						
Array global power	Nominal (STC)	150 kWp	Unit Nom. Power						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	324 V	At operating cond.						
Total area	Module area	746 m²	I mpp						
			Cell area						
			677 m ²						
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power						
Inverter pack	Nb. of inverters	10 units	Total Power						
			120 kWac						
			Pnom ratio						
			1.25						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind)						
	Global array res.	13 mOhm	0.0 W/m ² K / m/s						
Wiring Ohmic Loss			Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.970	0.940	0.890	0.770	0.620	0.000
PVsyst Evaluation mode									

PVSYST V6.81		28/11/19	Page 2/4																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																	
Project : Modelo Gen - 8 pav																																																																																																																																	
Simulation variant : v4-sunpower/fronius																																																																																																																																	
Main system parameters <table> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>System type</td> <td colspan="2">No 3D scene defined, no shadings</td> </tr> <tr> <td></td> <td>tilt</td> <td>20°</td> <td>azimuth 0°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>SPR-E20-435-COM</td> <td>Pnom 435 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>345</td> <td>Pnom total 150 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>IG Plus 150 V-3</td> <td>Pnom 12.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>10.0</td> <td>Pnom total 120 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings			tilt	20°	azimuth 0°	PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom 435 Wp	PV Array	Nb. of modules	345	Pnom total 150 kWp	Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	10.0	Pnom total 120 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																				
PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings																																																																																																																															
	tilt	20°	azimuth 0°																																																																																																																														
PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom 435 Wp																																																																																																																														
PV Array	Nb. of modules	345	Pnom total 150 kWp																																																																																																																														
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac																																																																																																																														
Inverter pack	Nb. of units	10.0	Pnom total 120 kW ac																																																																																																																														
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																																
Main simulation results <table> <tr> <td>System Production</td> <td>Produced Energy</td> <td>236.4 MWh/year</td> <td>Specific prod. 1575 kWh/kWp/year</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Performance Ratio PR</td> <td>79.48 %</td> <td></td> </tr> </table>				System Production	Produced Energy	236.4 MWh/year	Specific prod. 1575 kWh/kWp/year		Performance Ratio PR	79.48 %																																																																																																																							
System Production	Produced Energy	236.4 MWh/year	Specific prod. 1575 kWh/kWp/year																																																																																																																														
	Performance Ratio PR	79.48 %																																																																																																																															
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 150 kWp</p> <p>Legend: Lc : Collection Loss (PV-array losses) Ls : System Loss (inverter, ...) YF: Produced useful energy (inverter output)</p> <table> <thead> <tr> <th>Month</th> <th>Lc (kWh/kWp/day)</th> <th>Ls (kWh/kWp/day)</th> <th>YF (kWh/kWp/day)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Jan</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Feb</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Mar</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Apr</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>May</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Jun</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Jul</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Aug</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Sep</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Oct</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Nov</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> <tr><td>Dec</td><td>0.9</td><td>0.22</td><td>4.32</td></tr> </tbody> </table>				Month	Lc (kWh/kWp/day)	Ls (kWh/kWp/day)	YF (kWh/kWp/day)	Jan	0.9	0.22	4.32	Feb	0.9	0.22	4.32	Mar	0.9	0.22	4.32	Apr	0.9	0.22	4.32	May	0.9	0.22	4.32	Jun	0.9	0.22	4.32	Jul	0.9	0.22	4.32	Aug	0.9	0.22	4.32	Sep	0.9	0.22	4.32	Oct	0.9	0.22	4.32	Nov	0.9	0.22	4.32	Dec	0.9	0.22	4.32																																																																										
Month	Lc (kWh/kWp/day)	Ls (kWh/kWp/day)	YF (kWh/kWp/day)																																																																																																																														
Jan	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Feb	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Mar	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Apr	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
May	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Jun	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Jul	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Aug	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Sep	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Oct	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Nov	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
Dec	0.9	0.22	4.32																																																																																																																														
<p>Performance Ratio PR</p> <p>PR : Performance Ratio (Yf / Yr) : 0.795</p> <table> <thead> <tr> <th>Month</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Jan</td><td>0.795</td></tr> <tr><td>Feb</td><td>0.795</td></tr> <tr><td>Mar</td><td>0.791</td></tr> <tr><td>Apr</td><td>0.792</td></tr> <tr><td>May</td><td>0.777</td></tr> <tr><td>Jun</td><td>0.792</td></tr> <tr><td>Jul</td><td>0.792</td></tr> <tr><td>Aug</td><td>0.792</td></tr> <tr><td>Sep</td><td>0.792</td></tr> <tr><td>Oct</td><td>0.792</td></tr> <tr><td>Nov</td><td>0.783</td></tr> <tr><td>Dec</td><td>0.789</td></tr> </tbody> </table>				Month	PR	Jan	0.795	Feb	0.795	Mar	0.791	Apr	0.792	May	0.777	Jun	0.792	Jul	0.792	Aug	0.792	Sep	0.792	Oct	0.792	Nov	0.783	Dec	0.789																																																																																																				
Month	PR																																																																																																																																
Jan	0.795																																																																																																																																
Feb	0.795																																																																																																																																
Mar	0.791																																																																																																																																
Apr	0.792																																																																																																																																
May	0.777																																																																																																																																
Jun	0.792																																																																																																																																
Jul	0.792																																																																																																																																
Aug	0.792																																																																																																																																
Sep	0.792																																																																																																																																
Oct	0.792																																																																																																																																
Nov	0.783																																																																																																																																
Dec	0.789																																																																																																																																
<p style="text-align: center;">v4-sunpower/fronius Balances and main results</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>January</td> <td>162.3</td> <td>81.98</td> <td>26.32</td> <td>148.1</td> <td>146.4</td> <td>18.57</td> <td>17.68</td> <td>0.795</td> </tr> <tr> <td>February</td> <td>159.4</td> <td>70.05</td> <td>25.76</td> <td>153.2</td> <td>151.5</td> <td>19.11</td> <td>18.19</td> <td>0.791</td> </tr> <tr> <td>March</td> <td>204.1</td> <td>66.76</td> <td>26.65</td> <td>215.2</td> <td>213.1</td> <td>26.38</td> <td>25.09</td> <td>0.777</td> </tr> <tr> <td>April</td> <td>142.8</td> <td>61.10</td> <td>25.34</td> <td>162.5</td> <td>161.0</td> <td>20.28</td> <td>19.30</td> <td>0.792</td> </tr> <tr> <td>May</td> <td>132.3</td> <td>50.38</td> <td>22.84</td> <td>165.0</td> <td>163.8</td> <td>20.83</td> <td>19.83</td> <td>0.801</td> </tr> <tr> <td>June</td> <td>124.3</td> <td>42.18</td> <td>21.98</td> <td>163.7</td> <td>162.6</td> <td>20.72</td> <td>19.72</td> <td>0.803</td> </tr> <tr> <td>July</td> <td>121.2</td> <td>48.65</td> <td>22.38</td> <td>153.9</td> <td>152.7</td> <td>19.56</td> <td>18.62</td> <td>0.806</td> </tr> <tr> <td>August</td> <td>136.2</td> <td>57.13</td> <td>21.69</td> <td>161.3</td> <td>159.9</td> <td>20.52</td> <td>19.54</td> <td>0.807</td> </tr> <tr> <td>September</td> <td>147.0</td> <td>65.43</td> <td>22.07</td> <td>157.7</td> <td>156.1</td> <td>19.98</td> <td>19.02</td> <td>0.804</td> </tr> <tr> <td>October</td> <td>145.5</td> <td>71.37</td> <td>24.41</td> <td>144.4</td> <td>142.8</td> <td>18.19</td> <td>17.30</td> <td>0.798</td> </tr> <tr> <td>November</td> <td>208.7</td> <td>71.08</td> <td>26.50</td> <td>190.0</td> <td>187.8</td> <td>23.46</td> <td>22.32</td> <td>0.783</td> </tr> <tr> <td>December</td> <td>188.5</td> <td>81.25</td> <td>26.86</td> <td>167.0</td> <td>165.0</td> <td>20.79</td> <td>19.79</td> <td>0.789</td> </tr> <tr> <td>Year</td> <td>1872.4</td> <td>767.36</td> <td>24.39</td> <td>1982.0</td> <td>1962.8</td> <td>248.38</td> <td>236.40</td> <td>0.795</td> </tr> </tbody> </table> <p>Legends:</p> <ul style="list-style-type: none"> GlobHor: Horizontal global irradiation DiffHor: Horizontal diffuse irradiation T_Amb: Ambient Temperature GlobInc: Global incident in coll. plane GlobEff: Effective Global, corr. for IAM and shadings EArray: Effective energy at the output of the array E_Grid: Energy injected into grid PR: Performance Ratio 					GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	162.3	81.98	26.32	148.1	146.4	18.57	17.68	0.795	February	159.4	70.05	25.76	153.2	151.5	19.11	18.19	0.791	March	204.1	66.76	26.65	215.2	213.1	26.38	25.09	0.777	April	142.8	61.10	25.34	162.5	161.0	20.28	19.30	0.792	May	132.3	50.38	22.84	165.0	163.8	20.83	19.83	0.801	June	124.3	42.18	21.98	163.7	162.6	20.72	19.72	0.803	July	121.2	48.65	22.38	153.9	152.7	19.56	18.62	0.806	August	136.2	57.13	21.69	161.3	159.9	20.52	19.54	0.807	September	147.0	65.43	22.07	157.7	156.1	19.98	19.02	0.804	October	145.5	71.37	24.41	144.4	142.8	18.19	17.30	0.798	November	208.7	71.08	26.50	190.0	187.8	23.46	22.32	0.783	December	188.5	81.25	26.86	167.0	165.0	20.79	19.79	0.789	Year	1872.4	767.36	24.39	1982.0	1962.8	248.38	236.40	0.795
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																									
January	162.3	81.98	26.32	148.1	146.4	18.57	17.68	0.795																																																																																																																									
February	159.4	70.05	25.76	153.2	151.5	19.11	18.19	0.791																																																																																																																									
March	204.1	66.76	26.65	215.2	213.1	26.38	25.09	0.777																																																																																																																									
April	142.8	61.10	25.34	162.5	161.0	20.28	19.30	0.792																																																																																																																									
May	132.3	50.38	22.84	165.0	163.8	20.83	19.83	0.801																																																																																																																									
June	124.3	42.18	21.98	163.7	162.6	20.72	19.72	0.803																																																																																																																									
July	121.2	48.65	22.38	153.9	152.7	19.56	18.62	0.806																																																																																																																									
August	136.2	57.13	21.69	161.3	159.9	20.52	19.54	0.807																																																																																																																									
September	147.0	65.43	22.07	157.7	156.1	19.98	19.02	0.804																																																																																																																									
October	145.5	71.37	24.41	144.4	142.8	18.19	17.30	0.798																																																																																																																									
November	208.7	71.08	26.50	190.0	187.8	23.46	22.32	0.783																																																																																																																									
December	188.5	81.25	26.86	167.0	165.0	20.79	19.79	0.789																																																																																																																									
Year	1872.4	767.36	24.39	1982.0	1962.8	248.38	236.40	0.795																																																																																																																									

PVSYST V6.81		28/11/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria	Country	Brazil						
Situation	Latitude -20.32° S	Longitude -40.34° W							
Time defined as	Legal Time zone UT-3	Altitude	9 m						
Meteo data:	Albedo 0.20	Vitoria	Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY						
Simulation variant :	19pav_ps L	Simulation date	28/11/19 23h39						
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt	90°	Azimuth -90°						
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Imported						
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	CdTe	Model	FS-4122-2 June 2015						
Original PVsyst database	Manufacturer	First Solar							
Number of PV modules	In series	6 modules	In parallel 122 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	732	Unit Nom. Power 122.5 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	89.7 kWp	At operating cond. 82.3 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	376 V	I mpp 219 A						
Total area	Module area	527 m²	Cell area 495 m ²						
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 12.0 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	6 units	Total Power 72 kWac						
			Pnom ratio 1.25						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	28 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 0.8 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.960	0.940	0.890	0.820	0.690	0.000

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		28/11/19	Page 2/4																																																				
Grid-Connected System: Main results																																																							
Project : Modelo Gen - 8 pav																																																							
Simulation variant : 19pav_ps L																																																							
Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings																																																					
PV Field Orientation	tilt	90°	azimuth -90°																																																				
PV modules	Model	FS-4122-2 June 2015	Pnom 123 Wp																																																				
PV Array	Nb. of modules	732	Pnom total 89.7 kWp																																																				
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom 12.00 kW ac																																																				
Inverter pack	Nb. of units	6.0	Pnom total 72.0 kW ac																																																				
User's needs	Unlimited load (grid)																																																						
Main simulation results																																																							
System Production	Produced Energy	66.72 MWh/year	Specific prod. 744 kWh/kWp/year																																																				
	Performance Ratio PR	80.49 %																																																					
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 89.7 kWp</p> <table border="1"> <caption>Data for Normalized Productions (per installed kWp)</caption> <thead> <tr> <th>Month</th> <th>Collection Loss (kWh/day)</th> <th>System Loss (kWh/day)</th> <th>Produced useful energy (kWh/day)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Jan</td><td>~0.39</td><td>~0.1</td><td>~2.04</td></tr> <tr><td>Feb</td><td>~0.39</td><td>~0.1</td><td>~2.04</td></tr> <tr><td>Mar</td><td>~0.39</td><td>~0.1</td><td>~2.04</td></tr> <tr><td>Apr</td><td>~0.39</td><td>~0.1</td><td>~2.04</td></tr> <tr><td>May</td><td>~0.39</td><td>~0.1</td><td>~2.04</td></tr> <tr><td>Jun</td><td>~0.39</td><td>~0.1</td><td>~2.04</td></tr> <tr><td>Jul</td><td>~0.39</td><td>~0.1</td><td>~2.04</td></tr> <tr><td>Aug</td><td>~0.39</td><td>~0.1</td><td>~2.04</td></tr> <tr><td>Sep</td><td>~0.39</td><td>~0.1</td><td>~2.04</td></tr> <tr><td>Oct</td><td>~0.39</td><td>~0.1</td><td>~2.04</td></tr> <tr><td>Nov</td><td>~0.39</td><td>~0.1</td><td>~2.04</td></tr> <tr><td>Dec</td><td>~0.39</td><td>~0.1</td><td>~2.04</td></tr> </tbody> </table>				Month	Collection Loss (kWh/day)	System Loss (kWh/day)	Produced useful energy (kWh/day)	Jan	~0.39	~0.1	~2.04	Feb	~0.39	~0.1	~2.04	Mar	~0.39	~0.1	~2.04	Apr	~0.39	~0.1	~2.04	May	~0.39	~0.1	~2.04	Jun	~0.39	~0.1	~2.04	Jul	~0.39	~0.1	~2.04	Aug	~0.39	~0.1	~2.04	Sep	~0.39	~0.1	~2.04	Oct	~0.39	~0.1	~2.04	Nov	~0.39	~0.1	~2.04	Dec	~0.39	~0.1	~2.04
Month	Collection Loss (kWh/day)	System Loss (kWh/day)	Produced useful energy (kWh/day)																																																				
Jan	~0.39	~0.1	~2.04																																																				
Feb	~0.39	~0.1	~2.04																																																				
Mar	~0.39	~0.1	~2.04																																																				
Apr	~0.39	~0.1	~2.04																																																				
May	~0.39	~0.1	~2.04																																																				
Jun	~0.39	~0.1	~2.04																																																				
Jul	~0.39	~0.1	~2.04																																																				
Aug	~0.39	~0.1	~2.04																																																				
Sep	~0.39	~0.1	~2.04																																																				
Oct	~0.39	~0.1	~2.04																																																				
Nov	~0.39	~0.1	~2.04																																																				
Dec	~0.39	~0.1	~2.04																																																				
<table border="1"> <caption>Data for Performance Ratio PR</caption> <thead> <tr> <th>Month</th> <th>Performance Ratio PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Jan</td><td>0.805</td></tr> <tr><td>Feb</td><td>0.805</td></tr> <tr><td>Mar</td><td>0.805</td></tr> <tr><td>Apr</td><td>0.805</td></tr> <tr><td>May</td><td>0.805</td></tr> <tr><td>Jun</td><td>0.805</td></tr> <tr><td>Jul</td><td>0.805</td></tr> <tr><td>Aug</td><td>0.805</td></tr> <tr><td>Sep</td><td>0.805</td></tr> <tr><td>Oct</td><td>0.805</td></tr> <tr><td>Nov</td><td>0.805</td></tr> <tr><td>Dec</td><td>0.805</td></tr> </tbody> </table>				Month	Performance Ratio PR	Jan	0.805	Feb	0.805	Mar	0.805	Apr	0.805	May	0.805	Jun	0.805	Jul	0.805	Aug	0.805	Sep	0.805	Oct	0.805	Nov	0.805	Dec	0.805																										
Month	Performance Ratio PR																																																						
Jan	0.805																																																						
Feb	0.805																																																						
Mar	0.805																																																						
Apr	0.805																																																						
May	0.805																																																						
Jun	0.805																																																						
Jul	0.805																																																						
Aug	0.805																																																						
Sep	0.805																																																						
Oct	0.805																																																						
Nov	0.805																																																						
Dec	0.805																																																						
19pav_ps L																																																							
Balances and main results																																																							
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																															
January	162.3	81.98	26.32	77.0	73.6	5.811	5.523	0.799																																															
February	159.4	70.05	25.76	72.7	69.5	5.487	5.218	0.801																																															
March	204.1	66.76	26.65	96.3	92.2	7.250	6.909	0.800																																															
April	142.8	61.10	25.34	74.2	70.9	5.637	5.368	0.807																																															
May	132.3	50.38	22.84	67.8	64.7	5.178	4.924	0.809																																															
June	124.3	42.18	21.98	62.1	58.8	4.733	4.503	0.809																																															
July	121.2	48.65	22.38	57.3	54.3	4.367	4.149	0.807																																															
August	136.2	57.13	21.69	64.2	61.1	4.921	4.679	0.813																																															
September	147.0	65.43	22.07	71.0	68.1	5.473	5.208	0.818																																															
October	145.5	71.37	24.41	77.6	74.8	5.922	5.631	0.809																																															
November	208.7	71.08	26.50	108.1	104.5	8.135	7.745	0.799																																															
December	188.5	81.25	26.86	96.0	92.4	7.214	6.863	0.797																																															
Year	1872.4	767.36	24.39	924.4	884.9	70.126	66.720	0.805																																															
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation DiffHor Horizontal diffuse irradiation T_Amb Ambient Temperature GlobInc Global incident in coll. plane				GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EArray Effective energy at the output of the array E_Grid Energy injected into grid PR Performance Ratio																																																			

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		28/11/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria	Country	Brazil						
Situation	Latitude -20.32° S	Longitude -40.34° W							
Time defined as	Legal Time zone UT-3	Altitude	9 m						
Meteo data:	Albedo 0.20	Vitoria	Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY						
Simulation variant :	19pav_Teste fachada N								
	Simulation date	28/11/19 23h28							
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt	90°	Azimuth 0°						
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Imported						
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	CdTe	Model	FS-4122-2 June 2015						
Original PVsyst database	Manufacturer	First Solar							
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel 245 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	2450	Unit Nom. Power 122.5 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	300 kWp	At operating cond. 275 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	627 V	I mpp 439 A						
Total area	Module area	1764 m²	Cell area 1656 m²						
Inverter	Model	ECO 25.0-3-S							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	580-850 V	Unit Nom. Power 25.0 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	10 units	Total Power 250 kWac						
			Pnom ratio 1.20						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	23 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 0.8 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.960	0.940	0.890	0.820	0.690	0.000

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		28/11/19	Page 2/4																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																	
Project :	Modelo Gen - 8 pav																																																																																																																																
Simulation variant :	19pav_Testefachada N																																																																																																																																
Main system parameters <table> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>System type</td> <td colspan="2">No 3D scene defined, no shadings</td> </tr> <tr> <td></td> <td>tilt</td> <td>90°</td> <td>azimuth 0°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>FS-4122-2 June 2015</td> <td>Pnom 123 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>2450</td> <td>Pnom total 300 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>ECO 25.0-3-S</td> <td>Pnom 25.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>10.0</td> <td>Pnom total 250 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings			tilt	90°	azimuth 0°	PV modules	Model	FS-4122-2 June 2015	Pnom 123 Wp	PV Array	Nb. of modules	2450	Pnom total 300 kWp	Inverter	Model	ECO 25.0-3-S	Pnom 25.00 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	10.0	Pnom total 250 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																				
PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings																																																																																																																															
	tilt	90°	azimuth 0°																																																																																																																														
PV modules	Model	FS-4122-2 June 2015	Pnom 123 Wp																																																																																																																														
PV Array	Nb. of modules	2450	Pnom total 300 kWp																																																																																																																														
Inverter	Model	ECO 25.0-3-S	Pnom 25.00 kW ac																																																																																																																														
Inverter pack	Nb. of units	10.0	Pnom total 250 kW ac																																																																																																																														
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																																
Main simulation results <table> <tr> <td>System Production</td> <td>Produced Energy</td> <td>253.4 MWh/year</td> <td>Specific prod. 844 kWh/kWp/year</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Performance Ratio PR</td> <td>82.17 %</td> <td></td> </tr> </table>				System Production	Produced Energy	253.4 MWh/year	Specific prod. 844 kWh/kWp/year		Performance Ratio PR	82.17 %																																																																																																																							
System Production	Produced Energy	253.4 MWh/year	Specific prod. 844 kWh/kWp/year																																																																																																																														
	Performance Ratio PR	82.17 %																																																																																																																															
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 300 kWp</p> <table> <tr> <td>Jan</td> <td>0.45 kWh/kWp/day</td> </tr> <tr> <td>Feb</td> <td>0.05 kWh/kWp/day</td> </tr> <tr> <td>Mar</td> <td>2.31 kWh/kWp/day</td> </tr> <tr> <td>Apr</td> <td>2.31 kWh/kWp/day</td> </tr> <tr> <td>May</td> <td>2.31 kWh/kWp/day</td> </tr> <tr> <td>Jun</td> <td>2.31 kWh/kWp/day</td> </tr> <tr> <td>Jul</td> <td>2.31 kWh/kWp/day</td> </tr> <tr> <td>Aug</td> <td>2.31 kWh/kWp/day</td> </tr> <tr> <td>Sep</td> <td>2.31 kWh/kWp/day</td> </tr> <tr> <td>Oct</td> <td>2.31 kWh/kWp/day</td> </tr> <tr> <td>Nov</td> <td>2.31 kWh/kWp/day</td> </tr> <tr> <td>Dec</td> <td>2.31 kWh/kWp/day</td> </tr> </table>				Jan	0.45 kWh/kWp/day	Feb	0.05 kWh/kWp/day	Mar	2.31 kWh/kWp/day	Apr	2.31 kWh/kWp/day	May	2.31 kWh/kWp/day	Jun	2.31 kWh/kWp/day	Jul	2.31 kWh/kWp/day	Aug	2.31 kWh/kWp/day	Sep	2.31 kWh/kWp/day	Oct	2.31 kWh/kWp/day	Nov	2.31 kWh/kWp/day	Dec	2.31 kWh/kWp/day																																																																																																						
Jan	0.45 kWh/kWp/day																																																																																																																																
Feb	0.05 kWh/kWp/day																																																																																																																																
Mar	2.31 kWh/kWp/day																																																																																																																																
Apr	2.31 kWh/kWp/day																																																																																																																																
May	2.31 kWh/kWp/day																																																																																																																																
Jun	2.31 kWh/kWp/day																																																																																																																																
Jul	2.31 kWh/kWp/day																																																																																																																																
Aug	2.31 kWh/kWp/day																																																																																																																																
Sep	2.31 kWh/kWp/day																																																																																																																																
Oct	2.31 kWh/kWp/day																																																																																																																																
Nov	2.31 kWh/kWp/day																																																																																																																																
Dec	2.31 kWh/kWp/day																																																																																																																																
<p>Performance Ratio PR</p> <table> <tr> <td>Jan</td> <td>0.822</td> </tr> <tr> <td>Feb</td> <td>0.817</td> </tr> <tr> <td>Mar</td> <td>0.814</td> </tr> <tr> <td>Apr</td> <td>0.822</td> </tr> <tr> <td>May</td> <td>0.822</td> </tr> <tr> <td>Jun</td> <td>0.822</td> </tr> <tr> <td>Jul</td> <td>0.822</td> </tr> <tr> <td>Aug</td> <td>0.822</td> </tr> <tr> <td>Sep</td> <td>0.817</td> </tr> <tr> <td>Oct</td> <td>0.814</td> </tr> <tr> <td>Nov</td> <td>0.814</td> </tr> <tr> <td>Dec</td> <td>0.822</td> </tr> </table>				Jan	0.822	Feb	0.817	Mar	0.814	Apr	0.822	May	0.822	Jun	0.822	Jul	0.822	Aug	0.822	Sep	0.817	Oct	0.814	Nov	0.814	Dec	0.822																																																																																																						
Jan	0.822																																																																																																																																
Feb	0.817																																																																																																																																
Mar	0.814																																																																																																																																
Apr	0.822																																																																																																																																
May	0.822																																																																																																																																
Jun	0.822																																																																																																																																
Jul	0.822																																																																																																																																
Aug	0.822																																																																																																																																
Sep	0.817																																																																																																																																
Oct	0.814																																																																																																																																
Nov	0.814																																																																																																																																
Dec	0.822																																																																																																																																
<p style="text-align: center;">19pav_Testefachada N</p> <p style="text-align: center;">Balances and main results</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>January</td> <td>162.3</td> <td>81.98</td> <td>26.32</td> <td>41.3</td> <td>39.3</td> <td>10.34</td> <td>10.02</td> <td>0.809</td> </tr> <tr> <td>February</td> <td>159.4</td> <td>70.05</td> <td>25.76</td> <td>50.0</td> <td>44.4</td> <td>11.85</td> <td>11.52</td> <td>0.768</td> </tr> <tr> <td>March</td> <td>204.1</td> <td>66.76</td> <td>26.65</td> <td>100.2</td> <td>89.5</td> <td>23.95</td> <td>23.42</td> <td>0.779</td> </tr> <tr> <td>April</td> <td>142.8</td> <td>61.10</td> <td>25.34</td> <td>103.8</td> <td>98.3</td> <td>26.26</td> <td>25.70</td> <td>0.825</td> </tr> <tr> <td>May</td> <td>132.3</td> <td>50.38</td> <td>22.84</td> <td>128.7</td> <td>124.8</td> <td>33.28</td> <td>32.58</td> <td>0.843</td> </tr> <tr> <td>June</td> <td>124.3</td> <td>42.18</td> <td>21.98</td> <td>140.0</td> <td>136.7</td> <td>36.31</td> <td>35.57</td> <td>0.846</td> </tr> <tr> <td>July</td> <td>121.2</td> <td>48.65</td> <td>22.38</td> <td>125.7</td> <td>122.4</td> <td>32.66</td> <td>31.98</td> <td>0.848</td> </tr> <tr> <td>August</td> <td>136.2</td> <td>57.13</td> <td>21.69</td> <td>114.3</td> <td>109.6</td> <td>29.55</td> <td>28.92</td> <td>0.843</td> </tr> <tr> <td>September</td> <td>147.0</td> <td>65.43</td> <td>22.07</td> <td>85.1</td> <td>78.4</td> <td>21.33</td> <td>20.84</td> <td>0.816</td> </tr> <tr> <td>October</td> <td>145.5</td> <td>71.37</td> <td>24.41</td> <td>58.4</td> <td>52.4</td> <td>14.07</td> <td>13.70</td> <td>0.781</td> </tr> <tr> <td>November</td> <td>208.7</td> <td>71.08</td> <td>26.50</td> <td>39.8</td> <td>37.0</td> <td>9.69</td> <td>9.38</td> <td>0.785</td> </tr> <tr> <td>December</td> <td>188.5</td> <td>81.25</td> <td>26.86</td> <td>40.2</td> <td>38.5</td> <td>10.07</td> <td>9.75</td> <td>0.809</td> </tr> <tr> <td>Year</td> <td>1872.4</td> <td>767.36</td> <td>24.39</td> <td>1027.5</td> <td>971.3</td> <td>259.36</td> <td>253.38</td> <td>0.822</td> </tr> </tbody> </table> <p>Legends:</p> <ul style="list-style-type: none"> GlobHor Horizontal global irradiation DiffHor Horizontal diffuse irradiation T_Amb Ambient Temperature GlobInc Global incident in coll. plane GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EArray Effective energy at the output of the array E_Grid Energy injected into grid PR Performance Ratio 					GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	162.3	81.98	26.32	41.3	39.3	10.34	10.02	0.809	February	159.4	70.05	25.76	50.0	44.4	11.85	11.52	0.768	March	204.1	66.76	26.65	100.2	89.5	23.95	23.42	0.779	April	142.8	61.10	25.34	103.8	98.3	26.26	25.70	0.825	May	132.3	50.38	22.84	128.7	124.8	33.28	32.58	0.843	June	124.3	42.18	21.98	140.0	136.7	36.31	35.57	0.846	July	121.2	48.65	22.38	125.7	122.4	32.66	31.98	0.848	August	136.2	57.13	21.69	114.3	109.6	29.55	28.92	0.843	September	147.0	65.43	22.07	85.1	78.4	21.33	20.84	0.816	October	145.5	71.37	24.41	58.4	52.4	14.07	13.70	0.781	November	208.7	71.08	26.50	39.8	37.0	9.69	9.38	0.785	December	188.5	81.25	26.86	40.2	38.5	10.07	9.75	0.809	Year	1872.4	767.36	24.39	1027.5	971.3	259.36	253.38	0.822
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																									
January	162.3	81.98	26.32	41.3	39.3	10.34	10.02	0.809																																																																																																																									
February	159.4	70.05	25.76	50.0	44.4	11.85	11.52	0.768																																																																																																																									
March	204.1	66.76	26.65	100.2	89.5	23.95	23.42	0.779																																																																																																																									
April	142.8	61.10	25.34	103.8	98.3	26.26	25.70	0.825																																																																																																																									
May	132.3	50.38	22.84	128.7	124.8	33.28	32.58	0.843																																																																																																																									
June	124.3	42.18	21.98	140.0	136.7	36.31	35.57	0.846																																																																																																																									
July	121.2	48.65	22.38	125.7	122.4	32.66	31.98	0.848																																																																																																																									
August	136.2	57.13	21.69	114.3	109.6	29.55	28.92	0.843																																																																																																																									
September	147.0	65.43	22.07	85.1	78.4	21.33	20.84	0.816																																																																																																																									
October	145.5	71.37	24.41	58.4	52.4	14.07	13.70	0.781																																																																																																																									
November	208.7	71.08	26.50	39.8	37.0	9.69	9.38	0.785																																																																																																																									
December	188.5	81.25	26.86	40.2	38.5	10.07	9.75	0.809																																																																																																																									
Year	1872.4	767.36	24.39	1027.5	971.3	259.36	253.38	0.822																																																																																																																									

PVSYST V6.81		28/11/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria	Country	Brazil						
Situation	Latitude -20.32° S	Longitude -40.34° W							
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude 9 m							
Meteo data:	Albedo 0.20	Vitoria	Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY						
Simulation variant :	19pav_Teste fachada O								
	Simulation date 28/11/19 23h36								
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt 90°	Azimuth 90°							
Models used	Transposition Perez	Diffuse Imported							
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	CdTe	Model	FS-4122-2 June 2015						
Original PVsyst database	Manufacturer	First Solar							
Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel 147 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	735	Unit Nom. Power 122.5 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	90.0 kWp	At operating cond. 82.6 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	313 V	I mpp 264 A						
Total area	Module area	529 m²	Cell area 497 m²						
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 12.0 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	6 units	Total Power 72 kWac						
			Pnom ratio 1.25						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	19 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 0.8 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.960	0.940	0.890	0.820	0.690	0.000

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		28/11/19	Page 2/4																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																	
Project : Modelo Gen - 8 pav																																																																																																																																	
Simulation variant : 19pav_Testefachada O																																																																																																																																	
Main system parameters <table> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>System type</td> <td colspan="2">No 3D scene defined, no shadings</td> </tr> <tr> <td></td> <td>tilt</td> <td>90°</td> <td>azimuth</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>FS-4122-2 June 2015</td> <td>Pnom</td> <td>123 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>735</td> <td>Pnom total</td> <td>90.0 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>IG Plus 150 V-3</td> <td>Pnom</td> <td>12.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>6.0</td> <td>Pnom total</td> <td>72.0 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings			tilt	90°	azimuth	90°	PV modules	Model	FS-4122-2 June 2015	Pnom	123 Wp	PV Array	Nb. of modules	735	Pnom total	90.0 kWp	Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom	12.00 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	6.0	Pnom total	72.0 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																															
PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings																																																																																																																															
	tilt	90°	azimuth	90°																																																																																																																													
PV modules	Model	FS-4122-2 June 2015	Pnom	123 Wp																																																																																																																													
PV Array	Nb. of modules	735	Pnom total	90.0 kWp																																																																																																																													
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom	12.00 kW ac																																																																																																																													
Inverter pack	Nb. of units	6.0	Pnom total	72.0 kW ac																																																																																																																													
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																																
Main simulation results <table> <tr> <td>System Production</td> <td>Produced Energy</td> <td>69.08 MWh/year</td> <td>Specific prod.</td> <td>767 kWh/kWp/year</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Performance Ratio PR</td> <td>80.61 %</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				System Production	Produced Energy	69.08 MWh/year	Specific prod.	767 kWh/kWp/year		Performance Ratio PR	80.61 %																																																																																																																						
System Production	Produced Energy	69.08 MWh/year	Specific prod.	767 kWh/kWp/year																																																																																																																													
	Performance Ratio PR	80.61 %																																																																																																																															
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 90.0 kWp</p> <p>Legend: Lc : Collection Loss (PV-array losses) Ls : System Loss (inverter, ...) Yf : Produced useful energy (inverter output)</p> <p>0.4 kWh/kWp/day 0.11 kWh/kWp/day 2.1 kWh/kWp/day</p>																																																																																																																																	
<p>Performance Ratio PR</p> <p>PR : Performance Ratio (Yf / Yr) : 0.806</p>																																																																																																																																	
<p style="text-align: center;">19pav_Testefachada O</p> <p style="text-align: center;">Balances and main results</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>January</td> <td>162.3</td> <td>81.98</td> <td>26.32</td> <td>74.1</td> <td>70.9</td> <td>5.616</td> <td>5.331</td> <td>0.799</td> </tr> <tr> <td>February</td> <td>159.4</td> <td>70.05</td> <td>25.76</td> <td>82.2</td> <td>78.9</td> <td>6.223</td> <td>5.916</td> <td>0.800</td> </tr> <tr> <td>March</td> <td>204.1</td> <td>66.76</td> <td>26.65</td> <td>116.1</td> <td>112.2</td> <td>8.770</td> <td>8.345</td> <td>0.798</td> </tr> <tr> <td>April</td> <td>142.8</td> <td>61.10</td> <td>25.34</td> <td>74.9</td> <td>72.1</td> <td>5.726</td> <td>5.444</td> <td>0.807</td> </tr> <tr> <td>May</td> <td>132.3</td> <td>50.38</td> <td>22.84</td> <td>69.1</td> <td>66.3</td> <td>5.299</td> <td>5.035</td> <td>0.809</td> </tr> <tr> <td>June</td> <td>124.3</td> <td>42.18</td> <td>21.98</td> <td>66.6</td> <td>63.7</td> <td>5.109</td> <td>4.859</td> <td>0.810</td> </tr> <tr> <td>July</td> <td>121.2</td> <td>48.65</td> <td>22.38</td> <td>68.8</td> <td>65.7</td> <td>5.299</td> <td>5.041</td> <td>0.814</td> </tr> <tr> <td>August</td> <td>136.2</td> <td>57.13</td> <td>21.69</td> <td>80.8</td> <td>77.8</td> <td>6.259</td> <td>5.954</td> <td>0.818</td> </tr> <tr> <td>September</td> <td>147.0</td> <td>65.43</td> <td>22.07</td> <td>82.2</td> <td>79.3</td> <td>6.375</td> <td>6.065</td> <td>0.820</td> </tr> <tr> <td>October</td> <td>145.5</td> <td>71.37</td> <td>24.41</td> <td>63.9</td> <td>61.3</td> <td>4.887</td> <td>4.636</td> <td>0.806</td> </tr> <tr> <td>November</td> <td>208.7</td> <td>71.08</td> <td>26.50</td> <td>91.5</td> <td>87.9</td> <td>6.929</td> <td>6.589</td> <td>0.799</td> </tr> <tr> <td>December</td> <td>188.5</td> <td>81.25</td> <td>26.86</td> <td>81.6</td> <td>78.3</td> <td>6.178</td> <td>5.868</td> <td>0.798</td> </tr> <tr> <td>Year</td> <td>1872.4</td> <td>767.36</td> <td>24.39</td> <td>951.9</td> <td>914.4</td> <td>72.671</td> <td>69.084</td> <td>0.806</td> </tr> </tbody> </table> <p>Legends:</p> <ul style="list-style-type: none"> GlobHor: Horizontal global irradiation DiffHor: Horizontal diffuse irradiation T_Amb: Ambient Temperature GlobInc: Global incident in coll. plane GlobEff: Effective Global, corr. for IAM and shadings EArray: Effective energy at the output of the array E_Grid: Energy injected into grid PR: Performance Ratio 					GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	162.3	81.98	26.32	74.1	70.9	5.616	5.331	0.799	February	159.4	70.05	25.76	82.2	78.9	6.223	5.916	0.800	March	204.1	66.76	26.65	116.1	112.2	8.770	8.345	0.798	April	142.8	61.10	25.34	74.9	72.1	5.726	5.444	0.807	May	132.3	50.38	22.84	69.1	66.3	5.299	5.035	0.809	June	124.3	42.18	21.98	66.6	63.7	5.109	4.859	0.810	July	121.2	48.65	22.38	68.8	65.7	5.299	5.041	0.814	August	136.2	57.13	21.69	80.8	77.8	6.259	5.954	0.818	September	147.0	65.43	22.07	82.2	79.3	6.375	6.065	0.820	October	145.5	71.37	24.41	63.9	61.3	4.887	4.636	0.806	November	208.7	71.08	26.50	91.5	87.9	6.929	6.589	0.799	December	188.5	81.25	26.86	81.6	78.3	6.178	5.868	0.798	Year	1872.4	767.36	24.39	951.9	914.4	72.671	69.084	0.806
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																									
January	162.3	81.98	26.32	74.1	70.9	5.616	5.331	0.799																																																																																																																									
February	159.4	70.05	25.76	82.2	78.9	6.223	5.916	0.800																																																																																																																									
March	204.1	66.76	26.65	116.1	112.2	8.770	8.345	0.798																																																																																																																									
April	142.8	61.10	25.34	74.9	72.1	5.726	5.444	0.807																																																																																																																									
May	132.3	50.38	22.84	69.1	66.3	5.299	5.035	0.809																																																																																																																									
June	124.3	42.18	21.98	66.6	63.7	5.109	4.859	0.810																																																																																																																									
July	121.2	48.65	22.38	68.8	65.7	5.299	5.041	0.814																																																																																																																									
August	136.2	57.13	21.69	80.8	77.8	6.259	5.954	0.818																																																																																																																									
September	147.0	65.43	22.07	82.2	79.3	6.375	6.065	0.820																																																																																																																									
October	145.5	71.37	24.41	63.9	61.3	4.887	4.636	0.806																																																																																																																									
November	208.7	71.08	26.50	91.5	87.9	6.929	6.589	0.799																																																																																																																									
December	188.5	81.25	26.86	81.6	78.3	6.178	5.868	0.798																																																																																																																									
Year	1872.4	767.36	24.39	951.9	914.4	72.671	69.084	0.806																																																																																																																									

PVSYST V6.81		28/11/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria		Country Brazil						
Situation	Latitude	-20.32° S	Longitude -40.34° W						
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude 9 m						
Meteo data:	Albedo	0.20							
	Vitoria	Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY							
Simulation variant :	19pav_ps L								
	Simulation date	28/11/19 23h18							
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt	5°	Azimuth -90°						
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Imported						
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	Si-mono	Model	SPR-E20-435-COM						
Original PVsyst database		Manufacturer	SunPower						
Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel 21 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	105	Unit Nom. Power 435 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	45.7 kWp	At operating cond. 41.4 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	324 V	I mpp 128 A						
Total area	Module area	227 m ²	Cell area 206 m ²						
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 10.00 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	4 units	Total Power 40 kWac						
			Pnom ratio 1.14						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	42 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.970	0.940	0.890	0.770	0.620	0.000

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		28/11/19	Page 2/4																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																	
Project : Modelo Gen - 8 pav																																																																																	
Simulation variant : 19pav_ps L																																																																																	
Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings																																																																															
PV Field Orientation	tilt	5°	azimuth -90°																																																																														
PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom 435 Wp																																																																														
PV Array	Nb. of modules	105	Pnom total 45.7 kWp																																																																														
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3	Pnom 10.00 kW ac																																																																														
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total 40.0 kW ac																																																																														
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																
Main simulation results																																																																																	
System Production	Produced Energy	68.13 MWh/year	Specific prod. 1492 kWh/kWp/year																																																																														
Performance Ratio PR	79.80 %																																																																																
Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 45.7 kWp <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 10px;"> <div style="text-align: center;"> <p>Normalized Energy [kWh/kWp/day]</p> <p>Legend: Lc : Collection Loss (PV-array losses) Ls : System Loss (inverter, ...) YF: Produced useful energy (inverter output)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Month</th> <th>Collection Loss (kWh/kWp/day)</th> <th>System Loss (kWh/kWp/day)</th> <th>Produced useful energy (kWh/kWp/day)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Jan</td><td>~0.84</td><td>~0.2</td><td>~4.0</td></tr> <tr><td>Feb</td><td>~0.84</td><td>~0.2</td><td>~4.0</td></tr> <tr><td>Mar</td><td>~0.84</td><td>~0.2</td><td>~4.0</td></tr> <tr><td>Apr</td><td>~0.84</td><td>~0.2</td><td>~4.0</td></tr> <tr><td>May</td><td>~0.84</td><td>~0.2</td><td>~4.0</td></tr> <tr><td>Jun</td><td>~0.84</td><td>~0.2</td><td>~4.0</td></tr> <tr><td>Jul</td><td>~0.84</td><td>~0.2</td><td>~4.0</td></tr> <tr><td>Aug</td><td>~0.84</td><td>~0.2</td><td>~4.0</td></tr> <tr><td>Sep</td><td>~0.84</td><td>~0.2</td><td>~4.0</td></tr> <tr><td>Oct</td><td>~0.84</td><td>~0.2</td><td>~4.0</td></tr> <tr><td>Nov</td><td>~0.84</td><td>~0.2</td><td>~4.0</td></tr> <tr><td>Dec</td><td>~0.84</td><td>~0.2</td><td>~4.0</td></tr> </tbody> </table> </div> <div style="text-align: center;"> <p>Performance Ratio PR</p> <p>Legend: PR : Performance Ratio (Yf / Yr) : 0.798</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Month</th> <th>Performance Ratio PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Jan</td><td>~0.798</td></tr> <tr><td>Feb</td><td>~0.798</td></tr> <tr><td>Mar</td><td>~0.798</td></tr> <tr><td>Apr</td><td>~0.798</td></tr> <tr><td>May</td><td>~0.798</td></tr> <tr><td>Jun</td><td>~0.798</td></tr> <tr><td>Jul</td><td>~0.798</td></tr> <tr><td>Aug</td><td>~0.798</td></tr> <tr><td>Sep</td><td>~0.798</td></tr> <tr><td>Oct</td><td>~0.798</td></tr> <tr><td>Nov</td><td>~0.798</td></tr> <tr><td>Dec</td><td>~0.798</td></tr> </tbody> </table> </div> </div>				Month	Collection Loss (kWh/kWp/day)	System Loss (kWh/kWp/day)	Produced useful energy (kWh/kWp/day)	Jan	~0.84	~0.2	~4.0	Feb	~0.84	~0.2	~4.0	Mar	~0.84	~0.2	~4.0	Apr	~0.84	~0.2	~4.0	May	~0.84	~0.2	~4.0	Jun	~0.84	~0.2	~4.0	Jul	~0.84	~0.2	~4.0	Aug	~0.84	~0.2	~4.0	Sep	~0.84	~0.2	~4.0	Oct	~0.84	~0.2	~4.0	Nov	~0.84	~0.2	~4.0	Dec	~0.84	~0.2	~4.0	Month	Performance Ratio PR	Jan	~0.798	Feb	~0.798	Mar	~0.798	Apr	~0.798	May	~0.798	Jun	~0.798	Jul	~0.798	Aug	~0.798	Sep	~0.798	Oct	~0.798	Nov	~0.798	Dec	~0.798
Month	Collection Loss (kWh/kWp/day)	System Loss (kWh/kWp/day)	Produced useful energy (kWh/kWp/day)																																																																														
Jan	~0.84	~0.2	~4.0																																																																														
Feb	~0.84	~0.2	~4.0																																																																														
Mar	~0.84	~0.2	~4.0																																																																														
Apr	~0.84	~0.2	~4.0																																																																														
May	~0.84	~0.2	~4.0																																																																														
Jun	~0.84	~0.2	~4.0																																																																														
Jul	~0.84	~0.2	~4.0																																																																														
Aug	~0.84	~0.2	~4.0																																																																														
Sep	~0.84	~0.2	~4.0																																																																														
Oct	~0.84	~0.2	~4.0																																																																														
Nov	~0.84	~0.2	~4.0																																																																														
Dec	~0.84	~0.2	~4.0																																																																														
Month	Performance Ratio PR																																																																																
Jan	~0.798																																																																																
Feb	~0.798																																																																																
Mar	~0.798																																																																																
Apr	~0.798																																																																																
May	~0.798																																																																																
Jun	~0.798																																																																																
Jul	~0.798																																																																																
Aug	~0.798																																																																																
Sep	~0.798																																																																																
Oct	~0.798																																																																																
Nov	~0.798																																																																																
Dec	~0.798																																																																																
19pav_ps L																																																																																	
Balances and main results																																																																																	
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																									
January	162.3	81.98	26.32	162.4	160.3	6.138	5.847	0.788																																																																									
February	159.4	70.05	25.76	158.6	156.6	6.002	5.722	0.790																																																																									
March	204.1	66.76	26.65	202.5	200.2	7.603	7.252	0.784																																																																									
April	142.8	61.10	25.34	142.7	140.8	5.479	5.227	0.802																																																																									
May	132.3	50.38	22.84	132.2	130.4	5.160	4.923	0.815																																																																									
June	124.3	42.18	21.98	123.9	122.1	4.857	4.634	0.819																																																																									
July	121.2	48.65	22.38	120.2	118.4	4.722	4.504	0.820																																																																									
August	136.2	57.13	21.69	134.8	132.8	5.278	5.036	0.818																																																																									
September	147.0	65.43	22.07	146.0	144.1	5.671	5.411	0.811																																																																									
October	145.5	71.37	24.41	146.5	144.6	5.616	5.348	0.799																																																																									
November	208.7	71.08	26.50	210.0	207.9	7.830	7.462	0.778																																																																									
December	188.5	81.25	26.86	189.5	187.4	7.098	6.765	0.781																																																																									
Year	1872.4	767.36	24.39	1869.3	1845.7	71.454	68.130	0.798																																																																									
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation DiffHor Horizontal diffuse irradiation T_Amb Ambient Temperature GlobInc Global incident in coll. plane				GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings																																																																												
				EArray	Effective energy at the output of the array																																																																												
				E_Grid	Energy injected into grid																																																																												
				PR	Performance Ratio																																																																												

PVSYST V6.81		28/11/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria		Country Brazil						
Situation	Latitude	-20.32° S	Longitude -40.34° W						
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude 9 m						
Meteo data:	Albedo	0.20							
	Vitoria	Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY							
Simulation variant :	19pav_ps N								
	Simulation date	28/11/19 22h51							
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt	0°	Azimuth 180°						
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Imported						
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	Si-mono	Model	SPR-E20-435-COM						
Original PVsyst database		Manufacturer	SunPower						
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel 35 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	350	Unit Nom. Power 435 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	152 kWp	At operating cond. 138 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	648 V	I mpp 213 A						
Total area	Module area	757 m²	Cell area 687 m²						
Inverter	Model	ECO 25.0-3-S							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	580-850 V	Unit Nom. Power 25.0 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	5 units	Total Power 125 kWac						
			Pnom ratio 1.22						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	51 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.970	0.940	0.890	0.770	0.620	0.000

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		28/11/19	Page 2/4					
Grid-Connected System: Main results								
Project : Modelo Gen - 8 pav								
Simulation variant : 19pav_ps N								
Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings						
PV Field Orientation	tilt	0°	azimuth 180°					
PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom 435 Wp					
PV Array	Nb. of modules	350	Pnom total 152 kWp					
Inverter	Model	ECO 25.0-3-S	Pnom 25.00 kW ac					
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total 125 kW ac					
User's needs	Unlimited load (grid)							
Main simulation results								
System Production	Produced Energy	233.6 MWh/year	Specific prod. 1534 kWh/kWp/year					
Performance Ratio PR	81.96 %							
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 152 kWp</p>								
<p>Performance Ratio PR</p>								
19pav_ps N Balances and main results								
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	162.3	81.98	26.32	162.3	160.2	20.46	20.03	0.811
February	159.4	70.05	25.76	159.4	157.5	20.12	19.70	0.812
March	204.1	66.76	26.65	204.1	201.7	25.55	25.03	0.806
April	142.8	61.10	25.34	142.8	140.9	18.28	17.89	0.823
May	132.3	50.38	22.84	132.3	130.5	17.23	16.86	0.837
June	124.3	42.18	21.98	124.3	122.5	16.25	15.90	0.840
July	121.2	48.65	22.38	121.1	119.3	15.87	15.53	0.842
August	136.2	57.13	21.69	136.2	134.2	17.79	17.40	0.839
September	147.0	65.43	22.07	147.0	145.0	19.02	18.61	0.832
October	145.5	71.37	24.41	145.4	143.5	18.59	18.19	0.821
November	208.7	71.08	26.50	208.7	206.5	25.95	25.43	0.800
December	188.5	81.25	26.86	188.5	186.3	23.54	23.05	0.803
Year	1872.4	767.36	24.39	1872.1	1848.1	238.62	233.61	0.820
Legends:		Horizontal global irradiation		Effective Global, corr. for IAM and shadings				
GlobHor		Horizontal diffuse irradiation		EArray				
DiffHor		Ambient Temperature		E_Grid				
T_Amb		Global incident in coll. plane		PR				
PVsyst Evaluation mode								

PVSYST V6.81		28/11/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	Modelo Gen - 8 pav								
Geographical Site	Vitoria		Country Brazil						
Situation	Latitude	-20.32° S	Longitude -40.34° W						
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude 9 m						
Meteo data:	Albedo	0.20							
	Vitoria	Canada EPW hourly TMY (1953-1995) - TMY							
Simulation variant :	19pav_ps O								
	Simulation date	28/11/19 23h12							
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt	5°	Azimuth 90°						
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Imported						
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	Si-mono	Model	SPR-E20-435-COM						
Original PVsyst database		Manufacturer	SunPower						
Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel 21 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	105	Unit Nom. Power 435 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	45.7 kWp	At operating cond. 41.4 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	324 V	I mpp 128 A						
Total area	Module area	227 m ²	Cell area 206 m ²						
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 10.00 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	4 units	Total Power 40 kWac						
			Pnom ratio 1.14						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	42 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°
	1.000	1.000	0.990	0.970	0.940	0.890	0.770	0.620	0.000

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.81		28/11/19	Page 2/4																												
Grid-Connected System: Main results																															
Project : Modelo Gen - 8 pav																															
Simulation variant : 19pav_ps O																															
Main system parameters <table> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>System type</td> <td colspan="2">No 3D scene defined, no shadings</td> </tr> <tr> <td></td> <td>tilt</td> <td>5°</td> <td>azimuth 90°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>SPR-E20-435-COM</td> <td>Pnom 435 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>105</td> <td>Pnom total 45.7 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>IG Plus 120 V-3</td> <td>Pnom 10.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>4.0</td> <td>Pnom total 40.0 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings			tilt	5°	azimuth 90°	PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom 435 Wp	PV Array	Nb. of modules	105	Pnom total 45.7 kWp	Inverter	Model	IG Plus 120 V-3	Pnom 10.00 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total 40.0 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)		
PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings																													
	tilt	5°	azimuth 90°																												
PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom 435 Wp																												
PV Array	Nb. of modules	105	Pnom total 45.7 kWp																												
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3	Pnom 10.00 kW ac																												
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total 40.0 kW ac																												
User's needs	Unlimited load (grid)																														
Main simulation results <table> <tr> <td>System Production</td> <td>Produced Energy</td> <td>68.29 MWh/year</td> <td>Specific prod. 1495 kWh/kWp/year</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Performance Ratio PR</td> <td>79.80 %</td> <td></td> </tr> </table>				System Production	Produced Energy	68.29 MWh/year	Specific prod. 1495 kWh/kWp/year		Performance Ratio PR	79.80 %																					
System Production	Produced Energy	68.29 MWh/year	Specific prod. 1495 kWh/kWp/year																												
	Performance Ratio PR	79.80 %																													
Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 45.7 kWp																															
19pav_ps O Balances and main results																															
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																							
January	162.3	81.98	26.32	161.8	159.8	6.119	5.828	0.789																							
February	159.4	70.05	25.76	159.9	158.1	6.049	5.767	0.790																							
March	204.1	66.76	26.65	205.6	203.4	7.721	7.363	0.784																							
April	142.8	61.10	25.34	142.8	141.0	5.486	5.232	0.802																							
May	132.3	50.38	22.84	132.5	130.7	5.172	4.935	0.815																							
June	124.3	42.18	21.98	124.8	123.0	4.892	4.668	0.819																							
July	121.2	48.65	22.38	122.1	120.3	4.800	4.578	0.821																							
August	136.2	57.13	21.69	137.5	135.7	5.389	5.142	0.819																							
September	147.0	65.43	22.07	147.8	145.8	5.736	5.469	0.810																							
October	145.5	71.37	24.41	144.1	142.2	5.523	5.260	0.799																							
November	208.7	71.08	26.50	207.2	205.0	7.725	7.362	0.778																							
December	188.5	81.25	26.86	187.2	185.0	7.011	6.682	0.782																							
Year	1872.4	767.36	24.39	1873.4	1850.0	71.622	68.286	0.798																							
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation DiffHor Horizontal diffuse irradiation T_Amb Ambient Temperature GlobInc Global incident in coll. plane				GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EArray Effective energy at the output of the array E_Grid Energy injected into grid PR Performance Ratio																											

PVsyst Evaluation mode